

PROPUESTA AL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

MODIFICACIÓN A LAS TARIFAS PARA CLIENTES ACOGIDOS AL
PROCEDIMIENTO PARA AUTOCONSUMO CON FUENTES NUEVAS,
RENOVABLES Y LIMPIAS Y A LOS GRANDES CLIENTES

DRA. GUADALUPE GONZALEZ Y MÓNICA QUIJANO
SECRETARÍA TÉCNICA
WEC PANAMÁ

26/02/2019

Contenido

1. INTRODUCCIÓN	1
2. ANTECEDENTES	2
3. PROBLEMA	3
4. ESQUEMAS TARIFARIOS A NIVEL INTERNACIONAL	8
5. PROPUESTA PLANTEADA POR LA ASEP.....	11
6. PROPUESTA PLANTEADA POR WEC PANAMÁ	14
7. REFERENCIAS.....	16
CONCLUSIONES	18
RECOMENDACIONES	18
ANEXO 1.....	19
ANEXO 2.....	24

1. INTRODUCCIÓN

A finales de abril, la Autoridad de los Servicios Públicos (ASEP) publicó la Resolución AN No. 12342-Elec 27 de abril de 2018 en la que se presenta la *Propuesta de modificación del título IV, denominado “Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización” y del Título V, denominado “Régimen de Suministro”, ambos del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.*

Entre varios artículos a los que se les sugirieron modificaciones, los que mayor preocupación causaron entre los miembros del sector eléctrico y la sociedad panameña fueron aquellos relacionados a los cargos que les corresponden pagar a los Clientes acogidos al Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias (artículos 66, 70 literales a y b, 74, 82 y 83 del Título IV y el artículo 40 del Título V).

Según la propuesta, las razones detrás de las modificaciones son por lo siguiente:

- *El crecimiento de clientes con autoconsumo en el país ha motivado que se requieran definir criterios tarifarios sostenibles que permitan su desarrollo sin que vayan en detrimento del sistema de redes ni del resto de los clientes.*
- *Con respecto a la demanda a facturar a los Grandes Clientes se aclara que para la aplicación del cargo por potencia de generación se debe agregar a la Demanda Leída la proporción que le correspondería por la reserva de confiabilidad y la pérdida de potencia que se incluye en la compra que deben hacer las empresas distribuidoras para abastecer el suministro de todos los clientes finales, es decir incluyendo la de los Grandes Clientes.*

Al establecerse el esquema de facturación para nuevos clientes acogidos al Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias, el artículo 9 del Procedimiento sólo

se aplicará a los clientes que cuenten con plantas instaladas a la fecha de entrada en vigencia de la modificación al Reglamento o que se instalen en los siguientes tres (3) meses de la entrada en vigencia y por el periodo tarifario que concluye en junio de 2022. Para el nuevo periodo tarifario, la forma de facturar la energía y la demanda establecida en el Régimen Tarifario se aplicará a todos los clientes. Por lo cual se modificará el artículo 9 del Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias para establecer que la facturación se realizará de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Distribución y Comercialización.

En vista de que el Comité Nacional del Consejo Mundial de Energía (WEC Panamá) tiene como objetivo desarrollar acciones que permitan el estudio y ejecución de proyectos encaminados principalmente al uso racional de los recursos energéticos en todos sus aspectos, promover el desarrollo energético sostenible, considerando los aspectos de producción, transporte, distribución, comercialización y utilización de la energía para conseguir un máximo beneficio general, tomando en consideración las tendencias mundiales en materia de regulación y la minimización de impactos sobre el medio ambiente, consideramos nuestra responsabilidad dar nuestra recomendación objetiva e imparcial con respecto a este tema en específico.

A lo largo de este documento se planteará una breve descripción del sector energético panameño y se planteará de una manera clara y concisa cual es el problema que nos concierne en términos del por qué la discusión del ajuste tarifario a los clientes de autoconsumo. Adicionalmente, se ha realizado una revisión literaria sobre los distintos esquemas tarifarios que están en uso hoy en día y se presenta un resumen de cómo los distintos países de Europa, América, Asia, África y Oceanía están usando dichos esquemas. Luego se presenta la propuesta de costos tarifarios por energía y demanda planteada por la ASEP y finalmente se presenta la metodología propuesta por WEC Panamá, la cual procura no alterar de manera significativa el esquema tarifario actual.

2. ANTECEDENTES

Según datos del Ministerio de Economía y Finanzas de la República de Panamá [1], al primer semestre de 2017, el número promedio de clientes entre las tres distribuidoras llegó a 1,045,522, un 20.2% más respecto al promedio de 2012. Más del 90.0% de la electricidad producida en el país es consumida por los clientes de las tres distribuidoras (EDEMET, ENSA y EDECHI), siendo este mercado el principal consumidor.

Según el tipo de consumidor, para el 2016, el 88.6% eran clientes residenciales, 10.1% comerciales, 1.1% de Gobierno y menos del 1.0% se repartía entre la industria (0.2%) y otros consumidores (0.02%); permaneciendo estas cifras sin mucha variación en los últimos años. En términos de la demanda, en el mismo año se consumieron 8,759.0 GWh de los cuales el 77.5%

fueron consumidos por los clientes del sector residencial y comercial. De ahí le sigue el sector gobierno con 13.6%, industrial con el 3.2%, grandes clientes con el 3.1% y otros (incluyendo generadores) con 2.6% [1].

Sin embargo, para el año 2016 y hasta el primer semestre del 2017 se aprecia un comportamiento de disminución del consumo de electricidad por los sectores residenciales y comerciales. La reducción en el consumo de los hogares se explica pues desde el 2015 se eliminaron subsidios del Fondo de Estabilización Tarifaria (FET) a los clientes que consumen más de 300 kWh por lo que aquellos que consumen más de ello han tenido que pagar el valor real por cada kWh consumido. Estos clientes, en promedio, consumen el 63.5% de la energía destinada a los hogares [1].

En vista que las energías renovables, específicamente la implementación de la tecnología fotovoltaica ha visto una reducción de costos en los últimos años y de igual forma se espera que continúe dicha tendencia, consumidores a nivel industrial, residencial y comercial han tomado la iniciativa de colocar estos sistemas de generación en sus locales, principalmente, como medida de ahorro energético, pero también con la capacidad de inyectar energía a la red a nivel del sistema de distribución; en Panamá estos clientes son catalogados como clientes de autoconsumo.

Según la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), a julio de 2018, la Empresa de Distribución Metro Oeste, S.A. (EDEMET) tenía un total de 126 clientes interconectados a la red mediante este sistema; la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI) registraba 18 clientes; mientras que la Empresas de Distribución Elektra Noreste, S.A. (ENSA) contaba con 97 usuarios. Los clientes de autoconsumo de energía de estas tres empresas realizan un significativo aporte de alrededor de 15 MW al sistema, cerca del 1% de la demanda total de Panamá. El informe de la ASEP también indica que la provincia de Panamá concentra la mayor cantidad de sistemas fotovoltaicos de autoconsumo instalados con un 47%, seguido de la provincia de Panamá Oeste con 23%, Coclé con 10%, Chiriquí con 7%, Veraguas con 5%, Colón con 4%, Herrera con 2% y Los Santos con 2% [2].

3. PROBLEMA

Hoy Panamá se encuentra en un momento de transición energética donde está apostando a la entrada de energías más limpias tal como está estipulado en el Plan Energético Nacional 2015-2050 presentado por la Secretaría Nacional de Energía. Sin embargo, la introducción de generación distribuida (clientes que inyectan energía a la red de distribución) al igual que los

clientes de autoconsumo cambia el modelo tarifario convencional pues ahora se debe considerar la bidireccionalidad del flujo energético y aunado a eso, una capacidad energética intermitente que ahora forma parte del sistema de distribución.

