



UASD
UNIVERSIDAD AUTÓNOMA
DE SANTO DOMINGO
Primada de América | Fundada el 28 de octubre de 1538



FACULTAD DE INGENIERÍA Y
ARQUITECTURA
"Ing. Amín Abel Hasbún"

ST

2025

Dirección de Investigaciones FIA

**SEMANA
TECNOLÓGICA**

Del 08 al 10 de Abril
del 2025

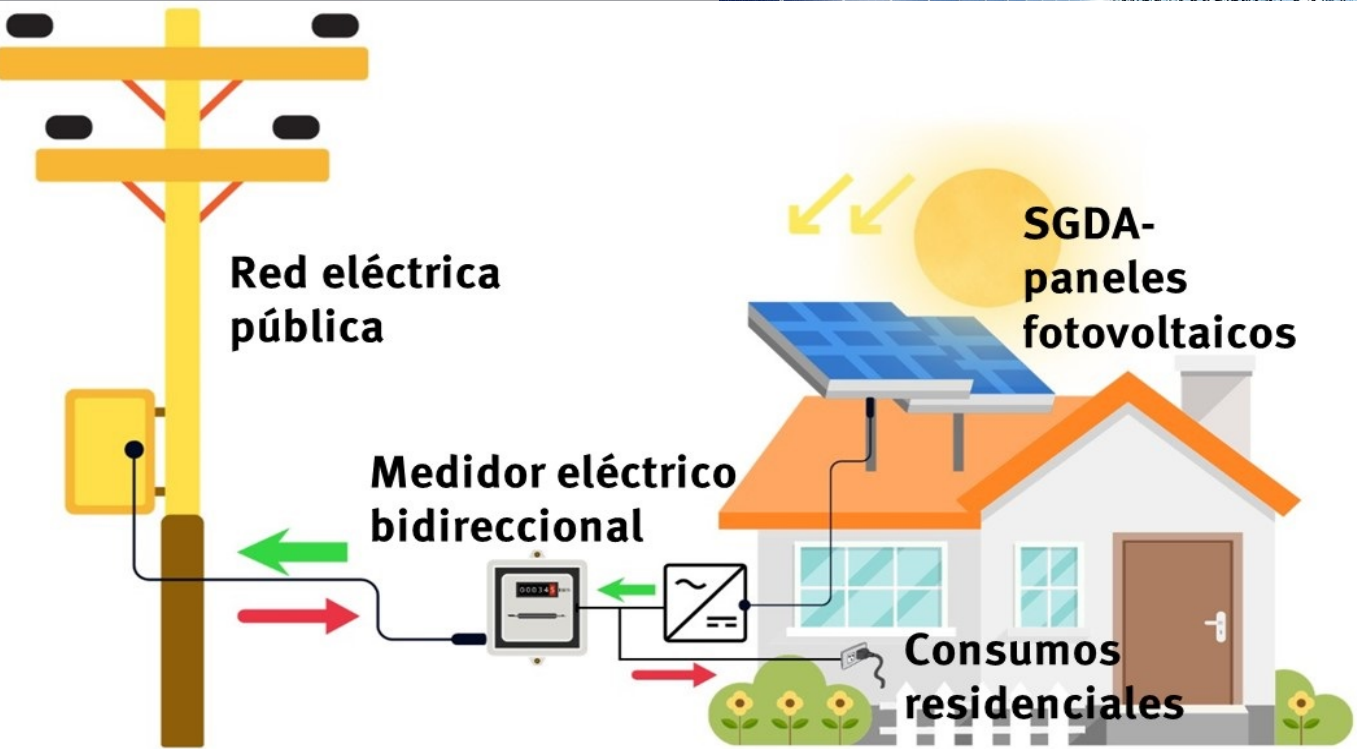


La Generación Distribuida
en un nuevo modelo
de distribución

expositor: José Luis Moreno San Juan

9 de Abril 2025

GENERACIÓN DISTRIBUIDA



La Generación Distribuida

Un Nuevo Modelo de Empresa Distribuidora

Para la Semana Tecnológica de la FIA 2025

Presentada por:
José Luis Moreno San Juan
Director Instituto de Energía



9 de abril 2025
Santo Domingo de Guzmán

Agenda



1. Aspectos conceptuales..... 4



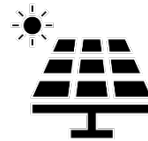
2. Estimación de las ganancias Medición Neta. 10

3. Medición Neta versus Facturación Neta 17



4. Conclusiones de los debates sobre GD.....29

5. Metas EDEs Pacto Eléctrico.....33



6. Nuevo modelo de distribución.....34

7. Conclusiones generales.....44

1. Aspectos conceptuales:

La Generación Distribuida (GD) consiste en producir la energía cerca del punto en que se consume, o en el mismo punto, e inyectando excedentes a la red de distribución (productor y consumidor a la vez, Prosumidor). Hacer esto antes era muy costoso por el tipo de generador disponible, haciendo más factibles los grandes generadores y el contar con una red de distribución para llevar la energía desde los generadores a los consumidores. Los consumidores podían tener grupos electrogenos de emergencia de alto costo de producción, que hacía su uso muy limitado.

Las tecnologías existentes eólica y fotovoltaica hoy permiten generar en el mismo punto del consumo, o muy cercano a este, a costos más bajos respecto a las grandes generadoras tradicionales que usan combustibles fósiles. La fotovoltaica ha reducido su costo de producción, siendo este ya menor al de las grandes generadoras convencionales que usan combustibles fósiles.



Dentro de estas oportunidades, o ventajas, está el evitar pérdidas en el transporte de energía al suplirla en el extremo de la red, en aquellas zonas carenciadas donde existen mayores pérdidas (técnicas y no técnicas) y donde es muy difícil el cobrar la energía de la manera tradicional, pero también en zonas de clase media y alta, donde las pérdidas son bajas, en específico las no técnicas. No debemos confundir la GD con la Autogeneración, pues en esta última el generador eléctrico no se sincroniza con la red de distribución y nunca entrega energía a la misma.

Al poder suministrar la energía en el mismo sitio que se consume, e inyectar excedentes a la red, con energía fotovoltaica de menor costo evita las pérdidas por transporte, y trae como consecuencia que las pérdidas de energía sean también menores desde el punto de vista económico. **Para ayudar a visualizar lo que acabamos de comentar veamos el diagrama unifilar que se muestra en la figura 1a.**

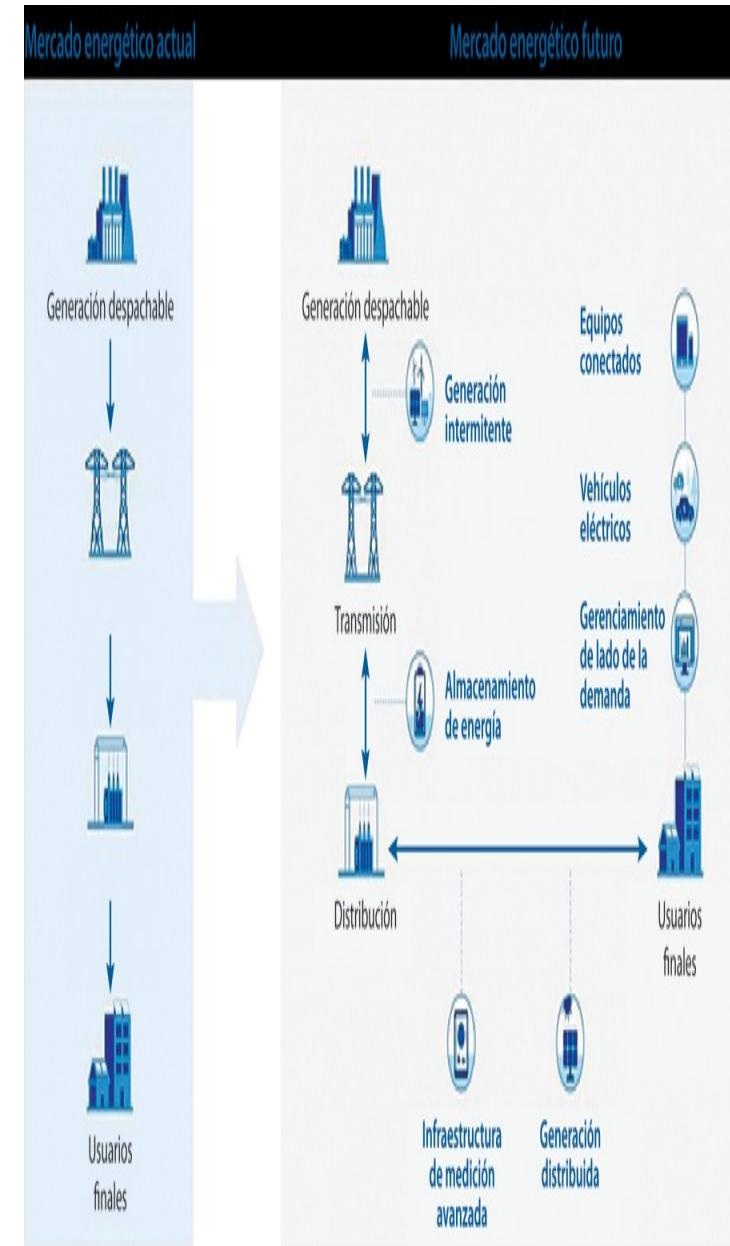
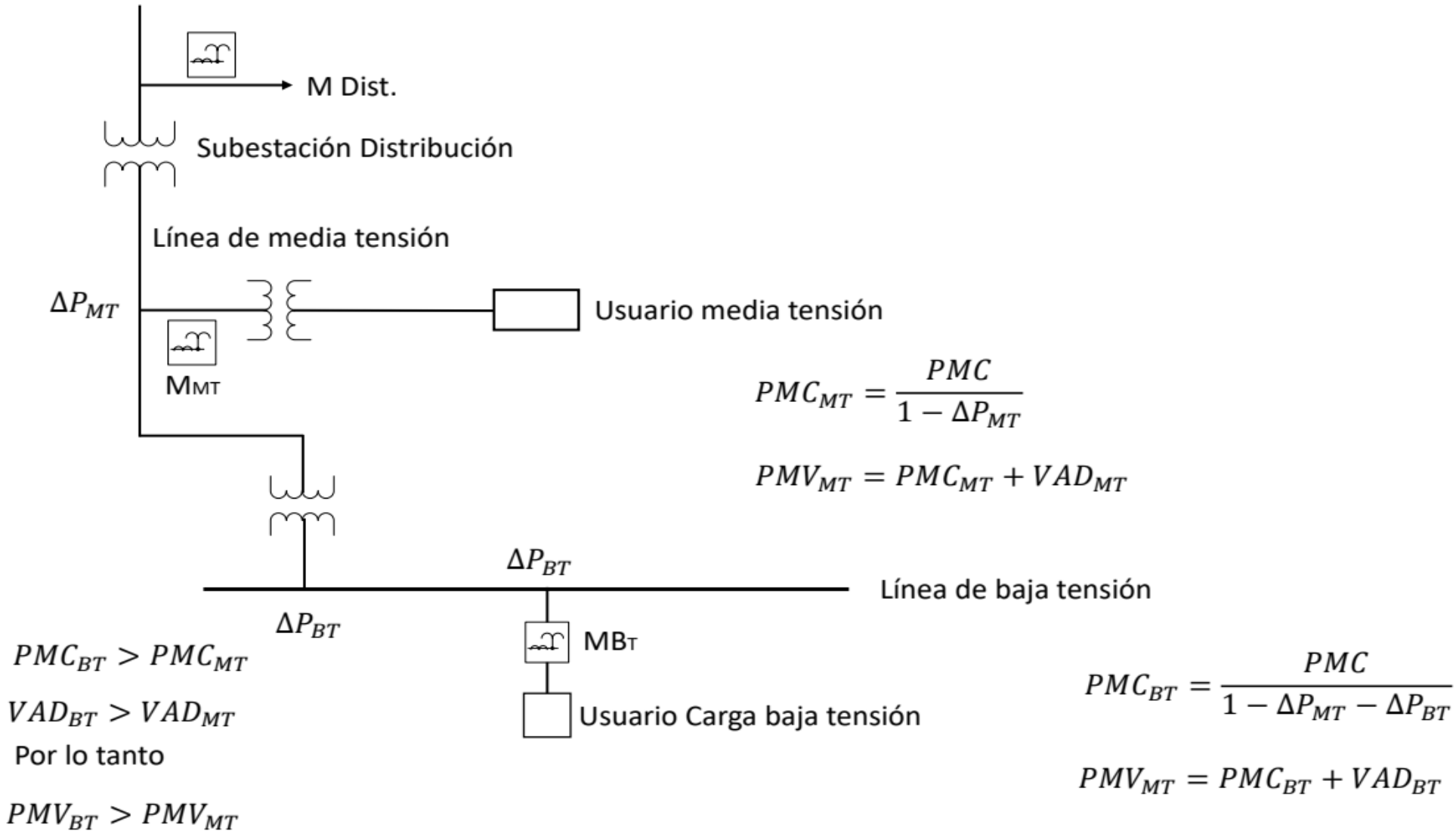


