Promoviendo el Desarrollo de las Energías Renovables:

Un Manual para los Reguladores Internacionales de Energía

2014 Actualización

Esta publicación es posible gracias al apoyo generoso de la Gente Estadounidense a través de la Agencia de Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID). Sus contenidos son responsabilidad de NARUC y no necesariamente reflejan los puntos de vista de USAID o del Gobierno de los Estados Unidos.

Estudios de casos sobre el Perú, Gambia y Tanzania fueron aportados por Jorry Mwenechanya en 2013 y 2014.

Originalmente preparado en 2011 por

Isabel Bjork
Catherine Connors
Thomas Welch
Deborah Shaw
William Hewitt

Los puntos de vista del autor expresados en esta publicación no necesariamente reflejan los puntos de vista de la Agencia de Estados Unidos para el Desarrollo Internacional o del Gobierno de los Estados Unidos.

Para la copia original en inglés, visita www.naruc.org/USAID/REHandbook

www.naruc.org/international

RECONOCIMIENTOS

A la Agencia de Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID, por sus siglas en inglés), a la Asociación Nacional de Comisionados Reguladores de Servicios Públicos (NARUC, por sus siglas en inglés) y a su consejero Pierce Atwood LLP, les gustaría dar las gracias a todos los reguladores que contribuyeron con su tiempo y experiencia a este Manual. En particular, nos gustaría dar las gracias a los reguladores y expertos que nos ayudaron a construir e investigar los estudios de caso. Sin la contribución y apoyo de las siguientes organizaciones estos estudios de caso no habrían sido posibles: La Comisión Reguladora de Servicios Públicos de Armenia (PSRC, por sus siglas en inglés), La Comisión Nacional de Energía Eléctrica de Guatemala (CNEE), La Agencia Reguladora del Servicio Eléctrico y Protección al Consumidor de Egipto (EgyptEra), El Consejo de Control Eléctrico de Namibia (ECB, por sus siglas en inglés), La Comisión Reguladora de Electricidad de Jordania (ERC, por sus siglas en inglés), La Comisión Reguladora de Energía de las Filipinas (ERC, por sus siglas en inglés), el Instituto de Energías Renovables y Eficiencia Energética (REEEI, por sus siglas en inglés), La Politécnica de Namibia y la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones de El Salvador (SIGET).

Nos gustaría extender una nota especial de gratitud a las asociaciones regulatorias regionales que brindaron promoción a los reguladores nacionales en apoyo de este Manual: Asociación Coordinadora de Entidades Reguladoras de Energía Eléctrica de Centroamérica (ACERCA), la Asociación Regional de Reguladores de Electricidad de Sudáfrica (RERA, por sus siglas en inglés), El Foro Africano de Reguladores de Servicios Públicos (AFUR, por sus siglas en inglés), la Organización de Reguladores de Servicios Públicos del Caribe (OOCUR, por sus siglas en inglés), y la Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de Energía (ARIAE).

Los Comisionados de Estado y Personal de Comisión miembros de NARUC también brindaron un liderazgo fuerte para asegurar la exitosa publicación de este Manual. En particular, agradecemos al Comisionado Jim Gardner, al Sr. John Rogness y a la señorita Gretchen Gillig de la Comisión de Servicios Públicos de Kentucky, y al Sr. Nathan Phelps del Departamento de Servicios Públicos de Massachusetts por su orientación en esta publicación.

A NARUC le gustaría expresar su más fuerte aprecio a la Oficina de Crecimiento Económico, Agricultura y Comercio, en USAID, especialmente a la Srta. Simone Lawaetz, la Representante Técnica de nuestro Oficial de Acuerdos. Adicionalmente, nos gustaría reconocer el excelente trabajo de nuestros colegas y del personal de NARUC, incluyendo a la Srta. Erin Hammel, al Sr. Matthew Gardner, a la Srta. Barbara Doggett, a la Srta. Bevan Flansburg y a la Srta Kirsten Verclas. Agradecemos a los miembros de NARUC Danny Kermode, Jorge Ordóñez y Yuliya Shmidt por su trabajo en la actualización del Manual de Energia Renovable en 2013 y Jorry Mwenechanya para los estudios de casos sobre el Perú, Tanzania y Gambia.

ÍNDICE

RECONOCIMIENTOS I

SIGLAS V

RESUMEN EJECUTIVO I

INTRODUCCIÓN 12

PARTE I: PROBLEMAS COMUNES EN LA PROMOCIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES 14

CAPÍTULO 1: DEFINICIONES Y FUNDAMENTO PARA LAS ENERGÍAS RENOVABLES 14

CAPÍTULO 2: ENTENDIENDO LOS RETOS DE LA EXPANSIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES: TECNOLOGÍA Y ECONOMÍA 22

NAMIBIA: OPTIMIZANDO EL POTENCIAL DE LOS RECURSOS DOMÉSTICOS 30

CAPÍTULO 3: RESUMEN DE LAS CONSIDERACIONES PARA LOS INVERSIONISTAS 36

CAPÍTULO 4: POLÍTICA Y MECANISMOS DE REGULACIÓN EN APOYO A LAS ENERGÍAS RENOVABLES 41

PERÚ: EL USO DE SUBASTAS PARA PROCURAR SUMINISTRO DE ENERGÍAS RENOVABLES 55

LAS FILIPINAS: EL REGULADOR ADOPTA EL PRIMER REGLAMENTO FEED-IN TARIFF DEL PAÍS 65

LAS FILIPINAS: UNA ACTUALIZACIÓN SOBRE LA NUEVA TARIFA DE ALIMENTACIÓN DEL PAÍS 71

CAPÍTULO 5: ACUERDOS INTERNACIONALES, ASOCIACIONES REGIONALES Y PLANES NACIONALES 80

CAPÍTULO 6: EL ENTORNO REGULATORIO 88

2TANZANIA: ACUERDOS DE COMPRA DE ENERGÍA A PEQUEÑA ESCALA – UN ESTUDIO DE CASO 101

GAMBIA: CONCESIÓN DE LICENCIAS E INTERCONEXIÓN DE GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE 114

EGIPTO: CONSTRUYENDO LOS CIMIENTOS PARA LA INVERSIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES 123

PARTE II: TIPOS ESPECÍFICOS DE ENERGÍAS RENOVABLES Y ESTUDIOS DE CASO 130

CAPÍTULO 7: ENERGÍA HIDRÁULICA 130

ARMENIA: SOPORTE REGULATORIO PARA EL DESARROLLO DE ENERGÍA HIDRÁULICA PEQUEÑA 136

CAPÍTULO 8: ENERGÍA EÓLICA 140

JORDANIA: PASOS RECIENTES PARA LLEVAR LAS ENERGÍAS RENOVABLES AL MERCADO 145

JORDANIA: UNA ACTUALIZATIÓN SOBRE - LLEVANDO LAS ENERGÍAS RENOVABLES AL MERCADO 150

CAPÍTULO 9: ENERGÍA SOLAR 155

CAPÍTULO 10: BIOMASA 158

CAPÍTULO 11: ENERGÍA GEOTÉRMICA 163

EL SALVADOR: DESARROLLO GEOTÉRMICO 167

CAPÍTULO 12: GENERACIÓN DISTRIBUIDA 174

GUATEMALA: CONSTRUYENDO UN MARCO REGULATORIO PARA LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA 181

INSTANTÁNEA DE GUATEMALA 2013: GENERACIÓN DISTRIBUIDA (GD) 189

COMENTARIOS FINALES 193

BIBLIOGRAFÍA 195

SIGLAS

ACERCA – Asociación Coordinadora de Entidades Reguladoras de Energía Eléctrica de América Central

ACEs – Acuerdos de compra de energía

ACP – Pago Alternativo de Conformidad

AFUR – Foro Africano de Reguladores de Servicios Públicos

AND – Autoridad Nacional Designada

ARIAE – Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de Energía – Latinoamérica y España

CAFTA – Tratado de Libre Comercio Centroamericano

CIDA – Agencia Canadiense de Desarrollo Internacional

CNEE – Comisión Nacional de Energía Eléctrica

CPOT – Construir, poseer, operar y transferir

DANIDA – Agencia Danesa de Desarrollo Internacional

DFID – Departamento de Desarrollo Internacional del Reino Unido

DOE – Departamento de Energía

EAPIRF – Foro Regulador de Infraestructuras de Asia Oriental y del Pacífico

ECB – Consejo de Control Eléctrico

ECG – Cooperación Eléctrica de Ghana

EE – Eficiencia energética

EE.UU. – Estados Unidos

EEHC – Compañía Controladora Eléctrica de Egipto

EgyptEra – La Agencia Reguladora del Servicio Eléctrico y Protección al Consumidor de Egipto

ENTSO-E – Organización Europea de Operadores del Sistema de Transmisión

ER – Energías Renovables

ERC – Comisión Reguladora de Electricidad

ERRA – Asociación Regional de Reguladores de Energía-Europa Central, Oriental y Eurasia

ESC – Energía Solar Concentrada

ESMAP – Gestión del Sector Energético del Programa de Asistencia

FIT-All – Subsidio de Feed-in Tariffs

FITs – feed-in tariffs

FV – Fotovoltaico

GD – Generación Distribuida

GEDAP – Proyecto de Desarrollo y Acceso Energético de Ghana

GEF – Fondo para el Medio Ambiente Mundial

GEI – Gases de efecto invernadero

GO – Garantías de Origen

GPOBA – La Asociación Global de Ayuda con Base en Resultados

GPRS – Estrategia de Crecimiento y Reducción de la Pobreza

GRD – Generación Renovable Distribuida

GREENfund – Fondo de Energía Renovable de Ghana

INDE – Instituto Nacional de Electrificación (Guatemala)

IVA – Impuesto al Valor Agregado

JEA – Autoridad Eléctrica de Jordania

Lcoe – Costo Nivelado de Electricidad

MDL – Mecanismo de Desarrollo Limpio

MEMR – Ministerio de Energía y Recursos Minerales (Jordania)

MME – Ministerio de Minas y Energía (Namibia)

NAMAs – Acciones Apropiadas de Mitigación Nacional

NAREA – Autoridad de Energías Nuevas y Renovables (Egipto)

NARUC – Asociación Nacional de Comisionados Reguladores de Servicios Públicos (EE.UU.)

NED – Departamento Norteño de Electrificación (Ghana)

NEPCO – Compañía Nacional de Energía Eléctrica (Jordania)

NGCP – Corporación Nacional de la Red de las Filipinas

NPC – Corporación Nacional de Energía (Filipinas)

NREB – Consejo Nacional de Energías Renovables (Filipinas)

NTGDR – Norma Técnica para la Conexión, Operación, Control y Comercialización de la Generación Distribuida Renovable (Guatemala)

ONGs – Organizaciones No Gubernamentales

PAN – Plan de Acción Nacional

PEMC – Corporación de Mercado Eléctrico de las Filipinas

PIB – Producto Interno Bruto

PIE – Productores Independientes de Energía

PNUD – Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo

PSALM – Corporación de Gestión de Activos y Pasivos del Sector Energético (Filipinas)

PSRC – Comisión Reguladora de Servicios Públicos de Armenia

PURPA – Acta de Políticas Reguladoras de Servicios Públicos de 1978 (EE.UU.)

RAO UES – Sistema de Energía Unificada de Rusia

RE Act – Acta de Energías Renovables del 2008 (Filipinas)

RED – Directiva sobre Energías Renovables (Unión Europea)

REEEI – Instituto de Energías Renovables y Eficiencia Energética (Namibia)

REEEP – Asociación de Energía Renovable y Eficiencia Energética

REEEP-SA – Secretaría Sudafricana de Energías Renovables y Eficiencia Energética

RERA – Asociación Regional de Reguladores de Electricidad de Sudáfrica

RFP – Solicitud de Propuesta

ROCs – Certificados de Obligación de Renovables

RU – Reino Unido

SAFIR – Foro para la Regulación de Infraestructuras de Asia del Sur

SHPP – Plantas Pequeñas de Energía Hidroeléctrica

SIGET – Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (El Salvador)

TAPCO – Compañía de Energía Takoradi (Ghana)

Tcf – Trillón de pies cúbicos

TERs – Tecnologías de Energías Renovables

TICO – Compañía Internacional Takoradi (Ghana)

Transco – Corporación Nacional de Transmisión (Filipinas)

TSO – Operador del Sistema de Transmisión

TWh – Teravatio-hora

UE – Unión Europea

UNFCCC – Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático

USAID – Agencia de Estados Unidos para el Desarrollo Internacional

VRA – Autoridad del Río Volta (Ghana)

WESM – Mercado de Contado de Electricidad al por Mayor

Wp – Vatios Pic

RESUMEN EJECUTIVO

Los reguladores y quienes formulan políticas en el sector de la energía enfrentan los nuevos y estimulantes desafíos de las energías renovables (ER). Aunque no son nuevas dentro de la matriz energética, la importancia de las energías renovables como parte del suministro total nacional (e internacional) de energía es un fenómeno relativamente novedoso. Los países y sus gobiernos, reguladores y pobladores recién se están adaptando a los cambios recientes en el mundo energético. Este Manual intenta colaborar con los reguladores internacionales mientras avanzan entre estas novedades.

Las ER están ganando terreno porque ofrecen la posibilidad de cubrir necesidades energéticas de un modo sustentable. Los gobiernos, el público y las organizaciones locales e internacionales cada vez reconocen en mayor medida los daños individuales, sociales y ambientales que provocan las fuentes convencionales de energía como resultado de las emisiones de gases de efecto invernadero. Las energías renovables ofrecen la promesa de un suministro continuado de energía sin un daño comparable.

LA REGULACION COMO TEMA CENTRAL

Este Manual coloca las ER en el contexto regulatorio, algo que no ocurre a menudo. En general el tema de estudio son las tecnologías, sobre todo aquellas que son nuevas y de avanzada, y que ofrecen una promesa pero todavía requieren una realización efectiva, o la viabilidad económica de las energías renovables. Identificar lo que puede hacer el regulador para contribuir con los esfuerzos alrededor de las ER puede resultar una tarea compleja. En parte, se debe a que el campo de las ER cambia con rapidez y el umbral de rentabilidad para las ER a menudo es un blanco en movimiento que resulta difícil de predecir con exactitud. Además, las ER se han asociado con cuestiones políticas y sociales relacionadas con puestos de trabajo, accesibilidad de pago y disponibilidad para clientes vulnerables y poblaciones rurales, algo que no está presente en el campo energético convencional. No es sencillo encontrar la mejor manera de integrar enfoques regulatorios sobre energías convencionales y renovables.

Sin dudas, las energías renovables ofrecen la promesa de proveer a la demanda actual y en expansión de una manera limpia y sustentable, pero sólo podrán hacerlo si proveen energía en forma predecible y a costos razonables. La calidad del suministro y la regulación de los precios son requisitos mínimos para estimular el éxito de las ER. También son cuestiones clave respecto de cualquier fuente de energía, de hecho son centrales para la regulación en sí. Sin embargo, las cuestiones que presenta la regulación de las ER son diferentes en los aspectos políticos, operativos, técnicos y muchos otros de las que presenta la regulación de la energía tradicional (en la cual la matriz se basa sobre todo en combustibles fósiles):

- Las tecnologías son relativamente nuevas, al menos en términos de lograr éxitos comerciales, por lo que requieren experimentación, investigación y desarrollo, lo que resulta en falta de certeza y costos más elevados para muchos tipos de ER.

- La mayoría de las ER provienen de recursos variados, por lo que necesitan un seguimiento de las cuestiones operativas y técnicas para asegurar la continuidad del suministro y la seguridad en la red.

- Como ofrecen la promesa de la reducción de contaminantes, las ER son muy valoradas por los gobiernos que buscan reducir los daños que resultan de las emisiones (incluidos los que afectan a la biodiversidad, salud humana y calidad del aire), lo que significa que cada vez más se convierten en prioridades, tanto para los gobiernos como para muchos grupos de interés por motivos ajenos a lo puramente energético.

- El valor del uso de los recursos de las ER proviene de una perspectiva de largo plazo, que considera costos externos que tradicionalmente no están incluidos en los análisis tradicionales de mercado al evaluar el costo-beneficio en la generación.

- Mediante el aprovechamiento de los recursos naturales locales, las ER ofrecen un empuje económico en una industria nueva, haciéndola atractiva por cuestiones financieras que difieren del costo real del producto, como la creación de puestos de trabajo en el lugar y el desarrollo de industrias tecnológicas y experiencia locales.

- Una producción local adicional significa mayor seguridad de suministro para países que anteriormente dependían de las importaciones, por lo que existen implicancias geopolíticas.

En definitiva, cualquier consideración de la regulación de las ER no debe centrarse únicamente en las cuestiones regulatorias tradicionales como la regulación de precio y calidad, sino en el contexto más amplio en el cual se desarrollan y promueven las ER.

Con este objetivo, el Manual contiene:

- La política, estrategia y herramientas legislativas utilizadas para promover las ER, que los reguladores necesitan comprender e implementar o diseñar.

- Esquemas de respaldo o incentivos que respaldan las ER, su descripción y las ventas y desventajas de cada uno de ellos.

- Ventajas y limitaciones físicas y estructurales al desarrollo de energías renovables, incluida la disponibilidad de infraestructura y recursos naturales en un país determinado.

Mejores Prácticas Combinadas con Experiencia Regulatoria

Este Manual se basa en la revisión de las mejores prácticas y la consulta con los reguladores de energía en todo el mundo. Se centra en los países para los que el desarrollo de ER en gran escala es una prioridad relativamente nueva, y aplica las mejores prácticas al contexto de crecimiento y expansión, sacando provecho de las lecciones de países en los cuales los acuerdos marco para las energías renovables ya han experimentado años de reformas (sobre todo en Europa Occidental y América del Norte). Aunque el Manual no puede ofrecer una descripción detallada de cómo se llega a cada decisión regulatoria sobre las ER, intenta ofrecer una explicación de las decisiones que se toman, el contexto en el cual se seleccionan e implementan y las distintas manifestaciones y consecuencias de las decisiones asumidas.

El Manual ofrece también estudios de caso de proyectos de energía renovable que involucraron cuestiones relativas a regulaciones y políticas, y estudios de caso del desarrollo del marco regulatorio en países que han dado prioridad a la inversión en ER y su implementación. Como los diferentes tipos de ER suscitan diferentes cuestiones regulatorias, este Manual identifica y describe estas diferencias mientras menciona los principios comunes que subyacen al desarrollo regulatorio en el campo de las ER.

Este es un manual hecho por reguladores y para reguladores. Dirigido por la Asociación Nacional de Comisionados Reguladores de Servicios Públicos (NARUC) y respaldado por la Agencia para el Desarrollo Internacional de los Estados Unidos (USAID), incluye contribuciones de reguladores en África, América Central, Eurasia, Asia y el Medio Oriente. Preparado para asistir a los reguladores energéticos en la implementación de políticas para energías renovables y en la ayuda para lograr el desarrollo exitoso de proyectos de energías renovables, se basa en las relaciones de NARUC con AFUR (Foro Africano de Reguladores de Servicios Públicos), RERA (Asociación Regional de Reguladores de Electricidad de Sudáfrica), ACERCA (Asociación Coordinadora de Entidades Reguladoras de Energía de América Central), EAPIRF (Foro Regulador de Infraestructuras de Asia Oriental y del Pacífico), SAFIR (Foro para la Regulación de Infraestructuras de Asia del Sur), ARIAE (Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de Energía – Latino América y España) y ERRA (Asociación Regional de Reguladores de Energía – Europa Central y Oriental junto con Eurasia, con recientes incorporaciones de miembros de Medio Oriente), entre otros. Este proyecto tiene como principal expectativa el seguimiento de los trabajos de implementación, con intercambio continuo de consultas e información.

La Prioridad de la Sustentabilidad

Que las energías sean sustentables quiere decir que los recursos se utilizan de manera tal que proveen energía continua para cubrir las necesidades de la población actual, sin comprometer las condiciones de las generaciones futuras. Para lograr este equilibrio, la energía debe reponerse, los daños ambientales deben minimizarse, y los costos deben ser accesibles. Las ER son energía derivada de recursos que pueden ser relativamente restaurados. Incluyen la energía solar, eólica, hidroeléctrica, de olas y mareas, de biomasa y geotérmica. Debido a que el interés político y regulatorio se centra en la sustentabilidad y no en estos recursos en sí, el modo en

que se los aprovecha requiere un análisis riguroso para asegurar que las inversiones en ER realmente cumplen el objetivo de sustentabilidad. Generalmente esta determinación no es responsabilidad de los reguladores, aunque ellos deben comprender por qué y en qué sentido todo esto es importante a fin de poder entender el cambiante escenario de inversión, además de implementar opciones gubernamentales de modo tal que promuevan el objetivo dominante de sustentabilidad.

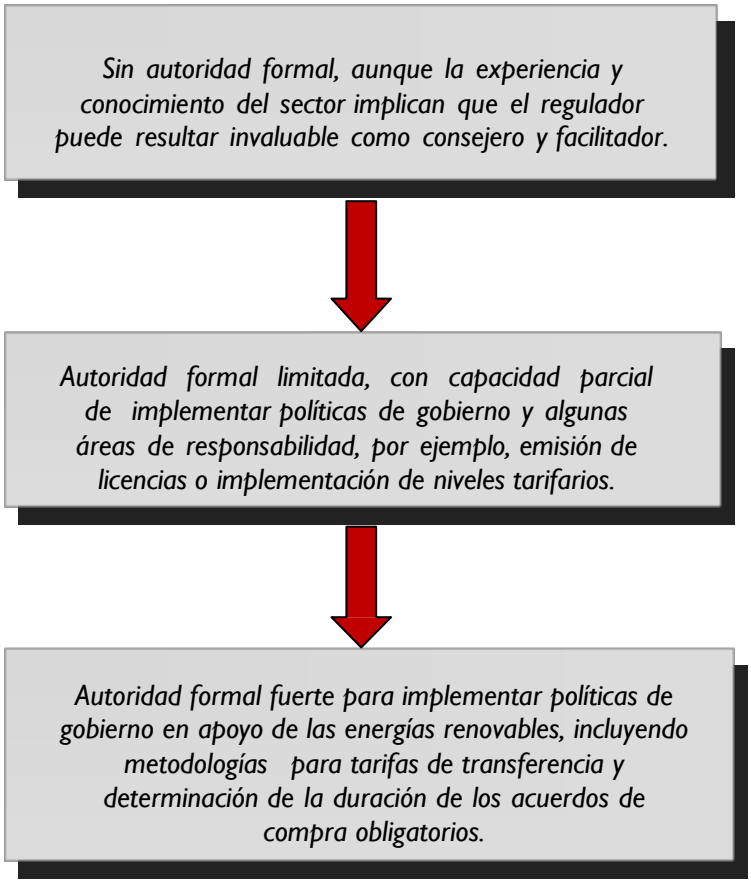
La energía renovable ofrece numerosos beneficios en el corto, mediano y largo plazo: seguridad de suministro, crecimiento sustentable de la industria y el trabajo a nivel local y sustentabilidad ambiental, a pesar de algunos puntos en contra que incluyen costos potencialmente más elevados de energía y la amenaza a las industrias de incumbencia que producen energía convencional derivada de combustibles fósiles. Los sistemas de energía basados en combustibles fósiles que existen actualmente pueden tener muchos efectos negativos sobre la salud y el ambiente, como consecuencia de las emisiones de gases de efecto invernadero, incluido el dióxido de carbono, que se liberan a partir de la quema de combustibles fósiles. La población mundial continúa creciendo a pasos agigantados, causando marcados incrementos en la demanda energética mundial, a pesar de las mejoras en el ahorro de energía y las tecnologías de energía limpia como captura y secuestro de carbono.

Los reguladores de todo el mundo cada vez se involucran más en aspectos del desarrollo de ER, y necesitan saber cómo ocuparse de la presión añadida que supone esta responsabilidad. Las ER son más que fuentes de energía nuevas o variadas, también representan un camino a transitar que ofrece el potencial de mejorar la calidad de nuestras vidas y las vidas de nuestros hijos.

Variaciones en los Modelos de Autoridad

El crecimiento sin precedentes genera algunas dificultades, y una pregunta que surge de la creciente importancia de las ER es su impacto en las funciones del regulador de energía. Los modelos para trasponer las estrategias de las energías renovables a la legislación o regulaciones varían entre las distintas jurisdicciones, y caen en un rango que va desde una participación importante de la autoridad regulatoria en la adopción e implementación hasta una participación mínima o inexistente. La variación de incentivos para promover las ER se relaciona con la variedad de opciones que tienen las naciones y estados sobre el tipo de energía renovable a promover, y la plantilla regulatoria en que se realizan tales elecciones.

En algunos países, los gobiernos se ocupan de todas las cuestiones regulatorias y no existe ningún cuerpo regulatorio independiente en el sector de la energía; en estos casos, los gobiernos pueden ocuparse de todas las cuestiones energéticas a la vez o de las ER y energías convencionales por separado. Lo mismo puede ocurrir cuando existen reguladores de energía independientes: algunos reguladores tienen autoridad en el campo de las ER; y otros no. Con frecuencia la entidad a cargo de la regulación (ya sea independiente o un departamento o ministerio de gobierno) tiene alguna autoridad, aunque limitada, en el sector de las ER, haciendo que la estructura regulatoria y la autoridad ligada a las energías renovables generalmente caigan en algún sitio a lo largo de un continuo de:



Sin importar esta variación en el alcance de la autoridad regulatoria, algunos principios son comunes con respecto a la regulación de las ER:

- La coordinación es esencial. La interfaz entre organismos gubernamentales y regulatorios siempre es importante en el contexto energético, pero es particularmente necesaria cuando el centro de atención son las ER. Tienen impacto en el marco implementado para las ER los organismos medioambientales, las ONG y los estándares ambientales (relacionados por ejemplo con la contaminación del aire, el uso del agua y la zonificación); los acuerdos y compromisos internacionales; los organismos y normas de licitación y adquisición; las regulaciones financieras y de garantía de préstamo; y las políticas y estrategias nacionales. Algunos tópicos esenciales para la coordinación son saber lo que están haciendo otros organismos y comprender las prioridades que establecen los gobiernos en los foros internacionales. Los reguladores deberán conocer las consecuencias que tienen tales prioridades, normas y actividades en los esfuerzos por llevar las ER al mercado. La tarea no es sencilla, ya que el panorama de las ER cambia muy velozmente.

- Existe la necesidad imperiosa de elegir un esquema de respaldo coherente y comprometerse con él. Alrededor del mundo se utilizan estructuras de incentivos diferentes para promover las ER. Incluyen: *feed-in-tariffs (FIT)*; cuotas y

certificados; subsidios; incentivos impositivos y fiscales, y licitaciones. Son muy diferentes entre sí y depende de cada país determinar el modelo que mejor se adapta a su situación y a las metas que ha identificado al buscar la promoción de las ER. Lo difícil es que la decisión debe ser coherente y adaptada a cada circunstancia en particular. Las regulaciones deben desarrollarse en respaldo del esquema seleccionado, requiriéndose cohesión en la toma de decisiones. La falta de certeza sobre el esquema a aplicar o la imposibilidad de tomar una decisión y comprometerse con ella impedirá el éxito de las ER. Para que ocurra el crecimiento se necesita selección y certeza.

- El marco normativo que se elija debe incorporar provisiones que permitan flexibilizarlo si se presentan cambios de importancia en el mercado o consecuencias no pretendidas de los esquemas de incentivos. Para asegurar la efectividad en el largo plazo y que se actúa en el mejor de los intereses del país de implementación, debe dejarse vía libre para algunas posibilidades de cambio, como lo demuestran las experiencias de España y Francia (líderes de primera hora en los esquemas de *feed-in-tariff*). Al mismo tiempo, estos cambios deben circunscribirse dentro de parámetros determinados que incluyen mecanismos definidos para medir el progreso hacia las metas de las ER, permitiendo por tanto máxima previsibilidad con el mínimo riesgo de inversión.

- El precio de las ER es importante. Si el costo es demasiado elevado y la energía basada en combustibles fósiles tiene un costo inferior, entonces el desarrollo de las ER se estancará. La consideración de los precios y de cómo se integran en la matriz energética general es parte importante de la ecuación regulatoria.

- El rendimiento del capital invertido resulta asimismo de importancia. Los inversores necesitan saber que recibirán un rendimiento razonable por los recursos que destinan a un proyecto de ER, incluyendo su capital. No resultará posible atraer a nuevos inversores sin un régimen de tarifas que ofrezca un rendimiento confiable sobre un período de tiempo suficiente como para cubrir lo invertido.

- El campo de la energía contiene muchos grupos de interés y las atracciones y repulsiones entre estos intereses pueden afectar la regulación de las ER. Por ejemplo, la fijación de precios según la economía tradicional sin considerar los costos externos (como los costos de purificar la contaminación del aire u ocuparse de la degradación ambiental) puede comprometer el desarrollo de las ER, así que la fijación de los precios de la energía convencional y las ER podría necesitar mayor reflexión y están interrelacionados.

- Las poblaciones rurales y vulnerables pueden beneficiarse con las ER; particularmente en la forma de generación con distribución, mini-redes y pequeños sitios de producción, aunque la accesibilidad financiera y el acceso físico siguen siendo la norma para estos grupos.

- Los principios regulatorios rectores de la transparencia, claridad y previsibilidad se aplican a las ER del mismo modo que a otras fuentes de energía.

De los Pasos Preparatorios a la Implementación del Proyecto

Los países a quienes se destina este Manual (y de hecho la mayoría fuera de Europa Occidental y América del Norte) se encuentran en las etapas iniciales del desarrollo de sus marcos regulatorios para las ER. Debido a que las experiencias concretas y prácticas de un país pueden ofrecer lecciones de importancia a otros, este Manual ofrece estudios de casos, cada uno de ellos con ejemplos diferentes y en diferentes etapas del desarrollo de las ER. En El Salvador hay una planta geotérmica de ciclo binario ya operativa, y en Guatemala una pequeña planta hidroeléctrica de generación distribuida. En Armenia y Jordania han avanzado proyectos de hidroelectricidad y energía eólica respectivamente, pero no están todavía en línea y enfrentan desafíos por venir. En Filipinas se ha adoptado un marco de *feed-in-tariff*. En Namibia se está implementando un programa de energías renovables, que ofrece la base requerida para futuras exitosas implementaciones de proyectos. En Egipto, el regulador ha hecho ajustes al marco normativo y ha trabahado con otras agencias del gobierno para fomentar el uso del potencial de ER. Cada caso de estudio ofrece valiosas evidencias sobre las fortalezas del desarrollo de las ER, los desafíos que enfrentan tales desarrollos, y la necesidad de un firme respaldo regulatorio para que las ER avancen de modo positivo y sustentable. A continuación se presentan algunos de los casos de estudio seleccionados:

Armenia

Este caso de estudio presenta los esfuerzos para llevar un pequeño proyecto de inversión en energía hidroeléctrica a Armenia. El proyecto, comandado por un desarrollador de proyectos ubicado en los Países Bajos, ha procedido a la identificación del sitio de emplazamiento, ha completado la diligencia debida en 2009, y ha asegurado su financiación parcial, mientras el desarrollador del proyecto busca fuentes de financiación adicionales. Los esfuerzos para atraer financiación adicional han encontrado apoyo en el marco regulatorio energético del país. Se ha creado un clima propicio para la inversión en ER debido a las enmiendas a la ley energética de 2001, una nueva estrategia energética que promueve las ER adoptada en 2004 y una disposición sobre *feed-in-tariff* en 2009. Con uno de los reguladores con mayor permanencia en la región, Armenia se beneficia debido a una cierta estabilidad y previsibilidad en su estructura regulatoria, que incluye un registro de fijación de tarifas y toma de decisiones sobre tarifas, y apertura hacia el público. Gracias a estos antecedentes, el desarrollador del proyecto ha podido identificar y conversar con el regulador sobre varias cuestiones que preocupan a los potenciales inversores, incluyendo un desfase entre la apertura esperada del mercado y la apertura real, y el contenido de las normas necesarias para implementar tal apertura. Los desarrolladores del proyecto se han encontrado con el regulador para explicarle que los inversores requieren certidumbre a largo plazo en sus contratos. El regulador ha proporcionado explicaciones y cartas por escrito que explicitan el proceso y la expectativa general de que la estructura existente será renovada sin complicaciones.

El Salvador

En 2007 una empresa pública-privada (con inversión local y extranjera) comenzó la operación de una planta binaria geotérmica de 9.2 MW en El Salvador. El proyecto se realizó luego de que SIGET, el regulador, otorgara una concesión sobre el terreno en el que se encuentra emplazada la planta. Desde ese momento, el regulador ha supervisado la construcción y expansión, incluyendo la construcción de cinco pozos de producción y cuatro pozos inyectores, y cuatro unidades operativas. El proyecto se benefició de las reformas en el sector, sobre todo en el período de 2003 a 2009, que intentaban mejorar el mercado mayorista para permitir nuevos participantes. En particular, SIGET ha aprobado nuevas regulaciones basadas en costos para operaciones del sistema de transmisión y el mercado mayorista. Los inversores extranjeros también han podido capitalizar las oportunidades que ofrece el Mecanismo de desarrollo limpio (CDM) que ofreciera el Protocolo de Kioto, ya que en 2006 registraron otro proyecto hermano de energía geotérmica bajo este CDM.

Egipto

El Regulador, EgyptEra, ha desempeñado un papel vital en los últimos años preparando un marco y el sector para la integración amplia de las energías renovables, incluso antes de la aprobación de la legislación primaria de energías renovables, que está haciendo su camino, lentamente, a la adopción. El liderazgo del regulador para asegurar que la capacidad está construida dentro de su personal y en el sector en general, y su enfoque en las normas secundarias que serán necesarias para una implementación exitosa, ameritan una revisión cuidadosa, ofreciendo lecciones valiosas sobre cómo efectuar el cambio frente a los retrasos políticos o parlamentarios.

Guatemala

El caso de estudio en Guatemala refleja las reformas legislativas y regulatorias que ayudaron a llevar generación distribuida al país. El proyecto Kaplan Chapina presenta una pequeña planta hidroeléctrica utilizando generación distribuida en lugar de la red central para llegar a las comunidades rurales. El proyecto pudo ponerse en operación gracias a las políticas regulatorias adoptadas hace relativamente poco tiempo en Guatemala, destinadas a facilitar el desarrollo de plantas de energía renovable y generación distribuida. Estas políticas permitieron que la planta de energía se conectara directamente a la red de distribución, mejoraron la calidad de los servicios de electricidad, y ofrecieron créditos fiscales a las empresas que invierten en proyectos de energía renovable durante un período de 15 años.

Jordania

El caso de estudio de Jordania revisa un proyecto eólico que fue licitado y otorgado por concesión a inversores griegos en 2009. Sin embargo, en una fecha más reciente el director del Departamento de Energías Renovables del Ministerio de Energía y Recursos Minerales ha indicado que el gobierno está reconsiderando el proyecto. Las razones esgrimidas son los niveles de sonido y problemas respecto de las regulaciones sobre el terreno, pero el

proyecto enfrentó dificultades cuando las negociaciones entre el gobierno y el consorcio griego-jordano a quien se otorgó el contrato fracasaron en 2009 debido al monto de la tarifa. La experiencia de Jordania con respecto a este proyecto y sus intentos para fomentar el crecimiento de las energías renovables locales y la eólica en particular brinda valiosas lecciones sobre el marco necesario para el desarrollo de la energía eólica y los obstáculos potenciales a superar.

Namibia

El caso de estudio de Namibia examina el Programa de Energías Renovables de Namibia del 2005 (NAMREP) y los esfuerzos para seleccionar y aplicar los incentivos de apoyo, con un análisis considerable del impacto de *feed-in-tariffs*. El NAMREP fue diseñado para aumentar la asequibilidad y el acceso a los servicios de las ER, y acelerar el desarrollo del mercado para las energías renovables mediante la reducción de las barreras institucionales, informáticas, de capacidad humana, financieras, técnicas, de conocimiento y otras barreras del mercado. El enfoque principal del NAMREP fue en la tecnología solar fotovoltaica para la iluminación y el bombeo de agua, la energía solar térmica para el calentamiento del agua y en un grado limitado, el uso eficiente de la biomasa doméstica. Este programa se ha beneficiado del poder del regulador sobre la evaluación y el monitoreo del desempeño de sus licenciatarios, y la jurisdicción extendiéndose más allá de la electricidad convencional.

Filipinas

El caso de estudio de Filipinas detalla el camino hacia la reforma regulatoria en el sector de las ER, que llevó a adoptar una ley de amplio alcance sobre energías renovables en 2008 y una *feed- in-tariff* que surge de esa ley. La ley incluye la compra obligatoria de potencia de energías renovables, *feed-in-tariffs* preferenciales, y una «opción de energía verde» que permite que los consumidores elijan fuentes renovables y diferentes incentivos. En el marco de esta ley el gobierno (el Departamento de Energía) promulga normas relativas a la compra obligatoria de energía renovable, otorga contratos de servicio de ER, formula el Plan Nacional de ER y registra participantes de ER. De acuerdo con su mandato en el marco de la ley de ER de 2008, una de las principales responsabilidades del regulador es establecer *feed-in-tariffs* para la energía eólica, solar, oceánica, energía hidroeléctrica de pelo de agua y recursos de biomasa. El regulador envió el borrador de sus normas para comentarios en marzo de 2010. Acompaña al borrador de las normas un detallado marco legal conceptual que describe los principios económicos que se aplican para establecer tarifas de ER que resulten costo-efectivas.

Aunque las experiencias son variadas y los desafíos particulares que se enfrentan difieren en cada proyecto, se pueden recoger algunas lecciones y principios. En primer y principal lugar, el desarrollo de las ER debe considerarse desde una base bien amplia. Debido a que se trata de una tecnología nueva con un análisis costo-beneficio poco tradicional, se necesita un enfoque polifacético aplicado a cada país en particular, con el fin de reducir el riesgo de los inversores e incrementar el atractivo de las inversiones en ER. El papel del regulador en este esfuerzo incluye colaborar con sus conocimientos cuando el gobierno está tomando sus

decisiones respecto de políticas, e implementar esas decisiones de un modo transparente y predecible que minimice los costos de transacción.

Recomendaciones

Nuestro futuro está ligado a la expansión de las ER. Mientras el sector de las ER sigue experimentando un rápido crecimiento y numerosos cambios, los reguladores necesitan disponer de herramientas para permitir avances que puedan integrarse con éxito en el mercado existente, considerando sus necesidades energéticas, integridad operativa y viabilidad económica. Las siguientes recomendaciones son prioritarias para realizar este objetivo:

- Identificar todos los compromisos internacionales que pueda haber tomado el gobierno y revisar las metas, prioridades y estrategias que puedan ser parte de tales compromisos. Revisar con el mismo fin las políticas energéticas o programas nacionales. Este proceso ayudará a que los reguladores comprendan los pasos que los gobiernos posiblemente tomen en respaldo de los diferentes caminos hacia el desarrollo de las ER, y también a que entiendan posibles restricciones.

- Revisar los procesos legales y administrativos en otros sectores que puedan impactar los avances en ER, incluyendo las restricciones ambientales de emplazamientos y permisos, los estándares ambientales y las normas para inversiones y adquisiciones.

- Trabajar en contacto directo con otros reguladores de otros países, sobre todo con los que se desempeñan en la región y se ocupan de recursos o condiciones económicas o de suministros similares, con el fin de reunir conocimientos, ideas y estrategias para llevar a cabo los cambios necesarios.

- Desarrollar, implementar y brindar consejos expertos sobre esquemas de incentivos para las ER (con un alcance dependiente de la autoridad legal), con la mira en las condiciones y necesidades de todo el sector, evitando hacerlo en forma aislada.

- Establecer mecanismos formales o informales para coordinar la actividad con otros organismos de gobierno que tengan responsabilidades en el campo, y promover métodos de «compras con una sola parada» para inversores interesados en las ER. Poner en funcionamiento la transparencia, previsibilidad y claridad de los procesos regulatorios. La tentación de brindar el apoyo a un proyecto es importante cuando los objetivos son prioridades internacionales y nacionales. La estabilidad del sector requiere políticas transparentes y anti-discriminatorias que ofrezcan supervisión y monitoreo, orientadas por prioridades económicas y sociales junto con un análisis económico y

sectorial, pero no corresponde favorecer a proyectos individuales de un modo impredecible o subjetivo.

El importante trabajo de los reguladores en la esfera de las ER exige dedicación en la atención y el apoyo, y este Manual es un paso hacia el logro de la colaboración internacional continua entre los reguladores para lograr el desarrollo de las energías renovables. A partir de su publicación, este Resumen Ejecutivo y el Manual completo estarán disponibles en el sitio de Internet de NARUC, www.naruc.org/internacional.

INTRODUCCIÓN

Este Manual ha sido preparado para su uso por USAID y NARUC para ayudar a los reguladores de energía en la implementación de políticas de energías renovables y facilitar el desarrollo exitoso de proyectos de energías renovables. Aquí "Regulador" se refiere ampliamente al órgano administrativo u oficial que regula el sector de la energía; ya que puede ser una entidad independiente, en consonancia con las mejores prácticas o una rama de un organismo ministerial. El objetivo de este Manual es describir las distintas consideraciones que rodean la regulación del desarrollo y la producción de energías renovables, con un énfasis sobre:

- Política, incluyendo estrategias individuales de gobierno y planes de implementación, así como la legislación.
- Sistemas de apoyo o incentivos para apoyar la energía renovable, tales como *feed-in-tariffs*.
- Ventajas físicas y estructurales a las limitaciones del desarrollo de energías renovables, fijándose particularmente en la disponibilidad de la infraestructura y los recursos naturales.

La Parte I, consta de los Capítulos 1al 6, trata los problemas comunes a la promoción de todo tipo de energía renovable, incluyendo la definición y tipos de ER, los retos comunes en el desarrollo y la promoción, los métodos comunes de promover las ER y el papel que los reguladores juegan en esta promoción.

Parte II, Capítulos 7 al 11, se enfocan en tipos específicos de energía renovable (energía hidroeléctrica, eólica, solar, biomasa, geotérmica y la generación distribuida), e incluye estudios de caso de proyectos. Destinado a los reguladores de todas partes, se hace hincapié en los países más allá de las fronteras de Norte América y la Unión Europea, con una mirada hacia las lecciones que se pueden aprender de todas las regiones del mundo.

Históricamente, los instrumentos normativos han sido el mecanismo básico para la promulgación de la política ambiental en todo el mundo industrializado. La calidad del medio ambiente ha sido vista como un bien público que el Estado debe garantizar mediante la prevención de su daño por agentes privados. La regulación directa consiste en la imposición de normas (o incluso prohibiciones) sobre las emisiones y los vertidos, y/o las características del producto o proceso, aplicado a través de licencias y el monitoreo. La legislación suele ser la base para esta forma de control y el cumplimiento es generalmente obligatorio con sanciones por el incumplimiento de los requisitos. En el campo de las ER, los reguladores también pueden servir para fomentar medidas de carácter no obligatorio para promover las ER utilizando su conocimiento único y comprensión del sector de la energía.

Los reguladores proceden de ambientes con condiciones económicas, políticas, infraestructura y recursos diferentes que afectan cómo se dirige el crecimiento de las energías renovables.

También proceden de diferentes entornos regulatorios. Las relaciones de NARUC con agencias regulatorias se extienden desde Norte América hasta Europa, Centro y Suramérica, África y Asia. La combinación de la amplitud de la distribución geográfica y el ritmo acelerado en el que el campo de las energías renovables está creciendo y cambiando significa que las mejores prácticas y principios generales pueden definirse, pero los detalles de la implementación yacen con los países individuales y sus reguladores para determinar la forma óptima para el medio ambiente.

En algunas jurisdicciones, los reguladores tienen una clara autoridad para establecer las tarifas y emitir licencias para las energías renovables; otros no la tienen. De hecho, en muchas jurisdicciones, algunas cuestiones que tienen que ver con energías renovables son tratadas por órganos distintos al regulador de energía. Cada vez más, sin embargo, a los reguladores se les está pidiendo asumir algunas tareas reglamentarias relacionadas a las energías renovables, o están encontrando que necesitan información sobre las prácticas de reglamentación en los ámbitos de las energías renovables porque los inversionistas u otros interesados llegan a ellos por orientación, aun cuando está claro que la ley no les da esta autoridad. Porque la promoción de las energías renovables es una prioridad relativamente nueva para muchos países alrededor del mundo, y ciertamente para países fuera de los Estados Unidos (E.E.UU.) y la Unión Europea (UE), la relación entre el regulador de energía y los diversos pasos, incluyendo los regímenes de apoyo, incentivos y metas nacionales, que los países toman para promover las energías renovables, por sí mismas están evolucionando. Por estas razones:

- A los reguladores se les puede encargar directamente el apoyo de nuevas iniciativas de ER, o ese deber puede pertenecerle a otras agencias. Dado el mandato reglamentario de la supervisión del sector energético, sin importar si los reguladores tienen autoridad directa, ellos necesitan entender las complejidades presentadas por los esfuerzos de las ER y la eficiencia energética (EE) en su jurisdicción y más allá.

- Independientemente de si un organismo regulador está expresamente encargado de la implementación de programas de ER, hoy en día la regulación de la energía efectiva requiere un entendimiento de cuestiones específicas de las ER y cómo éstas impactan en las tareas tradicionales de reglamentación, incluyendo la concesión de licencias y los cálculos de tarifas.

- La implementación exitosa de fuentes de energías renovables involucra experiencia en múltiples disciplinas y, por lo tanto, de coordinación y cooperación interinstitucional y regional.

En reconocimiento a las condiciones muy disparejas en las que los reguladores nacionales operan, la estructura de este Manual está diseñada para ser un documento flexible e interactivo que aborda las necesidades de los reguladores mientras se desarrollan sus facultades y responsabilidades.

PARTE I: PROBLEMAS COMUNES EN LA PROMOCIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

"La energía es una necesidad humana básica. Sin la energía, todo se paralizaría. Un factor necesario en la fomentación del desarrollo humano y del crecimiento económico es un suministro de energía seguro, económico, confiable, limpio y sostenible. Hoy afrontamos desafíos monumentales: calentamiento global, la disminución de recursos naturales, explosiones en el crecimiento demográfico, aumento en la demanda de energía, alzas en el precio de las energías y la distribución desigual de fuentes de energía. Todos estos factores contribuyen a la urgente necesidad de transformar el sector energético – que depende principalmente de los combustibles fósiles – a uno que usa energías renovables y medidas eficientes de energía.

La energía renovable es una de las soluciones claves a los desafíos actuales que enfrenta el futuro energético del mundo. Muchos países ya fomentan la producción y el uso de energías renovables a través de enfoques diferentes a un nivel político y económico porque ellos reconocen los muchos beneficios que las energías renovables proveen. El uso actual de las energías renovables, sin embargo, aun está limitado a pesar de su gran potencial. Los obstáculos son diversos e incluyen: largos procedimientos para permisos, tarifas de importación y barreras técnicas, financiamiento inseguro de proyectos de energías renovables, y conciencia insuficiente de las oportunidades de las energías renovables."

- Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), Declaración de Misión[1]

CAPÍTULO 1: DEFINICIONES Y FUNDAMENTO PARA LAS ENERGÍAS RENOVABLES

La energía renovable (ER) se refiere a la energía generada de recursos naturales a niveles sostenibles y puede provenir de fuentes de energía no fósiles (solar, eólico, hidroeléctrica, de olas y mareas, de biomasa y geotérmica).[2] Con la excepción de la geotérmica, todos los recursos entendidos como energía renovable en este documento son impulsados por el sol y la luna (en el caso de las mareas y el tiempo) y son reponibles por la vida del sol y la luna. La energía solar es sacada del sol; la energía eólica de los movimientos que resultan de las altas y bajas presiones atmosféricas de las temperaturas calientes y frías producidas por el sol; la energía hidroeléctrica proviene del movimiento del agua, también causada por el viento y por los cambios de temperatura; la energía de olas proviene del viento y de los cambios de temperatura sobre el agua; la energía de la marea proviene de la atracción gravitacional y el viento; y la biomasa de la materia orgánica que crece como resultado de los factores del sol, viento y agua que interactúan. La energía geotérmica es el resultado de la energía interna de la

Tierra y con tecnología actual se cree que es, por lo general, relativamente inagotable (aunque algunos sitios específicos pueden ser utilizados a la capacidad máxima). La habilidad de reponer significa que el uso es en gran parte sostenible a corto y mediano plazo; el objetivo es la sostenibilidad a largo plazo pero se entiende que el uso puede tener impactos a largo plazo que no son completamente entendidos actualmente.

El interés en recursos de energías renovables proviene de su sostenibilidad.
La sostenibilidad tiene dos aspectos interrelacionados:

- Usar los recursos con el mínimo impacto negativo sobre el medio ambiente.
- Desarrollar recursos de una forma apropiada y rentable que se pueda llevar a cabo a largo plazo.

La aplicación de la sostenibilidad es única al entorno. Debido al relativo costo económico, los recursos que sean apropiados para su uso en un país pueden no ser adecuados para otro. Por ejemplo, un país con un desarrollo económico limitado puede tener prioridades diferentes que uno que tiene una economía que está creciendo rápidamente en una escala internacional. La sostenibilidad significa que los proyectos deben resistir y proporcionar beneficios económicos a través del tiempo.

Las fuentes de energía basadas en combustibles fósiles, usando petróleo, gas natural y carbón, generalmente no se consideran sostenibles porque normalmente se agotan a un ritmo relativamente rápido, y cualquier sustitución por procesos naturales es lenta. Además, los combustibles fósiles contienen altos porcentajes de carbono y otros gases de efecto invernadero de modo que su combustión produce dióxido de carbono, un gas de efecto invernadero que contribuye al cambio climático, y otras emisiones peligrosas. Así también, la energía nuclear, a pesar de que no genera emisiones dañinas de la misma forma que los combustibles fósiles, no se considera como energía renovable porque el uranio utilizado en el proceso de la producción de energía al final no se repone, por lo que el uso es no sostenible a mediano y largo plazo.

Ciertamente, la definición de energías renovables es en sí a veces polémica, con preocupaciones sobre la sostenibilidad a largo plazo o la neutralidad de los niveles de emisión de CO_2 durante un ciclo de vida. Estos temas se analizarán más adelante en el Manual (por ejemplo, en lo que respecta a la utilización de la biomasa), aunque el Manual ofrece la advertencia general de que las tecnologías y las formas de evaluar los impactos ambientales están en constante evolución en el campo de las ER, de modo que los impactos del ciclo de vida completa son actualmente desconocidos. El cuidado y la precaución para el medio ambiente deben de ser los principios rectores mientras se exploran, fomentan y se llevan al mercado los proyectos de ER.
Para este Manual, nos concentramos en las fuentes de energías renovables que producen electricidad.

Tipos de Energías Renovables

La Energía Solar es la energía del sol utilizada para generar electricidad y calentar agua. En términos generales, la energía solar es convertida en tres tipos de energía: solar térmica, solar fotovoltaica y solar concentrada. La energía solar térmica se refiere a la energía solar convertida a calor. Generalmente dirigida a poblaciones domésticas, esta puede tomar la forma de espacio solar, calentamiento de agua y piscinas, y refrigeración solar térmica. La energía solar concentrada es un tipo de energía solar térmica usada para generar electricidad. Más a menudo destinada a la producción de energía a gran escala, las tecnologías de energía solar concentrada utilizan lentes o espejos para reflejar y concentrar la luz solar en los receptores (un rayo delgado). El calor concentrado se convierte en energía térmica, que a su vez produce electricidad a través de una turbina de vapor o de un motor de calor accionando un generador. La energía solar fotovoltaica (FV) es la electricidad generada a partir de la utilización de células fotovoltaicas. Los módulos FV pueden ofrecer electricidad en áreas en donde no es rentable utilizar la red convencional, o donde las redes eléctricas son rudimentarias.

La Energía Eólica es generada de turbinas eólicas. Las turbinas deben de estar colocadas en lugares estratégicos a fin de maximizar el potencial del viento. La producción baja o intermitente es un problema, así como lo son las objeciones al ruido y a los efectos visuales. Los grandes parques eólicos pueden conectarse a la red de transmisión eléctrica; turbinas más pequeñas están conectadas a través de la red de distribución.

La Energía Hidroeléctrica (también conocida como "Energía Hídrica") es energía derivada del flujo del agua (desde el ciclo hidrológico climático, impulsado por el sol), que se usa para girar turbinas que producen electricidad. Las plantas hidroeléctricas varían en capacidad desde unos pocos cientos de vatios a más de 10,000 megavatios. Las características más importantes son el cabezal hidráulico efectivo (la altura a través de la cual cae el agua), la capacidad (potencia generada), el tipo de turbina utilizada y la ubicación y tipo de presa o embalse. Por lo general, la electricidad se genera por el uso de *presas* o el *flujo de río.* Las plantas de flujo de río son comunes en las hidroeléctricas pequeñas y con frecuencia se ven como la forma más sostenible de la energía hidroeléctrica. Los proyectos de energía hidroeléctrica a gran escala, que han aumentado en el último par de décadas a pesar de los altos costos de la construcción inicial, tienen la ventaja de una alta capacidad y potencial de almacenamiento a través de depósitos de acompañamiento, pero también suscitan algunas preocupaciones ambientales, incluyendo el desplazamiento de personas, el cambio a la biodiversidad y el daño geológico. La energía hidroeléctrica es afectada por las sequías, aunque los embalses pueden ser utilizados estratégicamente para garantizar el suministro durante los períodos secos.

Otros tipos de energías renovables provenientes del agua, las mareas y la energía de las olas son más recientes y aún no son implementados ampliamente, pero ofrecen un significativo potencial. La energía de las mareas es el resultado de la interacción de la atracción gravitacional de la luna y el sol en los estuarios, ríos y mares. Aunque se ha utilizado durante algún tiempo (pequeños molinos de marea en los ríos fueron utilizados en Inglaterra y Francia en la Edad Media) y un proyecto de energía de las mareas de tamaño mediano (200+ megavatios) está funcionando actualmente en Francia, el aprovechamiento de la energía de las mareas en gran escala sigue siendo limitada, sobre todo porque las tecnologías no están totalmente

desarrolladas y probadas en la misma escala que las otras tecnologías de ER, como la eólica y la energía hidroeléctrica. La energía de las mareas es prometedora en términos de confiabilidad y eficiencia, aunque permanece una preocupación en cuanto al impacto sobre la vida marina y costera. La energía de las olas genera energía de las olas en la superficie del océano y se encuentra en las etapas iniciales del desarrollo comercial, habiendo comenzado en la década de 1970.

La Biomasa es la materia proveniente de las plantas o de los organismos vivos que se puede convertir en electricidad (y calor). Hay cinco categorías generales: la madera (incluyendo los residuos forestales), los residuos agrícolas (desechos de cosecha y procesamiento), desechos de alimentos (de la elaboración de bebidas y comida); desechos industriales (de procesos industriales) y cosechas de energía (caña de azúcar y maíz, por ejemplo, y éstas se usan principalmente para combustibles líquidos). Mientras que es ventajoso en términos de disponibilidad común y en el uso de desechos u otros residuos naturales, el costo del transporte puede ser considerable y las emisiones de dióxido de carbono pueden ser altos por unidad de energía cuando se compara a la mayoría de las tecnologías, aumentando considerablemente el debate en cuanto a la sostenibilidad de la biomasa para generar electricidad. El material que tiene un mercado alternativo, como la madera de buena calidad para muebles y vivienda, es probable que resulte poco rentable para la energía, aunque el uso de productos de desecho es atractivo desde el punto de vista de la sostenibilidad, siempre y cuando las preocupaciones con respecto a la neutralidad de CO_2 se tomen en cuenta. La co-combustión de la biomasa con carbón se usa a veces para aumentar la eficiencia y reducir los costos, aunque la co-combustión plantea preocupaciones relacionadas a la combustión, como cenizas volantes.

La Energía Geotérmica se extrae del calor almacenado en la tierra, por lo general mediante la perforación de agujeros en la corteza terrestre, el bombeo de agua fría y el uso del vapor resultante para hacer funcionar un generador eléctrico. Normalmente es limpia, relativamente barata de producir (una vez que el estudio y la extracción estén completos) y lo más importante es que no es variable, por lo que está disponible de forma previsible. A nivel mundial, la capacidad geotérmica ha crecido a un ritmo sano desde la década de 1970, con el acompañamiento de mejoras en la perforación, exploración y tecnologías de conversión. La aplicación sigue siendo limitada, sin embargo, se necesita mucho más trabajo antes de que la geotérmica se vuelva económica a gran escala.

Las Razones para Promover las Energías Renovables

Las energías renovables ofrecen numerosos beneficios a corto, mediano y largo plazo. Los sistemas de energía existentes basados en combustibles fósiles pueden tener muchos efectos negativos en la salud y el medio ambiente, como consecuencia de las emisiones de gases de efecto invernadero, incluyendo dióxido de carbono, que son liberados por la quema de los combustibles fósiles. El crecimiento de la población mundial traerá incrementos en la demanda mundial de energía, a pesar de las mejoras en EE y tecnologías de energía limpia. Las energías

renovables prometen suministrar la demanda existente y en expansión de manera limpia y sostenible.[3]

Para dar sentido a la regulación en el contexto de energías renovables, es importante entender los fundamentos de la promoción de las ER y las preocupaciones regulatorias que están implicadas en el marco de los esfuerzos de promoción.

Seguridad del Suministro

Este siglo ha sido testigo no sólo de la creciente demanda, sino también del aumento de los precios de la energía. A nivel mundial, mientras que los precios han aumentado, también han fluctuado, generando imprevisibilidad. Al mismo tiempo, depender de las importaciones trae el riesgo de que la fuente del suministro se reduzca, y cualquier reducción estará fuera del control del país importador. A medida que ha aumentado la demanda mundial, han aumentado las preocupaciones de que el suministro de combustible está alcanzando su punto máximo o ya ha llegado a su punto máximo. A pesar de algunos descubrimientos de nuevas fuentes de suministro como el petróleo en Brasil, es evidente que la dependencia de recursos externos coloca a los gobiernos en riesgos crecientes de asegurar el abastecimiento interno, desde un punto de vista económico y de recursos. La geopolítica también juega un papel en la seguridad de los recursos energéticos, con los sistemas energéticos actuales colocando una dependencia excesiva sobre las fuentes (particularmente gas y petróleo) de Rusia, Irán, Turkmenistán, Nigeria, Venezuela y otras áreas con suministros de energía abundantes, pero con inestabilidad de gobiernos nacionales y de políticas internacionales. Como consecuencia, y combinado con los incrementos de la demanda, la última década ha sido testigo del desempeño de un papel más importante por parte de la seguridad energética en la formación y aplicación de políticas que antes.

Para los países con suministros nacionales limitados de energías convencionales (por ejemplo, gas natural, carbón y petróleo), el desarrollo sostenible y la seguridad energética están estrechamente vinculados. Los objetivos de satisfacer una demanda de energía en crecimiento rápido, minimizar la dependencia de otras naciones, y la reducción de los efectos ambientales han estimulado la formación de nuevas iniciativas internacionales de la energía y ha promovido la investigación, desarrollo y la inversión en el consumo de energías y prácticas de producción más limpias. El desarrollo de fuentes autóctonas de las ER podría estabilizar las inseguridades nacionales reales y percibidas acerca de la energía mientras que trae sostenibilidad adicional a las formas en que las necesidades energéticas se satisfacen.

Crecimiento Económico Sostenible

Las energías renovables pueden ofrecer un crecimiento económico sostenible, en particular a nivel nacional, mediante el aprovechamiento de los recursos locales y la creación de nuevas industrias, conocimientos y empleos. El desarrollo de las energías renovables ofrece oportunidades para la creación de nuevas empresas y nuevas tecnologías, en particular para negocios pequeños y de inicio. Las empresas grandes también se beneficiarán ya que suelen comprar e invertir en nuevas tecnologías como parte de los planes de negocio a largo plazo, y

mientras la economía en general crece, obtendrán los beneficios del aumento de la riqueza interna, como lo resaltó recientemente el Secretario General de la ONU:

"El crecimiento no tiene porque sufrir y, de hecho, puede acelerar. Investigaciones realizadas por la Universidad de California en Berkeley indican que Los Estados Unidos podrían crear 300,000 empleos si el 20% de las necesidades de electricidad fueran satisfechas por las energías renovables. Una empresa líder de consultoría de Munich predice que habrán más personas empleadas en la industria de tecnología ambiental de Alemania que en la industria automotriz a finales de la próxima década. El Programa para el Medio Ambiente de la ONU estima que la inversión global en energías de cero gases invernaderos alcanzará $1.9 trillones para el 2020-capital inicial para una reconfiguración total de la industria global."

– Por Ban Ki-moon, Secretario General, Naciones Unidad[4]

Sostenibilidad Ambiental

En su sentido óptimo, una fuente de energía sostenible es aquella que no se agota con el tiempo, no emite contaminantes que causen daños al medio ambiente, y que se pueden aprovechar de una manera que no desplacen (o perjudiquen) a los ecosistemas o a las poblaciones. Cada vez más, este es el punto de referencia para las mejores prácticas internacionales en materia de desarrollo de las ER, aunque la implementación es un reto.

Mientras que el suministro de combustibles fósiles disminuye y los costos ambientales por las emisiones de gases de efecto invernadero aumentan, la sostenibilidad del medio ambiente es una preocupación clave para los expertos. Esto es particularmente cierto en los países emergentes y las economías desarrolladas donde el consumo de energía es alto y sigue aumentando, aunque las preocupaciones acerca de los posibles aumentos de los costos causados por las ER dominan los esfuerzos para llevarlos al mercado. En las economías rurales, menos desarrolladas, la pregunta es cómo asegurar el crecimiento económico a un precio razonable, mientras que se cosecha un mínimo de costos ambientales. Aquí, los intereses a corto y a largo plazo pueden entrar en algún conflicto, ya que el desarrollo a corto plazo puede ser facilitado por el uso de tecnologías energéticas que no son sostenibles. Este conflicto está en el centro de mucho de la atención internacional sobre la asistencia necesaria para los países en desarrollo (se analizará más a fondo en el capítulo 2).

La Salud

Las emisiones de gases invernaderos de combustibles fósiles contribuyen a la pobre calidad del aire, un problema que afecta particularmente a centros urbanos tanto en los mercados industrializados como en los emergentes donde el uso de la energía aumenta rápidamente y los controles medioambientales están menos institucionalizados. Las emisiones más bajas muchas veces significan menos contaminación del aire y una mejor calidad de aire ambiental, y por lo tanto, mejor salud para la población local y regional. Además, ER frecuentemente también significa electrificación rural a través de la generación distribuida. La electrificación rural significa acceso a mejor comunicación, salud, desarrollo económico y calidad de vida. Esto puede incluir la provisión de electricidad alterna y fuentes de calor para las poblaciones rurales, tales como

ofrecer nuevas fuentes para las mujeres que previamente dependían del fuego abierto para cocinar, el cual se ha encontrado que es dañino para la salud en general.

Acceso Energético para las Poblaciones Vulnerables, Minoritarias, Rurales y Marginadas

El desarrollo energético y el acceso a la electricidad para las poblaciones rurales y marginadas impactan en asuntos sociales importantes tales como la pobreza, igualdad social, salud y oportunidades para la mujer, desarrollo económico y urbanización. Para muchas mujeres y poblaciones minoritarias, la carencia de acceso a la electricidad en particular significa menos oportunidad de trabajo y mayores esfuerzos para satisfacer las necesidades básicas de la vida. Las mujeres tienden a tener mayor responsabilidad en las tareas del hogar que el hombre, y por lo tanto pueden beneficiarse desproporcionadamente del acceso a la energía. Una mayoría de los grupos económicamente marginados se benefician de una mayor producción de energía doméstica, la cual trae trabajos y oportunidades. Las preocupaciones sobre los posibles costos sociales como el desplazamiento o la apropiación de la tierra deben manejarse efectivamente para asegurar que se realice el máximo beneficio potencial.

La generación distribuida (GD) genera electricidad de varias fuentes de energía pequeñas en lugar de grandes sitios de producción centralizados y conectados a una red de transmisión, y puede desempeñar un papel clave en el suministro de energía en áreas con electricidad no confiable o sin electricidad. A cambio de desarrollar o expandir una red de generación central, una solución más efectiva para las poblaciones con electricidad no confiable o sin electricidad puede ser la GD. La generación distribuida puede suministrar electricidad donde sea necesario, así ayudando directamente a la gente que puede beneficiarse más de la electricidad.

La Construcción de la Paz

El agotamiento y degradación ambiental pueden significar sufrimiento considerable para muchas personas alrededor del mundo. Para las poblaciones en áreas particularmente vulnerables a los efectos del cambio climático (áreas áridas del África y comunidades de islas, para mencionar algunos), las presiones adicionales pueden traer consecuencias peligrosas, incluyendo el conflicto. Las Naciones Unidas le está prestando mayor atención a la relación entre energía/necesidades de recursos ambientales y el potencial para la paz o violencia:

"La habilidad del ambiente y la base de recursos para mantener medios de subsistencia, poblaciones urbanas y la recuperación económica es un factor determinante para la paz duradera. No responder a las necesidades ambientales y de recursos naturales de la población así como proveer servicios básicos en agua, desechos y energía puede complicar la tarea de fomentar la paz y la estabilidad."

--Programa del Medio Ambiente de las Naciones Unidas, Reporte 2009: Del Conflicto a la Construcción de la Paz, el Papel de los Recursos Naturales y el Medio Ambiente.[5]

El desarrollo de la producción de energías renovables ofrece la promesa de la seguridad de recursos, que a la vez tiene el potencial de prevenir conflictos, así como también de unir diferentes grupos de la población con un objetivo común de aprovechar los recursos por el

bien de un grupo grande a diferencia del individuo. El financiamiento y la operación de sistemas energéticos, aunque sean pequeños, necesitan cooperación y coordinación grupal.

Maximizando el Valor de los Recursos Naturales Autóctonos

Cada país tiene su propia "mezcla" de recursos energéticos: convencionales (basados en combustibles fósiles) y renovables. Algunos son ricos en combustibles de biomasa, otros en agua, otros en solar o eólico. Es esencial que la política interna apoye el desarrollo rentable de recursos, lo que normalmente significa los recursos más numerosos y accesibles en ese país en particular. Así que, mientras que la tecnología eólica puede ser prometedora para algunos países, otros que tienen menos ventaja geográfica para la eólica deberían ver hacia otras tecnologías de ER.

Hay una tendencia natural, en desarrollar normas acerca de cuáles recursos "califican" para incentivos, para favorecer recursos que son autóctonos. De manera similar, los países ricos en combustibles fósiles tal vez pueden estar renuentes a seguir políticas que desalientan el uso de combustibles fósiles o que alientan el uso de otros recursos. Eso significa que los incentivos pueden variar entre los países, basándose en el tipo de recursos internos y/o los recursos que un país quiera promover.

Respondiendo al Interés Público

La conciencia pública de los riesgos ambientales derivados del uso de la energía convencional y la consiguiente emisión de gases invernaderos está aumentando, particularmente en las economías desarrolladas, en donde fuertes campañas de sensibilización de la información se han encontrado con un éxito considerable. Empresas creativas están usando el interés público en la sostenibilidad – y el prestigio de ser reconocidos como una persona o empresa comprometida con la sostenibilidad – para atraer clientes, aun cuando la energía es más costosa. La sostenibilidad en sí se está convirtiendo en un negocio, aunque uno costoso dirigido a los consumidores que pagan más, y las campañas publicitarias se están dando cuenta aumentando sus esfuerzos en enfatizar la responsabilidad social. Mientras tal atención corporativa y pública es más evidente en las economías desarrolladas, también se está arraigando en muchas economías emergentes y en algunas naciones en desarrollo, donde cada vez más los subsidios y otros fondos de inversión incluyen objetivos de sostenibilidad conjuntamente a las abrumadoras prioridades del acceso a la energía barata.

La contribución de fondos de donantes y las decisiones voluntarias que las personas hacen al elegir la sostenibilidad por encima de las fuentes de energía no sostenibles significa que la dinámica económica se ve afectada por el interés público. Esto inevitablemente juega un papel principal en las decisiones para apoyar la producción adicional de energías renovables.

CAPÍTULO 2: ENTENDIENDO LOS RETOS DE LA EXPANSIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES: TECNOLOGÍA Y ECONOMÍA

A la luz de los varios beneficios ofrecidos por las ER, ¿Por qué es que las ER no son las únicas formas de energía usadas en el mundo hoy en día? Las respuestas son varias; el siguiente capítulo examina los retos de la política, regulación y el mercadeo. Este capítulo se enfoca en los retos tecnológicos y económicos.