Entre los aspectos positivos de las renovables en Panamá, está que la generación solar coincide con la máxima demanda del país lo que ayudaría a la descarga del sistema de distribución. El disminuir la carga del sistema de distribución pudiese aplazar las inversiones en repotenciación de las redes y subestaciones de la distribuidora, así como, disminuir las pérdidas y al ser ambos costos que se ven reflejados en la tarifa, el costo final al cliente pudiese disminuir. Además, para cubrir los picos de demanda actualmente se despacha mayormente plantas térmicas por lo que al disminuir los picos de demanda no sería necesario “encender” estas plantas que son más costosas y contaminantes, disminuyendo así el precio de mercado y las emisiones de CO₂. Por esta razón desde el punto de vista de los renovables y de las distribuidoras, se debería permitir e incentivar aún más la comercialización de los sistemas fotovoltaicos pues se está reduciendo la curva de consumo energético, se contribuye a la reducción de contaminantes ambientales en términos de emisiones de efecto de invernadero y se contribuye a reducir la dependencia del consumo de los derivados del petróleo toda vez que se está electrificando la carga. Sin embargo, también es necesario considerar cómo influye la integración masiva de esta tecnología en los esquemas actuales del sistema de distribución desde el punto de vista del distribuidor hasta el cliente final.

Primeramente, se debe tener claro que el servicio que ofrecen las empresas distribuidoras en Panamá es un negocio regulado por la Autoridad de los Servicios Públicos (ASEP) en donde la distribuidora además de ocuparse de la distribución de la energía también cumple con funciones como lo es la comercialización, entre otras. Este esquema de negocios requiere de la participación de todos los entes que lo conforman de manera que los usuarios contribuyen con la operación y mantenimiento de la red de distribución, por lo que los mismos pagan el servicio de alumbrado público, transmisión de energía, la expansión de la red y cada cliente por su consumo energético. Esto se representa en la tarifa de cada distribuidora y es necesaria para que la misma pueda seguir invirtiendo en la operación, mantenimiento y expansión de la red de distribución como es acordado con el ente regulador.

En término de inversiones al sector eléctrico, según [3], solo las empresas distribuidoras aportaron en el 2016, 190.04 millones de balboas, la mayor inversión desde el año 1999. Pero, ¿por qué es importante resaltar esa cifra?, porque es sólo uno de los aspectos antes mencionados, infraestructura, es un bien físico por el que todos pagamos, que es proyectado en base a la demanda y si ésta disminuye con la entrada de la generación distribuida, queda



Figura 1. Ejemplo de zona residencial/comercial con clientes mixtos (autoconsumo en naranja y el resto convencionales)

subutilizada; pero no solo eso, sino que la energía renovable es intermite así que, mientras no se cuenten con sistemas de almacenamiento a gran escala (tipo baterías), se depende de la red para cuando la energía renovable no esté disponible; y aun cuando se cuente con baterías, la distribución de la energía es un costo solidario por lo que si los clientes de autoconsumo no son facturados correctamente podrían estar elevando los costos a los clientes que sí permanecen conectados a la red de distribución.

Tomemos la figura 1, por ejemplo, un área residencial/comercial; si originalmente todos los clientes estaban conectados a la red de distribución, la infraestructura está disponible (postes de iluminarias, cableado, transformadores, etc.) para satisfacer esa demanda; sin embargo, en el momento que los 6 clientes de amarillo deciden colocar paneles solares la demanda de la zona disminuye, pero la infraestructura de distribución queda. Si cuantificamos que, en dicha área residencial/comercial, la infraestructura de la red de distribución cuesta, por decir una cifra, \$500,000 entre 50 clientes son \$10,000 que corresponde a cada cliente aportar por la infraestructura, pero ahora como 10 clientes no están conectados o disminuyen su demanda esa misma infraestructura es pagada por 40 clientes que siguen conectados a la red lo que correspondería a \$12,500, un aumento del 25% para los clientes conectados a la red de distribución solo con la reducción de un 20% de clientes que migran a autoconsumo. Dicho ejercicio igual aplica para una escala a nivel de país, entre más clientes de autoconsumo dejen

de aportar, la carga del costo de la red de distribución recaerá en los clientes que se mantengan conectados a ella.

En la Figura 2, se puede analizar un caso en específico con el esquema tarifario actual, en donde vemos la facturación de un cliente BTS-2 cuando depende completamente de la red de distribución (a), una vez que instala su sistema energético, pero todavía depende en parte de la red (b), una vez que instala su sistema energético se abastece y es capaz de aportar energía a la red (c).

Tal como se observa, para el cliente es de gran beneficio instalar un sistema energético auxiliar pues pudiera reducir su cuenta original en más del 50% manteniendo un período de retorno sobre la inversión (ROI, por sus siglas en inglés) menor a los 6 años. Sin embargo, deja de aportar a gastos solidarios como lo es el alumbrado público, así como la infraestructura, mantenimiento y operación del sistema eléctrico (generación, transmisión y distribución). Aunado a que pudiese, con la reducción del consumo eléctrico, entrar en una categoría en donde recibe subsidio del estado, el cual en teoría es destinado para clientes de estratos humildes.

Figura 2. Ejemplo de facturación actual con neteo

BTS 2-Sin tarifa (Neteo)									
a) cliente dependiente de la red de distribución			b) cliente autoconsumo (ahorro energético)			c) cliente autoconsumo (aporta energía)			
consumo de la red (kWh)	Inyectado (kWh)	Energía neta (kWh)	consumo de la red (kWh)	Inyectado (kWh)	Energía neta (kWh)	consumo de la red (kWh)	Inyectado (kWh)	Energía neta (kWh)	
700	0	700	593.6	293.6	300	500	550	0	
A favor (kWh)			A favor (kWh)			A favor (kWh)			
0			0			50			
Cargo	Monto B./kWh	Total	Cargo	Monto B./kWh	Total	Cargo	Monto B./kWh	Total	
Comercialización			Comercialización			Comercialización			
Cargo fijo		2.17	Cargo fijo		2.17	Cargo fijo		2.17	
cargo por kWh	0.01622	690	cargo por kWh	0.01622	290	cargo por kWh	0.01622	0	0.00
Distribución			Distribución			Distribución			
cargo por kWh	0.0316	690	cargo por kWh	0.0316	290	cargo por kWh	0.0316	0	0.00
Pérdida de distribución	0.01748	690	Pérdida de distribución	0.01748	290	Pérdida de distribución	0.01748	0	0.00
Alumbrado Público			Alumbrado Público			Alumbrado Público			
Cargo por abastecimiento de alumbrado público	0.00012	690	Cargo por abastecimiento de alumbrado público	0.00012	290	Cargo por abastecimiento de alumbrado público	0.00012	0	0.00
cargo por kWh	0.00134	690	cargo por kWh	0.00134	290	cargo por kWh	0.00134	0	0.00
Transmisión			Transmisión			Transmisión			
cargo por kWh	0.00507	690	cargo por kWh	0.00507	290	cargo por kWh	0.00507	0	0.00
Pérdida de transmisión	0.00502	690	Pérdida de transmisión	0.00502	290	Pérdida de transmisión	0.00502	0	0.00
Generación			Generación			Generación			
cargo por kWh	0.10824	690	cargo por kWh	0.07544	290	cargo por kWh	0.07544	0	0.00
CVC	0.00489	700	CVC	0.00332	300	CVC	0.00332	0	0.00
Subtotal		133.31	Subtotal		47.33	Subtotal		2.17	
Ley 15	0.0040	0.53	Ley 15	0.0000	0.00	Ley 15	0.0000	0.00	0.00
Subsidio	0.0000	0.00	Subsidio	0.1594	7.54	Subsidio	0.3714	0.81	
Total		133.84	Total		39.79	Total		1.36	

Nota: Monto de los cargos según pliego tarifario para ENSA a segundo semestre de 2018.

El Ingreso Máximo Permitido (IMP) de las Empresas Distribuidoras es un referente del costo del sistema de distribución pues evalúa la operación, mantenimiento, inversiones, proyecciones, etc., de cada una de las empresas distribuidoras. En la tabla 1., se aprecia el IMP, energía facturada, No. Clientes por distribuidora tal como aparece en el reporte de Metodología de Cálculo para el IMP de la ASEP fechado a Julio 2014. Se añade una relación entre el IMP y la energía facturada para comparar esa cifra a medida que la energía facturada disminuye en 1% (Tabla 1.b) y en un

10% (Tabla 1.c), estos dos últimos a manera hipotética, solo para que se aprecie el aumento de la relación que a su vez representa el aumento del costo a los clientes finales.