Figura 1a. Diagrama unifilar sistema de transporte de energía en una empresa distribuidora.



Fuente: Elaboración propia del IEUASD

En el esquema tradicional de comercialización de la energía las Empresas Distribuidoras Eléctricas (EDEs) compran la energía en el mercado mayoristas a las Empresas de Generadoras. Esa energía se entrega en la subestación de la empresa distribuidora y en la figura 1a se muestra ese punto de retiro y medición como M Dist. La energía no se consume ahí; debe ser transportada hasta el punto de consumo, que estará marcado como MMT o en el punto MBT. Mientras más lejos esté el punto de retiro del punto M Dist., mayores serán las pérdidas por el transporte, tal y como se presentan en la figura 1a, siendo estas PMT y PBT, en esos puntos de retiro y medición.

En el punto de retiro y medición MMT solo tendríamos la pérdida PMT, pero en el punto de retiro MBT se tendrían sumadas las pérdidas PMT y PBT. El punto de medición MBT representa el punto de retiro de energía en el extremo de la red. En la figura 1b se presenta esquemáticamente lo anterior.

Con la Generación Distribuida al inyectar la energía en el punto MBT se evita las pérdidas técnicas de la red de distribución y esa energía extra, que no se perdió, la EDE la puede vender al precio de la tarifa de baja tensión, y ganando más que si la comprara en el punto M Dist.

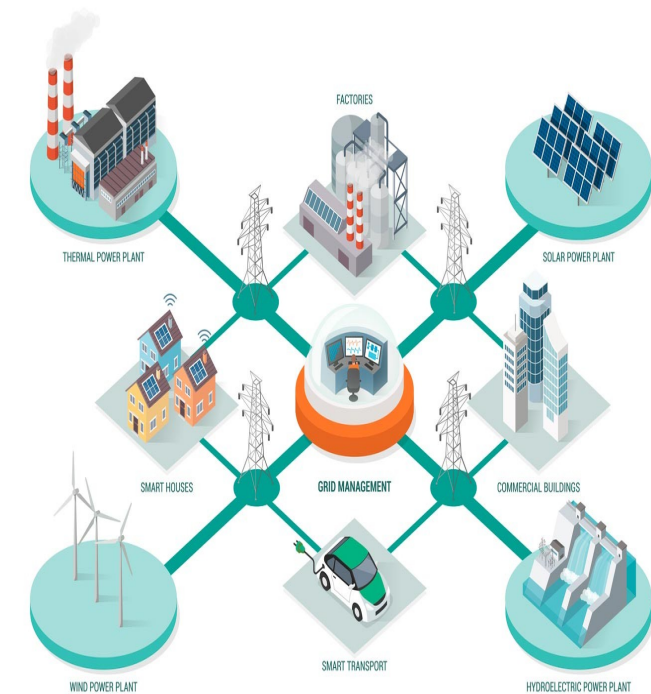


Figura 1b.

Flujo tradicional de la energía desde el centro de producción, pasando por líneas de transmisión y distribución, hasta alcanzar los centros de consumo donde se instalan los equipos que constituyen la Generación Distribuida (GD)

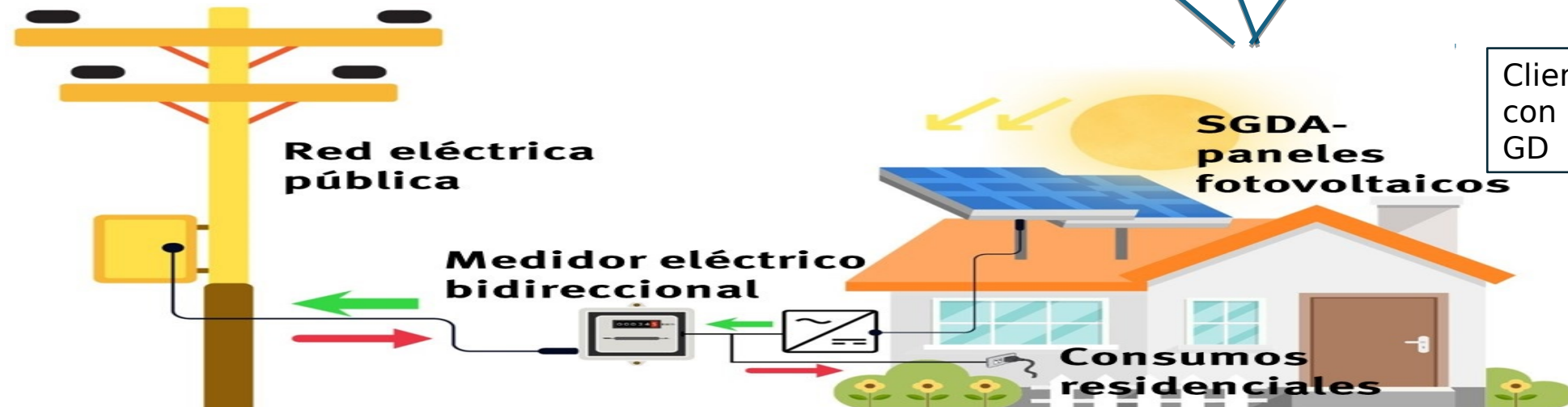


Flujo de energía sujeto a Pérdidas Técnicas por Distancia y etapas de transformación (Step Up y Step Down)

Clientes EDEs sin GD, pero cercanos a instalaciones de GD



Clientes EDEs con Instalación GD



Fuente: Energypedia/ IEUASD

El debate sobre el tema de la GD es si perjudica o no a las Empresas de Distribución; en consecuencia eso es lo primero que analizaremos.

El precio de la energía consignado en los contratos para los cliente que se acojen al programa de medición neta se establece por el subbloque de 0-200 kWh mes para la Tarifa de Baja Tensión Simple (BTS) , y este fue de 0.1043 US\$/kWh durante todo el año 2023, mientras que el Precio Medio de Compra (PMC) de las EDEs promedió 0.1604 US\$/kWh en el año 2023. Luego resulta evidente que las EDEs ganan 0.0561US\$/kWh comprando a los generadores distribuidos, en lugar de comprar energía a los generadores tradicionales del SENI. En adición a esto existe un costo evitado por la eliminación casi total de las pérdidas técnicas en el transporte de energía.

En el caso de los consumidores con tarifas con demanda como las BTD, MTD1 y MTD2 en lo relativo a demanda pagan lo establecido en la tarifa correspondiente. Los consumidores (prosumidores) en estos casos solo obtienen beneficios de la energía dejada de consumir de la red pública y de la venta de la inyectada a la red. Los costos evitados por la Generación Distribuida inyectada en la Media Tensión son menores a los de la inyección en Baja Tensión. El monto de las ganancias mínimas que obtuvieron las Edes durante el año 2023, bajo el programa de medición neta vigente, se valora a continuación.

Tabla 1. Tarifas eléctricas vigentes en la República Dominicana desde abril de 2022 a la fecha.