- El desarrollo de la tecnología en el campo de las ER es rápido pero aún naciente, con grandes avances hechos en la última década y anticipados en la próxima.
- El ambiente tecnológico que cambia rápidamente da como resultados costos altos en lo privado, en los negocios y en lo social.
- La implementación de nuevas tecnologías puede encontrar barreras no anticipadas, limitando la previsibilidad e inhibiendo algunas inversiones.
- Los costos más altos asociados con las ER presentan retos particulares para países con economías en dificultades y altos índices de pobreza.

Abordar los diversos retos para llevar las ER al mercado de forma comprensiva requiere la consideración de cómo estos retos difieren a través de las economías y regiones, y cómo se ven afectados por los objetivos a corto y largo plazo.

Haciendo que la Economía Funcione

Hacer que la economía funcione es crítico para la integración exitosa de las energías renovables en la mezcla de recursos de un país. Por múltiples razones, a pesar de las notables mejoras y una marcha continua hacia la igualdad, la mayoría de recursos renovables aún no pueden competir con los más tradicionales combustibles fósiles. Esto es particularmente cierto en los mercados en donde aún existen los subsidios para las grandes industrias de la energía y los factores externos, tales como costos ambientales, no son monetizados. Como se señaló anteriormente, los cambios están rápidamente en marcha pero la realidad es que la mayoría de los mercados ofrecen algunos subsidios a las grandes empresas de energía alimentadas por combustibles fósiles y la mayoría de los mercados (aún) no incorporan los muchos costos ambientales en el precio directo de la energía para el consumidor final.

La intervención gubernamental y la implementación reglamentaria sirven para abordar los desequilibrios económicos de manera consistente con las necesidades del mercado y la seguridad energética. Bien ejecutada, la política y el reglamento gubernamental pueden asegurar que las ER crezcan a un ritmo seguro, con controles económicos, operacionales y de suministros implementados para proteger el mercado energético y el crecimiento económico.

Un buen planteamiento tomará en cuenta los costos, beneficios y los compromisos de usar una estrategia incremental para la integración de las ER.

Hay tres razones básicas del por qué las energías renovables generalmente tienen problemas compitiendo en el mercado:

- Los proyectos de ER tienden a tener un costo de capital inicial alto, haciendo las ER poco atractivas a corto plazo.
- Muchas veces el mercado está saturado con titulares que benefician de subsidios directos e indirectos, así que eso no es un mercado "abierto" en sí.
- Los costos sociales o factores externos que hacen a los renovables atractivos cuando se comparan a los recursos convencionales son difíciles de cuantificar y no se hace el intento en la mayoría de los estudios de negocio. Cuando estos costos se toman en cuenta para (por ejemplo, la reducción de costos a largo plazo asociados con los daños por emisiones), los proyectos de ER pueden resultar atractivos en comparación a los recursos convencionales.

La práctica actual en la medición de costos de energía usa el costo nivelado de la electricidad, conocido como "lcoe." El lcoe es el precio constante en el que la electricidad debe de venderse para que una instalación llegue al punto de equilibrio en su ciclo de vida, suponiendo que opere a toda capacidad. Normalmente esta medida no incluye el precio social nivelado de la electricidad, y entonces no puede proveer una comparación precisa.[6] La eliminación de los subsidios para los combustibles fósiles convencionales competidores y las sanciones, en forma de multas por los niveles de dióxido de carbono, son formas de nivelar el campo de juego entre las ER y los recursos convencionales. Esto puede tener un impacto en el costo de operación de los servicios públicos, aumentando así los costos de cumplimiento. El agregar estos costos puede tener una variedad de consecuencias, incluyendo objeciones o resistencia de los servicios públicos, recortes en otras áreas que tienen efectos perjudiciales en la calidad del suministro de energía si no se controla, y la reducción de interés en la inversión.

Los servicios públicos necesitan ya sea incentivos o leyes para hacer que miren a largo plazo y para tomar en cuenta los costos sociales a fin de que consideren las energías renovables como opciones más atractivas desde un punto de vista económico.[7] Esto requiere un cambio fundamental en la forma estándar en que los costos y los beneficios se miden. El enfoque tradicional de la protección del medio ambiente es la imposición de normas, con sanciones por incumplimiento. En el contexto de las ER, los requisitos impuestos pueden incluir obligaciones de compra, así como la exigencia de que un servicio público tenga cierto porcentaje de su composición de cartera proveniente de ER, y/o ajustes de multas/tarifas por las emisiones de carbono.

Las obligaciones de compras directas (conocidas como Normas de Cartera en los EE.UU.,[8] Certificados de Obligación de Renovables (ROCs) en el Reino Unido (RU), y el Objetivo de Energía Renovable Obligado en Australia) requieren que los servicios públicos de electricidad usen recursos renovables para satisfacer un objetivo porcentual específico de su suministro.

Algunas veces estos objetivos son voluntarios o actúan como directrices, pero cada vez más se vuelven obligatorios con sanciones económicas para aquellos que no los cumplan. Si el servicio público es incapaz de cumplir con la obligación, entonces hay una cuota que el servicio público debe pagar (en Europa, estas existen en la forma de multas o tarifas; en EE.UU., a esto normalmente se le llama Pago Alternativo de Conformidad o ACP). En muchas jurisdicciones, el costo de las obligaciones de ER, independientemente de si la forma es el costo de la adquisición de créditos de energías renovables o de ACP, se traslada directamente a los consumidores de la energía. Si se trasladan, los costos tienen un impacto sobre las ganancias del servicio público, a pesar de que puede afectar el uso de energía y la competitividad de la industria.

Cuando la política y reglamento de las ER está pasando por cambios, tal como es el caso en la mayoría de países alrededor del mundo, las obligaciones vinculantes a veces se imponen sin marcos de acompañamiento para apoyar la incorporación de aumentos de tarifas, y los servicios públicos pueden encontrar que se les pide cargar el costo. Este asunto de asignar la responsabilidad del costo puede ser pasado por alto en los marcos nuevos o cambiantes. Los costos trasladados a los clientes de energía pueden tener impactos positivos, tales como incentivar la eficiencia energética, pero también tienen consecuencias no intencionadas. Los costos adicionales pueden resultar difíciles para los clientes, especialmente en economías en desarrollo o en transición, y los costos sufragados por las empresas pueden comprometer la calidad a menos de que se tenga cuidado, en la forma de supervisión y regulación.

No obstante, los costos finalmente son asignados por la regulación, la pregunta que acompaña es cómo abordar una situación de incumplimiento. En algunas jurisdicciones, los reguladores tienen la autoridad de imponer multas; en otros, este poder recae sobre el Ministerio o en un tribunal, dejando al regulador en busca de métodos alternativos para abordar el incumplimiento. Una forma para el regulador es reflejar las sanciones en la decisión de las tarifas. Mientras los reguladores desafían y desarrollan sus metodologías tarifarias, la regulación por incentivos ofrece una herramienta útil para los reguladores para que realicen sus objetivos de regulación. En ausencia de tal herramienta, los reguladores pueden utilizar métodos menos directos a través de dar avisos, asesoramiento y la coordinación con otras agencias u organismos no gubernamentales. La experiencia de regulación puede ser invaluable para persuadir y guiar a otras agencias a actuar sobre el incumplimiento o el abuso.

Costos de Red

Los recursos como el eólico muchas veces se encuentran lejos de los centros poblados, así que también se deben de tomar en cuenta los costos de red e interconexión. De hecho, las energías renovables pueden a menudo parecer más atractivas económicamente a las empresas que no son de servicios públicos para la cogeneración industrial, los fotovoltaicos solares para los dueños de casa o pequeños negocios, y otros usos de recursos ubicados cerca del consumidor.

Los costos de red deben de ser considerados en las economías de las ER. Los costos adicionales asociados con el transporte por carretera, tubería, transmisión y el costo de transporte en general asociados con fuentes de energía distantes. Los costos de los medidores y otros equipos utilizados para hacer posible la medición neta y las redes inteligentes a veces

pasan sin ser calculados como parte del costo general energético, pero se debe entender como parte de una visión económica más amplia.

Costos Ambientales de los Combustibles Fósiles vs. las Energías Renovables

No todas las energías renovables son completamente benignas desde la perspectiva del medio ambiente. La energía hidroeléctrica, por ejemplo, pueden tener un impacto adverso sobre los ecosistemas ribereños.

Los costos del uso de los combustibles fósiles, en particular sobre el medio ambiente (a veces se le refiere como costos externos o externalidades) típicamente, en ausencia de la regulación, no son reflejados en el mercado competitivo.[9] Los incentivos fiscales e incentivos para los combustibles fósiles agravan este problema de crear señales de precios que no reflejan todos los costos y beneficios actuales, particularmente a largo plazo.

Debido a los beneficios de la economía a escala, en teoría entre más grande sea la planta generadora, más bajo será el costo del servicio. Muchas veces los excesos de costo en la construcción de plantas grandes y el impacto de cambios económicos y de mercado durante el tiempo necesario para construir proyectos grandes pueden hacerlos no rentables en la práctica, como se refleja en la experiencia de EE.UU., con la construcción de plantas nucleares en la década de 1970. Además, tomando en cuenta cómo se establecen las tasas a menudo, con un retorno de la tarifa base, entre más grande es la planta mayor será el retorno para el inversionista, el cual deben pagar los clientes cautivos. Esto, entre otras cosas, puede conducir a golpes de tasas cuando una inversión grande se introduce a la tasa base. Mientras que es difícil establecer un valor monetario en un enfoque de "pequeño es mejor" que evite estos costos, riesgos y volatilidad potenciales. Estas ventajas deben ser consideradas en cualquier análisis pragmático de costo-beneficio de las ER, que por lo general tiende a incluir proyectos más pequeños y más enfocados. Además, en donde la tecnología está disponible y se puede colocar en el lugar (requiriendo cierta inversión inicial que a menudo no está disponible en economías en desarrollo), la medición neta (usando contadores inteligentes) le permite a los clientes utilizar su generación autoproducida para compensar su consumo durante un período de facturación permitiéndole a sus contadores eléctricos tener en cuenta el uso cuando ellos generan electricidad en exceso a la demanda. Esta compensación significa que el cliente recibe precios de minorista por el exceso de la electricidad que ellos generan.

Por el contrario, las energías renovables reducen las emisiones y contribuyen a la sostenibilidad y seguridad energética,[10] pero estas ventajas no están normalmente reflejadas en el precio de la electricidad en el mercado. Otros beneficios del desarrollo de las energías renovables que pueden no estar reflejadas en el libre mercado es la naturaleza incremental de algunos tipos de recursos, tales como la generación distribuida, que puede permitir focalización más eficiente y evitar la necesidad de inversiones "amontonadas".

Todos los costos y beneficios de selecciones potenciales deben de ser considerados. El punto que se está haciendo en este Manual es que considerar los costos y beneficios requiere una consideración más comprensiva de los impactos y consecuencias en el mediano y largo plazo de

la que ha ocurrido en el pasado donde los asuntos de sostenibilidad no estaban al frente del análisis. Esto es mayormente la competencia de los políticos. Mientras que en muchas jurisdicciones la estructura regulatoria existente puede excluir la consideración de estos costos, los reguladores pueden hacer uso de su considerable experiencia para aconsejar a los políticos y jugar un papel en expandir la forma en que se reconocen los costos. Algunos costos no serán anticipados, y aunque se crea que los beneficios superan a los negativos, es vital la comprensión de los efectos. Un estudio del 2009 sobre la energía eólica en España por la Universidad Rey Juan Carlos concluyó que cada MW de energía eólica instalada, estimulado por un subsidio del gobierno, destruyó 4.27 empleos, al elevar los costos de la energía y alejar a las empresas de electricidad intensiva.[11] El Gobierno de España no estaba de acuerdo con esta conclusión.[12] El debate por sí mismo tiene su propio valor porque ha significado una evaluación relativamente abierta y pública sobre amplias prioridades sociales y económicas. Para maximizar las eficiencias económicas, el plan de renovables de cada país debe ser específico para los recursos que le son disponibles y debe ser sensible a los asuntos particulares que se presenten en ese país con el fin realista de identificar todos los costos y beneficios de las opciones disponibles (comparar manzanas con manzanas) al identificar inversiones e incentivos adecuados.

La Variabilidad Impacta el Análisis de Energías Renovables

Mientras que la electricidad como materia general presenta asuntos económicos basados en la inhabilidad de almacenarla como producto básico, la naturaleza intermitente de muchos tipos de recursos de ER presenta ciertos retos de integración y confiabilidad en cuanto a la integración a la red que, a su vez, afecta los costos.

Los recursos variables de energía incluyen los más viejos, más convencionales recursos renovables en los cuales los operadores tienen experiencia significante en despachar, tales como la energía hidroeléctrica, así como nuevas fuentes de energías renovables, que tienden a ser intermitentes (pero que se pueden predecir con suficiente información), tales como la eólica, la solar y la de ola/marea. En otras palabras, la mayoría de energías renovables son variables, como consecuencia directa de los ciclos naturales de estas fuentes:

- ***La Solar:*** variaciones estacionales, variaciones diurnas del regulador, las fluctuaciones a corto plazo debido a las nubes, el clima.
- ***La Eólica:*** fluctuaciones estacionales, diurnas y a corto plazo.
- ***La Hidroeléctrica:*** lluvia estacional y ciclos de deshielo.
- ***La Biomasa (Algunas):*** ciclos estacionales de cosecha (y ritmo de crecimiento).
- ***Ola/Marea:*** mientras que la energía de marea es predecible, la energía de olas está vinculada a la variabilidad del viento.
- ***Geotérmica:*** está sujeta al enfriamiento de los pozos de inyección.

La naturaleza variable de las fuentes de los recursos de energías renovables significa dos cosas:

- Debe haber una mezcla diversa de recursos de generación – la dependencia excesiva en un tipo de recurso presenta un riesgo intolerable.

- Con la excepción de la geotérmica, el valor de la energía generada de estos recursos puede verse como inferior a las opciones tales como los combustibles fósiles porque la variabilidad disminuye el factor de la capacidad de la planta, reduciendo los cálculos lcoe en la ausencia de la inclusión de los costos externos (los factores de capacidad eólicos y solar normalmente están por debajo del 30%, mientras que el carbón, nuclear y geotérmico pueden estar por encima del 90%).

Los límites actuales de la tecnología del almacenaje de la electricidad pueden llevar a costos agregados por energías de respaldo, así como la necesidad de planificación cuidadosa y pronóstico para integrar los recursos ER en la cartera de energías de un país. El último punto fue traído al frente en Dinamarca en el 2005, cuando un huracán que duró sólo 6 horas resultó en la pérdida de 2,000 MW de la energía eólica y 83% de la generación eólica total. Del mismo modo, en febrero del 2008 en Texas, un evento de frecuencia baja causada por el tiempo a lo largo de un período de 3 ½ horas causó la pérdida inesperada de 1,600 MW de la energía eólica. En ambos casos, el pronóstico inadecuado del tiempo llevó a consecuencias serias. Aunque los sistemas podían aguantar la pérdida de generación, como también lo han hecho en el pasado con la energía convencional, la imprevisibilidad juntamente con la urgencia de la variación causada por la energía variable tal como la energía eólica, puede tener mayores impactos adversos sobre el sistema. En resumen, el crecimiento de recursos de energía variables amplía el impacto de pequeños errores de pronóstico meteorológicos.

Muchos piensan que la energía eólica en Hungría es muy extensa, con el sistema húngaro (que a su vez afecta el mercado europeo) dependiendo altamente de una fuente de energía variable; aproximadamente 110 generadores de energía eólica con una capacidad aproximada de 200 MW están en línea. Para mantener la expansión bajo control, el Acta de Electricidad de 2007 de Hungría renovó el plan de apoyo de modo que los parques de energía eólica solo pueden establecerse dentro de un marco de una licitación pública, a través de un proceso de licitación pública. Anteriormente, los inversionistas podían entrar al mercado sin escrutinio centralizado sobre el efecto que tendría la nueva fuente de ER en la integridad del sistema en general; debido a las ventajas de los mecanismos de feed-in tariff y las obligaciones de compra vinculantes puestos sobre los comerciantes de electricidad, y las plantas de energía vendiendo directamente a los consumidores finales y los consumidores finales importadores, los parques eólicos proliferaron en Hungría antes de la enmienda de 2007.

Actualmente se está dirigiendo la atención a abordar las preocupaciones continuas de los operadores de sistemas de transmisión (TSO) sobre las conexiones a la red y la seguridad de la red, así como las preocupaciones generales en cuanto a la necesidad de hacer coherentes las varias políticas, regulaciones y otras estructuras incentivadoras.

Los costos económicos de estas interrupciones son enormes, no solo en el contexto del suministro de la energía, pero en el más amplio ambiente comercial, que no puede funcionar

correctamente en ausencia de la electricidad. El uso de muchas fuentes de energías renovables obliga a los operadores del sistema a añadir a sus reservas, aunque actualmente el modo más económico y viable de hacer esto requiere el uso de instalaciones de combustibles fósiles, subvalorando muchos de los beneficios de la reducción de carbono de las energías renovables junto con la adición al costo financiero total. A la inversa, entre mayor sea la capacidad de transmitir energía a través de una región más amplia, mayor será la reducción de costos que puedan hacer la diversidad de recursos dentro de esa región.

La Revolución de Tecnología de Energías Renovables no ha Terminado

Hay una historia conocida de que el uso de combustibles fósiles y recursos nucleares permite que los inversionistas hagan al menos algunas predicciones económicas. Pero solo porque una tecnología existe no la hace económicamente viable. La tecnología del uso de las energías renovables, en contraste, cambia cada día. En términos generales, a largo plazo mientras que las tecnologías de ER se desarrollan y se hacen más familiares, el costo de la energía renovable probablemente disminuirá. Pero lo probable no es seguro, y a los inversionistas les gusta la previsibilidad. En ausencia de la intervención, el mercado puede no reflejar y valorar la disminución del costo de las ER por sí mismo, y seguramente no de manera confiable. Como consecuencia, hay una necesidad fuerte de un control regulador que refleje estos cambios justamente, pero que no socave a los inversionistas.

En resumen, el diálogo en cuanto a los costos y beneficios de escoger las opciones de ER sobre las alternativas involucra varios temas legales, culturales y sociales, y las prioridades de desarrollo se diferenciarán de país a país. La economía de las opciones de ER es una parte integral de este diálogo, y los gobiernos deben intervenir para asegurar que todos los costos, incluyendo los costos sociales y las externalidades, se incluyan en el análisis costo-beneficio, aplicando una perspectiva de un período más largo mientras se mitigan las preocupaciones del riesgo del inversionista. Tal intervención, a su vez, afectará la economía de las ER. Los incentivos financieros para desarrollar y usar tecnologías renovables pueden estimular la demanda, que, a largo plazo, puede llevar eventualmente a la investigación y desarrollo que baje el precio de esas tecnologías. A corto plazo, sin embargo, tal demanda puede incrementar el precio de las tecnologías actualmente disponibles.

NAMIBIA: Optimizando el Potencial de los Recursos Domésticos

2010

NAMIBIA: OPTIMIZANDO EL POTENCIAL DE LOS RECURSOS DOMÉSTICOS

La República de Namibia está en el Sur de África y colinda con el Océano Atlántico, Sudáfrica, Zambia y Botsuana. La densidad de su población es baja, con una población estimada en poco más de 2 millones en un área geográfica de 318,180 millas cuadradas. Actualmente, la producción de energía se estima en 2.69 TWh, con importaciones netas de 10.01 TWh y con un consumo de electricidad de 3.22 TWh.[13] Alrededor del 60% de la población vive al norte de Namibia donde las tasas de electrificación son bajas. Una fuerte mayoría de la población rural del país (aproximadamente el 80%) depende de la madera como combustible. La red existente actualmente suministra aproximadamente a sólo el 30-40% de la población rural y aproximadamente al 98% de la población urbana, con el 2% careciendo del acceso como resultado de la proliferación del crecimiento informal de asentamientos periurbanos resultado de la migración rural-a-urbano. Debido a la grandeza del país y la baja densidad de la población, es extremadamente difícil extender la red a áreas no electrificadas. Recientemente, el país ha buscado en las iniciativas de energías renovables como formas de mejorar la electrificación para su población, mientras abordan preocupaciones crecientes acerca de la seguridad de suministro y la sostenibilidad. Este perfil examina los esfuerzos por Namibia para promover energías renovables internas, en particular por medio de su Programa de Energías Renovables de 2005, demostrando cómo un país puede cambiar su paisaje energético por medio del establecimiento de una fundación clara para las ER en sus políticas nacionales.

Antecedentes del Sector Energía

Los jugadores clave en la distribución eléctrica y el negocio del suministro son NamPower (la empresa de servicios públicos perteneciente al estado responsable por la generación y transmisión de electricidad), los distribuidores regionales de electricidad (entidades legales pertenecientes al estado encargadas del suministro y distribución de la electricidad en una región dedicada) y autoridades locales. La mezcla de suministros de electricidad se conforma de una combinación de hidroeléctricas internas y energía térmica combinada con importaciones de países miembros del Southern Africa Power Pool: Zambia, Zimbabue, Mozambique y Sudáfrica. Para el período 2000-2009, la contribución de importaciones de energía a los requerimientos de energía nacional promediaba en 49.8% anualmente, variando desde el 36% en 2000 hasta el 60% en 2009. Para el mismo período, la generación interna promediaba en 50.2% y variaba desde el 64% en 2000 hasta el 40% en 2009.

A través del tiempo, el crecimiento estático en la generación interna ha causado el incremento en el volumen de importaciones para satisfacer la demanda. Esto ha hecho que Namibia sea más y más dependiente de los suministros de energía más allá de sus fronteras y control.[14] La energía entregada al sistema en el 2009 ha bajado de 3,692 GWh comparado a 3,719 GWh en el 2008 en parte debido a las medidas de la gestión del lado de la demanda e impactos de la

caída económica en el sector de minería, particularmente la baja drástica de la demanda y precios de comodidades de los diamantes. A corto plazo, Namibia se está enfocando en programas de gestión del lado de la demanda y la construcción de la nueva Interconexión Caprivi, creando un nuevo corredor de transmisión de electricidad para mitigar las limitaciones en capacidad de transmisión o la interconexión Namibia-República de Sudáfrica. Para el largo plazo, está viendo hacia la construcción de su cartera interna con las ER.

Moviéndose Hacia un Marco de Energías Renovables

Tan temprano como 1998, Namibia reconoció el valor de las energías renovables como parte de su cartera energética. El Libro Blanco Sobre Política Energética (1998) establece objetivos específicos de la política nacional de energía para la industria del suministro de electricidad como la promoción o mejora de:

- Gobernanza eficaz.
- La seguridad del suministro.
- Beneficios sociales, incluyendo la movilidad ascendente para las poblaciones más pobres.
- Inversión y crecimiento.
- Competitividad económica y eficiencia.
- Sostenibilidad.

Aunque no se menciona la promoción de tecnologías de energías renovables como un objetivo especial en las políticas energéticas, el Libro Blanco identifica las tecnologías de energía renovables como contribuyentes para satisfacer varios objetivos como la seguridad energética y sostenibilidad. El Libro Blanco identifica el "Programa sobre la Promoción del Uso de las Fuentes de Energías Renovables" como responsable en dirigir los recursos disponibles de Namibia para el máximo beneficio social y económico, tomando en cuenta las preocupaciones ambientales a largo plazo mientras da atención prioritaria a las necesidades de desarrollo del país."[15]

Construyendo sobre esos objetivos, en el 2005, el Gobierno de la República de Namibia inició un programa de energías renovables con el apoyo del Fondo para el Medio Ambiente Mundial (GEF). El Programa de Energías Renovables de Namibia fue diseñado para incrementar la asequibilidad y el acceso a servicios de ER, y acelerar el desarrollo del mercado para las tecnologías de energías renovables reduciendo las barreras existentes, incluyendo la capacidad humana, económica, técnica, conocimiento y otras limitaciones del mercado. Namibia tiene abundantes recursos de ER, particularmente con respecto al eólico, solar y biomasa, pero la fijación de precios sigue siendo un reto. Actualmente, las tarifas no reflejan los costos, aunque se están tomando medidas para hacer que las tarifas eléctricas para NamPower reflejen los costos para el año fiscal 2012-2013. Las tarifas de hora de uso también se redujeron en el 2009 para complementar otras medidas de respuesta a la demanda. Aún así, los costos más altos de

las ER plantean retos a la llevada de estas tecnologías al mercado dados los esfuerzos para alcanzar niveles tarifarios que reflejen los costos. Al mismo tiempo, esta presión al costo es contrarrestada por el deseo de Namibia de optimizar los recursos de ER existentes y asegurar la seguridad del suministro. Construyendo sobre el potencial de los recursos internos y los objetivos de la seguridad del suministro, el enfoque principal del Programa al inicio estaba sobre la tecnología solar fotovoltaica para la iluminación y el bombeo de agua, la solar térmica para el calentamiento del agua y hasta cierto punto, el uso doméstico eficiente de la biomasa. Desde entonces, como veremos más adelante, los proyectos de energías renovables en lo eólico y solar se han arraigado.

El Ministerio de Minas y Energía (MME) impone el cumplimiento de los requisitos legales en materia de legislación y reglamentos de la energía, y realiza investigaciones sobre las fuentes nuevas y renovables de energía. El MME también emite licencias de petróleo, establece los precios del petróleo, administra el Fondo Nacional de Energía, regula la industria petrolera, supervisa la electrificación rural y administra el Fondo Rotatorio de Electrificación Solar. El Consejo de Control Eléctrico (ECB) regula el sector eléctrico (generación, transmisión, distribución, suministro, importación y exportación), de acuerdo a poderes que le confirió el Acta de Electricidad promulgada en 2000 y enmendada en 2007 (tras la promulgación del Programa de Energías Renovables de Namibia). Desde su formación en 2000, el ECB se ha concentrado en dar licencias, fijando e implementando metodologías de tarifas, diseñando y haciendo cumplir la calidad del suministro y los estándares de servicio. El ECB también le ayuda al Gobierno con la reestructuración de la industria del suministro de electricidad de Namibia, actualmente operando bajo el modelo de comprador único. Hay planes en marcha para transformar el servicio público nacional de energía NamPower en un comprador singular modificado para hacer al mercado más competitivo. A través del tiempo, el ECB ha dedicado una atención creciente a la evaluación y monitoreo al desempeño de los licenciatarios.[16] El ECB también está en la cúspide de ser transformada de un regulador de electricidad a un regulador de energías.

Como parte del crecimiento del regulador, ha asumido responsabilidades en el sector de las ER, habiendo ya emitido tres licencias para el desarrollo de la energía eólica. Aun así, se necesita un trabajo constante para disminuir la fragmentación del marco regulador y modernizarlo para fomentar la inversión en las ER, entre otros asuntos. Hasta la fecha, el financiamiento ha provenido fundamentalmente de subvenciones o de los consumidores que generan electricidad para su propio consumo local. Actualmente el regulador está involucrado como parte de un grupo de interesados en un proceso de consulta para determinar la mejor estructura de incentivos para las ER que mejor se adapte a Namibia. El uso de las energías renovables para la electrificación fuera de la red sigue siendo un reto para la regulación, y como parte de su proceso de consulta el ECB está buscando la manera de desarrollar un mecanismo de apoyo a la contratación de ER que incorpora las ER en el suministro convencional, así como proveer electricidad a clientes fuera de la red en las zonas rurales que pueden no estar conectados dentro de los próximos 20 años más o menos debido a las limitaciones de la infraestructura.

Investigando las Opciones de Energías Renovables

Desde el Libro Blanco de 1998, Namibia ha continuado avanzando en la creación de marcos para el mercado, regulatorios y otros en el apoyo a las ER. Actualmente el regulador de Namibia y otros interesados están viendo los mecanismos de apoyo que impulsarán hacia adelante la inversión en energías renovables, entendiendo que la utilización óptima de las tecnologías de energías renovables requiere una combinación de políticas apropiadas y un ambiente de inversión favorable. El estudio en curso es apoyado por la Asociación de Energía Renovable y Eficiencia Energética (REEEP) (un organismo sin fines de lucro establecido junto con La Cumbre Mundial sobre el Desarrollo Sostenible en Johannesburgo en 2002) y dirigido por el Instituto de Energías Renovables y Eficiencia Energética (REEEI). El REEEI es una rama del Ministerio de Minas y Energía de Namibia creada en colaboración con el Instituto Politécnico de Namibia 2006 para servir como un centro de información y recursos nacionales para el uso y manejo de energías renovables y energías sostenibles.[17] El estudio está analizando varios mecanismos de adquisición tales como las licitaciones, las cuotas, la medición neta y una estructura de *feed-in tariff*. El estudio ha emitido recomendaciones, actualmente en revisión por las partes interesadas, incluyendo:

- La licitación para los sistemas de generación solares y eólicos grandes (aquellos con capacidad instalada mayores a los 500 kW).
- La *Feed-in tariff* para la eólica, hidroeléctrica pequeña (menos de 5 MW) y biomasa incluyendo gas de relleno sanitario. (menos de 500 kW)
- Medición neta para los fotovoltaicos.
- Otras medidas apoyadas tales como créditos blandos, subvenciones e incentivos fiscales para apoyar los instrumentos anteriores, y continuar la promoción de electrificación rural y fuera de la red, a través del desarrollo e implementación del plan maestro fuera de red.

Es estudio también identifica los próximos pasos que se necesitan tomar con el fin de facilitar el desarrollo exitoso. El camino a seguir incluye:

- Los reglamentos que rigen las adquisiciones de tecnologías de energías renovables deben de ser adoptados de manera clara, transparente; el MME lideraría este esfuerzo, con el apoyo de las partes interesadas, incluyendo al regulador.
- El regulador debe prepararse, a través de la construcción de capacidad, y el desarrollo de procedimientos y normas de apoyo, para implementar los reglamentos sobre la adopción.
- Las tecnologías de energías renovables deben de tener acceso a la red, con la interconexión de las tecnologías de energías renovables prevista en los códigos de transmisión y distribución, así como los códigos de medición (y supervisadas por el regulador).

- Los distribuidores, autoridades locales y NamPower deben comprar energías renovables de manera prioritaria a una tarifa fija predeterminada por un período determinado de tiempo (de conformidad con los reglamentos establecidos por el MME y elaborado por el regulador).

El estudio adopta un enfoque realista, preparando al Gobierno y a las partes interesadas de que podría tomar algún tiempo (posiblemente más de cinco años) para alcanzar el reflejo de los costos y la paridad de la red para algunas tecnologías. Alienta al Gobierno a elaborar mecanismos de financiamiento para la adquisición de tecnologías de energías renovables de manera sostenible a largo plazo, en lugar de seguir la dependencia a una tarifa de traslado de costos. Por último, propone que el Fondo Nacional de Energía actual sea transformado para cubrir las tecnologías de energías renovables. Esta adición requeriría la adopción de un reglamento para permitir que los proyectos de ER se beneficien del Fondo, y servirían para amortiguar el tomador regular (off-taker) y al consumidor de alzas de tarifas directas, mientras que al mismo tiempo estimularía el crecimiento de la industria de las ER.

El desarrollo y aplicación de mecanismos de apoyo para las tecnologías de energías renovables sigue siendo un trabajo en marcha, con pasos importantes tomados hacia una dirección clara gracias al estudio de la REEEP/Politécnico. Actualmente el regulador se está embarcando en la siguiente etapa del proceso, revisando los resultados del estudio y haciendo recomendaciones técnicas a los políticos que están considerando las opciones de adquisición. El MME tiene la responsabilidad final como formulador de políticas, con el apoyo de las recomendaciones técnicas del regulador.

Estos desarrollos tienen el potencial de impulsar proyectos de energías renovables que actualmente se encuentran en las etapas iniciales y buscan despegar en el corto plazo, así como traer nuevos proyectos al mercado. La propuesta de la estación hidroeléctrica Baines sobre el Río Kunene, por ejemplo, está en la fase de estudio de viabilidad. Namibia también tiene un plan maestro para el desarrollo de recursos de energía hidroeléctrica basada en estudios hechos sobre sus ríos principales. El financiamiento para los estudios de viabilidad y construcción de la planta hidroeléctrica propuesta de 400 MW de $7 billones es una responsabilidad compartida por igual entre los Gobiernos de Angola y Namibia. También en el presente, de acuerdo con el Programa de Energías Renovables de Namibia, los esfuerzos están en marcha para implementar un proyecto piloto de gasificación de la madera que se derivarán de 26 millones de hectáreas de arbusto invasor.

El cambio más grande después de la promulgación del Programa de Energías Renovables de Namibia está en la energía solar, el enfoque principal del Programa. La generación de energía solar ha incrementado de 685 MWh en 2004 hasta 14,941 MWh en 2008. Además, el MME ha introducido un fondo rotatorio para apoyar a las familias y a los individuos que no están conectados a la red eléctrica que quieren invertir en sistemas solares para el hogar. La energía solar es cada vez más utilizada para la electrificación fuera de la red, con las dos primeras aldeas habiendo sido totalmente energizadas por energía solar (con subvención del Gobierno de la India/asistencia de los donantes) en Spitzkoppe y Shianshuli en la región de Caprivi.[18] Como parte del esfuerzo del Gobierno para desplegar el uso de calentadores solares de agua, una Directiva de Gabinete de 2007 marcó el inicio de la aplicación de la resolución que requiere

que todos los edificios públicos satisfagan sus necesidades de agua caliente por medio de la tecnología solar térmica. El proyecto de agua caliente solar es parte de un proyecto de gestión del lado de demanda más grande con seis opciones de proyecto, en el cual el regulador contribuyó como parte de un comité de trabajo dedicado a mejorar la eficiencia energética.

Como la energía solar continúa desarrollándose, las iniciativas para la energía eólica también se están arraigando. Aunque el resultado general de los primeros reportes de estudios de la energía eólica era que la explotación de la energía eólica no era comercialmente viable, desarrollos que tuvieron lugar entre los años 2005 y 2010 indican que la probabilidad de tener capacidades de recursos eólicos de 40 a 45 MW integradas a la red es considerablemente alta. Actualmente el Politécnico de Namibia y NamPower están trabajando para promover la integración de recursos eólicos, y el regulador ya ha emitido tres licencias para el desarrollo eólico.

Con estos esfuerzos implementados y las consultas de estudio en marcha, el impulso para desarrollar las tecnologías de energías renovables de Namibia está avanzando con el fin de satisfacer las necesidades de energía del país y los objetivos de sostenibilidad.

CAPÍTULO 3: RESUMEN DE LAS CONSIDERACIONES PARA LOS INVERSIONISTAS

Aunque el objetivo final del desarrollo y la expansión de las ER es el mismo para los gobiernos nacionales, el público y los inversionistas, las preocupaciones directas de cada grupo difieren un poco. En resumen, la preocupación más significativa para los inversionistas es en primer lugar si van a obtener beneficios suficientes para justificar la inversión. Para abordar esto, los inversionistas necesitan tener dinero para invertir, un retorno que haga que la inversión valga la pena y un mercado listo.

Principios Generales

Los impactos directos de la crisis financiera previos al 2011 han incluido una reducción en la disponibilidad de capital para proyectos nuevos, incluyendo a los proyectos de energías renovables; una reducción en la demanda de electricidad, especialmente en los sectores comerciales e industriales; y una disminución de precios de los combustibles fósiles. En donde el capital es escaso, los costos de capital son necesariamente más elevados, y el grado de certidumbre de futuras fuentes de ingresos se volverán más importantes para los inversionistas los cuales son cautelosos y selectivos en cuanto al capital al que ellos acceden.

Siendo todo igual, el nivel de "garantías" reglamentarias que se puedan necesitar para atraer nuevas inversiones a la producción de energías renovables serán más altas, en efecto aumentando los costos, y los riesgos, cargadas por los clientes. Al mismo tiempo, a pesar de la preocupación en cuanto al alto precio de la electricidad procedente de fuentes de energías renovables, de hecho los costos operacionales para la mayoría de energías renovables son bajos y el costo de instalación, aunque actualmente aún está más alto que la energía convencional, ha estado disminuyendo. Esto significa que las energías renovables se pueden ver cómo más económicamente viables a largo plazo que cuando se ve a corto o mediano plazo.

Esto hace que los marcos regulatorios claros y predecibles

Históricamente el financiamiento de proyectos ha demostrado ser un reto significativo para los desarrolladores de ER. Las tecnologías de ER son nuevas y en evolución, y los financistas no familiarizados o incómodos con los riesgos presentados por las fuentes de ER se han rehusado a prestar en términos que hacen viable a un proyecto. La falta de capital disponible fácilmente ha sido un obstáculo significativo al despliegue de lo que de otra manera serían proyectos de ER factibles a escala comercial. La falta de acceso a los mercados de capital, junto con la realidad de que los proyectos de ER tienen un costo inicial más alto que la generación tradicional de combustibles fósiles, significa que generalmente se requiere de incentivos gubernamentales para hacer que las ER sean más atractivas económicamente. Generalmente, los proyectos de ER son financiados a través de una combinación de las siguientes:

- *Inversión privada (por lo general una posición de equidad, de capital de riesgo)*
- *Financiamiento bancario, por lo general sindicado para distribuir el riesgo*
- *Incentivos patrocinados por el gobierno, tales como garantías de préstamos, créditos fiscales, subsidios y otros incentivos*

sean vitalmente importantes para asegurar la inversión. Un inversionista que no tiene fe en la credibilidad a largo plazo de la estructura reglamentaria que apoya al sector y la inversión se enfocará en los costos a corto plazo. Los inversionistas, incluyendo a aquellos en los proyectos de energías renovables, muchas veces requieren un alto grado de predictibilidad y estabilidad reglamentaria.[19]

Los inversionistas de equidad buscan a las instituciones financieras internacionales para proporcionar financiamiento adicional para proyectos de energía en los mercados emergentes, y a tales instituciones financieras internacionales muchas veces se les pide (y a veces lo hacen) proporcionar hasta un 70% del financiamiento (ya sea equidad, entresuelo o financiamiento de la deuda). Las instituciones financieras como es de esperar buscan seguridad jurídica en la devolución de sus inversiones. Esto significa que cualquier estructura de precios diseñada para promover las energías renovables tendrá que incorporar las necesidades no sólo de los inversionistas de capital, sino también de las instituciones financieras internacionales que ofrecen apoyo.
Parte de la decisión de invertir tiene que ver con el riesgo en general en el país donde se está considerando la inversión. Los inversionistas de capital y las instituciones financieras internacionales compararán el ambiente legal y reglamentario en cada país, y asignarán un nivel de riesgo para la inversión en cada país. El riesgo de país es una evaluación general de la incertidumbre de pago debido a la variabilidad de factores que pueden influenciar esta incertidumbre. La percepción de los riesgos de inversión pueden tener un mayor impacto sobre la eficacia de las políticas de las ER que las ganancias potenciales y costos, así que para los gobiernos nacionales que buscan atraer inversionistas de ER al país, la cuestión del riesgo debe ser abordada directamente a través de varias políticas, acciones y procedimientos dirigidos a lograr un ambiente de inversión seguro y confiable.

Los proyectos en los países con mayor riesgo, por definición, requieren mayores retornos. Si los retornos más altos no son un reflejo de los riesgos más altos, los inversionistas no invertirán en el país. El riesgo que los acuerdos alcanzados entre entidades de propiedad estatal y un inversionista será renegociado debido a las presiones políticas o expectativas frustradas creando niveles de riesgo financiero que aumentará el costo de la adquisición de recursos nuevos o desalentará a los inversionistas por completo. Los inversionistas y las instituciones financieras utilizan diversas estrategias para mitigar estos riesgos, incluyendo el requerimiento de acuerdos de compra de energía a largo plazo (PPAs) para garantizar flujos de ingresos predecibles. Las leyes diseñadas para hacer el desarrollo más atractivo económicamente son:

- Incentivos fiscales de propiedad y ventas.
- Créditos fiscales a la producción e inversión.
- Programas de subsidio o ribete para los desarrolladores y propietarios de ER.
- Programas de garantía de préstamos.
- Estándares de interconexión de energías renovables.

- Acuerdos gubernamentales obligatorios de toma regular a largo plazo o tarifas *feed-in*/preferencial.

- Sistemas de solución de disputas eficientes y eficaces, ya sea en la forma de norma general de ley (los tribunales y procesos de apelación transparentes y rápidos son la forma ideal de satisfacer este requisito, pero no siempre es realista) o en formas de normas específicas que abordan las inversiones individuales y aseguran una resolución rápida de cualquier reclamo.

Los reguladores deberían esperar para ver las estructuras empresariales innovadoras en las financiaciones de fuentes de ER. En parte, esto es necesario para distribuir el riesgo y atraer inversionistas que puedan aprovechar los créditos fiscales del gobierno y otras subvenciones. Debido al costo inicial más alto de las ER en comparación a la generación tradicional impulsada por carbón, los prestamistas e inversionistas quieren mayor certeza de que el proyecto generará un flujo de ingreso estable y predecible que las fuerzas del mercado suministrarán. Por lo tanto, los financistas normalmente requieren que los desarrolladores de ER entren en acuerdos a largo plazo de toma regular y, se aplica a las tecnologías tales como la biomasa y el biogás, los financistas también requerirán acuerdos para asegurar el suministro de materia prima. Aunque las contrapartes no necesiten ser de grado de inversión, no obstante deben ser solventes y preferentemente respaldados por una letra de crédito, garantía de la casa matriz o seguridad similar.

La integración de las fuentes de energías renovables en los sistemas existentes de energía requiere adaptar el sistema existente y la creación de un marco de apoyo para minimizar las fluctuaciones de voltaje mientras que acomoda la producción intermitente de las energías renovables. Una política que busca disminuir las barreras a la conexión de red por las ER debe abordar los siguientes aspectos:

- La confiabilidad del Sistema.

- Los estándares técnicos uniformes para la interconexión de generación distribuida a la red.

- Procedimientos de prueba y certificación para los equipos que se interconectan con la red.

- Reglas que eliminan o reducen las barreras de instalar e interconectar los sistemas para las entidades.

- Equipos de monitoreo para que los servicios públicos puedan evaluar el valor o impacto de la energía en cualquier parte de la red, en cualquier momento dado.

- Las tarifas Regulatorias.

- Los esquemas de apoyo a los servicios públicos que eliminan el desincentivo para permitir la generación distribuida (la generación distribuida da como resultado una reducción de ventas de energía).

- Normas de interconexión, incluyendo condiciones y procedimientos relacionados.

- Cualquier deferencia o prioridades para ciertos tipos de tecnologías.

Las conexiones a la red eléctrica pueden ser compromisos complejos, legales y técnicos, involucrando una variedad de acuerdos requeridos para la planificación, construcción y operación de líneas de alta tensión. Especialmente para sistemas más grandes, el desarrollo de las ER a menudo requiere actualizaciones de la red. Con frecuencia, el proceso de obtención de las mejoras a un nivel suficiente para apoyar la nueva producción de ER se enfrenta a varios desafíos que deben ser establecidos en la política y la ley, e implementados a través de la regulación.

Aunque la interconexión de redes puede ofrecer al desarrollador un amplio mercado de contrapartes de tomadores regulares potenciales, no se puede decir lo mismo del suministro de materias primas. Un suministro de biomasa o biogás sólo puede generar si tiene la materia prima suficiente. Las características deseables en el suministro de materias primas incluyen: disponibilidad local, diversidad de fuentes, líneas confiables de suministro y entrega y calidad consistente (por ejemplo, contenido de humedad y energía). Debe considerarse la disponibilidad del suministro de materias primas mientras el proyecto crece o se expande, la competencia de otros fabricantes de materia prima para generadores similares o industrias completamente diferentes (por ejemplo, la industria de productos forestales) y el costo de la energía involucrada en el crecimiento o transporte de la materia prima.

En Albania, mientras procedía la privatización de la empresa distribuidora, se hizo evidente que, a pesar de un alto grado de habilidad técnica, experiencia, e independencia mostrada por el regulador, el inversionista requería garantías adicionales en cuanto al tratamiento regulatorio en varias áreas claves de tarifa. Tras la identificación del licitante ganador, el gobierno, el regulador y el licitante trabajaron juntos para elaborar una "declaración regulatoria" que establecería durante los primeros años después de la privatización, la manera en que las tarifas serían aplicadas. La declaración regulatoria incluía el costo promedio ponderado del capital que se aplicaría a la base de activos regulados, la trayectoria de la reducción de las pérdidas en el sistema y la mejora de la tasa de recaudación, y un mecanismo para diferir ciertos costos que se encontraran ser legítimos, pero que no podían incluirse inmediatamente en las tasas debido a las limitaciones prácticas y políticas sobre el incremento de tasas en cualquier año.

Para que los desarrolladores de proyectos sean motivados financieramente a instalar energías renovables, deben tener acceso a mercados para vender la energía e intercambiar los atributos ambientales. Esto significa que los reguladores deben proveer acceso no discriminatorio a los sistemas de transmisión y distribución a través de un proceso de interconexión transparente. En algunas jurisdicciones, los incentivos para las energías renovables van más allá: éstas requieren acceso prioritario para los proyectos de energías renovables. Tales garantías deben incluir leyes públicas, transparentes y accesibles, apoyadas por una política nacional y un cuerpo regulatorio transparente y efectivo.

Desde el punto de vista de los inversionistas, sin embargo, el tiempo es la esencia. El tiempo que se requiere para demostrar y garantizar la eficacia de una política y un marco regulatorio lo

suficiente para abordar las diversas necesidades de los inversionistas a menudo no es práctico. El desarrollo de políticas y marcos regulatorios a veces tiene que ocurrir simultáneamente con la inversión. En tales casos, el regulador puede ser llamado a garantizar la confianza de los inversionistas a través de medidas provisionales. Estas medidas pueden estar dirigidas a una inversión determinada, y puede involucrar decisiones, declaraciones oficiales o la aprobación de provisiones específicas de contrato y resolución de conflictos.

En conclusión, los factores que afectan los intereses de los inversionistas incluyen:

- El equilibrio entre la necesidad de las ER y el impacto del precio sobre el cliente.
- Un entendimiento claro del riesgo y políticas estructuradas para abordar y asignar los riesgos.
- Una estructura de tarifas predecibles.
- Infraestructura de transmisión segura y suficiente.
- Requisitos de interconexión.
- El acceso a los mercados y clientes.

CAPÍTULO 4: POLÍTICA Y MECANISMOS DE REGULACIÓN EN APOYO A LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Resumen

La forma en que un país prioriza los beneficios y costos de las energías renovables vis-á-vis con respecto a sus propios recursos determinará la dirección y ejecución de su política y legislación en ésta área. La intervención gubernamental suele incluir incentivos para los productores e inversionistas, así como obligaciones (con sanciones contingentes). También en el campo de las ER, algunas políticas no obligatorias se están adaptando para fomentar las ER.

Las medidas políticas y regulatorias para alentar las ER son múltiples y variadas, incluyendo:

- Los incentivos para los inversionistas/entidades por instalar las ER:
  - Incentivos basados en tarifas que resultan en tasas de tarifas favorables, asegurando que a los inversionistas se les garantiza una entrada que cubre los costos y retorno adicional sobre el capital suficiente para motivar la inversión; éstas a menudo están en forma de *feed-in tariffs*.
  - Sistemas de cuotas, créditos/certificados verdes.
  - La licitación, por la que compiten los inversionistas por un proyecto a través de un sistema de licitación pública iniciada por un departamento u organismo gubernamental.
  - Acuerdos de compra de energía.
  - Apoyo a la inversión directa, incluyendo garantías de préstamo e incentivos fiscales.
- Incentivos para el desarrollo de las ER:
  - Subvenciones directas para la investigación y el desarrollo y el uso de fondos específicos.
  - Asistencia en el mapeo de recursos.
- Fomentar el sector voluntario:
  - Hacer que el verde luzca bien.

En resumen, hay una serie de posibles mecanismos. Éstos no son mutuamente excluyentes, ni tampoco son claros. No es probable que todos los economistas estén de acuerdo en cuanto a

qué funciona mejor ya sea en lo abstracto o en cualquier contexto específico. Las variaciones en incentivos se igualan por la variación en decisiones por las naciones y estados en cuanto al tipo de ER a promover. Para el 2009, por lo menos 64 países tenían políticas para promover la generación de recursos ER, incluyendo 45 países y 18 estados/provincias/territorios con *feed-in tariffs* (muchas de éstas recientemente actualizadas), y 49 países/estados/provincias han impuesto estándares/obligaciones de carteras renovables que requieren compañías de suministro de electricidad, obligándolas a generar porcentajes específicos de su mezcla de energía por medio de las ER.

Hay muchas razones para las elecciones que se hacen. La mayoría tiene que ver con la disponibilidad de recursos, aunque otros pueden tener que ver con los esfuerzos laborales (promover el uso de los paneles solares en Grecia no sólo maximiza uno de los recursos naturales más abundantes de Grecia - el sol – pero también ha provisto trabajos y ha fortalecido la industria local) o necesidades regionales (como en el caso de Asia Central y el Medio Oriente, donde los acuerdos del uso del agua con los vecinos puede restringir el uso de agua como hidroelectricidad, a pesar de la existencia del recurso del agua).

Viendo a un país o región específica y decidir cuál es la mejor propuesta o qué combinación de propuestas es en parte un ejercicio de economía, y en parte un análisis político y social. Los ejemplos individuales de otras partes proveen información útil para los países desarrollando estrategias de ER, que es la razón por la cual éste Manual ofrece estudios de caso y perfiles de país. A pesar de algunos principios generalmente aplicables, las mejores prácticas y lecciones de otros países, debe enfatizarse de nuevo que la propuesta de cada país sólo florecerá si la propuesta está basada en las características del área geográfica y el entorno económico y político.

Incentivos Basados en Tarifas

Los incentivos basados en tarifas para la producción de las ER muchas veces incluyen tarifas preferenciales y, más seguido, *feed-in tariffs* (también conocidas como Tarifas Avanzadas de Renovables o Pagos de Energía Renovable) para instalaciones que califiquen. Como se ha señalado, *feed-in tariffs,* por ejemplo, una tasa fija que se le paga a un productor de ER por cada unidad de electricidad que envía a la red, siguen siendo una elección común y popular.

- ***Feed-in Tariffs*** se refiere a la obligación de los servicios públicos de comprar energía a un precio fijo (el precio de compra normalmente es diferente dependiendo del tipo de energía renovable) por un período fijo. Los precios de compra de las *Feed-in tariffs* normalmente están basadas sobre el costo de la generación de la energía renovable emparejado con consideraciones en cuanto al costo social, requerimientos del inversionista y la voluntad política. Con una *feed-in tariff,* cualquier cliente o entidad normalmente es elegible a vender energía bajo los términos de la tarifa. Este tipo de *feed-in tariff* es la forma más común del incentivo basado en tarifas usado alrededor del mundo (ver el caso de estudio sobre Las Filipinas).

- ***Sistemas de Tarifa Preferenciales*** incorporan el concepto de *feed-in tariffs,* pero también incluyen tarifas que no son fijas en sí, pero se ajustan aplicando una metodología de tarifas que asigna una tasa de retorno favorable u otro multiplicador preferencial para los productores de energías renovables. En tales casos, aunque es menos común, puede que el precio no esté especificado, pero la estructura o metodología para llegar al precio si lo está.

Los incentivos basados en tarifas muchas veces son apareados con obligaciones vinculantes de compra (o acuerdos de tomador regular) de modo que los inversionistas puedan recuperar y obtener ganancias de los (frecuentemente) costos más altos asociados a la inversión y producción de energías renovables. Los incentivos basados en tarifas pueden fijarse en la legislación primaria o en regulación de apoyo (muchas veces conocida como "legislación secundaria" afuera de Norte América), o incluso decisiones individuales por reguladores. Muchas veces las *feed-in tariffs* en particular se fijan en la legislación primaria energética.

Algunos economistas argumentan que las *feed-in tariffs* son el mecanismo de apoyo regulatorio más efectivo para fomentar las ER.[20] Los ejemplos de su éxito son muchos. Alemania, por ejemplo, tiene la penetración de mercado más grande de energía solar en el mundo y el mercado solar singular más grande, con el 40% de las ventas mundiales de fotovoltaicos en el 2007, aunque tiene menos horas de luz solar que muchos otros países. Este resultado es en gran parte debido a las *feed-in tariffs* agresivas para la energía solar, junto a otros incentivos para el uso de la energía solar y financiamiento agresivo de investigaciones. Alemania ofrece un estudio interesante. Alemania revisó sus *feed-in tariffs* en el 2000 con su Acta de Recursos de Energías Renovables y distingue tasas dependiendo del tipo de tecnología, tamaño y sitio, con tasas diseñadas a disminuir con el tiempo. Aún así algunos economistas alegan que la propuesta de *feed-in tariffs* agresivas de Alemania no es rentable y son altamente críticos del Acta.[21] El nivel de pagos previstos bajo la legislatura ha caído substancialmente desde que se revisó el programa en el 2000, con otro corte propuesto del 15+% para FV solar en el 2010. A pesar de algunas revisiones a la estructura de la tarifa y la oposición general a la propuesta de *feed-in tariffs* por algunos expertos, las *feed-in tariffs* siguen siendo usadas para promover las ER a través de las economías desarrolladas y en desarrollo. Ontario, Canadá acaba de poner en marcha un programa de *feed-in tariffs*, y algunos economistas están alegando a favor de las *feed-in tariffs* en Estados Unidos.[22] Las *feed-in tariffs* también se están introduciendo en varios países en África y Asia.

Los incentivos basados en tarifas (sin importar como se ejecutan) presentan un dilema regulatorio. Un principio central de la regulación de la electricidad es que los precios de la energía deben de reflejar el costo económico. Los reguladores deben asegurar que las tarifas se fijen de modo que permitan a las compañías reguladas recuperar costos de operación y ganar un retorno suficiente para atraer la inversión de capital. Siguiendo ésta teoría, donde una compañía u operador tiene requerimientos de compra obligatorios para comprar y revender energía producida de un recurso particular (por ejemplo, renovables), el regulador debe asegurar que el costo relacionado a esa compra está incluido en la tasa de la tarifa. Los incentivos basados en tarifas para las energías renovables pueden incrementar el costo de la producción de la electricidad, planteando algunas cuestiones importantes que, dependiendo de la autoridad legal del regulador de energía, los reguladores tal vez tengan que abordar:

- ¿Sobre qué marco de tiempo deben analizar los reguladores los impactos de los incentivos basados en tarifas? ¿Sobre el corto plazo para poder considerar apropiadamente los impactos sobre los clientes; sobre el período del contrato para poder considerar igualmente los beneficios y los costos, incluyendo el cumplimiento esperado de costos ambientales y el valor de la minimización de costos energéticos; o sobre el largo plazo para poder captar la oportunidad perdida que el desarrollo actual de las ER crea en el futuro?

- ¿El incremento en el precio del consumidor final de la electricidad requerido para acomodar un nivel particular de energía renovable impone una carga demasiado grande sobre los clientes (ya sean clientes vulnerables o firmas comerciales)?

- ¿Cómo se deben difundir los costos "extras" de tal producción sobre las diferentes clases de clientes y servicios? ¿Deben difundirse tales costos por igual sobre todos los servicios, sobre la teoría de que todos los clientes se benefician a la larga de tal desarrollo? ¿Deben difundirse los costos basándose en la fijación de precios de "elasticidad inversa", para minimizar el impacto de tales costos en el desarrollo económico? ¿Deben de asignarse los costos a los clientes basándose en los kWh (basándose en la teoría de que la energía renovable está diseñada principalmente para desplazar la energía) y/o sobre kW (sobre la teoría que por lo menos para algunas fuentes renovables, el costo de capacidad será alta, y esta propuesta impondrá costos más altos a los clientes que necesitan una capacidad proporcionalmente mayor)?

Los reguladores deben, en la medida de lo posible, establecer precios para servicios particulares lo más cerca al costo económico (más comúnmente medido usando el costo marginal) como sea posible. Debido a que la suma del costo económico (marginal) para cada servicio probablemente difiere de (y muchas veces será más bajo que) los costos totales a los cuales la compañía tiene derecho a recuperar a través de sus tasas de tarifas, el regulador (o la entidad que fija las tarifas si no es el regulador) debe determinar cuánto debe apartarse del costo económico para cada servicio y para cada grupo de clientes con el fin de lograr el nivel requerido de ingresos. No hay propuesta universalmente aceptada como "correcta" a cualquiera de estos asuntos. La resolución requiere de un juicio cuidadoso por el regulador y debe de estar formulado a la medida según las circunstancias locales, nacionales y regionales y debe incluir autoridad política. Generalmente, sin embargo, el regulador debe esforzarse para minimizar, a la medida máxima de lo posible, el grado en que la introducción de recursos renovables adicionales, o el incremento en EE en el uso de electricidad, distorsionen estos principios básicos de fijación de precios.

Aún cuando las tasas de tarifas se fijan en niveles basándose en los costos económicos de la provisión de cada servicio, un regulador enfrentará las decisiones concernientes a cómo ciertos costos – por ejemplo, los costos de obligaciones de servicio social y costos generales de operación – se asignan entre los grupos de clientes. Ambos programas de energías renovables y programas de eficiencia energética crean costos que no están claramente asociados con cualquier servicio o grupo de clientes como asunto económico, y asignar estos costos requiere

que el regulador (o que el político) equilibre un número de consideraciones conflictivas, incluyendo:

- Asequibilidad, especialmente para los grupos de clientes vulnerables.
- El impacto sobre la actividad industrial y comercial (por ejemplo, ¿Desalentará la expansión económica un incremento en las tasas de tarifas?).
- La equidad percibida (por ejemplo, si se está pagando una prima para lograr una meta social amplia (tal como un incremento en empleos o un objetivo ambiental), debería difundirse uniformemente entre todos los clientes).

La estructura *feed-in* crea seguridad para los inversionistas permitiendo un pago garantizado por la electricidad de las fuentes renovables que se alimentan a la red. La garantía viene de un precio fijo establecido por el Gobierno definido para cada tipo de energía renovable sobre un período de tiempo largo, dándoles a los inversionistas el marco político y legal, estable y predecible que ellos desean. La tarifa puede o puede que no sea suplementado con subsidios del estado, aunque la mayor parte de los costos normalmente son cargados, al final, por los consumidores de electricidad en la forma de tasas de electricidad más altas. Son posibles muchas adaptaciones diferentes. El nivel de las tasas en una *feed-in tariff* se puede basar en: el costo evitado del servicio público que tiene la obligación de compra, los costos de inversionista, o la necesidad de motivar a los inversionistas (y sin ninguna correlación directa al costo o precio verdadero). Como asunto de terminología, la tasa/valor de un *feed-in tariff* es el precio por kWh recibida por un productor independiente de energía renovable, por ejemplo, incluyendo la cantidad anterior o adicional a los precios del mercado, pero no incluyendo ribetes fiscales u otros subsidios de producción pagados por el gobierno.

Las Feed-in tariffs se adoptaron a nivel nacional en por lo menos cinco países por primera vez en el 2008/principios del 2009, incluyendo Kenia, las Filipinas, Polonia, Sudáfrica y Ucrania.

En Ucrania, la Ley de Tarifa Verde de 2008 le da el poder al regulador de establecer una tarifa "verde", la cual es aproximadamente el doble de la tarifa de los generadores de energía térmica, y estará garantizada (con obligaciones de compra correspondientes) por un período de 10 años. La tasa se revisará cada año basándose en los precios del año anterior (aproximadamente $100-120/MWh en el 2010 basándose en las tarifas de generadores térmicos del 2009).

Los componentes más importante de las *feed-in tariffs* (los detalles de tales varían a través de las jurisdicciones para satisfacer las necesidades específicas de cada país) son:

- Un precio fijo establecido en la ley, regulación o decisión (o, en mercados más avanzados, una estructura de tarifas primas la cual es el precio de mercado con un adictivo fijo).
- El nivel de precio fijo diferenciado a través de las tecnologías (por ejemplo, la hidroelectricidad exige un precio diferente a la solar).

- En los marcos *feed-in tariff* más desarrollados, diseños de tarifas escalonadas (por ejemplo, la diferenciación dentro de la misma tecnología basándose en el sitio, tamaño de planta o condiciones que afectan el rendimiento). La mejor práctica internacional es escalonar nuevas *feed-in tariffs* de modo que disminuyan anualmente en un esfuerzo para motivar a las entidades a instalar tecnologías de energías renovables en el año actual - en vez de esperar hasta que el precio de los sistemas de ER disminuyan - mientras se tome en cuenta los desarrollos tecnológicos.

- El proceso y período para la revisión de tarifas, limitando la cantidad de tiempo en la que aplica una *feed-in tariff.* Esto le da comodidad adecuada a los inversionistas pero también asegura que los incentivos están en vigor sólo cuando sean necesarios, y ofrece un proceso para la reconsideración si la integración esperada en el mercado aún no se alcanza y/o los incentivos permanecen necesarios.

- Larga duración. La mayoría de variantes y la mejor práctica mantienen que el precio debe estar garantizado por un período de tiempo específico reflejando el costo de la inversión, normalmente alrededor de 20 años.

- Las obligaciones de compra, requiriendo que un servicio público o compañía de transmisión, distribuidor o proveedor compre la energía generada por las ER a una tasa determinada por las autoridades públicas. En la mayoría de casos, se aplican medidas regulatorias para imponer una obligación sobre los servicios públicos de electricidad para que paguen al productor de energía (independiente) un precio especificado por el gobierno.

Una de las lecciones más importantes aprendidas de la experiencia de *feed-in tarifs* (y más ampliamente de tarifas preferenciales para las energías renovables) es que se le debe agregar suficiente flexibilidad al modelo para asegurarse de que los precios se adapten a las necesidades y cambios del mercado, mientras aún ofrecen la seguridad que necesitan los inversionistas. Un buen regulador es aquél que se esfuerza en lograr correctamente este equilibrio.

Sistemas de Cuota, Créditos/Certificados Verdes

Un sistema de cuota es aquel donde el gobierno fija el porcentaje o la cantidad de energía, normalmente de manera anual, que proviene de las fuentes renovables y luego permite que el mercado determine el costo. La idea es que cierta cantidad de energía de ER es obligatoria, pero la forma en que esto se hace y a qué costo se deja decidir por el mercado. La teoría fundamental es que la competitividad en este mercado bajará los costos de suministrar electricidad renovable y por lo tanto minimizará los costos al consumidor de satisfacer objetivos de energía renovable. Dado el enfoque sobre la acción del mercado, los sistemas de cuota encajan mejor en las economías desarrolladas que en las economías en transición o en desarrollo donde los mercados de energía, a medida que existen, son menos maduros.

Generalmente la cuota se establece en la ley o en la regulación que coloca una obligación en los participantes del mercado (normalmente la compañía que sirve la función de suministrar) de comprar cierta cantidad de su suministro de energía de productores de energías renovables. El mecanismo está colocado en diferentes formas en un poco más de la mitad de los Estados de EE.UU. así como en el Reino Unido (RU), Italia y Bélgica, entre otros países europeos. En los EE.UU., este tipo de sistema se conoce como "Norma de una Cartera de Energías Renovables" y en el RU, "Obligaciones Renovables." En EE.UU., los mecanismos de cuota aplicados a nivel estatal muchas veces son asistidos por la aplicación intermitente de un crédito fiscal por producción federalmente obligatorio. (Los sistemas de topes y comercio (también conocidos como comercio de misiones), donde una tapa se coloca sobre las emisiones de contaminantes y una propuesta basada en la comercialización en el mercado se usa para limitar las emisiones, se abarcan por separado como parte de la discusión en el próximo capítulo sobre acuerdos y cooperación internacional.)

Bajo el sistema de cuota, las compañías que no cumplen la obligación deben pagar una multa, generalmente establecida en unidades de electricidad por debajo de la cantidad obligatoria. Por ejemplo, en EE.UU., si el cumplimiento es demasiado caro (por ejemplo, el costo para comprar energía renovable es demasiado caro), los proveedores pueden optar por pagar el pago alternativo de conformidad. El ACP normalmente se determina en la legislación, y es el precio máximo de obligación que un proveedor debe pagar. Por lo tanto, un ACP funciona como una especie de tope de precio.

El sistema de cuota normalmente se empareja con alguna forma de sistema de certificado de electricidad. Éste sistema involucra la emisión de un certificado a un productor calificado de ER por cada MWh de electricidad producida. A su vez, los certificados proveen un vehículo para medir si la cuota está siendo satisfecha, y para comercializar para satisfacer la cuota o para comercializar cuando las ER suban sobre los requerimientos de la cuota. El sistema de certificación se usa en siete de los 27 Estados Miembros de la UE, incluyendo el RU, Bélgica, Rumania, Suecia e Italia. Nordpool, el único mercado financiero de energía para Noruega, Suecia, Finlandia y Dinamarca, introdujeron el comercio al contado de los Certificados de Electricidad en marzo del 2004. El comercio de Certificados de Electricidad en el 2008 sólo tomó lugar bilateralmente, directamente entre los productores, directamente entre productores y proveedores o a través de corredores. Cualquier usuario o proveedor de electricidad que tiene excedente de Certificados de Electricidad puede venderlos o guardarlos para las necesidades de años futuros. Éstos Certificados son válidos hasta el final del sistema en el 2030. Esto significa que es rentable guardar los Certificados si uno espera que los precios de los certificados vayan a subir en períodos posteriores (tomando en cuenta los descuentos de tasas).

En la mayoría de casos el regulador de energía, el gobierno o el operados del sistema normalmente tiene la facultad por ley para calificar/registrar a un productor de ER, de tal modo que entra al sistema de certificados y puede empezar a vender certificados. Si el regulador no tiene la facultad para calificar al productor, muchas veces tiene la facultad de emitir regulaciones de apoyo o de monitorear el cumplimiento.

El número de certificados que se necesitan comprar es un porcentaje predeterminado de la electricidad total del proveedor que necesita provenir de las ER. Hay una variedad de factores que determinan la frecuencia en la cual se emiten los certificados. En algunas jurisdicciones, el operador del sistema emite los certificados basándose en la producción de la planta (después de que la planta es considerada una instalación elegible por el regulador o el gobierno). En la mayoría de casos, los proveedores pueden depositar certificados y usarlos para satisfacer sus obligaciones en años subsecuentes, aunque se ha dado alguna consideración de cómo esto afecta a los incentivos del mercado y si tales depósitos contribuyen al objetivo general de expandir la base de proyectos de energías renovables. Esto ayuda a fomentar el cumplimiento inicial y puede ayudar con los costos de período de transición. Las ventajas del sistema cuota-certificado incluyen:

- El desarrollo de recursos de menor costo, generalmente dando como resultado costos más bajos para los consumidores porque la demanda es para los recursos más baratos.
- Ningún (o limitado) subsidio gubernamental directo.
- La promoción de un mecanismo basado en el mercado (aunque tales mecanismos de mercado aún se están desarrollando)

Tal sistema también significa que las tecnologías más baratas están incentivadas por encima de otras que pueden encajar mejor con los recursos naturales o una prioridad mayor de desarrollo a largo plazo. El problema es que muchas veces los esquemas de los certificados verdes dan como resultado apoyo únicamente a tecnologías de bajo costo. La experiencia en Europa (en Suecia por ejemplo) ha mostrado que la inmadurez del mercado de comercialización verde ha significado un bajo aumento en el suministro de ER donde se escogieron cuotas sobre *feed-in tariffs*. En Europa, los sistemas de cuota no están completamente formados, así que queda mucho por conocer en cuanto a cómo operan en la práctica y los efectos a través del tiempo con respecto a la distorsión del mercado. Ciertamente el hecho de que estos esfuerzos son relativamente recientes significa que un grado de distorsión del mercado y los costos más altos son inevitables a medida que se prueban, evalúan y adaptan estructuras diferentes. En EE.UU., los sistemas de cuota han estado implementados por más de diez años, aunque la mayor parte de la comercialización es a través de acuerdos bilaterales. Hay firmas que agregan a clientes (para crear mayores eficiencias en el mercado) y juntamente venden sus certificados de energía a los proveedores. Este mercado es multi-jurisdiccional (cruzando los límites estatales) y relativamente eficiente.

Las Licitaciones

Los procedimientos de licitación pueden usarse para elegir beneficiarios para el apoyo de inversión o apoyo de producción (tales como las *feed-in tariffs),* o para otros derechos limitados, tales como sitios en propiedad pública para la energía eólica. Los inversionistas o productores potenciales participan por medio de un sistema de licitación competitiva. Normalmente en tal sistema, se establece como objetivo una cantidad de capacidad de generación, muchas veces especificando el uso de un tipo en particular de ER. El criterio para la evaluación de las ofertas

se establece antes de cada ronda de ofertas. El gobierno decide el nivel deseado de electricidad de cada fuente renovable, su tasa de crecimiento a través del tiempo, y el nivel de seguridad precio a largo plazo ofrecido a los productores a través del tiempo. Las ofertas son acompañadas por una obligación de parte de los proveedores de electricidad de comprar cierta cantidad de electricidad de fuentes renovables a un precio preferencial.