Tabla 1.a. Relación IMP/Energía facturada (100%)

Distribuidora	IMP JUL17/JUN18 (miles de Balboas)	Energía facturada (MWh)	No. Clientes	IMP/Energía (B./MWh)
EDEMET	228,379.86	4,234,181.3	489,190	53.94
ENSA	211,305.71	3,909,379	454,661	54.05
EDECHI	56,730.55	693,108	146,679	81.85

Tabla 1.b. Relación IMP/Energía facturada (99%)

Distribuidora	IMP JUL17/JUN18 (miles de Balboas)	Energía facturada (MWh)	No. Clientes	IMP/Energía (B./MWh)
EDEMET	228,379.86	4,191,839.49	489,190	54.48
ENSA	211,305.71	3,870,285	454,661	54.60
EDECHI	56,730.55	686,177	146,679	82.68

Tabla 1.c. Relación IMP/Energía facturada (90%)

Distribuidora	IMP JUL17/JUN18 (miles de Balboas)	Energía facturada (MWh)	No. Clientes	IMP/Energía (B./MWh)
EDEMET	228,379.86	3,810,763.17	489,190	59.93
ENSA	211,305.71	3,518,441	454,661	60.06
EDECHI	56,730.55	623,797	146,679	90.94

Tal como se aprecia de la Tabla 1, una reducción de 1% de la energía facturada no afecta significativamente la relación IMP/energía, pero a medida que disminuye la energía facturada, como el 10%, el impacto pudiese ser mayor para una infraestructura ya establecida.

Definitivamente no es una tarea fácil para el regulador balancear el hecho de que en efecto se desea incentivar la entrada de más clientes de autoconsumo, pues como se dijo anteriormente, la reducción de costos de la tecnología a nivel internacional está dando cabida a que más clientes lo busquen como una alternativa de ahorro energético viable y como política de país se desea ser más energéticamente eficiente; pero, por otro lado, también debe resguardar los intereses de los clientes que hacen uso total del sistema eléctrico.

La solución se debe brindar en términos de los esquemas tarifarios toda vez que exista un balance y el mejor beneficio posible para ambos tipos de clientes (autoconsumo y convencional).

4. ESQUEMAS TARIFARIOS A NIVEL INTERNACIONAL

Panamá no es el primer país en instaurar esquemas tarifarios para los usuarios finales que desean hacer uso de energías renovables. Entre los múltiples esquemas que están en ejecución hoy en día destacan aquellos en donde se subsidia mediante reducción de impuestos u otros, la tecnología renovable. De igual forma, están los esquemas en donde los proveedores pagan a quienes generen su propia energía, entre ellos:

- **Feed-In Tariffs (FIT):** El cual es un programa donde se le paga a las clientes por generar su propia energía de fuentes renovables. Este programa otorga pagos a los usuarios por toda la energía generada incluso si ésta no se inyecta a la red. Cabe señalar que por la energía inyectada se le otorgan al cliente pagos bonus por la energía exportada o inyectada a la red y una reducción en la factura por usar la energía producida.

Para obtener los valores de energía se hace uso de un medidor que permite medir los valores de energía importada y exportada a la red y se usa otro medidor para obtener los valores de energía generada.

Los feed-in tariffs son pagadas por los proveedores de energía y al registrarse se escoge que proveedor se quiere usar. Sin embargo, esto ocasiona que los proveedores aumenten sus costos de energía y por ende las personas que no instalan sistemas de energía renovable pagan por los que si lo hacen. Si el cliente se suscribe a la misma compañía que le suple la energía entonces esta puede hacer un net-metering y dejar saldo o cobrar dependiendo de lo que se haya usado o producido durante el mes. Este programa tiene una duración de 25 años para energía solar.

Este programa, dependiendo del país donde este implementado, suele obtener su presupuesto de un cargo que se le hace a nivel nacional a los consumidores eléctricos, un cargo para el incentivo de las energías de fuentes renovables el cual se aplica en la cuenta de electricidad [4].

- **Pago Premium:** Este esquema consta de pagos realizados desde los proveedores a los dueños de generadores de energía renovable incluyendo residencias y pequeños negocios, por toda la energía generada. Estos pagos se hacen a un precio conocido como “tasa premium” para generadores con capacidades menores a 10 kWh, y a un 80% de la tasa premium si el generador se encuentra entre capacidades de 10 kWh y 30 kWh. Sin embargo, para sufragar el *pago premium* el resto de los consumidores pagan cargos ligeramente superiores por kWh de electricidad [5]. Este esquema suele estar asociado con el *Feed-in Tariff* dependiendo del país.

- Certificados verdes:** son una comodidad intercambiable que certifica que cierta electricidad fue generada usando fuentes de energía renovables. Los mismos representan la generación de un (1) MWh de electricidad e incluyen información como: tipo de energía, lugar, nombre del proyecto entre otras. Es una forma de conocer de donde proviene la energía generada y son la moneda de las energías renovables [6]. Estos certificados son usados comúnmente en países donde existe un *Quota System* o donde existe reglamentación que obligue a algunos clientes o edificaciones, a que cierto porcentaje de su energía consumida provenga de fuentes renovables.
- Premium Tariff:** Este esquema consta en ofrecerle al cliente un incentivo por generar energía renovable, en donde se le compra la energía generada al precio del mercado más un bono el cual es el *premium tariff*. Este valor depende del país y de la tecnología y está regulado ya que existen precios máximos por kWh.
- Quota System:** Es un sistema en donde la compañía que supe la energía o distribuidora se ve obligada, por medio de reglamentaciones, a probar que cierta cantidad de la energía entregada proviene de fuentes renovables. Por lo que ciertos clientes tienen la necesidad de producir un porcentaje de energía por medios renovables.
- Net-Metering o Neteo:** Es uno de los esquemas más utilizados actualmente y es el que se encuentra implementado en Panamá. El mismo consiste en la implementación de un medidor bidireccional, el cual además de leer la energía consumida de la red, es capaz de restar la energía inyectada a la red de la lectura por lo que al final de mes se obtiene

País	Feed in Tariff/Premium Payment	Green certificados	Sistema de Quotas	Net-metering/neteo	Net-billing	Cargo por uso de la red	Exclusión o reducción de impuestos	Subsidio
Europa								
Alemania	•		•					•
Austria	•						•	•
Bélgica*	•	•	•	•		•		
Croacia	•							
Dinamarca	•			•				
España						•		
Francia	•						•	
Holanda	•			•			•	•
Hungría	•			•				
Italia	•			•			•	
Noruega		•	•					
Polonia	•	•	•				•	
Portugal	•			•				
Romania	•	•	•					
Reino Unido	•	•	•				•	
Suecia		•	•				•	•
América								
Argentina	•				•			
Brasil				•				
Canadá	•			•				
Costa Rica				•				
U.S.A	•	•		•				
México				•				
Perú							•	
Uruguay				•				
Asia								
Corea del Sur				•				•
India	•							
Filipinas	•			•				
Japón	•			•				
África								
Kenia				•			•	
Madagascar							•	
Sudáfrica	•							
Oceania								
Australia	•			•				
Nueva Zelanda	•			•				

Figura 3. Esquemas tarifarios utilizados en diversos países

un valor neto de energía consumida el cual puede ser mayor que el mes anterior, lo que implica consumo de energía de la red, o menor si el cliente inyectó o exportó energía a la red. Si el medidor obtiene una lectura menor que el mes anterior al final del mes la compañía distribuidora le otorga un crédito al cliente con el valor de la energía inyectada a la red en kWh el cual puede ser utilizado en la factura del siguiente mes o hasta que un plazo de 12 meses, dependiendo del país. Esto quiere decir que al cliente se le descuenta de la siguiente factura la cantidad de energía que inyectó el mes anterior.

- **Net-Billing:** Es un esquema diferente al net-metering o neteo, ya que en vez que la energía inyectada a la red quede de crédito durante los siguientes meses, la energía inyectada a la red tiene un valor que se encuentra por debajo del valor del mercado en que vende la distribuidora y así se le cobra al cliente el cargo fijo de la energía más la energía usada de la red cobrada al precio regular o menos la energía entregada a la red a un precio por kWh por debajo del precio que vende la distribuidora [7].