Superintendencia de Electricidad



TARIFA	CONCEPTO	UNIDAD	TARIFAS DE REFERENCIA ABRIL-JUNIO 2022			TARIFAS DE TRANSICIÓN A APLICAR ABRIL-JUNIO 2022		
			EDESUR	EDENORTE	EDEESTE	EDESUR	EDENORTE	EDEESTE
BTS-1	Cargo Fijo por Rangos de Consumo:							
	(i) Consumo mensual de 0 hasta 100 kWh	RDS	53.56	42.96	48.96	42.10	40.33	41.34
	(ii) Consumo mensual de 101 kWh en adelante	RDS	53.56	42.96	48.96	128.59	126.81	127.83
	Cargos por Energía:							
	(i) Los primeros kWh entre 0 y 200	RDS/kWh	13.83	15.45	13.96	6.05	5.97	6.17
	(ii) Los siguientes kWh entre 201 y 300	RDS/kWh	13.83	15.45	13.96	8.59	8.51	8.71
BTS-2	(iii) Los siguientes kWh entre 301 y 700	RDS/kWh	13.83	15.45	13.96	12.89	13.83	13.04
	(iv) Consumo de 701 kWh o mayor, todos los kWh a	RDS/kWh	13.83	15.45	13.96	13.09	14.04	13.26
	Cargo Fijo	RDS	53.56	42.96	48.96	128.96	127.18	128.20
	Cargos por Energía:							
	(i) Los primeros kWh entre 0 y 200	RDS/kWh	13.83	15.45	13.96	8.62	9.57	8.79
	(ii) Los siguientes kWh entre 201 y 300	RDS/kWh	13.83	15.45	13.96	10.93	11.88	11.10
BTD	(iii) Los siguientes kWh entre 301 y 700	RDS/kWh	13.83	15.45	13.96	13.26	14.22	13.43
	(iv) Consumo de 701 kWh o mayor, todos los kWh a	RDS/kWh	13.83	15.45	13.96	13.43	14.38	13.59
	Cargo Fijo	RDS	85.91	68.20	77.81	210.15	207.14	208.78
	Cargo por Energía	RDS/kWh	9.17	9.96	8.92	9.02	9.83	9.07
BTH	Cargo por Demanda Máxima Potencia	RDS/kW	1,847.94	2,470.60	2,207.17	1,189.16	1,310.10	1,280.88
	Cargo Fijo	RDS	85.91	68.20	77.81	210.15	207.14	208.78
	Cargo por Energía	RDS/kWh	9.17	9.96	8.92	8.92	9.74	8.98
	Cargo Demanda Máxima de Potencia HFP	RDS/kW	910.56	1,123.11	978.97	357.24	393.45	376.09
MTD-1	Cargo Demanda Máxima de Potencia HP	RDS/kW	1,951.25	2,639.02	2,365.46	1,579.29	1,714.50	1,684.59
	Cargo Fijo	RDS	94.59	91.44	86.39	211.68	211.19	210.29
	Cargo por Energía	RDS/kWh	8.20	9.03	8.00	9.13	9.89	9.19
	Cargo por Demanda Máxima Potencia	RDS/kW	715.69	1,190.34	1,216.55	575.21	673.63	677.21
MTD-2	Cargo Fijo	RDS	94.59	91.44	86.39	211.68	211.19	210.29
	Cargo por Energía	RDS/kWh	8.20	9.03	8.00	8.75	9.52	8.81
	Cargo por Demanda Máxima Potencia	RDS/kW	715.69	1,190.34	1,216.55	448.41	546.82	550.40
MTH	Cargo Fijo	RDS	94.59	91.44	86.39	211.68	211.19	210.29
	Cargo por Energía	RDS/kWh	8.20	9.03	8.00	8.64	9.42	8.70
	Cargo Demanda Máxima de Potencia HFP	RDS/kW	229.60	343.63	450.62	122.73	142.59	160.56
	Cargo Demanda Máxima de Potencia HP	RDS/kW	807.53	1,327.79	1,396.79	1025.25	1,131.61	1,142.36

2. Estimación de las ganancias de las Empresas de Distribuidoras con la Medición Neta.

Lo primero sería el determinar el valor de las inyecciones y retiros. Según lo establecido en el Pacto Eléctrico (PE), punto 8.2.2,1,literal c, para fijar el valor mínimo de un bloque, o subbloque tarifario, que fue el precio Medio de Compra (PMC) de la EDE correspondiente. Cuando se estableció el programa ese valor coincidía con el precio del subbloque de 0 a 200 kWh de consumo mensual para la tarifa de Baja Tensión Simple (BTS), pero la tarifa dejó de ajustarse y esto dio origen a la diferencia que hoy existe entre el precio de compra de las inyecciones de dicho programa y el PMC de las EDEs. Las tarifas permanecen invariables desde el segundo trimestre del 2022, y eso sería lo único a revisar, pero no solo en la GD.

La diferencia de precios entre comprar la energía a los generadores distribuidos o a los generadores del mercado mayorista, resulta obvio que es imposible que las EDEs puedan perder con la implementación de dicho programa, como tampoco lo hizo en el año 2023 y como era previsible ganarían más en la medida que el punto de medición para las inyecciones y retiros se aleje del punto M Dist , donde la Empresa Distribuidora retira la energía del SENI, ver figura 1a.

Esto es así:

- 1) Por que compran la energía inyectada a precios más bajos que el Precio Medio de Compra de las EDEs en el SENI.**
- 2) Por que la generación distribuida le permite inyectar energía en, o casi, en el punto de retiro de sus otros usuarios o clientes, no acogidos al programa de medición neta de la generación distribuida, eliminando así las pérdidas técnicas en las transacciones de energía con esos clientes, y disponiendo de esa energía para su venta al precio de tarifa (costo evitado).**
- 3) Por que la energía inyectada en el extremo de la red disminuye la demanda del sistema en el mercado mayorista, y baja el precio de compra Spot de las EDEs (esto no se considera en las tablas).**

Aunque se habla de medición neta en la práctica esto nunca ha sido así en RD, pues cuando las inyecciones energía son superiores a los retiros de energía, al excedente se le resta un 25%, lo cual equivale a que las inyecciones se paguen a un precio inferior a los retiros. En la figura 2 podemos visualizar de manera simplificada los flujos de energía y el destino de la energía inyectada.

En las tablas 3 y 4 se muestran las ganancias mínimas de las EDEs evaluando el costo evitado pero sin dicho descuento y lo indicado en el punto 3, y como quiera ganan. En las tablas a partir de la 5 si se aplica el descuento al evaluar las transacciones económicas en la medición neta, pero no en la facturación neta, pues ya se consideran precios diferentes para inyecciones y retiros, en ninguna de esas tampoco se consignan el costo evitado, ni lo indicado en el punto 3.

Figura 2. Análisis de flujos de energía usado para evaluar las ganancias con la generación distribuida en la Baja Tensión, dicha evaluación sirve para las estimaciones en media tensión.

Nota: Si se aplica el descuento por exceder las inyecciones a los retiros las ganancias se incrementan en US\$ 16.81 millones para el año 2023.

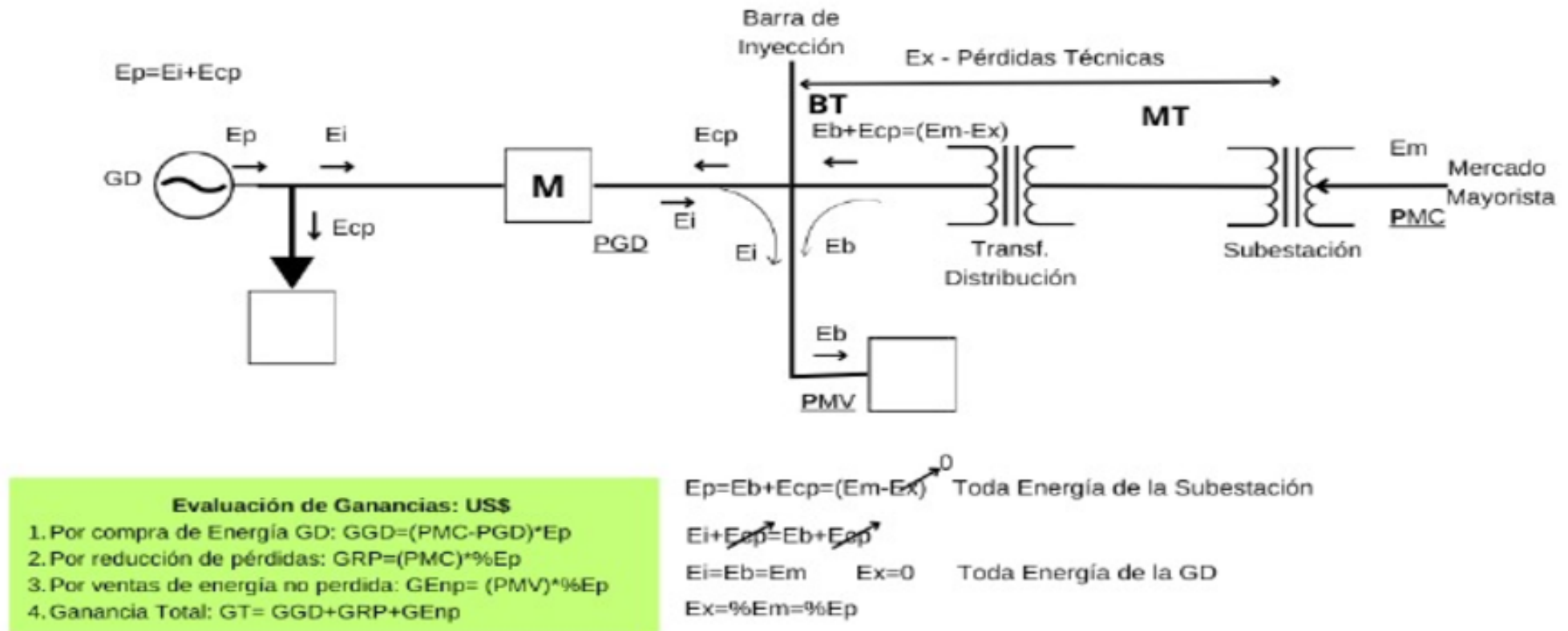
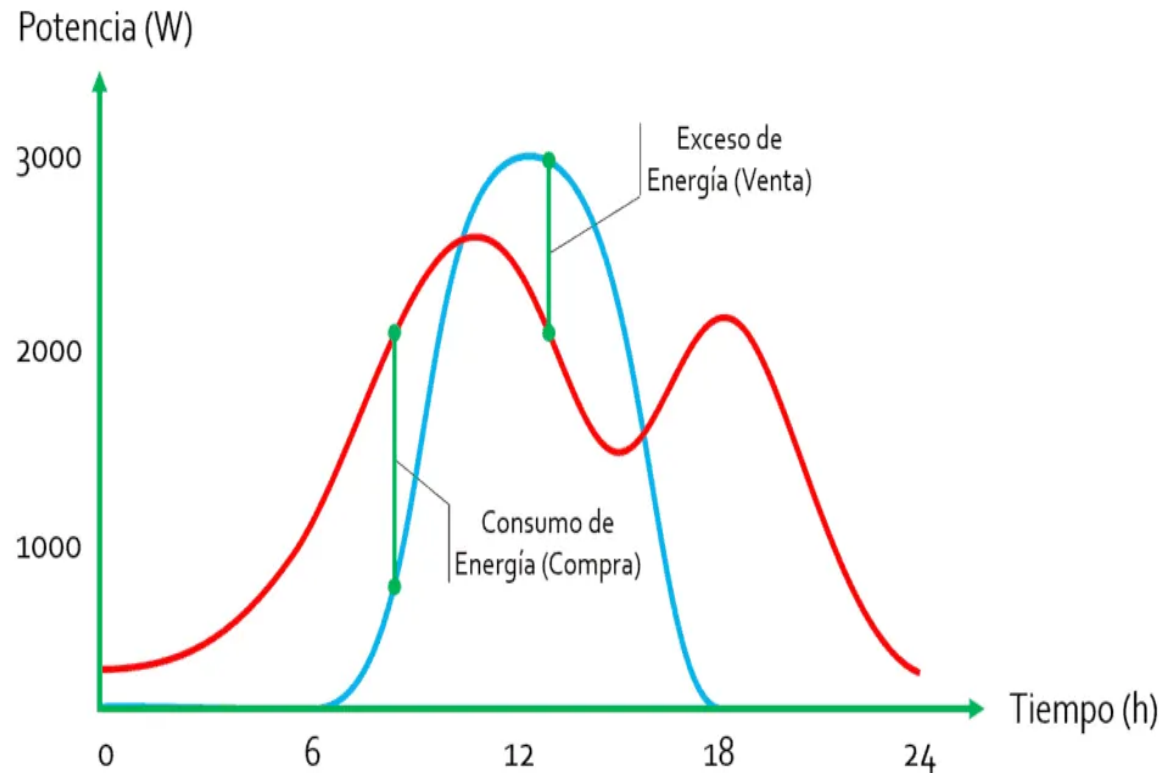
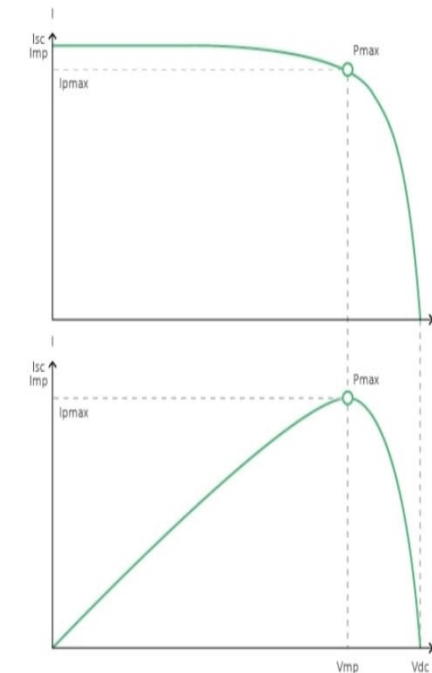