El proceso de licitación puede incluir el uso de concesiones del gobierno. Tales instancias requieren un proceso claro para las solicitudes, aprobaciones de los proyectos propuestos y el monitoreo del rendimiento. El regulador tendrá, por lo menos, alguna responsabilidad de supervisión; en algunas jurisdicciones el regulador puede participar en la redacción o aconsejar sobre los términos y procesos para la licitación y de monitorear el cumplimiento posterior a la concesión.

La licitación es una opción atractiva desde el punto de vista de los procesos. Es tangible, limitado y puede ser dirigido por un grupo pequeño de personas para lograr un objetivo concreto. Sin embargo, en muchos países se encuentra en desaprobación, porque incentiva a los licitantes a hacer ofertas de bajo costo que no son realistas, o a sacrificar calidad, dejando dudas en cuanto a la efectividad y seguridad a largo plazo. En la UE, varios países usaron el sistema para arrancar el desarrollo de las energías renovables, aunque se ha puesto en duda su éxito. Entre los Estados Miembros de la UE sólo Francia usó la licitación como la estructura de incentivo principal. Desde la perspectiva regulatoria, cuando se usa la licitación, es importante desarrollar reglas transparentes para minimizar la corrupción y nivelar el campo de juego. Cualquier sistema de licitación requiere reglas transparentes para minimizar la corrupción y asegurar lo adecuado de la información que se difunde a los licitantes.

Acuerdos de Compra de Energía

La experiencia de EE.UU. con los acuerdos de compra de energía a largo plazo obligadas por el gobierno es mixta. A finales de la década de 1970, mientras que EE.UU. estaba en la agonía de la crisis energética, algunos servicios públicos verticalmente integrados eran vistos por algunas partes interesadas de la industria como la sobreconstrucción de la generación en grande impulsada por fósiles. Como respuesta, el Acta de Políticas Reguladoras de Servicios Públicos de 1978 (PURPA) fue promulgada para requerir que los servicios públicos locales entraran en ACEs de toma regular con generadores de "Instalaciones Calificadas". El término de muchos de estos contratos era un mínimo de 15-20 años, y los precios estaban ligados a los "costos evitados" de largo plazo del servicio público (por ejemplo, los costos proyectados por la generación de combustibles fósiles). Las predicciones hechas al inicio de la década de 1980 en cuanto a cuáles serían los costos evitados de un servicio público en la década de 1990 y más allá resultó ser groseramente exagerado. Como resultado, los precios de los contratos PURPA que estaban cinco a seis veces el precio por mayor del mercado de ese tiempo no eran poco común y los consumidores sobrepagaron por la generación.

Los ACEs garantizados a largo plazo a precios fijos también ayudan en el financiamiento de nuevas tecnologías. Normalmente los ACEs se utilizan como parte de la estructura de *feed-in tariff,* pero también pueden adjuntarse a otros diseños de incentivos. El proyecto de olas Pelamis en Portugal incluye un precio de compra garantizado por su electricidad de 15 años, apoyado por una *feed-in tariff* específica de aproximadamente €0.23/kWh.[23] Los ACEs de largo plazo afuera de las *feed-in tariffs* también son posibles (con la misma seguridad de

financiamiento), pero son acuerdos entre partes en lugar de tasas fijas por reguladores, los cuerpos legislativos u otras entidades gubernamentales (aunque en muchas jurisdicciones la entidad regulatoria aprobaría tales contratos y emitiría acuerdos modelo estándar para la consideración de las partes). Los ACE deben ser con una contraparte solvente (preferiblemente de grado de inversión).

Los prestamistas que están financiando proyectos de ER frecuentemente requieren que el desarrollador obtenga acuerdos de compra de energía a largo plazo para demostrar que el proyecto tiene un flujo de ingresos predecible para cubrir sus obligaciones de deuda. Debido al costo relativo del desarrollo de ER en comparación a la generación tradicional por combustibles fósiles, el mercado de energía al por mayor puede no proveer suficiente valor como para satisfacer al prestamista. Los gobiernos han respondido a esta barrera del desarrollo de ER actuando (o dirigiendo a otros a actuar) como una contraparte a través de acceder a los ACEs de largo plazo con los desarrolladores de ER. En los EE.UU., esto normalmente se logra imponiendo obligaciones sobre los servicios públicos de electricidad de servir como contraparte. Aunque los servicios públicos seguramente pueden ser la contraparte de la toma regular que se necesitan generalmente para alentar la inversión, los reguladores deben de tener cuidado en cómo se determinan los precios en el contrato. Los reguladores también necesitan evaluar cuidadosamente los ACEs a largo plazo para que al final éstos estén respaldados por los clientes para el período requerido.

Algunos puntos que hay que mantener en mente incluyen:

- Las contrataciones deben de ofrecerse en etapas, así que mientras los ACEs son útiles para proveer seguridad, el proceso de compra y venta debe estar escalonado para permitir cambios en el mercado y no atar al mercado en un o algunos tratos grandes. Mientras las tecnologías de ER maduran, se volverán más eficientes y menos costoso. Los servicios públicos deben montar su proceso de Solicitud de Propuesta (RFP) para sacar provecho de éstas futuras eficiencias.

- Similar a las contrataciones escalonadas, los procesos competitivos tales como las subastas pueden utilizarse para asegurar que las eficiencias son exprimidas de los desarrolladores de proyectos.

- El proceso RFP debe ser transparente y justo para todos los interesados. Esto permitirá que la competencia florezca y le dará mayor acceso a opciones a los consumidores. Como parte de esta transparencia, el marco de licitación debe incorporar consideraciones de cómo abrir la competencia para las entidades/desarrolladores de proyectos más pequeños y menos establecidos.

Además, las estructuras innovadoras de tratos que incluyen ACEs a largo plazo, pero las estructuran como, por ejemplo, contratos por diferencias, pueden permitir al desarrollador satisfacer la necesidad del prestamista de financiar contra un flujo de ingresos predecibles, permitiendo que los clientes se beneficien cuando los mercados al por mayor excedan el precio de ejercicio.

Apoyo Directo de Inversión, Incluyendo Garantías de Préstamos e Incentivos Fiscales

Los mecanismos complementarios tales como los subsidios a inversiones y las medidas fiscales tienden a ser parte de una estrategia general hacia las ER, establecidas en la política local, regional y/o federal. Por lo general, estos mecanismos deben verse como adiciones a los esquemas de apoyo a la fijación de precios, y no como un sustituto de ellos. Por ejemplo, un esquema de *feed-in tariff* normalmente incluye varios subsidios a inversiones, tales como incentivos fiscales o exención de impuestos, exención o reducción de costos de licencias y hasta subsidios estatales para ciertas actividades de construcción. En muchos países en desarrollo, el financiamiento (en la forma de deuda/préstamos) puede que no estén disponibles debido a la percepción de riesgo por el prestamista (debido a entornos políticos, de inversión o tecnológicos en las iniciativas nacientes de energías renovables). Los subsidios y garantías de inversión pueden ayudar a superar la barrera de los altos costos de inversión inicial por medio de la estimulación de inversiones en las tecnologías de ER con vistas más largas para los retornos sobre las inversiones. Tales subsidios a menudo están en el rango del 20-50% de los costos de inversión elegibles, o pueden tomar la forma de préstamos de bajo interés, garantías de préstamos y garantías y subvenciones de riesgo parcial. En algunas circunstancias estos subsidios pueden alcanzar niveles más altos.

Los incentivos fiscales, tales como créditos fiscales (para la inversión y/o producción), alivio o reducción de impuestos de propiedad y/o rentas y exenciones de impuestos de ventas, también son parte de la mezcla del apoyo a la inversión, y son comunes en EE.UU., UE, Japón y la India, entre otras naciones. Algunos Estados Miembros de la UE apoyan la electricidad renovable por medio del sistema fiscal, por ejemplo, los esquemas favorables de depreciación, ribetes sobre impuestos generales de energía o impuestos de emisiones especiales, Impuesto al Valor Agregado (IVA) reducido o exención de impuestos para los fondos verdes. Los subsidios de inversiones y medidas fiscales en la UE, como todos los esquemas de apoyo, deben de estar de acuerdo con las Directrices Comunitarias para la Ayuda Estatal para la Protección del Medio Ambiente[24] (que rige el uso de varios esquemas de apoyo para las energías renovables en la UE). Las Directrices explican que la ayuda estatal para las energías renovables debe dar como resultado un aumento general en las fuentes de energías renovables y no cambios de un Estado Miembro con incentivos para la energía renovable menos favorable a otro con mayor ayuda estatal favorable.

A partir de la década de 1980 en los EE.UU., se han usado intermitentemente los créditos fiscales por la producción para promover el desarrollo de parques eólicos, mientras que los créditos fiscales para la inversión han sido usados intermitentemente para promover ambas instalaciones solares e instalaciones pequeñas de ER en general. Además, los EE.UU. han empleado un mecanismo acelerado de depreciación con el fin de incentivar aún más el desarrollo de las energías renovables. En el 2010, los Estados Unidos incrementó el enfoque sobre subvenciones de efectivo y créditos fiscales para las inversiones disponibles para las inversiones en lo eólico, solar y geotérmico con el Acta para la Recuperación y Reinversión Americana del 2009, así como $545 millones en subvenciones para parques eólicos concedidos en septiembre del 2009. Muchos estados también proveen incentivos, tales como la exención al impuesto de la propiedad, créditos verdes, créditos por equipo producido en el estado,

exenciones al impuesto estatal y créditos fiscales por la producción, así como la implementación de Norma de una Cartera de Energías Renovables con requerimientos de compra.[25] La disponibilidad de créditos fiscales para la producción y la inversión en los EE.UU. ha permitido la evolución de un mercado de equidad fiscal, que atrajo inversionistas con suficiente apetito fiscal para tomar ventaja de los créditos fiscales que algunos desarrolladores de proyectos de otra forma no hubieran podido usar debido a su falta de ingresos pasivos. Así que, una variedad de estructuras de negocio han evolucionado para permitirles a los inversionistas fiscales de esencialmente monetizar el crédito fiscal para el desarrollador por medio de la compra del derecho de reclamar el crédito a una taza descontada. A esta relación muchas veces se le refiere como "Posesión por Terceros". En la estructura de Posesión por terceros, la entidad con el proyecto de ER en su propiedad no es dueña del proyecto. En cambio, una entidad diferente es dueña del proyecto y, o bien arrenda el proyecto al dueño de la propiedad o le vende la producción del proyecto al dueño de la propiedad (quien normalmente usa la producción de las instalaciones en el lugar).

Los Incentivos para el Desarrollo de las Energías Renovables

Una herramienta para promover el desarrollo de las ER cuyo uso se está incrementando alrededor del mundo es el uso de un fondo nacional. Tales fondos son creados particularmente para apoyar la energía sostenible, y por lo general son creados por ley y pueden ser dirigidos al apoyo de ciertas tecnologías (por ejemplo, el aumento en producción de biogás). Estos fondos también pueden extenderse más ampliamente a diferentes categorías de iniciativas, tales como la eficiencia energética para edificios nuevos y viejos, el desarrollo de la generación de ER distribuida, o hasta toda la producción de ER que cae bajo una designación nacional legal para ser elegibles en una legislación aplicable. Los fondos están diseñados para utilizarse para préstamos de largo plazo, asistencia directa a los proyectos dirigidos a poblaciones vulnerables o de bajos ingresos y para apoyar la investigación y el desarrollo de nuevas tecnologías. Los recursos para estos fondos pueden provenir del presupuesto estatal, contribuciones de donantes, porcentajes señalizados de retornos de loterías nacionales, o cargos impuestos dentro de tasas o sobre contribuyentes particulares o generadores de energía, proveedores o usuarios. Los fondos son herramientas útiles del gobierno porque, aunque los límites del uso están fijados en ley o regulación, se puede implementar cierta flexibilidad para asegurar que los recursos del fondo se adapten a las necesidades cambiantes del mercado consistentemente con los objetivos nacionales. Tales fondos deben ser regidos por reglas que promueven la transparencia, para resguardar contra el uso indebido de los fondos o concesiones que no están sujetos a procedimientos claros, transparentes y no discriminatorios.

Debido a que los recursos renovables varían considerablemente de una localidad geográfica a otra, dentro de un país, así como a través de regiones, el desarrollo de las ER requiere un buen entendimiento de la locación óptima. Esto, a su vez, requiere conocimiento de las características específicas del recurso – disponibilidad, variabilidad y tamaño/magnitud – a través de localidades particulares. Sin esta información, la habilidad del gobierno en fijar política nacional que señala correctamente la producción de ER de recursos autóctonos específicos está limitada y un análisis bien fundamentado no es posible. El mapeo de recursos es una inversión que los gobiernos necesitan hacer, muchas veces usando firmas especializadas para hacer el trabajo, para crear el fundamento básico para un programa de energías renovables.

Alentando al Sector Voluntario: Haciendo que el Verde Luzca Bien

La relación entre la economía y los valores sociales se está convirtiendo en una fuerza en los esfuerzos mundiales para promover las energías renovables. Esto es particularmente cierto en Norte América y Europa, en donde la viabilidad económica de las energías renovables está aumentada por el compromiso social a la sostenibilidad ambiental. Debido a que no todos los costos ambientales son internalizados en el análisis de efectividad, algunos proyectos son vistos necesariamente a través de un lente más amplio de la relación costo-beneficio para el bien común. Por lo tanto, algunas prácticas ambientales se promueven como una directiva social, y no como una decisión estrictamente económica.

Algunas compañías están viendo hacia los incentivos únicos para dirigir a la gente a comprar energía renovable. En EE.UU., Dominion Green Power utilizó una propuesta creativa para lograr que sus clientes se enlistaran para comprar su energía bajo el sistema de certificados de energías renovables. Se les pidió a los clientes potenciales comprar certificados de energías renovables iguales al 100% de su uso eléctrico mensual (con un incremento anticipado de aproximadamente $15) o a un costo fijo adicional, que sería de alrededor de $2. La solicitud explicaba el beneficio en términos de valor al planeta "elegir la opción de 100% evita las emisiones de carbono equivalentes a remover 1.5 carros de las carreteras, ¡Con el incentivo personal adicional de una barra de chocolate gratis!"

Algunas compañías creativas están utilizando el interés público en la sostenibilidad – y lo atractivo de ser reconocido como un individuo o negocio comprometido con la sostenibilidad – para atraer cliente, aún cuando la energía renovable cuesta más. El hecho de ser renovable está por sí mismo convirtiéndose en un negocio, y las campañas de publicidad están incrementando sus esfuerzos de atraer negocio enfatizando la responsabilidad social. La responsabilidad social se ha convertido en un factor, junto con otros incentivos más tradicionales, en la búsqueda de la clientela. El Reino Unido, que por muchos años se enfocó en créditos (ROCs), introdujo un esquema de *feed-in tariff* "reembolso de energía limpia" para los propietarios de vivienda en el 2010. Para alentar a los propietarios de vivienda a pensar a largo plazo con respecto a la recuperación de la inversión en sus instalaciones solares, British Gas y otros socios de la industria también están probando un mecanismo de "paga mientras ahorras" con el Fondo de Ahorros de Energía, en el cual a los consumidores residenciales se les adelanta el costo de la inversión en sus instalaciones solares, y lo pagan a través de ahorros mensuales en sus cobros. En Egipto, el regulador será un jugador clave en el esfuerzo de hacer al verde más valioso. Bajo legislación pendiente EgyptEra, el regulador egipcio, será capaz de emitir "certificados verdes" que los negocios pueden usar para hacer publicidad de sus productos y servicios nacional e internacionalmente (ver el caso de estudio sobre Egipto para más información).

Para países que están en transición o en desarrollo, el costo más alto de energías renovables presenta mayores retos, pero no se debe pasar por alto los aspectos sociales.

PERÚ: SUBASTAS DE ENERGÍA RENOVABLE

2013

PERÚ: EL USO DE SUBASTAS PARA PROCURAR SUMINISTRO DE ENERGÍAS RENOVABLES

2013 Estudio de caso por Jorry Mwenechanya

El área de 1.29 millones de kilómetros cuadrados del Perú lo convierten en el tercer país más grande de Suramérica, después de Brasil y Argentina. Por casi diez años, la economía del Perú ha crecido entre 5 y 9% al año respaldada por las exportaciones minerales, lo cual coloca al país entre las economías de más rápido crecimiento en Suramérica. Durante el mismo período, la pobreza promedio en Perú ha disminuido de más del 60% a menos del 30%. La disminución en los niveles de pobreza se correlaciona bien con el creciente número de hogares con acceso a la electricidad. Entre 1990 y 2011, el acceso promedio a la electricidad aumentó del 45% al 89%[26], con muchos centros urbanos acercándose al 100%. Aunque el índice de acceso a la electricidad en las comunidades indígenas del Perú está por debajo del 5% y los niveles de pobreza exceden el 50%, el panorama general es uno de progreso continuo. Para enfocar la atención en la electrificación de las áreas rurales, el gobierno estableció la Dirección ejecutiva de Proyectos (DEP)[27] en el Ministerio de Energía y Minas. La DEP realiza varias funciones: definir e implementar el plan de electrificación rural, financiar o co-financiar los proyectos, e implementarlos contratando empresas de construcción. El énfasis del estado en la electrificación rural siguió a reformas hechas al sector energía en la década de los 90, reformas estas que apuntaban a revertir el deficiente desempeño de las empresas de servicios públicos y a abordar el estancamiento en la capacidad resultante de la falta de inversión.

REFORMAS DEL SECTOR ENERGÍA

La Ley de Concesiones Eléctricas (LCE)[28] de 1992 desagregó la empresa de servicios públicos de propiedad 100% estatal en generación, transmisión y distribución. Esto dio fin a su estatus de monopolio al introducir la competencia en la generación y abrir acceso a la red de transmisión. Las reformas expandieron significativamente la participación del sector privado en el negocio del suministro eléctrico a través de la propiedad de activos y por medio del control operacional. Como resultado de ello, el sector privado ahora genera el 80% de la electricidad, es responsable por más del 50% de la distribución y controla la operación del sistema interconectado.

MARCO INSTITUCIONAL

Desde el 2000, cuando se interconectaron las antiguamente separadas redes del norte y del sur, el sistema principal de energía del Perú ha consistido en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)[29] el cual sirve a los centros de población urbana a lo largo de la costa.

Por otro lado, las áreas rurales se encuentran servidas por redes aisladas. Un Comité de Operación Económica del Sistema (COES)[30], con estatus de "entidad privada sin fines de lucro con capacidad legal pública"[31], actúa como operador del sistema con el mandato de garantizar la

seguridad del suministro a un costo eficiente para el consumidor. Con una membresía dominada por participantes del sector privado en el SEIN, el COES cumple varias funciones: gestiona el mercado mayorista de electricidad y dirige la operación de la red de transmisión; administra las normas y estándares aprobados por el regulador y planea el refuerzo y la expansión de la red de transmisión para satisfacer la demanda futura y mantener la fiabilidad de la red.

La función principal del regulador, conocido como el Organismo Supervisor de Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN)[32] es supervisar, en nombre del estado, el cumplimiento de los operadores con las disposiciones legales, técnicas y comerciales de los contratos y concesiones estatales. Además, OSINERGMIN tiene la responsabilidad de establecer las tarifas eléctricas para los consumidores regulados y encargarse de sus quejas. La energía consumida por los consumidores regulados es de aproximadamente el 54% del total de la energía emitida, yendo el resto a 'consumidores libres', suministrados bajo contratos bilaterales con generadores o empresas de distribución.[33]

La industria eléctrica peruana permite una participación importante del sector privado, no solamente en la generación y entrega de electricidad a los consumidores, sino también en la gestión y el control del sistema. Tal diversidad de participantes en la industria requiere de un monitoreo estrecho y competente, respaldado por reglamentos claros y completos. El estado asegura esto a través de revisiones regulares de las leyes y de las normas y reglamentos que las respaldan, junto con contribuciones hechas por participantes de la industria. La alianza entre el estado y la empresa privada permite al Perú generar un alto nivel de interés en nuevos proyectos entre los inversionistas.

CAPACIDAD

En 2012, la capacidad instalada de generación del SEIN era de 7.62 GW, a la cual las plantas térmicas contribuían 4.29 GW, o 56.3%, y el resto provenía principalmente de plantas hidroeléctricas. Sin embargo, en cualquier año dado, las plantas hidroeléctricas suministran más energía que las plantas térmicas debido a sus costos más bajos. Impulsada principalmente por la expansión industrial, pero también por los planes de electrificación rural, se espera que la demanda eléctrica crezca un promedio del 5.8% al año entre 2013 y 2017. Para satisfacer esta demanda, en 2012 el estado planeó 4.3 GW adicionales para el año 2016.[34] Como en el pasado, la mayor parte de la capacidad adicional provendrá de plantas térmicas y grandes plantas hidroeléctricas. Sin embargo, el Perú cuenta con un importante potencial hidroeléctrico que podría jugar un papel cada vez mayor en el futuro. Esto permitiría al país mitigar las desventajas asociadas con las fuentes convencionales de energía, especialmente las emisiones de CO_2 y gases de efecto invernadero resultantes de plantas térmicas a base de combustibles fósiles.

El Perú tiene otra razón importante para su interés en la energía renovable. La generación distribuida ayudará a mantener los niveles correctos de voltaje a través del sistema, lo cual es actualmente un reto debido a las largas líneas entre los generadores y los centros de consumo eléctrico. Además, las fuentes renovables ofrecen las únicas soluciones para la electrificación de comunidades rurales que se encuentran lejos de la red, en las cuales un terreno inhóspito significa altos costos de construcción de líneas.

El estado estima que el país usa solamente 4.7% de su potencial hidroeléctrico. Una encuesta realizada por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM)[35] estimó que para sitios con capacidad potencial de hasta 100 MW cada uno, el potencial total sin usar a nivel de país era de 70,000 MW. Para le energía eólica, de un potencial aprovechable estimado de 22,000 MW, solamente el 0.65% ha sido explotado. De modo similar, el uso del potencial solar y de biomasa es del % y 6.1%, respectivamente. Además, hasta 6,000 MW de capacidad geotérmica permanece sin explotarse (Ver Figura 1). El Perú tiene claramente un margen considerable para aumentar la contribución de las fuentes de energías renovables a la generación eléctrica.

PROMOCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

El Perú busca incrementar la contribución de las energías renovables al total de la generación eléctrica y así mejorar la seguridad del suministro a través de una base energética más

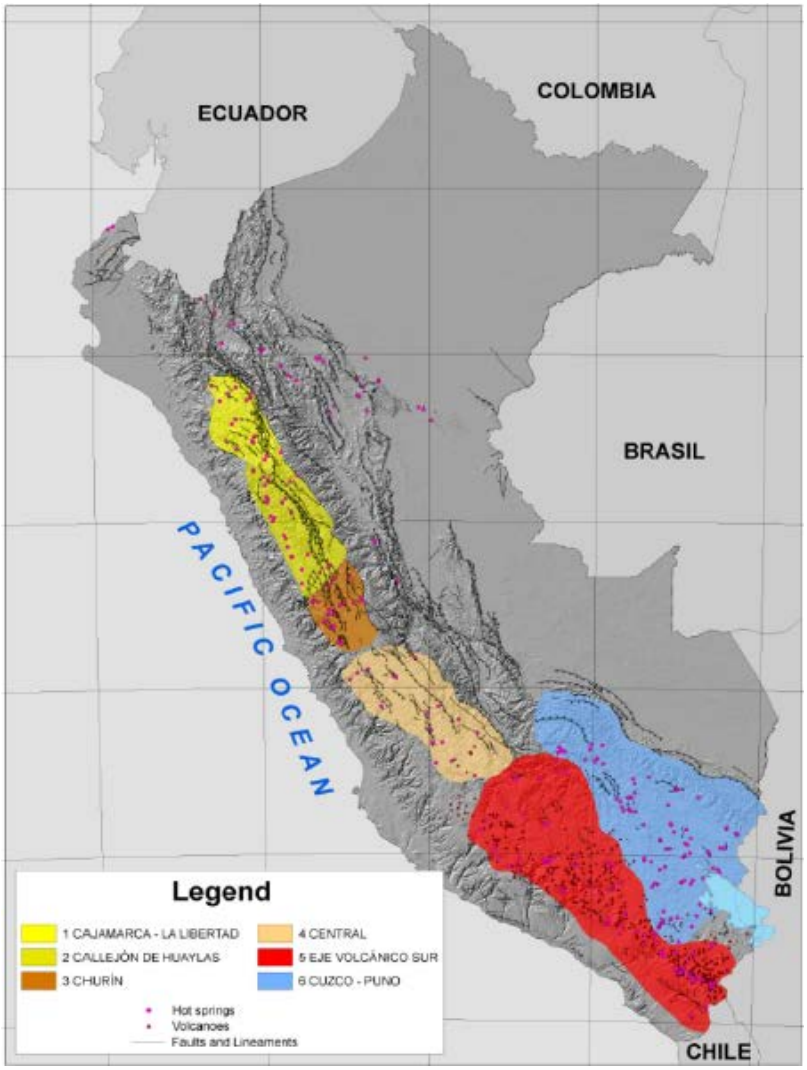


Fig 1: Peru geothermal potential

diversificada. Con este fin, para el período que va hasta 2018, el Ministerio de Energía y Minas[36], MINEM, ha fijado un objetivo del 5% de la demanda eléctrica proyectada en cualquier período de planificación a ser generada a partir de recursos renovables. Este objetivo excluye plantas hidroeléctricas de más de 20 MW de capacidad.

La meta a largo plazo es que un tercio de toda la electricidad suministrada deberá ser generada a partir de recursos renovables. Para satisfacer las normas técnicas de confiabilidad y estabilidad, la meta a largo plazo requerirá de inversiones en la red de transmisión para aumentar su capacidad de absorción para fuentes intermitentes, especialmente la eólica. COES, el operador del sistema, asumirá estos costos. El marco regulatorio garantiza un precio contratado firme para hasta 20 años, y consagra en el reglamento la prioridad del envío y acceso a las redes de transmisión y distribución. Los esfuerzos del Perú por atraer inversionistas para inversiones en energías renovables dependen principalmente de estas dos medidas.

El Gobierno Peruano ha promulgado un marco normativo y legal que busca promover la producción y el uso de la energía sostenible. Los objetivos de la Política Energética Nacional para el 2010-2040 incluyen la diversificación de las fuentes de energía, la promoción de energía a partir de fuentes renovables y la eficiencia de la energía. El propósito de los objetivos es desarrollar un sector energético que tenga un impacto mínimo en el medio ambiente. Además, la política ambiental del Perú ofrece la siguiente pauta: "promover la inversión, el desarrollo y el uso de los biocombustibles, las energías renovables, y el gas metano derivado de los rellenos sanitarios como alternativas para los combustibles fósiles con el fin de reducir las emisiones de carbono dentro de un nuevo marco de matriz energética". En consecuencia, el Perú ha establecido un marco sólido para el desarrollo de los recursos renovables. Las leyes relevantes clave se resumen a continuación.

Decreto Legislativo 1002 de 2008, *la Ley de Promoción de la Inversión en Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables*, concede prioridad a la promoción de las energías renovables y establece objetivos para el porcentaje de fuentes de energía renovable (RES, por sus siglas en inglés) con respecto al consumo interno total y otorga prioridad de envío en el sistema a las energías renovables. Además, estipula contratos de suministro de hasta veinte años durante los cuales se garantiza la tarifa de compra. Éste es el cimiento para las subastas de energía renovable en el Perú. La garantía sobre el precio contratado y su duración a largo plazo ofrecen tranquilidad a los inversionistas de que recuperarán sus inversiones.

Decreto Supremo No. 012-2011-EM, el *Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables*, elabora los procedimientos administrativos de licitación y de adjudicación de concesiones para la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovable dentro del marco del Decreto Legislativo 1002 anterior.[37]

Las otras dos piezas de la legislación se enfocan específicamente en el uso eficiente de la energía:

- Decreto Supremo No. 053-2007-EM*: Reglamento de la Ley de Promoción del Uso Eficiente de la Energía*, el cual describe las actividades dirigidas hacia los consumidores y sectores económicos con uso intensivo de energía.

- Resolución Ministerial No. 46-2009-MEM/DM, por medio de la cual el estado establece una meta de ahorro energético del 15% para el período 2009-2018 basado en la demanda proyectada.[38]

Las leyes especifican los derechos y las obligaciones de todos los participantes en el sector eléctrico. De hecho, ellas constituyen el marco regulatorio impuesto por el regulador, OSINERGMIN. Tal sistema de regulación da mayor certidumbre a los inversionistas reduciendo el alcance y la oportunidad para acciones reglamentarias arbitrarias.

SUBASTAS

La LCE de 1992 y la Ley No. 28832 de 2006 constituyen el marco legal básico para el sector energético del Perú. En respuesta al rápido crecimiento de la demanda, la Ley No. 28832 tenía el objetivo de "asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica", y para tal fin, establecía el uso de subastas por parte de las empresas de distribución para la adquisición de suministros a los consumidores regulados. Perú se encuentra entre varios países latinoamericanos, incluyendo Brazil, Colombia, Panamá y Chile, que han liderado el uso de subastas de energía para adquirir nueva capacidad de generación.

Algunos enfoques generales a las subastas de energía se resumen a continuación.

Subasta de Precio Inicial en Sobre Sellado. Cuando los licitadores presentan ofertas selladas de forma simultanea sin tener información previa sobre otras ofertas, se conoce como Subasta de Precio Inicial en Sobre Sellado (*First-Price Sealed-Bid Auction*, FPSB). El licitador con el precio más bajo gana el contrato. Generalmente, la subasta es para un solo producto o servicio que puede incluir un conjunto de varios elementos de planta de generación con líneas de transmisión o distribución. Debido a que es un método simple, la FPSB tiene una amplia aplicación y funciona mejor cuando el subastador tiene un buen conocimiento de los valores de los artículos en la subasta. Sin embargo, si hay considerable incertidumbre sobre los precios de los productos en la subasta, existe una alta probabilidad de que haya una adquisición ineficiente.

Subasta Dinámica Descendente. Una forma de descubrir el precio que el mercado puede soportar es usar el mecanismo de Subasta Dinámica Descendente. En este método, el subastador establece un precio inicial alto y recibe cantidades que los licitadores están dispuestos a vender a ese precio. Si las cantidades de la oferta exceden el total requerido, el subastador reduce el precio y repite el proceso hasta que la oferta coincida con la cantidad total deseada. Se paga a todos los licitadores al precio de adjudicación. La premisa del mecanismo de Subasta Dinámica Descendente es que el interés del inversionista sea suficiente como para generar una fuerte competencia. Una subasta con pocos participantes da pie a oportunidades de conspiración para lograr un precio alto. También es importante que el subastador esté lo suficientemente bien informado sobre el producto para poder establecer un precio inicial que genere competencia, protegiendo al mismo tiempo a los consumidores de precios excesivos de producción. También se debe ser cauteloso del riesgo de una reacción política negativa cuando contratistas que hacen ofertas más bajas son pagados a un precio de adjudicación más alto.

Pague Según la Oferta o Subasta Discriminatoria. Otro método es la Subasta de Pago Según la Oferta o Subasta Discriminatoria, la cual se usa frecuentemente cuando la subasta consiste de múltiples unidades del mismo producto, como por ejemplo varios contratos para el suministro de energía. El subastador suma las ofertas comenzando con la oferta más baja y continúa hasta que el suministro sea igual a las ofertas, en cuyo punto se decide el precio de adjudicación. Todos los licitadores con precios por debajo del precio de adjudicación pueden contratar de acuerdo con su oferta financiera. El Perú adoptó este método básico y lo adaptó por medio de una fuerte dependencia en las garantías financieras en vez de procedimientos de debida diligencia técnica y financiera. Al hacer esto, el Perú logró una simplicidad que constituye uno de los puntos fuertes de su sistema de subastas.

ADQUISICIÓN DE CAPACIDAD DE ENERGÍAS RENOVABLES EN PERÚ

A través del Ministerio de Energía y Minas (MINEM), el estado determina la energía total a ser subastada y establece cuotas para cada tipo de energía. Actuando en nombre del estado, OSINERGMIN establece un Comité de Subastas que incluye a representantes de MINEM y COES. El Comité de Subastas establece el precio máximo aplicable a cada cuota, pero mantiene estos valores confidenciales. Una vez que el Comité de Subastas recibe las ofertas, procede de la siguiente manera:

- Se clasifican las ofertas de acuerdo al precio ofrecido, comenzando con la más baja. Aquellas ofertas que exceden el precio máximo son rechazadas.
- Si la energía total (MWh) ofrecida es menor que la energía requerida, el Comité acepta todas las ofertas.
- Si las ofertas exceden el requisito de energía en MWh, el Comité podrá aceptar ofertas parciales (adjudicación parcial) o convocar una segunda ronda de la subasta.

Subastas de Recursos de Energía Renovable

Entre los años 2008 y 2012, OSINERGMIN realizó dos subastas. Durante la primera subasta, realizada en agosto de 2008 y marzo de 2009, el gobierno del Perú se propuso adquirir 1,314 GWh de energía de biomasa, eólica y solar fotovoltaica. El Gráfico 1 muestra el objetivo para cada tipo de energía y los valores alcanzados.[39] La energía agregada asignada por la subasta fue de 887 GWh, o aproximadamente dos tercios de la energía requerida. La energía eólica, la cual contribuyó 571 GWh al total, excedió su cuota de 320 GWh, lo cual estaba permitido bajo las reglas de la subasta (ya que las ofertas agregadas cayeron por debajo de la energía total requerida). En contraste con la energía eólica, la energía de biomasa, a la que se le habían asignado 813 GWh, produjo ofertas por sólo 143 GWh. Además del requisito de energía, la subasta había incluido 500 MW de capacidad de plantas hidroeléctricas, cada una de las cuales debía ser menos de 20 MW. Los proyectos hidroeléctricos ganadores totalizaron 162 MW.

Después de la subasta inicial, una segunda ronda convocada para contratar el déficit produjo los resultados que se muestran en el Gráfico 2. Con la exclusión de la energía eólica, no hubo ofertas exitosas para la energía solar fotovoltaica, y la energía de biomasa sólo alcanzó 12 GWh de los 419 GWh disponibles al año.

Al final de las dos rondas de la subasta, se firmaron contratos por 899 GWh por año a partir de energía de biomasa, eólica y solar fotovoltaica; y 181 MW de 17 plantas hidroeléctricas. El tamaño de las plantas hidroeléctricas estuvo en el rango entre 1.8 MW y 20 MW.

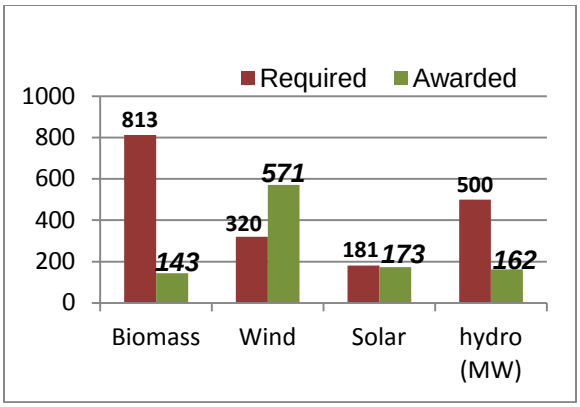


Gráfico 1: Primera Ronda Subasta 1

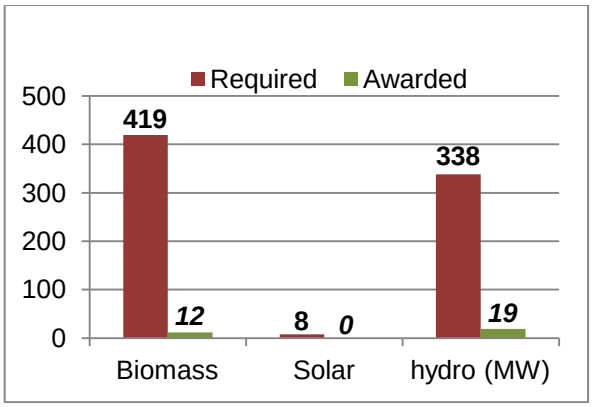


Gráfico 2: Segunda Ronda Subasta 1

Required	Necesario
Awarded	Otorgado
Biomass	Biomasa
Wind	Viento
Solar	Solar
Hydro	Hydro

Precios

Los resultados de las dos rondas de la primera subasta proporcionaron lecciones útiles para el futuro del Perú. La primera lección fue que no deben realizarse segundas rondas de subastas ya que las adjudicaciones de la primera ronda revelaron los precios de referencia. En estas circunstancias, los licitadores procurarían obtener los precios de la primera ronda, eliminando así la esencia de la competencia. El Comité de Subastas determinó que aun cuando bajó los precios máximos, los licitadores se adhirieron a los precios revelados en la primera ronda, conllevando a un número significativamente menor de adjudicaciones. La segunda lección importante fue en el tratamiento de la tecnología de biomasa. La primera ronda no hizo distinción alguna entre la biomasa como residuos sólidos y la biomasa como residuos agroindustriales, sin embargo, la producción de electricidad a partir de las dos puede variar ampliamente.

	Precio establecido por OSINERGMIN		Precio Ofrecido Promedio		Proyectos Presentados		Proyectos Adjudicados	
Ronda	#1	#2	#1	#2	#1	#2	#1	#2
Biomasa (US c/kWh)	12.00	5.50	8.10	0.12	2	5	2	1
Eólica (US c/kWh)	11.00		7.92		6		3	
Solar (US c/kWh)	26.90	21.10	22.14	0.00	6	3	4	0
Hidráulica (US c/kWh)	7.40	6.40	5.99	5.92	17	17	17	2

Tabla 1: Resultados de las Rondas 1 y 2 para la primera subasta:[40]

La esencia de la segunda subasta realizada en 2011 siguió siendo la misma excepto por la eliminación de una segunda ronda y la introducción de dos sub-categorías para la biomasa. Durante la segunda subasta, hubo 10 proyectos adjudicados para un total de 1981 GWh por año. Entre los años 2011 y 2014, se espera que las dos subastas juntas sumen 429 MW a la capacidad instalada del SEIN, representando una inversión del sector privado de USD 1,466 millones.

Tipo de recurso	Precio promedio de la Primera Subasta US c/kWh	Precio promedio de la Segunda Subasta US c/kWh	Capacidad en MW (No. de proyectos)
Plantas hidroeléctricas pequeñas	6.0	5.3	180 (24)
Eólico	8.0	6.9	142 (4)
Solar	22.1	12.0	80 (5)
Biomasa (desechos agrícolas/ industriales)	5.2	NO ADJUDICADO	23 (1)
Biogas (desechos sólidos)	11.0	10.0	4 (2)
		Total	**429 (36)**

Tabla 2: Los precios promedio de energía contratados, número de proyectos y contribuciones a la capacidad totalpor los tipos diferentes de energías renovables de las dos subastas[41]

Los precios, especialmente para la segunda subasta, se comparan favorablemente con los precios para plantas hidroeléctricas y térmicas grandes convencionales. Esto es un resultado importante ya que plantea la posibilidad de que los proyectos de energía renovable serán comercialmente viables y sin requerir de concesiones especiales o subsidios del estado. Este resultado no podría haberse logrado sin recurrir al mercado. La determinación administrativa de precios resultantes en tarifas de alimentación requiere de supuestos que a menudo se encuentran muy lejos de las condiciones del mercado.

Algunos inversionistas en generación convencional han criticado las garantías de precios disponibles para las energías renovables como no competitivas. A esto, OSNERGMIN responde que el proceso de subasta se encuentra en una etapa transitoria que involucra capacidades relativamente pequeñas. Tales capacidades pequeñas tienen un impacto muy pequeño o insignificante en el precio promedio para los consumidores regulados. El regulador también señala que los precios garantizados según se decidieron en la subasta se encuentran muy

cercanos a los precios unitarios de la electricidad generada de fuentes convencionales. Si estas tendencias continúan, la necesidad de establecer garantías desaparecerán.

CONCLUSIÓN

Las subastas de energía renovable en el Perú han tenido éxito debido a las políticas de mercado sólidas y consistentes que rigen el sector eléctrico a través de un marco legislativo integral. Desde las reformas de los años noventa, OSINERGMIN, como supervisor de contratos y concesiones del estado, ha desarrollado confianza entre los participantes del sector privado. OSINERGMIN también considera que la fortaleza de las subastas de energía renovable peruanas reside en el equilibrio que la metodología logra entre minimizar las barreras de entrada y asegurar que los participantes sean competidores serios que tengan la capacidad para entregar proyectos. El proceso de subasta evita la necesidad de muchos de los requisitos estándares para la entrada en el mercado tales como estudios de factibilidad, planificación de permisos o extensa documentación legal. El proceso se basa más bien en garantías financieras estrictas y sustanciales en cada etapa, asignando así a los posibles inversionistas la responsabilidad de determinar la viabilidad y factibilidad del proyecto y de obtener todos los permisos necesarios, incluyendo aprobaciones de impacto ambiental.

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

2010

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[42] 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.[43] 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.[44]

El Acta de Reformas de la Industria de la Energía Eléctrica de 2001[45] 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).[46] La ley también creó un Mercado de Electricidad Mayorista de Contado (WESM), para ser supervisad

porla 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).[47] 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.[48] 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.[49]

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.[50]
- 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).[51] 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.[52]

- 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.[53]

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[54] 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.

LAS PHILIPINAS: UNA ACTUALIZACIÓN SOBRE LA NUEVA TARIFA DE ALIMENTACIÓN DEL PAÍS

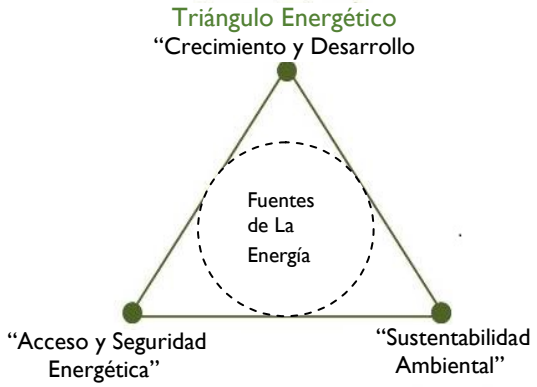
2013

LAS FILIPINAS: UNA ACTUALIZACIÓN SOBRE LA NUEVA TARIFA DE ALIMENTACIÓN DEL PAÍS

ANTECEDENTES

Basándose en la Ley de Energías Renovables promulgada en 2008, la Comisión Reguladora de Electricidad (*Energy Regulatory Commission*, "ERC") adoptó las primeras Reglas de Tarifas de Alimentación del país en 2010. Continuando con el análisis detallado en el capítulo anterior, esta actualización examina la implementación de las Reglas de Tarifas de Alimentación en las Filipinas.

Desde 2010, la población de las Filipinas ha crecido a una tasa anual del 1.7%, aumentando la población total a más de 95.7 millones.[55] La economía del país sigue siendo vibrante con una sólida tasa de crecimiento del producto interno bruto del 6.8% por año, y con una inflación que se mantiene por debajo del 3%. La salud de la economía filipina se refleja en el anuncio hecho por Moody a mediados del 2013 de que estaba revisando el país para un ascenso de clasificación basándose, entre otras cosas, en el "robusto crecimiento económico y estabilidad política".[56]
Las Filipinas es un país rico en las materias primas de las energías renovables incluyendo el sol y el viento. Además, su tierra ofrece no sólo fuentes de energía geotérmica, sino también una riqueza potencial sin explotar de energía maremotriz (de las mareas) y una abundancia de cultivos agrícolas para ser utilizados en la producción de biocombustibles. Con la intención de acelerar el desarrollo y uso de estos recursos naturales de energías renovables, en el verano de 2008 el país promulgó una legislación histórica: la Ley de Energías Renovables (RE Act, por sus siglas en inglés). La intención de la Ley de Energías Renovables era proporcionar una base sólida para un cambio sostenible y duradero en la infraestructura energética del país. Cabe destacar que la ley consiste en lo que el Foro Económico Mundial, una fundación independiente sin ánimo de lucro ubicada en Suiza, llama el triángulo energético - una idea conceptual que refleja la interrelación de tres dinámicas fundamentales en las políticas de energías renovables: 1) Sustentabilidad Ambiental, 2) Costos, Crecimiento y Desarrollo Económico, y 3) Seguridad Energética Nacional:



Fuente: "Nueva Arquitectura Energética: Claves para una Transición Eficaz", Foro Económico Mundial y Accenture 2012

A modo de ejemplo de cómo se interrelacionan estas dinámicas fundamentales, si aumentan las inversiones en energías renovables, disminuye la huella de carbono del país. Se crean puestos de trabajo en zonas que a veces son omitidas en el proceso regular de desarrollo económico, y la dependencia de fuentes de energía importada disminuye, reduciendo así la susceptibilidad a la intensa volatilidad de precios frecuentemente asociada con los combustibles fósiles. El Foro Económico Mundial recomienda que para ser eficaz, la política energética sea diseñada con el triángulo energético en mente.[57] La Ley de Energías Renovables de Filipinas incluye todos los tres fundamentos en sus principios básicos:[58]

- **Acelerar** la exploración y el desarrollo de recursos de energías renovables para apoyar el logro de la autosuficiencia energética y la reducción de la dependencia de combustibles fósiles del país. La reducción está diseñada para reducir la exposición del país a los cambios de precios relacionados con los combustibles fósiles que pueden "… afectar a casi todos los sectores de la economía."
- **Aumentar** la utilización de recursos de energías renovables, incluyendo el compromiso a institucionalizar el desarrollo de las capacidades en el uso de sistemas de energías renovables, tanto a nivel local como nacional. La Ley persigue estos objetivos a través de incentivos fiscales y no fiscales, incluyendo una tregua tributaria de hasta siete años para los desarrolladores de energías renovables, una exención del Impuesto al Valor Agregado (IVA) y la importación libre de aranceles de maquinaria y equipo.[59]
- **Fomentar** el desarrollo y la utilización de los recursos de energías renovables para evitar, o al menos reducir, las emisiones dañinas, y así "encontrar un punto de equilibrio entre los objetivos de crecimiento y desarrollo económico y la protección de la salud y el medio ambiente..."
- **Establecer** la infraestructura y los mecanismos necesarios para implementar la intención y los mandatos de la ley.

La adopción de las Tarifas de Alimentación dentro de la Ley de Energías Renovables claramente prevé el logro de estos cuatro objetivos de política al acelerar la exploración y el desarrollo de las energías renovables, fomentar el desarrollo y la utilización de energías renovables y promover el establecimiento de la infraestructura necesaria de energías renovables.

Novedades y Desarrollos de las Tarifas de Alimentación (FIT, por sus siglas en inglés)

Para julio de 2010, la Comisión Reguladora de Electricidad filipina (ERC) había promulgado sus reglas iniciales de Tarifas de Alimentación adoptando reglas específicas para cada tecnología de energía renovable, y estableciendo criterios claros de elegibilidad para el programa. La ERC también abordó el "Subsidio de Tarifas de Alimentación" (FIT-All, por sus siglas en inglés), un cargo universal utilizado para financiar el programa de Tarifas de Alimentación.[60] Sin embargo, las nuevas reglas sólo incluían una discusión mínima sobre los objetivos de instalación. Teniendo en cuenta los objetivos de instalación como parte integral del programa de Tarifas de Alimentación, Visayan Electric Company, Inc (VECO), la empresa de servicios de energía dominante que presta servicios a la región central de Filipinas, presentó una petición para iniciar un proceso de establecimiento de reglas para enmendar las recién adoptadas reglas de Tarifas de Alimentación. Según VECO, las reglas no abordaron el desarrollo de los objetivos de instalación para el desarrollo de la Tarifa de Alimentación. De hecho, excluyendo la definición,

las reglas mencionan los objetivos de instalación solamente tres veces. La empresa también expresó su preocupación por el nombramiento de una entidad privada para administrar los fondos recaudados para financiar el programa de Tarifas de Alimentación. (Véase *Visayan Electric Company, Inc. (VECO)*, caso ERC N° 2012-001 RM y Orden con fecha del 26 de marzo de 2012). Las nuevas reglas de Tarifas de Alimentación (reglas TIF) de la ERC también proporcionan orientación al Consejo Nacional de Energías Renovables (*National Renewable Energy Board*, "NREB") para el cálculo de las tarifas TIF iniciales. Aproximadamente un año después de que la ERC emitió sus reglas, en mayo de 2011, el NREB presentó sus tarifas FIT propuestas para la aprobación de la ERC siguiendo la orientación proporcionada en la sección 5 de las reglas.[61] De acuerdo con la solicitud del consejo, las tarifas TIF propuestas se obtuvieron usando proyectos representativos para cada una de las tecnologías de energías renovables. En la medida de lo posible, el NREB seleccionó proyectos que eran "...representativos de las condiciones promedio de plantas de energías renovables que funcionan de conformidad o a la par con los estándares técnicos y prácticas internacionales aplicables para tales tecnologías..."[62] Junto con proyectos similares, el Consejo también consideró los costos de capital, tipos de cambio futuros, tasas de inflación locales y extranjeras y el impacto sobre los impuestos, entre otros factores.

No fue sino hasta julio de 2012 que la ERC emitió una decisión aprobando las tarifas FIT modificadas. La decisión de la comisión redujo todas las tarifas propuestas por el NREB, con los proyectos hidroeléctricos de agua fluyente experimentando la menor reducción, de 4.1% y con los proyectos solares sosteniendo una sorprendente disminución, de 46.1% (véase la Tabla 1).

Tabla 1 – Tarifas FIT Propuestas vs. Aprobadas (2012)[63]

Recurso de Energía Renovable	*FIT Propuesta*[64] *PhP/kWh*	*$/kWh**	*FIT Aprobada*[65] *PhP/kWh*	*$/kWh*	*Cambio Porcentual*
Biomasa	7.00	$0.161	6.63	$0.152	-5.3%
Hidroeléctrico de Agua Fluyente	6.15	$0.141	5.90	$0.136	-4.1%
Solar	17.95	$0.413	9.68	$0.223	-46.1%
Eólico	10.37	$0.238	8.53	$0.196	-17.7%

**$1.00=43.5PhP*

En su decisión, la ERC respaldó su dramática reducción en la Tarifa de Alimentación de energía solar propuesta por el NERB citando un libro blanco reciente (mayo de 2012) sobre los costos cambiantes de la industria fotovoltaica. El documento, *Re-considering the Economics of Photovoltaic Power* (Reconsiderando la Economía de la Energía Fotovoltaica), fue publicado en la Página Web New Energy Finance de Bloomberg y abordó los rápidos cambios en los costos y precios del mercado de sistemas solares fotovoltaicos (PV, por sus siglas en inglés) que se están dando en la actualidad.[66] La comisión sostuvo que aunque la industria fotovoltaica ha visto "disminuciones

sin precedentes en los precios de módulos desde la segunda mitad de 2008, los conocimientos sobre las rentabilidad actual de la energía solar [es decir, su costos] aún se encuentran rezagados entre muchos comentaristas, legisladores, usuarios de energía e inclusive las empresas de servicios públicos."[67] La ERC citó como razones para el retraso en la información sobre los precios, entre otros, al ritmo muy rápido de las disminuciones en los costos de los sistemas PV y, no tan favorablemente, "…[al] uso persistente de información y datos obsoletos [que son] … ocasionalmente diseminados por aquellos interesados en nublar la discusión."[68] En vista de las actuales reducciones en los costos de sistemas PV, la comisión reconsideró los costos propuestos por el NREB, dando lugar a una fuerte reducción en la tarifa solar final. A continuación se resumen los aspectos clave finales en la Tabla 2.

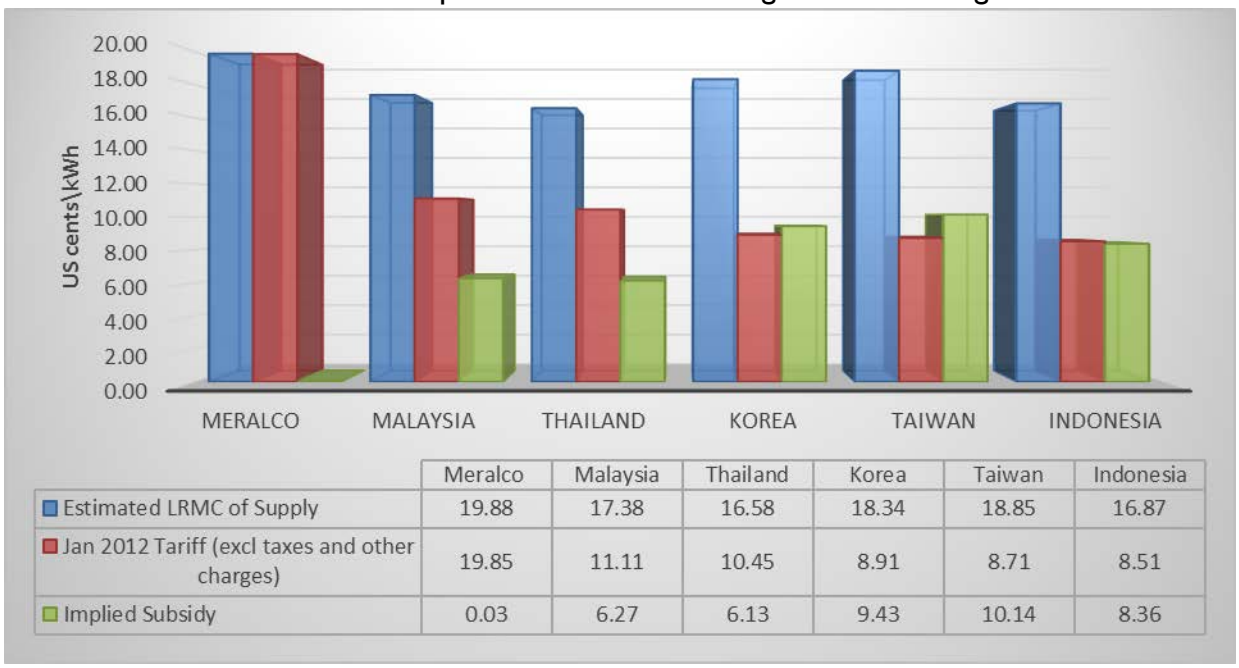
Tabla 2 – Aspectos Clave del Diseño de Tarifas de Alimentación de las Filipinas

Tecnologías Elegibles –	*Biomasa, Hidroeléctrica de Agua Fluyente, Solar y Eólica*
Tarifa especificada por Tecnología	Sí
Pago garantizado	Sí
Interconexión	Sí
Término de Pago	20 años (mínimo 12 años)
Debe Tomar	Sí
Reducción progresiva[69]	Sí

Paridad de Red

En comparación con los recientes acuerdos de compra de energía registrados por el Mercado de Electricidad Mayorista de Contado (*Philippine Wholesale Electricity Spot Market,* "WESM") de las Filipinas, las tarifas FIT aprobadas por la ERC se encuentran en paridad para ciertos meses. Por ejemplo, de febrero a julio de 2013, el precio promedio de liquidación de contado era de 5.54 PhP/kWh - un precio de liquidación menor al de todos los recursos excepto por los recursos hidroeléctricos de agua fluyente.[70] Sin embargo, usando el mismo periodo en 2012, el precio promedio de liquidación era de 7,72 PhP/kWh, para ese mes, sólo las tecnologías renovables solares y eólicas habrían sido mayores que la paridad de red.[71] ¿La existencia de paridad de red indica que las tarifas FIT son demasiado bajas? ¿O es simplemente que los costos de energía para la región son altos? Un estudio reciente realizado por Meralco, la empresa distribuidora de energía eléctrica más grande de las Filipinas que presta servicios a Manila y sus regiones aledañas, demostró que su tarifa minorista promedio se clasificaba como la más alta de todos los países encuestados del sudeste asiático. Malasia, el siguiente más cercano en comparación, tenía tarifas aproximadamente 44% menores que las tarifas de Meralco, aunque la comparación no es tan dramática cuando las regiones se comparan utilizando el costo marginal a largo plazo (LRMC, por sus siglas en inglés) del suministro.[72] El LRMC intenta medir el verdadero costo de la energía eliminando de las tarifas de energía tarifada los efectos de respaldos artificiales de los costos tales como el combustible subsidiado. La gran disparidad entre los países de la región de Asia y el Pacífico refleja los efectos de las tarifas eléctricas altamente subsidiadas de la región (véase el Gráfico 1).[73]

Gráfico 1 – Comparación de Subsidios Regionales de Energía[74]



Cents	Centavos
Malaysia	Malasia
Thailand	Tailandia
Korea	Corea
Taiwan	Taiwán
Estimated LRMC of Supply	LMRC Estimado del Suministro
Jan 2012 Tariff (excl. Taxes and other charges)	Tarifa Ene 2012 (excl.. impuestos y otros costos)
Implied Subsidy	Subsidio Implícito

La existencia de subsidios directos en países vecinos crea desafíos de política tanto en términos de la medida como del desarrollo final de las tarifas FIT, irónicamente una criatura de subsidios en propio derecho. Esos subsidios, diseñados para llegar directamente a los consumidores a fin de reducir los precios de la electricidad, en realidad producen distorsiones del mercado conduciendo a la asignación ineficiente de los recursos (por ejemplo, a través de un mayor uso de la energía) y al uso de electricidad generada por la industria privada, efectivamente subsidiada por los contribuyentes de gobierno regional. El estudio de Meralco concluyó que los subsidios gubernamentales por medio de tarifas más bajas a la final eran insostenibles. Por otro lado, los subsidios que recaen directamente sobre programas tales como el programa de Tarifas de Alimentación tienen consecuencias positivas, tales como una exploración acelerada de las energías renovables, junto con el desarrollo y la utilización de las energías renovables y la infraestructura renovable ya establecida. Sin embargo, los precios de la electricidad para el consumidor normalmente aumentan como resultado - un aumento que ensancha aún más la diferencia de las tarifas entre las Filipinas y sus mercados energéticos regionales, aunque no drásticamente.

El aumento de las tarifas es un impacto económico comúnmente aceptado de cualquier programa de Tarifas de Alimentación, al menos en los primeros años. En el caso de las Filipinas, su programa de Tarifas de Alimentación está financiado por un cargo universal cobrado a todos los clientes, conocido como Subsidio de Tarifas de Alimentación o FIT-ALL, por sus siglas en inglés.[75] El cargo FIT-ALL es un cargo por kWh, que aumenta efectivamente el precio de venta minorista de la energía para el consumidor final. Los legisladores filipinos se enfrentan con el reto de tener que equilibrar los beneficios y mayores costos de las políticas diseñadas para acelerar la adopción de las energías renovables con el impacto socio-económico que tales tarifas más altas tienen sobre los contribuyentes de la nación. Algunos sostienen que el impacto del FIT-ALL sobre las cuentas de electricidad para aquellos con menores recursos económicos simplemente no es aceptable. Por ejemplo, 45% de los clientes residenciales de Meralco son clientes "de salvavidas", es decir, clientes que utilizan 100 kWh o menos mensualmente, y cuyas tarifas son subsidiadas por otros usuarios.[76] Junto con el impacto sobre los consumidores de bajos ingresos, otra consideración importante en el diseño del programa de Tarifas de Alimentación es la pérdida de clientes industriales. Si las tarifas aumentan demasiado, demasiado rápido, una empresa ubicada en el país podría en algún momento determinar que es económicamente ventajoso trasladar sus operaciones a un país con precios más bajos en la región.

Incentivos de Tarifas de Alimentación

Hay aún otro desafío cuando se comparan las Tarifas de Alimentación (FIT) relativamente bajas de las Filipinas con su

Energía Distribuida: Fuentes Renovables Fuera de la Red

Cuando los analistas de energía discuten las microrredes maduras de generación distribuida, de lo que hablan es de la capacidad de un sistema de energía para ser "aislado" y tener operaciones fuera de la red. En las Filipinas, el "aislamiento" no es una metáfora y las operaciones fuera de la red son una realidad cotidiana.

Las Filipinas cuenta con más de 70 áreas de servicio fuera de la red esparcidas entre las siete mil islas del país y sus tres redes de transmisión principales.[77] Estas áreas funcionan como microrredes independientes sirviendo a zonas remotas del país que en su mayoría dependen de combustibles fósiles importados comprados en pequeños volúmenes y transportados a largas distancias. Esto, junto con la escala más pequeña de la generación fuera de la red, aumenta el precio de la energía para poblaciones cuyo ingreso per cápita promedio por hogar es significativamente menor que el de aquellas que viven en zonas aledañas conectadas a la red.[78]

La Corporación Nacional de Energía (*National Power Corporation*, "NPC") se enfrenta a la difícil tarea de proveer energía y electrificar a zonas remotas a través del Grupo de Empresas Pequeñas de Servicios de Energía (*Small Power Utilities Group*, "SPUG"). El SPUG no es sólo responsable por suministrar la generación de energía sino también por la infraestructura de entrega a todas las zonas que no sean servidas por una empresa de servicios de energía propiedad de inversionistas o cooperativa rural eléctrica. Estas zonas sub-atendidas, conocidas como "áreas misioneras" en la Ley de Energías Renovables de 2008, se consideran no viables para la electrificación comercial ya sea porque el área no puede soportar económicamente la infraestructura requerida o porque el terreno es simplemente demasiado difícil de recorrer para las líneas eléctricas.

Para materializar la ambición del país de tener servicio eléctrico para todos sus ciudadanos, NPC-SPUG ofrece servicio eléctrico subsidiado a zonas misioneras. Sin embargo, las tarifas de energía pagadas por los clientes en estas áreas se establecen en una cantidad que constituye una "Tarifa de Generación Socialmente Aceptable" y son subsidiadas por un cargo universal cobrado de todos los usuarios en la red. El nivel de subsidio, determinado por la Comisión Reguladora de Electricidad (*Energy Regulatory Commission*, "ERC"), se basa en el desarrollo económico y la asequibilidad de las tarifas existentes en las áreas servidas.[79] El cargo universal, junto con los ingresos del servicio dentro de las áreas de servicio del programa, también financia el programa general de electrificación misionera de NPC-SPUG.

precio de mercado de la red. Con una diferencia relativamente baja entre la tarifa de mercado y la FIT, algunos legisladores sostienen que los desarrolladores simplemente no solicitarán elegibilidad para la FIT, comentando que la prima relativamente pequeña que se refleja en la tarifa FIT aprobada no vale la pena. Sin embargo, otros legisladores argumentan que no es sólo la prima de la tarifa del programa de Tasas de Alimentación lo que atrae el desarrollo de energías renovables sino más bien la certeza de recuperar la inversión durante la vida útil del proyecto, lo cual incluye un retorno razonable. Ellos dicen que es eso en sí mismo lo que atraerá inversiones a largo plazo en las energías renovables bajo el esquema actual de Tarifas de Alimentación. Incluso con tarifas FIT que se aproximan a la paridad, los inversionistas continuarán sopesando la abundancia de otros incentivos que vienen empaquetados con el desarrollo de energías renovables en las Filipinas.

La Ley de Energías Renovables establece varios incentivos para los desarrolladores de instalaciones de energías renovables. Por ejemplo, durante los primeros siete años de operaciones comerciales las ganancias de la empresa estarán exentas de los impuestos nacionales sobre la renta, que para las sociedades pueden llegar a ser de hasta 30%. Junto con la "tregua de impuesto sobre la renta," como se le conoce, dentro de los diez primeros años, la importación de maquinaria y equipo, incluyendo piezas y materiales relacionados, está exenta del pago de aranceles.[84] Los inversores sofisticados reconocen que las tarifas FIT de las Filipinas no existen aisladamente, sino junto con incentivos fiscales y prioridad en la conexión a la red. Una vez que comienza la producción, el inversionista goza de envío prioritario incluso con producción variable para energías renovables tales como la eólica o la solar, por un período de veinte

El NPC-SPUG, al mismo tiempo que reevalúa rutinariamente las perspectivas de que las áreas de servicio se vuelvan comercialmente viables, también persigue activamente programas diseñados para alentar a la comunidad a convertirse de energía proporcionada por el gobierno a electricidad proporcionada por el sector privado o por las cooperativas de la región.[80] Aunque todavía depende de generación basada en diésel, el programa de electrificación de NPC-SPUG reconoce la necesidad de convertirse de combustibles fósiles a energías renovables. Proyectos recientes incluyen: las Islas de Masbate y Ticao suministraron electricidad a 5,129 hogares en 108 comunidades usando energía solar, y en la comunidad de Río Tuba en la isla de Palawan, se aumentó la generación basada en diésel con un gasificador de biomasa de 70 kW, que usa coco y virutas de madera como combustible.[81]

Para estimular la participación del sector privado en la prestación de servicios de electricidad en las islas pequeñas y redes aisladas, la Ley de Energías Renovables de 2008 (RA 9513) prevé el pago de un incentivo en efectivo para los desarrolladores de energías renovables para instalar generación dentro de las áreas misioneras. La Ley prevé que el pago en efectivo, basado en las kilovatio-horas vendidas por el productor, sea "...equivalente al cincuenta por ciento del costo universal de la energía necesaria para prestar servicio a las áreas misioneras donde opera".[82] Aunque actualmente la ERC está deliberando sobre las reglas de habilitación que definen con precisión las cantidades adeudadas a los desarrolladores renovables, la esperanza es que el incentivo en efectivo estimulará el desarrollo de las energías renovables en estas zonas, que son las más afectadas por los cambios en los precios de los combustibles fósiles y las fluctuaciones cambiarias.

Además del incentivo en efectivo, la Ley también prevé la emisión de Certificados de Energía Renovable para la generación de energías renovables elegibles.[83] Aunque no se han emitido los primeros Estándares de la Cartera de Renovables, la venta de los certificados podrá proporcionar un incentivo adicional para los desarrolladores para instalar generación de fuentes renovables en las muchas zonas aisladas del país.

La iniciativa filipina de instalar recursos renovables en las islas pequeñas y áreas misioneras permite seguridad frente a la fluctuación de los precios de los combustibles fósiles y proporciona un aporte económico para la región. Sin embargo, los reguladores deben tener en cuenta que si bien la electrificación rural promueve el desarrollo económico, existe un precario equilibrio entre la atracción de inversiones en las áreas remotas y el costo que deben asumir los clientes en la red.

años. Los incentivos concedidos en la Ley de Energías Renovables proporcionan un camino efectivo para el desarrollo económico y social a largo plazo de la industria de energías renovables en las Filipinas.

Sin embargo, al igual que con cualquier empresa importante, el camino desde la concepción hasta la terminación y operación es largo. Eso sigue siendo válido para los desarrolladores de energías renovables en las Filipinas. Desde la organización y gestión de las actividades de exploración, hasta la preparación de los estudios de factibilidad, el desarrollador se enfrenta a muchos obstáculos gubernamentales que debe despejar, tales como la presentación de una *declaración de comercialidad* basada en la tarifa FIT actualmente aprobada. Todo debe ser completado antes de que el Departamento de Energía (DOE, por sus siglas en inglés) de las Filipinas emita un *Certificado de Confirmación de Comercialidad*.[85]

Primero en Llegar, Primero en Servir

Finalmente, después de la emisión del *Certificado de Confirmación de Comercialidad*, el desarrollador procede con la construcción. Incluso en esta etapa del proyecto, no hay ninguna garantía de que el proyecto de energías renovables, una vez que comience sus operaciones, recibirá alguna porción del objetivo de instalación relacionado reservado para proyectos FIT elegibles. Sólo cuando un proyecto haya sido exitosamente encargado, esté físicamente conectado a la red y comience a entregar energía al sistema, podrá dicho proyecto ser elegible. El desarrollador solicita un *Certificado de Elegibilidad* que asigna la parte correspondiente del objetivo de instalación al proyecto y por lo tanto los pagos FIT relacionados bajo las reglas de Tarifas de Alimentación.[86] Conocido como "Primero en Llegar, Primero en Servir," en las "*Directrices para el Proceso de Selección de Proyectos de Energías Renovables bajo el Sistema de Tarifas de Alimentación y la Adjudicación del Certificado de Elegibilidad para Tarifas de Alimentación*" del DOE, restringe la adjudicación de Tarifas FIT aprobadas a aquellos que estén en funcionamiento antes de que el objetivo de instalación esté totalmente suscrito. La sabiduría del DOE al adoptar el principio de Primero en Llegar Primero en Servir para certificar la elegibilidad para los pagos FIT ha sido ampliamente debatida.[87]

Los partidarios del principio expuesto en las directrices sostienen que elimina correctamente la capacidad de algunos desarrolladores que no tienen ninguna intención de completar un proyecto de energías renovables propuesto, sino que en cambio esperan obtener una ganancia financiera vendiéndoles a desarrolladores genuinos las concesiones de objetivos de instalación de energías renovables que les fueran asignadas a precios inflados. Razonan que el mero acto de asignar certificados de elegibilidad limitados a los desarrolladores no debería darle oportunidad a algunos, una vez que el objetivo de instalación haya sido totalmente suscrito, de arbitrar las asignaciones como derivados financieros - probablemente elevando los costos y, a su vez, aumentando los precios de la energía para el consumidor final. Sin embargo, los proponentes sostienen firmemente que las directrices discriminan a las empresas pequeñas recién creadas y apoyan únicamente a las empresas grandes que tienen los medios financieros para mantener el financiamiento a largo plazo para construir una planta de energías renovables sin la garantía de la elegibilidad para Tarifas de Alimentación.