Como se puede observar en la Figura 2., la mayoría de los países han optado por el esquema de *Feed-in tariff* o *net metering* como esquema tarifario para los clientes que opten por usar energías renovables. Sin embargo, debido a la dificultad de mantener los subsidios a niveles apropiados a los costos reales de instalación; en años recientes, múltiples países europeos han ido eliminando los esquemas FIT o de incentivos hacia esquemas en donde el mercado de las renovables sea autosostenible, toda vez que la tendencia de las tecnologías renovables va dirigida a reducir su costo [8,9], entre ellos:

- **España:** Este país contó con un programa de subsidios y remuneración para los inversionistas en energías renovables, especialmente fotovoltaica en donde el inversionista podía escoger entre un Esquema de *Feed-in Tariff* y un bono el cual se pagaba por encima del precio del mercado, pero llegando 2012 esta medida se hizo insostenible por lo que el gobierno decidió mediante el Real Decreto de ley 1/2012 la suspensión de la remuneración para ser cambiada entonces a un sistema de licitaciones [10]. En el 2015 el Real Decreto 900/2015 se aprobó, implementado cargos en sistemas nuevos y existentes de generación de energía renovable dependiendo del nivel de generación y capacidad. Estos cargos no son impuestos o compensaciones por pérdidas en utilidades sino contribuciones a todos los costos del sistema. Instalaciones de autoconsumo por debajo de los 10kW y plantas no localizadas en el territorio principal de España son excluidos del cargo por generación, pero se les cobra un cargo por kW de capacidad instalada [11].

- **Bélgica:** En este país las regulaciones se aplican dependiendo de la región. Por ejemplo, en la región de Flandes luego de años de grandes subsidios, se eliminó el sistema de certificados verdes y se incluyó una tarifa de prosumidores o autoconsumidores por cargar la red en dos direcciones. Esta tarifa depende de la capacidad de la instalación y se determina basada en la capacidad máxima del inversor de la instalación. Esta tarifa o cobro que se hace a los clientes que autoconsumen depende de la distribuidora ya que el gobierno solo legisla el ingreso máximo que puede tener cada una y por ende los precios de energía pueden variar dependiendo de la compañía. Esta tarifa se cobra de manera anual y va desde 78 a 125 €/kW por año y se les implementa a todos los sistemas fotovoltaicos nuevos y existentes menores a 10 kW los cuales se benefician del neteo o *net-metering*. Cualquier cliente autoconsumidor que desee no pagar esta tarifa pueden pedirle a la compañía distribuidora que instale un nuevo medidor que tome mida de manera separada la energía que es extraída de la red y la que es inyectada, en ese caso no se beneficiarían del neteo y pueden venderle su energía excedente al distribuidor [12]. Actualmente la Región de Valona se encuentra estudiando la opción de implementar una tarifa similar a partir del 2020 [13].
- **Noruega:** En Noruega, los prosumidores pagan un precio más alto por la energía recibida de la red que el que se les paga por la energía que inyectan en la misma. El precio pagado por la energía inyectada a la red depende del DSO (Days sale outstanding). También están en planificación dos tarifas que pueden ser escogidas por el consumidor, Power Grid Tariff o Energy Grid Tariff en donde el Energy Grid Tariff tiene un cargo fijo y otro por energía mientras que el Power Grid Tariff tiene un cargo por potencia y otro por energía [14].

5. PROPUESTA PLANTEADA POR LA ASEP

En la Estructura de la Tarifa para Clientes con Autoconsumo:

- El artículo 74 indica que los clientes con Autoconsumo sólo pueden optar por tarifas con demanda.
- En el artículo 66 se establecen los cargos que le corresponden pagar a los Clientes acogidos al Procedimiento de Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias:

DEFINICIÓN	IDENTIFICACION (i= Categoría Tarifaria y j=Bloque Tarifario (sólo aplica en las categorías con medición binómica horaria))	COMPONENTES DE COSTOS A ASIGNAR	MEDICIÓN BIDIRECCIONAL	
			MEDICIÓN BINÓMICA SIMPLE	MEDICIÓN BINÓMICA HORARIA
Cargo de Distribución	CD _{ij}	CUSOP CUSOFF	kW max mayor entre la demanda de referencia y la demanda leída inyectada o la retirada	kWhp y kWhfp mayor entre demanda de referencia y la demanda leída inyectada o la retirada
Cargo por Conexión Cargo por Reconexión	CX _i CRX _i	CXC CXRC	Por Conexión Por Reconexión	
Cargo por Pérdidas de Energía en Distribución	CPERDE _{ij}	CPEP CPEFP	kWh neta consumida	
Cargo por Pérdidas de Potencia en Distribución	CPERDP _{ij}	CPP	kWh neta consumida y/o kW max consumida	kWh neta consumida y/o kWhp y kWhfp consumida
Cargo de Comercialización Fijo	CCOMF _i	CCOF	Por Cliente	
Cargo de Comercialización Variable	CCOMV _i	CCOV	kWh mayor entre la energía de referencia y la energía neta (ya sea inyectada o retirada)	
Cargo por el Servicio de Alumbrado Público	CSERAP _i	CSAP	kWh mayor entre la energía de referencia y la energía neta (ya sea inyectada o retirada)	
Cargo por el Consumo de Alumbrado Público	CCONAP _i	CCAP	kWh neta consumida	
Cargo por Potencia en Generación	CPOTGEN _{ij} CPOTGENE _{ij}	CPG	kWh neta consumida y/o kW max consumida	kWh neta consumida y/o kWhp y kWhfp consumida
Cargo por Energía en Generación	CENEGEN _{ij}	CEGP CEGFP	kWh neta consumida y/o kW max consumida	kWh neta consumida y/o kWhp y kWhfp consumida
Cargo por Potencia en Transmisión	CPT _{ij}	CUCOST	kW max mayor entre la demanda de referencia y la demanda leída inyectada o la retirada	kWhp y kWhfp mayor entre demanda de referencia y la demanda leída inyectada o la retirada
Cargo por Pérdidas de Energía en Transmisión	CPET _i	CPST	kWh neta consumida y/o kW max consumida	kWh neta consumida y/o kWhp y kWhfp consumida

Nota: En el caso de las clases de clientes que tengan una demanda menor o igual a 15 kW y/o cuyo equipamiento de medición permita sólo el registro de demanda máxima y una única medición de energía, la distribuidora debe diseñar un mecanismo que permita: a) La asignación de CUCOST y CPG al cargo de demanda máxima o al consumo de energía en el caso de las clases de cliente cuya medición no registre ningún tipo de demanda a partir del análisis de la curva de carga promedio de la clase. b) La distribución de CEGP, CEGFP y CPST en el consumo de energía a partir de la estimación de las participaciones del consumo de energía en horas de punta y fuera de punta de cada cliente como promedio de los valores agregados de la clase de clientes a la que pertenece.

- En el artículo 83 acápite b, se introduce la forma de facturar la demanda en las tarifas para clientes acogidos al Procedimiento de Autoconsumo.

b) A los clientes que se acojan al Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias, la demanda utilizada para facturar se determinará de la siguiente forma:

- i. Para los cargos por potencia asociados a la distribución y a la transmisión se utilizará la mayor entre la demanda de referencia y la demanda leída inyectada a la red de la empresa de distribución o la retirada de la red en kilovatios (kW). Esta demanda se multiplicará por su precio unitario en B./kW mes
- ii. Los cargos por potencia de generación se aplicarán a la demanda consumida en kilovatios (kW) por su precio unitario.
- iii. La demanda de referencia se obtendrá del promedio de la demanda máxima leída de los últimos seis (6) meses. En el caso de clientes nuevos, se obtendrá de mediciones que se realicen a sus instalaciones. Esta demanda de referencia podrá ser verificada una vez al año a solicitud del cliente.

- En el artículo 84 acápite b, se introduce la forma de facturar la energía en las tarifas para clientes acogidos al Procedimiento de Autoconsumo.

b) A los clientes que se hayan acogido al Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias:

- i. Los cargos por energía asociados a la comercialización y al alumbrado público - red se aplicarán multiplicando a la mayor entre la energía de referencia y la energía neta (ya sea inyectada a la red de la empresa de distribución o retirada de la red) en kilovatios – hora (kWh) por su precio unitario.
- ii. Los cargos por energía asociados a las pérdidas en distribución, las pérdidas de energía en transmisión, a la generación y al alumbrado público - consumo se aplicarán a la energía neta consumida en kilovatios – hora (kWh) por su precio unitario.

Hay energía neta consumida, sólo si se cumple lo siguiente:

$$\text{kWh}_{\text{consumidos de la red}} > \text{kWh}_{\text{inyectados por el cliente a la red}}$$

$$\text{La energía neta consumida} = \text{kWh}_{\text{consumidos de la red}} - \text{kWh}_{\text{inyectados por el cliente a la red}}$$

- iii. La energía de referencia se obtendrá del promedio de los últimos seis (6) meses de consumo del cliente. En el caso de clientes nuevos, se obtendrá de mediciones que se realicen a sus instalaciones. Esta energía de referencia podrá ser verificada una vez al año a solicitud del cliente.