Figura 3 Curvas de demanda o retiro (roja) y de producción solar o inyección (azul), y su interacción en función de sus magnitudes. Operación del inversor para entregar siempre la máxima potencia posible.

Un efecto colateral de esto es una disminución del precio spot en el día. Esa disminución le produjo a las EDEs beneficios en el año 2023 de unos US\$ 17 millones según se muestra en la tabla 2 de la siguiente diapositiva.



SEGUIMIENTO DEL PUNTO DE POTENCIA MÁXIMA



Curva superior
Corriente de salida (I) de un panel solar como función de tensión de salida (V).
El punto de máxima potencia (MPP) es el punto P_{max} de la curva en el que el producto de $I \times V$ alcanza su pico.

Curva inferior
Potencia de salida $P = I \times V$ como función de tensión de salida.
Si se utiliza un controlador PWM (no MPPT) la tensión de salida del panel solar será casi igual a la tensión de la batería, e inferior a V_{mp} .

Tabla 2. Reducción del precio Spot en mercado mayorista y su impacto en la reducción del valor de las compras de las EDEs 2023.

Datos en GWh

Row Labels	Sum of RET- Propio	Sum of INY- Contrato	Sum of RET- Contrato	Sum of RET- Total	Sum of Neto (+)	Sum of Neto (-)
EDEESTE	6,516	4,695	22	6,538	-	1,843
EDENORTE	5,543	5,118	98	5,642	22	546
EDESUR	6,198	4,197	583	6,780	-	2,583
Grand Total	18,257	14,010	703	18,961	22	4,972

Total US\$ 2023

17,240,480

diferencia SPOT US\$/kWh

0.003468

Fuente: ASOFER.

Tabla 3: Modelo para estimar los beneficios con la GD en baja tensión, con MN.

IEUASD. Grupo de investigación sobre distribución y transmisión.

Tabla modelo para calcular beneficios Generación Distribuida, costos y pérdidas evitados - Basada en datos MEM 2023					
Datos Medición Neta por EDE en BT	Cap Instalada 2023	Pérdidas técnicas	PMC a Generadoras	PMV a Clientes	
Capacidad instalada (MW)	115				
EDENORTE	70.00	0.121	0.1648	0.168	
EDESUR	37.00	0.104	0.1621	0.166	
EDEESTE	8.00	0.139	0.1548	0.171	
Precio de Venta inyecciones GD a las EDEs				0.104	US\$/kWh
Basado en datos del año 2023.	Inyecciones y C. propio	Pérdidas Técnicas			
Total inyecciones GD bajo M N en BT (KWh)	201,480,000	23,529,360			11.68%
EDENORTE	122,640,000	14,839,440			
EDESUR	64,824,000	6,741,696			
EDEESTE	14,016,000	1,948,224			
Si las inyecciones GD se comprara a Generadores perderían (KWh)	23,529,360	\$ 3,839,953.71	3,945,293.76	\$ 7,785,247.47	
EDENORTE	14,839,440	\$ 2,445,539.71	2,493,025.92	\$ 4,938,565.63	
EDESUR	6,741,696	\$ 1,092,828.92	1,119,121.54	\$ 2,211,950.46	
EDEESTE	1,948,224	\$ 301,585.08	333,146.30	\$ 634,731.38	
Beneficio por no pagar costo pérdidas técnicas y facturarlas.	\$ 7,785,247.47				
EDENORTE	\$ 4,938,565.63				
EDESUR	\$ 2,211,950.46				
EDEESTE	\$ 634,731.38				
Beneficio por compra inyecciones energía GD bajo programa M N.	\$ 11,934,799.20				
EDENORTE	\$ 7,456,512.00				
EDESUR	\$ 3,766,274.40				
EDEESTE	\$ 712,012.80				
Beneficio total por inyecciones GD bajo M N (US\$) (2023)	\$ 19,720,046.67				
EDENORTE	\$ 12,395,077.63				
EDESUR	\$ 5,978,224.86				
EDEESTE	\$ 1,346,744.18				

Nota: Si a los anteriores elementos sumamos el hecho de que el 61% de la capacidad instalada está bajo tarifas con Demanda, que implican pagos de Potencia, entonces debemos concluir que la GD es beneficiosa para las finanzas de las EDEs; a pesar de la falsa percepción ocasionada por la pérdida de facturación de la energía que se permuta por medición neta (M N). Datos del informe de desempeño MEM.

Fuente: Elaboración propia del IEUASD

Tabla 4: Modelo para estimar los beneficios con la GD en media tensión, con MN.

IEUASD. Grupo de investigación sobre distribución y transmisión.

Tabla modelo para calcular beneficios Generación Distribuida, costos y pérdidas evitadas - Basada en datos MEM 2023					
Datos Medición Neta por EDE en MT.	Cap Instalada 2023	Pérdidas técnicas	PMC a Generadoras	PMV a Clientes MT*	
Capacidad instalada (MW)	254				
EDENORTE	94	0.025	0.165	0.167	
EDESUR	110	0.030	0.162	0.154	
EDEESTE	50	0.035	0.155	0.155	
Precio de Venta de la Energía GD a las EDEs				0.104	US\$/kWh
Basado en Datos del año 2023.					
Total producción GD bajo M N en MT (KWh)	Inyecciones y C. propio	Por pérdidas			2.91%
EDENORTE	445,008,000	12,964,800			
EDESUR	164,688,000	4,117,200			
EDEESTE	192,720,000	5,781,600			
	87,600,000	3,066,000			
Si las inyecciones GD se comprara a Generadores perderían (KWh)	Costo de la energía	Valor a facturar	Margen Beneficio		
EDENORTE	12,964,800	\$ 2,090,328.72	\$ 2,055,183.60	\$ 4,145,512.32	
EDESUR	4,117,200	\$ 678,514.56	\$ 688,395.84	\$ 1,366,910.40	
EDEESTE	5,781,600	\$ 937,197.36	\$ 890,944.56	\$ 1,828,141.92	
	3,066,000	\$ 474,616.80	\$ 475,843.20	\$ 950,460.00	
Beneficio por no pagar costo pérdidas técnicas y facturarlas.	\$ 4,145,512.32				
EDENORTE	\$ 1,366,910.40				
EDESUR	\$ 1,828,141.92				
EDEESTE	\$ 950,460.00				
Beneficio por compra inyecciones energía GD bajo programa M N	\$ 25,660,142.40				
EDENORTE	\$ 10,013,030.40				
EDESUR	\$ 11,197,032.00				
EDEESTE	\$ 4,450,080.00				
Beneficio total por inyecciones GD bajo M N (US\$) (2023)	\$ 29,805,654.72				
EDENORTE	\$ 11,379,940.80				
EDESUR	\$ 13,025,173.92				
EDEESTE	\$ 5,400,540.00				

Notas: Si a los anteriores elementos sumamos el hecho de que el 61% de la capacidad instalada está bajo las tarifas MTD y BTD, que implican pagos por la demanda de Potencia, entonces debemos concluir en que la GD es mas bien beneficiosa para las finanzas de las EDEs; a pesar de la falsa percepción de que representa un perjuicio, por el simple hecho de la pérdida de facturación de la energía que se permuta en Medición Neta. * **Solo valor energía.** Datos tomados informes MEM.