Conclusión

Las Filipinas ha comenzado el proceso de desarrollar el uso de los recursos energéticos renovables nacionales apoyando así la seguridad energética nacional, el desarrollo económico y la sustentabilidad ambiental. La tarifa de alimentación filipina intenta equilibrar las exigencias de las políticas económicas y sociales cumpliendo al mismo tiempo con el firme mandato legislativo. Considerando los desafíos, las Filipinas está avanzando gradualmente pero en forma constante, proporcionando un interesante caso de estudio que combina las energías renovables y la generación distribuida.

CAPÍTULO 5: ACUERDOS INTERNACIONALES, ASOCIACIONES REGIONALES Y PLANES NACIONALES

Los asuntos como el cambio climático son por definición problemas globales, estimulando respuestas internacionales y políticas nacionales incluyendo la promoción de las energías renovables como fuentes de energía que no emiten gases de efecto invernadero (GEI). Dada la naturaleza de los planes del cambio climático y su constante evolución, el papel del regulador en estos esfuerzos muchas veces es como monitor, determinando si hay negociaciones o comités trabajando al nivel gubernamental, presidencial o parlamentario con respecto a la posible adopción de tales planes. Idealmente, el regulador estaría completamente informado de tales esfuerzos y pudiera trabajar hacia el consejo y perfección del plan de modo que cualquier estrategia adoptada ofrezca enfoques realistas que están bien integrados con las necesidades existentes del sector. En la práctica, los esfuerzos para promover las energías renovables en el contexto del cambio climático se están moviendo rápidamente debido al aumento de atención política. Esto significa que en muchas instancias la coordinación es débil; bajo estas condiciones, el papel del regulador puede ser proactivo y autodeterminante. El regulador debe ser conocedor con respecto a los compromisos de su país, y actuar como recurso para los políticos en el desarrollo de la estrategia de energías renovables del país.

Acuerdos y Compromisos Internacionales

El regulador necesita saber si su gobierno ha firmado el Protocolo – u otro acuerdo paralelo internacional o regional – para saber la dirección y la prioridad de las reformas, la fuente de dinero que puede hacerse disponible y, específicamente en cuanto al Kyoto, las actividades tomadas bajo el MDL que puede afectar la cartera de fuentes de energías renovables en el país. En la práctica, los países que no son del Anexo I no tienen restricciones de emisiones de GEI, pero al ratificar el Kyoto ellos demuestran un compromiso nacional para prevenir el cambio climático, tienen algunas obligaciones de informar acerca de emisiones, reciben algún apoyo económico y tienen incentivos económicos de diferentes tipos, incluyendo para proyectos de desarrollo que califican bajo Kyoto por créditos para los países del Anexo I.

Tal vez el acuerdo internacional para el apoyo de iniciativas de energías sostenibles mejor conocido es el Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC), un tratado internacional que establece compromisos nacionales legalmente vinculantes para la reducción de gases de efecto invernadero (el mejor conocido es el dióxido de carbono). Adicionalmente, numerosos acuerdos regionales promueven la sostenibilidad en general y el desarrollo de energías renovables en particular. Es crítico que el regulador entienda los compromisos nacionales hechos por su gobierno, ya que estos pueden formar las decisiones del sector.

El Protocolo de Kyoto entró en vigencia en febrero de 2005, y expira en el año 2012, con negociaciones en curso para determinar la próxima iteración. Desde inicios de 2009 el Protocolo de Kyoto ha sido ratificado por 183 gobiernos. La premisa básica del Kyoto es que los países industrializados (denominados como países del Anexo I) reduzcan, en promedio, sus emisiones GEI en 5.2% con respecto a sus niveles de 1990, con un objetivo algo diferente para ciertos países. Tal vez las partes más controversiales del Protocolo de Kyoto fueron los objetivos de emisiones sin cambios para Rusia y el permiso para que Australia pueda incrementar sus emisiones.[88] La conferencia de diciembre de 2009 en Copenhague (la 15ava. Convención de la UNFCCC) no tuvo como resultado las obligaciones vinculantes que seguirían a Kyoto. Sin embargo, las iniciativas para promover las energías renovables y la eficiencia energética continúan expandiéndose internacionalmente.

Para los países del Anexo I, pueden usarse varias propuestas para alcanzar los objetivos en reducciones según Kyoto. Desde la disminución de la producción, el incremento en el uso interno de ER y eficiencia energética, así como lo que se conoce comúnmente como mecanismos flexibles tales como la comercialización de emisiones (un sistema de tope y comercio similar al European Trading System), el mecanismo de desarrollo limpio (inversión por países industrializados (países del Anexo I) en países en desarrollo (países que no son del Anexo I[89] que son parte del Kyoto)) y la implementación conjunta de proyectos (inversión por un país industrializado en proyectos de reducción de emisiones en otro país industrializado). Estos mecanismos flexibles permiten a los signatarios satisfacer las obligaciones de reducción de emisiones a través del apoyo o del financiamiento de reducción de emisiones en otros países a diferencia de internamente.

Para muchos reguladores de las asociaciones regulatorias regionales tales como ACERCA, AFUR, ARIAE, EAPIRF, ERRA, RERA y SAFIR, que predominantemente representan a países que no son del Anexo I, el mecanismo de desarrollo limpio (MDL) es de algún interés, aunque viene con requerimientos administrativos e institucionales que pueden resultar desalentadores. Bajo el MDL, las reducciones de GEI basadas en proyectos pueden usarse como Reducciones de Emisiones Certificadas que son vendidas a países industrializados para usarse como créditos contra sus propios compromisos de control de emisiones de Kyoto. El MDL incorpora un proceso incómodo de verificación y certificación, que puede tomar mucho tiempo y ser difícil de llevar. La integración con los sistemas de crédito nacionales existentes está en curso pero ofrece potencial. Un Consejo Ejecutivo MDL debe aprobar el proyecto y el país huésped debe establecer una Autoridad Nacional Designada (AND) para ser responsable por la dirección de sus procesos de MDL.[90] Brasil, Indonesia, China y la India, todos son países parte que no son del Anexo I que han establecido una AND responsable para dirigir sus respectivos procesos de MDL, con una mira en alojar proyectos de MDL; actualmente la China lidera en números de registros de MDLs. Una lista de países con ANDs se puede encontrar en http://cdm.unfccc.int/DNA/index.html.

Los debates más grandes con respecto a extender Kyoto – expresado fuertemente en Copenhague – rodean obligaciones que deben colocarse en los mercados emergentes tales como el de la China y la India. Ninguno de los dos se considera un país industrializado bajo Kyoto, pero ambos producen cantidades significativas de GEI y sus emisiones están aumentando gradualmente día a día. A medida que cambia la distribución económica alrededor del mundo, la

pregunta de cuáles países deben pagar para contrarrestar el cambio climático es una pregunta candente. Los debates giran sobre la responsabilidad. ¿En qué medida deben pagar un precio por el desarrollo los mercados emergentes? ¿Dónde inicia la responsabilidad colectiva e individual (nacional, industrial, regional)? En el mismo sentido, ¿Hasta qué punto deben limitarse las medidas para llevar la energía a las comunidades con un suministro limitado o sin suministro, estar sujetos a las limitaciones dirigidas a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero? ¿Quién tiene el derecho al desarrollo, a qué costo y cómo se asigna este costo?. Los mismos debates subrayan los esfuerzos nacionales para asignar responsabilidades en el campo de las energías renovables. ¿Qué cuerpo debe financiar las medidas? ¿Cuáles incentivos existen, más allá de lo altruista, para asegurar que se adoptan medidas razonables y que el suministro (de alta calidad y confiabilidad) esté seguro?. Estas preguntas asedian la toma de decisiones regulatorias y políticas alrededor del mundo. Como consecuencia, se han establecido procesos para alentar la acción voluntaria que toma lugar de forma coercitiva.

Copenhague alentó a los países en desarrollo que participaban (de los cuales hay un poco más de 150) a presentar Acciones Apropiadas de Mitigación Nacional, también conocidas como "NAMAs", que son informes del gobierno de cada país detallando las medidas voluntarias que el país llevará a cabo para reducir las emisiones de los gases de efecto invernadero. Estas medidas incluyen el desarrollo e implementación de políticas, leyes y proyectos de energías renovables. Los informes van directamente a la ONU, y pretenden ser un documento principal con respecto al compromiso nacional para abordar el cambio climático. Desde inicios de 2010, 25 países han presentado tales planes.

El enfoque NAMA ha sido adoptado en menor escala por instituciones regionales, tales como la UE, la analogía en la UE es el Plan de Acción Nacional (PAN). Para asegurar que los Estados Miembros logren sus objetivos sobre energías renovables, la nueva Directiva de la UE sobre Energías Renovables *(Directiva 2009/28/EC del Parlamento Europeo y del Consejo sobre la promoción del uso de fuentes de energía de fuentes renovables y enmendando y subsecuentemente derogando las Directivas 2001/77/EC y 2003/30/EC)* requiere que los Estados Miembros de la UE adopten, antes de junio de 2010, PANs que describan las medidas que ellos adoptarán para alentar la producción y consumo de energías renovables. Entre otras cosas, los PANs deben especificar el objetivo nacional específico para el uso de energías renovables en cada una de las áreas de electricidad, calefacción y refrigeración, y transporte, así como medidas sobre:

Recientemente Etiopía emitió un plan NAMA, el cual incluye un fuerte énfasis sobre la promoción del eólico (antes del 2013, más de 760 MW de capacidad planificada para la energía eólica de 7 proyectos diferentes), geotérmico (antes del 2018, más de 450 MW de capacidad geotérmica), y proyectos de biomasa (con un enfoque sobre el biodiesel y el bioetanol).

- Facilitación de la concesión de licencias de producción y distribución de energías renovables.
- Especificaciones técnicas para el equipo de energías renovables.
- Esquemas de certificación para los instaladores de tecnologías de energías renovables.

- Garantías de origen renovables para la electricidad.
- Facilitación al acceso y operación de redes eléctricas.
- La promoción de energías renovables en los códigos de construcción.
- Esquemas de apoyo nacional.
- Medidas específicas para la promoción de la energía de la biomasa.
- Proyectos conjuntos para la producción de energías renovables con otros Estados Miembros o terceros países.[91]

Una tarea para los reguladores es determinar si su gobierno ha presentado una NAMA, o si están en la UE, una PAN, o su equivalente en otras áreas del mundo. Si tal plan se presentó o está en proceso, el regulador debe estar consciente de integrar los incentivos regulatorios de energías renovables con las prioridades y objetivos establecidos en el plan aplicable.

Armonización con los Vecinos y con los Socios Comerciales

A menudo, los sistemas y mercados eléctricos operan más eficientemente cuando cubren una área amplia, aunque las eficiencias de operación y suministro pueden realizarse cuando el equipo y la estructura están cuidadosamente hechos a la medida uno para el otro. Por ejemplo, micro redes usadas para algunas industrias y universidades pueden ser más confiables que las redes mucho más grandes, y de hecho, las instituciones que crean micro redes lo hacen porque ellos necesitan energía más confiable que la que les puede ofrecer el sistema de distribución. Pero cuando se busca un suministro para la población, las economías de escala muchas veces hacen de las redes grandes una opción preferida.

Los límites prácticos sobre el tamaño del sistema eléctrico no están completamente entendidos, pero basándose en la experiencia en EE.UU. parece que sistemas tan grandes como de 150,000 MW de carga pico pueden operar confiable y eficientemente. Para que los sistemas grandes se desarrollen efectivamente, sin embargo, las jurisdicciones participantes deben armonizar las reglas de acuerdo a las transacciones que se cumplen en adición a la armonización de los mismos sistemas eléctricos físicos. En cuanto a la expansión de la generación de electricidad renovable, la fuerza adicional que proviene de un enfoque regional puede resultar constructiva para el crecimiento de las energías renovables. Un sistema regional puede ayudar a minimizar los impactos sobre la intermitencia, aunque sin duda el costo de construir sistemas grandes es alto y la aplicación regional óptima vendría de la expansión y el mejoramiento de una red ya en su lugar, suponiendo que esto se puede lograr de forma rentable. Donde no se pueda realizar la rentabilidad, aún después de calcular los beneficios a largo plazo, las ER pueden servir como protección en lugar de tener que construir o expandir la infraestructura de transmisión y distribución. La generación distribuida, en combinación con la respuesta a la demanda, tecnologías de almacenamiento, tecnologías de balance (todo desde plantas de gas natural – grandes o pequeñas – hasta volantes), y tecnologías de arranque rápido como hidroeléctricas pequeñas, pueden combinarse todas para crear un sistema confiable que es más barato que construir y expandir la infraestructura.

La nueva iniciativa NAMA de la ONU está arraigándose en el África, y para maximizar su efecto, se está aplicando un enfoque regional: al final de 2009, el Consejo del Futuro del Mundo y la Alianza para la Electrificación Rural ayudaron a las naciones africanas a establecer la Alianza Africana de Energías Renovables para estimular una más amplia electrificación y combatir el cambio climático. Entre sus miembros están la Unión de Servicios Públicos del África, la cual representa a 54 productores y distribuidores de electricidad públicos y privados en 43 países, así como a miembros de la industria y políticos. La declaración fundacional de la Alianza declara, "Ahora es el tiempo para fijar el curso hacia una aceptación masiva de energía renovable para toda la gente en el África urbana y rural."

Donde sea económicamente viable, un marco de energías renovables que sea regional ofrece beneficios a muchos países al mismo tiempo. La clave es desarrollar los planes en el contexto de recursos, políticas y economías del país de producción, y jurisdicciones vecinas. Ciertamente, las variaciones pueden crear dificultades en la liquidez del mercado para los atributos renovables, significando la habilidad de los productores de electricidad renovables de mercadear el valor de su producción más allá del valor de la energía por sí misma. La armonización no necesita tomar la forma de estándares y horarios idénticos para el desarrollo de energías renovables. Por ejemplo, no sería una desventaja para un productor de un país si a los países a quienes les vende sus atributos tuvieran cada uno una "cartera" de requisitos diferentes (por ejemplo, el porcentaje de energía que debiera ser producida usando recursos renovables), o que tuvieran horarios diferentes para lograr niveles particulares de porcentajes renovables. Una definición diferente de lo que constituye energía renovable podría ser problemática, así como lo pudieran ser significativamente reglas diferentes en cuanto a la concesión de licencias, comercialización y acuerdos de importación.

El primer paso en la armonización es el establecimiento de organizaciones regionales de las que surgen planes y acciones que facilitan el crecimiento de las energías renovables en cada país participante. Estas organizaciones son vitales no sólo como sedes de intercambio de información y educación, pero también para el desarrollo de los acuerdos a nivel nacional y regional. Para el regulador, la participación en tales iniciativas regionales es crucial. A menudo los servicios públicos y los gobiernos asisten, sin una representación adecuada de los organismos reguladores. En estos casos, el regulador debe buscar a los representantes del gobierno, de los organismos regionales y de los donantes para garantizar la participación. Para aquellos que pueden asistir, la oportunidad de compartir información puede ser utilizada para un máximo efecto. La plataforma regional puede ser muy valiosa para impulsar a países individuales hacia el compromiso, tales como objetivos de emisión de gases de efecto invernadero y definiciones acordadas regionalmente de lo que califica como un recurso renovable en cada país. Estos movimientos también facilitan la entrada de los inversionistas en el mercado. En lo particular, ayudan a atraer capital a áreas que son física y ambientalmente adecuadas para el desarrollo de un recurso en particular, en lugar de fomentar el desarrollo sobre la base de reglas relativamente más favorables. Lograr la armonización regional, y reducir al mínimo los intentos locales de "captar" los recursos ofreciendo paquetes regulatorios o económicos más atractivos, requerirán acuerdos interjurisdiccionales para asegurar que los beneficios y las cargas son distribuidas a través de la región de manera justa y transparente. El

objetivo de la consistencia es importante porque cualquier diferencia en el tratamiento local inevitablemente llevará por lo menos a algún grado de ineficiencia – en otras palabras, los clientes de la región pagarán más por el mismo nivel de beneficio.

Los inversionistas, particularmente aquellos que son multinacionales o apoyados a través de instituciones financieras internacionales o agencias donantes, son alentados por los entornos que permitan una amplia base de clientes (en el país de operación y en otros países que forman parte de la región por medio del comercio). Al final, la mayoría de inversionistas estarán impulsados por la necesidad de realizar el valor de su inversión en el mercado – y por lo tanto reducir el nivel de subsidio requerido. Por ejemplo, un acuerdo regional de que el productor de cualquier jurisdicción pueda vender su producción, sin obligaciones adicionales de licencias, a otras jurisdicciones, esto reduciría el costo de transacciones de participar en el mercado regional y fomentaría el desarrollo. Siempre hay asuntos de autonomía nacional/regulatorios y gubernamentales, y éstos deben ser abordados cuidadosamente en cualquier proceso regional para asegurar que se ofrece suficiente respeto a la jurisdicción nacional. Esto significa la consulta, el desarrollo de marcos de acuerdo con un mínimo de micro gestión de ejecución, procesos de informes que no intervienen en asuntos nacionales más allá de los términos acordados y un proceso escalonado que permite la planificación y la negociación, con un entendimiento de que los compromisos voluntarios puedan proceder o ser sustituidos por obligaciones vinculantes si no se puede lograr una amplia aceptación nacional.

La Secretaría Sudafricana de Energías Renovables y Eficiencia Energética (REEEP-SA) tiene la tarea de asegurar que los pasos tomados por Sudáfrica para remover las barreras al desarrollo y el uso de las ER como parte del comercio regional, estén coordinados y se apoyen mutuamente. La REEEP-SA está construyendo una red creciente de ONGs Sudafricanas, de expertos y de compañías en la red de energías sostenibles, con un enfoque sobre actividades tales como: la facilitación del financiamiento a través de talleres y redes; apoyando el desarrollo y la diseminación de los mecanismos de financiamiento innovador a través de proyectos y eventos financiados por REEEP; recolectando y cotejando información sobre casos de estudio sudafricanos importantes como una base para las redes, el intercambio de información y la construcción de capacidades políticas; contribuyendo a actividades de REEEP-Internacional y proveyendo un punto de acceso a la red REEEP en Sudáfrica.

La UE ofrece un buen ejemplo de cómo se puede desarrollar un marco regional para promover el desarrollo de energías renovables, mientras se respeta la autonomía de las naciones individuales que forman parte de la UE. En reconocimiento de la necesidad de incrementar los requerimientos y hacer obligatorios los compromisos (y después de consultas significativas y períodos de negociación), en julio de 2009 la UE adoptó la Directiva sobre Energías Renovables[92] (RED) y una directiva acompañante, la Directiva de Calidad del Combustible de 2009. Los estados miembros debieron presentar el plan de acción nacional a la Comisión Europea antes de finalizar junio de 2010, detallando cómo pretenden satisfacer sus obligaciones y la fecha límite para los estados miembros de la UE (de los cuales ahora hay 27) de implementar la RED el 5 de diciembre de 2010. Cada Estado Miembro deberá presentar un reporte en cuanto al progreso hacia sus objetivos antes del 31 de diciembre de 2011 y cada dos años después de eso, con el sexto reporte presentado antes del 31 de diciembre de 2021. El

objetivo general es del 20% de energías renovables antes de 2020. Con respecto a las obligaciones individuales de los Estados Miembros, la RED establece objetivos obligatorios diferenciados para cada Estado Miembro de la EU, tomando en cuenta los potenciales nacionales basándose en el PIB per cápita, el consumo de energía global y los recursos.

La RED también crea un mecanismo de comercialización voluntaria, permitiendo a los Estados Miembros transferir sus Garantías de Origen a otros países siempre y cuando ellos ya hayan alcanzado sus objetivos nacionales (se prohíbe la comercialización si los países no han alcanzado sus objetivos). El objetivo principal de este mecanismo es realzar la estabilidad del mercado y ayudar a los Estados Miembros retrasados en lograr sus objetivos de ER. Es importante destacar que la RED también requiere que los operadores de transmisión de electricidad provean a productores de ER igualdad de acceso a la red eléctrica. La directiva insta a que: las reglas en cuanto a costos de tales conexiones sean transparentes y no discriminatorias, que el acceso de prioridad sea otorgado a las energías renovables bajo ciertas circunstancias; que las cargas administrativas sean retiradas de los productores (por ejemplo, un sistema de una sola parada para la aprobación de permisos de construcción); y que se mejore la transparencia, con el objetivo de garantizar la inversión. La UE también presta atención especial a la cuestión de medidas administrativas traslapadas y engorrosas que puedan impedir la implementación exitosa de los objetivos de sostenibilidad. La RED incluye varias provisiones destinadas a abordar la necesidad de procedimientos no discriminatorios, de normas transparentes, de medidas proporcionadas y similares. La RED reconoce la necesidad de prestar atención a la intersección de los procedimientos administrativos nacionales, regionales y locales. El ordenamiento territorial se menciona específicamente, resaltando que, siempre que sea posible, los requisitos deben expresarse usando estándares a escala europea para garantizar la compatibilidad y la facilidad.

La "Iniciativa Bakú" fue lanzada en la Conferencia Ministerial de Energía celebrada en Bakú en 2004 con la participación de la Comisión Europea y Azerbaiyán, Armenia, Bulgaria, Georgia, Irán (observador), Kazakstán, la República Kirguisa, Moldavia, la Federación Rusa (observador), Rumania, Tayikistán, Turquía, Ucrania, y Uzbekistán. La Iniciativa Bakú busca crear un mercado de energía integrado y funcional, específicamente a través de la reforma legal, extendiendo y modernizando la infraestructura existente; y la integración de sistemas de energías eficientes y sostenibles. En el 2006, se desarrolló un mapa para lograr estos objetivos, y los esfuerzos son continuos.

En las regiones estratégicamente importantes, como la región del Mar Negro, las iniciativas regionales tienen el potencial de facilitar el crecimiento económico y mejorar la seguridad del suministro en muchos países si la infraestructura se desarrolla lo suficiente con el tiempo. Los esfuerzos regionales pueden tener la ventaja adicional de estimular el desarrollo de infraestructura necesaria que sea consistente e integrada. Para los reguladores los beneficios principales del enfoque regional son:

- Construcción de capacidad, particularmente en la asistencia al regulador en establecer procesos de regla y tomas de decisiones transparentes y abiertas, y marcos legislativos que minimizan el riesgo regulatorio y fomentan la inversión, mientras construyen las habilidades técnicas del personal regulatorio.

- La armonización de marcos para que se pueda realizar la comercialización (por ejemplo, la eliminación o igualación de tarifas a través de las fronteras, el acuerdo por adelantado de las reglas de subasta, la coordinación de las operaciones).

- Relaciones de trabajo con agencias afines y políticos gubernamentales para educar a los reguladores sobre los retos para regular servicios públicos que resulten de las políticas de energías renovables en particular y para ayudar a las autoridades a entender mejor e implementar los objetivos de política deseados.

CAPÍTULO 6: EL ENTORNO REGULATORIO

Los reguladores están posicionados de forma única para ayudar a sus países a realizar las oportunidades presentadas por las energías renovables. Tienen una comprensión sin precedentes del (y acceso al) mercado energético que a su vez proporciona una comprensión del impacto del desarrollo de las energías renovables en relación a la fijación de precio de la energía, las necesidades del mercado, y el potencial y limitación de operaciones e infraestructura.

La autoridad del regulador - de hecho, la presencia de una entidad independiente conocida como regulador de energía - difiere a través de las jurisdicciones. En el sector energético, las mejores prácticas muestran a un regulador independiente con autoridad en áreas claves tales como la fijación de tarifas, la emisión de licencias y el monitoreo lo que es vital para el desarrollo de un sector energético liberalizado favorable a la inversión. Las energías renovables caen dentro de la esfera de la energía pero son tratadas diferentes por varias razones interrelacionadas. Este capítulo revisará las mejores prácticas regulatorias, coloca al campo emergente de las energías renovables dentro del contexto de regulación y responsabilidades regulatorias, y mira a los variados modelos alrededor del mundo para la regulación de las energías renovables. El regulador debe familiarizarse con y hacer uso de las herramientas de comunicación que le ayudarán a asegurar que las circunscripciones del regulador - incluyendo, en particular, al público - entiendan las razones por, y los beneficios y riesgos de, las decisiones adoptadas por el regulador en el cumplimiento de estos objetivos.

La energía renovable es una industria en crecimiento extraordinario; está cambiando constantemente. Los marcos en sí son fluidos, con los gobiernos aún evaluando las estructuras de apoyo óptimas, y las necesidades de carteras y oportunidades. Así también, los incentivos especiales dirigidos a las energías renovables difieren del tratamiento de la energía convencional. En consecuencia, los dos tipos generales de energía - renovable y convencional - a veces son segregados, con incentivos adoptados e implementados por organismos distintos a los reguladores de energía, a pesar del obvio traslape. Debido a que esta área es fluida, se espera que los reguladores con autoridad limitada en energías renovables más a menudo se encontrarán siendo llamados para regular - en calidad de consejero o tomador de decisiones - la producción, venta, distribución o transmisión de energías renovables. Como se señala en el Resumen Ejecutivo, la estructura regulatoria y la autoridad acompañante para las energías renovables

El compromiso de Marruecos al desarrollo de energías renovables se está realizando por dos caminos: el primero, un esfuerzo lento pero firme para construir un marco jurídico con licencias, calidad del suministro y reglas de tarifa, y el segundo, un camino acelerado para construir grandes proyectos solares que entrarán en operación antes de 2020. Para lograr esto, el gobierno Marroquí ha establecido a MASEN, una agencia dedicada a ver la finalización de proyectos solares de 2000 MW (cinco proyectos diferentes se prevén, con la primera planta a ser comisionada antes de 2014). MASEN libera los proyectos, invitando expresiones de interés y respondiendo a éstas, con un mandato gubernamental para supervisar la adquisición completa, construcción y desarrollo del proceso operacional de principio a fin.

generalmente caen en alguna de estas, ninguna autoridad formal, una autoridad parcial o una fuerte autoridad formal de implementación sobre las políticas de ER.

Los modelos para el modo de traducir la estrategia de energía renovable en la legislación o regulación varían entre las jurisdicciones y caen en un continuo entre la autoridad reguladora importante para la adopción y aplicación y de la mínima hasta la carencia de autoridad para la misma.

Modelo: Fuerte Autoridad Regulatoria

En algunos países, el gobierno adoptará una legislación primaria que es amplia y que proporciona sólo una dirección General a los otros organismos administrativos, como el regulador de energía ("Gobierno" aquí significa el parlamento, ministerio o ejecutivo, dependiendo de la estructura que el gobierno aplica). Bajo este modelo, la ley aporta una mayor definición de la estrategia energética, estructurando la estrategia para asignar responsabilidades a las diferentes entidades. Por ejemplo, una estrategia energética puede dar los objetivos nacionales para las energías renovables, priorizar algunos tipos de energías renovables basándose en los recursos y otras prioridades económicas, colocar límites sobre el tiempo y el alcance de los incentivos ofrecidos y asignar responsabilidades por la implementación de esos incentivos a un regulador de energía, al cual entonces se le da la facultad de tomar decisiones y emitir regulaciones de apoyo en coordinación con la política existente.

La autoridad reguladora de energía de Omán se destaca en la región por liderar iniciativas de ER, impulsando al sector hacia la competencia, y rechazando la necesidad de las FITs. Cuando el regulador asumió su cargo, no había ningún marco claro para los proyectos de energías renovables y la diligencia debida limitada así que la autoridad diseñó y lideró programas en cada uno. Ahora está encabezando los esfuerzos para realizar las recomendaciones de la debida diligencia y las reglas establecidas en el nuevo marco regulador, abogando por la licitación para los proyectos grandes de energías renovables, las obligaciones de compra y las garantías de protección al consumidor. Los proyectos piloto están en marcha, con un gran proyecto solar fijado para 2011, todo bajo la dirección de la autoridad reguladora.

Modelo: Limitada Autoridad Regulatoria

Más a menudo, al regulador se le da alguna pero no plena autoridad, ya sea porque las decisiones del regulador deben ser aprobadas por otra autoridad, o porque otras entidades aparte del regulador tienen alguna facultad sobre la toma de decisiones que también impacta en la implementación regulatoria de marcos de las energías renovables en apoyo a los proyectos de ER. En estas instancias, es vital que el marco establezca claramente cuál entidad es responsable por cada aspecto de la implementación, y cómo todas las piezas de la regulación encajan. Debido a que esta es un área relativamente nueva y en expansión, a menudo se carece de claridad en cuanto a las funciones y responsabilidades, impidiendo no sólo la implementación del proyecto, sino también la iniciación.

Modelo: Ninguna Autoridad Formal para el Regulador

Bajo otro modelo, la legislación primaria adoptada por el gobierno también provee detalles en cuanto a la naturaleza y nivel de incentivos. Puede, por ejemplo, definir la cantidad de *feed-in tarrif* para un tipo de energía en particular. Este es un enfoque en Europa (en Alemania, por ejemplo, donde la energía eólica en particular ha crecido a un ritmo sin precedente, la legislación primaria fija la cantidad de *feed-in tarrif* y el organismo regulador de energía monitorea el mercado, incluyendo el mercado renovable, pero no fija la tarifa).

El diagrama de flujo a continuación identifica alguna de las preguntas que los reguladores tal vez quieran preguntar cuando consideran los diferentes niveles de responsabilidades que conlleva el papel de regulador de energía.

En Botsuana, no hay un organismo regulador de energía, y las políticas energéticas son desarrolladas e implementadas por el Ministerio de Minerales, Energía y Asuntos de Agua, el cual monitorea y aprueba las tarifas del monopolio de servicios públicos Botswana Power Corporation. El Departamento de Energía del Ministerio ha desarrollado un plan para incrementar el consumo de energías renovables hasta el 1% del consumo nacional total de energía antes de 2016 ("Visión 2016"), y para integrar tecnologías de red y fuera de la red para la electrificación rural. Una estrategia de energía de biomasa también está bajo desarrollo.

Persisten Consideraciones Regulatorias Sin Importar el Modelo

Con cualquiera de los modelos aplicados, habrá asuntos regulatorios. Normalmente, el papel del regulador en la promoción de energía puede incluir:

- Licencias – crear reglas simplificadas o excepciones para los productores pequeños de energías renovables y generación distribuida, mientras aseguran que el proceso sea no discriminatorio y transparente.

- Códigos de red – asegurar el acceso abierto a la red, y facilitar la interconexión, y abordar asuntos de variabilidad.

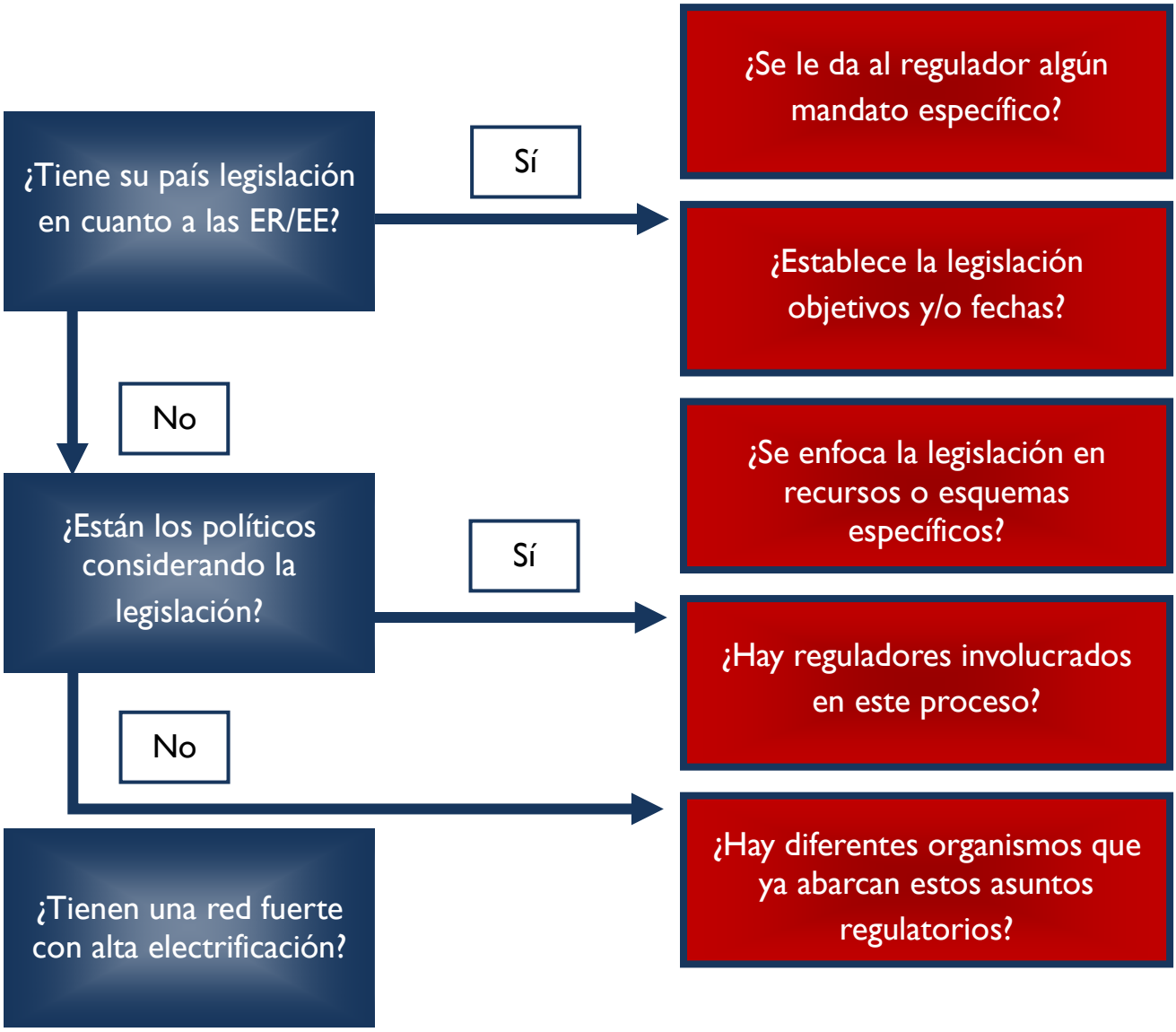
- Precios – alentar el uso de las energías de fuentes renovables a través de varias responsabilidades en canto a precios, incluyendo el establecimiento de feed-in tariffs y el desarrollo de la expansión de la red para facilitar el uso de las energías renovables. Por ejemplo, la Comisión Federal reguladora de energía de Estados Unidos ha aprobado los métodos regulatorios desarrollados por la Comisión de Servicios Públicos de California para el manejo y la recuperación de costos por el desarrollo de transmisión para facilitar la conexión de la generación de electricidad renovable remota.

- Medición neta – promulgar regulaciones para alentar la producción de energías renovables por los consumidores.

- Acuerdos de compras de energías – redactar plantillas o modelos de ACEs para los recursos de energías renovables.

- Certificados verdes – en jurisdicciones en donde el regulador tiene la autoridad de hacerlo y un mercado que puede apoyar este tipo de estructura, para asociarse con un operador de sistema para establecer una plataforma de comercio que le permite a los participantes de los mercados de energía comprar y vender los atributos ambientales de las ER (hecho en algunas jurisdicciones de Estados Unidos).

Guía de Referencia /Tabla de Autoevaluación



Principios Rectores de la Contribución Regulatoria

Con el fin de llevar a cabo los mandatos regulatorios o aprovechar la experiencia regulatoria para contribuir a las decisiones políticas que forman estos aspectos del desarrollo de energías renovables, la política, los marcos legales y regulatorios en un país deben basarse en la claridad, predictibilidad y transparencia.

Claridad. Las leyes, políticas y regulaciones deben estar escritas de manera que puedan ser entendidas por los clientes y los inversionistas potenciales. La combinación de leyes, políticas y regulaciones que conforman la política energética deben de ser coherentes y accesibles.

Predictibilidad. Los clientes en general, y en especial los clientes comerciales e industriales, valoran la predictibilidad del costo. Los negocios deben planificar meses y años a futuro, y la predictibilidad de precios para insumos tales como la electricidad puede contribuir al éxito de tal planificación. El incremento de la electricidad renovable en la mezcla de la generación tendrá por sí mismo el efecto de incrementar la predictibilidad de tasas futuras, porque para la mayoría de recursos renovables, los costos fijos predominan sobre los costos variables, así que el costo de la electricidad producida por tales recursos puede predecirse con más facilidad por adelantado. La predictibilidad y la falta de volatilidad debe, por supuesto, estar equilibrado contra el riesgo de costos ya que otro tipo de generación puede caer en relación a los precios pagados por la generación renovable, en efecto "bloqueando" precios más altos y creando presión para anular o enmendar los acuerdos de compra de energía con recursos de altos precios.

Transparencia. El desarrollo y la implementación de cualquier política, incluyendo políticas diseñadas para fomentar la generación renovable y el aumento de la eficiencia energética, debe ser completamente transparente. Esto es especialmente importante donde el plazo sobre el cual se lograrán los beneficios es largo y los precios asociados aumentan inmediatamente: los clientes que llevarán la carga de los costos a corto plazo tendrán interés en asegurarse que hayan políticas implementándose lo más eficientemente posible. Por esta razón, todos los pasos del proceso en cuanto a estos programas debe ser abierto y bien definido, y deben minimizar las oportunidades para el favoritismo u otras formas de corrupción. La selección de los criterios para objetivos renovables, por ejemplo, deberían ser lo más objetivos posibles, y claramente ligados a los objetivos políticos en general. Además, la selección de recursos particulares debe hacerse a través de un mecanismo abierto y transparente, tal como una subasta conducida de acuerdo a reglas ecuánimes de adquisición. Deberían de evitarse negociaciones de franquicia o acuerdos de compra de energía individuales, ya que estas ofrecen la oportunidad de enmascarar comportamiento corrupto y es poco probable que produzcan la forma más rentable de lograr los objetivos. En algunos casos, éstas serán esenciales para llevar la energía renovable al mercado; si es así, entonces los acuerdos deben de hacerse públicos y los términos deben ser transparentes.

La garantía debe provenir de una ley que es pública, transparente y accesible, de tal forma que los inversionistas y los interesados en el país puedan leer y entender fácilmente las reglas sobre el acceso, y los requerimientos para facilitar tales reglas de una forma no discriminatoria. Tales leyes deben de ser apoyadas por lo menos por la política nacional, un organismo regulador que

provea supervisión efectiva del acceso a la red y las reglas que definen los procedimientos para la solicitud y el otorgamiento del acceso, así como la resolución de cualquier disputa que puede resultar de las negaciones de acceso, demoras o cargos no razonables que puedan impedir la operación efectiva. El desarrollo firme de acceso a terceros es un principio central de este marco. Donde se requiera inversión para facilitar el acceso a la red (un problema particular de los productores de energías renovables debido a las localidades periféricas de muchos parques eólicos y plantas de biomasa), las reglas de la interconexión sirven para identificar la responsabilidad de pago de inversión en nuevas líneas de transmisión, reduciendo así el potencial de disputas entre inversionistas de recursos de ER, dueños y servicios públicos. En resumen, los reguladores deben:

- Considerar coordinar la supervisión con todos los organismos regulatorios relevantes.
- Desarrollar políticas de acceso a la red para asegurar que los desarrolladores de energías renovables tengan acceso al mercado y a los clientes.
- Revisar, y si es necesario modificar, las políticas del manejo de la red para acomodar la intermitencia y las situaciones de despacho únicas a las ER.

Los Factores que Influyen en el Contenido de la Contribución Regulatoria

Finalmente, el papel regulatorio se define y se circunscribe por una variedad de asuntos contextuales, de los cuales los principales incluyen:

Abertura del Mercado/Competencia. La liberación del mercado se está logrando en diferentes grados a través del mundo. Los principales elementos de la liberación, los cuales muchas veces están combinados pero no siempre, incluyen la producción abierta de electricidad a proveedores comerciales; el desarrollo de mercados de electricidad competitivos al por mayor, que a su vez pueden estar basados en una variedad de modelos y yendo desde mercados en "tiempo real" o "mercado diario" hasta propuestas de administración más limitadas; permitiendo o requiriendo que los clientes compren su servicio de energía y capacidad (aunque generalmente no su distribución o transmisión) en el mercado abierto; y la creación de organizaciones de transmisión locales o regionales que estén separadas de los intereses de generación y distribución. Los incrementos en la producción de electricidad renovable, así como los esfuerzos para incrementar la eficiencia energética pueden lograrse bajo cualquier grado de liberación del mercado, desde sistemas eléctricos verticales integrados propiedad del gobierno hasta mercados competitivos completamente desagregados. Las herramientas regulatorias que son más efectivas en lograr estas políticas, sin embargo, deben ser cuidadosamente hechas a la medida de la estructura particular establecida. Además, las herramientas deben usarse de forma que puedan acomodar cambios en el grado de liberación sin distorsionar y hacia los programas involucrados por los esfuerzos para liberar.

Viabilidad económica. Como se señaló en el capítulo tres, los beneficios de las energías renovables probablemente se extienden más allá de los costos a corto plazo, o por lo menos más allá de las reducciones de ese tipo de costos con las cuales los reguladores de electricidad están más familiarizados. Hay poca disputa de que la nueva producción renovable debe ser fomentada para reducir las emisiones de carbono, y para moderar el cambio climático. Medir con precisión el impacto de tal generación nueva, en ambos términos de sus impactos físicos sobre el medio ambiente y los ahorros de costos a largo plazo asociados con ese impacto, probablemente será una tarea extremadamente difícil si no imposible. Por otra parte, el costo de agregar recursos renovables por encima de aquellos que serían soportados por el mercado en el corto plazo tendrá impactos inmediatos sobre las tasas para los clientes y en algunos casos serán significativos. Dicho de otra forma, los reguladores pueden enfrentarse a tener que equilibrar el valor de beneficios que puede ser difícil de cuantificar y que puede no realizarse por años o décadas, contra las cargas de costos que son ciertas e inmediatas. Es importante considerar las reacciones e incentivos de las compañías de red y si se pueden adoptar medidas dentro del marco tarifario para permitir que los dueños de la red compartan el costo de las tarifas mayores con otros participantes del sector, tales como generadores, clientes y distribuidores. Algunos regímenes tienen esto (tales como Dinamarca), y otros no.

Samso, Dinamarca es una isla impulsada completamente por energías renovables. Logró esto a través de un enfoque innovador de compartición de costos que le permitió a sus más o menos 4,000 residentes (clientes de energía) poseer acciones en las turbinas eólicas. Actualmente, aproximadamente el 10% de sus residentes poseen acciones en las turbinas, y reciben un cheque anualmente basado en el rendimiento y el precio de la electricidad.

El Impacto de la Vialidad Sobre el Sistema. El sector energético está en busca y en muchos casos está encontrando soluciones para los impactos operacionales, regulatorios y económicos de la variabilidad que acompaña a la energía renovable. La pronosticación ha estado mejorando gradualmente en los últimos años, ofreciendo mayor detalle sobre una variedad de plazos (semana, día, hora). Debido a que los pronósticos aumentan en precisión entre más cerca estén a la hora de la ejecución (en otras palabras, es mucho más fácil y preciso predecir el nivel del viento en cinco minutos que en cinco horas), se están aplicando estrategias tales como la programación intra-hora, con algún éxito. Adicionalmente, la energía variable requiere estándares consistentes de interconexión que especifican la respuesta a fallas del sistema y fijan requerimientos de frecuencia y voltaje así como requerimientos de comunicación y control externo. Es difícil para las turbinas eólicas cumplir con las reglas preparadas para la generación tradicional. Aunque las turbinas

En Europa, hay una gran variación en códigos de red de país a país. La Organización Europea de Operadores del Sistema de Transmisión, ENTSO-E, está trabajando duro para armonizar los códigos de red. Lo hace mientras reconoce que los diferentes requerimientos pueden ser apropiados para países y regiones con diferentes niveles de energía variable. Al mismo tiempo, Europa, la cual tiene una cantidad ascendente de generación eólica (esperando 200 GW de eólica para el 2020), está estudiando y haciendo recomendaciones en cuanto a cómo este incremento afectará el mercado. Un estudio eólico europeo del 31 de marzo del 2010, presenta numerosas recomendaciones para una mejor integración de este recurso.

más nuevas pueden cumplir con requerimientos estrictos, esta regla requiere evaluación de lo que es apropiado en cuanto a las nuevas tecnologías. El aumentar la cantidad de viento puede tener implicaciones para la estabilidad de la red debido a los cambios en voltaje y frecuencia, y los estándares de interconexión estrictos o sobrecostos pueden discriminar en contra de los recursos variables. Las soluciones incluyen nuevos diseños de mercado, y a su vez éstos incluyen evaluaciones de confiabilidad más frecuentes, modificación de multas para recursos variables por la falta de entrega y modificación de otros requerimientos para los mercados de capacidad. Todo esto significa que el regulador tiene numerosas e importantes consideraciones que tomar en cuenta ahora que las energías renovables están llegando al mercado.

En general, los efectos de los recursos de energías renovables son mitigados cuando se difunden sobre áreas geográficas y mercados más grandes. Esto sugiere una necesidad de armonización de mercados equilibradores, e infraestructura de transmisión adicional para eliminar el congestionamiento y facilitar el flujo de carga inter-área. Aquí también, el regulador puede comprobar ser valioso en ayudar a manejar o hasta liderar la gestión de tales pasos hacia la armonización y el desarrollo de la red.

Comunicación Entre Reguladores y Políticos. Debido a los cambios en la esfera de las energías renovables - en términos de política y marco regulatorio pero también en términos de mezcla de generación y desarrollo - es especialmente importante para los políticos proveer al regulador con toda la especificidad y claridad como sea posible con respecto al diseño del mercado (incluyendo el estado actual en relación a los futuros planes), el nivel de producción renovable que se va lograr, y la dirección en cuanto a las prioridades de implementación. La cuestión de cómo equilibrar las metas ambientales a largo plazo contra los impactos del precio a corto plazo no es una que se pueda "solucionar" usando las métricas disponibles a los reguladores preocupados con la regulación económica de la electricidad. La pregunta es principalmente una pregunta política y un papel importante para el regulador es ayudar a informar el debate "político" de modo que aquellos que crearán la decisión sobre las políticas estén al tanto, hasta el grado posible, de las implicaciones económicas de cualquier curso que ellos decidan tomar.

Seguimiento de Atributos/Certificados. Sin importar la estructura regulatoria adaptada para lograr mayor producción de electricidad renovable, se necesita de algún mecanismo confiable y transparente para confirmar la cantidad, y la característica ambiental de esa producción. Cuando los atributos renovables pueden comercializarse por separado de la energía producida por la instalación, como más a menudo es el caso donde los esfuerzos para incrementar la producción renovable están en marcha, seguir y verificar la cantidad y el carácter de la producción renovable se convierte en algo especialmente importante. Los atributos de la energía renovable pueden tomar una variedad de formas, tales como certificados de energías renovables como parte de un estándar de Cartera de Renovables en los Estados Unidos, o "garantía de origen" en la UE.

Un sistema claramente diseñado para el seguimiento de los atributos permiten que las entidades del servicio de carga desarrollen productos específicos para consumidores al por menor con un alto grado de certeza de que lo que afirman de su producto puede ser verificado. Para los dueños de la generación, una propuesta de certificados provee una forma de medir

precisamente la cantidad de atributos particulares de cada unidad de generación. Para las agencias estatales que están buscando formas efectivas de implementar políticas y regulaciones, una propuesta de certificado y una base de datos central proveen una forma de monitorear, verificar y documentar el cumplimiento. La UE y los Estados Unidos han tomado la iniciativa internacionalmente de crear un sistema para seguir los atributos a lo largo de las fronteras estatales/nacionales.

En la UE, las reglas sobre el seguimiento de atributos se aplican según la nueva Directiva Sobre Energías Renovables (RED). Las garantías de origen (GO) se usarán para demostrar la cantidad de energía renovable en la mezcla de combustibles de un proveedor. Las GO pueden ser comercializadas entre proveedores a través de los países, pero sólo afecta a la mezcla de combustibles del proveedor. El objetivo de las GO bajo la RED es de verificar el origen de la electricidad y calefacción producida de instalaciones de generación renovable donde esas instalaciones tienen una capacidad de por lo menos 5 MW. Las GO deben ser precisas, confiables y resistentes al fraude. Las GOs deben incluir información en cuanto a:

- La intención de uso - por ejemplo, para electricidad, calefacción o refrigeración.
- La fuente.
- Fecha de inicio y finalización de producción.
- Capacidad de la instalación.
- Cualquier beneficio de apoyo y el tipo de esquema del apoyo.
- Fecha de comisión.
- Fecha y país de emisión.
- Un número único de identificación.

El seguimiento de atributos ambientales (certificados) presenta retos particulares para los reguladores. Los reguladores deben ejercer cautela cuando exploran un modelo que contempla regular las asociaciones con el operador del sistema para establecer una plataforma de comercialización. Las características del mercado para apoyar una plataforma de comercialización deben ser implementadas para que el programa de certificados funcione correctamente. Se requiere de ambas infraestructuras electrónicas y físicas para facilitar la comercialización de los certificados, y normalmente ambas condiciones no se satisfacen en la mayoría de las partes del mundo. Donde la autoridad del regulador es menos extensa, el regulador puede asistir al operador y a otros interesados en crear un sistema más beneficioso para el país. Si el regulador pretende intentar una plataforma de comercialización, deberá abordar:

- Acuerdos de permisos complejos, requiriendo regulaciones simplificadas y estandarizadas.

- Infraestructura legal inadecuada, incluyendo pero no limitado a la ausencia de procedimientos especiales en apoyo a proyectos de ER a pequeña escala (10 a 50 MW) permitiéndoles evitar el proceso de revisión normal.

- La capacidad de red insuficiente es un reto técnico mayor, incluyendo líneas de transmisión de alto voltaje, líneas de distribución de bajo voltaje y subestaciones de transformación.

- Responsabilidad en algunas jurisdicciones para que los dueños de la red paguen los precios más altos fijados por las *feed-in tariffs*, desincentivándolos así para apoyar el acceso y la conexión para las ER, a menos que el marco regulatorio completo los provea de una compensación suficiente para pagar las *feed-in tariffs* preferenciales.

Infraestructura/Desarrollo de Red. El desarrollo exitoso de redes en apoyo a los proyectos de energías renovables puede requerir coordinación con un número de organismos gubernamentales y el cumplimiento de la legislación relevante. Para la planificación de expansión de la red, los gobiernos necesitan establecer un pronóstico para el desarrollo de proyectos de ER, incluyendo la disponibilidad esperada o la aportación potencial de cada tecnología ER en cuanto a la producción de energía en las diferentes regiones del país anualmente hasta el año 2020. Por otra parte, las diferencias técnicas y de operación claves entre los sistemas de ER específicas también son significativas, por ejemplo, la energía eólica es variable en disponibilidad y capacidad, la capacidad hidroeléctrica es más baja en los meses más secos de verano, los sistemas eléctricos solares requieren que el sol brille.

Se debe tener cuidado para que las ordenanzas de interconexiones de red estén armonizadas con otras leyes nacionales y locales. En el mismo sentido, los límites sobre las obligaciones de compra o desarrollo nuevo deben ser consistentes con las capacidades de la red o por lo menos en línea con la asignación de fondos para el desarrollo de la red.

Con el fin de facilitar la revisión de solicitudes de interconexión, los reguladores deben:

- Entrenar a especialistas gubernamentales y del sector privado en las siguientes áreas: ingeniería de transmisión de electricidad y modelaje de flujo de energía; finanzas; manejo de servicios públicos; derecho; mercadeo; regulación; negociación y arbitraje; desarrollo de sistemas informáticos y bases de datos; desarrollo de planificación y política, recolección de datos; y análisis del medio ambiente.

- Evaluar asuntos técnicos incluyendo los parámetros de las cargas de energía y flujos en sistemas de transmisión; el estado de los sistemas regulatorios, financieros y legales; pronóstico y planificación del sector energético; datos demográficos y sociales; datos de recursos, hidrológicos y medio ambientales; y datos sobre los costos y rendimientos de las fuentes de energía de ER y tecnologías medioambientales.

En resumen,

- Hay una variedad de plantillas disponibles para el papel del regulador en la formulación de políticas y toma de decisiones en la arena de las ER.
- Cualquiera que sea la plantilla que se elija, el regulador tendrá algo que ofrecer.
- En el ejercicio de su autoridad, el regulador debe tener en mente los principios rectores de claridad, predictibilidad y transparencia.
- El contenido sustantivo de la contribución del regulador será influenciado por una variedad de factores, incluyendo el marco regidor del mercado que se use, consideraciones económicas y procesos procedimentales.
- Los elementos que requieren supervisión regulatoria particular en el contexto de las ER incluyen el seguimiento de certificados y la interconexión de redes.

Coordinación Inter-Regulatoria

Con el fin de desarrollar un mercado fluido en energías renovables que crucen fronteras (estatales o nacionales), es importante la definición de lo que se considera "renovables". Si hay un límite de tamaño sobre las instalaciones hidroeléctricas en un país, los productores por encima de ese tamaño no podrán vender sus atributos renovables en ese país, y con un mercado más pequeño disponible para ellos, ellos requerirán (siendo todo lo demás igual) un mayor subsidio. Este es un problema en particular para la hidroeléctrica; hay poco acuerdo sobre si las hidroeléctricas grandes deben calificar para certificados dados los costos ambientales de tales proyectos. Ya que los reguladores aconsejan sobre políticas de energías renovables, e implementan esas políticas, ellos deben desarrollar un entendimiento claro donde los intereses regionales son comunes, donde estos se apartan y la implicación en la política de estas diferencias. Parte de hacer esto significa coordinación con reguladores vecinos así como un buen entendimiento de las mejores prácticas internacionales.

Siempre hay múltiples organismos involucrados en las energías renovables, incluyendo un regulador de energía, el ministerio, las agencias ambientales y más recientemente los organismos gubernamentales establecidos con un mandato específico para abordar el cambio climático. Parte del reto para cualquier país, región y entidad que busca regular la energía y la integración de energías renovables en particular es coordinar con otras agencias que puedan tener responsabilidades relacionadas que afectan la forma en que se están desarrollando y aplicando las energías renovables. La estructura "de una sola parada" está ganando terreno en algunas jurisdicciones, notablemente en Europa, donde la complejidad de regímenes de multi agencias se reconocen y las soluciones en forma de información o de puntos de respuestas simplificadas son atractivas. En base regional, los consejos regulatorios regionales, o los foros para operadores regionales u otros comprometidos en tareas paralelas relacionadas a la promoción de las energías renovables, sirven para coordinar actividades y resguardar contra la falta de organización. El asunto de la coordinación, sin embargo, es uno de los obstáculos más grandes en la esfera de las energías renovables.

Asuntos Especiales para los Países en Transición y en Desarrollo

Los países con menos recursos económicos enfrentan obstáculos particulares en la promoción de las energías renovables. La demanda para la energía está creciendo rápidamente en muchos de estos países. Ellos no tienen los recursos económicos para pagar los altos costos iniciales de capital, y hasta están en peor posición para reflejar los costos sociales en el mercado para fomentar el uso de las energías renovables a través de subsidios gubernamentales. Pedirle a los países en desarrollo ver más allá de las finanzas a corto plazo es un reto aún mayor que con sus contrapartes desarrolladas. Aún así hay factores múltiples que hacen la promoción de las energías de recursos renovables particularmente atractivos en estos países:

Los Pasos Pequeños Significan Más. Muchas veces es en estos países donde el uso de energía de recursos renovables tiene el mayor beneficio potencial, dado los impactos de las opciones actuales para las energías renovables - tales como la deforestación para la cosecha de madera. Muchas veces los pasos pequeños e incrementales, tales como la generación distribuida, pueden tener efectos sustanciales, impulsando el desarrollo económico en general, y mejorando en gran medida la calidad de vida.

La Energía Renovable Puede Significar la Explotación de Recursos Locales. La energía renovable muchas veces depende de los recursos encontrados localmente – los desechos, el sol, el viento, el agua - y por esa razón puede ofrecer opciones más viables y económicamente robustas, particularmente cuando se toma en consideración el transporte y los costos.[93]

La Energía Renovable Puede ser la Opción Más Atractiva en Áreas Remotas y Rurales. Transportar electricidad generada por plantas de combustibles fósiles convencionales puede ser una proposición onerosa en áreas rurales y remotas, producir energía renovable con recursos locales puede evitar estos costos.

Las Tecnologías Renovables Pueden ser Empleadas con Fines Múltiples. Las tecnologías de energías renovables, por ejemplo la solar, puede ayudar a aliviar la pobreza proveyendo energía para cocinar, calefacción e iluminación.[94]

El argumento a favor de elegir las ER puede tener una ventaja particular en los países en desarrollo y en transición. Antes de revisar los tipos específicos de ER y los casos de estudio de proyectos realizados en hidroeléctricas, eólicas y geotérmicas, así como un ejemplo del éxito de un proyecto de generación distribuida, este Manual examina los esfuerzos de Egipto para crear los marcos de apoyo para hacer avanzar las ER.

TANZANIA: Acuerdos de Compra De Energía A Pequeña Escala – Un Estudio de Caso

2013

TANZANIA: Acuerdos de Compra De Energía A Pequeña Escala – Un Estudio de Caso

2013 Estudio de caso por Jorry Mwenechanya

INTRODUCCIÓN

Tanzania, un país de 45 millones de habitantes ubicado en la costa oriental de África, con una superficie de 945,000 kilómetros cuadrados, es uno de los países más pobres del mundo. Cerca del 80% de las personas viven en zonas rurales, donde la agricultura provee sustento al 90% de la población. En las regiones áridas y semiáridas del norte y centro del país, la mayoría de la gente depende del cultivo de alimentos y la cría de ganado. Bajo condiciones de infraestructura básica inadecuada e instituciones de apoyo débiles, la agricultura y la ganadería generan ingresos que palidecen en comparación con las ganancias del trabajo remunerado. Así pues, la pobreza extrema en Tanzania tiene un carácter netamente rural.

Mapa de Tanzania de Geology.com (2007)

Combatir la pobreza es una prioridad constante en las estrategias de desarrollo de múltiples gobiernos tanzanos consecutivos. El programa actual, conocido en Swahili como *MKUKUTA II,* o la Segunda Estrategia Nacional para el Crecimiento y la Reducción de la Pobreza, cubre el período 2011-2015. Pero esos esfuerzos han tenido un bajo impacto en los niveles de pobreza. Examinando el progreso alcanzado, el gobierno dice en *MKUTUTA II* que "la tasa de crecimiento del PIB de Tanzania ha sido impresionante en los últimos años. Sin embargo, la incidencia de la pobreza de ingresos no disminuyó de modo significativo".[95] Para realizar su potencial económico completo, Tanzania prioriza al abastecimiento de electricidad a las zonas rurales. "*¡Grandes Resultados Ahora!*", una iniciativa paralela a *MKUKUTA II*, identifica las seis áreas con mayores probabilidades de acelerar el desarrollo nacional en el mediano y largo plazo. Al principio de esta lista aparecen la energía y el gas natural.

El Sector de Energía y los Recursos Energéticos

El sector energético de Tanzania se caracteriza por la generación de energía térmica e hidráulica. Aproximadamente el 62% de la capacidad total instalada, 1522 MW, es térmica, mientras que el 37% proviene de recursos hidráulicos. Las importaciones y la biomasa constituyen el resto.[96] La dependencia de las fuentes térmicas, especialmente los combustibles líquidos, resultan en un costo promedio de generación bastante alto mientras que las

importaciones de combustibles agotan las reservas de divisas. De acuerdo con el Banco Central de Tanzania, "la cuota del petróleo con respecto al valor total de las importaciones de bienes aumentó al 39.1%, en comparación con 33% para el año culminado en noviembre de 2012."[97] La generación proveniente de las plantas de combustible ejerce presión sobre las finanzas de la empresa nacional de servicios públicos, Tanzania Electric Supply Company Limited (TANESCO), y por esta razón las plantas a menudo no se encuentran completamente despachadas. La disponibilidad de electricidad más barata proveniente de plantas hidroeléctricas se ve limitada por las frecuentes sequías. Por ejemplo, Tanzania experimentó sequías consecutivas desde 2009 hasta 2012. Para enfrentar tales condiciones, TANESCO reduce las reservas operativas y alquila capacidad adicional de parte de Productores Independientes de Energía (IPP, por sus siglas en inglés) minoristas basados en combustible a un alto costo. Aparte de poner presión sobre el precio de la electricidad, las importaciones de combustibles para los IPP aumentan la demanda de divisas. Además, TANESCO recurre al deslastre de cargas en un intento por contener la demanda y reducir los costos de generación. La incapacidad de proporcionar un suministro eléctrico adecuado a una economía en rápido crecimiento dificulta el logro de la visión nacional de desarrollo, de la cual uno de los elementos esenciales es construir una economía fuerte y competitiva.[98]

Tanzania puede valerse de varias fuentes de energía sin explotar para aumentar su capacidad de generación. Nuevos descubrimientos de gas natural han hecho posible que Tanzania cuente con la posibilidad de duplicar la capacidad instalada a 3,000 MW.[99] Con un costo de US$ 1200 millones, un gasoducto de 532 km de largo que se extiende desde Mtwara en el sur del país, transportará gas natural a nuevas centrales eléctricas en la capital comercial, Dar es Salaam. Con la primera de las centrales eléctricas programada a iniciar producción en el año 2015, Tanzania espera suministrar suficiente electricidad para su creciente economía y reducir las tarifas al consumidor. Además, al cambiar a una generación proveniente del gas, Tanzania reducirá las emisiones de gases de efecto invernadero y reducirá la factura de importación de combustibles.

La capacidad adicional resultante del uso del gas natural beneficiará a los consumidores actuales en las regiones urbanas por medio de tarifas más bajas y una mayor confiabilidad del suministro. Tanzania también planea exportar el excedente esperado, y el país vecino de Kenia ya ha demostrado interés.[100] Sin embargo, electrificar las zonas rurales tomará más que un simple aumento en la capacidad de generación. El sistema actual de suministro sufre de un alcance geográfico bastante limitado y de años de mantenimiento deficiente. Por lo tanto, la rehabilitación y expansión de las redes de transmisión y distribución requieren de cantidades importantes de inversiones y una cantidad considerable de tiempo. Pasarán muchos años más antes de que la electricidad llegue a las zonas rurales donde vive la mayoría de la gente, y donde el combustible a base de madera y desperdicios de animales suministran energía al 90% de la población.

Tanzania también cuenta con recursos importantes de energías renovables que, a corto y mediano plazo, podrían acelerar el ritmo de la electrificación rural. Las instalaciones actuales de pequeñas centrales hidroeléctricas suman aproximadamente 15 MW, de un potencial estimado de entre 300 y 500 MW[101]. De forma semejante, Tanzania cuenta con una radiación solar promedio de 187 W por metro cuadrado y, si bien las velocidades promedio del viento se

encuentran entre 0.9 y 4.8 m/s, las mismas pueden alcanzar hasta 8 m/s.[102] En este país primordialmente agrícola, los desechos animales y de granjas, así como la industria del sisal, proporcionan un buen potencial para la generación de electricidad por biomasa. La reforma del sector energético que ocurrió en 2007 busca estimular el desarrollo de las plantas de energía a base de energías renovables.

Reformas y Políticas Energéticas en Tanzania

El Consejo de Energía Rural que inició sus operaciones en el año 2007 se estableció para facilitar el "acceso prolongado a servicios modernos de energía para usos de producción económica, salud y educación, agua potable, seguridad civil y usos domésticos". [103] La Ley de Energía Rural de 2005 ordenó al Consejo de Energía Rural a dar apoyo técnico y financiero a los desarrolladores de esquemas de abastecimiento de electricidad rural. El Consejo ejecuta sus funciones a través de la Agencia de Energía Rural (*Rural Energy Agency*, "REA") que, aparte de las responsabilidades administrativas, recomienda el apoyo a proyectos que cumplan con criterios establecidos. Los desarrolladores reciben subsidios para cubrir los costos de capital de los proyectos, la capacitación en planificación y preparación de proyectos y subvenciones para satisfacer costos específicos de desarrollo de proyectos.

Cuando el gobierno estableció el Consejo de Energía Rural, TANESCO aún era un monopolio legal en la generación y el suministro de electricidad. La participación del sector privado según lo concibió la Ley de Energía Rural sólo se hizo posible después de la liberalización de la industria por medio de la Ley de Electricidad de 2008. La Ley de Electricidad, la cual es la ley principal, comprende reformas de amplio alcance, incluyendo la desagregación de la empresa de servicios públicos, TANESCO, en unidades autónomas para la generación, transmisión y distribución, y el establecimiento de un operador de sistemas para administrar un código de red. Aun cuando en el año 2013 TANESCO permanecía estando verticalmente integrada, la ley había abierto los segmentos de generación y distribución a participantes de la industria acreditados por la Autoridad Reguladora de Empresas de Servicios de Energía y Agua (*Energy and Water Utilities Regulatory Authority,* "EWURA").

Establecida de conformidad con la Ley de la Autoridad Reguladora de Empresas de Servicios de Energía y Agua (*Energy and Water Utilities Regulatory Authority Act*), EWURA regula el sector energético emitiendo licencias para operadores, determinando las tarifas y monitoreando el acatamiento de las normas y los reglamentos.[104]

Las reformas del sector energético que conllevaron al establecimiento de REA y EWURA fueron consecuencia directa de la Política Energética de 2003. Las intenciones de las políticas en cuanto a la promoción de las energías renovables eran:

1. "Introducir instituciones financieras, legales y administrativas adecuadas para el desarrollo de la energía rural; y
2. Establecer normas, códigos de prácticas, lineamientos y estándares para tecnologías de energías renovables, con el fin de facilitar la creación de un ambiente propicio para el desarrollo sustentable de los recursos de energías renovables"[105]

Con estos lineamientos y con los mandatos legales e institucionales específicos, EWURA, REA y TANESCO han trabajado en pro de las metas nacionales de políticas en materia energética.

Electrificación Rural

En muchos países africanos en vías de desarrollo, la mayoría de las personas dependen de formas primitivas de energía, tales como madera, carbón y desechos animales, porque sólo un pequeño porcentaje de la población nacional cuenta con acceso a la electricidad y a otras formas modernas de energía en las zonas rurales.

La disparidad en el acceso a la electricidad coloca a las zonas rurales en una posición de desventaja económica en comparación con sus contrapartes urbanas. Sin electricidad, las personas en las zonas rurales tienen menos opciones para ganarse la vida y su productividad es limitada. Sin embargo, la mayoría de las personas vive en zonas rurales, y aumentar su productividad económica es la clave para reducir las brechas en ingresos y la desigualdad social. La electrificación rural constituye una herramienta potente para expandir la economía, superar las barreras que impiden aumentar los ingresos, y acceder a una vida mejor.

Una forma de llevar la electricidad a las zonas rurales es extender la red nacional por medio de la construcción de líneas de distribución y subestaciones. Este enfoque asume que existe suficiente capacidad de generación como para satisfacer la demanda adicional de las comunidades rurales. Donde las fuentes de energía están centralizadas, la extensión de la red nacional involucra la erección de largas líneas de transmisión y distribución a zonas remotas. Además, las comunidades rurales en la mayoría de los países tienden a asentarse muy separadas unas de otras debido a las bajas densidades poblacionales y a los patrones de uso tradicional de la tierra. Esta dispersión poblacional aumenta el costo global de la red de distribución. Si a esto se le agrega los altos costos y largos periodos de gestación que involucran las grandes centrales eléctricas centralizadas, es fácil ver por qué la extensión de la red demora el progreso de la electrificación.