- A los clientes acogidos al Procedimiento para Autoconsumo que cuenten con plantas instaladas o que se instalen en los siguientes 3 meses de la entrada en vigencia de la modificación al Régimen Tarifario, se les seguirá facturando con la metodología anterior.

6. PROPUESTA PLANTEADA POR WEC PANAMÁ

La propuesta que plantea WEC Panamá busca mantener la facturación sin alteraciones mayores para el mejor entendimiento del cliente final, por lo que presentamos un esquema para los clientes BTS y otro esquema para aquellos con demanda (BTD, MTD).

- **Tarifa en base a la capacidad de la instalación para los clientes BTS:**

Este esquema es similar al que se aplica actualmente, en los siguientes aspectos:

- El cálculo de la energía facturada es en base al neteo (energía facturada = energía consumida – energía inyectada)
- La energía a favor del cliente se ve reflejada al siguiente mes de facturación
- El cálculo de los cargos mostrados en la Tabla 2, descritos en la facturación del cliente final, se mantienen tal cual lo establece el Régimen Tarifario de Distribución y Comercialización de la ASEP actualmente

Tabla 2. Cargos, subsidios y aportes descritos en la facturación de clientes con tarifa BTS

Definición	Identificación
Cargo fijo de comercialización (B/.)	CCOMF
Cargo de comercialización variable (B/./kWh)	CCOMV
Cargo de distribución variable (B/./kWh)	CDV
Cargo por pérdida de energía en distribución (B/./kWh)	CPERDE
Cargo por el servicio de alumbrado público (B/./kWh)	CSERAP
Cargo por el consumo de alumbrado público (B/./kWh)	CCONAP
Cargo por energía en transmisión (B/./kWh)	CPET
Cargo por pérdidas en transmisión (B/./kWh)	CPERT
Cargo por energía en generación (B/./kWh)	CENEGEN
Cargo por la variación del combustible (B/./kWh)	CVC
Subsidio por el Fondo de Estabilización Tarifaria (B/.)	FET
Aporte de acuerdo a la Ley 15	Ley15

Modificación propuesta: incluir en la Tabla 2., una tarifa en base a la capacidad instalada por el cliente, la cual hemos denominado tarifa al prosumidor (B/./kVA). La tarifa al prosumidor (*TP*) será calculada en base la siguiente ecuación:

$$TP = CDV * eficiencia * días del mes * horas sol \text{ (B/./kVA)}$$

donde

- CDV = cargo de distribución variable
- Eficiencia = se recomienda un factor de **0.8** como eficiencia de la planta instalada
- Días del mes = se recomienda **30** días, el cual es el promedio facturado

- Horas sol = se recomienda **4.55** horas, el cual es un promedio de horas eficientes de irradiación solar en Panamá

El cargo al prosumidor (B/.) será entonces la capacidad instalada (kVA) * TP(B/./kVA)

Tal como se puede observar, este cargo al prosumidor es un valor fijo pues la capacidad instalada, la eficiencia, los días del mes y las horas sol no varían. El cargo de distribución variable se utiliza como referencia pues ya es un valor aceptado por el regulador.

La línea de pensamiento detrás de la aplicación de este cargo radica en valorar la capacidad latente que el sistema tiene disponible para los clientes de autoconsumo. El cargo referente a la tarifa al prosumidor está diseñado para que cubra por lo menos una porción de los cargos referentes al sistema de distribución.

En el anexo 1 presentamos el análisis por el cual se llega a esta formulación.

- **Tarifa en base a energía para clientes con demanda (BTD, MTD):**

Actualmente para clientes con demanda

- se realiza el cálculo de la energía facturada en base al neteo (energía facturada = energía consumida – energía inyectada)
- la energía a favor del cliente se ve reflejada al siguiente mes de facturación
- se aplican cargos por demanda

El cálculo de los cargos mostrados en la Tabla 3, descritos en la facturación del cliente final, se mantienen tal cual lo establece el Régimen Tarifario de Distribución y Comercialización de la ASEP actualmente.

Tabla 3. Cargos y aportes descritos en la facturación de clientes con tarifa BTD, MTD

Definición	Identificación
Cargo fijo de comercialización (B/.)	CCOMF
Cargo de comercialización variable (B/./kWh)	CCOMV
Cargo por demanda máxima (B/./kW)	CD _{max}
Cargo por pérdida de energía en distribución (B/./kWh)	CPERDE
Cargo por pérdida de potencia en distribución (B/./kW)	CPERP
Cargo por el servicio de alumbrado público (B/./kWh)	CSERAP
Cargo por el consumo de alumbrado público (B/./kWh)	CCONAP
Cargo por potencia en transmisión (B/./kW)	CPT
Cargo por pérdidas en transmisión (B/./kWh)	CPERT
Cargo por demanda en generación (B/./kW)	CDGEN
Cargo por la variación del combustible (B/./kWh)	CVC
Aporte de acuerdo a la Ley 15	Ley15

Modificación propuesta:

- Eliminar el neteo de la energía facturada y que se tomen en cuenta individualmente la energía consumida de la red y la energía inyectada a la red
- Los rubros de la Tabla 3 asociados a energía, se propone sean multiplicados por la energía consumida de la red, a excepción del cargo por pérdida de energía en distribución en donde se multiplicaría por la suma de la energía consumida por la red y la energía inyectada a la red.
- Los montos por demanda no se ven afectados en esta propuesta, se multiplican los rubros correspondientes de la Tabla 3 por la demanda.
- La energía inyectada por el cliente a la red se le remunera en la factura del mismo mes al multiplicar la energía inyectada (kWh) por el cargo por energía para generación (B./kWh). (En el caso de BTD sería el cargo para consumos menores de 10,000 kWh)

La línea de pensamiento detrás de esta modificación radica en que una tarifa al prosumidor sería redundante pues ya se está facturando por una demanda. Sin embargo, para estos clientes el consumo e inyección de la energía es mucho más relevante y considerarlos individualmente representa una forma más transparente de distinguir lo que aporta cada ente del sector, incluyendo al cliente.

En el anexo 2 presentamos el análisis por el cual se llega a esta formulación.

7. REFERENCIAS

[1] O. Araúz y E. Pérez; *Análisis del Mercado Eléctrico Panameño*, Dirección de Análisis Económico y Social, Ministerio de Economía y Finanzas, diciembre 2017

[2] L.V. Berrío, “Energía fotovoltaica empieza a tomar fuerza en el interior del país”, Capital Financiero, Disponible en línea: <https://elcapitalfinanciero.com/energia-fotovoltaica-empieza-a-tomar-fuerza-en-el-interior-del-pais/>

[3] “RESUMEN DE INVERSIONES DEL SECTOR ELECTRICO DE 1999 A 2016”, de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. Disponible en línea: https://minio.l3.ckan.io/ckan/panama/resources/88cfd5c0-cb75-4791-9c8d-e13384017e92/resumen_inversiones_1999-2016_sector_electrico.pdf?AWSAccessKeyId=aspijTDZu90BQVi&Expires=1536077372&Signature=eEmfDDLUKvA4hjUZtXmu2nqRyLE%3D

[4] Feed-in tariffs LTD, “what are feed-in tariffs?”. Disponible en línea: <http://www.fitariffs.co.uk/fits/>