Fuente: Elaboración propia del IEUASD

3. Esquema de Medición Neta versus el de Facturación Neta: Diferencias.

Otro tema en discusión es el cambio del modelo o esquema de medición neta a facturación neta. En la audiencia del 13 de diciembre del año 2022, convocada por la Superintendencia de Electricidad (SIE), y cuyo propósito fue discutir los términos de un nuevo reglamento para el cambio de las transacciones económicas de la Generación Distribuida del esquema de medición neta al de facturación neta se acordó valorar las inyecciones de energía de los prosumidores (consumidor que también produce) a las Empresas Distribuidoras al PMC de las mismas al SENI, y los retiros de energía al valor de la tarifa correspondiente del consumidor.

Evaluando dicho cambio para prosumidores pequeños, que son aquellos con capacidades menores a 10 kW a los que le corresponde la tarifa BTS, y que a la vez son los que más aportan a la reducción de las pérdidas técnicas, se procederá a usar como ejemplo tres pequeños sistemas fotovoltaicos comparando los ingresos y egresos con ambos esquemas usando un precio menor para las inyecciones respecto a los retiros, como se establece en la facturación neta.

Superintendencia de Electricidad realiza audiencia para conocer reglamento Sistemas de Generación Distribuida

13 DE DICIEMBRE 2022



Santo Domingo. - La Superintendencia de Electricidad (SIE), realizó una audiencia pública para conocer el Reglamento para la Aprobación, Interconexión y Operación de Sistemas de Generación Distribuida.

Esta nueva normativa regulará la **instalación de paneles solares** en viviendas, edificaciones e instalaciones comerciales **conectados a la red de distribución de electricidad** por no disponer de sistemas propios para almacenar y consumir la energía que producen.

Las nuevas reglas de este sistema de generación distribuida son el resultado de un extenso proceso de **estudios, consultas técnicas, asesoramiento internacional, diálogo con organizaciones empresariales y de usuarios**, que inició en el 2019 y cuya conclusión fue declarada prioridad por la actual gestión de la SIE, a cargo de **Andrés Astacio, superintendente de electricidad**.

Durante sus palabras de apertura, Astacio explicó que la normativa, que tenía 10 años en vigencia, **será actualizada para poder corregir las distorsiones y superar los problemas que limitan la interconexión y operabilidad de estos sistemas**, así como adecuarla a los avances tecnológicos vividos en los últimos 10 años, lo que favorecerá a los usuarios y al país, ya que **adecuadamente regulados, fortalecerán el sistema eléctrico**.

“Las nuevas reglas son equitativas y justas para todos los participantes, permitiendo que el sistema eléctrico dominicano crezca de manera sostenible, que participen y se beneficien más personas”, aseguró. Según explica Astacio, el desarrollo de fuentes renovables de energía con este esquema tiene un impacto positivo en la sociedad, ya que **permite a los usuarios vender sus excedentes de energía a las EDES**, lo que, **junto a los incentivos fiscales otorgados por la ley**, asegura la recuperación de la inversión en un período razonable.

El esquema de generación distribuida dispondrá que las empresas distribuidoras de electricidad instalen un **medidor bidireccional** a las residencias o empresas que se conectan a la red de distribución. **Estas pagarán la energía renovable producida al precio promedio de compra vigente en el mercado y cobrarán la electricidad consumida aplicando el tarifario vigente**.

Además, ofrecerá la oportunidad a quien instala un sistema de generación bajo este reglamento, de financiar y descontar de su factura el medidor bidireccional y cualquier otro cambio necesario en la red para establecer su conexión. El proyecto también garantiza los **derechos adquiridos de las instalaciones existentes**, las cuales tendrán un plazo de 5 años para pasar al nuevo sistema.

Con el reglamento propuesto, las distribuidoras deberán evaluar la capacidad de cada circuito para determinar la **proporción de energía que puede recibir y hacer públicos los resultados**. Esto va en contraposición al esquema actual, que establece límites arbitrarios para la integración de la generación distribuida.

La SIE destacó que otra ventaja para los usuarios de los cambios introducidos es que ahora los **trámites de interconexión se simplificarán**, se reducirá el tiempo de procesamiento y se podrán realizar a través de una plataforma digital.

ESTADÍSTICAS

Hasta mayo 2022, participaban en el programa de generación distribuida **10,037 clientes de las distribuidoras públicas y privadas**, con 239 mil kilowatts instalados. La EDES públicas tienen el 97 % de los clientes que participan en la generación distribuida, con 235 MW instalados, lo que es el **equivalente de una central del sistema eléctrico nacional**, distribuidos de la siguiente manera:

- **EDENORTE** con 5,760 clientes tiene el 57 % con 132,992 kw instalados
- **EDESUR** 3,203 clientes para el 31.9 %, con 75,019 kw instalados
- **EDEESTE** 801 clientes, el 7.9 %, con 27,350 kw instalados

En fecha reciente, el 15 de noviembre de 2024, se celebró otra audiencia donde se ha tratado de cambiar el esquema de valoración de las inyecciones y retiros que se había consensuado en la anterior. Esto fue rechazado por casi la totalidad de los participantes, por lo que sugerimos a la SIE el mantener **un esquema similar** al validado en la audiencia del 13 de diciembre del 2022, solo con una precisión en el precio de la energía retirada.

Como ya comentamos usaremos para el análisis tres sistemas: uno de 3 kWp, otro de 4.5 kWp y otro de 9.5 kWp, con unas producciones mensuales en el año 2023 de 390 a 480 kWh el primero, de 540 a 720 kWh el segundo y de 1134 a 1418 kWh el tercero, valores reales medidos. Los resultados del análisis comparativo se muestran en las tablas 5, 6 y 7 usando las tarifas vigentes durante el año 2023 y el Precio Medio de Compra de ese mismo año. En la zona gris se muestran los resultados con medición neta y en la zona verde oscuro con la facturación neta; en la zona verde claro la producción de los Sistemas Fotovoltaicos y los consumos propios, valores reales medidos. No se toma en cuenta el costo evitado, como se hizo en el tema 2 .

Tabla 5. Comparación de la medición neta con la facturación neta en un sistema 3 kWp.

Comparación económica de la medición neta con la facturación neta, pago anual. Un sistema de 3 kWp conectado zona de EDESUR 2023.

medición neta						Facturación neta						Producción del Sistema FV kWh/mes	Consumo propio directo kWh/mes	Consumo total kWh/mes	mes del año
Retiros de la red			Inyección a la red			Retiros de la red			Inyección a la red						
kWh/mes	tarifa	valor facturado US\$	kWh/mes	precio	valor facturado	kWh/mes	tarifa US\$/kWh	valor facturado US\$	kWh/mes	precio US\$/kWh	valor facturado US\$				
178	0.1043		261	0.1043		178	0.1043	18.57	261	0.1604	41.86	390	129	307	1
174	0.1043		286	0.1043		174	0.1043	18.15	286	0.1604	45.87	402	116	290	2
186	0.1043		349	0.1043		186	0.1043	19.40	349	0.1604	55.98	480	131	317	3
193	0.1043		319	0.1043		193	0.1043	20.13	319	0.1604	51.17	450	131	324	4
226	0.1043		325	0.1043		226	0.1043/0.1507	24.78	250	0.1604	40.10	360	110	336	5
242	0.1043		269	0.1043		242	0.1043/0.1507	27.19	269	0.1604	43.15	402	133	375	6
270	0.1043		239	0.1043		270	0.1043/0.1507	31.41	239	0.1604	38.34	408	169	439	7
280	0.1043		238	0.1043		280	0.1043/0.1507	32.92	238	0.1604	38.18	414	176	456	8
265	0.1043		243	0.1043		265	0.1043/0.1507	30.66	243	0.1604	38.98	420	177	442	9
238	0.1043		255	0.1043		238	0.1043/0.1507	26.59	255	0.1604	40.90	450	195	433	10
229	0.1043		254	0.1043		229	0.1043/0.1507	25.23	254	0.1604	40.74	432	178	407	11
199	0.1043		229	0.1043		199	0.1043	20.76	229	0.1604	36.73	402	173	372	12
2680	0.1043	279.52	3267	0.1043	340.75			295.76			512.00				
Pago por medición neta =		45.92				Pago por facturación neta =		216.23							
						Aumento pago		370.91%							

Comentarios: 1. La facturación neta reporta más ingreso al usuario que la medición neta. Esto se debe a la manera que se paga la medición neta en RD.
 2. Se aplica la tarifa BTS1 correspondiente actual y se asume como precio para la inyección el promedio del precio de cobra medio de las EDES en el SENI.

Tarifa pagos inyecciones y retiros medición neta	0.1043	
Tarifas de pago retiros en facturación neta 1 y 2	0.1043	0.1507
Precio para las inyecciones en facturación neta	0.1604	
Marginal 1	0.0990	
Marginal 2	0.1598	
Media del marginal	0.1294	
Medio de compra	0.1604	
Valor de tarifa 0-200 kWh/mes	0.1043	
Valor la tarifa de201 A 300 kWh/mes	0.1507	

Tabla 6. Comparación de la medición neta con la facturación neta en un sistema 4.5 kWp.