Las energías renovables ofrecen posibilidades alternativas para aumentar la capacidad del sistema y la oportunidad de reducir las distancias de transmisión y distribución, acelerando así el ritmo de la electrificación. La generación descentralizada puede eliminar muchas de las limitaciones para la electrificación rural impuestas por la extensión de la red. Además, las fuentes de energías renovables a menudo reemplazan a las plantas térmicas basadas en combustibles, mitigando así los impactos ambientales adversos de la generación a base de carbón. Una política que promueva mayores fuentes de energías renovables para la generación de electricidad puede conllevar a una convergencia ventajosa de las metas para un mayor acceso a la energía y para un uso limpio de la misma.

Papeles Reguladores

La responsabilidad por el diseño detallado del Acuerdo de Compra de Energía (*Power Purchase Agreement*, "PPA") reside en el desarrollador apoyado por equipos de expertos en ingeniería, financiamiento de proyectos, y derecho. Los importantes costos involucrados en ello se pueden justificar solamente en proyectos relativamente grandes; el regulador juega un papel más significativo en proyectos más pequeños, tales como los siguientes:

Proyecto pequeño de energía en la red
Un desarrollador de una planta de generación pequeña diseñada para suministrar electricidad a la red aún requiere de un PPA para demostrar la viabilidad financiera del proyecto. Normalmente, como parte del PPA, la empresa de servicios públicos también exige que el desarrollador se comprometa a un conjunto de normas operativas técnicas aprobadas. El promotor o desarrollador promedio de sistemas pequeños podría no estar preparado para la tarea de ejecutar tal PPA. Además, a menudo el desarrollador se encuentra con resistencia inmediata de parte de la empresa de servicios públicos titular en contra de la conexión de pequeñas centrales eléctricas a la red de la empresa de servicios públicos. A menudo la empresa de servicios públicos es recelosa de los costos que implican administrar los contratos de muchos generadores pequeños; un gran número de generadores pequeños basados en energía solar y eólica podría potencialmente degradar la calidad técnica global del suministro; además, y más comúnmente, las empresas de servicios públicos simplemente no están preparadas para la generación distribuida. Por lo tanto, el regulador interviene para facilitar la interfaz entre la empresa de servicios y los desarrolladores de pequeñas centrales eléctricas en la red.

Acuerdo de Compra de Energía (PPA)
Un contrato para vender y comprar electricidad se conoce como Acuerdo de Compra de Energía (PPA, por sus siglas en inglés). El comprador, quien podrá ser un distribuidor o un cliente grande, contrata a un Productor Independiente de Energía (*Independent Power Producer,* "IPP") para que suministre cantidades específicas de energía y capacidad por un período acordado. El PPA le garantiza al comprador una fuente de electricidad para vender a los clientes. Para el IPP, el PPA demuestra a los prestamistas del proyecto la viabilidad del mismo. Demuestra que las ganancias proyectadas a partir de la venta de la electricidad serán suficientes para reintegrar los préstamos. La viabilidad demostrada por el PPA también asegura a los accionistas que el proyecto les proporcionará un retorno sobre su inversión.

Debido a su centralidad, el PPA debe ser cuidadosamente diseñado, especialmente ya que se firma mucho antes del comienzo de la construcción. El período de gestación de proyectos más grandes, como plantas hidroeléctricas, podría ser de varios años. Además, desde la fecha de su inicio, el PPA por lo general abarca un período de 15 y más años. Ya que el acuerdo anticipa un futuro lleno de incertidumbres, el mismo es un documento sumamente técnico, legal y voluminoso desarrollado por equipos de expertos financieros y jurídicos. Entre los asuntos que un PPA abarcaría se encuentran la moneda del contrato, los métodos y eventos desencadenantes de revisiones de precios, los despachos de planta, y la disponibilidad de la planta.

Los reguladores de la energía juegan roles guiados por el modelo de mercado prevalente. Los mercados competitivos de Europa, EE.UU. y partes de Latinoamérica tipifican un extremo de los modelos de mercado. La madurez de estos mercados implica que hay suficientes actores con suficiente diversidad como para permitir la competencia así como también la existencia de instituciones financieras capaces de manejar las transacciones de los mercados de energía. En estos mercados, el regulador de la energía juega solamente un papel indirecto en la ejecución de los PPA. Sin embargo, tanto proveedores como compradores deben estar conscientes del marco regulador aplicable a los segmentos regulados de los consumidores objetivo. En el otro extremo de los modelos de mercado se encuentra el modelo de un solo comprador, en el cual todos los IPP le venden energía a un comprador central que opera y frecuentemente es propietario de los activos de transmisión, y a menudo de los de distribución. Aunque la práctica detallada varía, la ejecución de un PPA requiere del consentimiento, si no de la aprobación formal, del regulador. En muchos países en vías de desarrollo, los IPP que existen al margen de una empresa estatal de servicios públicos pueden competir por el mercado no regulado de grandes consumidores. Sin embargo, debido a la dominancia de las empresas estatales de servicios públicos, y debido a que éstas son dueñas de los activos de transmisión y distribución, el mercado tiende a reducirse a un modelo de comprador único. Cuando además existe un déficit en la capacidad de generación, la empresa de servicios públicos ofrece las mejores garantías para los PPA de largo plazo. Debido a la ausencia de competencia, esta estructura de mercado atrae al regulador en participación directa en la ejecución de los PPA.

Suministro a redes aisladas
Otro tipo de proyecto de generación a pequeña escala es aquel que proporciona suministro a una red aislada. Algunas de las comunidades objetivo a menudo son surtidas por plantas térmicas basadas en combustibles de propiedad de la empresa de servicios públicos. En este caso, el regulador puede emitir lineamientos para una metodología de tarifas a usarse para las decisiones de inversión. Una agencia para la electrificación rural también puede asegurar que la metodología para las tarifas tome en cuenta cualquier esquema de subsidios existente para reducir la tarifa por medio de la compensación de las inversiones de capital.

Proyectos de mini redes
En el tipo de proyectos de mini redes, los productores de energía dan suministro a una comunidad local, pero también tienen la posibilidad de exportar a la red. También en este caso el regulador puede proporcionar lineamientos obligatorios para las tarifas destinadas a consumidores de comunidades locales, en paralelo a aquellas para exportaciones a la red principal.

Principales Características de un PPA
Las siguientes son las características más importantes de un PPA:

1. El PPA protege la tarifa que aplicará a la capacidad disponible y la producción eléctrica de la planta. Por lo general, la tarifa consiste en dos partes: la primera es un cargo fijo basado en la inversión de capital, incluyendo un retorno sobre el patrimonio, y la segunda es un cargo variable por la cantidad de energía suministrada y por los costos variables del productor.
2. El PPA garantiza la tarifa a lo largo de la vida útil del contrato, con duraciones típicas de15 a 30 años. En el transcurso de tal período muchos factores cambian y afectan el valor de la moneda pagada. Dos ejemplos de dichos factores son la inflación y el tipo de cambio. El segundo de estos factores es de especial importancia cuando se denomina un PPA en una moneda diferente a la moneda con que los clientes pagarán. Los prestamistas del proyecto del IPP necesitan una garantía de que los flujos de ingresos establecidos en la moneda del PPA pueden servir la deuda. Por lo tanto, el PPA incluye métodos para la revisión periódica de la tarifa.
3. En el modelo de un sólo comprador, el PPA a menudo impone una obligación sobre la empresa de servicios públicos de comprar todo el producto de productores acreditados, minimizando así el riesgo del productor. Por otro lado, el regulador actúa para asegurar que los precios ofrecidos al consumidor reflejen únicamente el costo de mantener la planta que se usa para producir la electricidad.

Este estudio destaca cómo se pueden usar los PPA para alentar a los inversionistas a colocar su dinero en proyectos pequeños de energías renovables. Estos proyectos contribuyen a la capacidad global de un sistema de suministro; también proporcionan un medio efectivo para proporcionar electricidad a nuevas áreas, especialmente a zonas rurales de países en vías de desarrollo.

El Programa de Desarrollo de Proyectos Pequeños de Energía en Tanzania

El Programa de Desarrollo de Proyectos Pequeños de Energía (*Small Power Project Development Programme*, "SPPDP") en Tanzania promueve el uso de energías renovables y la cogeneración. El gobierno anticipa que los proyectos pequeños de energía basados en fuentes de energías renovables acelerarán el proceso de electrificación rural. Para asegurar que tome en cuenta las opiniones the las partes interesadas, EWURA lideró la formación de un Grupo de Trabajo sobre el Desarrollo de Energía a Pequeña Escala (*Working Group on Small Power Development,* "WGSPD"). El Grupo, el cual se reúne dos veces al año, asesora a EWURA sobre revisiones regulares del Programa de Proyectos Pequeños de Energía y juega un papel activo en la revisión

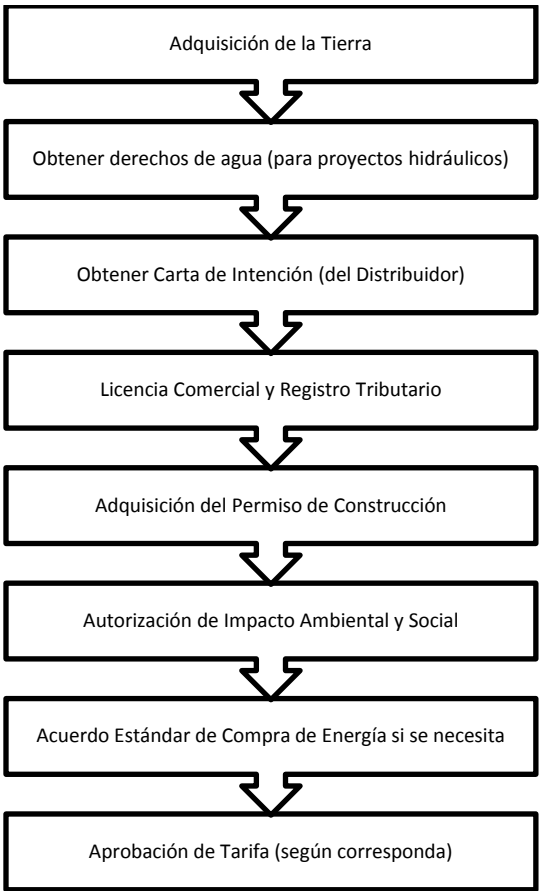
anual de las Tarifas Estandarizadas para Proyectos Pequeños de Energía. El Grupo incluye a representantes del Ministerio de Energía y Minerales, a la Agencia de Energía Rural, a TANESCO y a desarrolladores de Proyectos Pequeños de Energía.

Lineamientos

En 2011, a fin de ayudar a los desarrolladores de Proyectos Pequeños de Energía, EWURA publicó los "Lineamientos para el Desarrollo de Proyectos Pequeños de Energía". Éstos explican:

a) Las leyes y procedimientos relacionados con los Proyectos Pequeños de Energía
b) Cómo obtener licencias
c) Cómo obtener otros permisos del proyecto
d) Los aspectos comerciales y reguladores para la implementación de Proyectos Pequeños de Energía.

El documento de 10 páginas concluye con el siguiente resumen de las etapas de desarrollo de Proyectos Pequeños de Energía:



Un apéndice de 20 páginas de los Lineamientos consiste en formularios y modelos para el uso inmediato de los desarrolladores y sus socios. Por ejemplo, un documento que un desarrollador necesita en las primeras etapas del proceso es una Carta de Intención, en este caso, de TANESCO. Los Lineamientos tienen un modelo para la solicitud a TANESCO y otro

para su respuesta. De esta forma, los Lineamientos, los formularios y los modelos de documentos simplifican las tareas de planificación del proyecto para los desarrolladores pequeños.

La Ley de Electricidad

El Programa de Desarrollo de Proyectos Pequeños de Energía deriva su mandato de la Ley de Electricidad de 2008. EWURA, REA y TANESCO tienen obligaciones legales para con los desarrolladores pequeños de energía. Siempre y cuando se satisfagan las condiciones establecidas en la ley, un distribuidor, principalmente TANESCO, está obligado a aceptar solicitudes de conexión a la red. Al minimizar el criterio del distribuidor, la ley ayuda al desarrollador a reducir el riesgo del proyecto. TANESCO ha establecido en la Dirección de Distribución una oficina dedicada a Proyectos Pequeños de Energía la cual se encarga de responder consultas y asesorar a posibles desarrolladores sobre todo, desde cómo obtener permisos hasta explicar los requisitos técnicos para las interconexiones. Tal oficina también está estipulada en la Ley de Electricidad, minimizando así los obstáculos burocráticos para los pequeños desarrolladores.

La Parte VII de la Ley de Electricidad está dedicada a la electrificación rural. La ley impone de varias maneras a EWURA tener en especial cuenta las necesidades y requisitos de la electrificación rural. Así pues, según la Ley, EWURA puede delegar sus funciones de monitoreo a REA y, a fin de promover la electrificación rural, EWURA puede ordenar estándares regulatorios menos estrictos destinados a reducir los costos.

Tanzania se ha asegurado de que las estrategias para la promoción del uso de energías renovables en el proceso de electrificación rural se encuentren consagradas en las leyes. Con esta medida Tanzania busca proporcionar un ambiente estable para las inversiones del sector privado. Cumpliendo con su mandato, EWURA ha publicado dos conjuntos de documentos en su sitio Web (www.ewura.go.tz): modelos para los PPA y lineamientos sobre las metodologías de las tarifas.

Pequeños PPA

EWURA concede licencias a Proyectos Pequeños de Energía (*Small Power Projects*, "SPP") de hasta 10 MW. Sin embargo, los proyectos rurales de 1 MW o menos se encuentran en una categoría aparte, que no exige licencia, siendo su única obligación el presentar informes operativos regulares a EWURA. Debido a las pequeñas cargas eléctricas, 1 MW puede mejorar considerablemente la calidad de vida de una villa. Las necesidades típicas de una villa incluyen el bombeo de agua, calefacción, iluminado, refrigeración, cargado de teléfonos, funcionamiento de televisión y radio, y molienda de granos. Una central eléctrica de 1 MW contribuye en gran medida a satisfacer tales necesidades. Por lo tanto, con una gestión sensata de las cargas de bombeo y calefacción, el enfoque ligero que EWURA le da a los proyectos de hasta 1 MW tiene el potencial de aumentar el acceso a la electricidad para los hogares e instituciones sociales tales como escuelas y centros de salud.

Los SPP que necesitan de licencia de EWURA pueden suministrar energía a la red de TANESCO o a una mini red aislada. Los desarrolladores de tales proyectos pequeños de energía, tanto de redes como de mini redes, tienen libre acceso a varios materiales de

implementación. Entre los más importantes se encuentran los PPA Estandarizados producidos por EWURA en 2009, los cuales pueden descargarse del sitio Web de EWURA. La estructura de los PPA en los dos casos es idéntica, e incluye las disposiciones clave para la venta y compra de energía, para la interconexión y la medición, y para la duración o vida útil del acuerdo, 15 años. Durante la vida útil del Acuerdo de Compra de Energía a Pequeña Escala (SPPA, por sus siglas en inglés), el distribuidor o TANESCO está obligado a comprar toda le energía disponible de la planta. La versión actual del SPPA también anticipa eventos después de la inminente reestructuración de TANESCO. Ya que el Gobierno anticipa reestructurar a TANESCO para el año 2015, los PPA minimizan las incertidumbres entre los inversionistas sobre el estatus de los proyectos después de que se desagregue TANESCO.

La semejanza de los SPPA para proyectos pequeños de energía de red y mini red surge de la estructura del mercado de electricidad definido por la Ley de Electricidad de 2008 que prohíbe la posesión simultánea de activos de generación y distribución. La diferencia reside solamente en algunos de los arreglos detallados. Por ejemplo, el lanzamiento del Plan Maestro de Sistemas de Energía[106] dará como resultado la extensión de la red a zonas rurales que quizás ya reciban suministro de una mini red aislada. En tal caso, el SPPA para proyectos de mini redes estipula los derechos de los propietarios y las condiciones de transferencia a la red principal. Otro ejemplo es la posesión y lectura de medidores. Para la generación de la red principal, el distribuidor es propietario, lee y mantiene los medidores, mientras que para las mini redes, estas condiciones corresponden al vendedor de energía, o sea, el SPP. Los arreglos de medición para Proyectos Pequeños de Energía de la red principal son coherentes con la práctica en la mayoría de las jurisdicciones: la empresa de servicios de distribución es dueña del equipo y responsable por su lectura. El enfoque distinto adoptado por los sistemas aislados de mini redes reduce la carga técnica y financiera sobre la entidad distribuidora. En el contexto de la electrificación rural, este arreglo ofrece una flexibilidad muy necesaria para la formación de una entidad de distribución, la cual podría ser una organización comunitaria.

Metodología para las Tarifas

La metodología para las tarifas de SPP yace en el concepto de costos evadidos. Según este principio, la metodología determina una tarifa comparable al costo de las opciones alternativas disponibles al comprador. TANESCO tiene muchas redes aisladas que son suministradas a partir de plantas a base de combustibles en diferentes sitios del país. Ya que se prevé que éstas se integren eventualmente con la red principal, el principio de costo evadido se aplica a todos los Proyectos Pequeños de Energía. Sin embargo, la aplicación de la metodología a SPP de mini redes y de redes principales difiere por varios motivos. El costo de operar generadores a base de combustibles es mayor que el costo promedio ponderado de generación de TANESCO. Por lo tanto, EWURA ajusta las tarifas de las mini redes al costo de operar los generadores a base de diésel o combustible de petróleo pesado (HFO, por sus siglas en inglés) que son desplazados por las fuentes de energías renovables. El resultado es que las tarifas para las mini redes son considerablemente más altas que aquellas para la generación de la red principal.

Usando el principio de costos evadidos, la tarifa refleja un estimado confiable de los costos de generación de largo plazo de TANESCO. Sin embargo, existen variaciones significativas a corto plazo en los costos de suministro de TANESCO ocasionadas por un déficit subyacente en la capacidad total y sequías recurrentes que reducen la disponibilidad de las centrales

hidroeléctricas. Para hacer frente a estas variaciones, EWURA revisa y determina anualmente una Tarifa SPP Estandarizada. Antes de firmar un PPA se establecen un precio mínimo y un precio máximo. El Proyecto Pequeño de Energía recibe la Tarifa SPP Estandarizada ajustada anualmente, siempre y cuando caiga dentro del rango comprendido entre los precios mínimo y máximo. El precio máximo se ajusta usando el Índice de Precios al Consumidor de Tanzania. Para garantizar que haya equidad para el consumidor y el productor por igual, EWURA ha comenzado a revisar las tarifas basándose en un informe de un Estudio de Costos del Servicio realizado en el año 2013. Por medio de una mejora continua de la metodología de tarifas y asegurándose de que las tarifas garanticen la viabilidad de la industria, EWURA espera establecer un ambiente de inversión predecible y atractivo para Proyectos Pequeños de Energía.

A fin de agregar ímpetu al desarrollo de mini redes, en el futuro EWURA usará una metodología de tarifas basada en el costo en lugar de la metodología de costos evadidos de TANESCO. Esto dará como resultado tarifas más atractivas para los inversionistas, pero menos atractivas para los consumidores quienes tendrán que pagar más. Estos consumidores pagan una tarifa uniforme de TANESCO que se encuentra muy por debajo del costo de operar generadores a diésel. Sin embargo, la electricidad tiende a ser errática porque a menudo los generadores carecen de combustible. Por lo tanto, el costo más alto de las energías renovables se compara realísticamente no con la generación a base de diésel, sino con la madera, el carbón, el kerosén y los desechos agrícolas, todos los cuales son tipos regresivos de energía y ultimadamente mucho más caros.

Resultados

Entre septiembre de 2009 y febrero de 2013, EWURA aprobó 10 Proyectos Pequeños de Energía de tamaños comprendidos entre 0.3 MW y 10 MW. De una capacidad total de 40.1 MW, 22.5 MW provinieron de 4 proyectos hidráulicos, 15.6 MW de cinco proyectos de biomasa y 2 MW de un proyecto solar. Seis de los diez proyectos fueron para proyectos fuera de la red. La Tabla 1 muestra los proyectos para mini redes y para la red principal a octubre de 2013.

Tabla 1: Resumen de desarrolladores de Proyectos Pequeños de Energía (2009 – 2013)

Mini (Fuera de la red)			**Principal (En la red)**		
Nombre	**Tecnología**	**MW**	**Nombre**	**Tecnología**	**MW**
Plantas operativas			*Plantas operativas*		
Ngombeni	Biomasa	1.5	TANWAT	Biomasa	1.5
Symb-KMRI Tunduru	Biomasa	0.3	TPC - Moshi	Biomasa	9
Symb-KMRI Kigoma	Biomasa	3.3	Mwenga - Mufindi	Hidráulica	4
St Agnes Chipole	Hidráulica	7.5	EA Power - Tukuyu	Hidráulica	10
AHEPO	Hidráulica	1		TOTAL	**24.5**
NextGen Solawazi	Solar	2			
	TOTAL	**15.6**	*Cartas de Intención*		
Cartas de Intención			Mupembazi	Hidráulica	10

Mofajus - Mpanda	Hidráulica	1.2	Darakuta	Hidráulica	0.9
Nkwilo Hydro - Sumbawanga	Hidráulica	2.9	Tangulf - Nakatuta	Hidráulica	10
Windpower Mpanda	Solar	1	Ilundo Community	Hidráulica	0.4
	TOTAL	***5.1***	Maguta Hydro	Hidráulica	2.5
			Luganga Hydro	Hidráulica	2.8
			Luswisi Hydro	Hidráulica	4.7
					31.3

La Tabla 1 muestra que los proyectos hidráulicos atraerán las inversiones más altas en comparación con otras tecnologías. Los proyectos solares y eólicos no son atractivos porque la tarifa es demasiado baja. Actualmente las discusiones giran en torno a tarifas específicas para cada tecnología y un esquema realzado de subsidio de capital. El gobierno tanzano planea introducir una Política de Subsidio Energético que estribará por esclarecer los objetivos y metas de los subsidios. La Tabla 1 también muestra un predominio de los proyectos hidráulicos planeados a dar suministro a la red principal. Los promotores de proyectos prefieren a TANESCO como su comprador principal debido a su tamaño, aún si no paga a tiempo. TANESCO como comprador les da a los desarrolladores un alcance mucho más amplio para una alta utilización de la energía proveniente de las plantas y por lo tanto buenas ganancias. Debido a que la Ley de Electricidad obliga a los desarrolladores a dar suministro a las comunidades aledañas, los proyectos de mini redes también avanzan la electrificación de las zonas rurales, pero solamente para poblaciones cercanas a la red y a las centrales hidroeléctricas planeadas. La limitación vuelve a enfatizar la importancia de los esfuerzos por estimular un mayor interés en otras formas de energía que tengan una mayor flexibilidad de diseño, especialmente con respecto al tamaño: solar, eólica y de biomasa. En el año 2014, se revisará la Política Energética de 2003, y es la intención del gobierno tanzano el mejorar las políticas para las energías renovables, tomando en cuenta la experiencia con Proyectos Pequeños de Energía hasta ahora.

Siguiendo la misma línea de la Ley de Electricidad, TANESCO está programada a pasar por una reestructuración antes de 2015. Se encuentra entre los 29 proyectos incluidos en los "¡Grandes Resultados Ahora!". Un objetivo importante es la viabilidad financiera de la industria eléctrica. El sector privado acogerá la reestructuración, especialmente si reduce las restricciones políticas y sociales a la revisión de las tarifas minoristas. La tarifa baja de la red principal y los pagos atrasados a los Proyectos Pequeños de Energía por parte de TANESCO son desincentivos para nuevas inversiones.

Conclusión

Los proyectos de generación de energías renovables ayudan a aumentar la capacidad del sistema de una manera sustentable. A menudo los proyectos también desplazan a los generadores a base de combustibles que resultan costosos para el país y para el medio ambiente. Cuando las fuentes de energías renovables suministran mini redes aisladas, tienen el potencial para aumentar el ritmo de los programas de electrificación rural debido a su tiempo de desarrollo

relativamente corto. También cuentan con la ventaja de líneas de transmisión y distribución más cortas, y esto reduce los costos generales. Por lo tanto, reducir las barreras para el desarrollo de proyectos pequeños de energía basados en energías renovables puede contribuir al avance de las múltiples políticas en los sectores de energía y medio ambiente.

Los reguladores, las agencias de energía rural y las empresas de servicios públicos pueden colaborar para facilitar la participación de inversionistas privados en proyectos pequeños de energía. Un área importante de la intervención es la ejecución de PPAs. Este estudio demuestra que en Tanzania un enfoque coordinado ha comenzado a producir resultados.

GAMBIA: CONCESIÓN DE LICENCIAS E INTERCONEXIÓN

2013

GAMBIA: CONCESIÓN DE LICENCIAS E INTERCONEXIÓN DE GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE

2013 Estudio de caso por Jorry Mwenechanya

Gambia es un país pequeño de 11,300 km^2 ubicado en la costa oeste de África, bautizado con el nombre del río que fluye en el centro del país. Aparte de su línea costera atlántica, Gambia está completamente rodeada por Senegal. Al 2010, la mayoría (58%) de la población total de 1.8 millones de personas vivía a lo largo de la costa en asentamientos contiguos alrededor de la capital conocida como el Área Metropolitana de Banjul. Gambia cuenta con pocos depósitos de recursos naturales y menos de la mitad de las tierras arables se encuentran bajo cultivo. Sin embargo, más del 70% de las personas dependen de la agricultura para su subsistencia. Un mayor uso de los servicios energéticos modernos, especialmente la electricidad en las zonas rurales, podría aumentar significativamente los ingresos domésticos.

Incluso de acuerdo a los estándares del África subsahariana, la dependencia de los hogares de Gambia de la leña y el carbón, estimada en más del 90%, es alta. Este predominio aplastante de la leña y el carbón en el consumo de energía primaria está seguido por productos derivados del petróleo. Gambia depende del petróleo pesado (*heavy fuel oil*, HFO) y del diésel para generar casi toda su electricidad y como un sustituto para la cocina doméstica. Careciendo de una industria petrolera local, la importación de productos derivados del petróleo debilita la posición de la balanza de pagos del país y pone presión sobre la viabilidad y el crecimiento de la industria eléctrica. Además, las emisiones de CO_2 procedentes de combustibles fósiles y de la utilización generalizada de leña y carbón generan serias preocupaciones ambientales. Este caso de estudio describe los esfuerzos que se están adoptando en Gambia para aprovechar las energías renovables para la futura producción de electricidad, destacando el papel del regulador como un punto focal para iniciativas nuevas.

EL SISTEMA DE ENERGÍA

El sistema de energía de Gambia, con una capacidad total instalada de generación de 88 MW, consiste en un anillo de transmisión de 33 kV en el Área Metropolitana de Banjul y cinco redes aisladas de distribución que sirven las partes rurales del país conocidas como Regiones. La Compañía Nacional de Agua y Electricidad (*National Water and Electricity Company,* NAWEC), una empresa de servicios públicos de propiedad 100% estatal, asume la responsabilidad principal por el suministro de electricidad y por todos los servicios de agua y aguas residuales. NAWEC se organizó en 1996 después de que el estado cancelara una concesión de gestión que tenía anteriormente con SOGEA, una empresa francesa.[107] El crecimiento de la economía nacional, y en particular la expansión de los sectores clave de agricultura y servicios, requiere de un aumento correspondiente en la capacidad de suministro eléctrico. Además, el país concede prioridad al aumento del índice de acceso a la electricidad de los hogares. El índice promedio

nacional de acceso a la electricidad es del 35%, pero en algunas regiones rurales, el índice cae por debajo del 5%.

Además de déficits de generación, NAWEC enfrenta el reto de apagones no planeados en el sistema, ocasionados por infraestructura obsoleta y equipos anticuados. La sola compra de combustibles para generadores consume el 70% del presupuesto de la empresa de servicios públicos, dejando muy poco para el mantenimiento del sistema y la renovación de equipos. Como ejemplo, la central eléctrica más grande en Kotu, con una capacidad nominal de 46 MW, tiene una disponibilidad de planta de entre 55-75%, forzando a NAWEC a administrar el sistema a través de un deslastre considerable. NAWEC ve a la energía renovable como una opción factible y realista para diversificar más allá de combustibles fósiles caros. La empresa de servicios públicos también se beneficiaría de las bajas pérdidas de transmisión y distribución asociadas con la generación distribuida.

Por lo tanto, NAWEC está ansiosa por entender cómo puede mantener la integridad técnica de los sistemas interconectados en un ambiente de generación distribuida.

La Promoción de la Energía Renovable en Guatemala

Otros países han tomado rumbos similares al que está siguiendo Gambia, tal y como lo demuestra el siguiente ejemplo de Guatemala. El marco regulatorio de Guatemala para atender a la promoción de la inversión en proyectos de energía renovable. Esto se logró a través de la inclusión del concepto de Generación Distribuida Renovable (GDR) en la Ley de Regulación de la Electricidad. La revisión de la Ley estuvo motivada en parte por la necesidad de reducir la dependencia en los combustibles fósiles importados para la generación, y en parte por el reconocimiento de que Guatemala tenía fuentes importantes de energía renovable distribuidas por todo el país que podrían ser explotadas para satisfacer la demanda eléctrica del país. Para dar efecto práctico a la ley, el ente regulador, CNEE (*Comisión Nacional de Energía Eléctrica*), emitió en 2008 una Norma Técnica para la para la Conexión, Operación, Control y Comercialización de la Generación Distribuida Renovable. La norma tiene como objetivo proyectos de energía renovable por debajo de 5 MW de capacidad.

Los elementos esenciales de la Norma Técnica son:

1. Lo distribuidores están obligados a permitir la conexión con sus instalaciones y a hacer los cambios o extensiones necesarios para permitir la operación de la GDR.
2. El regulador aprueba la conexión tras asegurarse de que el distribuidor ha hecho una evaluación razonable de los cambios y extensiones necesarios, y de que los costos asociados estimados sean razonables. Estos costos son responsabilidad de la GDR.
3. Si la energía de la GDR no es contratada, el distribuidor se convierte en el comprador. La remuneración a la GDR "es el valor máximo igual al Precio de Oportunidad de la Energía en el Mercado Mayorista", tomando en cuenta las pérdidas de la red.

Requisitos técnicos adicionales incluyen la obligación del distribuidor de suministrar un medidor bidireccional de energía. Al usuario se le acredita cualquier superávit acumulado durante un período de tres meses, después de lo cual se restablece el medidor a cero.

Desde 2008 Guatemala ha aprobado varios proyectos de 5 MW o menos, agregando 35 MW de capacidad de generación al sistema para el período hasta el 2013.

Reforma y Regulación

Gambia ha dado pasos importantes para ampliar el suministro de electricidad y promover la utilización de las energías renovables. La promulgación de la Ley de Electricidad de 2005 abrió los segmentos de la generación y la distribución a la participación del sector privado e instituyó un régimen de acceso abierto. La liberalización no cambió la naturaleza de empresa estatal de servicios públicos y único proveedor de electricidad y servicios de agua de NAWEC. Se ha reconocido desde hace mucho tiempo que la integración de estos servicios da como resultado considerables subsidios cruzados de la electricidad al

agua, socavando la capacidad de NAWEC de proporcionar electricidad adecuada y confiable a sus consumidores. Además, la tarifa del consumidor se encuentra por debajo de la correspondencia con los costos debido a que NAWEC no recupera del todo el costo del combustible. Esto es una preocupación no sólo para la empresa de servicios públicos, sino también para el regulador y el estado. Para revelar el verdadero costo de los servicios y mejorar la plataforma de inversión para la electricidad, la industria necesita una nueva estructura que separe los dos servicios. No obstante, como resultado de las reformas de liberalización, un productor independiente de energía (PIE) en 2008 encargó una planta convencional de generación de 25 MW a base de HFO, la cual agregó más del 50% a la capacidad instalada del sistema del Área Metropolitana de Banjul. La entrada del PIE señaló la confianza del sector privado en el clima general de inversiones del país y específicamente en el ambiente regulatorio para el sector energía.

Fundada en 2004 como un organismo autónomo, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (*Public Utilities Regulatory Authority*, PURA)[108] regula todos los servicios públicos, incluyendo la electricidad, las comunicaciones, el agua y las aguas residuales, y el transporte. PURA deriva su mandato general de la Ley PURA de 2001, que define los arreglos institucionales y poderes generales. Además, la Ley de Electricidad de 2005 describe el mandato específico de PURA en el subsector electricidad. Bajo estas leyes, PURA recomienda la emisión de licencias y la aprobación de tarifas al Ministerio de Energía.

El advenimiento de PURA al sector energético de Gambia requería que los titulares se adaptaran a nuevos requisitos e intervenciones regulatorias. Desde su creación, PURA ha demostrado los beneficios de la regulación independiente para el sector energético y para el desarrollo nacional en general. PURA ofrece un marco institucional claro de regulación del sector energía y otros sectores, y esto es esencial para una gestión eficiente de los servicios públicos y para atraer inversión privada tan necesaria.

Adoptar mejores prácticas regulatorias y realizar campañas de consulta y concienciación pública son las características distintivas del enfoque que usa PURA para conseguir apoyo público para nuevas iniciativas. Regularmente organiza giras rurales, conocidas como Bantaba[109], para escuchar las preocupaciones de las comunidades rurales y para explicar temas como la conservación de la energía y la seguridad eléctrica. Ofrece un foro conocido como el Parlamento de Consumidores durante el cual los consumidores, actuando como una especie de asamblea parlamentaria, responsabilizan al ente regulador y a los proveedores de servicios por sus decisiones y compromisos asumidos. PURA incluso ha reservado tiempo de radiodifusión en estaciones radiales comunitarias para diseminar información y educar más a los consumidores. Por medio de este tipo de esfuerzos, los resultados de PURA en el sector energía han ayudado al gobierno de Gambia a cristalizar importantes asuntos de políticas y a esquematizar un mapa de estrategias para el futuro. PURA juega un papel cada vez más central en aprovechar la experiencia internacional para aumentar la capacidad de desarrollo del país. De un modo bastante importante, estas relaciones ayudan a PURA a cultivar su competencia en la regulación técnica y sus habilidades en la promoción de políticas progresistas. En los últimos años, PURA ha promovido la inversión en energías renovables, especialmente en las plantas pequeñas que favorecen el tamaño y la naturaleza de las redes de distribución de Gambia.

LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN GAMBIA

Recientemente, las energías renovables han emergido como una posible solución a corto y mediano plazo para satisfacer las necesidades energéticas de Gambia, especialmente en suministro de electricidad.

Varios proyectos en los últimos años indican el potencial de las energías renovables para satisfacer las futuras necesidades de energía de Gambia. En 2008, en la villa de Batokunku[110], cerca de Banjul, se instaló un aerogenerador de 150 kVA para suministrar 80 conjuntos residenciales alrededor de una red aislada. En 2012, el estado, con el apoyo de UNIDO/GEF, lanzó seis proyectos de demostración para fomentar las energías renovables[111]. Estos proyectos también promueven el desarrollo comunitario. El proyecto proporcionó financiamiento parcial y apoyo técnico a los desarrolladores del sector privado de proyectos de energía solar y eólica en diferentes lugares[112]. Éstos incluyen un aerogenerador de 2x450 MW conectado a la red NAWEC y un aerogenerador de 450 kW para una mini-red para suministrar energía a una comunidad pesquera en Tanji, cerca de Batakunku, y un sistema híbrido solar-eólico de 84kW para suministrar energía al centro de capacitación de la Asociación Mbolo de Brikama, que empodera a las mujeres con habilidades empresariales.[113]

De las tres formas de energías renovables relevantes para Gambia – solar, eólica y de biomasa – la solar parece ser la más prometedora. Durante todas las estaciones, la radiación solar en Gambia se encuentra entre 4,500 a más de 5,300 Wh/m^2 por día, lo que es considerablemente mayor que en otras regiones del mundo donde la energía solar ha echado raíces.[114] Los precios cada vez menores de los paneles fotovoltaicos aumentan el atractivo de la energía solar como una opción realista para la generación a gran escala. En julio de 2011, la vecina Senegal inauguró una fábrica para producir paneles fotovoltaicos, lo que abre la posibilidad de costos de importación más bajos para Gambia. La contribución de los paneles fotovoltaicos al costo total de un sistema solar ha caído a alrededor del 20% comparado con hace una década, cuando era entre un 50 y un 60%.[115] Entre los proveedores de soluciones, la atención se centra menos en los paneles fotovoltaicos que en los equipos auxiliares, y los costos son una consideración importante para cualquier consumidor, especialmente en un país como Gambia donde la mayoría de la población vive por debajo del nivel de pobreza.

Concesión de Licencias

PURA ha liderado un proceso para agilizar el procedimiento de concesión de licencias con el fin de promover la participación del sector privado en la industria eléctrica. En un Foro Nacional sobre la Regulación de la Energía Renovable celebrada en enero de 2012,[116] los participantes expresaron varias preocupaciones, incluyendo un proceso poco claro y plazos inciertos para la aprobación gubernamental de los titulares de licencias. En este punto PURA y las agencias del sector – el Ministerio de Energía y Minas, NAWEC, la Agencia Nacional para el Medio Ambiente (*National Environmental Agency*, NEA), y la Agencia de Gambia para la Promoción de la Inversión y la Exportación (*The Gambia Investment Promotion and Export Promotion Agency*, GIEPA) – ya habían reconocido que estos obstáculos aumentaban los costos de transacción.

Después de una serie de reuniones y de obtener opiniones y aportaciones de expertos externos, incluyendo reguladores americanos de NARUC, PURA produjo un procedimiento de 7 pasos, clarificando y agilizando el proceso de concesión de licencias de un PIE. Esto se

muestra en la Figura 1. Para apoyar el procedimiento, PURA también ha desarrollado un modelo de Acuerdo de Compra de Energía (*Power Purchase Agreement*, PPA) que, entre otras cosas, define la metodología de asignación de precios, los requisitos técnicos y de medición, y los derechos y obligaciones de la empresa de servicios públicos (NAWEC) y un PIE. La disponibilidad del modelo de PPA permite que las negociaciones comiencen antes en el proceso de solicitud. Para ayudar aún más a posibles inversionistas y desarrolladores, el sitio de Internet de PURA (www.pura.gm) actúa como un portal único para conseguir formularios de solicitud descargables, las leyes aplicables e información general sobre el sector y sobre PURA. Estas medidas de transparencia están diseñadas para facilitar la entrada al sector y engendrar confianza en el marco regulatorio.

Pasos a Seguir para una Solicitud de PIE

1	Reunirse con NAWEC (para confirmar su interés)	
2	Obtener el formulario correspondiente de PURA	Negociar PPA con NAWEC
3	Obtener permiso de tierras	
4	Realizar Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) y obtener autorización	
5	Presentar PPA, autorización de EIA, estudios de factibilidad, permiso de tierras y formulario de solicitud de licencia completado	
6	PURA verifica que la solicitud esté completa, la evalúa y hace su recomendación al Ministro	
7	PURA comunica al solicitante la decisión del Ministro; se emite la licencia.	

Sin embargo, los requisitos de concesión de licencias estándar de PURA para la generación, transmisión y distribución, diseñados principalmente para grandes sistemas convencionales, pueden ser agotadores para los pequeños productores de energía renovable. La preparación de documentos complejos que toman mucho tiempo, como un estudio de viabilidad e informes de evaluación de impacto ambiental, planes de negocio y planes de implementación de proyectos, pueden representar un lastre para posibles desarrolladores de sistemas pequeños. El solicitante también necesita presentar estados financieros auditados por tres años y debe demostrar competencia técnica e industrial. Estas complejidades y sus costos asociados inhiben al desarrollador pequeño.

PURA reconoce que muchos de los requisitos en el formulario estándar de solicitud de licencias tienen poca relevancia para las plantas de energía renovable distribuida y pequeñas redes aisladas. Por los tanto, PURA ofrece orientación sobre algunos de los requisitos técnicos, como planes de negocio y estudios de factibilidad, los cuales pueden ser dispensados. Además,

PURA y NAWEC a menudo se reúnen con funcionarios de las agencias gubernamentales relevantes, como la agencia de registro de negocios o la agencia de protección ambiental, para procesar una solicitud o esclarecer a un solicitante los requisitos esenciales. El trámite en una sola parada evita la necesidad de que el solicitante se tenga que trasladar (a veces en círculos) entre varias oficinas.

La Ley de Energías Renovables

Los trámites administrativos que PURA ha instituido para promover el desarrollo de las energías renovables a pequeña escala respaldan las metas energéticas nacionales del país. En 2013, el gobierno de Gambia planea promulgar una Ley específica de Energías Renovables que dispone el establecimiento de un Fondo para Energías Renovables y la introducción de una serie de incentivos financieros y fiscales. Éstos incluyen la exención de los equipos del pago derechos de importación y envío de prioridad de las plantas de energías renovables.

La Ley de Energías Renovables también exigirá que las agencias reguladoras simplifiquen, entre otras cosas, el proceso de obtención de permisos para la evaluación de impacto ambiental, el uso de las tierras, y la construcción. El procesamiento de las solicitudes para proyectos de energías renovables se agilizará. Por ejemplo, la ley exigirá que:

- Un solicitante debe recibir una respuesta dentro de diez (10) días hábiles y una decisión dentro de sesenta (60) días después de la presentación de la solicitud.
- El proceso de solicitud debe ajustarse al tamaño y posible impacto de desarrollo, implicando procedimientos sencillos para proyectos pequeños.

Hacer que el proceso sea sencillo, transparente, predecible y accesible mejora la transparencia y confianza en el sector.

Para los sistemas en la red, el anteproyecto de ley establece un régimen de Tarifas de Alimentación basado en reglas a ser formuladas por PURA. Las reglas estarán listas tan pronto la Ley entre en vigor y PURA planea derivar las Tarifas de Alimentación a partir de los costos evitados de la generación con combustibles fósiles. El anteproyecto de ley estipula 15 años como el período mínimo del PPA, sujeto a revisiones periódicas de las tarifas usando formulas de indexación. El anteproyecto de Ley de Energías Renovables establece un solo comprador, actualmente la empresa nacional de servicios públicos NAWEC, en un arreglo conocido como "tome o pague". El comprador está obligado además a dar prioridad de despacho a las fuentes de energías renovables. PURA ha preparado un modelo de PPA que detalla todos los arreglos comerciales entre el productor y el comprador. El anteproyecto de Ley ordena que PURA y el comprador establezcan una capacidad total máxima de energía renovable en el sistema.

Normas de Interconexión

Las normas de interconexión especifican los requisitos técnicos que debe cumplir una planta de energía renovable para suministrar energía a la red. La empresa de servicios públicos presta mucha atención a las condiciones eléctricas en el Punto de Acoplamiento Común (*Point of Common Coupling*, PCC), es decir, el punto donde la salida de la planta de energía renovable entra a la red de distribución. La empresa de servicios públicos se esfuerza por mantener las fluctuaciones de voltaje y frecuencia dentro de los límites legalmente definidos y regulados. La

empresa de servicios públicos también necesita minimizar las distorsiones durante condiciones de funcionamiento normales y defectuosas. El cumplimiento de estas normas evita daños a los electrodomésticos de los consumidores y a los equipos sensibles de los mismos proveedores. Por lo tanto, la licencia de distribución y el contrato de suministro al consumidor incluiría las desviaciones máximas permisibles de las normas. Una planta de energía renovable instalada en un PCC de bajo voltaje tiene el potencial de degradar la calidad del suministro especialmente a consumidores cercanos. Esto es debido a la naturaleza de los dispositivos y equipos utilizados para acondicionar la salida de la planta de energía renovable al estándar de la fuente convencional. Algunas fuentes de energías renovables, especialmente la eólica, tienden a inyectar energía intermitente en la red que puede causar inestabilidad de la red.

En general, el impacto de la planta de energía renovable en el sistema de distribución depende de su tamaño en relación con el resto de la red de distribución. Por esta razón, el anteproyecto de Ley de Energías Renovables de Gambia ordena a PURA y NAWEC a decidir la capacidad de generación total que puede derivarse de las fuentes de energías renovables. En general, sin embargo, las fuentes pequeñas de energías renovables tienen poco efecto sobre el funcionamiento de la red. PURA ha indicado que los proyectos actualmente en marcha incrementarán la contribución de las energías renovables al 3% de la capacidad instalada.[117] Se espera que el impulso de la Ley de Energía Renovable aumentará mucho más el aporte de las energías renovables.

En febrero de 2013, con la aprobación de PURA, NAWEC suscribió un acuerdo de interconexión, más específicamente, un acuerdo de medición neta, para un sistema solar de 20-kW instalado por un hotel en Banjul. Esto siguió a un período de negociaciones durante el cual el hotel presentó las especificaciones de los equipos y demostró su funcionamiento. NAWEC suscribió el acuerdo porque la instalación era pequeña y proporcionaba a la empresa de servicios públicos una oportunidad de adquirir un entendimiento práctico de los sistemas solares en la red sin depósito independiente. En el futuro estos arreglos estarán guiados por un Acuerdo estándar de Conexión a la Red, anexado a un PPA. PURA ha desarrollado un borrador que se encuentra en espera de la promulgación de la Ley de Energías Renovables. El acuerdo de conexión especificará las condiciones previas para el consentimiento de la empresa de servicios públicos para conectar una planta de energía renovable y cubrirá aspectos tales como la responsabilidad por los costos y los arreglos de medición. Los requisitos técnicos incluirán limitaciones de capacidad en el tamaño de la planta que puede ser conectada en un punto dado de la red. El acuerdo también impone procedimientos operativos seguros mínimos para el desarrollador.

Bajo el acuerdo de dos páginas para el esquema experimental, NAWEC factura al hotel solamente por le energía neta que consume de la red cada mes. PURA decidió que se acreditaría al hotel por ventas a NAWEC usando la tarifa minorista aprobada, lo que simplifica la contabilidad especialmente para el pequeño tamaño del sistema. El acuerdo no dice nada sobre los ingresos netos en la red, pero excluye específicamente los pagos en efectivo por NAWEC. Basándose en la experiencia de este sistema pequeño, el cual está sujeto a un periodo de seguimiento de seis meses, PURA y NAWEC planean desarrollar estándares técnicos y de facturación completos para ser aplicados a la generación de energías renovables en la red y a sistemas independientes. Este acuerdo será revisado después de la introducción de la Ley de

Energías Renovables en 2013. La disposición de NAWEC a celebrar este contrato demuestra su deseo de entender las implicaciones técnicas y administrativas de la generación independiente inyectada en diferentes puntos del sistema.

Un elemento importante de los acuerdos de interconexión tiene que ver con la medición y facturación de los flujos de energía. NAWEC ha eliminado paulatinamente los medidores de energía tipo inducción reemplazándolos con medidores pre-pagados. Esto ha aumentado la recaudación y ha minimizado el costo de lectura del medidor, mejorando así la posición de liquidez y eficiencia general de la empresa de servicios públicos. Sin embargo, para sistemas de energía renovable en la red, es necesario registrar los flujos de energía en ambas direcciones. Los pagos se basan en los flujos netos de energía, y este es el incentivo principal para los desarrolladores de sistemas de energía solar en la red. Ya que los medidores de energía tipo inducción son bidireccionales, ofrecen una solución sencilla para la medición neta que de lo contrario requeriría de dos medidores apartes. Por lo tanto, para la instalación del hotel en Banjul, NAWEC re-instaló un medidor de crédito desmantelado para medir las importaciones y exportaciones de energía de la red. Con el tiempo, PURA planea revisar la política de medición para tener en cuenta la Ley de Energías Renovables en lo referente a la generación distribuida de fuentes de energías renovables.

CONCLUSIÓN

Para su desarrollo social y económico, Gambia necesita elevar el nivel de acceso a la electricidad de su población. El crecimiento y la expansión en los sectores prioritarios de desarrollo económico también dependen de la disponibilidad continua de energía eléctrica adecuada. El obstáculo más importante para aumentar la capacidad de generación eléctrica es la alta dependencia de Gambia en combustibles fósiles. La importación de combustibles fósiles a costos elevados pone a la electricidad fuera del alcance de la mayoría de la gente y obstaculiza el crecimiento de la industria eléctrica. Además, las plantas de generación a base de combustibles fósiles degradan el medio ambiente a través de las emisiones de gases de efecto invernadero. En las circunstancias de Gambia, las energías renovables tienen potencial para ser una parte importante de la solución al desafío energético del país.

A través de políticas claras, legislación comprensiva y regulación proactiva, Gambia está sentando una base para estimular la inversión en energías renovables para sus necesidades futuras. PURA se está convirtiendo en un líder dentro del Gobierno de Gambia en términos de su capacidad técnica para desarrollar y elaborar procedimientos y reglamentos apropiados. Al mismo tiempo, PURA está garantizando que exista voluntad política para sus acciones a través de un proceso de compromiso abierto con las partes interesadas en el sector energía.

EGIPTO: CONSTRUYENDO LOS CIMIENTOS PARA LA INVERSIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

2010

EGIPTO: CONSTRUYENDO LOS CIMIENTOS PARA LA INVERSIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

Con una población de más de 78 millones (de la cual 99% tiene acceso a la electricidad), Egipto es el país número 16 más poblado del mundo. Tiene reservas de petróleo que se agotan,[118] recursos de gas natural más abundantes,[119] y un potencial eólico y solar impresionante. Egipto también está estratégicamente localizado como un centro de transportación y tiene interconexiones eléctricas con Jordania, Siria, Irak, Turquía y Libia.

La demanda de electricidad está aumentando aproximadamente 7% anualmente y se espera que continúe creciendo a este ritmo en el futuro inmediato. La demanda de electricidad de Egipto llegó a su punto máximo alcanzando los 21,330 MW para el año fiscal 2008/2009 (año fiscal junio-julio).[120] Bajo el plan de cinco años de Egipto (2007/2008-2011/2012), Egipto tiene la intención de agregar 7,750 MW de capacidad de generación de energía para satisfacer la tasa promedio de crecimiento de demanda anual esperada de 6.38%. Para el plan de cinco años (2012/2013-2016/2017), se necesitarán 11,100 MW adicionales para satisfacer la tasa promedio de crecimiento de demanda anual esperada. Así que Egipto está en busca de una cartera de recursos para aumentar el suministro, incluyendo la adición rápida de plantas térmicas, siendo la mayoría de ciclo de gas combinado.[121] En enero de 2010, el gobierno de Egipto anunció que estaba considerando construir cinco PIEs, con una capacidad total de 3500 MW. Las plantas de ciclo combinado recientemente construidas incluyen a Cairo Norte (1500 MW), Nubaria (1500 MW), Talka (750 MW) y El-Kureimart (750 MW).

Al mismo tiempo, Egipto tiene algunas de las emisiones de gases de efecto invernadero más altos del mundo. El Foro Árabe para el Medio Ambiente y Desarrollo (AFED por sus siglas en inglés) declaró que el incremento del nivel de las aguas oceánicas pone en riesgo al 6% del Producto Interno Bruto de Egipto, mientras que estudios por la ONU indican que posibles inundaciones de 4500 km² de tierra agrícola en el Delta del Nilo costarían $35 billones. Para abordar los asuntos dobles de demanda y emisiones, Egipto está tomando medidas impresionantes para desarrollar su considerable potencial de energías renovables.

El sistema regulatorio se diseñó en 1998, mientras que La Agencia Reguladora del Servicio Eléctrico y Protección al Consumidor de Egipto (EgyptEra) empezaba operaciones en el año 2001. El movimiento aparece continuo hacia ambos el fortalecimiento regulatorio y la racionalización de precios, las cuales son necesarias para hacer los recursos renovables de Egipto más competitivos en cuanto a costo y por lo tanto más atractivos a los inversionistas privados a largo plazo. En el campo de las ER, EgyptEra se ha preparado a través de los últimos años para asegurar marcos regulatorios fuertes y su capacidad para abordar una afluencia de nuevos proyectos de energías renovables.

Este perfil revisa como Egipto se está moviendo hacia esa meta examinando (1) el potencial de los recursos de Egipto; (2) la aplicación y los ajustes hechos al marco regulatorio para fomentar el uso esencial de las ER; (3) los incentivos utilizados como pasos interinos hasta que se desarrolle el mercado de las ER; y (4) el papel crucial del regulador en ayudar a llevar a buen término estas metas.

La Generación de Energía Renovable Existente y la Potencial Penetración en la Mezcla de Energías de Egipto

El potencial eólico y solar de Egipto ha sido mapeado, y parece ser sustancial. Dos terceras partes del área geográfica del país tienen una intensidad de energía solar de más de 6.4 kWh/m2/día. En algunas áreas del país, tales como la costa del mar rojo, las velocidades del viento se acercan a por lo menos 10 m/seg.[122] El país se ha fijado un objetivo de alcanzar el 20% de su mezcla de energías proveniente de las renovables antes de 2020 (principalmente de hidroeléctricas y la eólica) y 50% antes de 2050.

Para poder entender el trabajo de EgyptEra en su preparación para la penetración de las ER, es importante revisar los antecedentes del mercado energético de Egipto y las varias estrategias e incentivos de ER actualmente en lugar. En resumen, la Compañía Controladora Eléctrica de Egipto (EEHC por sus siglas en inglés) aún es dueño de 90% de la capacidad de generación de Egipto. La transmisión y distribución también permanecen en un monopolio bajo la sombrílla de EEHC (que incluye seis compañías de generación, nueve compañías de distribución y una compañía de transmisión). Se han construido instalaciones de generación usando el modelo construir, poseer, operar y transferir (CPOT)/PIE. Egipto tiene una gran historia de usar el modelo CPOT; de hecho, el Canal de Suez fue financiado usando este enfoque. Sidi Kiri, una estación de energía de gas natural de 683 MW, fue el primer PIE del país. Usando un enfoque ACE CPOT, el proyecto se otorgó a InterGen en 1998 y las operaciones comerciales empezaron en el año 2002. Se construyeron instalaciones adicionales en el Puerto Said y en el Golfo de Suez usando modelos similares.[123] En 1996, se promulgó una ley que permitía a entidades extranjeras ser dueñas de estaciones de energía, pero (provenientes de la nacionalización de los activos eléctricos en 1962) la mayoría permanecen bajo la titularidad pública de la EEHC.

Con respecto a los recursos naturales, aproximadamente el 11.2% de la energía de Egipto proviene de las instalaciones hidroeléctricas, la primera de ellas fue construida en 1960. Esta instalación, la Represa Aswan, fue construida para controlar la descarga de agua del Rio Nilo para la irrigación. En 1967, la planta hidroeléctrica Represa High de 2.1 GW fue comisionada, seguida por la comisión de la planta de energía Aswan 2 en 1985, la comisión de la planta hidroeléctrica Isna en 1993 y la de Naga-Hamadi en el año 2008. Ya se está usando la gasificación de lodos de aguas residuales de plantas de tratamiento de aguas residuales para la generación de energía (por ejemplo, la planta El-Gabal El-Asfer de 23 MW), con un potencial de generación de 1,000 MW de desechos agrícolas.

Menos del 1% de la mezcla energética actual de Egipto proviene del viento, a pesar de la abundancia de recursos eólicos, en particular el área del Golfo de Suez: Egipto Occidental (banco occidental del Nilo), la región Kharga, Egipto Oriental (banco oriental del Nilo) y el área

del Golfo de Aquaba.[124] A partir de 2008/2009, la Autoridad de Energías Nuevas y Renovables (NREA por sus siglas en inglés) de Egipto, la autoridad afiliada con el ministerio de energía que maneja la cartera de energía limpia de Egipto, ha instalado 425 MW de energía eólica, incluyendo un parque eólico en Zafarana. Zafarana ha estado en operación desde 2004 y tiene una capacidad de 360 MW, donde los vientos promedian 9 m/seg. Egipto ha registrado a Zafarana como un proyecto de MDL. Actualmente la penetración eólica es poca, la experiencia de Egipto con proyectos eólicos se remonta a hace 20 años, con la instalación de una planta de 405 MW. Varios estudios indican que la energía generada de los recursos eólicos representa la mejor oportunidad para que las ER de Egipto alcancen precios competitivos con electricidad generada por el petróleo y gas. Similarmente, la penetración solar es insignificante (que está cursando avances radicales), aunque Egipto recibe una de las radiaciones solares más altas del mundo (hasta 3000 kWh por metro cuadrado al año) y 96% del país es desierto, haciéndolo una localidad de primera para el uso de este recurso. Hace más de 20 años, Egipto emitió un decreto ministerial que requería que las casas en comunidades nuevas utilizaran sistemas de calentamiento de agua solar. Aproximadamente 500,000 metros cuadrados de tales unidades fueron instaladas, algo modesto en relación a los vecinos de Egipto (por ejemplo, Jordania instaló 6 millones de metros cuadrados e Israel instaló 3 millones de metros cuadrados). En la década de los 80 se empezó a requerir calentamiento solar para los hoteles, pero la implementación fue retrasada por la gran demanda de los hoteles de cuatro y cinco estrellas, el polvo cubriendo los paneles solares (reduciendo su eficiencia) y el agua dura causando calcificación en las tuberías. En adición a las dificultades del mantenimiento, la alta inversión inicial necesaria para estos proyectos ha probado ser una dificultad en atraer solar adicional al mercado. La operación comercial de la primera planta de energía solar térmica en Kureimat deberá comenzar pronto.[125]

Egipto enfrenta retos considerables en traer energía eólica y solar al mercado y está abordando muchos de esos temas por medio de avances en su marco regulatorio, lo cual es apoyado por varios actores del mercado, incluyendo al regulador. Esto retos incluyen:

- Actualmente, Egipto tiene algunos de los precios al por menor más bajos de electricidad (de combustibles fósiles) del mundo, haciendo más grande el reto de lograr que las energías renovables sean competitivas en costo.

- El petróleo y el gas son subsidiados en esferas altas, con la compañía de transmisión, la cual compra de los generadores y luego redistribuye la energía a las compañías de distribución, comprando la electricidad a una tasa baja. Dado que los combustibles fósiles, sin reconocer los costos sociales y externos, permanecen menos costosos que las alternativas renovables, estos subsidios de petróleo y gas exageran las distorsiones en el mercado, haciendo que las renovables sean no competitivas.

- El Ministerio de Finanzas también provee subsidios sociales, distorsionando las señales del mercado a los consumidores finales y desalentando la conservación.

- Los proyectos de energías renovables también tienden a tener costos intensivos de capital (muchas veces requiriendo tecnología y partes no producidas en

Egipto). La solar, que utiliza algunas de las tecnologías más caras, es particularmente vulnerable a la diferencia de precios.

- La mayoría de las fuentes de energías renovables tienen una intensidad de poder baja, presentando problemas para el sistema de energía, que actualmente está estructurado con plantas centralizadas, y requiere de la generación distribuida.

- Con respecto particularmente al aprovechamiento de los recursos eólicos, muchos recursos de vientos de alta velocidad están concentrados en áreas discretas y/o tierras del gobierno, requiriendo la atención de las regulaciones del uso de la tierra.

La Importancia del Marco Regulatorio Enfocado en los Renovables de Egipto y su Regulador Preparado para las Energías Renovables

El regulador juega un papel activo en la realización del potencial de las ER de Egipto y se han tomado muchas medidas en los últimos cinco años para integrar las ER con una parte más significativo de la mezcla de energía de Egipto. Entre las más importantes de estas está la Estrategia de Energía Renovable, el bosquejo de la ley de Electricidad, el Fondo de Energías Renovables y los esfuerzos para poner en vigencia una *feed-in tarrif* para proyectos más pequeños de ER. En todos estos esfuerzos, el regulador ha contribuido con su experiencia y conocimiento del sector para impulsar hacia adelante la reforma, y prepararse para la integración de las ER.

La Estrategia de Energías Renovables de 2008 marcó un paso vital en este esfuerzo, fijando un objetivo de alcanzar el 20% total de la mezcla de energía eléctrica proveniente de las ER incluyendo la hidroeléctrica antes de 2020. Tomando en cuenta la capacidad hidroeléctrica actual (y las proyecciones para esas hidroeléctricas), se espera que el 12% de la contribución de las fuentes de energía renovables que no sean hidroeléctricas tendrán que ser agregadas antes de 2020 (por ejemplo, equivalentes a la capacidad instalada de 7200 MW). La Estrategia identifica pasos concretos, incluyendo la implementación piloto de grandes proyectos solares y electrificación de áreas rurales, el desarrollo de plantas mini y micro hidroeléctricas con capacidad de menos de 100 MW, evaluando el potencial para la geotérmica y desarrollando 1000 MW de biomasa del desecho agrícola y municipal. La Estrategia también promueve la manufactura local de equipo de ER, incluyendo incentivos para las actividades que apoyan la colocación de tecnologías de ER. Como parte de sus esfuerzos para implementar la Estrategia, EgyptEra coordina con el Centro de Modernización Industrial (IMC por sus siglas en inglés) de Egipto, la cual es responsable del contacto directo con los manufactureros.

Inicialmente bajo revisión en el año 2007, una nueva Ley de Electricidad propuesta ahora está "bajo ratificación" e incluye reformas importantes al mercado, tales como el establecimiento de un operador independiente, cambiando del comprador único a un mercado bilateral, el acceso a terceras partes, y la prioridad de despacho para la generación de energía de fuentes de energía renovables. El proyecto de Ley, aunque no es definitivo, se espera que pase en gran medida en su forma actual. Ya se ha hecho un trabajo considerable por el regulador y otros para asegurar que el marco de la propuesta de Ley sea apoyado al ser aprobado. En resumen, hay cuatro

caminos por los cuales las ER están siendo incentivadas en Egipto; estas se analizan a continuación.

- ***Plantas Construidas a Través de la Licitación Competitiva:*** Bajo este enfoque, los operadores de red emitirán licitaciones pidiendo suministro de energía de recursos de ER, dirigidos a instalaciones grandes (tales como un parque eólico de 250 MW). Estas licitaciones estarán diseñadas para: controlar el incremento de la capacidad de ER de tal forma que iguale la capacidad del sistema de transmisión y la capacidad del mercado de absorber las nuevas ER; incrementar la manufactura local, incrementar las inversiones privadas; bajar los costos; y proveerle a los inversionistas garantías a través de ACEs a largo plazo. La meta es alcanzar los 2500 MW en capacidad a través de los ACEs a largo plazo, en bloques de 250 MW, dirigiéndose a grandes desarrolladores internacionales con un estado financiero fuerte y alta capacidad para la transferencia de tecnología. Los criterios de evaluación incluirán puntos adicionales para una alta participación de componentes manufacturados localmente. El papel de EgyptEra con respecto al proceso de licitación competitiva es de revisar los acuerdos de compra de energía, emitir licencias, ayudar en el proceso de revisión de inversiones y la auditoría.

- ***Feed-in Tariffs para Proyectos ER Pequeños:*** Se introducirán *Feed-in tariffs* para capacidades más pequeñas (instalaciones de menos de 50 MW), de nuevo con una meta de llegar a la capacidad de 2500 MW, y trabajarán en paralelo con el proceso de licitación competitiva. Las tarifas se fijarán por 15 años, y el desarrollo del diseño de las tarifas y contratos de los ACE está en marcha. Al igual que en el proceso de licitación competitiva, el papel de EgyptEra es el de revisar los acuerdos de compra de energía, emitir licencias, ayudar en la revisión del proceso de inversiones y auditar proyectos.

- ***La Iniciativa Solar.*** Reconociendo el potencial del recurso natural, el gobierno de Egipto ha identificado el crecimiento de la energía solar como una prioridad. La energía solar puede beneficiarse de la reciente adoptada directiva europea (2009/28/EC), que le permite a los países europeos construir plantas renovables en países terceros, proveyendo que la electricidad será exportada físicamente a Europa. Actualmente hay dos iniciativas solares regionales en las cuales Egipto podrá participar, el Plan Solar Mediterráneo y Desertec, aunque ambos están inhibidos por las limitaciones de capacidad de transmisión existentes. Para acelerar el establecimiento de la implementación de energía solar, y mitigar la falta de capacidad en transmisión a corto y mediano plazos, Egipto puede necesitar considerar métodos alternativos. Una de esas opciones sería exportar una cantidad de gas natural equivalente a la electricidad generada por fuentes de ER, mientras que usan la electricidad actualmente generada de las ER internas. Bajo la iniciativa solar, un logo registrado y reconocido internacionalmente se emitirá por el regulador el cual acredita a los consumidores de energía solar, ofreciendo a los titulares mejores términos financieros, ventajas de exportación y créditos fiscales potenciales. Los consumidores interesados se comprometerán voluntariamente a consumir hasta el 5% de su electricidad de energía solar. Un Comerciante de Energía Solar o "SET"

(por sus siglas en inglés), se establecerá para consolidar las solicitudes de compromiso y proveedores por contrato a través de ACEs de largo plazo para satisfacer estas demandas. El SET pertenecerá y será operado por una(s) institución(es) financiera(s); los clientes comprometidos pueden tener acciones en el SET, mientras que los proveedores no pueden. Las transacciones se conducirán de acuerdo a la *feed-in tariff* la cual será un costo transferido a los consumidores. Se espera que EgyptEra juegue un papel prominente:

- Emitiendo el logo/certificación de energía solar.
- Desarrollando un registro de consumidores comprometidos.
- Estableciendo mecanismos para garantizar pagos del consumidor a través de contratos de suministro de electricidad, y transacciones entre SET y operadores de redes de distribución y transmisión.
- Dando licencias a SET y monitoreando sus operaciones para asegurar la transferencia, libre competencia y la no discriminación.
- Emitiendo *feed-in tariff* solares, aprobando las ACEs y asegurando su transparencia.
- Dando licencias a los productores de energía solar; emitiendo certificados de origen.
- Asegurando el acceso de terceras partes y la prioridad de despacho.
- Asegurando la excepción de cobros de transmisión o distribución así como la banca de energía como se requiere para la Obligación Social Pública (PSO por sus siglas en inglés) de los operadores de redes.
- Conduciendo resolución de disputas.
- Recibiendo a un comité directivo de representantes de los interesados (el comité promovería la iniciativa entre diferentes comunidades de negocio y refinaría la iniciativa así como daría seguimiento a los progresos de la iniciativa).

- ***Proyectos dirigidos por la Autoridad de Energías Nuevas y Renovables (NREA).*** Establecido en 1986, NREA es una agencia nacional para el desarrollo y la planificación de la transferencia de tecnología, y un desarrollador que debe buscar y recibir una licencia del regulador para poder operar sus nuevas instalaciones. Se está completando la construcción de una planta de energía de ciclo solar combinado integrada en combinación con un total de 9150 MW, (30 MW solar, en Kureimat, con una capacidad de financiamiento de $327.5 millones del Banco Mundial usando la facilidad de Global Environmental para desplazar el costo diferencial entre recursos solares y

térmicos, y el apoyo del Banco Japonés de Cooperación Internacional y el Banco Nacional de Egipto. En febrero de 2010, la NREA firmó un acuerdo con Masdar para construir un parque eólico de 200 MW en el oriente.[126]

La Ley Eléctrica propuesta también prevé un Fondo de Energías Renovables, derivado del presupuesto público del estado, dotaciones, donaciones, subvenciones e inversiones, las cuales proveerán apoyo para comprar electricidad de plantas que usan energías renovables. El Fondo cubrirá: el déficit completo o parcial entre el costo de red y precios del mercado; los riesgos de tasas de cambio, la garantía de pagos a las compañías de transmisión; el apoyo financiero a proyectos piloto; y la investigación y desarrollo local de tecnologías de energías renovables. El Fondo sería financiado por el presupuesto del estado, una cantidad de subsidios que actualmente van a la industria de energía existente, dotaciones y por último inversión del dinero del Fondo.

Estos avances políticos y regulatorios son igualados por condiciones que hacen de Egipto particularmente capaz de cumplir sus objetivos de ER: un historial de atraer grandes inversiones, una economía relativamente grande y estable para la región, y su ubicación y potencial como corredor de transporte. Su lugar como líder en la región le permite encabezar las iniciativas regionales, tales como la súper red Mediterránea, que facilitaría la exportación de ER.

PARTE II: TIPOS ESPECÍFICOS DE ENERGÍAS RENOVABLES Y ESTUDIOS DE CASO

CAPÍTULO 7: ENERGÍA HIDRÁULICA

Vista rápida de asuntos regulatorios claves:

- *Tecnologías más viejas; tiene carga regulatoria atrincherada que puede limitar el desarrollo*
- *Incentivos para gestionabilidad donde está disponible el estancamiento/almacenamiento*
- *Retos de la migración de peces*
- *Mantener incentivos apropiados para proyectos más viejos*
- *No es tecnología nueva, así que no recibe mucha atención de los políticos (por ejemplo, normalmente créditos fiscales limitados y FITs)*

Para muchos países en desarrollo y economías en transición, el desarrollo de energías renovables significa desarrollo hidroeléctrico. La energía hidroeléctrica produce alrededor de la sexta parte de la producción eléctrica anual del mundo y más de 90% de electricidad de fuentes de energías renovables. Es el recurso de energía renovable más utilizado, y la fuente de la cual los inversionistas y gobiernos tienen más conocimiento, y por lo tanto más comodidad.