- [5] Independent Competition and Regulatory Commission, “Electricity feed-in renewable energy premium: determination of premium rate”. Disponible en línea: http://www.icrc.act.gov.au/wp-content/uploads/2013/02/MediaRelease091123_-_Electricity_Feed-in_Renewable_Energy_Premium.pdf
- [6] United States Environmental Protection Agency. “Renewable Energy Certificates (RECs)” Disponible en línea: <https://www.epa.gov/greenpower/renewable-energy-certificates-recs>
- [7] Osceola Energy, “Guide to net metering and net billing”. Disponible en línea: <https://osceolaenergy.com/guide-net-metering-net-billing/>
- [8] M. Lempriere, “what does the end of feed in tariffs in the UK mean for small-scale renewable”, Power Technology, 20 julio de 2018. Disponible en línea: <https://www.power-technology.com/features/end-feed-tariffs-uk-mean-small-scale-renewables/>
- [9] C. Lo, “Renewable energy: are feed-in tariffs going out of style?”, Power Technology, 18 de enero de 2017. Disponible en línea: <https://www.power-technology.com/features/featurerenewable-energy-are-feed-in-tariffs-going-out-of-style-5718419/>
- [10] Legal Sources on Renewable, “Sector RES-E Promotion in Spain”. Disponible en línea: <http://www.res-legal.eu/search-by-country/spain/tools-list/c/spain/s/res-e/t/promotion/sum/196/lpid/195/>
- [11] Boletín Oficial del Estado, “Real Decreto 900/2015”. Disponible en línea: <https://www.boe.es/buscar/pdf/2015/BOE-A-2015-10927-consolidado.pdf>
- [12] G. Neubourg. “National Survey Report of PV Power Applications in Belgium”.
- [13] E. Bellini. “Belgium: Wallonia’s PV system owners to pay grid-fee starting from 2020”. Disponible en línea: <https://www.pv-magazine.com/2017/07/21/belgium-wallonias-pv-system-owners-to-pay-grid-fee-starting-from-2020/>
- [14] H. Saele, B. A. Bremdal, “Economic evaluation of the grid tariff for households with solar power installed”, 24th International conference & exhibition on electricity distribution (CIRED), 12-15 junio de 2017. ISSN 2515-0855, doi: 10.1049/oap-cired.2017.0556

CONCLUSIONES

1. A medida que pasa el tiempo, las tecnologías renovables están alcanzando mejores precios y rendimientos, por lo que el mercado nacional va a seguir exigiendo la introducción de estas.
2. Se debe permitir aún más la comercialización de los sistemas renovables, en especial los fotovoltaicos, pues reducen la curva de consumo energético, contribuyen a la reducción de contaminantes ambientales en términos de emisiones de efecto de invernadero y contribuyen a reducir la dependencia del consumo de los derivados del petróleo toda vez que se está electrificando la carga.
3. Sin embargo, el sistema de distribución es solidario en el sentido que todos pagamos por la infraestructura, operación y mantenimiento de este, y se debe salvaguardar la integridad del mismo para aquellos clientes que no instalen sistemas renovables.

RECOMENDACIONES

1. Aunque actualmente el porcentaje de renovables instalados para generación distribuida es bajo en comparación con la demanda, consideramos oportuno introducir un esquema tarifario para los clientes de autoconsumo que instalen fuentes renovables y limpias, fundamentado en la capacidad latente que el sistema de distribución debe proveer a los mismos.
2. Los esquemas propuestos tratan de buscar un balance entre el retorno sobre inversión del cliente y lo que recauda las distribuidoras. Se sugiere:
 - a. Introducir un costo en base a la capacidad instalada, llamada tarifa al prosumidor, para aquellos clientes catalogados en las tarifas BTS.
 - b. Para los clientes en tarifas BTD y MTD, se recomienda llevar mediciones de la energía consumida y la energía inyectada del sistema, para que se cobre acorde a lo consumido y se pague al cliente acorde a lo inyectado. El único rubro que totalizará la energía (consumida + inyectada) para hacer el cálculo del costo será el de pérdidas de distribución.
3. Se recomienda hacer análisis más detallados del efecto de penetración masiva de las fuentes renovables en el sistema de distribución para decidir los cambios en los precios de los rubros de las tarifas propuestas.

ANEXO 1

Para encontrar el valor adecuado para la Tarifa al Prosumidor se analizaron ejemplos para las tarifas BTS1, BTS2 y BTS3 en tres escenarios:

- Referencia (R), que representa a un cliente que solo consume de la red de distribución y no genera energía.
- Autoconsumo (A), que representa a un cliente que satisface parte de su energía, pero todavía consume de la red de distribución.
- Inyección a la red (I), que representa a un cliente que es capaz de inyectar energía a la red de distribución

Tabla A1.1 Ejemplos de clientes en tarifas BTS

Tipo de cliente	Consumo de la red, kWh (sin instalación auxiliar)	Consumo de la red, kWh (con instalación auxiliar)	Energía autoconsumida, kWh	Energía inyectada a la red, kWh	Energía neta facturada, kWh
BTS1-R	300	0	0	0	300
BTS1-A	300	258.40	41.60	113.40	145
BTS1-I	300	218.40	81.60	223.40	-5
BTS2-R	700	0	0	0	700
BTS2-A	700	593.60	106.40	293.60	300
BTS2-I	700	500	200	550	-50
BTS3-R	1000	0	0	0	1000
BTS3-A	1000	818.40	181.60	498.40	320
BTS3-I	1000	720	280	770	-50

Nota: tanto los clientes (A) como los clientes (I) inyectan energía a la red, estos clientes difieren en la energía neta la cual se calcula: $energía\ consumida - energía\ inyectada = energía\ neta$, donde la energía neta es la que se factura. En el caso de los clientes (A) este valor se mantiene positivo lo que indica que inyectan menos energía de la que consumen, mientras que los clientes (I) inyectan más energía de la que consumen por lo que el valor de energía queda como un excedente o crédito para el este cliente y se le facturan 0 kWh.

Para cada uno de esos clientes, se hizo el cálculo de su facturación con el método actual de neteo y los costos de la Tabla 2 asignados a la empresa distribuidora ENSA actualmente.

Tabla A1.2 Monto de facturación (método de neteo actual)

Tipo de cliente	Monto Factura Final (\$)	Porción correspondiente a la distribuidora (\$)
BTS1-R	39.79	21.53
BTS1-A	15.70	11.18
BTS1-I	1.36	2.17
BTS2-R	133.84	48.23
BTS2-A	39.79	21.53
BTS2-I	1.36	2.17
BTS3-R	221.27	68.26
BTS3-A	61.36	22.87
BTS3-I	1.36	2.17

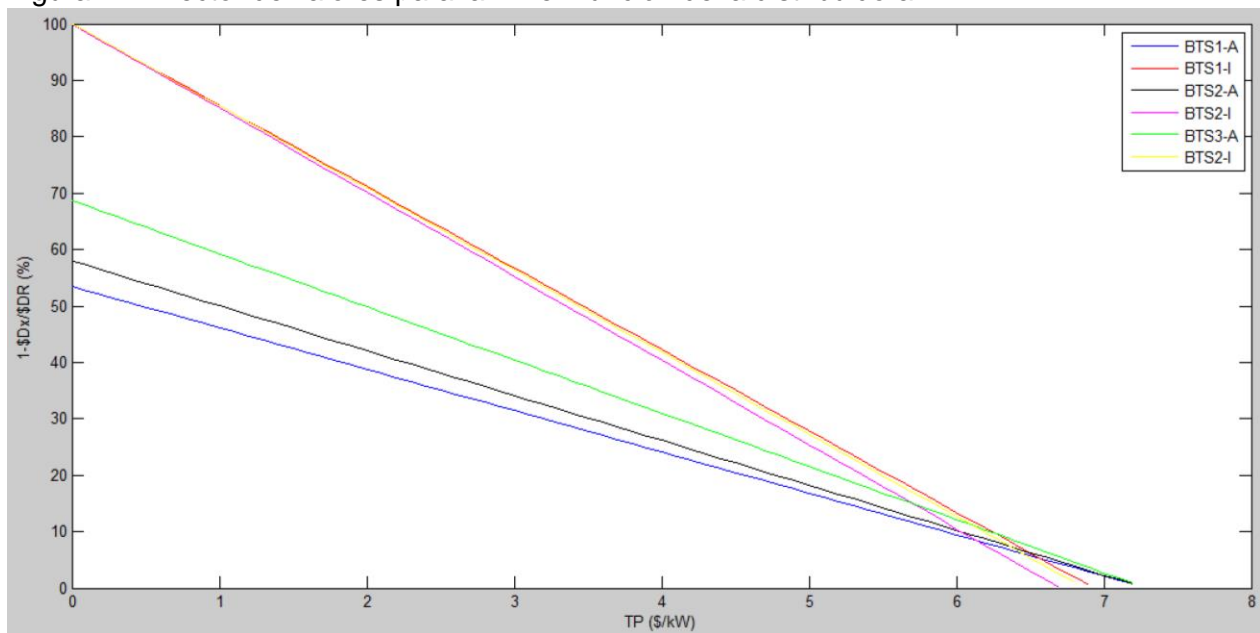
Nota: la porción correspondiente a la distribuidora se calculó sumando los montos correspondientes a comercialización, distribución y alumbrado público. Existen ocasiones donde la porción de la distribuidora es mayor al monto facturado final, esto se debe a subsidios.