Comparación económica de la medición neta con la facturación neta, pago anual. Un sistema de 4.5 kWp conectado zona de EDESUR 2023.

medición neta						Facturación neta						Producción del Sistema FV kWh/mes	Consumo propio directo kWh/mes	Consumo total kWh/mes	mes del año
Retiros de la red			Inyección a la red			Retiros de la red			Inyección a la red						
kWh/mes	tarifa	valor facturado US\$	kWh/mes	precio	valor facturado	kWh/mes	tarifa US\$/kWh	valor facturado US\$	kWh/mes	precio US\$/kWh	valor facturado US\$				
209	0.1043		446	0.1043		209	0.1043/0.1507	22.22	446	0.1604	71.54	585	139	348	1
210	0.1043		474	0.1043		210	0.1043/0.1507	22.37	474	0.1604	76.03	603	129	339	2
222	0.1043		557	0.1043		222	0.1043/0.1507	24.18	557	0.1604	89.34	720	163	385	3
257	0.1043		602	0.1043		257	0.1043/0.1507	29.45	602	0.1604	96.56	675	73	330	4
273	0.1043		515	0.1043		273	0.1043/0.1507	31.86	515	0.1604	82.61	540	25	298	5
301	0.1043		346	0.1043		301	0.1043/0.1507*	36.15	346	0.1604	55.50	603	257	558	6
334	0.1043		331	0.1043		334	0.1043/0.1507*	43.48	331	0.1604	53.09	612	281	615	7
365	0.1043		394	0.1043		365	0.1043/0.1507*	50.37	394	0.1604	63.20	621	227	592	8
274	0.1043		345	0.1043		274	0.1043/0.1507	32.01	345	0.1604	55.34	630	285	559	9
310	0.1043		383	0.1043		310	0.1043/0.1507*	38.15	383	0.1604	61.43	675	292	602	10
294	0.1043		456	0.1043		294	0.1043/0.1507	35.03	456	0.1604	73.14	648	192	486	11
188	0.1043		345	0.1043		188	0.1043	19.61	345	0.1604	55.34	603	258	446	12
3237	0.1043	337.62	5194	0.1043	541.73			384.88			833.12				
Pago por medición neta =		153.09				Pago por facturación neta =		448.24							
						*0.2222/0.2257		Aumento pago	192.80%						

Comentarios: 1. La facturación neta reporta más ingreso al usuario que la medición neta. Esto se debe a la manera que se paga la medición neta en RD.
2. Se aplica la tarifa BTS1 correspondiente actual y se asume como precio para la inyección el promedio del precio de cobra medio de las EDES en el SENI.

Tarifa pagos inyecciones y retiros medición neta	0.1043
Tarifas de pago retiros en facturación neta 1 y 2	0.1043 0.1507 0.2222
Precio para las inyecciones en facturación neta	0.1604
Marginal 1	0.0990
Marginal 2	0.1598
Media del marginal	0.1294
Medio de compra	0.1604
Valor de tarifa 0-200 kWh/mes	0.1043
Valor de tarifa de 201 a 300 kWh/mes	0.1507
Valor de tarifa de 301 a 700 kWh/mes	0.2222
Valor de tarifa más de 701 kWh/mes	0.2257

Tabla 7. Comparación de la medición neta con la facturación neta en un sistema 9.5 kWp.

Comparación económica de la medición neta con la facturación neta, pago anual. Un sistema de 9.5 kWp conectado zona de EDESUR 2023.

medición neta						Facturación neta						Producción del Sistema FV kWh/mes	Consumo propio directo kWh/mes	Consumo total kWh/mes	mes del año
Retiros de la red			Inyección a la red			Retiros de la red			Inyección a la red						
kWh/mes	tarifa	valor facturado US\$	kWh/mes	precio	valor facturado	kWh/mes	tarifa US\$/kWh	valor facturado US\$	kWh/mes	precio US\$/kWh	valor facturado US\$				
438	0.1043		937	0.1043		438	0.1043/0.1507*	66.59	937	0.1604	150.29	1250	313	751	1
441	0.1043		995	0.1043		441	0.1043/0.1507*	67.26	995	0.1604	159.60	1266	271	712	2
466	0.1043		1170	0.1043		466	0.1043/0.1507*	72.82	1170	0.1604	187.67	1512	342	808	3
540	0.1043		1264	0.1043		540	0.1043/0.1507*	89.26	1264	0.1604	202.75	1418	154	694	4
573	0.1043		1082	0.1043		573	0.1043/0.1507*	96.59	1082	0.1604	173.55	1134	52	625	5
632	0.1043		727	0.1043		632	0.1043/0.1507*	109.70	727	0.1604	116.61	1266	539	1171	6
699	0.1043		695	0.1043		699	0.1043/0.1507*	124.59	695	0.1604	111.48	1285	590	1289	7
766	0.1043		827	0.1043		766	0.2257*	172.89	827	0.1604	132.65	1304	477	1243	8
575	0.1043		724	0.1043		575	0.1043/0.1507*	97.04	724	0.1604	116.13	1323	599	1174	9
651	0.1043		804	0.1043		651	0.1043/0.1507*	113.92	804	0.1604	128.96	1418	614	1265	10
617	0.1043		958	0.1043		617	0.1043/0.1507*	106.37	958	0.1604	153.66	1361	403	1020	11
395	0.1043		725	0.1043		395	0.1043	41.20	725	0.1604	116.29	1267	542	937	12
6793	0.1043	708.51	10908	0.1043	1137.70			1158.22			1749.64				
Pago por medición neta =		321.90				Pago por facturación neta =		591.43							
						*0.2222/0.2257		Aumento pago		83.73%					

Comentarios: 1. La facturación neta reporta más ingreso al usuario que la medición neta. Esto se debe a la manera que se paga la medición neta en RD.
2. Se aplica la tarifa BTS1 correspondiente actual y se asume como precio para la inyección el promedio del precio de compra medio de las EDES en el SENI.

Tarifa pagos inyecciones y retiros medición neta	0.1043
Tarifas de pago retiros en facturación neta 1 y 2	0.1043 0.1507 0.2222
Precio para las inyecciones en facturación neta	0.1604
Marginal 1	0.0990
Marginal 2	0.1598
Media del marginal	0.1294
Medio de compra	0.1604
Valor de tarifa 0-200 kWh/mes	0.1043
Valor de tarifa de 201 a 300 kWh/mes	0.1507
Valor de tarifa de 301 a 700 kWh/mes	0.2222
Valor de tarifa más de 701 kWh/mes	0.2257

Los resultados del análisis arrojan pagos adicionales para los prosumidores de 370 % al 83%, respecto al método de “medición neta” actual bajo las condiciones de las tarifas vigentes, luego no es cierto que las Edes se beneficiarían con el cambio de método, como ya le habíamos advertido previamente a los técnicos de la SIE, debido al subsidio en la BTS y al hecho de que al pasar a facturación neta no se aplicaría el descuento arbitrario del 25% sobre los excedentes del neto.

La SIE optó por presentar ahora un reglamento nuevo en la valoración de las transacciones económicas, pretendiendo descontar del valor de las inyecciones un pago por uso de la red equivalente al VAD correspondiente y el valor de las pérdidas técnicas (que ya están incluidas en el VAD correspondiente), descuentos totalmente arbitrarios, pues carecen de justificación técnica y económica.

El Instituto de Energía de la UASD propone para **las inyecciones aplicar el PMC de las EDEs y para los retiros en valor de la tarifa técnica correspondiente**. Con esto se llegaría a un punto neutro, con el VAD como diferencia entre ambos precios, excepto en los prosumidores más pequeños. En las tablas 8, 9 y 10, se aprecian los resultados de lo propuesto.

Como se observa en las tablas 5, 6 y 7 la aplicación de la facturación neta solo beneficia al prosumidor, si no se especifica bien el precio de los retiros, el cual debe corresponderse al de la tarifa técnica, como se definirá a continuación a los fines este análisis, en esas tablas sin embargo se uso la tarifa vigente con subsidios.

Por lo general en otros países se usan solo dos subbloques en la BTS. Los rangos recomendables son de 0-300 kWh mes y más de 301 kWh mes, por razones socio económicas. Haciendo un ejercicio en base a lo analizado con solo dos subbloques los precios para el año 2023:

De 0-300 kWh mes -----0.1604 US\$/kWh(PMC Edes, valor mínimo de tarifa permitido)

Más de 301 kWh mes-----0.2104 US\$/kWh(PMC+VAD técnico máximo, tarifa técnica)

La aplicación de los mismos se muestran en las tablas 8, 9 y 10 donde se puede apreciar un mejor balance entre las aspiraciones de las EDEs y los Prosumidores, y que es indiferente la aplicación de la metodología de facturación neta para este grupo de prosumidores. La EDE se asegura pagar un 24% menos por las inyecciones respecto a lo que cobraría por los retiros.

Tabla 8. Comparación medición neta con facturación neta sistema 3.0 kWp, con tarifa técnica supuesta.

Comparación económica de la medición neta con la facturación neta, pago anual. Un sistema de 3 kWp conectado zona de EDESUR 2023.

medición neta						Facturación neta						Producción del Sistema FV kWh/mes	Consumo propio directo kWh/mes	Consumo total kWh/mes	mes del año
Retiros de la red			Inyección a la red			Retiros de la red			Inyección a la red						
kWh/mes	tarifa	valor facturado US\$	kWh/mes	precio	valor facturado	kWh/mes	tarifa US\$/kWh	valor facturado US\$	kWh/mes	precio US\$/kWh	valor facturado US\$				
178	0.1043		261	0.1043		178	0.1604	28.55	261	0.1604	41.86	390	129	307	1
174	0.1043		286	0.1043		174	0.1604	27.91	286	0.1604	45.87	402	116	290	2
186	0.1043		349	0.1043		186	0.1604	29.83	349	0.1604	55.98	480	131	317	3
193	0.1043		319	0.1043		193	0.1604	30.96	319	0.1604	51.17	450	131	324	4
226	0.1043		325	0.1043		226	0.1604	36.25	250	0.1604	40.10	360	110	336	5
242	0.1043		269	0.1043		242	0.1604	38.82	269	0.1604	43.15	402	133	375	6
270	0.1043		239	0.1043		270	0.1604	43.31	239	0.1604	38.34	408	169	439	7
280	0.1043		238	0.1043		280	0.1604	44.91	238	0.1604	38.18	414	176	456	8
265	0.1043		243	0.1043		265	0.1604	42.51	243	0.1604	38.98	420	177	442	9
238	0.1043		255	0.1043		238	0.1604	38.18	255	0.1604	40.90	450	195	433	10
229	0.1043		254	0.1043		229	0.1604	36.73	254	0.1604	40.74	432	178	407	11
199	0.1043		229	0.1043		199	0.1604	31.92	229	0.1604	36.73	402	173	372	12
2680	0.1043	279.52	3267	0.1043	340.75			429.87			512.00				
Pago por medición neta =		45.92				Pago por facturación neta =		82.12							
						Aumento pago		78.85%							

Comentarios: 1. La facturación neta reporta más ingreso al usuario que la medición neta. Esto se debe a la manera que se paga la medición neta en RD.