La energía hidroeléctrica libera cantidades limitadas de dióxido de carbono o químicos dañinos a la salud. Las emisiones son insignificantes excepto en los casos de las represas donde la tierra que ha sido sumergida se descompone y libera gases de efecto invernadero. La energía hidroeléctrica usa un recurso (mayormente) renovable, (agua), y por mucho tiempo ha sido la fuente de electricidad favorita para muchos países con grandes caudales de agua. Las crecientes preocupaciones en partes del mundo referentes a la escasez de agua, sin embargo, presentan retos de forma que la energía hidroeléctrica debe verse- como la mayoría de energías renovables, dependiente de recursos naturales - como altamente geográfica y específica al sitio. Hay alguna (todavía por desarrollarse) evidencia que el metano es liberado como resultado de algunas represas hidroeléctricas grandes. También hay evidencia de otros impactos ambientales negativos derivados de grandes represas hidroeléctricas, tales como los efectos de las hidroeléctricas que incluyen el desvío del flujo y suministro del agua, fallas de las represas que dan como resultado inundaciones, y los efectos sobre la tierra y las poblaciones río abajo, y el desplazamiento de poblaciones de sus hogares. Las plantas hidroeléctricas pequeñas tienen

menos de estos impactos adversos; el desplazamiento y el colapso/daño de las represas son un problema menor, aunque la eficiencia y la producción son mayores con proyectos más grandes.

Preocupaciones de sostenibilidad. Aún hay preguntas en cuanto a la sostenibilidad de la energía hidroeléctrica, y algunos ambientalistas hacen distinciones entre hidroeléctricas grandes y pequeñas en base a esto. Por lo tanto, algunas leyes sobre renovables definirán la energía hidroeléctrica como ER, mientras que las leyes de ER de otros países puedan limitar la definición a instalaciones hidroeléctricas pequeñas. También hay argumentos de que sólo los nuevos proyectos hidroeléctricos con tecnología nueva y enfoques que abordan específicamente los problemas de la sostenibilidad son renovables. Aunque no hay una definición formalmente reconocida internacionalmente de lo que constituye hidroeléctricas grandes vs. pequeñas, generalmente hablando una instalación hidroeléctrica grande puede estar en el rango de 50 a 500 MW, mientras que una hidroeléctrica pequeña muchas veces se define como plantas con una capacidad de 10 MW o menos (algunos países fijan el máximo más bajo, como en el RU (en 5 MW) y otros más altos, como en EE.UU. (en 30 MW)). Algunas jurisdicciones hacen varias distinciones escalonadas, como lo es "pico" para hidroeléctricas que son de menos de 5 kW, "micro" para hidroeléctricas que son de entre 5 y 100 kW, “mini” para hidroeléctricas que son de 100 kW y 1 MW, en la etapa donde la hidroeléctrica se puede definir como "pequeña", con límites para mediano y grande colocadas desde 10 MW hasta 30 MW.

La definición no es tan importante como el nivel de impacto que el recurso tendrá en el medio ambiente y en otros asuntos sociales. En la UE por ejemplo, la nueva Directiva sobre energía renovable incluye la precaución de que cualquier proyecto que tendrá un impacto perjudicial sobre el medio ambiente debe ser evitado y no considerado como una fuente de energía renovable, incluyendo pero no limitado a las plantas hidroeléctricas con represas grandes que requieren la inundación de bosques y praderas. Los impactos ambientales deben vigilarse cuidadosamente por el daño que pueda frustrar el valor de las políticas de incentivos de las energías renovables. Las siguientes son consideraciones para el desarrollo de la energía hidroeléctrica:

- Represa: impide el paso de los peces, reducción de las zonas húmedas; hábitat reducido para la vida silvestre (biodiversidad); inundación de propiedad incluyendo tierras agrícolas; erosión de las riberas del río antes de la entrada y después de la descarga; la descarga de agua para uso río abajo, propósitos de sanidad, estéticas (durante la creación de lagos iniciales y después); uso del lago por el público; responsabilidad en caso de accidentes; y seguridad pública, incluyendo planes de evacuación de emergencia en el caso de la ruptura de la represa.

- Tuberías existentes (para agua potable, irrigación, excedente de plantas de tratamiento de aguas residuales): ambiental (protección de las tuberías de agua potable contra la contaminación); derechos de agua (el flujo del agua puede variar en la tubería, así que los derechos a menudo son para el flujo mínimo), interrupción de servicios públicos por construcción y mantenimiento.

- Estructura de la entrada o compuerta en el río o canal de agua: paso de peces; derechos de tierras (derechos en ambos lados del río para colocar compuertas); derechos de agua (descarga de agua para el uso río abajo y propósitos de sanidad), y la estética de la tierra.

Variabilidad de la Entrada, pero Potencial de Almacenamiento. Las variaciones en entrada y demanda significan que la disponibilidad de reservar y almacenar energía es crítica. La energía hidroeléctrica tiene la ventaja sobre otras formas de energía - convencional y renovable - por sus habilidades de almacenamiento por medio del uso de reservas y almacenamiento bombeado. Ciertamente la mayoría de hidroeléctricas sufrirán si hay una sequía severa, aunque qué tanto afecta la sequía al suministro inmediato tiene que ver con el tipo de instalación, su ingeniería y capacidad de almacenamiento. Una instalación con una reserva alta (y de tamaño razonable) normalmente puede mantener su producción sobre un periodo seco, mientras que una reserva o colección de agua detrás de una planta de flujo de río puede no poder operar fácilmente durante períodos secos. Esto significa que las plantas hidroeléctricas pequeñas ofrecen menos confiabilidad en términos de suministro, aunque algunas redes de plantas hidroeléctricas pequeñas en diferentes sitios pueden estar expuestas a diferentes patrones de lluvia. Parte de la tarea regulatoria es entender el potencial de reserva de la hidroeléctrica, para evaluar cómo esa reserva afectada el mercado energético en general, y para incorporar esta consideración como parte de la creación de las tasas finales.

Las políticas energéticas de Angola se abarcan por el Programa Nacional de Reconstrucción, el cual está diseñado para reconstruir la infraestructura del país después de la guerra. El Programa promueve el desarrollo del sector de energía por medio de la construcción y la instauración de instalaciones de energía, dado que la inversión es imposible sin una red adecuada. Menos del 20% de la población de Angola tiene acceso a la energía eléctrica, y los apagones ocurren frecuentemente. Los esfuerzos para las energías renovables se centran en el desarrollo de los recursos de energía hidroeléctrica de Angola, que ofrecen aproximadamente 65,000 GWh/año en potencial firme. Angola y Namibia están trabajando conjuntamente hacia un desarrollo de energía hidroeléctrica que beneficiaría a ambos países y usaría recursos de agua comunales. Los objetivos importantes incluyen la creación de un sistema nacional único de transmisión de electricidad que conectará todas las regiones en una red integrada, ya que la comercialización a través de las fronteras requerirá de infraestructura de apoyo. Contra este fondo, dos redes regionales principales tienen influencia considerable en el sector energético: el Southern African Power Pool y RERA. Estas dos entidades proveen orientación y dirección específica sobre asuntos financieros, regulatorios, estratégicos e infraestructurales para el desarrollo de los sectores en Angola y otros países del Southern African Development Community.

La necesidad de largas líneas de transmisión puede ser uno de los estorbos más grandes en el desarrollo de plantas de energía. El sistema de transmisión en la mayoría de países ha crecido alrededor de una necesidad inicial. Las líneas existentes pueden no estar en localidades geográficamente conducentes al desarrollo de plantas de energía adicionales, debido a su locación, limitaciones geográficas o de recursos. Construir nuevas líneas es costoso y normalmente un proceso que consume mucho tiempo, y por lo tanto no es una opción atractiva para los inversionistas. Las plantas hidroeléctricas grandes tienden a requerir largas líneas de transmisión porque muy pocas pueden ser colocadas cerca de los centros de las ciudades. Por lo tanto, una pregunta clave

regulatoria es la disponibilidad de la red para diferentes proyectos, y la necesidad de transmisión que esos proyectos presentan al inicio y en el futuro y cómo cubrir los costos para la expansión de la electrificación. El último punto es un asunto particularmente candente. En muchos países del sur de África, por ejemplo, el costo de capital asociado con la conexión a la red muchas veces son subsidiadas por el gobierno. Las autoridades locales o municipalidades pueden pagar parte de los gastos operativos continuos, los cuales son recuperados por medio de acuerdos de subvenciones cruzadas entre otros servicios o usuarios. Esta inconsistencia puede probar ser problemática si se demuestra en jurisdicciones vecinas; por lo tanto es crítico que los socios comerciales evalúen la compatibilidad.

Altos Costos Iniciales. Las plantas hidroeléctricas grandes son notoriamente costosas de construir, en parte porque la construcción puede tomar décadas. Debido a estos altos costos de capital, los inversionistas están particularmente preocupados en cuanto a las estructuras de tarifas, y buscarán arreglos para garantizar ciertos ingresos por un período de tiempo bastante largo. Los costos de las hidroeléctricas pequeñas tienden a ser específicos al sitio, dadas las variaciones en tamaño y condiciones ambientales, pero los costos iniciales aún son altos ya que al inicio se requiere de una buena cantidad de experiencia y tecnología. La ventaja clave de la energía hidroeléctrica, sin embargo, es que los costos de combustible son cero (por lo menos como se define tradicionalmente) porque el agua es el combustible. Esto significa que la volatilidad del precio de combustibles y las geopolíticas de los combustibles fósiles no son factores en el análisis de costos (aunque consideraciones en cuanto a los derechos de agua y el acceso pueden estar implicados).

Derechos de Agua y Uso. La energía hidroeléctrica convencional usa grandes cantidades de agua. En los EE.UU., por ejemplo, el carbón, gas y las plantas nucleares usan 136 billones de galones de agua fresca al día para generar electricidad – aproximadamente el 3% de toda el agua consumida. La energía consume 27% de toda el agua no agrícola en los EE.UU., con los requerimientos de emisiones de carbono anticipados a incrementar la demanda cerca de 1-2 billones de galones/día.[127] Las compensaciones entre la irrigación, el agua para sanidad y la electricidad existen, con diferentes intereses que considerar, a veces a nivel local municipal, a veces nacional y para muchas regiones, interestatal. El término "watergy" ha sido acuñado[128] para describir la relación entre el agua y la energía y para enfatizar la necesidad de ver estos juntos con el fin de traer eficiencias al uso de ambos. Mientras se usa más frecuentemente para ver la distribución del agua y eficiencias de suministro en el contexto de sanidad municipal y potable así como el suministro para electricidad, el concepto fundamental de identificar las sinergias y necesidades que resultan de la relación integrada del agua y energía

En Asia Central, Uzbekistán y la República Kirguís y Tayikistán todas están altamente dependientes de la energía hidroeléctrica, y los derechos de agua y uso son asuntos que cruzan fronteras con implicaciones económicas y sociales. Por lo tanto parte de la ecuación del crecimiento eléctrico tiene que ser una evaluación de los derechos, necesidades y explotación del agua. Un nuevo acuerdo interestatal se necesita para abordar las compensaciones irrigación-hidroeléctrica, requerimientos de pago de almacenamiento de agua (cubriendo los cambios estacionales del suministro) y políticas de la gestión del agua.

es crítica para la sostenibilidad de la energía hidroeléctrica, y debería ser integrada al análisis regulatorio.

Flujo del Río. En una planta de flujo del río, se alivian o se disminuyen muchas preocupaciones ambientales ya que las represas y reservas son evitadas y normalmente los sistemas son lo suficientemente pequeños para diseñar la protección de la sanidad y de los peces y aliviar otras preocupaciones ambientales. Uno de los retos en las economías en transición y en países en desarrollo que necesitan energía ahora es encontrar una forma de construir rápidamente pero contener los costos ambientales y asegurar que las potenciales protecciones ambientales pueden integrarse al sistema. La dificultad es que tales sistemas normalmente son pequeños y pueden servir a un número limitado de personas; y también son dependientes del agua y el tiempo. Las plantas de flujo del río, las cuales son más pequeñas y presentan menos estorbo (en términos de uso de la tierra, espacio y apariencia) pueden estar cerca de centros altamente poblados, aliviando la necesidad de largas líneas de transmisión. Generalmente, los sistemas de energía hidroeléctrica que están conectados a micro redes son de flujo del río. Tales sistemas tienden a mantener a aldeas o granjas grandes en comunidades rurales.

ARMENIA: SOPORTE REGULATORIO PARA EL DESARROLLO DE ENERGÍA HIDRÁULICA PEQUEÑA

2010

ARMENIA: SOPORTE REGULATORIO PARA EL DESARROLLO DE ENERGÍA HIDRÁULICA PEQUEÑA

Armenia tiene uno de los reguladores de energía más viejos de la región, la Comisión Reguladora de Servicios Públicos de Armenia (PSRC por sus siglas en inglés). Establecido en 1997, la PSRC tiene la supervisión regulatoria del sector energético de Armenia, la cual incluye energía hidroeléctrica considerable generada internamente.[129] La energía renovable en forma de hidroeléctricas son responsables del 30% de toda la generación eléctrica en Armenia y del 100% de la generación de energías renovables. El Ministerio de Energía de Armenia ha indicado que la energía hidroeléctrica puede proveer la mayoría de la energía requerida por el país para el año 2020. En realidad, el número de plantas hidroeléctricas pequeñas en operación en Armenia ha incrementado en un factor de cuatro en los últimos cuatro años. A partir del 1 octubre de 2010, 95 SHPPs están operando, sumando 124 MW y generando 387 GWh anualmente. Bajo construcción hay otras 66, que colectivamente sumarían 138 MW y generarían 517 GWh anualmente (de éstas, muchas de estas permanecen sin o sub financiadas, sin fechas claras de finalización). El Gobierno de Armenia, apoyado por la PSRC, ha trabajado diligentemente en los últimos años para fomentar la producción de ER. Este caso de estudio de cómo un marco regulatorio y el regulador han servido para avanzar en los esfuerzos del Gobierno para incentivar la nueva producción de ER, y particularmente la producción hidroeléctrica, en Armenia.

Los Antecedentes del Marco Regulatorio. La Ley de Energías (adoptada por primera vez en 1996 y enmendada varias veces a través de los años) requiere que las compañías de generación, transmisión y distribución de electricidad reciban licencias por separado, las cuales son emitidas por el regulador de energía. También requiere la separación legal entre la transmisión y otras actividades.

Establecida en 1997, la PSRC es una agencia regulatoria autónoma, significando que las entidades del gobierno no pueden anular o alterar sus decisiones. La PSRC es responsable de fijar la metodología de tarifa y los niveles de tarifa; emitir licencias y autorizaciones (incluyendo para la construcción y operación de nueva capacidad); establecer y controlar los estándares de calidad de servicio; examinar las quejas de los consumidores; y aprobar *ex ante* planes de inversión en el sector bajo su responsabilidad. La PSRC, en colaboración con el Ministerio de Energía, definen las reglas básicas del mercado. También es capaz de imponer multas por infracciones, y puede emitir órdenes, suspender o revocar licencias. Las decisiones regulatorias pueden ser apeladas a la Corte Administrativa. No se ha fijado tiempo límite para apelar ante las Cortes, y las decisiones permanecen en efecto mientras que la apelación esté pendiente. Actualmente, la PSRC tiene 107 miembros del personal.

Consistente con el marco legislativo (la Ley de Energía y el relacionado "Procedimiento para Establecer y Revisar Tarifas en el Sector Energético", junio 2007), la Comisión PSRC ha

establecido el procedimiento para aprobar y revisar tarifas, así como una lista de documentos necesarios que un licenciatario debe presentar. Las siguientes categorías de tarifas están actualmente en vigor en el sector eléctrico: generación (precio único nacional, que incluye un componente de capacidad con un pago mensual), transmisión, distribución, suministro al por menor (dos tasas: día y noche) y exportación. En principio, las tarifas cubren todos los costos actuales y de capital, e incluyen una buena ganancia. No se proveen subsidios o subvenciones a compañías privadas o estatales para cubrir posibles deficiencias financieras. Las tarifas pueden ser revisadas ya sea sobre la iniciativa de un licenciatario o la Comisión. Una vez que ha iniciado un proceso de revisión de tarifas, la PSRC tiene una ventana de 90 días para emitir su decisión. El procedimiento para aprobar y revisar las tarifas es la misma para todos los tipos de licencias.

El Papel Regulatorio en la Promoción e Implementación de las Energías Renovables. La estrategia del gobierno de Armenia para el sector energético depende de y fomenta la participación del sector privado en el desarrollo del sector de energías renovables en general y más específicamente la industria de las plantas hidroeléctricas pequeñas. El 9 de noviembre de 2004, la Ley "Sobre el Ahorro de Energía y Energías Renovables" se promulgó. Aunque la legislatura secundaria para apoyar esta Ley y la mayoría de mecanismos de implementación substanciales aún faltan, algunas medidas han sido tomadas para fomentar las ER y darle al regulador un papel claro para alcanzar este objetivo.

La concesión de licencias ofrece un buen ejemplo de cómo el regulador es integral al proceso de desarrollo de las ER. Para llevar a cabo cualquier actividad sujeta a licencia en el sector energético, los habitantes deben someter a la PSRC un plan de negocio que incluya una evaluación de impacto ambiental y una descripción detallada de las soluciones técnicas requeridas para satisfacer los límites de impactos ambientales fijados por la ley. Como consecuencia de una enmienda pasada en abril de 2001, la Ley de Energías asigna prioridad de despacho a toda la electricidad producida de plantas hidroeléctricas pequeñas y otras fuentes de energías renovables por 15 años después de la puesta en servicio de la planta. Como condición de su propia licencia, el operador del sistema de distribución privatizado debe pagarle a todos los productores de hidroeléctricas pequeñas antes de que pueda tomar sus propias ganancias, y los pagos a las plantas hidroeléctricas han sido pagados por completo y a tiempo en los últimos 10 años. Las plantas hidroeléctricas son pagadas directamente por el operador de distribución privatizado por medio de una cuenta especial administrada a través de un Centro de Liquidación independiente y no a través de cualquier agencia controlada por el gobierno o intermediario. El operador es obligado a entrar a un acuerdo de compra de energía garantizada de 15 años y de tomar el 100% de toda producción (renovable) durante ese período de tiempo. El regulador también ha trabajado para establecer un sistema de *feed-in tariff* que impulsa hacia adelante las inversiones en hidroeléctricas, en particular para plantas pequeñas. Estas tarifas, como todas las tarifas energéticas en Armenia, están fijadas por la PSRC. Un sistema de *feed-in tarrifs* está ahora colocado y los niveles de tarifa han sido ajustados un par de veces para reflejar las necesidades del mercado. Más recientemente, el uno de noviembre de 2010 la PSRC adoptó un nuevo sistema tarifario que entró en vigencia en enero de 2011:[130]

- Plantas hidroeléctricas pequeñas (construidas sobre flujos de agua natural) = 19.28 dram/kWh (5.33 centavos USD/kWh).

- Plantas hidroeléctricas pequeñas (construidas sobre sistemas de irrigación) = 12.853 dram/kWh (3.55 centavos USD/kWh).

- Plantas hidroeléctricas pequeñas (construidas sobre acueductos de agua potable) = 8.57 dram/kWh (2.38 centavos USD/kWh).

- Plantas de energía eólica = 33.756 dram/kWh (9.32 centavos USD/kWh).

- Plantas de energía que usan biomasa como su energía primaria = 36.928 dram/kWh (10.2 centavos USD/kWh).

En resumen, aunque no son tan favorables como en otros países, las tarifas de energías renovables en Armenia son de un nivel suficiente para fomentar la inversión, con tarifas para electricidad vendida por hidroeléctricas pequeñas (sobre sistema de agua natural) comparable a esos en la UE y EE.UU. Las tarifas para las plantas hidroeléctricas pequeñas se revisan anualmente, antes del 1 de diciembre de cada año, y las nuevas tarifas entran en vigor en el siguiente enero. Las tarifas incluyen una cláusula de ajuste vinculada a la inflación y la tasa de intercambio de moneda EE.UU./Armenia. El incremento estimado en tarifas proyectadas para el año 2011 es de alrededor del 5%.

Esfuerzos Regulatorios para Abarcar los Cambios a la Inversión en las Energías Renovables. El régimen regulatorio energético, incluyendo todos los requerimientos de licencias y permisos, son bien conocidos y transparentes. El regulador de energía está bien establecido y los requisitos obligatorios de compra de energía renovable se ejecutan confiablemente y de manera que minimiza el riesgo. El regulador opera de manera transparente, y es accesible y responsivo. Adicionalmente, los acuerdos de compra de energía de 15 años están en su lugar y hay un registro de su cumplimiento. No obstante la existencia de este marco minimiza el riesgo regulatorio, sin embargo, los proyectos de inversión han encontrado obstáculos que han retrasado la realización de financiación completa y por lo tanto estos obstáculos han parado el proyecto. Estos obstáculos principalmente tienen que ver con la rigidez del marco regulatorio, que existe propiamente para resguardar contra la corrupción y manipulación, pero que no ofrecen seguridad a largo plazo para los inversionistas.

Los esfuerzos recientes por un inversionista holandés se han topado con unos retos en cuanto al contrato a largo plazo y la seguridad de tarifas, aunque el regulador ha hecho los esfuerzos de asistir a la inversión. En el año 2008, un desarrollador de proyectos de los Países Bajos inició las debidas diligencias de Hydroenergia Limited Liability Company, una compañía registrada de Armenia, con vista a invertir en instalaciones de hidroeléctricas pequeñas existentes en operación y en varias etapas de concesión de licencia y construcción (Planta Hidroeléctrica Lago Yerevan y Planta Hidroeléctrica del Canal de Irrigación del Lago Kotayk; algunos datos antecedentes del proyecto se ofrecen en las notas del perfil de este país[131]). Se completó la debida diligencia, se aseguró el financiamiento parcial del desarrollador del proyecto y está buscando fuentes de financiamiento adicional. Los riesgos legales, financieros y técnicos excepcionales se han identificado y se ha proyectado el costo, todos dentro del rango anticipado. Hay un interés significativo de parte del inversionista, aunque algunas preocupaciones se han expresado y la cantidad completa de financiamiento requerido aún no se

ha asegurado. Particularmente, la oferta intencionada para invertir en esta pequeña hidroeléctrica era para una instalación que había estado en operación por 10 años, y tiene una licencia de operación y acuerdo de compra de energía que expira en cinco años. Los inversionistas mostraron su preocupación de que sólo cinco años permanecían en el acuerdo, por lo tanto no proveyéndoles la cantidad de seguridad que ellos esperaban. La licencia y el acuerdo de compra de energía de 15 años estaban limitados a ese período de tiempo porque, cuando se otorgó, se anticipó que habría un mercado libre y abierto para la venta de electricidad al final de ese período. Al igual que todos los países de la región y de la mayoría de países fuera de la UE, un mercado libre y abierto para la electricidad no ha sido realizado, aunque se están tomando medidas notables en esa dirección en Armenia.

La legislación actual requiere que una nueva solicitud sea presentada 30 días antes de la expiración de la licencia (siguiendo la vida del acuerdo de compra de energía). La dificultad está en que hasta que se hace la solicitud, revisada por el regulador y aprobada, no hay mecanismos para proveer garantías al inversionista de que el acuerdo será renovado, los niveles de tarifa en el cual se renovarán y la duración de la renovación. Los desarrolladores no invertirán sin la certeza de la renovación. El marco legal y regulatorio limitó esa certeza con expectativas de una reforma del mercado que aún está por realizarse.

El regulador ha sido responsivo en proveer explicaciones y cartas por escrito explicando el proceso y las expectativas generales de la estructura existente serán renovadas sin complicación. La PSRC ha hecho esfuerzos claros para fijar los niveles de tarifas y con mecanismos de incentivos para equilibrar el riesgo a los inversionistas, los objetivos de ER del país, y las necesidades energéticas del sector y de la población. Debido a que los inversionistas requieren certeza, sin embargo, asegurar el financiamiento ha sido difícil en la ausencia de un claro compromiso regulatorio.

CAPÍTULO 8: ENERGÍA EÓLICA

Vista rápida de asuntos regulatorios claves:

- *Variabilidad*
- *Regulación del ruido*
- *Regulación del parpadeo de luz*
- *Retos de localización (altos, normalmente altamente visibles en picos/cordilleras de montaña)*
- *Retos mar adentro (las aguas a veces tienen jurisdicciones regulatorias que traslapan dentro de los gobiernos federales o estatales; los conflictos de interés tales como la pesca y la recreación; se necesita el desarrollo de tecnología nueva de torres para aplicaciones de aguas profundas; y la creación de zonas de incubación de aguas profundas)*

La energía eólica ofrece un medio de generación de electricidad libre de contaminación. Aunque se haya usado para la generación de electricidad por aproximadamente dos siglos, la energía eólica se ha vuelto posible a gran escala únicamente desde la década de 1980, cuando la tecnología avanzó lo suficiente para hacer que las grandes turbinas eólicas fueran rentables. A medida que mejora la tecnología, el costo para la energía eólica continúa disminuyendo, haciéndola una fuente de energía renovable atractivamente rentable, por lo menos con respecto a los proyectos tierra adentro. Los sitios eólicos mar adentro también son factibles y el número de instalaciones están incrementando, aunque son menos comunes y más costosos. Las dificultades con la energía eólica tienen que ver con la intermitencia (los vientos varían en fuerza e intensidad), apariencia y niveles de ruido.

A pesar de los problemas de variabilidad que acompañan a la energía eólica (si el viento para, también las turbinas y la producción de electricidad), la velocidad de los vientos son razonablemente predecibles. Las estimaciones, cuando son conducidas diligente y regularmente (una hora por adelantado es ideal), generalmente son lo suficientemente acertadas para proveer suficiente información para permitir pronósticos confiables y planificación segura, siempre y cuando se usen fuentes de energías menos variables para equilibrar la carga o proveer reservas. La clave es ver la producción eólica en conjunto con otras producciones de electricidad, para medir los riesgos de variabilidad en relación a otras fuentes de electricidad.

La cantidad de energía producida por una turbina eólica depende de la velocidad del viento y la regularidad de la energía producida depende de la duración del tiempo en que sopla el viento a velocidades óptimas u otras. Eso significa que la localidad es crítica, y que la velocidad y frecuencia del viento deben evaluarse cuidadosamente antes de construir. Además, los reguladores, u otros organismos gubernamentales relevantes, deben completar su diligencia debida antes de emitir los permisos. Adicionalmente, hay medidas que pueden tomarse para

evaluar el impacto de confiabilidad sobre la red y para prevenir emergencias que puedan resultar de la reducción de energía eólica en sistemas que son altamente dependientes de la energía eólica.

Desde una perspectiva de inversión, la energía eólica no es exactamente competitiva en costos con la energía convencional, pero con constante avances tecnológicos está acercándose a la competitividad, aún sin subsidios. Con los subsidios que actualmente están siendo ofrecidos en muchos países, la energía eólica se ha convertido en una inversión de primera y de hecho en algunos países - particularmente Europa y Norteamérica - hay preocupaciones de que el mercado eólico está sobresaturado. Una vez que se inicia la construcción, los parques eólicos se construyen rápidamente y la tecnología es confiable. Las turbinas eólicas deben satisfacer estándares de seguridad, y deben elegirse para satisfacer el clima y otras condiciones en el área. Hay un número de estándares de seguridad en desarrollo. La Organización Internacional de Estándares (ISO por sus siglas en inglés) y el Programa de Certificación de Turbinas Eólicas de la DNV Danesa (Det Norske Veritas) son dos organizaciones que han desarrollado estándares de seguridad internacionales destinadas a minimizar el número de errores en diseño y proveer confianza adicional a los fabricantes, desarrolladores, propietarios, financieros, seguros y las autoridades.

Texas, uno de los estados más grandes de los EE.UU., produce más energía eólica que cualquier otro estado de los EE.UU. Durante el mes de febrero de 2008, una caída en la generación eólica que coincidió con la entrada de un frente frío hizo que un operador de la red declarara una emergencia del sistema y cubriera la carga interrumpible. La frecuencia de la red cayó súbitamente cuando la producción eólica disminuyó por debajo de los 1,700 MW antes del incidente, hasta los 300 MW cuando se declaró la emergencia. En el momento de la emergencia, la demanda de la red aumentó de 31,200 MW hasta un pico de 35,612 (aproximadamente la mitad de la capacidad total de generación en la región). Ahora los operadores a lo largo de los EE.UU. estan estudiando los efectos sobre la red de la adición de carga de ER significativa para manejar de mejor forma la confiabilidad del sistema. Al mismo tiempo, los esfuerzos de investigación y desarrollo se concentran en tecnologías de almacenamiento incluyendo: volantes (flywheels), gas comprimido, y bancos de batería avanzados, por mencionar algunos, para de esta forma atender los retos de variabilidad presentados por la energía eólica.

Los impactos ambientales de la energía eólica son visuales, el ruido y posiblemente electromagnético, con algunas preocupaciones adicionales en cuanto a la vida marina con respecto a la energía eólica mar adentro. Es importante que los niveles de ruido no excedan los requerimientos de niveles de emisión de ruido, si esos requerimientos existen. Si no existen ordenanzas del nivel de ruido, es vital que las municipalidades o los gobiernos locales del sitio proyectado sean consultados y que cualquier consideración en cuanto al ruido sea investigado (La Agencia Internacional de Energía ha desarrollado una prueba de medición de ruido que es ampliamente utilizada).[132] Las turbinas modernas son considerablemente más silenciosas que las versiones anteriores, con el nivel de ruido altamente dependiente en la tecnología que se está usando. La interferencia electromagnética puede provenir de algunos materiales usados para las turbinas eólicas y pueden afectar la recepción de la televisión en particular, aunque esto también está relacionado con la tecnología que se use y puede ser abordado en términos de materiales de turbina y por el uso de cambios a los transmisores usados para la televisión.

Aunque no es un asunto significativo, la posible interferencia debe tomarse en consideración y ser evaluada sobre las consecuencias para la población local. El impacto visual de las turbinas depende del tamaño, diseño y colocación, en conjunto con la reacción de la población local. Desde una perspectiva regulatoria, la consulta pública es vital para asegurar la aceptación y el éxito. Los proyectos de energías renovables que tienen mayor apoyo a nivel comunitario enfrentan menos oposición pública, haciendo la consulta pública un aspecto vital y útil del papel regulatorio.

Muchas tarifas de transmisión que están en vigencia hoy en día fueron elaboradas basándose en la suposición de que no hay variabilidad del suministro. Así que, las multas, a veces severas, pueden imponerse sobre los generadores que faltan en entregar la capacidad que se ofertó en el mercado. Estas multas desequilibradas pueden disuadir el desarrollo de la energía eólica, que es una razón por las que se han usado las *feed-in tariffs* con gran éxito, particularmente en Europa.

Alemania – uno de los primeros países en promover la energía eólica, ahora tiene alrededor de 20,000 turbinas eólicas con 25 GW de capacidad instalada, haciéndolo el segundo usuario más grande de energía eólica.

Muchas veces citado como un líder en el área de las energías renovables por el gran crecimiento de las energías renovables, la mayoría de las cuales es la energía eólica, Alemania adoptó un sistema de feed-in tarrif desde el principio en (1991), cuando otros países sólo empezaban a considerar el impacto de las prioridades renovables sobre el régimen tarifario energético existente y el costo al consumidor final correspondiente. Eurostat informa, "Alemania no está particularmente privilegiada con fuentes renovables. Sin embargo, en el desarrollo de nuevas fuentes renovables está entre la más avanzada de Europa, debido en parte al marco para energías renovables favorables por medio de la ley de feed-in tariff de 1990 y el acta de energías renovables de 2000, que fue enmendada en el año 2004. El sistema alemán de feed-in tariff ha conducido a una de las tasas globales más altas de implementación de potencial existente en el caso de energía eólica". Alemania utilizó un enfoque de prueba y error, con algunos malos pasos que fueron remediados a través del tiempo con revisiones de la legislación.

La estructura de feed-in tariff actual de Alemania tiene algunas características importantes:

- *La Ley fija el precio de la energía renovable, con la cantidad determinada por el mercado.*
- *Un precio fijo a largo plazo de 20 años (por sitio, la fecha de expiración es de 20 años después de la fecha de instalación).*
- *Un régimen de tarifas escalonadas para tecnologías nuevas, con instalaciones posteriores que reciben tarifas menores (disminuciones anuales en tasas fijas a largo plazo) para reflejar el progreso esperado y para crear eficiencia e incentivos de costo.*
- *La tasa de decaimiento está basada en cocientes progresivos empíricamente derivados para diferentes tecnologías y basándose en la localidad, costos de producción/generación de cada planta particular, con una revisión periódica para evaluar el precio a la luz de los desarrollos tecnológicos y del mercado.*

Bajo esta estructura, el precio de la tarifa está diseñado para reflejar la curva de costos de recursos de la tecnología, conduciendo a una reducción de ganancias para el productor y costos menores para el consumidor. Por ejemplo, las tarifas han sido ajustadas para incrementar la competitividad en el mercado, en particular para las plantas de biomasa de pequeña escala. Los sitios con una producción eólica por debajo del promedio reciben una tarifa favorable por más tiempo que los sitios por encima de un valor de referencia identificado, promoviendo así sitios con menos ventaja, por ejemplo, localizando apoyo donde más se necesita. En resumen, los costos de producción son claves para la estructura de fijación de la tarifa para energías renovables, pero el precio se determina en un nivel político y se inserta en la ley primaria con el fin de proveer un clima seguro y predecible de inversión para los productores. El precio se determina por el gobierno, pero es sugerido por un comité compuesto por los proveedores de electricidad, investigadores y científicos de energías renovables, y el gobierno y académicos. Alemania también ha fijado algunos límites por medio de provisiones sobre:

- *Monitoreo del progreso logrado cada dos años, con la posibilidad de proponer ajustes a los niveles de remuneración.*
- *Remuneración de sitios eólicos basándose en las diferentes calidades de plantas, para prevenir la compensación indebida y también para crear incentivos para instalar sitios en áreas menos competitivas económicamente.*
- *Límites sobre la remuneración garantizada para la energía FV, consistente con la orientación de la UE en esta área.*

La estructura alemana está diseñada para seguir una curva marginal de costos, y opera bajo la suposición que las ganancias en eficiencia resultarán en menor necesidad de ganancia para el productor a través del tiempo.

En el año 2004, la ley alemana fue enmendada para incluir tarifas para energía eólica mar adentro, con el objetivo de fomentar la inversión en esa área. Las características de apoyo corolarios de la estructura alemana incluyen el refuerzo prioritario del derecho de la conexión a la red e incentivos especiales por el uso de tecnologías innovadoras, recursos renovables basados sobre la planta/cosecha y calor y energía combinada. La enmienda de 2004 asignó costos para la conexión de la red a los operadores de las plantas, con costos por mejoras cargados por el operador de la red. Los incrementos a las tarifas pagados a las FV se hicieron para estimular la producción de FV. La enmienda también reevaluó los precios y los incentivos por eficiencia y modernización.

JORDANIA: Pasos Recientes para Llevar las Energías Renovables al Mercado

2010

JORDANIA: PASOS RECIENTES PARA LLEVAR LAS ENERGÍAS RENOVABLES AL MERCADO

Con un tamaño de 89,200 km² compartiendo fronteras con Irak, Siria, Israel y Arabia Saudita, y una población de 6 millones, la economía de Jordania está creciendo a una tasa promedio de 7%[133] anualmente. Actualmente, Jordania importó 97% de sus recursos energéticos (sus únicos recursos internos potenciales son el gas natural y su aceite de esquisto bituminoso aún por desarrollarse[134]).[135] La electricidad importada (y alguna exportada) a través de la Red Eléctrica e Inter-Arábiga, que incluye Jordania, Siria y Egipto. Se importa gas de Egipto a través de la red de gas arábiga. El país tiene algo de aceite de esquisto bituminoso aunque el desarrollo está en sus inicios y Jordania permanece casi completamente dependiente de las importaciones de petróleo de sus vecinos regionales como Irak. Con el cambio político y el incremento abrupto en los precios del petróleo en los mercados internacionales. Jordania se ha encontrado en una posición difícil, particularmente con el crecimiento pronunciado en la demanda de electricidad y se predice que continuará en el futuro.[136] En el año 2007, por ejemplo, la demanda pico estaba por encima de los 2000 MW, un incremento de dos dígitos por encima del año previo.[137] En el año 2009, la demanda pico era de 2330 MW.

Jordania es signatario de la Carta Europea de la Energía y actualmente están en proceso de asociarse al Tratado de la Carta de la Energía.[138] Los esfuerzos para asegurar el servicio universal iniciaron con la creación de la Autoridad Eléctrica de Jordania (JEA, por sus siglas en inglés) en 1967, y para inicios de la década de los 90 casi el 100% de la población de Jordania era suministrada.[139] En septiembre de 1996, la JEA se convirtió en la Compañía Nacional de Energía Eléctrica (NEPCO, por sus siglas en inglés), una compañía de participación pública completamente propiedad del gobierno, que actualmente es propietario y opera la red de transmisión. El modelo actual del sector es de comprador único, con NEPCO como comprador por medio de acuerdos de compra de energía a largo plazo, luego vendiendo a los distribuidores y consumidores grandes a un precio regulado, los precios al por menor de los distribuidores también se fijan por tarifa.[140] El suministro proviene en gran parte de vapor y plantas de ciclo combinado[141], con esfuerzos en marcha para la privatización. La planta de energía de ciclo combinado de 380 MW Amman East fue el primer productor de energía independiente de Jordania. La planta pertenecía y era operada por AES Jordan PSC, una compañía perteneciente a un consorcio de AES Oasis Limited and Mitsui and Company Limited, sujeto a un acuerdo de compra de energías de 25 años con NEPCO y suministrado con gas natural por medio de un gasoducto desde Egipto.[142] La Compañía Central de Generación Eléctrica, que produce 70% de la energía eléctrica generada en Jordania, fue privatizada en el año 2007, con 51% de la posesión vendida a la Enara Company.

Aunque tiene un potencial solar y eólico fuerte, Jordania actualmente genera sólo del 1% al 2% de su electricidad de fuentes de energías renovables.[143] En los últimos años, Jordania ha hecho esfuerzos significativos para desarrollar los recursos de energías renovables y para construir un

marco de apoyo para la inversión. Su regulador, la Comisión Reguladora de Electricidad (ERC, por sus siglas en inglés)[144], establecida en el año 2001, ha apoyado los esfuerzos proveyendo aportaciones a las iniciativas políticas y las evaluaciones de inversión de proyectos. Bajo la ley de Jordania, el Ministerio de Energía y Recursos Minerales (MEMR, por sus siglas en inglés) fija la política, con la ERC implementando el marco regulatorio, incluyendo la fijación de tarifas, licencias, la emisión de códigos y la protección de los intereses de los consumidores. Este caso de estudio mira las medidas tomadas para incentivar la producción de energías renovables en Jordania, mientras se perfila el papel de apoyo que el regulador ha desempeñado y continúa desempeñando en estas iniciativas antes de que la implementación del proyecto se apodere.

Iniciativas de Energías Renovables

La Estrategia Energética Nacional de Jordania pide que el 7% de la mezcla de energía del país provenga de fuentes de energías renovables antes de 2015 y el 0% antes de 2020. El gobierno de Jordania creó el Centro de Investigación Energético Nacional para las energías renovables en 1996, que se enfoca también en el ahorro energético. El gobierno tiene la intención de construir 600 MW de energía eólica antes de 2015 y unos 600 a 1,000 MW más, antes de 2020. La Estrategia Energética de 2007 enlistó los obstáculos al desarrollo de energías renovables incluyendo: (1) el alto costo de capital de tales proyectos en comparación a los no renovables; (2) la necesidad de grandes cantidades de tierra que pueden ser difíciles de obtener; y (3) la falta de legislación, incluyendo el tratamiento de asuntos de aduana y fiscales.[145] Las acciones recomendadas a tomar incluyeron la promulgación de la ley de energía renovable y el fondo para las energías renovables,[146] la ley se emitió a inicios de 2010 y el Fondo de Energías Renovables y Eficiencia Energética está en el proceso de ser establecido de acuerdo a la ley.

Una ley de energías renovables se promulgó a inicios de 2010 a través del Decreto Real como legislación temporal, colocando a Jordania al frente de muchos de sus vecinos en la creación de un marco legislativo específicamente para las energías renovables. Les provee a los inversionistas en el sector de las energías renovables un número de incentivos, acceso garantizado a la red, y algunas excepciones fiscales y aduanales. La ley también provee tratamiento favorable a la tierra dedicada al desarrollo de proyectos de energías renovables. En particular, permite a las compañías privadas con proyectos de energías renovables evitar el proceso de licitación competitiva gubernamental y negociar directamente con el Ministerio de Energía. La ley también establece directrices para la medición neta.[147] El regulador tomó parte de las discusiones (a través de numerosas reuniones) relacionadas a la preparación de la ley en sus diferentes etapas.

La ley anticipa la ejecución de acuerdos de compra de energía con los desarrolladores de energías renovables basándose en una negociación de caso por caso, permitiéndole a los desarrolladores hacer ofertas (en oposición a licitaciones abiertas) al MEMR para desarrollar proyectos de energías renovables, con la tarifa ofrecida dentro de un rango razonable en comparación a la referencia estándar, sin más elaboración. NEPCO debe comprar toda la electricidad producida por las plantas de energías renovables y pagar el costo de conectar el proyecto a la red.

A inicios de 2010, Jordania estableció un mecanismo del Fondo de Energías Renovables y Eficiencia Energética (actualmente en el proceso de ser implementado), con recursos disponibles a compañías del sector privado o inversionistas dentro y fuera de Jordania, para apoyar el ahorro de energía y las iniciativas de energías renovables. El Fondo está financiado por el presupuesto estatal y agencias donatarias internacionales, incluyendo al Banco Mundial y al Fondo Global del Medio Ambiente.

Actualmente el Gobierno está revisando los asuntos regulatorios relacionados a las ER tales como el Precio de Referencia mencionado en la ley (Artículo 6), la incorporación de regulaciones de ER necesitadas en los documentos regulatorios y también la revisión de los detalles técnicos para la conexión a la red.

Estas medidas han colocado a Jordania en una posición fuerte para llevar las energías renovables al mercado, con negociaciones sobre varios proyectos de energías renovables en marcha.

Trayendo a la Vida los Proyectos de Energías Renovables

En el año 2009, se iniciaron las negociaciones para el primer parque eólico de Jordania (en Al Kamshah), con Terna Energy, uno de los propietarios-operadores de parques eólicos más grandes de Grecia, seleccionado como el licitador preferido para una instalación de 30 a 40 MW en Al Kamshah, norte de Amman, con la producción destinada a ser comprada por la Compañía Nacional de Energía Eléctrica. Al Kamshah iba a ser sólo la primera de una serie de proyectos eólicos, con planes aún existentes para un proyecto de 80 a 90 MW en Fujij, cerca de Wadi Musa, y turbinas eólicas en Al Harir, Maan y Wadi Araba, para producir un total de 300 a 400 MW de energía.[148]

Las negociaciones para Al Kamshah se estancaron en el año 2009, con el director del departamento de renovables del Ministerio de Energía y Recursos Minerales indicando públicamente que el gobierno está reconsiderando el proyecto,[149] aunque recientemente las renegociaciones han reiniciado. Las demoras iniciales se debieron a la preocupación sobre los niveles del ruido y las regulaciones de la tierra, pero el proyecto también enfrentó obstáculos cuando las negociaciones se estancaron entre el gobierno y el consorcio Griego-Jordano sobre el monto de la tarifa.[150] Únicamente solo otro licitador, Sistema de Energía Unificada de Rusia (RAO UES, por sus siglas en inglés), ha respondido a la licitación. Por medio de la ley de 2010 descrita arriba, el Gobierno de Jordania estaba evaluando el uso del proceso de licitación en contra del uso de otros esquemas de apoyo; aunque algunos esquemas de licitación pueden continuar para proyectos grandes.

La experiencia de Jordania con este proyecto y sus intentos de fomentar el crecimiento de las energías renovables internas, y en particular la energía eólica proveen lecciones importantes y valiosas acerca del marco necesario para el desarrollo, y los obstáculos potenciales en el camino. El regulador ha desempeñado un papel de apoyo, como miembro del comité de evaluación de proyectos, y también participó en varias reuniones dirigidas a la reforma sobre los temas pertinentes a este papel. Con respecto a Al Kamshah en particular, un Comisionado de la ERC ha servido como parte del comité de evaluación de proyectos y otro actúa actualmente en el comité de evaluación de proyectos para otro proyecto de un parque eólico

grande. Como miembro de este Comité, el Comisionado puede contribuir información que es de naturaleza regulatoria y por lo tanto no necesariamente disponible a los otros miembros del Comité. Algunos ejemplos son:

- Ofrecer detalles en cuanto a los procesos de permiso y licencias, para ayudar a calcular el tiempo.
- Hacer compatibles los diferentes documentos y acuerdos del proyecto, incluyendo evitar la duplicación o el conflicto entre la licencia y los otros documentos.

La participación en el Comité de la ERC tiene un beneficio colateral para el sector, sobretodo prepara al regulador para sus responsabilidades inminentes, como la necesidad de dar licencias de manera oportuna, una vez que el proyecto sea aprobado. Esto tiene el potencial de mejorar el proceso en general y asegurar la eficiencia máxima, y minimizar las demoras.

Para llevar adelante los esfuerzos para estimular el crecimiento de las energías renovables en Jordania, la ERC estuvo involucrada activamente en el comité de valuación de dos proyectos en el año 2010. Uno es el mencionado proyecto Al Kamshah; el otro es Al Fujij, un proyecto de 80 a 90 MW. Se recibieron un total de 29 cartas de interés, con 16 que se encontraron calificados e invitados en septiembre de 2010 a enviar sus propuestas antes de marzo de 2011. Ahora la ERC está trabajando con otros miembros del comité para preparar los documentos y los análisis necesarios para la presentación anticipada de las propuestas. La ERC también está involucrada en la planificación activa de futuros proyectos. En particular, está comprometida como parte de un comité establecido para implementar un proyecto piloto de 1 MW FV en Jordania, con la intención de abrir el camino para un esfuerzo mayor para las FV en el futuro.

En paralelo, la ERC está actualmente trabajando con instituciones relevantes para desarrollar regulaciones específicas en el campo de las energías renovables para asegurar una implementación simplificada de proyectos existentes y futuros. Actualmente la ERC se está enfocando en regulaciones para:

- La integración de parques eólicos en el sistema eléctrico nacional de Jordania.
- Estimar precios indicativos para varios productos de energías renovables.
- Servicios de consultoría para fortalecer el marco legal, regulatorio e institucional para el desarrollo de recursos de energías renovables.

Este trabajo preparatorio es parte del compromiso mayor de la ERC para asegurar la inversión y la operación exitosa de proyectos de energías renovables para asegurar un suministro de energía sostenible para Jordania.

JORDANIA: UNA ACTUALIZATIÓN SOBRE - LLEVANDO LAS ENERGÍAS RENOVABLES AL MERCADO

2013

JORDANIA: UNA ACTUALIZATIÓN SOBRE - LLEVANDO LAS ENERGÍAS RENOVABLES AL MERCADO

Con un tamaño de 89,200 km² compartiendo fronteras con Irak, Siria, Israel y Arabia Saudita, y una población de 6 millones, la economía de Jordania está creciendo a una tasa promedio de 7%[151] anualmente. Actualmente, Jordania importa 97% de sus recursos energéticos y los únicos recursos internos potenciales del país son gas natural limitado y aceite de esquisto bituminoso aún por desarrollarse[152].[153] La electricidad es importada (y alguna exportada) a través de la Red Eléctrica Inter-Arábiga, que incluye a Jordania, Siria y Egipto. Jordania importa gas natural de Egipto a través de la red de gas arábiga. El país tiene algo de aceite de esquisto bituminoso aunque el desarrollo está en sus inicios y Jordania permanece casi completamente dependiente de las importaciones de petróleo de sus vecinos regionales como Irak. Con el cambio político y el incremento abrupto en los precios del petróleo en los mercados internacionales. Jordania se ha encontrado en una posición difícil, particularmente con el crecimiento pronunciado en la demanda de electricidad el cual se predice que continuará en el futuro.[154] En el año 2012, por ejemplo, la demanda pico estaba muy por encima de los 2,770 MW.[155]

Jordania es país signatario de la Carta Europea de la Energía y actualmente está en proceso de asociarse al Tratado de la Carta de la Energía.[156] Los esfuerzos para asegurar el servicio universal comenzaron con la creación de la Autoridad Eléctrica de Jordania (JEA, por sus siglas en inglés) en 1967, y para inicios de la década de los 90 casi el 100% de la población de Jordania tenía acceso a la electricidad.[157] En septiembre de 1996, la JEA se convirtió en la Compañía Nacional de Energía Eléctrica (NEPCO, por sus siglas en inglés), una compañía de participación pública completamente propiedad del gobierno, que actualmente es propietario y opera la red de transmisión. El sector eléctrico sigue un modelo de comprador único, con NEPCO comprando electricidad por medio de acuerdos de compra de energía a largo plazo, y luego vendiendo a los distribuidores y consumidores grandes a un precio regulado; los precios al por menor de los distribuidores también se fijan por tarifa.[158] El suministro proviene en gran parte de plantas de vapor y de ciclo combinado[159], con esfuerzos en marcha para la privatización. La planta de energía de ciclo combinado de 380 MW Amman East fue el primer productor de energía independiente de Jordania. La planta pertenecía y era operada por AES Jordan PSC, una compañía perteneciente a un consorcio de AES Oasis Limited y Mitsui and Company Limited, sujeto a un acuerdo de compra de energía de 25 años con NEPCO y suministrado con gas natural por medio de un gasoducto desde Egipto.[160] La Compañía Central de Generación Eléctrica, que produce 70% de la energía eléctrica generada en Jordania, fue privatizada en el año 2007, vendiéndose el 51% de la propiedad a la Enara Company.

Aunque tiene un potencial solar y eólico fuerte, Jordania actualmente genera sólo del 1% al 2% de su electricidad a partir de fuentes de energías renovables.[161] En los últimos años, Jordania ha hecho esfuerzos significativos para desarrollar los recursos de energías renovables y para construir un marco de apoyo para la inversión. Su regulador, la Comisión Reguladora de Electricidad (ERC, por sus siglas en inglés)[162], establecida en el año 2001, ha apoyado estos esfuerzos proveyendo aportaciones continuas a las iniciativas políticas y a las evaluaciones de inversión de proyectos. Bajo la ley de Jordania, el Ministerio de Energía y Recursos Minerales (MEMR, por sus siglas en inglés) fija la política, con la ERC implementando el marco regulatorio, incluyendo la fijación de tarifas, licencias, la emisión de códigos y la protección de los intereses de los consumidores. Este caso de estudio mira las medidas tomadas para incentivar la producción de energías renovables en Jordania, mientras se perfila el papel de apoyo que el regulador ha desempeñado y continúa desempeñando en estas iniciativas antes de que la implementación del proyecto se arraigue.

Logros de Energías Renovables en Jordania

La Estrategia Energética Nacional de Jordania pide que el 7% de la mezcla energética del país provenga de fuentes de energías renovables antes de 2015 y el 10% antes de 2020. Para disminuir la dependencia del Reino de precios internacionales del combustible, mejorar la seguridad del suministro y desplazar los patrones de suministro y demanda de energía hacia una dirección más sustentable, el Gobierno de Jordania, en su Estrategia Energética para el 2007, ha establecido metas ambiciosas para el desarrollo de energías renovables. Para el año 2020, la proporción de energías renovables en el suministro primario de energía habrá de aumentar desde el actual 1% a 10%. Se han fijado objetivos para tecnologías específicas incluyendo energía eólica (instalación de aproximadamente 1200 MW), energía solar (600 MW) y calentadores de agua solares (participación del 30% para el año 2020), además de desechos/energía (30-50 MW).

Desafortunadamente, no ha sido fácil atraer inversiones para proyectos de energías renovables. Existe una variedad de razones para ello, incluyendo las condiciones desfavorables del mercado con aumento del precio de las turbinas eólicas, desafíos en la financiación de proyectos debido a la crisis financiera y el tamaño relativamente pequeño de Jordania como un mercado para las energías renovables.

Sin embargo, el gobierno reforzó su compromiso para alcanzar los ambiciosos objetivos establecidos en la Estrategia Energética con el lanzamiento de la Ley de Energías Renovables y Eficiencia Energética (REEEL, por sus siglas en inglés) como Decreto Real en febrero de 2010[163]. Con esta ley, se permiten por primera vez en Jordania las propuestas no solicitadas o directas. Esto significa que los inversores pueden identificar proyectos de producción de electricidad renovable conectados a la red como parques eólicos, sistemas de energía solar u otros, y proponerlos al Ministerio de Energía y Recursos Minerales.

El MEMR, en cooperación con la ERC, está comprometido a promover el desarrollo de energías renovables para que las energías provenientes del sol, el viento y otras fuentes renovables puedan contribuir al sistema de suministro de energía del Reino. Esto sólo tendrá éxito si los sectores públicos y privados unen sus esfuerzos y trabajan juntos de manera transparente.

Después del Decreto REEEL en 2010, el Ministerio de Energía y Recursos Minerales recibió una abrumadora cantidad de interés de los inversionistas y tuvo numerosas interacciones con desarrolladores, financistas y asesores en el desarrollo de propuestas de conformidad con las disposiciones de la opción de propuesta directa permitidas por esta ley.

Ya que el número total de proyectos que se pueden aprobar mediante propuestas directas es limitado en base a la capacidad objetivo general de energías renovables, es vital que el gobierno seleccione los mejores proyectos posibles usando el mecanismo de propuesta directa a través de un mecanismo eficaz y transparente (para más detalles, véase la sección Enfoque de Propuestas Directas).

Jordania ha adoptado las siguientes medidas hacia la creación de un entorno propicio para el desarrollo de energías renovables:

- *La promoción de un marco regulatorio estable*
- *El establecimiento de políticas públicas y objetivos adecuados y transparentes*
- *El establecimiento de esquemas claros de apoyo financiero*
- *La definición de disposiciones de infraestructura (tierras, conexiones de red, etc…)*

NOVEDADES

Marco Legal

En abril de 2012, Jordania aprobó la REEEL como una ley permanente. Esta ley, primogénita en la región, permite a los inversionistas identificar y desarrollar proyectos de generación conectados a red a través de presentaciones de propuestas directas o no solicitadas. La ley también creó el Fondo de Energías Renovables y Eficiencia Energética de Jordania (JREEEF, por sus siglas en inglés), cuyo objetivo es canalizar recursos financieros para tal fin y, a través de un estatuto, estableció exenciones fiscales para sistemas y equipos de energías renovables y eficiencia energética.

Marco Regulador

La ERC ha logrado progresos importantes en el avance del marco regulatorio para la energía limpia, incluyendo la adopción de un proceso de consulta pública para nuevas reglas y regulaciones por medio del cual los proyectos de reglamentos se publican tanto en el boletín oficial como en los periódicos locales para comentarios del público antes de su finalización. La ERC utilizó esta nueva estrategia y recibió un número significativo de comentarios para incorporar a las siguientes reglas para promover las energías renovables:

- Registro de Lista de Precios de Referencia (Tarifa de Alimentación), incluyendo precios preferenciales para contenidos locales (fabricación local) [164] (2012)
- La Directiva para los Costos de Conexión de Instalaciones de Energías Renovables al Sistema de Distribución y la Directiva de Transmisión de Energía Eléctrica[165] (2012)

- La Directiva que Rige la Venta de Energía Eléctrica Generada a Partir de Sistemas de Energías Renovables (medición neta para sistemas pequeños de energías renovables sobre techos o cubiertas planas) [166] (2012)

Estas normas han llevado a la instalación de aproximadamente 2,500 kWac en proyectos de medición neta (la mayoría de esas instalaciones utilizan Sistemas Fotovoltaicos (PV, por sus siglas en inglés)) con más de 7 MWac en solicitudes en la etapa de precalificación.

La ERC también ha emitido varias herramientas reguladoras estándar que permiten la inversión en infraestructura:

- *Procedimientos para Licencias de Generación para Generadores Renovables de Conexiones de Transmisión/Distribución*
- *Licencias de Generación Estándar para Generadores Renovables de Conexiones de Transmisión/Distribución*
- *Contratos de Conexión Estándar para Generadores Renovables de Conexiones de Transmisión/Distribución*

Enfoque de Propuestas Directas

El MEMR, en coordinación con la ERC y otras instituciones pertinentes, establecieron una Declaración de Política para guiar el desarrollo del objetivo establecido bajo la Estrategia Energética de lograr 1800MW en energías renovables, a través de propuestas no solicitadas directas o licitaciones competitivas. Esta declaración proporciona detalles sobre el proceso para propuestas directas y los mecanismos de fijación de precios, teniendo en cuenta los siguientes criterios para proyectos:

- ***El aumento de capacidad por fases planeado*** *a través de licitaciones versus propuestas directas según la capacidad de la red técnica (actual y futuras expansiones), limitaciones financieras (impacto calculado sobre la factura energética, disponibilidad de financiamiento en condiciones favorables) y otras restricciones tales como propiedad del terreno y nivel de preparación transaccional de los datos.*
- ***Tamaño de proyecto y mezcla tecnológica focalizados*** *para aprovechar las ventajas comparativas de los diferentes proyectos.*
- ***Condiciones y parámetros de las licitaciones versus las propuestas directas,*** *incluyendo rangos de tamaños de proyectos, acceso a terrenos públicos, acceso a financiamiento en condiciones favorables, y mecanismos de fijación de precios (tarifa de alimentación, mejor oferta, o tarifas negociadas).*
- ***Mecanismos para priorizar los proyectos*** *en caso de que las solicitudes excedan el aumento de capacidad objetivo.*

Jordania ha adoptado un enfoque de Expresión de Interés (EOI, por sus siglas en inglés) a través del cual los solicitantes pueden responder dentro de un cierto plazo (aproximadamente un año más tarde, o según lo exijan los inversores). Las partes seleccionadas luego pueden presentar propuestas directas para su evaluación.

La EOI se enfocó en las credenciales del solicitante, planes y parámetros generales del proyecto en la ubicación propuesta, y su compatibilidad con los planes de integración técnica y la capacidad de la red como se detalla a continuación.

Los solicitantes exitosos para la EOI recibirán un Memorando de Entendimiento (MOU, por sus siglas en inglés) del gobierno que les habilita a proceder con los estudios de factibilidad y otros trabajos preparatorios y de debida diligencia, como negociar el acceso al terreno y a las opciones de financiamiento de los proyectos propuestos. Una vez se completen los pasos del MOU, el solicitante deberá presentar una propuesta directa y comprometida, en cumplimiento con las disposiciones de las leyes y regulaciones aplicables dentro de la ventana de tiempo especificada en el MOU.

Según lo dispuesto en la REEEL, dentro de seis meses después del cierre de la ventana de tiempo especificada en el MOU, el MEMR, en coordinación con la ERC y otras instituciones pertinentes, seleccionará los mejores proyectos, sujeto a cualquier accesibilidad financiera o limitaciones técnicas que puedan existir. Esta selección se basa en criterios de evaluación desarrollados a través del Comité de evaluación de propuestas directas y una firma internacional de consultoría contratada por el MEMR para guiar este proceso de selección. El MOU también garantiza que se proporcionará un Contrato de Compra de Energía (PPA, por sus siglas en inglés) tras la culminación exitosa del proyecto dentro del plazo especificado.

Bajo estos arreglos, se han logrados los siguientes avances hasta la fecha:

- Se recibieron 64 Expresiones de Interés en 2012
- Se firmaron 30 Memorandos de Entendimiento con una Capacidad total de 850 MW (dividida entre energía solar y eólica)
- Se recibieron 12 propuestas solares Fotovoltaicas en marzo de 2013 con una capacidad total de 200 MW, actualmente en etapa ejecutiva (negociación de PPA)
- La primera propuesta directa para un proyecto eólico de 115 MW en el Sur de Jordania se encuentra en la última etapa de negociación
- La próxima ronda de anuncios para nuevas presentaciones se lanzó en agosto de 2013 y la fecha límite para las presentaciones de EOI se fijó para el 14 de noviembre de 2013.

Conclusión

Jordania ha establecido los marcos claros de políticas, así como también herramientas legales y comerciales para promover las energías renovables para alcanzar los objetivos de políticas en la mezcla energética nacional. La ERC ha jugado un papel importante en este proceso, trabajando con diversas instituciones públicas y privadas, aprovechando las mejores prácticas de todo el mundo incluyendo modelos de audiencia pública y discusiones de mesas redondas con las partes interesadas, para establecer un marco regulador necesario. De esta manera, ellos han implementado nuevos procedimientos y prácticas para asegurar la claridad, transparencia y estabilidad para fomentar las inversiones a fin de ayudar a crear un entorno propicio para la inversión.

CAPÍTULO 9: ENERGÍA SOLAR

Vista rápida de asuntos regulatorios claves:

- *Variabilidad*
- *La disponibilidad a mercados residenciales crea nuevos retos*
- *Retos de colocación (por ejemplo, códigos de zonificación y fuerza)*
- *Programas de financiamiento gubernamentales acoplados con una estructura de reembolso fiscal*
- *La medición neta (esto también aplica a otros, pero es quizás más prolífico en las aplicaciones solares residenciales)*

El potencial para la generación de electricidad de la luz solar es enorme, capaz de proveer la energía total necesaria alrededor del mundo múltiples veces[167] - aunque actualmente sólo provee el 0.01% del consumo total de energía.[168] La generación puede ocurrir a través de la alimentación directa con fotovoltaicos o indirectamente, a través de la concentración de energía solar (ESC), en la cual el calor del sol se usa para hervir agua, la cual es usada en plantas de energía. Aunque a veces se usa para la producción de energía fuera de la red, incluyendo pequeños calentadores de agua solares, la mayoría de las aplicaciones solares ahora están interconectadas a la red. La energía solar FV conectada a la red continúa siendo la tecnología de generación de energía de más rápido crecimiento.[169]

Crecimiento del Mercado. Las plantas de energía solar más grandes, tales como el Sistema de Generación de Energía Solar de 354 MW en el desierto de Mojave en California, EE.UU., son plantas de concentración de energía solar térmica. Sin embargo, con desarrollos tecnológicos recientes, se han construido plantas fotovoltaicas de multi-megavatios como: (1) la planta Omedilla de 60 MW construida en España en el año 2008; (2) el parque solar de 54 MW en Strasskirchen, Alemania; y (3) la estación Moura de 46 MW en Portugal. Aumentando sobre su éxito en el desarrollo de parques eólicos, Alemania se convirtió en el mercado más grande para las instalaciones solares en el año 2009, gracias a la atractiva *feed-in tariff*.[170] La industria de FV generó ingresos de $43 billones

Marruecos está desarrollando cinco plantas de energía solar que suman 2,000 MW que iniciarán operaciones entre el año 2015 y el año 2020. El NAMA de Marruecos prevé que se instalen 440,000 metros cuadrados de calentadores solares de agua sobre las azoteas antes de 2012 y 1.7 millones de metros cuadrados antes de 2020. El NAMA de Marruecos también especificó un Programa Energipro que está desarrollando un parque eólico de 1000 MW antes de 2012 con planes de incrementar el parque a 5,000 MW antes de 2030.

en el año 2009, con Europa representando 5.60 GW, o 77% de la demanda mundial. Los tres países principales para el uso solar en Europa en el año 2009 fueron Alemania, Italia y la República Checa, quienes colectivamente fueron responsables de 4.07 GW, con Italia siendo el segundo mercado más grande del mundo. El tercer mercado más grande del mundo en el año 2009 fueron los Estados Unidos, que creció 36% a 485 MW, seguidos por Japón, creciendo 109%.[171]

La demanda española colapsó en el año 2009 con sólo 4% de su nivel del año anterior (un total de 180 MW de capacidad instalada de FV y ESC durante el año 2009, comparado a 2,710 instalado durante el año 2008). La experiencia española muestra la importancia continua de los subsidios para sostener el crecimiento. Mientras que los costos han disminuido notablemente, aún se requiere de incentivos para hacer que el recurso sea económicamente rentable, en ambos frentes de la planta y el hogar. En ambas instancias, el asunto es crear incentivos apropiados para fomentar las inversiones económicas a largo plazo cuando los inversionistas típicamente tienen expectativas de retornos en el corto plazo. Iniciado en el año 2004, España se embarcó en un programa agresivo para desarrollar la energía solar y se convirtió en el mercado más grande en el año 2008. Luego cortó los subsidios, lo cual, contemporáneamente con la crisis económica general, resultó en un fuerte descenso en el crecimiento del uso de energía solar.

Sin embargo, la situación en España no se debe confundir con un problema de los FV en sí. En España el mercado se encogió como resultado del diseño del incentivo y el subsecuente ajuste del incentivo. Actualmente Alemania también está reduciendo sus incentivos, pero, como se observó arriba, seguía siendo el mercado más grande para los FV en el año 2009, con la instalación de 3,800 MW de capacidad instalada (en comparación a los 1500 MW instalados durante el año 2008).[172] A pesar de la experiencia española, se anticipa que la dependencia en la energía solar seguirá creciendo. China e India anunciaron en el año 2009 planes para incrementar sus capacidades de energía solar hasta 20,000 MW cada uno antes de 2020.[173]

Problemas Regulatorios. Los problemas que el regulador probablemente enfrentará en el desarrollo de la producción solar incluyen cómo encajar esta fuente de energía intermitente, como el eólico, en la cartera nacional y regional de fuentes de energías. Mientras continúan los avances en el almacenamiento de baterías, la producción de energía solar requiere del sol. Esta variabilidad crea problemas de despacho que deben ser abordados. Las opciones incluyen, pero no están limitadas a, redes de transmisión más fuertes y más extensivas, y mayor inter-conectividad, manejo de carga y/o identificación de sistemas de respaldo apropiados. Además, las consideraciones ambientales incluyen:

- FV:
  - La contaminación durante la producción.
  - Grandes cantidades de espacio se necesitan durante la instalación.
- Todos los colectores solares:

- Derechos de acceso del espacio aéreo y solar; las producciones nuevas no pueden bloquear la luz solar a los paneles solares ya existentes.

Medición Neta. Si los hogares individuales pueden instalar sistemas FV, se deben considerar la medición neta y las tarifas apropiadas. La mayoría de los medidores eléctricos pueden grabar con precisión en ambas direcciones, pero las regulaciones necesitan identificar cómo se tratará la producción excedente. El Acta de Política de la Energía de EE.UU., de 2005 requiere que todos los servicios públicos eléctricos hagan disponible la medición neta bajo solicitud del consumidor, con el servicio de medición neta definida como "el servicio a un consumidor eléctrico bajo el cual la energía eléctrica generada por ese consumidor de una instalación generadora elegible en sitio y entregada a una instalación de distribución local puede usarse para desplazar la energía eléctrica provista por el servicio público eléctrico al consumidor eléctrico durante el período de facturación aplicable.". En el año 2002, Tailandia fue el primer país en desarrollo en adoptar regulaciones de medición neta (conocida como el Programa de Productor de Energía Muy Pequeño), proveyendo arreglos simplificados de interconexión para pequeños generadores de energías renovables (menos de 1 MW en tamaño, incrementado hasta 10 MW). En un marco de medición neta, la producción en exceso es cuando la producción de la generación distribuida excede el uso por parte del consumidor (la generación del cliente es mayor al uso), y el consumidor es un exportador neto de la electricidad para ese período de facturación. Si hay un exceso de producción, la regla de la medición neta debe abordar la forma como se trata a esa producción. La producción en exceso normalmente toma la forma de un crédito. Sin embargo, la forma como se calculan y se tratan los créditos varían ampliamente (pueden resultar complicaciones al tratar con los asuntos tales como la forma de pagar y reembolsar el impuesto al valor agregado sobre la electricidad).