Se desarrolló una rutina en donde:

- Para los escenarios de autoconsumo (A) y de inyección (I) se incluye al cálculo de la facturación tradicional una variable correspondiente a la tarifa al prosumidor (TP), que incrementa unitariamente desde 0 hasta un factor X
 - la rutina termina cuando la porción correspondiente a la distribuidora (incluyendo la Tarifa al Prosumidor) es menor que la porción correspondiente a la distribuidora para el caso de referencia (R)

El resultado de esta iteración se muestra en la Figura A.1, en función de lo que se afecta la distribuidora y en la Figura A.2, en función de lo que se afecta al cliente en términos de su retorno sobre la inversión.

Figura A.1. Vector de valores para la TP en función de la distribuidora



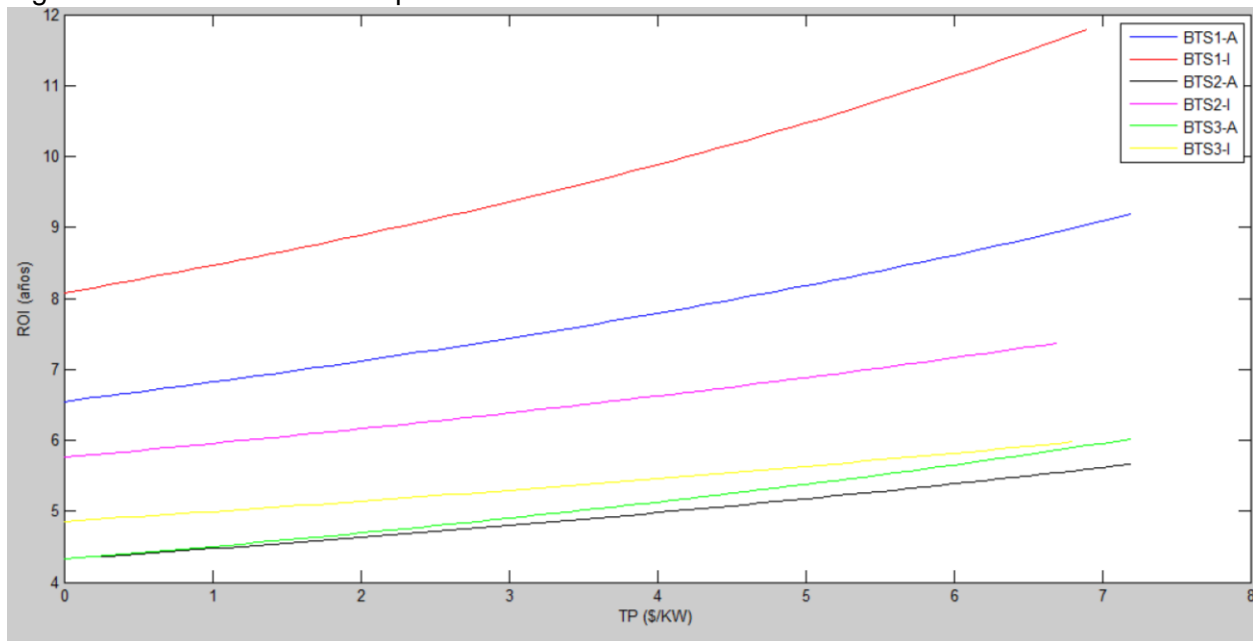
En donde el eje X representa el rango de valores para la Tarifa al Prosumidor y el eje Y representa el porcentaje de dinero que la empresa distribuidora deja de recibir en la factura.

Por ejemplo, para el caso TP=0 (actual), la distribuidora pudiera dejar de recibir desde un 53% hasta el 100%, dependiendo si el cliente es autoconsumo o si solo inyecta energía a la red. Sin embargo, para un TP hacia el límite superior, se puede apreciar que la distribuidora pudiese dejar de percibir entre un 0% al 10%, de su facturación si no hubiese una instalación auxiliar.

En la búsqueda de un valor equitativo, ninguno de los límites funciona pues un TP mínimo afecta a la distribuidora y un TP máximo afecta el retorno sobre inversión del cliente, tal como se muestra en la Figura A.2. En donde dependiendo del cliente, pudiese afectar su ROI en términos de unos pocos meses hasta años.

Cabe señalar que el ROI se calculo de manera sencilla relacionando la inversión entre el ahorro anual (asumiendo en estos ejemplos que el ahorro es el mismo los 12 meses del año).

Figura A.2. Vector de valores para la TP en función del retorno sobre inversión del cliente



Para decidir el valor de TP a utilizar comparamos los cargos por demanda máxima de distribución actuales en las tarifas BTD, \$6.69 y MTD, \$4.19 (para el caso de ENSA). En términos de escala del tamaño de la planta entre los BTSs y los BTDs y MTDs es un buen punto de partida esta comparación, pues se toma como referencia que el valor de TP propuesto debe ser menor a estos valores.

En el afán de utilizar un cargo ya definido en la tarifa BTS se evaluó

- la suma de los cargos CDV, CPERDE, CSERAP, CCONAP = 0.05054 \$/kWh
- la suma de los cargos CDV, CPERDE = 0.04908 \$/kWh
- el cargo CDV = 0.0316 \$/kWh

Los cuales transformados a \$/kW (multiplicando \$/kWh*eficiencia*horas sol*días)

- la suma de los cargos CDV, CPERDE, CSERAP, CCONAP = 5.5190 \$/kW

- la suma de los cargos CDV, CPERDE = 5.3595 \$/kW
- el cargo CDV = 3.4507 \$/kW

Utilizando el cargo CDV \$/kWh*eficiencia*horas sol*días, se puede comparar el método actual y el método propuesto

Tabla A1.3 Comparación de los montos de facturación (método de neteo actual y el propuesto)

Tipo de cliente	Método de neteo actual		Método Propuesto (TP)	
	Monto Factura Final (\$)	Porción correspondiente a la distribuidora (\$)	Monto Factura Final (\$)	Porción correspondiente a la distribuidora (\$)
BTS1-R	39.79	21.53	39.79	21.53
BTS1-A	15.70	11.18	18.03	14.63
BTS1-I	1.36	2.17	7.87	12.52
BTS2-R	133.84	48.23	133.84	48.23
BTS2-A	39.79	21.53	51.39	35.33
BTS2-I	1.36	2.17	16.55	26.32
BTS3-R	221.27	68.26	221.27	68.26
BTS3-A	61.36	22.87	82.14	43.57
BTS3-I	1.36	2.17	23.06	36.68

Nota: Como se puede apreciar, existen casos en donde el monto final de la factura es menor que la porción correspondiente a la distribuidora, esto se debe a los subsidios.

Tabla A1.4 Comparación de los ROI (método de neteo actual y el propuesto)

Tipo de cliente	Cap. Instalada (kW)	Neteo actual	TP Propuesto
		ROI	ROI
BTS1-A	1.5	6 años, 6 meses	7 años, 2 meses
BTS1-I	3	8 años, 0 meses	9 años, 8 meses
BTS2-A	4	4 años, 3 meses	4 años, 11 meses
BTS2-I	7	5 años, 9 meses	6 años, 6 meses
BTS3-A	6	4 años, 3 meses	4 años, 11 meses
BTS3-I	10	4 años, 10 meses	5 años, 4 meses

Con la TP sugerida se logra retribuir a la distribuidora (ver Tabla A1.5, costo monómico) sin afectar significativamente el ROI del cliente.

Tabla A1.5 Costo monómico (\$/kWh)

Tipo de cliente	Método de neteo actual, con subsidio	Método Propuesto (TP), con subsidio	Método Propuesto (TP), sin subsidio
BTS1-R	0.1326	0.1326	0.1578
BTS1-A	0.0608	0.0698	0.1032
BTS1-I	0.0062	0.0360	0.0573
BTS2-R	0.1912	-	0.1912
BTS2-A	0.0670	0.0866	0.1030
BTS2-I	0.0027	0.0331	0.0526
BTS3-R	0.2213	-	0.2213
BTS3-A	0.0750	-	0.1004
BTS3-I	0.0019	0.0320	0.0509

Cabe señalar que los ROI se calcularon en base a la facturación incluyendo subsidios tal como lo indica la ley. Sin embargo, nos pareció interesante evaluar el costo monómico que aparece en la Tabla A1.5, el cual corresponde a la rata del total facturado con respecto a la energía consumida de la red, para ver en efecto, cuanto está apoyando indirectamente el gobierno a las renovables.