2. Se aplica la tarifa BTS1 correspondiente actual y se asume como precio para la inyección el monómico del precio de cobra medio de las EDES en el SENI.

Tarifa pagos inyecciones y retiros medición neta	0.1043
Tarifas de pago retiros en facturación neta 1 y 2	0.1043
Precio para las inyecciones en facturación neta	0.1604
Marginal 1	0.0990
Marginal 2	0.1598
Media del marginal	0.1294
Medio de compra	0.1604
Valor de tarifa 0-200 kWh/mes	0.1043
Valor de tarifa de 0 A 301 kWh/mes	0.1604 PMC Edes
Valor de tarifa más De 301 kWh/mes	0.2104 PMC+VAD t

Tabla 9. Comparación medición neta con facturación neta sistema 4.5 kWp, con tarifa técnica supuesta.

Comparación económica de la medición neta con la facturación neta, pago anual. Un sistema de 4.5 kWp conectado zona de EDESUR 2023.

medición neta						Facturación neta						Producción del Sistema FV kWh/mes	Consumo propio directo kWh/mes	Consumo total kWh/mes	mes del año	
Retiros de la red			Inyección a la red			Retiros de la red			Inyección a la red							
kWh/mes	tarifa	valor facturado US\$	kWh/mes	precio	valor facturado	kWh/mes	tarifa US\$/kWh	valor facturado US\$	kWh/mes	precio US\$/kWh	valor facturado US\$					
209	0.1043		446	0.1043		209	0.1604	33.52	446	0.1604	71.54	585	139	348	1	
210	0.1043		474	0.1043		210	0.1604	33.68	474	0.1604	76.03	603	129	339	2	
222	0.1043		557	0.1043		222	0.1604	35.61	557	0.1604	89.34	720	163	385	3	
257	0.1043		602	0.1043		257	0.1604	41.22	602	0.1604	96.56	675	73	330	4	
273	0.1043		515	0.1043		273	0.1604	43.79	515	0.1604	82.61	540	25	298	5	
301	0.1043		346	0.1043		301	0.2120	63.81	346	0.1604	55.50	603	257	558	6	
334	0.1043		331	0.1043		334	0.2120	70.81	331	0.1604	53.09	612	281	615	7	
365	0.1043		394	0.1043		365	0.2120	77.38	394	0.1604	63.20	621	227	592	8	
274	0.1043		345	0.1043		274	0.1604	43.95	345	0.1604	55.34	630	285	559	9	
310	0.1043		383	0.1043		310	0.2120	65.72	383	0.1604	61.43	675	292	602	10	
294	0.1043		456	0.1043		294	0.1604	47.16	456	0.1604	73.14	648	192	486	11	
188	0.1043		345	0.1043		188	0.1604	30.16	345	0.1604	55.34	603	258	446	12	
3237	0.1043	337.62	5194	0.1043	541.73			586.81			833.12					
Pago por medición neta =		153.09				Pago por facturación neta =		246.31								
						Aumento pago						60.89%				

Comentarios: 1. La facturación neta reporta más ingreso al usuario que la medición neta. Esto se debe a la manera que se paga la medición neta en RD.
 2. Se aplica la tarifa BTS1 correspondiente actual y se asume como precio para la inyección el monomérico del precio de cobra medio de las EDES en el SENI.

Tarifa pagos inyecciones y retiros medición neta	0.1043	
Tarifas de pago retiros en facturación neta 1 y 2	0.1043	0 0.1604
Precio para las inyecciones en facturación neta	0.1604	
Marginal 1	0.0990	
Marginal 2	0.1598	
Media del marginal	0.1294	
Medio de compra	0.1604	
Valor de tarifa 0-200 kWh/mes	0.1043	
Valor de tarifa de 0 A 301 kWh/mes	0.1604	PMC Edes
Valor de tarifa más De 301 kWh/mes	0.2120	PMC+VAD t

Tabla 10. Comparación medición neta con facturación neta sistema 9.5 kWp, con tarifa técnica supuesta.

Comparación económica de la medición neta con la facturación neta, pago anual. Un sistema de 9.5 kWp conectado zona de EDESUR 2023. tarifa supuesta

medición neta						Facturación neta						Producción del Sistema FV kWh/mes	Consumo propio directo kWh/mes	Consumo total kWh/mes	mes del año	
Retiros de la red		Inyección a la red				Retiros de la red		Inyección a la red								
kWh/mes	tarifa	valor facturado US\$	kWh/mes	precio	valor facturado	kWh/mes	tarifa US\$/kWh	valor facturado US\$	kWh/mes	precio US\$/kWh	valor facturado US\$					
438	0.1043		937	0.1043		438	0.2104	92.16	937	0.1604	150.29	1250	313	751	1	
441	0.1043		995	0.1043		441	0.2104	92.79	995	0.1604	159.60	1266	271	712	2	
466	0.1043		1170	0.1043		466	0.2104	98.05	1170	0.1604	187.67	1512	342	808	3	
540	0.1043		1264	0.1043		540	0.2104	113.62	1264	0.1604	202.75	1418	154	694	4	
573	0.1043		1082	0.1043		573	0.2104	120.56	1082	0.1604	173.55	1134	52	625	5	
632	0.1043		727	0.1043		632	0.2104	132.97	727	0.1604	116.61	1266	539	1171	6	
699	0.1043		695	0.1043		699	0.2104	147.07	695	0.1604	111.48	1285	590	1289	7	
766	0.1043		827	0.1043		766	0.2104	161.17	827	0.1604	132.65	1304	477	1243	8	
575	0.1043		724	0.1043		575	0.2104	120.98	724	0.1604	116.13	1323	599	1174	9	
651	0.1043		804	0.1043		651	0.2104	136.97	804	0.1604	128.96	1418	614	1265	10	
617	0.1043		958	0.1043		617	0.2104	129.82	958	0.1604	153.66	1361	403	1020	11	
395	0.1043		725	0.1043		395	0.2104	83.11	725	0.1604	116.29	1267	542	937	12	
6793	0.1043	708.51	10908	0.1043	1137.70			1429.25			1749.64					
Pago por medición neta =		321.90				Pago por facturación neta =		320.40								
						Aumento pago						-0.47%				

Comentarios: 1. La facturación neta reporta más ingreso al usuario que la medición neta. Esto se debe a la manera que se paga la medición neta en RD.
 2. Se aplica la tarifa BTS1 correspondiente actual y se asume como precio para la inyección el monomérico del precio de cobra medio de las EDES en el SENI.

Tarifa pagos inyecciones y retiros medición neta	0.1043		
Tarifas de pago retiros en facturación neta 1 y 2	0.1043	0.1604	0.2104
Precio para las inyecciones en facturación neta	0.1604		
Marginal 1	0.0990		
Marginal 2	0.1598		
Media del marginal	0.1294		
Medio de compra	0.1604		
Valor de tarifa 0-200 kWh/mes	0.1043		
Valor de tarifa de 0 a 300 kWh/mes	0.1604	PMC Edes	
Valor de tarifa más de 301 kWh/mes	0.2104	PMC+VAD t	

Para los casos de prosumidores con sistemas más pequeños la facturación neta arroja mayores ingresos para ellos que el esquema de la medición neta actual, que llegan a ser del orden de un 70%, aún con la aplicación de la tarifa técnica supuesta para los retiros. Los cuales disminuyen hasta ser prácticamente 0, al pasar a facturación neta un sistema de 9.5 kWp, cuando todos los retiros se valoran al precio mayor, como se puede apreciar en la tabla 10. No se considera el costo evitado.

Por eso **planteamos mantener la medición neta bajo el esquema actual de contratación para los prosumidores con capacidad de planta inferior a los 10 kW**, ya que en los actuales contratos de “medición neta” se previó un esquema de transacción comercial muy favorable para las EDEs.

En ninguno de los casos analizados **las EDEs pierden** con la Generación Distribuida, lo único que cambia es el ingreso de los prosumidores al pasar del esquema de medición neta actual al de facturación neta. Lo que se analizó aquí se puede extender a prosumidores de BTD que no excedan los 25 kW, pero que seguirían pagando la demanda máxima.

4. Conclusiones del análisis de los debates sobre la Generación Distribuida:

En la mayoría de los países que promueven la GD, el esquema de medición neta se utiliza para sistemas fotovoltaicos pequeños ubicados en los techos de las viviendas.

1. En el caso actual de los contratos de medición neta.

Precio de la Energía Inyectada(E_i) y de la Energía retirada(E_r) al precio de la tarifa (P_e) del subbloque con consumo de 0 a 200 Kwh de la tarifa de Baja Tensión Simple (BTS).

Se evalúa la transacción económica así:

$$(E_r - E_i) \times P_e = \text{Valor a pagar (Vp)}$$

Si E_i es mayor que E_r , se aplica un descuento de un 25% al excedente. La transacción queda así: $0.75 \times (E_r - E_i) \times P_e$. Esto significa que se paga menos por las inyecciones, algo semejante a facturación neta.

Si $(E_r - E_i)$ es positivo el prosumidor paga a la EDE cada mes, si es negativo la EDE paga al prosumidor una vez al año, antes del 30 de enero del año siguiente.

2. En el caso de lo acordado en la Audiencia Pública del 13 de diciembre de 2022.

El precio de la E_i se paga la Precio Medio de Compra (PMC) de la EDE y el precio de de la E_r se paga al precio de la tarifa (P_t) correspondiente. Este es concepto básico del esquema de la facturación neta que lo distingue del esquema de la medición neta.

La transacción económica se valoraría así:

$$E_i \times \text{PMC} = \text{Valor inyecciones (Vi)}$$

$$E_r \times P_t = \text{Valor de los retiros (Vr)}$$

$$V_p = V_r - V_i$$

Si V_p es positivo la EDE recibe un pago del prosumidor, si V_p es negativo el prosumidor recibe un pago de la EDE. Estos pagos se efectúan mensualmente, se debe diseñar un nuevo modelo de factura para registrar las inyecciones y retiros.

El análisis muestra que la EDE tendría que pagar más al prosumidor con el esquema de la facturación neta que con el esquema de medición neta actual, aplicando la tarifa vigente.

El cambio radical en el modelo de pago de inyecciones y retiros que fue planteado en la nueva propuesta de la SIE presentada en la Audiencia Pública del 15 de noviembre de 2024 puede haber sido inducido por esto, pero la misma resulta incoherente desde la óptica de la racionalidad económica, como veremos en el punto 3.