Colocación. Los asuntos de colocación pueden surgir para ambos proyectos, grandes y pequeños. En cuanto a los proyectos grandes, a veces el sol se encuentra en áreas ambientalmente sensibles, por ejemplo, algunos grupos ambientalistas se oponen al desarrollo de proyectos solares a gran escala en áreas desiertas sin desarrollo en el oeste de EE.UU.,[174] o en áreas turísticas donde otros interesados tienen intereses comerciales que proteger. En el frente hogareño FV, se deben tomar medidas para establecer un mecanismo rentable y simplificado para una colocación y operación segura.[175] Debido a que las plantas de gran escala a menudo necesitan áreas grandes y planas de tierra asoleada, a menudo tal propiedad, en los Estados Unidos por ejemplo, se encuentra en tierra pública o tribal, y por lo tanto desencadena una serie de cuestiones regulatorias en cuanto al uso de tal tierra.[176]

CAPÍTULO 10: BIOMASA

Vista rápida de asuntos regulatorios claves:

- *Los asuntos regulatorios sobre la calidad del aire - producción de biomasa (por ejemplo, quemar madera), resulta en emisiones atmosféricas durante la producción y retos en cuanto a la contabilidad del carbono*
- *La sostenibilidad de la materia prima - desde el punto de vista del ciclo de vida, se necesita evaluar y medir las sostenibilidad*
- *Regulación de tipos de materia prima (por ejemplo, escombros de demoliciones de construcción, desechos de consumidores)*

La biomasa es la energía derivada de material orgánico (desechos, cosechas energéticas y plantas naturales). Está basada en el carbono, absorbido de la atmósfera como dióxido de carbono por las plantas, usando energía del sol. Debido a que las plantas luego pueden ser comidas por los animales, los desechos de los animales también pueden ser material de biomasa, pero la absorción primaria es realizada por las plantas, y el material de biomasa puede incluir basura, madera, gases de vertederos y combustibles de alcohol producidos a través de la fermentación de plantas como el maíz y azúcar. Es la fuente de energía renovable más antigua - usada desde el descubrimiento del fuego. A pesar de los grandes avances tecnológicos en las últimas décadas, el uso más común de la biomasa para la energía es de la leña y las cosechas. Considerables asuntos de sostenibilidad están asociados con el uso de la biomasa. Por ejemplo, algunas estufas para cocinar y otros métodos más rudimentarios de usar la biomasa para la energía pueden ser contaminantes, y el uso de cosechas puede, en términos del ciclo de vida, emitir cantidades considerables de dióxido de carbono.

La biomasa tiene ventajas y desventajas cuando se compara a otras fuentes de energías renovables.

Las ventajas potenciales de la biomasa incluyen:

- Su uso puede ser ajustado para satisfacer la demanda.
- Puede producir calor así como electricidad (un beneficio si se maneja de modo que el calor se usa y no da lugar a contaminación térmica).
- No tiene problema de intermitencia de renovables como la solar y la eólica.
- Puede aplicarse en una variedad de escalas diferentes.

- Puede involucrar líneas más complejas de suministro (requiere de preparación, como la formación en gránulos), con el potencial de crear trabajos y estimular el desarrollo rural.

- Presenta una oportunidad de reciclar los costos energéticos dentro de la economía regional, en vez de distribuirla a través de una cadena de suministro extensa de combustibles fósiles.

Para muchas de estas ventajas, hay algunas desventajas asociadas. En particular, los procesos usados para convertir la biomasa a energía muchas veces producen emisiones. Un resumen de las desventajas incluye:

- Baja densidad energética y los costos de transportación.

- Los recursos de los biocombustibles pueden estar dispersados y la logística de utilización puede ser difícil.

- Una línea de suministro requiere entradas múltiples, incrementando así los costos ambientales.

- Emisiones de carbono (aunque las emisiones cero o positivas netas de CO_2 no están determinadas).

- Preocupaciones ambientales en cuanto a otras emisiones.[177]

Producción de Carbono. Aunque la definición de biomasa depende del país, la biomasa generalmente incluyen madera, desperdicio de granja y producción alimenticia, bagazo (residuos fibrosos de la caña de azúcar o el sorgo) desechos del hogar, comerciales e industriales. Mientras que en teoría esto significa que la biomasa puede ser carbono neutral, si se usan abonos con óxido nitroso para cultivar el material y los combustibles fósiles son usados para transportar el material, la neta puede no ser completamente neutral, y uno de los problemas con la biomasa es la identificación y medición de los beneficios ambientales.

Los combustibles fósiles como el carbón, petróleo y gas son excluidos de esta definición de biomasa renovable por razones de tiempo: ellos absorbieron su dióxido de carbono de la atmósfera hace millones de años. Mientras que tales combustibles fósiles ofrecen alta densidad energética, la combustión requerida para liberar su energía libera a la atmósfera carbono secuestrado hace millones de años y por lo tanto contribuye al cambio climático. Los apoyadores de la biomasa argumentan que la biomasa se puede manejar sobre una base sostenible de modo que se cosecha parte de un cultivo constantemente repuesto que mantiene un ciclo de carbono cerrado sin incrementos netos en los niveles de dióxido de carbono atmosférico.[178] Otros están preocupados que las emisiones no son neutrales cuando se examina el ciclo de vida completo. Fundamentalmente, hay mucho apoyo para ambas posiciones, y la cuestión de sostenibilidad de la biomasa como una fuente de energía gira sobre condiciones específicas de uso.

Uso. La energía de la biomasa puede liberarse directamente en la forma de calor, usada para generar electricidad, o convertida a otras formas de energía útiles como el metano, el ingrediente principal del gas natural, o combustibles de transportación como el etanol o el biodiesel, el último se puede producir de productos de desechos de comida tales como aceites vegetales y grasas animales. La biomasa para la energía se produce de las siguientes maneras: sistema de combustión (una caldera que produce vapor); gas de vertedero (descomposición anaeróbica de los desechos), gasificación; y biogás de corrientes de desechos industriales. La fuente más grande de energía de la madera es del "licor negro", un desecho producido por los procesos de la industria de la pulpa, papel y cartón. Los asuntos en cuanto a subsidios por el uso de tales materiales por lo tanto puede provocar argumentos con respecto al comercio justo para los productos de papel.[179] Desde el año 2008, la biomasa ha contribuido a un poco menos del 10% de toda la producción de energía renovable en los Estados Unidos o alrededor de 1.2% del suministro eléctrico de EE.UU. - más de 15 veces la contribución de las energías eólicas y solares combinadas.[180] El Departamento de Energía de EE.UU. calcula que las cosechas energéticas y residuos de cosechas por sí solas pudieran suministrar hasta 14% de las necesidades energéticas del país.[181] Actualmente, la New Hope Power Partnership de 140 MW en Florida es la planta de energía de biomasa más grande de Norteamérica, usando fibra de caña de azúcar (bagazo) y madera urbana reciclada como combustible. Desde el año 2005, los países de la UE satisfacen un 4% de sus necesidades energéticas a través de la biomasa con el potencial de mucho más, y el Plan de Acción de Biomasa[182] de la UE de 2005 identificó varias actividades para usar el mercado de bioenergía, incluyendo acciones para fomentar a los Estados Miembros para establecer planes nacionales de acción de biomasa.[183] Desde el año 2009, la producción de biomasa proporciona alrededor de 1.5 billones de tep por año mundialmente. En los países en desarrollo más del 30% - en algunos casos hasta el 50% a 80% - de la generación interna de un país puede provenir de esta fuente.[184] Finlandia tiene la utilización porcentual más alta de los países desarrollados, con el 23% de su producción de la biomasa, y programas nacionales en Brasil, China, India y Malasia entre otros planean incrementar significantemente su dependencia sobre ese recurso.[185]

Valor Localizado. La economía de la biomasa muchas veces depende de la disponibilidad cercana del material, dado el costo de combustible tan voluminoso. La biomasa contiene menos energía por libra que los combustibles fósiles. Esto significa que la biomasa cruda típicamente no puede ser transportada rentablemente más de alrededor de 50 millas o 80.4 km antes de convertirse en combustible o energía. También significa que los sistemas de energía de biomasa están propensos a ser más pequeños que sus contrapartes de combustibles fósiles, porque es difícil juntar y procesar esta cantidad de combustible en un solo lugar.[186]

Ghana presenta una ilustración de los muchos factores que deben ser abordados en el desarrollo de la producción de energía de biomasa. La planta de jatrofa, la cual requiere de poca agua y puede crecer en tierra de baja calidad, ha sido un enfoque de la producción de biodisel. Desde que se introdujo una iniciativa nacional en Ghana en el año 2006, aproximadamente 20 compañías (la mayoría de dueños extranjeros) han empezado proyectos a gran escala, y a partir de 2009, 19% de toda la tierra agrícola ha sido sembrada con jatrofa o destinada para futura producción. Pero no hay políticas específicas de bioenergía o marcos regulatorios para monitorear las acciones de estas compañías y pueden surgir problemas de seguridad alimentaria a medida que los agricultores de subsistencia son desplazados para crear grandes plantaciones.

Sostenibilidad. Un problema básico con el uso de la biomasa es asegurar que en realidad es una fuente de energía renovable ambientalmente segura. Muchas veces la biomasa es utilizada por poblaciones menos afluentes, donde la madera y el carbón son fácilmente accesibles y baratos. La dificultad es que la forma en que se están usando puede presentar problemas para el objetivo más amplio de la sostenibilidad.[187] El uso de madera y carbón puede ser un tema políticamente sensible lo cual las políticas y regulaciones deben considerar.[188] Los combustibles de biomasa pueden verse como anticuados, estigmatizados o que contribuyen a la deforestación y la contaminación en interiores. Además, muchas veces la biomasa no recibe la prioridad en la planificación gubernamental para el manejo de energías y el alivio de la pobreza a pesar de la dependencia actual sobre ese recurso por las personas pobres.[189] La política y la regulación deben ser desarrolladas con un entendimiento y apreciación de las condiciones existentes, incluyendo los impactos sociales, y el patrón y la práctica del uso del recurso. El uso de la biomasa atraviesa muchos sectores diferentes (electricidad, silvicultura, agricultura, desarrollo rural, salud y así sucesivamente).[190] Como ejemplo, el regulador de electricidad aborda la producción y la fijación de precios, la agencia ambiental determina si se necesita o no una evaluación de impacto, y el organismo de uso de tierras abarca los permisos. Una clave para una política efectiva para el uso de la biomasa es identificar la evaluación del ciclo de vida correcta, para que los reguladores puedan usar esta evaluación para nivelar el campo de juego en la promoción de un enfoque económicamente eficiente y ambientalmente sano.[191]

El programa "BEST (Bioenergy Strategy)" de patrocinio Alemán para África toma nota de los temas que enfrenta el uso de este recurso en África de la siguiente manera:

- ***Percepción:*** Muchas veces los políticos están preocupados con la electricidad y combustibles líquidos. La energía de biomasa es asociada con poblaciones de bajos ingresos y negocios de bajas ganancias, con preocupaciones acompañantes sobre la degradación ambiental, y por lo tanto se le da una prioridad política baja.

- ***Económico:*** Los combustibles de biomasa tienden a ser relativamente baratos por unidad de energía, y la producción y suministro generalmente son gestionadas por partes, y es descentralizado. Junto con largos períodos de gestación y pequeños márgenes de ganancia, esto hace que la inversión en la energía de biomasa sea poco atractiva para inversionistas de proyectos y financieros de grandes capitales.

- ***Legales:*** En muchos países, los combustibles de biomasa sólo pueden ser cosechados y transportados bajo licencia, y muchas veces esas licencias no se emiten. Y por lo tanto grandes secciones de la industria operan fuera de la ley, dificultando el compromiso efectivo con los de la línea de suministro. Las calderas requieran certificación y deben ser diseñadas para cumplir con los códigos, aunque la certificación y los chequeos pueden ser un reto en algunas áreas donde la biomasa está particularmente localizada.

- ***Información:*** Los hechos y las cifras en cuanto al papel central de la energía de biomasa muchas veces son inexactas o no están documentadas. La naturaleza doméstica de la biomasa y la complejidad (y a veces ilegalidad) de la producción y

redes de mercadeo hacen que el suministro y la demanda sea mucho más difícil de medir que con respecto a los combustibles fósiles o la electricidad. Las instituciones responsables por la recolección de datos de la energía de biomasa muchas veces carecen de los recursos económicos o humanos y juegan un papel marginal.

- ***Tecnológico:*** La ilegalidad *de facto* de algunos de los combustibles de biomasa, la naturaleza informal de la producción, y una falta general de acceso a la información significa que la adaptación de sistemas modernos de producción y consumo (por ejemplo, hornos de carbón) tienden a ser bajos.

- ***Institucional:*** El bajo estatus otorgado a la energía de la biomasa muchas veces se refleja en escasez de personal bien calificado para apoyar el sector. Tienden a haber pocos expertos en el área de la energía de biomasa, y típicamente están al margen en instituciones sub-presupuestadas con potencial limitado para influenciar a otros.

CAPÍTULO 11: ENERGÍA GEOTÉRMICA

Vista rápida de asuntos regulatorios claves:

- *Definiendo la propiedad – La legislación necesita especificar cómo es tratada la propiedad. Por ejemplo, ¿Caen las instalaciones geotérmicas bajo reglas similares a las de los minerales o el petróleo; y si la jurisdicción geotérmica permanece bajo la propiedad del estado, con derechos otorgados por medio de la concesión para usar el recurso, explorar un área y producir energía?*

- *Coordinación de agencias – La interacción entre las múltiples autoridades requiere coordinación, incluyendo cómo se deben aplicar las diferencias regulatorias para recursos geotérmicos superficiales y profundos.*

- *Supervisión ambiental - Las aguas subterráneas y otros impactos ambientales deben considerarse con un proceso simplificado en su lugar para recursos superficiales y menos invasivos (aunque los recursos superficiales presentan menos daño ambiental, pueden presentar algunos; por lo tanto, deben monitorearse las condiciones individuales para resguardar contra daños ambientales o contaminantes específicos).*

- *Planificación - Monitorear e informar de las operaciones, particularmente en sitios de exploración profunda, es necesario para el pronóstico nacional.*

- *Fomento de inversión - Los incentivos deben estar cuidadosamente estructurados para encajar con la naturaleza específica de la geotérmica, incluyendo consideraciones por el costo y el riesgo en las etapas de exploración y créditos ambientales y fiscales.*

El líder ambientalista Al Gore ha dicho, "La energía geotérmica es potencialmente la más grande – y actualmente la más malentendida – fuente de energía en los EE.UU. y en el mundo hoy día."[192]

El término "geotérmico", se refiere al calor debajo de la superficie de la tierra. Se hacen perforaciones para poder acceder a la fuente del calor, donde el agua o vapor se bombea hacia arriba y se usa para impulsar generadores eléctricos. Una vez que es usado y enfriado, normalmente el agua se bombea de regreso a la fuente de calor. Debido a que no todas las fuentes geotérmicas tienen recursos de agua y algunos sólo tienen recursos limitados requieren de una infusión posterior de agua, hay dos pozos, un pozo de inyección y un pozo de vapor/agua caliente. Se accede al recurso geotérmico con vapor/agua caliente (o incluso otro líquido), pero geotérmico no significa inherentemente que hay vapor/agua caliente presente.

Típicamente los recursos con temperaturas por encima de los 150° Celsius son usados para la generación de electricidad, con los recursos de menor temperatura/superficiales aplicados a usos directos tales como la calefacción.[193] La energía geotérmica directa (bombas de calor de fuente terrestre) está en uso en por lo menos 76 países. La capacidad de energía geotérmica global pasó los 10 GW en el año 2008, liderado por los Estados Unidos. Actualmente las instalaciones de energía geotérmica generan 25% de la producción energética total de Islandia al igual que forma parte significativa de la producción de energía en muchos otros países.[194]

Contaminantes Potenciales Si No Se Manejan Correctamente. Mientras que la energía geotérmica se considera un recurso renovable dado el calor abundante de la tierra y las reinyección del agua, hay preocupaciones ambientales en cuanto a su uso. El vapor sub-superficial o agua caliente normalmente contiene gases tales como el dióxido de carbono (CO_2), sulfuro de hidrógeno (H_2S), amoniaco (NH_3), y metano (CH_4), y cantidades mínimas de otros gases, así como químicos disueltos, tales como cloruro sódico (NaCl), boro (B), arsénico (As) y mercurio (Hg), cuyas concentraciones normalmente incrementan con la temperatura y las cuales son fuente de contaminación si se descargan. Las aguas residuales de las plantas geotérmicas también tienen una temperatura mayor que la superficie de su entorno y por lo tanto constituye un contaminante térmico potencial. Tal agua residual debe ser tratada, re-inyectada en el depósito, o ambos. La contaminación del aire también puede llegar a ser un problema cuando se está generando electricidad en plantas energéticas convencionales, con el sulfuro de hidrógeno como contaminante principal. La extracción de grandes cantidades de líquidos de depósitos geotérmicos sin la reinyección también puede causar hundimiento, por ejemplo, un gradual e irreversible hundimiento de la superficie de la tierra.[195]

Problemas Regulatorios. Los problemas regulatorios alrededor del uso de la energía geotérmica están relacionados a sus cualidades particulares. Un mineral, se encuentra debajo de la tierra y puede requerir grandes costos iniciales no sólo para sus estudios de factibilidad y exploración sino también para la construcción de la planta. Por lo tanto en la etapa de extracción, muchas veces aplican las regulaciones de la minería, mientras que después de la extracción, se activa la regulación energética. Finalmente, el uso del recurso geotérmico involucra tecnología nueva y en evolución, requiriendo experiencia en la aplicación y la revisión, la cual también es crítica para entender cómo proteger contra contaminantes potenciales. En algunos países, por

Indonesia proporciona un ejemplo tanto del potencial como de los obstáculos regulatorios al desarrollo geotérmico. El Gobierno ha establecido reformas legales y regulatorias considerables en el sector de la energía geotérmica, con la mira en capitalizar sobre la reconocida riqueza de recursos geotérmicos de Indonesia. A pesar de las reformas legislativas que crean algunos incentivos para la inversión, existen un número de barreras al desarrollo geotérmico, incluyendo conflictos constantes sobre el uso de la tierra y fragmentación relacionada y confusión en cuanto a los requerimientos para las licencias y permisos. La mayoría de sitios geotérmicos en Indonesia están en bosques protegidos, parques nacionales, y otros bosques clasificados por el Ministerio Forestal, la tierra controlada por gobiernos regionales o la tierra privada. La tierra forestal es protegida debido a las preocupaciones de la deforestación y el cambio climático, y algunos sitios bajo el control de gobiernos locales en particular tienen significado religioso. No existe el derecho a la expropiación y procesos onerosos (nacionales, locales y privados) están vigentes para la liberación y compensación de la tierra, así como la emisión de licencias y permisos.

ejemplo, los recursos geotérmicos son tratados en la ley de minería (la mayoría de veces por separado de la ley energética y a veces sin coordinar con ella). La producción de líquidos geotérmicos de la sub-superficie desregulado por la legislación de protección del agua. Esto se puede tomar como que las responsabilidades se asignan a diferentes ministerios con cooperación limitada y costo regulatorio adicional para el inversionista. Cualquier regalía impuesta por el uso del recurso también debe distinguir entre el agua y la energía.

Barreras a la Inversión. Dada la naturaleza del recurso, muchas veces los gobiernos carecen de políticas claras en esta área y los marcos legales pueden traslaparse, retrasando el interés del inversionista. En resumen, las reformas a los niveles de política y legislativos deben considerar el círculo completo de la inversión, incluyendo cómo los desarrolladores pueden acceder al recurso, particularmente en el caso geotérmico cuando el recurso en sí está en la tierra en localidades que no están dentro de la discreción del inversionista. Las reglas claras en cuanto a la propiedad, cómo se otorgan las concesiones, y cómo se despliegan y mitigan los riesgos son clave para promover la inversión en esta área.[196] Los esfuerzos para simplificar y crear un enfoque de compra de una parada se han hecho en el sur de Australia,[197] y Perú recientemente anunció que está llevando a cabo una reforma de sus regulaciones geotérmicas para facilitar el desarrollo. Un ejemplo más gráfico de los problemas de un marco regulatorio geotérmico no claro puede encontrarse en Turquía, donde el involucramiento de tres organismos regulatorios diferentes ha resultado en confusión y litigio.[198] En Rumania, hay una amplia gama de leyes que aplican a la generación geotérmica incluyendo la minería, concesión, protección ambiental, energías renovables, agua, eficiencia energética y leyes de energía térmica.[199] Por lo tanto, el desarrollo geotérmico puede fomentarse a través de reglas claras de compra de una parada e incentivos y mitigación de riesgos para el inversionista como se definen en las *feed-in tariffs* (usadas principalmente en Europa), la cobertura del riesgo geológico, seguros y otros incentivos, por ejemplo, los créditos fiscales. El tamaño típicamente pequeño de los proyectos de energía geotérmica, la inversión inicial substancial, la barrera del riesgo de crédito y la novedad de las tecnologías usadas significa que los países en desarrollo deben usar una gama de herramientas para promover la inversión en esta área. Por lo tanto, el papel del regulador incluye no sólo asegurar el cumplimiento en cuanto a seguridad, tecnológia y ambiente, sino también actuar como facilitador para guiar a los inversionistas a través de la maraña de la legislación y regulación potencialmente aplicable.

EL SALVADOR: DESARROLLO GEOTÉRMICO

2010

EL SALVADOR: DESARROLLO GEOTÉRMICO

El Salvador es el líder mundial en términos porcentuales de su producción eléctrica de recursos geotérmicos sostenibles (24 a 26%). El regulador, la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), ayuda a facilitar el éxito del mercado geotérmico asegurando una regulación robusta y el monitoreo del proceso de evaluación de proyectos para avanzar en el doble objetivo de sostenibilidad y seguridad energética. Éste perfil aborda la forma en cómo la geotérmica compite en el mercado energético y las medidas tomadas por la SIGET para asegurar la sostenibilidad y el marco regulatorio predecible para la energía renovable examinando la Planta Geotérmica de Ciclo Binario de 9.2 MW en Berlín, El Salvador.

El Mercado de la Energía Geotérmica

A mediados de la década de los 90, El Salvador empezó un proceso de modernización del sector público, el cual facilitó la creación de un modelo competitivo de acceso libre a las varias actividades de la industria de la electricidad. El proceso también liberó los precios de la generación de energía, y fijó regulaciones para la transmisión y distribución. El país ha desarrollado un marco legal e institucional que busca promover la competencia y las condiciones necesarias para asegurar la disponibilidad de un suministro de energía eficiente capaz de satisfacer la demanda mientras cumple con los criterios técnicos, sociales, económicos, ambientales y de rentabilidad.

En noviembre de 2007, El Salvador adoptó la Ley de Incentivos Fiscales para el Desarrollo de Energías Renovables. Este nuevo marco legal incluye incentivos tales como la exención fiscal por 10 años para proyectos de capacidad de generación por debajo de los 10 MW. La exención aplica a los casos necesarios para la investigación, exploración y preparación de proyectos de generación de energía basados en energías renovables, y proyectos de reinyección total de recursos geotérmicos, para proyectos de más de 20 MW. Un nuevo Sistema para el Desarrollo de Energías Renovables prevé la creación de un Fondo Rotatorio para la Promoción de Energías Renovables para apoyar préstamos, garantías y asistencia para financiar los estudios de factibilidad para nuevos proyectos.

Actualmente, el marco legal para el sector eléctrico de El Salvador está compuesto de las siguientes órdenes legislativas y regulatorias:

- La ley creadora del regulador fue emitida por Decreto Legislativo No. 808 del 12 de septiembre de 1996.
- Ley General de Electricidad, emitida por Decreto Legislativo No. 843 del 10 de octubre de 1996.

- El Reglamento de la Ley de Electricidad establecido por Decreto Ejecutivo No. 70 del 25 de julio de 1997, incluyendo enmiendas al mismo.
- El Reglamento Aplicable a las Actividades de Comercialización de Energía Eléctrica, emitidas el 24 de octubre de 2000, las cuales buscan promover la competencia en el mercado energético.
- Enmienda a la ley General de Electricidad, emitido por Decreto Legislativo No. 1216, de fecha 11 de abril de 2003.
- Decreto Legislativo No. 405 del 30 agosto de 2007

El Mercado de Electricidad al Por Mayor de El Salvador permite que todos los participantes del mercado con una conexión directa al sistema de transmisión (115,000 V o más) participen en las transacciones energéticas. Estos participantes pueden ser generadores (> 5 MW), distribuidores o usuarios finales. Los agentes sin conexión a la red de transmisión también pueden participar indirectamente en el mercado, como operadores, de conformidad a las regulaciones especiales desarrolladas por la SIGET.

Una mirada al mercado y estructura general del sector energético es importante para entender la importancia de las operaciones de energía geotérmica y el desarrollo en El Salvador. El total de capacidad de generación de energía eléctrica instalada reportada a finales de 2008 era de 1,422.2 MW suplementada por 2% de energía importada. La demanda pico era de 924 MW y la demanda anual era de 5,475 GWh, un incremento del 4.06% sobre el valor reportado de 5,261.7 GWh en el año 2007.[200] Datos de 2009 muestran que El Salvador produjo 2,524 GWh del petróleo y 1,501 GWh de hidroeléctricas.[201] Las fuentes geotérmicas proporcionaron 1,421 GWh, representando aproximadamente 25.5% de toda la generación.[202] Notablemente, el gobierno ha incrementado significativamente el gasto de inversión en el sector de electricidad en los últimos años. Como resultado, los hogares con acceso a la electricidad a nivel nacional han incrementado del 70% de cobertura en 1999 a casi 88% en el año 2005, y por último hasta el 91% en el año 2009.[203]

Los recursos geotérmicos abundantes del país, combinados con la escasez de otros recursos de energía internos y una población de 6.5 millones, hacen del país centroamericano particularmente apropiado para el desarrollo de la energía geotérmica.[204] La exploración para fuentes de energía geotérmicas empezó en la década de los 50 y los 60 con la asistencia de las Naciones Unidas. Dos campos geotérmicos actualmente tienen plantas operando: Ahuachapán y Berlín, con una capacidad total de operación instalada de más de 200 MW. La exploración está en marcha en otros dos campos: San Vicente y Chinameca.[205]

El mercado de electricidad en El Salvador fue liberalizado en 1998, con la generación térmica y distribución vendida a inversionistas extranjeros, preparando el ambiente para inversiones adicionales en todos los sectores, incluyendo el geotérmico. CEL, la compañía de energía del gobierno, se quedó con las instalaciones hidroeléctricas, y la geotérmica fue separada y entregada a lo que ahora es LaGeo, una empresa conjunta privada-pública de una compañía Italiana de generación de energía geotérmica. La transmisión también fue separada de CEL. Con

respecto al sector de generación de electricidad, los participantes del mercado incluyen: (1) CEL; (2) un inversionista de EE.UU. que compró tres plantas generadoras térmicas de CEL en 1999; (3) un consorcio Indio-Israelí que recientemente compró una planta de energía térmica de una compañía británica; y (4) LaGeo. Como resultado, la geotérmica compite económicamente en un mercado de energía abierto. El número de plantas, la cantidad de energía producida y la carga de toda la energía producida por la geotérmica continúa creciendo.

El Papel Regulatorio: El Proyecto de Ciclo Binario de 9.2 MW en Berlín

La SIGET es responsable de promover la competitividad, supervisar el cumplimiento de la Ley General Electricidad, aprobando tarifas, otorgando concesiones, resolviendo conflictos en el sector y regulando los procedimientos, estándares técnicos y métodos. Como tal, la SIGET supervisa el desarrollo de proyectos de generación de energía usando los recursos geotérmicos. El regulador monitorea la evaluación del proyecto con el propósito de asegurar el uso sostenible de los recursos, y es responsable de asegurar la adopción e implementación justa de reglas claras y transparentes, y que las concesiones sean otorgadas de manera no discriminatorias y cumpliendo con la Ley de Electricidad.

Cuando inició la reforma del mercado de electricidad en El Salvador bajo la Ley de Electricidad de 1996 los activos geotérmicos fueron separados del monopolio estatal anteriormente integrado verticalmente (CEL) a una nueva compañía, GESAL formada en 1999. GESAL fue renombrada después a LaGeo, S.A. de C.V. (La Geo). La compañía italiana, Enel Green Power, invirtió originalmente en LaGeo en el año 2002 y luego incrementó su participación del 12. 5% al 36. 2% en el año 2008 con CEL siendo propietario de la porción restante.

En Berlín, el primer pozo exploratorio (TR-1) fue perforado en 1968, y las operaciones empezaron en el campo Berlín en 1992 con dos plantas pequeñas (5 MW cada una), financiada con asistencia de Bélgica. Las instalaciones originales fueron seguidas por 56 MW en 1996 y fueron financiadas por CEL con ayuda de Inter-American Development. El campo Berlín fue expandido por 44 MW (Berlin III) por LaGeo, una compañía pública-privada, en el año 2007. El Proyecto de Ciclo Binario de 9.2 MW en el año 2004 construyó sobre estos estudios previos y la infraestructura en el sitio Berlín.

La planta binaria de Berlín fue diseñada bajo un contrato de Ingeniería, Adquisición, Construcción, Gestión otorgado a Enex, una firma islándica. Usa tecnología de convección de Ciclo Orgánico de Rankine, el cual utiliza un líquido orgánico de alta masa molecular con un punto de ebullición a una temperatura más baja que la del cambio de fase convencional del agua al vapor. El fluido de trabajo fluye en un circuito cerrado, y es circulado y reusado constantemente. Una planta binaria permite el 100% de reinyección de la salmuera geotérmica, la cual mantiene la sostenibilidad del depósito. Después de un período de garantía de servicio de dos años, la instalación opera a una capacidad neta de 7.8 MW.

Iniciando el Proyecto: Solicitud y Aprobación. Como era el caso de la planta binaria de Berlín, el papel del regulador en el proyecto empieza desde el inicio. La Ley de Electricidad establece que un operador de campos geotérmicos que desea incrementar la capacidad instalada debe solicitar autorización de la SIGET. El proyecto binario Berlín representa una

expansión de la capacidad instalada en el área de concesión del Campo Geotérmico Berlín con la visión de la Unidad IV para las unidades existentes. Esta expansión requería la obtención de un permiso de la SIGET. El procedimiento de solicitud requiere que:

- El inversionista (concesionario) debe conducir un estudio de factibilidad con todos sus componentes: descripción técnica, ubicación, costos de inversión, recursos a usar, permisos ambientales, etc.

- El concesionario presenta la solicitud, junto con el estudio de factibilidad de la capacidad adicional a ser instalada, detallando toda la información técnica económica y financiera, así como el respectivo permiso ambiental.

- El regulador evalúa la solicitud y verifica el uso sostenible del recurso, emitiendo una opinión técnica en cuanto a la factibilidad del proyecto. La extensión y naturaleza de la evaluación del regulador depende del tamaño del proyecto. En el caso del ciclo binario, el personal de la SIGET tiene la capacidad de evaluar el proyecto y emitir un reporte técnico recomendando su aprobación. Si el proyecto requiere de una experiencia de un nivel más alto, un experto internacional (un asesor) es contratado para asesorar a la SIGET durante la evaluación del estudio de factibilidad.

- Tras un resultado positivo en la evaluación técnica la SIGET autoriza vía una resolución, la enmienda del contrato de concesión.

No hay un tiempo legal límite para este proceso de solicitud de expansión. Si el estudio de factibilidad está completo y el inversionista ha preparado la solicitud plenamente, el proceso puede demorar tan poco como 15 días hábiles para que la concesión sea extendida y renovada. Si se requiere de un experto para evaluar el proyecto en apoyo a la SIGET, el proceso puede tomar hasta tres meses debido al proceso de contratación.

Si un proyecto será construido fuera del área de concesión establecida, debe buscar la aprobación de la SIGET para una licencia o permiso para usar el recurso geotérmico. En este caso, el tiempo de procesamiento es de dos a cuatro meses para proyectos con una capacidad instalada de menos de 5 MW, y de cinco meses para proyectos con una capacidad mayor a la de 5 MW.[206] Esta demora, aunque no fue un problema en el proyecto binario de Berlín, puede ser una carga para los inversionistas que están buscando nuevas concesiones y se reconoce como una barrera en necesidad de atención.

Monitoreo. Después de que una solicitud se aprueba, la SIGET tiene un papel protagonista de monitoreo:

- Durante la fase de construcción, el concesionario debe reportar anualmente la información necesaria para seguir el proyecto. La SIGET revisa, evalúa y da seguimiento a estos reportes.

- En la etapa de operación, el concesionario debe reportar datos anuales por la operación del campo, expansión y mejoras a los proyectos, y toda la información

que garantiza el uso eficiente del recurso. La SIGET revisa, evalúa y da seguimiento a estos reportes.

- Al final del proyecto, el contrato de concesión establece que el concesionario tendrá un período de 12 meses para la extracción de su propiedad y la restauración del medio ambiente de acuerdo con las especificaciones para la fase de abandono del proyecto, la cual es parte del contrato de concesión. La SIGET verifica el cumplimiento del contrato.

Desarrollando Reglas de Operación y Regulaciones del Mercado. Mirando primero las regulaciones subyacentes en apoyo de la producción geotérmica en El Salvador, las reglas más importantes para la operación del sector incluyen el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista, ambas aprobadas por primera vez por el regulador en 1999. Estas regulaciones establecen las condiciones para el despacho de todos los recursos de energía disponibles en El Salvador. La geotérmica compite con generadores térmicos, hidroeléctricas e importaciones sin subsidios y se paga ya sea por contrato o a precios del mercado. Históricamente, el precio de licitación de LaGeo al mercado ha sido el más bajo así que toda la energía geotérmica disponible ha sido despachada primero. En cuanto a la gestión de información, gestión de energía, suministro restringido de energía y sistemas de generación obligatorios, aunque las variaciones del mercado están basadas sobre el costo, éstas no afectan la operación de la Unidad IV.

Para iniciar la operación de la Unidad IV, se hicieron arreglos apropiados para ambas, la incorporación de la unidad al sistema de transmisión, operado por Transactions Unit, S.A. de C.V. la cual maneja el Mercado de Energía Mayorista, y el contrato de interconexión a la red de transmisión con la Compañía de Transmisión de El Salvador, S.A. de C.V.

Para mejorar las reglas de operación del mercado mayorista, en julio de 2009 la SIGET aprobó la publicación del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión de Producción Basado en Costo y el Mercado Mayorista, la cual entró en vigor a principios de 2011. Por lo tanto, ha habido cambios significativos al Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista, incluyendo el sistema de gestión de información y gestión de energía, Licitaciones de Energía Restringidas, y Generación Obligatoria, y el Mecanismo Transitorio de Transferencia del precio de la energía a las tasas de consumidores finales. La última establece las condiciones que deben satisfacer los generadores de cualquier tipo de recurso (geotérmico, hidroeléctrico, cogeneración y térmico) para permitir la participación en el despacho del Mercado Mayorista.

Debido a que el precio de LaGeo ha sido históricamente el precio más bajo propuesto al mercado, las reglas mejoradas de operación no han afectado directamente la planta binaria de Berlín. Sin embargo, las reglas mejoradas de operación para el mercado mayorista sí crean visiones amigables para los inversionistas para una nueva energía renovable. El nuevo esquema basado en costos permite el pago por capacidad de energía instalada, garantizando así un retorno sobre la inversión y permitiéndole al inversionista vender energía sobre el punto o en el mercado de oportunidad a un costo marginal.

Supervisión del Proceso de Concesiones. El regulador está estrechamente comprometido con el proceso de concesiones, con la responsabilidad de otorgar concesiones permanentes. En cumplimiento de las disposiciones del Artículo 120 de la Ley General de Electricidad para el otorgamiento de concesiones a compañías que resulten de la reestructuración de la CEL y la decisión No. 14-E-2000 de fecha 27 de marzo de 2000, la SIGET otorgó una concesión permanente para la explotación del campo de recursos geotérmicos Berlín a LaGeo, S.A. de CV. El acuerdo fue firmado por escritura de contrato el 28 de marzo de 2000. El contrato de concesión establece los derechos y obligaciones de LaGeo en cuanto al manejo del recurso geotérmico, estableciendo un programa para implementar una subvención de manera que sea sostenible y ambiental, técnica y económicamente sana. El programa de ejecución en el contrato de concesión previó el incremento de capacidad de generación de los años 2002 a 2004. Desde el año 2004, LaGeo ha construido cinco pozos de producción y cuatro pozos de inyección. En el año 2006 la Unidad III, con una capacidad instalada de 44 MW, fue construida y en el año 2007 la Unidad IV (ciclo binario) fue construida con una capacidad instalada de 9.2 MW.

Para desarrollar el proyecto binario Berlín, se hicieron los registros reglamentarios de la manera siguiente:

- Obtuvieron permisos medioambientales para el ensamblaje del "Ciclo Binario Generando 9.2 MW", de acuerdo a los Artículos 19 y 22 de la Ley del Medio Ambiente[207] la cual fue emitida por resolución MARN-No-6348-119-2005 fechadas el 15 febrero de 2005 (este proceso es dependiente e interrelacionado con el proceso de permisos con la SIGET).

- Como parte de una expansión a la capacidad de un campo bajo concesión, se registró una solicitud con la SIGET, en cumplimiento de los Artículos 23 de la Ley General de Electricidad y el Artículo 52 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, con el fin de evaluar el impacto de realizar esos trabajos en el campo de operación geotérmico.

- El proyecto de Ciclo Binario Berlín fue registrado bajo el Protocolo Kyoto a la UNFCCC[208] el 30 de noviembre de 2007, con 235,459 toneladas de CO_2 a ser reducidas durante el primer período de acreditación (seis años), usando la metodología ACM0002, ver. 6. El Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales es la entidad responsable de la aprobación de la Evaluación de Impacto Medioambiental y de los proyectos de Mecanismos de Desarrollo Limpios. (El tercer proceso es independiente y el inversionista debe tratar con las entidades designadas. La SIGET no interviene en este proceso).

Coordinación Regulatoria con Otras Entidades Gubernamentales. La relación de la SIGET con otras entidades en El Salvador es una de comunicación y coordinación constante, mientras respeta el alcance de las facultades que se le asignan por el Acta de Creación, por la Ley General de Electricidad y sus reglamentos. En la práctica, la SIGET dedica considerable comunicación con el Ministerio de Medio Ambiente, en procedimientos relacionados a proyectos de concesión y el proceso de consulta para estándares. Para la Ley de Incentivos

Fiscales, desde el año 2008, la SIGET coordina con el Ministerio de Finanzas sobre proyectos que buscan certificación (no aplicable a la planta de Ciclo Binario, la cual precede a la Ley de Incentivos Fiscales). Con los gobiernos municipales, también lleva a cabo consultas de los varios operadores en el sector electricidad, las cuales son abordadas de manera oportuna.

A través de sus esfuerzos de coordinación, la adopción de marcos aplicables, y su supervisión del proceso de solicitud y concesión, la SIGET ayuda a asegurar una implementación simplificada y exitosa de proyectos de energía y para facilitar el crecimiento de la energía geotérmica, una prioridad del Gobierno de El Salvador.

CAPÍTULO 12: GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Vista rápida de asuntos regulatorios claves:

- *Coordinación con agencias, ONGs y organizaciones donantes/subvenciones para evaluar si es adecuada la expansión de la red y el desarrollo fuera de la red. En particular a lo que respecta a la electrificación rural, la coordinación normalmente requerida es entre el regulador de energía y una comisión o fondo especial establecido para promover la electrificación rural.*

- *Incentivos para la inversión - debido a que la electrificación de poblaciones pobres normalmente no es remunerativa de la misma forma que lo es construir instalaciones grandes de energía convencional o de energía renovable en centros de poblaciones de mayor ingreso. Un problema primario es la creación de un paquete económico realista para lograr el resultado político deseado. Esta necesidad también requiere coordinación entre varios organismos gubernamentales políticos y regulatorios.*

- *Gradación y evolución - los proyectos pequeños no conectados a la red implican diferentes cuestiones que la generación grande conectada a la red nacional. Planificar un proyecto del primer tipo debe tomar en cuenta cómo se anticipa y se desea el crecimiento de las redes del país, para evitar el desperdicio, duplicación y otras ineficiencias de costo.*

- *Aceptación local - dada la naturaleza del recurso, la participación local en el proceso y las operaciones subsecuentes pueden ser esenciales para el éxito.*

Uno de los dilemas que enfrentan los gobiernos nacionales en implementar una política energética, particularmente a la luz del movimiento internacional hacia estructuras de tasas reflectivas de los costos y alejándose del suministro de energía para todos subsidiado por el estado, es cómo estimular el crecimiento de la energía limpia mientras que también se alivia la pobreza energética. La producción interna de energía limpia puede estimular las economías, trayendo el incremento de negocios, trabajos y continuidad de suministro. Ciertamente

En Mozambique, donde más del 80% de la población está fuera de la red, el Gobierno en 1998 formó el Fondo Nacional de Energía Rural de Mozambique para desarrollar energía y electrificación fuera de la red. Con el apoyo del Gobierno de Mozambique y de múltiples grupos de donadores, el fondo ha logrado instalar sistemas de FV, bombas eólicas y el desarrollo de proyectos de micro-hidroeléctricas. Dos proyectos piloto implementados en la región sur y central del país proporcionan electricidad a escuelas, clínicas y sistemas de bombeo de agua, la que ahora se extiende a 300 escuelas y clínicas rurales.

proveer energía puede convertir recursos disponibles localmente (el agua, el sol, las cosechas) en bienes económicos y, a su vez, promover la educación y la salud por medio de la expansión de la energía. El acceso y la asequibilidad, sin embargo, no necesariamente van de la mano con la producción de energía limpia. De hecho, aunque las poblaciones pobres pueden ser las más afectadas por el cambio climático y de hecho los efectos del cambio climático pueden obstruir los esfuerzos para reducir la pobreza, el acceso y la asequibilidad presentan un doble desafío para las poblaciones más pobres.

Acceso a la Red

Un punto de partida para la mitigación de la pobreza es la infraestructura. En algunas partes del mundo, grandes poblaciones sufren de la falta de disponibilidad básica de energía porque la infraestructura energética no existe donde ellos viven. Esto tiende a ser una preocupación mayor para las poblaciones rurales para quienes el costo puede ser prohibitivo, que para las poblaciones urbanas o periurbanas. Para las poblaciones rurales, las cuestiones que involucran costo y asequibilidad son secundarias, ya que el acceso es la primera barrera. En algunas áreas rurales, hasta cuatro de cinco personas - una población de más de 2 billones - carecen de electricidad[209] y el servicio convencional de conexión a la red no les llega. El acceso a la energía para las poblaciones rurales plantea varias cuestiones que se cruzan relacionadas a la mitigación de la pobreza, igualdad social, derechos de la mujer, desarrollo económico y urbanización, mientras que también desencadena preguntas más genéricas de cómo cubrir los costos de llevar la energía a las áreas rurales y aún proveer una fuente de energía que sea asequible a la población rural. La mayoría de veces esta población es mucho más pobre que la población urbana; aún así el costo de llevar la energía a las poblaciones rurales es más alto la mayoría de veces debido a la ausencia de infraestructura adecuada y la envergadura del área. Dadas estas limitaciones, en las áreas rurales con poblaciones dispersadas, más grande no es necesariamente mejor, por lo menos al inicio de un esfuerzo de electrificación.

Para proveer acceso básico a estas poblaciones, los gobiernos tienen dos opciones:

- ***Electrificación Fuera de Red:*** Esto incluye las micro redes y la generación distribuida, que consisten en unidades de generación más pequeñas (típicamente 5-10 MW) o unidades colocadas cerca de la carga, incluyendo pequeños generadores de isla que den servicio al dueño de la casa con exceso de energía de su panel solar o turbina eólica, que pueda vender electricidad de vuelta a la red. La generación distribuida también puede ser parte de una red de área pequeña, separada del resto de la red, debido a las limitaciones de costo para la extensión de la red, con el beneficio agregado de proteger estos sistemas más pequeños si ocurriera un fallo de la red de transmisión más grande. Los sistemas de micro red pueden estar compuestos de pequeños generadores industriales o varios sistemas pequeños tales como los fotovoltaicos.

- ***Extensión de la Red:*** Bajo este enfoque, el costo de capital puede ser considerable, incluyendo la transmisión, distribución, la reticulación y el manejo de ingresos.

Aunque son enfoques separados, estas opciones no deben verse como mutuamente excluyentes. Las poblaciones que sufren de la pobreza energética, en áreas rurales, urbanas o periurbanas, se beneficiarían más a través del uso de sistemas centralizados y descentralizados. Fundamentalmente, si la electricidad se produce en un nivel de escala pequeña, cualquier excedente de electricidad sólo puede usarse si está conectado a la red. Así también, si los esfuerzos a pequeña escala fallan, la electricidad de respaldo de la red debe estar disponible de lo contrario los avances en negocios y economía están amenazados. Las unidades de producción pequeña y descentralizada deben ser apoyadas por medio de la legislación, para asegurar alguna habilidad de integrarse a los sistemas más grandes que tienden a dominar los mercados. La variabilidad y retos de almacenamiento presentadas por las energías renovables se manifiestan más fácilmente a pequeña escala.

El Reto Económico

De acuerdo a un estudio del Banco Mundial de varios países en desarrollo, la extensión de la red a áreas rurales normalmente oscila entre los $8,000 a $10,000 por kilómetro, no incluyendo el costo de los materiales, el cual agrega $7,000 adicionales. Este alto costo, junto con la baja capacidad de utilización de tales redes debido a las cargas pequeñas, hace a la extensión de la red poco rentable para los servicios públicos. Debido al alto costo de la extensión de cobertura eléctrica a las áreas rurales en particular, las tecnologías de energías renovables pueden ser la solución de menor costo como parte de una micro red.

Generación Distribuida y Micro Redes

La generación eléctrica descentralizada minimiza el desperdicio debido a la proximidad de las plantas de generación eléctrica a los consumidores (las pérdidas son menores que con la producción de energía fósil centralizada). Se espera que para el año 2050 una gran proporción de la electricidad sea producida por fuentes de energías descentralizadas. La eficiente generación local del menor costo conectada a una pequeña red de distribución local (micro redes) pueden satisfacer las necesidades de las poblaciones más efectiva e inmediatamente que intentar inmediatamente la conexión de todas las áreas del país a una red de transmisión nacional.

- Desde la perspectiva de un sistema eléctrico, la generación distribuida puede reducir la necesidad de algunos tipos de infraestructura, por ejemplo, unidades de generación de transmisión o "pico". Desde una perspectiva ambiental, usar la generación distribuida renovable puede reducir la dependencia a las estaciones centrales de plantas de energía impulsadas por combustibles fósiles.

- Desde una perspectiva económica, la generación distribuida local de renovables puede traer el desarrollo económico y la energía a áreas remotas o marginadas, más rápida y eficientemente que la generación central, y que un sistema de transmisión y distribución.

Los países con grandes poblaciones rurales muchas veces dependen de proyectos de generación distribuida (que a su vez suelen ser proyectos de energía renovable) con el fin de

que esas poblaciones tengan acceso a la energía. Los proyectos de generación distribuida se han demostrado particularmente importantes para países grandes y altamente poblados con grandes poblaciones esparcidas a través de grandes distancias, como es el caso de la China e India, donde ejemplos de proyectos de generación distribuida pasados y actuales incluyen los Programas de Electrificación de Municipios y Aldeas de la China,[210] y el Programa de Generación Distribuida parte de su Programa de energía rural de la India (11° Plan).[211]

Mientras que las opciones de GD pueden incluir recursos no renovables, como los generadores diesel, tales generadores pueden ser caros de operar. El uso de otras opciones renovables con diesel como un respaldo puede ser una propuesta más sostenible desde ambas perspectivas ambientales y económicas. Las tecnologías tales como hidroeléctrica de flujo del río, sistemas de hidroeléctricas pequeñas, plantas de biomasa y biogás también pueden ser opciones más atractivas para el suministro de energía rural cuando se compara a las alternativas actuales, tales como la leña la cual puede llevar a la deforestación.

Las ventajas de la generación distribuida incluyen: (1) reducción en costos de red; (2) planificación, localización e instalación más fácil y más rápida; (3) mayor confiabilidad si están involucradas unidades múltiples; (4) mayor flexibilidad si la instalación puede funcionar con múltiples tipos de combustibles; y (5) la independencia de combustibles locales si se usa un recurso como la biogasificación y el recurso es un combustible sostenible (que pueda encontrarse en áreas rurales en los países en desarrollo). La posibilidad de la cogeneración también significa que el calor recuperado se puede usar para agua caliente, calefacción y en procesos industriales. A medida que las tecnologías de GD se vuelvan más eficientes y los costos disminuyan, esta alternativa puede volverse más atractiva.

El Reto de la Energía Descentralizada

El Gobierno de Ghana ha lanzado una iniciativa de "economía energética" con obligaciones de incrementar la producción de energías renovables, con atención en particular a la electrificación de comunidades rurales antes del año 2020. El Gobierno ahora entiende que esta meta puede que no se logre si el suministro de electricidad se ve en base únicamente como la extensión de la red. Los proyectos solares FV fuera de la red han ofrecido una solución provisional. Tales proyectos han recibido financiamiento desde 1992 de agencias donantes, pero hay un reconocimiento creciente que tales proyectos no son sostenibles a largo plazo, dado sus altos costos (el tiempo de vida de los paneles FV es alrededor de 30 años y el costo del reemplazo no se ha fijado en las tarifas, lo cual es un problema común). Reconociendo los límites, el Gobierno y el regulador están trabajando hacia la creación de un campo de juego nivelado para las ER por medio de la eliminación de las barreras fiscales y del mercado existente, tales como impuestos de aduana y el impuesto al valor agregado. Los esfuerzos regulatorios actuales están dirigidos al desarrollo de un marco de fijación de precios que alienta a los servicios públicos a adoptar las energías renovables como parte de la mezcla de su suministro.

Los obstáculos presentes en el desarrollo de la generación distribuida y las mini redes (por ejemplo; sistemas de energía descentralizada) incluyen: (1) la experiencia limitada con estas tecnologías en desarrollo para la electrificación rural; (2) falta de estandarización; (3) variación e interrupción en la disponibilidad de recursos renovables (por ejemplo, el eólico); (4) los esfuerzos necesitados para educar u obtener apoyo de la comunidad; (5) la falta de un marco regulatorio que

aborde, entre otras cosas, *feed-in tariffs,* siempre y cuando los proyectos de GD se conecten a la red. La estabilidad y protección de la red son asuntos técnicos, con implicaciones importantes para el regulador. Las instalaciones GD deben ser monitoreadas por su estado de conexión, producción de energía real, producción de energía reactiva y voltaje en el punto de la conexión para garantizar la seguridad personal y evitar problemas de operación. Las tensiones entre los desarrolladores, los servicios públicos y el regulador pueden resultar porque el monitoreo es esencial para mantener la integridad del sistema pero puede presentar costos que los desarrolladores y los servicios públicos no están dispuestos a cargar, y las poblaciones rurales no pueden pagar. Por lo tanto, los acuerdos de monitoreo deben tomar en cuenta los costos y la factibilidad, y enfocarse en unidades que puedan tener un impacto real en la confiabilidad del sistema. Esto requiere de reglas que escalonen las responsabilidades basándose en kilovatios.[212]

Regulando la Energía Limpia Como una Herramienta para Contrarrestar la Pobreza Energética

Para los países con grandes poblaciones rurales, reformas al sector energético significa establecer un marco legislativo dirigido al crecimiento en las áreas agrícolas no urbanas, permitiendo que estos asuntos sean abordados por separado de otros asuntos del sector energético. Un enfoque típico es la creación de una agencia gubernamental para ayudar en el financiamiento que se enfoca únicamente en asuntos de electrificación rural.[213] Crucial para la integración exitosa de la GD es el desarrollo de un marco legislativo y regulatorio que fomente la inversión privada. Muchas veces estas agencias contribuyen para separar marcos regulatorios, incluyendo estructura de tarifas y esquemas de subsidios, haciendo que la coordinación entre cualquier organismo institucional que se use para la electrificación rural y el regulador nacional de electricidad sea crítica.

La Gestión del Sector Energético del Programa de Asistencia (ESMAP, por sus siglas en inglés) del Banco Mundial ha recomendado una regulación simple y ligera, con una clara definición de las responsabilidades, y la habilidad del regulador nacional o regional de delegar tareas regulatorias a otras entidades, tales como la agencia o fondo de electrificación rural. Sugiere que el marco regulatorio permita una cartera de propuestas, incluyendo: (1) concesiones, permisos y licencias, dependiendo del contexto; (2) estándares de calidad de servicio que son realistas, asequibles, fáciles de monitorear e imponer; (3) regulaciones gubernamentales que permiten al sector privado participar y

Liberia promulgó una Política Nacional de Energía en junio del año 2009, en un esfuerzo para reformar su sector energético. La Política Nacional de Energía prestó atención en particular al desarrollo de servicios de energías renovables rurales. Los límites económicos y de capacidad del personal significan que la Corporación Eléctrica de Liberia no puede desarrollar y operar la red en su estado actual. La Política fomenta la inversión privada en el sector para llenar las necesidades que no pueden ser satisfechas por el gobierno o por el servicio público. La Política prevé el establecimiento de varios organismos institucionales para apoyar estos esfuerzos, incluyendo el Fondo de Energía Rural (para proveer préstamos de bajos intereses, garantías de préstamos y subvenciones para mejorar el acceso de los pobres a la energía), La Agencia de Energía Rural y Renovable y un nuevo Consejo Regulatorio de Energía. De acuerdo a las necesidades de la población y la distribución de sus ciudadanos, los esfuerzos institucionales de desarrollo se están enfocando primero en la Agencia de Energía Rural y Renovable, con atención secundaria al establecimiento de un regulador de energía.

crear un campo de juego parejo para todos; y (4) una estructura de tarifas que permita la recuperación de los costos mientras se permanece dentro de la capacidad de pago del cliente. En este último punto, mientras que la legislación o política normalmente establece los subsidios, el regulador puede efectivamente socavarlos por medio de una regulación tarifaria sin las protecciones apropiadas. Además, debido a que el involucramiento comunitario es crítico, las poblaciones locales pueden a veces contribuir con una porción significativa del capital inicial de inversión en mano de obra, material o contribuciones en efectivo, las cuales también deben tomarse en cuenta para establecer la estructura tarifaria apropiada.[214]

Propuestas Innovadoras

Aunque la generación distribuida y el uso de las micro redes se presenta como una respuesta para las poblaciones más pobres en parte porque son menos costosas que la expansión de red, los costos de la generación distribuida también pueden ser abrumadores. En India, los esfuerzos para llevar la energía solar al mercado han tropezado, debido al alto costo. La India ha estado intentando vender la energía más cara a la gente más pobre por medio de la generación distribuida en áreas rurales. Los mercados de carbón premian a las compañías sofisticadas que construyen proyectos enormes, y el surgimiento en compromisos voluntarios a la energía verde en gran parte proviene de poblaciones de ingresos medios a altos en áreas desarrolladas. Los proyectos que pueden afectar a los muy pobres reciben menos atención, menos apoyo (política y económica) y menos fondos. Los proyectos de micro créditos y créditos pequeños ofrecen esperanza para la integración exitosa de ambas metas de estimular el desarrollo económico en áreas privadas y la promoción de energía limpia. Algunos están ofreciendo formas de medir las reducciones de emisiones que resultan para cada préstamo, permitiéndoles así a los prestamistas calcular el desplazamiento de carbono que ellos ayudaron a crear, aunque sea en pequeña escala.

Energy in Common (Energía en Común) es una nueva empresa con la meta ambiciosa de entregar energía limpia a 15 millones de personas en cinco años, mientras que al mismo tiempo lucha contra la pobreza por medio del empoderamiento de empresarios en el mundo en desarrollo por medio de los micro préstamos. Los proyectos financiados tienen un enfoque claro sobre la sostenibilidad – como los sistemas de iluminación alimentadas por el sol en Ghana - reduciendo la dependencia energética y los costos para los dueños de pequeños negocios locales y para los ciudadanos comunes. Al mismo tiempo, los prestamistas pueden ver exactamente a dónde va el dinero, agregando transparencia al desplazamiento de carbono que ellos reciben por prestar dinero.

GUATEMALA: GENERACIÓN DISTRIBUIDA

2010

GUATEMALA: CONSTRUYENDO UN MARCO REGULATORIO PARA LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

En los últimos años, el marco regulatorio de Guatemala ha sido modernizado con el fin de promover inversiones en nuevos proyectos de energías renovables. Uno de los cambios más importantes al marco regulatorio ha sido la introducción del concepto de Generación Renovable Distribuida (GRD) en el Reglamento de la Ley General de Electricidad (de aquí en adelante, Reglamento GRD). El regulador, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) (formada en 1997 como la autoridad regulatoria del sector de electricidad en Guatemala) jugó un papel activo en la adopción del Reglamento GRD y la creación de las Normas técnicas que siguieron, la Norma Técnica para la Conexión, Operación, Control y Comercialización de la Generación Distribuida Renovable, denominada de aquí en adelante como NTGDR.

El Reglamento GRD se adoptó en respuesta a la necesidad identificada por los participantes del mercado eléctrico para la regulación de generación renovable por debajo de 5 MW y para el mejoramiento de los parámetros eléctricos en las líneas de distribución que no están cerca a las estaciones de distribución. La meta era crear un marco que fomentara y promoviera proyectos pequeños de energía renovable por debajo de los 5 MW. El regulador del sector electricidad fue parte conjuntamente con otros participantes del mercado de una etapa de consulta temprana, que permitió los comentarios sobre el reglamento propuesto y varias actividades de extensión. Las NTGDR fueron aprobadas por la CNEE en cumplimiento con las disposiciones de las enmiendas al Reglamento de la ley General de Electricidad aprobado por Acuerdo Gubernativo 68-2007.

Esta Norma de apoyo siguió en el año 2008, las NTGDR, le permiten a la generación distribuida el acceso a la red de distribución, tomando en consideración el tamaño, localización geográfica y la infraestructura, y nivel de voltaje actual de la compañía de distribución. Las NTGDR están diseñadas para promover la construcción de plantas de energías renovables que son económicas y factibles desde una perspectiva técnica y de mercado. Para lograr esto, las NTGDR crean un marco para la inversión en generación distribuida pequeña (menos de 5 MW), requiriendo que las compañías de distribución permitan a tales plantas de energía conectarse a la red de distribución a costo del generador, después de la aprobación de un estudio de capacidad. Las NTGDR también les permiten participar a los generadores distribuidos en licitaciones públicas para suministrar la demanda de electricidad de las compañías de distribución o de vender su electricidad en el mercado al contado de Guatemala.

Este perfil de país mira cómo las acciones del regulador sobre los últimos años han servido a dar forma a la reforma de generación distribuida y específicamente facilitó la creación de una norma técnica para promover la inversión en la GRD en Guatemala.

Identificando las Necesidades y las Barreras

Guatemala tiene una población de casi 13 millones y la economía más grande de Centroamérica, aunque la pobreza permanece alta. Se usa la leña como fuente de energía por el 80% de las familias rurales. A partir de 2009, la mezcla eléctrica de Guatemala era 46. 6% térmica (petróleo y carbón), 36.1% hidroeléctrica, 3.5% geotérmica, 13.3% cogeneración (caña de azúcar) y 0.5% importación. La Asociación de Energía Renovable y Eficiencia Energética (REEEP), una internacional no lucrativa que aboga por la reforma sostenible en el sector energético, calcula que 5,000 MW de hidroeléctricas están disponibles. El *The Solar and Wind Energy Resource Assessment*, un Programa Ambiental de las Naciones Unidas, proporciona acceso listo a datos confiables de energías renovables para estimular la inversión en, y el desarrollo de, tecnologías de energía renovable, estimaciones de 7,800 MW de energía eólica son posibles y recursos geotérmicos de hasta 1,000 MW también pueden ser desarrollados.[215] Aunque el potencial para el desarrollo de fuentes de energías renovables es grande, Guatemala actualmente importa combustibles fósiles para hasta el 60% de sus necesidades de generación de energía eléctrica.

El uso de la generación distribuida para usar los recursos internos abundantes de Guatemala proporciona una solución a esta situación. La generación distribuida se define en el nuevo Reglamento GRD, discutido en mayor detalle abajo, como:

> *generación eléctrica… producida por tecnologías que usan recursos renovables y que están conectadas a instalaciones de distribución, con capacidades instaladas inferiores a 5 megavatios; … las tecnologías con recursos renovables son aquellas que utilizan el sol, el viento, el agua, la geotérmica, la biomasa y otras determinadas por el Ministerio de Energía y Minas*

Sin embargo, como fomentar la inversión en la GRD fue un obstáculo, hasta que la CNEE hizo un análisis, recibiendo contribuciones de los interesados del mercado en cuanto a las razones varias de que las plantas de energía renovable, principalmente las pequeñas, no se estaban desarrollando. La CNEE identificó las siguientes razones claves, por último determinando que éstas podían ser abarcadas por medio de un nuevo marco regulatorio para las GRD:

- El marco existente (antes de 2006 cuando los esfuerzos para las GRD empezaron en serio) fallaba en ofrecer las "señales" correctas para la construcción de plantas de energía pequeñas que usan recursos renovables o la GRD. Algunas de las razones eran la existencia de PIEs a largo plazo, firmadas bajo condiciones de emergencia en la década de 1990 entre compañías de distribución y generadores privados con plantas de energías impulsadas por combustibles fósiles (resultando en la sobre contratación de compañías de distribución); la corta duración (dos años) de estos nuevos PIEs envió señales para la contratación de electricidad, principalmente el resultado de la construcción de (costo menor) plantas de generación de energía impulsadas por petróleo. Otra razón era que los generadores titulares se resistían a traer nuevas inversiones.

- Los interesados e inversionistas potenciales informaron que el marco existente era difícil de entender y de interpretar, con orientación limitada en cuanto a la regulación actual alrededor de este asunto importante para ayudar a promover inversiones específicamente en las GRD. La percepción del público en general y del inversionista era que la regulación actual era demasiado compleja y no permitía a los generadores con capacidades instaladas en menos de 5 MW participar en el mercado de electricidad. Aunque este en realidad no era el caso, la CNEE encontró que el malentendido era prevalente y de que era necesario cambiar la percepción y facilitar el acceso a la información de modo que la regulación se tornó más comprensible para los desarrolladores potenciales de GRD.

Acción Regulatoria: Tomando Medidas para Efectuar el Cambio

La CNEE empezó un esfuerzo concentrado de investigar la GRD a inicios de 2006, a través de un programa de consulta con participantes estatales del mercado, contrapartes regulatorias y de negocio en Latinoamérica, y una visita de estudio a California.

Consulta con Participantes Estatales del Mercado

El trabajo inició a nivel gubernamental en Guatemala, con períodos de extensión y consulta buscando contribuciones de todos los participantes estatales del mercado. En el año 2006, el Ministerio de Energía y Minas formó un Comité, donde la CNEE participó, con el fin de analizar el Reglamento de la Ley General de Electricidad y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. Uno de los objetivos era encontrar alternativas para promover el desarrollo de nuevas inversiones en la energía renovable en Guatemala. La CNEE participó activamente y propuso que el concepto de la GRD debería ser incluida, no en mucho detalle (ya que esto debe desarrollarse en una norma técnica), pero sin embargo como una definición en el Reglamento de la Ley de Electricidad. Esto se propuso con el fin de dar más apoyo a la GRD.

La revisión del Reglamento se hizo durante el año 2006 y los primeros dos meses de 2007. Las enmiendas se aprobaron por decisión del gobierno y se publicó el 5 de marzo de 2007, entrando en vigencia el 6 de marzo del mismo año. La CNEE había estado trabajando en la elaboración de las NTGDR, que fueron aprobadas por la CNEE y publicadas en el Diario Oficial el 16 de septiembre de 2008 por medio de la Resolución 171–2008. Aunque esta Norma fue diseñada y aprobada por la CNEE, el recibimiento y asesoramiento de contribución de agentes en el sector de electricidad y expertos relacionados fueron una prioridad constante para la CNEE. Por ejemplo, la CNEE llevó a cabo dos foros mayores, envió el primer bosquejo por escrito a las universidades líderes de Guatemala y a la Cámara de Comercio, y presentó el bosquejo en muchos otros foros, tales como la Escuela de Ingenieros de Guatemala y ANACAFÉ, que es la Asociación Nacional de Café en Guatemala, (cuyos miembros (pequeños, medianos y grandes productores de café) tienen un potencial de 400 MW para generar electricidad hidroeléctrica con generadores pequeños (menos de 5 MW)). Guatemala tiene una demanda máxima de 1,500 MW.

La Norma, finalmente diseñada para promover las inversiones por medio de reglas y mecanismos regulatorios claros e integrales, recibió contribuciones de inversionistas actuales y potenciales con conocimiento del negocio. Teniendo en cuenta que los intereses particulares están involucrados cuando a agentes extranjeros se les piden comentarios, el regulador es retado a equilibrar los intereses con principios regulatorios eficientes y un enfoque "justo y razonable" para el mercado, una tarea difícil debido a las imperfecciones del mercado y de la regulación.

Tour de Estudio a California y Consulta con Su Contraparte Española

En febrero de 2006, representantes de la CNEE visitaron el Estado de California en los Estados Unidos para ver cómo los negocios abordaron la GRD, visitando Southern California Edison, la Compañía Eléctrica Municipal de California, la Compañía Eléctrica Municipal de River Side y el parque eólico en Palm Springs. En lo que respecta a la GRD en particular, la CNEE tomó lecciones del uso de la generación aislada y medición neta en River Side. Además, la CNEE aprendió acerca de las prácticas que involucran el uso de generadores de ciclo combinado, medidas de eficiencia energética (incluyendo el mejoramiento de la eficiencia en plantas generadoras a través del uso de gas metano, incrementando la eficiencia de tales plantas para poder lograr hasta un 68% del factor de la planta (lo normal para una planta de este tipo es 40%)), el uso de plantas fotovoltaicas existentes las que alimentaban una red exclusiva para la carga de aire acondicionado de la ciudad, y la generación de energía eólica (del Palm Springs Park), que generaba alrededor de 400 MW de energía firme eficientemente, con grandes inversiones y conectado a un sistema de energía interconectado.

En mayo de 2006, personal de la CNEE visitó al regulador de España en Madrid junto con la Central de Control de Generación Eólica. El enfoque principal de las visitas a España no era la generación distribuida en sí, pero una discusión acerca del impacto de la generación eólica en la operación del sistema de la red y el costo de los proyectos eólicos, llevando a las conclusiones de que la generación eólica grande impacta en el sistema de electricidad y la forma en que esos proyectos deben manejarse tendría que ser abordado en el futuro; y que un análisis técnico más detallado de la GRD iba a ser necesario. Colectivamente, estos esfuerzos llevaron a la conclusión de que Guatemala se beneficiaría de un enfoque único que limita el tamaño máximo de la GRD a 5 MW, mientras que restringe la producción a energías renovables y proveyendo incentivos correspondientes. En muchos otros países, por ejemplo, no hay un límite de tamaño o exclusividad de energías renovables. En Guatemala, los recursos de ER abundantes y las necesidades de los negocios rurales, tales como las fincas de café, apuntan a la necesidad de reglas que regulen los negocios que autogeneran y tienen un excedente que permiten la venta a un mercado de electricidad nacional.

En el desarrollo de la Norma, la CNEE y sus contrapartes evaluaron los objetivos primarios, es decir el fomento de inversión en estaciones pequeñas de energías renovables, y de conectar estos proyectos pequeños de energías renovables por debajo de los 5 MW a las redes de distribución. Antes de la promulgación de la Norma, la calidad del producto en algunas partes del país era baja, así que el desarrollo de la Norma y sus incentivos incorporados también estaban dirigidos al mejoramiento de la calidad del producto. Un desarrollo vital en la Norma era el incentivo para el inversionista de no pagar por el uso de las redes de distribución siempre

y cuando la energía suministrada por su planta de energía a la red de distribución esté en contra de la dirección del flujo de electricidad predominante en esa parte del sistema. El desarrollo de la Norma se basó en parte en las referencias técnicas del Estándar IEEE 1547, que ofreció orientación en cuanto al mínimo equipo de protección para plantas de energía de menos de 5 MW.