Finalmente, en la Figura A3., se muestra un ejemplo de la factura final a un cliente. Es importante resaltar que se mantiene el formato y solo se incluye el rubro de la TP. Esto es relevante para las comercializadoras pues un cambio sustancial en la facturación pudiese representar un gasto considerable para ellas.

Figura A.3 Facturación final para un cliente con Tarifa al Prosumidor

BTS-2 con tarifa al prosumidor		
consumo de la red (kWh)	Inyectado (kWh)	Energía neta (kWh)
593.6	-293.6	300
A favor (kWh)	Tamaño de inversor (kVA)	
0	4	
Cargo	Monto B./kWh	Total
Comercialización		
Cargo fijo		2.17
cargo por kWh	0.01622	290 4.70
Distribución		
cargo por kWh	0.0316	290 9.16
Pérdida de distribució	0.01748	290 5.07
Tarifa al Prosumidor	3.4507	4.0000 13.80
Alumbrado Público		
Cargo por abastecimiento de	0.00012	290 0.03
cargo por kWh	0.00134	290 0.39
Transmisión		
cargo por kWh	0.00507	290 1.47
Pérdida de transmisió	0.00502	290 1.46
Generación		
cargo por kWh	0.07544	290 21.88
CVC	0.00332	300 1.00
Subtotal		61.13
Ley 15	0	0.00
Subsidio	0.1594	9.74
Total		51.39

ANEXO 2

El análisis para los clientes con demanda se realizó considerando valores presentes en la facturación actual. Se analizaron varios casos en tres escenarios y se presenta un ejemplo en la Tabla A2.

Tabla A2.1 Ejemplos de clientes en tarifas BTD

Tipo de cliente	Consumo de la red, kWh (sin instalación auxiliar)	Consumo de la red, kWh (con instalación auxiliar)	Energía inyectada a la red, kWh	Demanda, kW
BTD-R	11000	0	0	100.733
BTD-A	11000	9520	4070	50.82
BTD-I	11000	8053.6	8103.6	50.82

Tabla A2.2 Ejemplos de facturación final para dicho cliente (método actual)

Tipo de cliente	Total, B/.	Distribución y Comercialización, B/.	Transmisión, B/.	Generación, B/.	CVC, Ley 15, B/.
BTD-R	3057.77	942.91	295.79	1720.76	98.31
BTD-A	2079.02	845.40	269.03	913.63	50.95
BTD-I	1123.26	749.09	242.77	126.92	4.48

Tabla A2.3 Ejemplos de facturación final para dicho cliente (método propuesto)

Tipo de cliente	Total, B/.	Distribución y Comercialización, B/.	Transmisión, B/.	Generación, B/.	CVC, Ley 15, B/.
BTD-R	3057.77	942.91	295.79	1720.76	98.31
BTD-A	2259.89	974.06	288.65	913.64	83.54
BTD-I	1469.3	1004.93	281.58	119.71	68.94

Nota. En este ejemplo en particular, la energía inyectada se remunera con el valor de generación para menor de 10,000 kWh (0.14435 B/. /kWh). La porción de Generación se calcula usando el método de la tarifa actual y luego se le descuenta de la misma porción la remuneración por la energía inyectada por el cliente: $Generación\ B./ = CDGEN \cdot Demanda + CENEGEN \cdot energía\ consumida - Cargo\ por\ los\ primeros\ 10\ 000\ kWh \cdot energía\ inyectada\ por\ el\ cliente$

Como se puede apreciar en la Tabla A2.3 el aumento con el método propuesto se ve reflejado en todos los actores del sector y la remuneración por la energía inyectada ha sido descontada de lo que corresponde al rubro de generación.

Tabla A2.4 ROI para el ejemplo planteado

Tipo de cliente	Método actual	Método propuesto
BTD-A	5 años, 9 meses	7 años
BTD-I	5 años, 9 meses	7 años, 1 mes

Con el esquema sugerido se logra retribuir a los actores del sector sin afectar significativamente el ROI del cliente.

La Tabla A2.5, presenta el costo monómico el cual corresponde a la rata del total facturado con respecto a la energía consumida de la red (\$/kWh). Se puede observar que los valores propuestos son mayores a los actuales pero sin afectar considerablemente el ROI del cliente.

Tabla A2.5 Costo monómico para el ejemplo planteado

Tipo de cliente	Método actual	Método propuesto
BTD-R	0.2780	
BTD-A	0.2184	0.2374
BTD-I	0.1395	0.1832

En la Figura A3., se muestra un ejemplo de la factura final a un cliente. Es importante resaltar que se mantiene el formato y solo se incluye el rubro de la remuneración por la energía inyectada.

Figura A.3 Facturación final para un cliente con demanda

BTD con medición de consumo e inyección de energía			
consumo de la red (kWh)	Consumo total (kWh)	Demanda (kW)	Inyectado (kWh)
9520	11000	100.733	4070
Cargo	Monto		Total
Comercialización			
Cargo fijo	4.68		4.68
cargo variable	0.00215	B./kWh	20.47
Distribución			
Cargo por demanda máxima	6.69	B./kW	673.90
cargo por pérdidas de energía	0.01406	B./kWh	191.08
cargo por pérdidas de potencia	0.7	B./Kw	70.51
Alumbrado Público			
Cargo por abastecimiento de alumbrado público	0.00012	B./kWh	1.14
Cargo por servicio	0.00129	B./kWh	12.28
Transmisión			
Cargo por demanda	2.41	B./kW	242.77
cargo por pérdidas de energía	0.00482	B./kWh	45.89
Generación			
Cargo por demanda	1.26	B./kW	126.92
cargo por energía 1eros 10,000 kWh	0.14435	B./kWh	1374.21
cargo por energía 10,001 a 30,000kWh	0.15034	B./kWh	0.00
cargo por energía 30,001 a 50,000 kWh	0.15798	B./kWh	0.00
cargo por energía exceso de 50,001 kWh	0.16459	B./kWh	0.00
CVC			
	0.00783	B./kWh	74.54
Energía Inyectada	0.14435	B./kWh	587.50
Subtotal			2250.88
Subsidio			
	0	B./kWh	0.00
Ley 15	0.004		9.00
Total			2259.89

WORLD ENERGY COUNCIL

Algeria	Hungary	Panama
Argentina	Iceland	Paraguay
Armenia	India	Peru
Austria	Indonesia	Poland
Bahrain	Iran (Islamic Rep.)	Portugal
Belgium	Iraq	Romania
Bolivia	Ireland	Russian Federation
Botswana	Israel	Saudi Arabia
Brazil	Italy	Senegal
Bulgaria	Japan	Serbia
Cameroon	Jordan	Singapore
Canada	Kazakhstan	Slovakia
Chad	Kenya	Slovenia
Chile	Korea (Rep.)	South Africa
China	Latvia	Spain
Colombia	Lebanon	Sri Lanka
Congo (Dem. Rep.)	Libya	Swaziland
Côte d'Ivoire	Lithuania	Sweden
Croatia	Luxembourg	Switzerland
Cyprus	Macedonia (FYR)	Syria (Arab Rep.)
Czech Republic	Malaysia	Tanzania
Denmark	Mexico	Thailand
Dominican Republic	Monaco	Trinidad & Tobago
Ecuador	Mongolia	Tunisia
Egypt (Arab Rep.)	Morocco	Turkey
Estonia	Namibia	Ukraine
Ethiopia	Nepal	United Arab Emirates
Finland	Netherlands	United Kingdom
France	New Zealand	United States
Germany	Niger	Uruguay
Ghana	Nigeria	Yemen
Greece	Pakistan	Zimbabwe
Hong Kong, China		

62–64 Cornhill
London EC3V 3NH
United Kingdom
T (+44) 20 7734 5996
F (+44) 20 7734 5926
E info@worldenergy.org

www.worldenergy.org | [@WECouncil](https://twitter.com/WECouncil)

**WORLD
ENERGY
COUNCIL** | **PANAMA**