Resumen de las Reformas Legales para Apoyar la GRD

En el año 2007, el gobierno de Guatemala publicó el Acuerdo Gubernativo 68-2007 que enmendada la Ley General de Electricidad, y el Acuerdo Gubernativo 69-2007, enmendando las reglas del mercado mayorista (reformas al Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista), con la meta de incrementar la competición, inversión, mejorar la cobertura y el servicio y desarrollar la generación distribuida. Esta enmienda estableció las reglas de la GRD, que incluía la definición de GRD como se mencionó arriba, y las reglas generales para la conexión y la regulación de la GRD, incluyendo el artículo 16, que le da autoridad a la CNEE de aprobar reglas para regular la conexión, operación, control y condiciones del mercado:

> *"Los Distribuidores están obligados a permitir la conexión a sus instalaciones y a efectuar las modificaciones o ampliaciones necesarias para permitir el funcionamiento del Generador Distribuido Renovable, para lo cual deberá determinar la capacidad del punto de conexión y las ampliaciones necesarias de sus instalaciones. Previo a su autorización, la Comisión evaluará la pertinencia del alcance de las modificaciones y de las ampliaciones de las instalaciones de los Distribuidores; así como: su respectivo costo y los beneficios por la mejora en la calidad del servicio de distribución y por la reducción de pérdidas. Los costos de las ampliaciones, modificaciones, línea de transmisión y equipamiento necesarios para llegar al punto de conexión con la red de distribución, estarán a cargo del Generador Distribuido Renovable. La Comisión emitirá las disposiciones generales y la normativa para regular las condiciones de conexión, operación, control y comercialización de la Generación Distribuida Renovable, incluyendo los pagos o créditos por concepto de peaje y por ahorro de pérdidas, según corresponda y en lo aplicable, de conformidad con la Ley y este Reglamento. Para el caso que se opere sin contratos, el Distribuidor podrá constituirse en comprador de la electricidad producida por el Generador Distribuido Renovable cumpliendo los requisitos establecidos en la Ley y la remuneración de la energía tendrá un valor máximo igual al Precio de Oportunidad de la Energía en el Mercado Mayorista y se considerarán las reducciones efectivas de pérdidas."*

En septiembre de 2008, en base a su empoderamiento por medio del Reglamento GRD, la Junta de Directores de la CNEE adoptaron las NTGDR para avanzar el plan del Gobierno para utilizar el gran potencial hidroeléctrico y disminuir la dependencia en combustibles fósiles. En total, la adopción del las NTGDR tomó aproximadamente 14 meses e involucró un proceso continuo de revisión, consulta y reformulación.

En total, las características generales de la política de las NTGDR incluyen:

- Incentivos para las siguientes fuentes de energías renovables: biomasa, eólica, geotérmica, hidroeléctrica y solar.
- Limitación sobre el tamaño de las plantas energéticas (generadores distribuidos) a 5 MW o menos.
- Conexión a las líneas de distribución de energía a costo del generador después de la aprobación del estudio de capacidad, y el mantenimiento por la compañía de distribución de las líneas energéticas.
- Acceso a las líneas de distribución por medio de solicitud a las compañías de distribución con la información necesaria para reforzar las líneas energéticas si es necesario; los generadores distribuidos son capaces de participar en licitaciones públicas para suministrar la demanda de electricidad de las compañías de distribución o de vender su electricidad en el mercado al contado de Guatemala.

Algunas ventajas son:

- Esta política fue publicada en septiembre de 2008 y desde entonces nueve proyectos han sido autorizados por la CNEE para un total de 10.93 MW; todas son plantas hidroeléctricas.
- La asociación nacional de café en Guatemala calcula que en las áreas de las plantaciones de café un total de 500 MW de potencial hidroeléctrico puede ser explotado en el futuro próximo.
- Las pérdidas de distribución se reducirán y la calidad del servicio mejorará.
- Los generadores distribuidos están exentos de pagar cargos de transmisión.

Proyecto de Generación Distribuida en Guatemala: Impulsando Reformas e Impulsados por Reformas

La Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable se promulgó en el año 2003. Aunque algunos inversionistas llegaron al mercado después de la adopción de la ley, ellos continúan presionando para hacer reformas después de ese tiempo, particularmente las comunidades rurales, llevando el desarrollo de reglas de apoyo y por último el desarrollo de una Norma técnica. La aprobación de la ley fomentó la inversión, aunque en los primeros años, la mayoría del financiamiento era de agencias donantes internacionales que buscaban apoyar los cambios legislativos e iniciar el camino hacia la inversión de energías renovables particularmente en comunidades rurales. En el año 2004, por ejemplo, 180 sistemas FV solares fueron instalados en seis comunidades rurales de la región Norte del Quiché en Guatemala para uso doméstico, comercial y comunitario. El programa fue dirigido por la Fundación Solar, en colaboración con el Fondo para el Medio Ambiente Mundial, PNUD, el Proyecto Ixil, USAID, los Laboratorios Nacionales Sandia del Departamento de Energía de EE.UU., el Ministerio de Ambiente y

Recursos Naturales de Guatemala, el Ministerio de Energía y Minas de Guatemala y organizaciones locales, la Asociación de Desarrollo Integral de Multiservicios (una organización que promueve el desarrollo económico y social de comunidades de poblaciones en resistencia en la Sierra de Chamá y Chajul, Quiché).

Un proyecto importante y reciente en cuanto a la generación distribuida es "Kaplan Chapina," una planta hidroeléctrica de 2 MW que inició la construcción en el año 2006. La electricidad que se producirá por esta planta de energía se espera que alcance los 3.5 GWh por año, siguiendo el inicio de la operación en octubre de 2009. El proyecto Kaplan Chapina se aprovechó de las políticas adoptadas recientemente por Guatemala, diseñadas para facilitar el desarrollo de plantas de energías renovables y la generación distribuida. Éstas políticas permiten que la planta de energía construya una línea de transmisión y se conecte directamente a la red de distribución. El Sr. Arimany, ex presidente de Papeles Elaborados, S.A., la compañía que construyó el proyecto, identificó a las NTGDR como una de las dos políticas que fomentó la construcción de este proyecto (la otra era una ley de 2003 publicada por el Congreso de Guatemala que exonera el pago del valor agregado, las rentas e impuestos de importación a compañías que invierten en los proyectos de energías renovables por un período de 15 años).
Como se señala, siguiendo la adopción de las NTGDR, nueve proyectos de hidroeléctrica han sido aprobados por la CNEE; la siguiente tabla ofrece una descripción de cada proyecto:
Tabla 3. Generación Renovable Distribuida Aprobada en 2009 y 2010:[216]

No.	Nombre	Localidad	MW
1	Santa Elena	Escuintla, Escuintla	0.70
2	Kaplan Chapina	Pueblo Nuevo Viñas, Santa Rosa	2.00
3	Hidroeléctrica Los Cerros	San José El Rodeo, San Marcos	1.25
4	Hidroeléctrica Cueva María	Cantel, Quetzaltenango	1.50
5	HidroPower	Escuintla, Escuintla	2.16
6	El Prado	Quetzaltenango, Colomba	0.5
7	Jesbon Maravillas	San Marcos, Malacatán	0.72
8	Covadonga	Retalhuleu, Nuevo San Marcos	1.6
9	Finca Las Margaritas	Sn. Francisco Zapotitlán, Suchitepéquez	0.5
TOTAL			**10.93**

Con el desarrollo de la generación distribuida se espera tener el beneficio adicional de reducir las pérdidas de la red de distribución.

Lecciones Aprendidas: Otorgando Competencias a los Reguladores en la Legislación Primaria

La Ley de Electricidad le otorga a la CNEE poderes explícitos para desarrollar Normas Técnicas relacionadas al sector de la electricidad. De acuerdo al regulador, debido a que otras partes, cada uno con su propio interés, sabían que el regulador estaba actuando dentro de sus competencias y con una meta identificada de tener una más eficiente mezcla de generación en el

futuro, la autoridad de la CNEE en esta área no fue contestada. La Ley de Electricidad le da la facultad al regulador de:

> *"Emitir estándares técnicos para la industria de la electricidad y monitorear su cumplimiento de acuerdo a las prácticas internacionalmente aceptadas" y "Emitir directivas y reglamentos como sean requeridas para resguardar el acceso sin restricción a las líneas de transmisión y sistemas de distribución, de acuerdo con esta ley y regulaciones a continuación."*

Una lección importante aprendida en Guatemala es que las Leyes Generales, en este caso la Ley General de Electricidad (aprobada por el Congreso), debe permanecer "General", estableciendo sólo los fundamentos o principios básicos que después se desarrollarán en mayor detalle a través de los Reglamentos y las Normas. Esto le permite al personal técnico desarrollar los conceptos de forma más comprensiva y de una manera más consistente con experiencia y conocimiento del sector.

Con un nuevo marco para la generación distribuida en su lugar, Guatemala está a la espera de mejorar el suministro y servicio, particularmente para su población rural.

INSTANTÁNEA DE GUATEMALA 2013: GENERACIÓN DISTRIBUIDA (GD)

Contribuidores: Jorge Ordonez, Yuliya Shmidt y Barbara Doggett

DESARROLLOS DESDE LA PUBLICACIÓN DEL CASO DE ESTUDIO DE GD DE GUATEMALA EN 2010

La legislación guatemalteca ha facilitado eficazmente la promoción del desarrollo de recursos renovables a través de la Generación Distribuida (GD). Resulta obvio que el desarrollo de proyectos de GD se aceleró después de la promulgación de la Norma Técnica para la Conexión, Operación, Control y Comercialización de la Generación Distribuida Renovable (NTGDR). Entre la promulgación de la NTGDR en 2008 y la publicación del Caso de Estudio de GD de Guatemala (2010), la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) autorizó nueve proyectos con una capacidad agresiva de 11 MW.[217] Al 15 de marzo de 2013, la CNEE ha autorizado 16 proyectos adicionales, para un total de 25 proyectos de GD con una capacidad agregada aproximada de 41 MW como se muestra en la Tabla 1 (un aumento de aproximadamente 30 MW desde 2010). Con la excepción de la Cogeneración Palo Gordo, un proyecto de biomasa, todas las autorizaciones otorgadas por la CNEE a la fecha de esta publicación han sido para proyectos hidroeléctricos (ver tabla y cifra a continuación). Este desarrollo acelerado está alineado con las metas de la Ley General de Electricidad y el Acuerdo Gubernativo 69-2007[218], la cual enmendó el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, aumentando así la competencia, inversión y cobertura, y mejorando el servicio y desarrollando recursos de GD.

Sin embargo, aún existen algunos retos para el desarrollo de los recursos renovables en Guatemala. Aunque comparada con otros países centroamericanos, Guatemala cuenta con un potencial geotérmico, eólico y solar importante, se ha quedado rezagada con respecto a sus vecinos en aprovechar esos recursos. El desarrollo acelerado en GD aún no se ha expandido a recursos que no sean los recursos hidráulicos. Por ejemplo, estudios indican que los proyectos de desarrollo de plantas de energía geotérmica en Centroamérica no son atractivos para los inversionistas privados cuando el proyecto toma en consideración el costo de exploración y confirmación, la perforación de un pozo desconocido, el desarrollo de la planta de energía y las líneas de transmisión.[219] Dados los diversos costos asociados con el desarrollo de los recursos geotérmicos, las plantas menores de 18 MW no son rentables por lo general. En lo que respecta a otros tipos de energías renovables, las tasas de interés de Guatemala para los préstamos por lo general son bastante altas y desaniman a muchos inversionistas nuevos. En consecuencia, la energía hidráulica ha sido rentable en el país por muchos años y continua siendo casi unánimemente el medio más costo-efectivo de producción de energía en Guatemala gracias a su larga y exitosa trayectoria en el país.

Guatemala puede avanzar aún más en proyectos de energía renovable no hidráulica enfocándose en identificar los desafíos a los recursos energéticos particulares que se tienen a la mano. El marco regulatorio actual (es decir, la Ley General de Electricidad, incluyendo sus normas administrativas) no distingue entre los diferentes recursos renovables, (por ejemplo,

diferencias entre recursos hidroeléctricos y geotérmicos), para autorizar la exploración y el uso del recurso, incluyendo la eventual construcción de plantas generadoras de energía eléctrica. Crear incentivos para el desarrollo de recursos renovables de GD, tales como la energía de biomasa, solar y eólica, puede ser un paso hacia adelante en superar estos obstáculos y conseguir mayores inversiones. Por ejemplo, algunos países han descubierto que una escisión parcial para cada recurso de energía renovable es un posible incentivo para hacer que las diferentes formas de generación renovable (como la solar o geotérmica) sean competitivas. Este manual ha identificado otros incentivos para la promoción de la energía renovable que promueve una diversidad de recursos energéticos basándose en algunos principios fundamentales tales como: un establecimiento sólido de tarifas[220], reglamentos del mercado mayorista[221], y fortalecimiento del marco regulatorio[222]. Reevaluar más la legislación de las energías renovables en Guatemala sólo puede agregar al éxito ya obtenido por medio de la incentivación de la GD en Guatemala

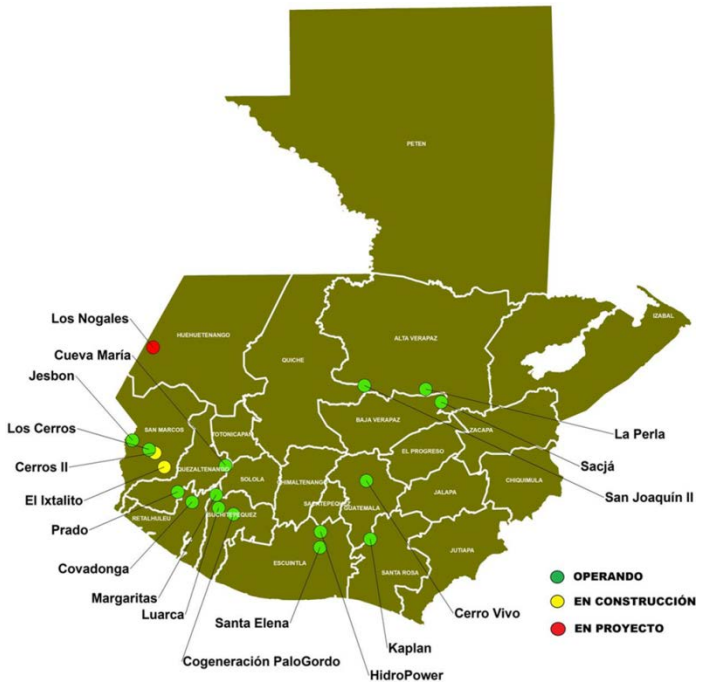
Las políticas antes identificadas en el Caso de Estudio de Guatemala (mejorar la calidad del servicio, créditos tributarios, entre otros), pueden considerarse más a medida que el país avanza hacia un desarrollo aún mayor de las energías renovables. Cooperar a nivel nacional con académicos y otras agencias, organizar seminarios, foros y talleres relacionados con el desarrollo de las energías renovables, y fomentar la colaboración con entidades tanto nacionales como internacionales también contribuirá a avanzar las metas reguladoras del país.

Nota sobre la Tabla y las Cifras. Se desarrollaron 16 proyectos entre 2010 y principios de 2013 (aproximadamente cuatro proyectos por año), en comparación con sólo nueve proyectos que se desarrollaron entre 2006 y 2010 (aproximadamente dos proyectos por año).

Proyectos de GD autorizados por la CNEE antes de febrero de 2013[223]
(Las celdas sombreadas representan proyectos autorizados antes de la publicación del Caso de Estudio de GD de Guatemala en 2010, como resultado de la NTGDR).

	Nombre	Ubicación	Tecnología	Capacidad
1	Santa Elena	Carretera a Siquinalá, Escuintla	Hidráulica	0.70
2	Kaplan Chapina	Pueblo Nuevo Viñas, Santa Rosa	Hidráulica	2.00
3	Los Cerros	San José El Rodeo, San Marcos	Hidráulica	1.25
4	Cueva María	Cantel, Quetzaltenango	Hidráulica	1.50
5	Hidropower SDMM	Ingenio San Diego, Escuintla	Hidráulica	2.16
6	Central Generadora El Prado	Colomba, Quetzaltenango	Hidráulica	0.50
7	Covadonga	Nuevo San Carlos, Retalhuleu	Hidráulica	1.50
8	Jesbon Maravillas	Carretera a Malacatán, San Marcos	Hidráulica	0.75
9	Finca Las Margaritas	San Francisco Zapotitlán, Suchitepéquez	Hidráulica	0.43
10	La Perla	San Miguel Tucurú, Alta Verapaz	Hidráulica	3.70
11	Hidroeléctrica Sacjá	Purulhá, Baja Verapaz	Hidráulica	2.00
12	Cogeneración Palo Gordo	San Antonio Suchitepéquez, Suchitepéquez	Biomasa	2.00
13	Mini Hidroeléctrica San Joaquín II	San Cristobal Verapaz, Alta Verapaz	Hidráulica	0.80
14	Los Cerros II	San José El Rodeo, San Marcos	Hidráulica	1.90
15	Hidroeléctrica Cerro Vivo	Carretera a Chinautla, Guatemala	Hidráulica	2.40
16	Hidroeléctrica Luarca	Mazatenango, Suchitepéquez	Hidráulica	0.51
17	Hidroeléctrica El Ixtalito	Nuevo Progreso, San Marcos	Hidráulica	1.64
18	Hidroeléctrica Los Nogales	La Libertad, Huehuetenango	Hidráulica	2.37
19	Cueva María CM2	Cantel, Quetzaltenango	Hidráulica	2.40
20	El Zambo	San Francisco Zapotitlán, Suchitepéquez	Hidráulica	0.99
21	El Libertador	Carretera los Esclavos-Chiquimulilla, Santa Rosa	Hidráulica	1.88
22	Finca Las Margaritas II	San Francisco Zapotitlán, Suchitepéquez	Hidráulica	1.60
23	Las Victorias	Escuintla, Escuintla	Hidráulica	1.00
24	Maxanal	Finca Moca Grande, Suchitepéquez	Hidráulica	2.80
25	El Coralito	Santa Bárbara, Suchitepéquez	Hidráulica	1.75
Total				**40.52**

Ubicación del Proyecto de GD Autorizado por la CNEE (Los puntos verdes representan proyectos en operación, los puntos amarillos representan proyectos en construcción, y los puntos rojos representan proyectos en la fase de pre-construcción).



COMENTARIOS FINALES

A lo largo de la próxima década los reguladores de energía alrededor del mundo tendrán la tarea de implementar políticas nacionales de reducción de carbono en el sector eléctrico por medio de iniciativas de energías limpias. Como se enfatizó en este Manual, la integración de las ER en el mercado y red eléctrica puede presentar un número de nuevos retos y oportunidades para los reguladores.

Los reguladores encontrarán que su experiencia abre posibilidades únicas para ellos para involucrarse en las ER, a través de la preparación, planificación, diseño, formulación de regulación, consultas públicas, extensión hacia el público y por último, la implementación de regulaciones diseñadas para fomentar la producción de las ER. Aunque las condiciones difieran a través de los países debido a una variedad de factores que incluyen la política, recursos, economía y el panorama energético, algunos principios sobresalientes pueden ayudar a los reguladores a navegar el entorno del desarrollo de las ER:

- Metas claramente definidas informan y guían los marcos regulatorios, y llevan a la creación de reglas predecibles y consistentes. Metas mezcladas, metas no claras o metas inconsistentes crean incertidumbre para los inversionistas, poniendo en peligro los esfuerzos para incrementar la penetración de las ER.

- La transparencia de las regulaciones e implementaciones crean un entorno de certeza y predictibilidad que fomenta a los nuevos participantes en el mercado y resguarda contra prácticas discriminatorias o ventajas injustas a ciertos participantes, particularmente los titulares que pueden distorsionar los esfuerzos para abrir el mercado. La flexibilidad provee oportunidades para mejorar y ajustar. Mientras que la predictibilidad del marco es importante, el regulador y los políticos se benefician de la aceptación de ajustes cuando sean necesarios.

- La decisión de esquema o esquemas de incentivos es único para cada país. No hay una sola respuesta correcta para diseñar las *feed-in tariffs* u otros mecanismos de apoyo para los proyectos de energías renovables.

- Diseñar e implementar una política de renovables toma una gran cantidad de trabajo, y diferentes organizaciones tendrán aportaciones diferentes y valiosas. Una sección transversal del gobierno y la industria puede proveer una dirección invaluable y los reguladores pueden hacer un papel esencial en la facilitación de la colaboración.

- El proceso es continuo. La experiencia en otros países enseña que es importante tener revisiones periódicas de ambos mecanismos de precio y precios actuales para los renovables así como el proceso entero de licitación, contratos de términos y condiciones a largo plazo, localización y preferencias de combustibles, y mezclas de cartera. Mientras que los gobiernos y los reguladores deben evitar cambiar términos y condiciones de contrato retroactivamente, especialmente las condiciones de precio, si es posible, el negocio de los renovables es dinámico, las

- tecnologías maduran rápidamente, cae el costo de producción y los clientes deben de recibir los beneficios de tales cambios y no ser encerrados en políticas que fallan en seguir el ritmo a un mercado renovable dinámico.

- Los renovables deben de ser parte de un plan comprensivo que también incluye la eficiencia energética, reducción de pérdidas técnicas, y otras tecnologías "inteligentes" para optimizar el uso de la energía mientras se minimiza su desperdicio y despliegue innecesario. Las políticas de la eficiencia energética deben estar mezcladas con las políticas de las energías renovables.

- Los reguladores también deben revisar los procesos legales y administrativos en otros sectores que pueden impactar los adelantos de las ER, incluyendo las restricciones de permisos ambientales, estándares ambientales, y reglas de inversión y adquisición, y entender las implicaciones económicas y del sector de esquemas de incentivos seleccionados con el fin de maximizar la efectividad y minimizar el daño.

- Los reguladores pueden ayudar a preparar para familiarizarse con el paisaje de iniciativas de ER nacionales e internacionales y por la colaboración con otros reguladores, expertos e interesados dentro de su país y/o región.

Los reguladores nacionales son parte de un equipo comprometido con las ER. Es de particular importancia para los reguladores aprender uno del otro cuando de las ER se trata porque muchas veces la velocidad y la ambición de las políticas nacionales tienden a dejar poco tiempo para que el mercado de las ER desarrolle y madure naturalmente. Al compartir conocimiento, de las lecciones aprendidas y mejores prácticas con contrapartes regionales y/o internacionales, los reguladores pueden responder a los compromisos políticos internacionales y nacionales que sus gobiernos han hecho y ayudar al avance de las ER en sus países.

Por razones de experiencia y acceso, los reguladores son los líderes naturales del hoy y el futuro de los esfuerzos nacionales para fomentar las ER.

BIBLIOGRAFÍA

---

[1] http://www.irena.org/ourMission/index.aspx?mnu=mis. Esta declaración es del sitio web de la nueva Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), la cual fue establecida oficialmente en Bonn el 26 de enero de 2009. Hasta la fecha 148 estados y la Unión Europea han firmado el Estatuto de la Agencia; entre ellos hay 48 africanos, 38 europeos, 35 asiáticos, 17 americanos y 10 Australia/Estados de Oceanía. Obligados por estos gobiernos mundiales, IRENA promoverá la amplia e incrementada adopción y el uso sostenible de todas las formas de energías renovables. Actuando como una voz global para las energías renovables, IRENA facilitará el acceso a toda la información relevante de las energías renovables, incluyendo los datos técnicos.

[2] El énfasis internacional sobre el cambio climático ha dado nacimiento a un esfuerzo para expandir la definición de energías renovables para incluir las tecnologías de generación no renovables, pero no producidoras de carbono, como la generación nuclear. Esto se debe en gran parte a que las definiciones de la energía renovable y las energías limpias muchas veces se mezclan, y también porque la energía nuclear se ve como algo que tiene una vida de sostenibilidad más larga que los combustibles fósiles. Este Manual toma la posición de que debido a que es fundamentalmente agotable, la energía nuclear no está incluida aquí en ninguna definición de ER. Las fuentes renovables basadas en la combustión tales como la biomasa y el biogás normalmente son consideradas como no productoras de emisiones de carbono, debido a que el proceso natural que creó el combustible extrae el carbono del ambiente. En muchas jurisdicciones este razonamiento se ha extendido a la combustión de desechos sólidos y se considera "renovable" debido al componente orgánico de tales desechos. Algunos estudios, sin embargo, han cuestionado si la biomasa es CO_2 neutral y sostenible; ver para un ejemplo este estudio en http://www.mass.gov/?pageID=eoeeaterminal&L=4&L0=Home&L1=Energy,+Utilities+%26+Clean+Technologies&L2=Renewable+Energy&L3=Biomass&sid=Eoeea&b=terminalcontent&f=doer_arra_bscps&csid=Eoeea Las preocupaciones ambientales pueden impulsar a los políticos a excluir a las instalaciones tradicionales de energías renovables tales como la biomasa y la generación hidroeléctrica de la definición de energías renovables, a menos que estas instalaciones cumplan con las regulaciones de calidad del aire o el paso de los peces. Aquí, consistente con los estándares internacionales generalmente aceptados, nosotros incluimos éstos bajo nuestra definición de ER, pero advertimos que todas las ER deben producirse de manera consistente con la meta de sostenibilidad y que la evidencia de lo contrario debe tomarse en consideración cuando los asuntos de los esquemas de los subsidios y el apoyo para la promoción de las ER estén implicados.

[3] Los esfuerzos de las energías renovables no son independientes, y operan en paralelo con los desarrollos de eficiencia energética y con los varios esfuerzos para reducir el carbono y otras emisiones de gases de efecto invernadero de los combustibles fósiles. Los esfuerzos de la eficiencia energética se enfocan en el lado de la demanda, disminuyendo la demanda en sí, así como también cambiando los patrones de demanda (uso de noche/día). Para los combustibles fósiles, las tecnologías se están desarrollando para convertirlos en hidrógeno, capturar y secuestrar el carbono y usar celdas de combustible para el hidrógeno producido y el oxígeno existente para producir energía limpia.

[4] A New Green Economics, The Test for the World in Bali and Beyond**,** *Por Ban Ki-moon,* lunes, 3 de diciembre, 2007**,** *Washington Post*.

[5] The United Nations Environment Programme, 2009 Paper: *From Conflict to Peacebuilding, the Role of Natural Resources and the Environment.*

[6] Véase World Bank RE Toolkit, citando el informe por Nicholas Stern, 2006, The Economics of Climate Change, The Stern Review, Cambridge University Press, Cambridge, UK.

[7] Véase World Bank RE Toolkit, en la 141, Tabla 1, comparando los combustibles fósiles y los recursos renovables, indicando que la mayoría de renovables aún no se compara en costo sin las consideraciones de las externalidades.

[8] Más de 20 estados de EE.UU. requieren que entre el 15 al 20% de toda su electricidad provenga de fuentes renovables antes del 2020 al 2030; véase http://www.pewclimate.org/what_s_being_done/in_the_states/rps.cfm para más información.

[9] Véase World Bank RE Toolkit, en la 129, definiendo las externalidades como "los beneficios o costos generados como un producto derivado de una actividad económica que no se acumula sin llegar a las partes involucradas en la actividad y donde no toma lugar ninguna compensación. Las externalidades ambientales son beneficios o costos que se manifiestan a través de los cambios en el entorno físico-biológico."

[10] Sobre el frente de seguridad, *véase* A. Owen, "Environmental externalities, market distortions and the economics of renewable energy technologies" 25 *Energy Journal* 127, 129 (2004), ("En la medida en que los gobiernos cargan los costos de la seguridad asociados con asegurar que los suministros de combustibles ininterrumpidos lleguen a los mercados pertinentes, entonces estos combustibles están siendo subsidiados y por lo tanto existe una asignación ineficiente de recursos")

[11] Véase http://www.juandemariana.org/pdf/090327-employment-public-aid-renewable.pdf

[12] http://switchboard.nrdc.org/blogs/paltman/media/Rodriguez%20letter.pdf

[13] Véase el sitio web de la Agencia Internacional de Energía, http://www.iea.org.

[14] Consejo Controlador de Electricidad de Namibia, http://www.ecb.org.na/download.php?fl_id=150

[15] http://www.mme.gov.na/pdf/energy_policy_whitepaper.pdf

[16] Consejo Controlador de Electricidad de Namibia, http://www.ecb.org.na/download.php?fl_id=150

[17] Instituto de Energías Renovables y Eficiencia Energética de Namibia, http://www.reeei.org.na/aboutus.html

[18] La Asociación de Energía Renovable y Eficiencia Energética, REEEP, http://www.reeep.org/index.php?id=9353&text=policy&special=viewitem&cid=95

[19] La División de Energía Inteligente de la Comisión Europea emitió un Informe Final en febrero de 2007 que evaluaba la efectividad de los diferentes esquemas de apoyo en la UE. *Véase* www.optres.fhg.de.

[20] En un documento de trabajo de 2008 , para ejemplo, el personal de la Comisión de la UE, después de estudiar varias herramientas usadas para promover los renovables, concluyó que un conjunto de feed-in tariff correctamente establecidas es "generalmente el esquema de apoyo más eficiente y efectivo para la promoción de la electricidad renovable," http://ec.europa.eu/energy/climate_actions/doc/2008_ res_working_document_en.pdf

[21] Documentos Económicos RUHR, http://repec.rwi-essen.de/files/REP_09_156.pdf

[22] Véase, para ejemplo, la Comisión de Servicios Públicos de California piden tales tarifas para fomentar el uso solar. http://www.energy.ca.gov/2008publications/CEC-100-2008-008/CEC-100-2008-008-CMF.pdf .

[23] Para el Proyecto Pelamis Wave, véase http://www.pelamiswave.com/content.php?id=149

[24] DIRECTRICES COMUNITARIAS SOBRE LA AYUDA ESTATAL PARA LA PROTECCIÓN DEL MEDIO AMBIENTE, Comisión Europea 2008/C 82/01, encontrada en http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:C:2008:082:0001:0033:EN:PDF

[25] Para los datos que muestran la relación entre los créditos fiscales y la inversión en renovables en los Estados Unidos, véase G. Heal, The Economics of Renewable Energy, National Bureau of Economic Research, en la 10, Figura 3 (junio 2009) http://www.nber.org/papers/w15081.pdf (Heal).

[26] http://www.opic.gov/press-releases/2012/opic-board-approves-185-million-two-solar-power-projects-peru

[27] Direccion Ejecutiva de Proyectos,

[28] Ley de Concesiones Eléctricas (LCE)

[29] Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)

[30] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES)

[31] Honda, Jose Antonio: "Energy Law in Peru" [La Ley de Energía en el Perú], Kluwer Law International, 2010, ISBN-10: 9041133747

[32] Organismo Supervisor de Inversión en Energía y Minería

[33] Maurer, Luiz T. A. and Barroso, Luiz A.: "Electricity Auctions – an overview of Efficient Practices" [Subastas de Electricidad – un resumen de Prácticas Eficientes], ESMAP, El Banco Mundial, Washington, 2011.

[34] "Peru Power Report" [Informe de Energía del Perú], Business Monitor International, March 12, 2013, http://store.businessmonitor.com/peru-power-report.html

[35] Fiorella Molinelli: "Renewable Energy in Peru" [la Energía Renovable en el Perú], Presentación interna para OSINERGMIN, Lima, Agosto, 2011.

[36] Ministerio de Energía y Minas

[37] International Finance Corporation: "Assessment of the Peruvian Market for Sustainable Energy Finance [Evaluación del Mercado Peruano para las Finanzas de Energía Sostenible], IFC Office, Lima, Perú, 2011

[38] Ibid

[39] Los cálculos del autor se basan en información proporcionada por OSINERGMIN, 2013

[40] La derivación del autor se basa en las presentación de Riquel E. Mitma Ramirez, OSINERGMIN, 2013

[42] http://www.doe.gov.ph/popup/republic_act.asp

[43] Para información sobre la política de las ER de las Filipinas, véase http://www.doe.gov.ph/EnergyAccReport/2009%201-Page%20Ad_CABfinal.pdf

[44] 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.

[45] http://www.doe.gov.ph/Laws%20and%20Issuances/RA%209136.pdf

[46] 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.psalm.gov.ph/index.asp).

[47] http://www.doe.gov.ph/Downloads/Revised.pdf

[48] 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 competición, 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.

[49] 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

[50] La información acerca de la Administración Nacional de Electrificación puede encontrarse en: http://www.nea.gov.ph/

[51] http://www.doe.gov.ph/popup/republic_act.asp

[52] 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%201-Page%20Ad_CABfinal.pdf

[53] http://www.erc.gov.ph/pdf/Revised%20FIT%20Rules%20for%20POSTING_final.pdf

[54] "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)

[55] El Banco Asiático de Desarrollo, 2012 documento, *Banco Asiático de Desarrollo y las Filipinas, Hoja Informativa*, p2.

[56] Servicios a los Inversionistas de Moody, 25de julio de 2013, *Aviso de Acción de Clasificación*.

[57] Para una discusión más detallada sobre el triángulo energético, véase "Nueva Arquitectura Energética: Myanmar", Foro Económico Mundial, Banco Asiático de Desarrollo, (junio de 2013), p. 10.

[58] Ley de Energías Renovables de 2008, Ley de la República 9513, Decimocuarto Congreso, (2008), Sec. 2.

[59] Ley de Energías Renovables de 2008 en Sec. 15. Otros incentivos incluyen, no taxativamente: importación de equipos libre de aranceles, créditos tributarios sobre equipos de capital y servicios nacionales, tasas de regalías especiales, treguas tributarias, traspaso de pérdidas operativas netas, depreciación acelerada, venta de créditos de carbono con impuesto al 0%, IVA al 0%, exención de un cargo universal basado en la red, y cargos de transmisión reducidos.

[60] Comisión Reguladora de Electricidad (Filipinas), *Resolución que Adopta las Reglas de Tarifas de Alimentación*, Resolución No. 16, Serie de 2010 en Sec.1.4 (12 de julio de 2010).

[61] Consejo Nacional de Energías Renovables, *Petición para Iniciar un Proceso de Establecimiento de Reglas para la Adopción de las Tarifas de Alimentación para Electricidad,* Caso ERC No. 2011-006 RM (16 de mayo de 2011).

[62] Comisión Reguladora de Electricidad (Filipinas), *En el asunto de la petición para iniciar un proceso de establecimiento de reglas para la adopción de las Tarifas de Alimentación para electricidad generada a partir de recursos de energía de biomasa, oceánicos, hidroeléctricos de agua fluyente, solares y eólicos,* Decisión Caso ERC No. 2011-006 en páginas 5-6. (23 de agosto de 2012).

[63] Si bien el NREB propuso una FIT basada en energía oceánica, la ERC difirió el reconocimiento de una FIT hasta tanto no se tenga suficiente información disponible. (*Véase Decisión Caso ERC No. 2011-006 en p 117)*

[64] Decisión Caso ERC No. 2011-006 RM en p 3.

[65] Decisión Caso ERC No. 2011-006 RM en p 117.

[66] *Reconsiderando la Economía de la Energía Fotovoltaica (mayo de 2012)*, Barzilian, Onyeji, et al. Sitio Web Bloomberg New Energy, accedido el 28 de agosto de 2013, http://about.bnef.com/white-papers/re-considering-the-economics-of-photovoltaic-power-a-co-authored-white-paper-on-pv-economics/.

[67] Decisión Caso ERC No. 2011-006 RM en p 101.

[68] Decisión Caso ERC No. 2011-006 RM en páginas 100-101.

[69] Una tarifa de reducción progresiva reconoce que los costos relacionados con las tecnologías renovables disminuirán con el tiempo, y evita el problema de ganancias inesperadas para desarrolladores capaces de obtener una Tarifa de Alimentación alta a un costo más bajo. La reducción progresiva también alienta a los desarrolladores de energías renovables a invertir en la etapa inicial del programa de Tarifas de Alimentación, y así acelerar la inversión y el desarrollo. Las tarifas de reducción progresiva propuestas por el NREB, en contraste con sus tarifas FIT, no originaron ninguna controversia y fueron aceptadas por la comisión con una modificación. La ERC rechazó una disposición que permitiría una exención de la aplicación de una tarifa de reducción progresiva si la operación

comercial de una planta de energía elegible se retrasaba por motivos más allá del control del desarrollador. (Véase la Decisión del Caso ERC No. 2011-006 RM en las páginas 116-117.)

[70] Mercado de Electricidad Mayorista de Contado, Informe Resumido Mensual (julio de 2013).

[71] Mercado de Electricidad Mayorista de Contado, Informe Resumido Mensual (julio de 2012).

[72] El Costo Marginal a Largo Plazo (*Long Range Marginal Cost*, "LRMC") del suministro es igual al costo de reemplazo o incremental de la generación, transmisión y distribución, más la energía. Véase *Meralco, Presentación en PowerPoint de Comparaciones Regionales preparada por International Energy Consultants (junio de 2012).*

[73] Meralco, Presentación en PowerPoint de Comparaciones Regionales preparada por International Energy Consultants (junio de, 2012).

[74] Meralco, Presentación en PowerPoint de Comparaciones Regionales preparada por International Energy Consultants (junio de, 2012).

[75] Comisión Reguladora de Electricidad (Filipinas), *Resolución que Adopta las Reglas de Tarifas de Alimentación*, Resolución No. 16, Serie de 2010, Anexo A en 2.5 (12 de julio de 2010).

[76] Rastreador de Energía EPIRA, Tarifa de "Salvavidas" para Usuarios Finales Residenciales, http://powertracker.doe.gov.ph/archive/category_socialconsumer/lifeline, (accedida por última vez el 2 de septiembre de 2013).

[77] Decisión de la Comisión Reguladora de Electricidad, Caso ERC No. 2006-020 RC, *En el Asunto de la Solicitud de Aprobación de una Tarifa de Generación Socialmente Aceptable (SAGR, por sus siglas en inglés) para Sesenta (60) Áreas NPC-SPUG Restantes,* Página 1 (4 de mayo de 2011)

[78] Ibidem, Página 13

[79] Ibidem, Página 2.

[80] Normas y Reglamentos para Implementar la Ley de la República No. 9136, Sección 3 Obligaciones de SPUG.

[81] Plan Misionero de Desarrollo de la Electrificación 2012-2016 (14 de marzo de 2012), Departamento de Energía de las Filipinas, Sección 0.1.3.

[82] Ley de Energías Renovables de 2008, Ley de la República 9513, décimo cuarto Congreso, (2008), Sec. 15(h).

[83] Ley de Energías Renovables de 2008, Ley de la República 9513, décimo cuarto Congreo, (2008), Sec. 12.

[84] Ley de Energías Renovables de 2008 en el Capítulo VII.

[85] Departamento de Energía, Directrices para el proceso de selección de proyectos de energías renovables bajo el sistema de tarifas de alimentación y la adjudicación del certificado de elegibilidad para tarifas de alimentación, Circular No. DC 2013-05-0009 Sec. 4-5 (mayo de 2013).

[86] Departamento de Energía, Directrices para el proceso de selección de proyectos de energías renovables bajo el sistema de tarifas de alimentación y la adjudicación del certificado de elegibilidad para tarifas de alimentación, Circular No. DC 2013-05-0009 (mayo de 2013).

[87] Departamento de Energía, Directrices para el proceso de selección de proyectos de energías renovables bajo el sistema de tarifas de alimentación y la adjudicación del certificado de elegibilidad para tarifas de alimentación, Circular No. DC 2013-05-0009 Sec. 6(e) (mayo de 2013).

[88] Véase http://unfccc.int/kyoto_protocol/items/2830.php. El Protocolo de Kyoto fue adoptado en Kyoto, Japón, el 11 de diciembre de 1997 y entró en vigencia el 16 de febrero de 2005. 184 Partes de la Convención han ratificado su Protocolo hasta la fecha. Las reglas en detalle para la implementación del Protocolo fueron adoptadas en COP 7 en Marrakech en 2001, y se llaman los "Acuerdos Marrakech".

[89] Id. Estos son: Afganistán, Albania, Argelia, Angola, Antigua y Barbuda, Argentina, Armenia, Azerbaiyán, Bahamas, Bahréin, Bangladesh, Barbados, Belice, Benín, Bután, Bolivia, Bosnia y Herzegovina, Botsuana, Brasil, Brunei Darussalam, Burkina Faso, Burundi, Camboya, Camerún, Cabo Verde, República Centroafricana, Chad, Chile, China, Colombia, Comoras, Congo, Islas Cook, Costa Rica, Cuba, Chipre, Costa de Marfil, República Popular Democrática de Corea, República Democrática del Congo, Yibuti, Dominica, República Dominicana, Ecuador, Egipto, El Salvador, Guinea Ecuatorial, Eritrea, Etiopía, Fiyi, Filipinas, la ex República Yugoslava de Macedonia, Gabón, Gambia, Georgia, Ghana, Granada, Guatemala, Guinea, Guinea-Bissau, Guyana, Haití, Honduras, India, Indonesia, Irán (República Islámica del), Israel, Jamaica, Jordania, Kazajstán, Kenia, Kiribati, Kuwait, Kirguistán, la ex República Democrática, Líbano, Lesoto, Liberia, Yamahiriya Árabe Libia, Madagascar, Malawi, Malasia, Maldivas, Malí, Malta, Islas Marshall, Mauritania, Mauricio, México, Micronesia (Estados Federados de), Mongolia, Montenegro, Marruecos, Mozambique, Myanmar, Namibia, Nauru, Nepal, Nicaragua, Níger, Nigeria, Niue, Omán, Pakistán, Palao, Panamá, Papúa Nueva Guinea, Paraguay, Perú, Filipinas, Qatar, República de Corea, República de Moldavia, Ruanda, San Cristóbal y Nieves, Santa Lucía, San Vicente y las Granadinas, Samoa, San Marino, Santo Tomé y Príncipe, Arabia Saudita, Senegal, Serbia, Seychelles, Sierra Leona, Singapur, Islas Salomón, Sudáfrica, Sri Lanka, Sudán, Surinam, Suazilandia, República Árabe Siria, Tayikistán, Tailandia, Timor-Leste, Togo, Tonga, Trinidad y Tobago , Túnez, Turkmenistán, Tuvalu, Uganda, Emiratos Árabes Unidos, República Unida de Tanzania, Uruguay, Uzbekistán, Vanuatu, Venezuela (República Bolivariana de), Vietnam, Yemen, Zambia, Zimbabue.

[90] Los proyectos MDL deben preparar un Documento de Diseño de Proyecto ("PDD, por sus siglas en inglés") detallando cómo el proyecto logrará reducciones reales, adicionales y evitará la "fuga" de emisiones. El elemento de "adicionalmente" requiere que el proyecto muestre que las reducciones en emisiones sería adicional a cualquier reducción que ocurriera en la ausencia del proyecto MDL. El elemento de "fuga" requiere que el proyecto muestre que el proyecto MDL no dará como resultado un incremento de emisiones que ocurran fuera de los límites del proyecto.

[91] Los detalles de lo que se necesita incluir en el PAN se explican en la Decisión de la Comisión Europea, 2009/548/EC, del 30 de junio de 2009, estableciendo un modelo para los Planes de Acción Nacional de Energías Renovables bajo la Directiva 2009/28/EC del Parlamento Europeo y del Consejo.

[92] Directiva 2009/28/EC del Parlamento Europeo y del Consejo del 23 de abril de 2009, sobre la promoción del uso de energía de fuentes renovables enmendaron y subsecuentemente derogaron las Directivas 2001/77/EC y 2003/30/EC (Texto con relevancia EEA); encontrada en http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:32009L0028:EN:NOT

[93] A D Owen, "Renewable Energy: Externality Costs as Market Barriers", Política de Energías, Vol. 34, 2006, pág. 632-642.

[94] Véase Energy for Development: The Potential Role of Renewable Energy in Meeting the Millennium Development Goals pág. 7 a la 9, disponible en http://www.worldwatch.org/system/files/ren21-1.pdf

[95] Gobierno de la República Unida de Tanzania: "Segunda Estrategia Nacional para el Crecimiento y la Estrategia [sic], 2011-2015", Dar es Salaam, Tanzania.

[96] Msyani, Christian M.: "Estatus Actual del Sector Energético en Tanzania", Programa Ejecutivo de Intercambio de USEA sobre Mercados de Servicio en Desarrollo y Secundarios, Washington D.C., marzo de 2013.

[97] Banco de Tanzania, Análisis Económico Mensual, diciembre de 2013, página 6, https://www.bot-tz.org/Publications/MonthlyEconomicReviews/MER_%20Dec_2013.pdf.

[98] La República Unida de Tanzania: "La Visión de Desarrollo de Tanzania 2025".

[99] Ministro de Energía y Minerales, Tanzania según lo reportado por Reuters, 15 de agosto de 2013.

[100] Ibidem

[101]Yohana, R. A. and Kirahuka, J. K.: "Desarrollo de Proyectos Hidroeléctricos Pequeños en Tanzania", Documento País de Tanzania presentado en el Taller de Capacitación sobre Tecnología para Proyectos Hidroeléctricos Pequeños para Países en Vías de Desarrollo, mayo a julio de 2011, Hangzhou, China.

[102] Mwihava, N. C. X.: "Un Resumen del Sector Energético en la Tanzania Rural", Presentación a un Taller sobre Innovaciones en Productos de Iluminación y Servicios Energéticos Fuera de Red para la Tanzania Rural, 8-9 de abril de 2010.

[103] El Gobierno de la República Unida de Tanzania: "La Ley de Energía Rural, 2005", Dar es Salaam, Tanzania.

[104] El Gobierno de la República Unida de Tanzania: "Ley de la Autoridad Reguladora de Empresas de Servicios de Energía y Agua", Dar es Salaam, Tanzania.

[105] El Gobierno de la República Unida de Tanzania: "La Política Energética Nacional", febrero de 2003, Dar es Salaam, Tanzania.

[106] El Gobierno de la República Unida de Tanzania: "Plan Maestro de Sistemas de Energía – Actualización 2012", mayo de 2013, Dar es Salaam, Tanzania (www.mem.go.tz).

[107] http://www.accessgambia.com/information/nawec-water-electricity.html

[108] www.pura.gm

[109] Originalmente, una Bantaba es un sitio tradicional de reunión parecido a una palapa donde los hombres de la villa discutían asuntos pertinentes a la misma. Véase www.accessgambia.com

[110] http://thepoint.gm/africa/gambia/article/2008/8/7/wind-energy-project-inaugurated-in-batokunku

[111] http://dailynews.gm/africa/gambia/article/unido-gef-launch-us-2m-energy-project-for-gambia

[112] www.naruc.org/.../GEF%20UNIDO%20PROJECT%20SLIDES.pd

[113] http://www.m-bolo.org

[114] Ceesay, K. K.: "Promotion and Development of Renewable Energy and Energy Efficiency in The Gambia" [Promoción y Desarrollo de la Energía Renovable y la Eficiencia Energética en Gambia], Foro Nacional sobre la Regulación de la Energía Renovable, Ministerio de Energía, Banjul, Ene/Feb 2012

[115] "Photovoltaic (PV) Price Trends: Historical, Recent and Near-Term Projections" [Tendencias de Precios Fotovoltaicos: Históricos, Recientes y Proyecciones a Corto Plazo], Sunshot, Departamento de Energía de EE.UU., Noviembre 2012

[116] Co-organizado por NARUC con apoyo de la Agencia de EE.UU. para Desarrollo Internacional (*U.S. Agency for International Development*, USAID)

[117]http://allafrica.com/stories/201303221070.html
[118] En el 2007, Egipto produjo 664,000 barriles de petróleo al día (bbl/d) continuando su caída desde un máximo de 950,000 bbl/d en 1995. http://www.eia.doe.gov/cabs/Egypt/pdf.pdf

[119] La producción y el consumo de gas natural se cuadruplicó sobre el período de 1995 al 2007 y continúa en ascenso con un total de 1.9 trillones de pies cúbicos (Tcf) producidos y 1.3 Tcf consumidos en el 2006, haciendo de Egipto un exportador de gas neto. Id.; http://www.iisd.org/pdf/2009/bali_2_cophenhagen_egypt_wind.pdf

[120] http://www.moee.gov.eg/english/e-fr-main.htm. Véase también http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Egypt/Electricity.html

[121] Administración de Información de Energía, http://www.eia.doe.gov/cabs/Egypt/pdf.pdf

[122] Presentación PowerPoint, Estrategia de Energías Renovables para 20/20 y Marco Regulatorio, proveído por EgyptEra, mayo de 2010.

[123] Véase http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Egypt/Electricity.html

[124] http://www.windatlas.dk/Egypt/About.html; http://www.iisd.org/pdf/2009/bali_2_copenhagen_egypt_wind.pdf

[125] http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Egypt/Electricity.html

[126] Otras autoridades incluyen la Autoridad de Proyectos Hidroeléctricos, la Autoridad de Electrificación Rural, la Autoridad de Energía Atómica, la Autoridad de Plantas de Energía Nucleares y la Autoridad de Materiales Nucleares.

[127] M. Hightower, Laboratorios Nacionales Scandia, reunión de NARUC de febrero de 2009, citando USGA, 1998.

[128] Véase para ejemplo, el trabajo realizado en esta área por Alliance to Save Energy apoyada por USAID, http://ase.org/section/program/watergy.

[129] Los datos con respecto a la parte de Armenia del total del suministro de energía primaria puede encontrarse en IEA statistics, 2006, http://www.iea.org/stats/.

[130] No se incluyen los impuestos; 1 USD=362.09 dram.

[131] Historial sobre el potencial del proyecto

Tabla 1: Resumen de Información del Lago Yerevan

	Descripción
Nombre del Proyecto:	Planta Hidroeléctrica Lago Yerevan
Localidad del Proyecto:	Ciudad de Yerevan, Armenia
Tipo de Proyecto:	Pequeña planta hidroeléctrica que utiliza el agua descargada del Lago Yerevan
Capacidad Nominal de los Generadores:	750 kW
Producción anual de energía desde el inicio de sus operaciones comerciales:	2003 - 3,339 MWh 2006 – 1,736 MWh 2004 - 2,975 MWh 2007 – 1,706 MWh 2005 - 2,193 MWh 2008 – 3,145 MWh
Tarifa aprobada para el 2008	16.11 AMD/kWh (no incluye IVA)

Tabla 2: Resumen de Información del Lago Kotayk

	Descripción
Nombre del Proyecto:	Planta Hidroeléctrica del Canal de Irrigación Kotayk
Localidad del Proyecto:	Aldea de Jraber, en la Región Kotayk Marz Región, Armenia
Tipo de Proyecto:	Pequeña planta hidroeléctrica conectada a una tubería de irrigación
Capacidad de los Generadores:	Nominal -[8x315, 1x200] kW Capacidad de Diseño – 1800 kW Capacidad Máxima de Operación – 1350 kW
Producción anual de energía desde el inicio de sus operaciones comerciales:	2003 – 2,429 MWh 2006 – 2,926 MWh 2004 – 2,489 MWh 2007 – 3.084 MWh 2005 – 2,854 MWh 2008 – 3,006 MWh
Tarifa aprobada para el 2008	16.41 AMD/kWh (no incluye IVA)

[132] Véase 2010 *IEA Report for the Clean Energy Ministerial* TRANSFORMING GLOBAL MARKETS FOR CLEAN ENERGY PRODUCTS *Energy Efficient Equipment, Vehicles and Solar Photovoltaics,* http://www.iea.org/papers/2010/global_market_transformation.pdf

[133] http://www.heritage.org/Index/Country/Jordan

[134] http://tonto.eia.doe.gov/country/country_energy_data.cfm?fips=JO; http://www.iea.org/stats/gasdata.asp?COUNTRY_CODE=JO; http://pubs.usgs.gov/sir/2005/5294/pdf/sir5294_508.pdf en la 18.

[135] http://www.nepco.com.jo/engDetails.aspx?news_id=139

[136] Véase http://www.usea.org/programs/EUPP/Jordan_Distribution/Article_Jordan_Dist_EEV_May_2009.pdf; http://www.powergenworldwide.com/index/display/articledisplay/259077/articles/middle-east-energy/volume-3/issue-2/features/country-focus-jordan-sector-for-sale.html; http://www.jordantimes.com/?news=21078

[137] Véase http://www.erc.gov.jo/English/Pages/default.aspx; http://www.nepco.com.jo/english_statisticalDetails.aspx?album_id=5. En 2008 la demanda pico era 2260 MW. http://www.nepco.com.jo/PDF%20Documents/Annual ReportEnglish2008.pdf

[138] http://www.encharter.org/index.php?id=474

[139] Véase http://www.nepco.com.jo/english_history.html

[140] El sector de distribución está compuesto de tres compañías de las cuales todas son privadas:

- Jordan Electric Power Company, formada en 1947 como una compañía de energía privada con el 23% perteneciente al gobierno, que sirve a Amman Jordania central, y suministra a alrededor del 64% de los consumidores de electricidad en Jordania;
- Electricity Distribution Company, establecida en 1997 cuando JEA se desintegró y se privatizó en el 2007 (comprada por Kingdom Electricity Company (KEC)), la cual cubre el sur y el este de Jordania y sirve a aproximadamente 140,000 clientes; y
- Irbid District Electric Company (IDECO), establecida en 1961 y sirve a la parte norte del país con 250,000 clientes. KEC también compró 55.4% de IDECO en 2007.

http://www.nepco.com.jo/english_reorganize.html; http://www.usea.org/programs/EUPP/Jordan_Distribution/Article_Jordan_Dist_EEV_May_2009.pdf

[141] http://www.nepco.com.jo/english_statisticalDetails.aspx?album_id=8

[142] Véase http://www.petra.gov.jo/Artical.aspx?Lng=1&Section=1&Artical=145129; http://www.nepco.com.jo/PDF%20Documents/AnnualReportEnglish2008.pdf

[143] Véase http://www.usea.org/programs/EUPP/Jordan_Transmission/April_2009_Presentations/Article-for_NEPCO_first_EEV_May_2009.pdf

[144] http://www.erc.gov.jo/English/Pages/default.aspx

[145] http://www.nerc.gov.jo/Download/english%20-energy%20strategy.pdf

[146] *Id.*

[147] Véase http://www.jordantimes.com/?news=23153

[148] http://www.menafn.com/qn_news_story_s.asp?storyid=1093278395

[149] Véase http://www.windpowermonthly.com/go/middleEastAfrica/news/993625/Jordans-first-commercial-wind-farm-endangered-noise-issues-regulations/

[150] Véase http://www.menafn.com/qn_news_story_s.asp?storyid=1093278395

[151] http://www.heritage.org/Index/Country/Jordan

[152] http://tonto.eia.doe.gov/country/country_energy_data.cfm?fips=JO; http://www.iea.org/stats/gasdata.asp?COUNTRY_CODE=JO; http://pubs.usgs.gov/sir/2005/5294/pdf/sir5294_508.pdf en 18.

[153] http://www.nepco.com.jo/engDetails.aspx?news_id=139

[154] Ver http://www.usea.org/programs/EUPP/Jordan_Distribution/Article_Jordan_Dist_EEV_May_2009.pdf; http://www.powergenworldwide.com/index/display/articledisplay/259077/articles/middle-east-energy/volume-3/issue-2/features/country-focus-jordan-sector-for-sale.html; http://www.jordantimes.com/?news=21078

[155] La Compañía Central de Generación Eléctrica del Reino Hachemí de Jordania, Informe Anual 2012 http://www.cegco.com.jo/files/E_2012.pdf

[156] http://www.encharter.org/index.php?id=474

[157] Ver http://www.nepco.com.jo/english_history.html

[158] El sector de distribución está compuesto de tres empresas, todas ellas de propiedad privada:

- Jordan Electric Power Company, constituida en 1947 como una empresa privada de energía y con 23% de propiedad del gobierno, que presta servicios a Amman y a Jordania central, y suministra a aproximadamente el 64% de los consumidores de electricidad en Jordania;
- Electricity Distribution Company, establecida en 1997 cuando se desintegró JEA, y privatizada en 2007 (adquirida por Kingdom Electricity Company (KEC)), la cual cubre el sur y este de Jordania y presta servicios a aproximadamente 140,000 clientes; y
- Irbid District Electric Company (IDECO), establecida en 1961 y prestando servicios a la parte norte del país con 250,000 clientes. KEC también adquirió el 55.4% de IDECO en 2007.

http://www.nepco.com.jo/english_reorganize.html; http://www.usea.org/programs/EUPP/Jordan_Distribution/Article_Jordan_Dist_EEV_May_2009.pdf

[159] http://www.nepco.com.jo/english_statisticalDetails.aspx?album_id=8

[160] Ver http://www.petra.gov.jo/Artical.aspx?Lng=1&Section=1&Artical=145129; http://www.nepco.com.jo/PDF%20Documents/AnnualReportEnglish2008.pdf

[161] Ver http://www.usea.org/programs/EUPP/Jordan_Transmission/April_2009_Presentations/Article-for_NEPCO_first_EEV_May_2009.pdf

[162] http://www.erc.gov.jo/English/Pages/default.aspx

[163] Nótese que la Ley de Energías Renovables y Eficiencia Energética (*Renewable Energy and Energy Efficiency Law,* "REEEL") fue promulgada temporalmente como Decreto Real en febrero de 2010 antes de convertirse en ley permanente en abril de 2012.

[164] http://www.erc.gov.jo/English/Pages/RenewableEnergy.aspx

[165] http://www.erc.gov.jo/English/Pages/RenewableEnergy.aspx

[166] http://www.erc.gov.jo/English/Pages/RenewableEnergy.aspx
[167] Véase http://www.iea.org/papers/2005/solarthermal.pdf

[168] http://www.solarbuzz.com/fastfactsindustry.htm

[169] Informe del Estado Global de las Renovables 2009, http://www.ren21.net/globalstatusreport/g2009.asp

[170] http://www.solarbuzz.com/fastfactsindustry.htm

[171] http://www.solarbuzz.com/Marketbuzz2010-intro.htm

[172] http://seia.org/galleries/default-file/2009%20Solar%20Industry%20Year%20in%20Review.pdf. Berkeley FIRST es un ejemplo de un programa de financiamiento local para los hogares para instalaciones solares, financiando el costo de las instalaciones solares por medio de un impuesto anual especial sobre la factura de impuestos de propiedad del propietario que se paga sobre 20 años.

[173] *Id.*

[174] Véase, e.g., http://www.dpcinc.org/_bigsolar.shtml

[175] Para un ejemplo de los estándares de interconexiones, véase http://www.dsireusa.org/incentives/incentive.cfm?Incentive_Code=TX10R&state=TX&CurrentPageID=1&RE=1&EE=1

[176] Véase, Para un ejemplo, the guidance from the US Bureau of Land Management on solar right of ways, http://solareis.anl.gov/documents/docs/BLM_Solar_IM2007_097.pdf

[177] Véase http://www.scotland.gov.uk/Publications/2006/09/22094104/2

[178] http://www.biomassenergycentre.org.uk/portal/page?_pageid-76,15049&_dad=portal&_schema=PORTAL

[179] Véase http://www.forestcouncil.org/tims_picks/view.php?id=1946
[180] http://www.eia.doe.gov/cneaf/alternate/page/renew_energy_consump/table4.html; http://www.ucsusa.org/clean_energy/technology_and_impacts/energy_technologies/how-biomass-energy-works.html

[181] *Id.*

[182] http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2005:0628:FIN:EN:PDF

[183] http://ec.europa.eu/energy/renewables/bioenergy/national_biomass_action_plans_en.htm

[184] http://www.biomass.kiev.ua/pdf/BAP_EN

[185] *Id.*

[186] http://www.ucsusa.org/clean_energy/technology_and_impacts/energy_technologies/how-biomass-energy-works.html

[187] Véase http://www.esmap.org/themes/index.asp?id=15

[188] http://www.euei-pdf.org/fileadmin/user_upload/Newsletter_Archive/EUEI_PDF_News_No_04.pdf. La biomasa es la fuente de energía principal en el África Sub-Sahara donde, en algunos países, es responsable de más del 90% del consumo de energía primaria. http://euei-pdf.org/uploads/media/New_BEST_Guide_12_2009.pdf.

[189] http://euei-pdf.org/uploads/media/New_BEST_Guide_12_2009.pdf

[190] Véase *Id*.

[191] Para un artículo que discute la disputa sobre los niveles correctos de subsidios en el Reino Unido, para el ejemplo, véase http://www.powergenworldwide.com/index/display/articledisplay.articles.powergenworldwide.renewables.biomass.2010.02.drax-warns_that_uk.QP129867.dcmp=rss.page=1.html.

[192] Al Gore en *Our Choice – A plan to solve the climate crisis* (2009)

[193] *Id.*

[194] Véase http://www.nea.is/ en cuanto a Islandia. En 2007, aproximadamente el 81% del uso de energía primaria en Islandia provino de recursos renovables autóctonos, de los cuales el 66% fue geotérmica. http://www.nea.is/geothermal. Desde el 2001, la energía eléctrica producida de los recursos geotérmicos representó el 27% de toda la electricidad generada en las Filipinas, 12.4% en Kenia, 11.4% en Costa Rica, y 4.3% en El Salvador. Dickson.

[195] *Id.*

[196] Véase M. Coviello, "Barriers, nisks and new regulatory schemes for the development of geothermal resources," contenida en *Geothermal Energy Resources for Developing Countries* (2002) en la 63 (describiendo la promoción de geotérmicas fracasadas en Latinoamérica debido a la falta de un marco regulatorio claro). Un modelo para tales regulaciones puede encontrarse en un Documento de Discusión de la UE para el proyecto GTR-H, "Geothermal Regulation Framework," encontrado en http://www.gtrh.eu/downloads/Draft%20framework%20template_Jan09.pdf.

[197] Véase http://outernode.pir.sa.gov.au/__data/assets/pdf_file/0009/126909/Best_Practice_Activity_Approval_Processes_for_EGS_Projects__Including_Induced_Seismicity.pdf; http://www.legislation.sa.gov.au/LZ/C/A/PETROLEUM%20AND%20GEOTHERMAL%20ENERGY%20ACT%202000.aspx.

[198] Véase http://www.geothermal-energy.org/304,iga_geothermal_conference_database.html

[199] http://www.geothermal-energy.org/304,iga_geothermal_conference_database.html

[200] *Id.*

[201] http://www.ren21.net/pdf/REN21_Report_RETs_for_MDGs.pdf; http://www.energyblueprint.info/fileadmin/media/documents/national/2009/11_gp_e_r__national_india_lr.pdf; Unidad de Transacciones, Statistical Yearbook 2009, page 2, http://216.184.107.60:8080/c/document_library/get_file?folderId=10266&name=DLFE-2807.pdf.

[202] BOLETÍN DE ESTADÍSTICAS DE ELECTRICIDAD No. 10, 2008, SIGET.

[203] Política de Energía 2007, Consejo de Electricidad, Ministerio de Energía

[204] Todos los Estados Centroamericanos, excepto Belice, están localizados dentro de la zona volcánica del Pacífico con un gran potencial de geotérmica identificado que asciende a más de 13,000 MW. A partir de 2009, 10 países en desarrollo de los primeros 15 en la producción eléctrica geotérmica, con cuatro de ellos en Centroamérica: Costa Rica, El Salvador, Nicaragua y Guatemala. Tres (El Salvador, Costa Rica y Nicaragua, están entre los primeros seis con el porcentaje más alto de energía geotérmica como un porcentaje de la producción nacional de electricidad. La producción geotérmica tiene sentido para Centroamérica desde los puntos de vista ambientales y económicos y es probable que crezca. Véase García-Gutiérrez, ICS-UNIDO presentación de conferencia, diciembre del 2009, http://www.ics.trieste.it/core-programmes/geothermy/meetings--courses.aspx?itemID=2971.

[205] Estudio de Factibilidad para la Optimización y Desarrollo de los Sistemas Geotérmicos de Ahuachapán, Chipilapa y Cuyanusul, LAGEO-ENEL, 15 de septiembre de 2004.

[206] El desarrollador también está obligado a cumplir con las regulaciones específicas del municipio donde el proyecto está localizado, así como las instituciones que regulan la tala de árboles, el uso de las calles de la comunidad y el almacenamiento de los combustibles.

[207] http://www.marn.gob.sv/uploaded/content/category/285351936.pdf

[208] http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1182851006.68/view

[209] Véase E. Petrie, H. Willis, M. Takahashi, *Distributed Generation in Developing Countries* (2001), http://www.localpower.org/documents/reporto_agri_DGinDevCountries.pdf) (de aquí en adelante Petrie). Petrie informa que más de $30 billones al año se gastan en combustibles para la calefacción, las baterías y las candelas en las áreas rurales del mundo, junto con las inversiones anuales de 10 a 15 GW de capacidad de generación diesel, con la generación distribuida dirigida a una gran sección de este mercado rural. *Id*. at 1 (cita omitida). Petrie describe los sistemas de GD recién desarrollados que van desde 5kW hasta 5 MW, con una huella de entre 0.01 hasta 59 kW/metro cuadrado, con un costo de capital que va desde $200 hasta $6000 / kW, y una capacidad de producción eléctrica en el rango de 3 a 20¢ / kWh. *Id*. al 3. Estas tecnologías incluyen a micro turbinas, celdas de combustible, eólica, solar, motores recíprocos e hidro. *Id*. al 3-6.

[210] Véase http://www.nrel.gov/docs/fy06osti/39588.pdf. El Programa de Electrificación de Municipios de la China, seguido por el Programa de Electrificación de Aldeas de la China, incluye a la solar, la eólica y la hidroeléctrica.

[211] http://www.indiaenergyportal.org/subthemes.php?text=dis_gen&themeid=14; http://www.ruralelec.org/172.0.html#c1213.

[212] Fuente y más información: La Guía a la IEEE 1547 de la NRECA, pág. 36 a la 38 (marzo, 2006); http://www.nreca.org/Documents/PublicPolicy/DGApplicationGuide-Final.pdf

[213] Los enfoques han incluido a las agencias de electrificación rural separadas como el Fondo Nacional de Energía Rural de Mozambique; a las cooperativas de electricidad rural (por ejemplo, Costa Rica); la asignación de la electrificación rural a un departamento de la compañía de distribución nacional (Tailandia); o la delegación a las oficinas regionales de servicios públicos (Túnez). *Véase* Rural Electrification in the developing world: A summary of lessons from successful programs, ESMAP, 2004.

[214] Véase *Reducing the Cost of Grid Extension for Rural Electrification* (2000b); ESMAP informe 227/00; Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), Washington, DC: Banco Mundial 2000; *8 Best Practice Manual: Promoting*

Decentralized Electrification Investment, Joint PNUD/Banco Mundial ESMAP, octubre 2001; *Promoting Electrification: Regulatory Principles and a Model Law*; Reiche, Kilian, Bernard Tenenbaum, y Clemencia Torres, Publicación conjunta de ESMAP y el Consejo del Sector de Energía y Minas; Banco Mundial: Washington, D.C., Paper No. 18 julio 2006.

[215] Véase http://www.reeep.org/index.php?id=51&content=2659:

> La nación tiene la capacidad de generar toda su propia energía usando fuentes renovables y no renovables. Revisando los datos, el Ministerio de Energía y Minas de Guatemala ha señalado el amplio rango de fuentes sin explotar de Guatemala. Guatemala puede generar alrededor de 13,800 MW por sí misma usando a las hidroeléctricas, las eólicas, el biogás, el biodiesel, el bioetanol así como a las cosechas energéticas de rápido crecimiento, la silvicultura sostenible, los desechos industriales y agroforestales.
>
> El agua, el sol, el viento, la biomasa y la geotérmica son lo suficientemente abundantes para producir, suministrar y exportar energía a todo Centroamérica. Los recursos de agua disponibles y los proyectos hidroeléctricos grandes, pequeños, privados y del estado tienen una capacidad de generar alrededor de 10,000 MW de energía para casi 40 millones de centroamericanos, pero hasta la fecha sólo el 7% de esta capacidad se ha utilizado. El sol guatemalteco puede generar hasta cinco 5 kWh por kilómetro cuadrado – lo cual pudiera satisfacer las necesidades de la región por los próximos cinco o seis años.

[216] *Changes in the Regulatory Framework in Order to Promote Distributed Renewable Generation in Guatemala*, por Carlos Eduardo Colom Bickford, Presidente CNEE, Regulador del Sector de Electricidad de Guatemala, junio 2010

[217] Ver el Manual de Energías Renovables, Caso de Estudio de Guatemala (RE Handbook, Guatemala Case Study)

[218] Fuente: Ministerio de Energía y Minas: Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable (Incluyendo reformas después de los Acuerdos Gubernativos Nos. 68-2007y 69-2007)

[219] Fuente: Proyectos de Planta de Energía Geotérmica en Centroamérica: Modelo de Evaluación de Factibilidad Técnica y Financiera (Geothermal Power Plant Projects in Central America: Technical and Financial Feasibility Assessment Model)

[220] Ver el Manual de Energías Renovables, Caso de Estudio de Armenia (RE Handbook, Armenia Case Study)

[221] Ver el Manual de Energías Renovables, Caso de Estudio de El Salvador (RE Handbook, El Salvador Case Study)

[222] Ver el Manual de Energías Renovables, Caso de Estudio de Egipto (RE Handbook, Egypt Case Study)

[223] Fuente: Entrevistas a la CNEE

Si tiene preguntas relacionadas a esta publicación, por favor contactar a Erin Hammel (ehammel@naruc.org) o a Bevan Flansburg (bflansburg@naruc.org).

Asociación Nacional de Comisionados Reguladores de Servicios Públicos (NARUC)
1101 Vermont Ave, NW, Suite 200
Washington, DC 20005 USA
Tel: +1-202-898-2210
Fax: +1-202-898-2213
www.naruc.org