3. En el caso de lo propuesto por la SIE para reconocer el valor económico en la Audiencia Pública del 15 de noviembre de 2024:

La SIE propone introducir un descuento en el pago de las inyecciones equivalente al Valor Agregado de Distribución (VAD) y el Valor de las Pérdidas Técnicas (VPT), y tomar como referencia el Precio de la Generación Solar en el Mercado Mayorista (PGS) para fijar el precio de las inyecciones de energía. Para los retiros se aplicaría la tarifa vigente correspondiente.

La transacción económica se valoraría así:

$(E_i \times PGS) - VAD - VPT = \text{Valor inyecciones } (V_i)$

$E_r \times P_t = \text{Valor de los retiros } (V_r)$

$V_p = V_r - V_i$

Si V_p es positivo la EDE recibe un pago del prosumidor, si V_p es negativo el prosumidor recibe un pago de la EDE.

Estos pagos se efectúan mensualmente.

Este planteamiento no es válido porque los prosumidores no utilizan las redes para entregar energía a los consumidores cercanos, sino que la vende a la EDE, y es ella la que utiliza las redes para distribuirla y venderla al precio de la tarifa vigente, que tiene incluido el VAD. Al descontar el VAD de las inyecciones, se estaría cobrando este valor dos veces como veremos mas adelante.

Asimismo, descontar el VPT todavía es más incoherente, dado las mismas ya están incluidas en la estimación del VAD. No se pondera el motivo del uso del PGS, pues el costo de los pequeños sistemas es mayor que los grandes, pero tampoco se toman en cuenta los costos evitados para la EDE por la GD; de hacerse esto el PGS quedaría modificado así:

PGS modificado = 1.25 PGS + VPT; de este modo el valor de la energía inyectada debe ser valorada así:

$$V_i = E_i \times (1,25 \text{ PGS} + VPT) ; \text{ y no así: } V_i = (E_i \times \text{PGS}) - VAD - VPT.$$

Lo más objetivo es usar como referencia el PMC de cada mes, pues es la base al establecer la tarifa que define el PMV al sumarse el VAD. El PMC es resultado de las transacciones reales en el Mercado Mayorista, y se asume como competitivo. Con esas inyecciones la EDE gana el costo evitado de la energía no pérdida (VPT) y el beneficio conseguido por su venta. El PMC es usado como referencia donde se quiere incentivar el uso de la GD.

Para los retiros cobraría el valor de la Tarifa Técnica (Ptt) correspondiente, algo que debió ser especificado. Luego, en los resultados de la primera Audiencia Pública lo único que faltaba por especificar era que los retiros se pagarían al valor de la Tarifa Técnica y esta sería igual al Precio Medio de Venta (PMV), suma del PMC más el VAD. Haciendo esto lo planteado en la Audiencia Pública del 13 de diciembre del 2022 quedaría así:

$$\text{PMC} = \text{Valor inyecciones } (V_i)$$

$$\text{PMC} + \text{VAD} = \text{Valor de los retiros } (V_r) ;$$

$$V_p = V_r - V_i = (\text{PMC} + \text{VAD}) - \text{PMC} = \text{VAD}$$

Es decir que la EDE siempre estaría recibiendo como diferencia entre el precio de inyecciones y retiros el valor del VAD, sin necesidad de cargar ese valor a las inyecciones, garantizándole a la EDE pagar un 24% menos por las inyecciones respecto que lo que cobraría por los retiros.

Si se aplica el descuento del VAD al Valor de las inyecciones, las transacciones económicas planteadas por la SIE en la Audiencia Pública del 15 de noviembre del 2024 se pueden sintetizar así:

PMC -VAD= Valor inyecciones (Vi)

PMC+VAD= Valor de los retiros(Vr)

$V_p = Ar - V_i = (PMC + VAD) - (PMC - VAD) = 2VAD$

En consecuencia en el modelo de transacción planteado en esa Audiencia Pública se estaría cargando dos veces el VAD a los prosumidores, sin ninguna razón económica, ni técnica, pero haciendo con esto inviable los proyectos de GD en la República Dominicana, algo incongruente con los planes para la transición energética en RD.

4. En tal sentido, se recomienda aplicar la variante indicada a lo concluido en la audiencia del 13 de diciembre de 2022, donde las inyecciones se paguen al PMC de la EDE, pero que los retiros se cobren al precio establecido por la Tarifa Técnica (Ptt) correspondiente, sin aplicar otros cargos o descuentos adicionales; descartando lo planteado por la SIE en la Audiencia del 15 de noviembre del 2024 respecto al valor de las inyecciones.

La transacción económica con la variante indicada quedaría así:

$E_i \times PMC = \text{Valor inyecciones (Vi)}$

$E_r \times P_{tt} = \text{Valor de los retiros (Vr)}$

$V_p = V_r - V_i$;

Si VP es positivo el Prosumidor paga a la EDE, si es negativo la EDE paga al Prosumidor.

5. Finalmente se realizó un nuevo análisis comparativo en base al modelo de transacción indicado en el punto 4 para los sistemas pequeños, concluyéndose que ambos esquemas son similares, en términos de su impacto económico para las EDEs, ver tabla 10. En base a los resultados obtenidos se considera **conveniente mantener el esquema de medición neta para los sistemas pequeños de menos de 10 kW**, por su sencilla aplicación, y extender su aplicación a los sistemas de hasta 25 kW que aplican a la tarifa de Baja Tensión con pago de Demanda (BTD), en términos de transacciones de energía, pagando la potencia según lo establecido en la tarifa BTD. **Para el resto de los prosumidores usar el esquema de facturación neta del punto 4.**

5. Metas de las Empresas de Distribución Eléctricas para el Pacto Eléctrico.

Aunque solo sirvan ahora como referencia es importante el tener presente estas metas. Ver tabla 11.

Tabla 11. Metas a lograr por la empresas de distribución eléctrica

	2019	2020*	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Pérdidas (%)	27.0%	33.5%	27.0%	23.4%	21.1%	19.1%	17.1%	15.0%
Edenorte	20.5%	23.3%	20.5%	18.5%	17.0%	15.5%	14.0%	12.5%
Edesur	21.4%	25.5%	21.4%	19.4%	17.9%	16.4%	14.9%	13.4%
Edeeste	38.3%	50.1%	38.3%	32.3%	28.3%	25.3%	22.3%	19.3%
Cobranzas (%)	96.5%	92.8%	96.0%	96.0%	97.0%	97.0%	97.0%	97.0%
Edenorte	97.4%	95.0%	96.0%	96.0%	97.0%	97.0%	97.0%	97.0%
Edesur	94.9%	92.5%	96.0%	96.0%	97.0%	97.0%	97.0%	97.0%
Edeeste	97.8%	90.4%	96.0%	96.0%	97.0%	97.0%	97.0%	97.0%
Disponibilidad	89.7%	96.2%	90.0%	91.5%	93.0%	94.0%	95.0%	97.0%
Edenorte	92.5%	97.2%	92.0%	92.0%	93.0%	94.0%	95.0%	97.0%
Edesur	91.3%	96.1%	92.0%	92.0%	93.0%	94.0%	95.0%	97.0%
Edeeste	85.4%	95.4%	86.0%	90.0%	93.0%	94.0%	95.0%	97.0%
OPEX/Ingresos	18.2%	18.2%	15.0%	14.0%	13.0%	12.0%	11.0%	10.0%
Edenorte	19.6%	18.4%	15.0%	14.0%	13.0%	12.0%	11.0%	10.0%
Edesur	19.4%	18.0%	15.0%	14.0%	13.0%	12.0%	11.0%	10.0%
Edeeste	15.0%	18.0%	15.0%	14.0%	13.0%	12.0%	11.0%	10.0%

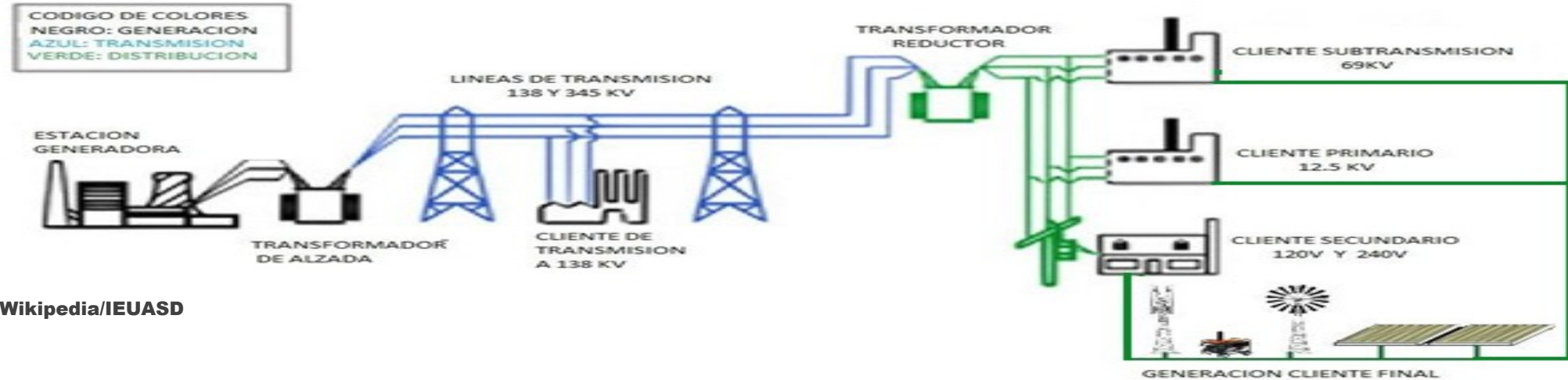
* Datos para enero-octubre 2020.

Todas las metas se refieren al valor de cada variable como promedio anual.

Los OPEX considerados son: personal, proveedores y contratistas. Se excluyen los pagos de tasas, impuestos y contribuciones a entidades regulatorias.

6. Nuevo modelo de distribución.

Figura 4.



Fuente: Wikipedia/IEUASD

Objetivo : Favorecer la integración funcional al SEN de las nuevas fuentes de energía como la eólica, fotovoltaica, solar térmica eficaz, biomasa y otras, previa la ponderación de su realidad técnica-económica.

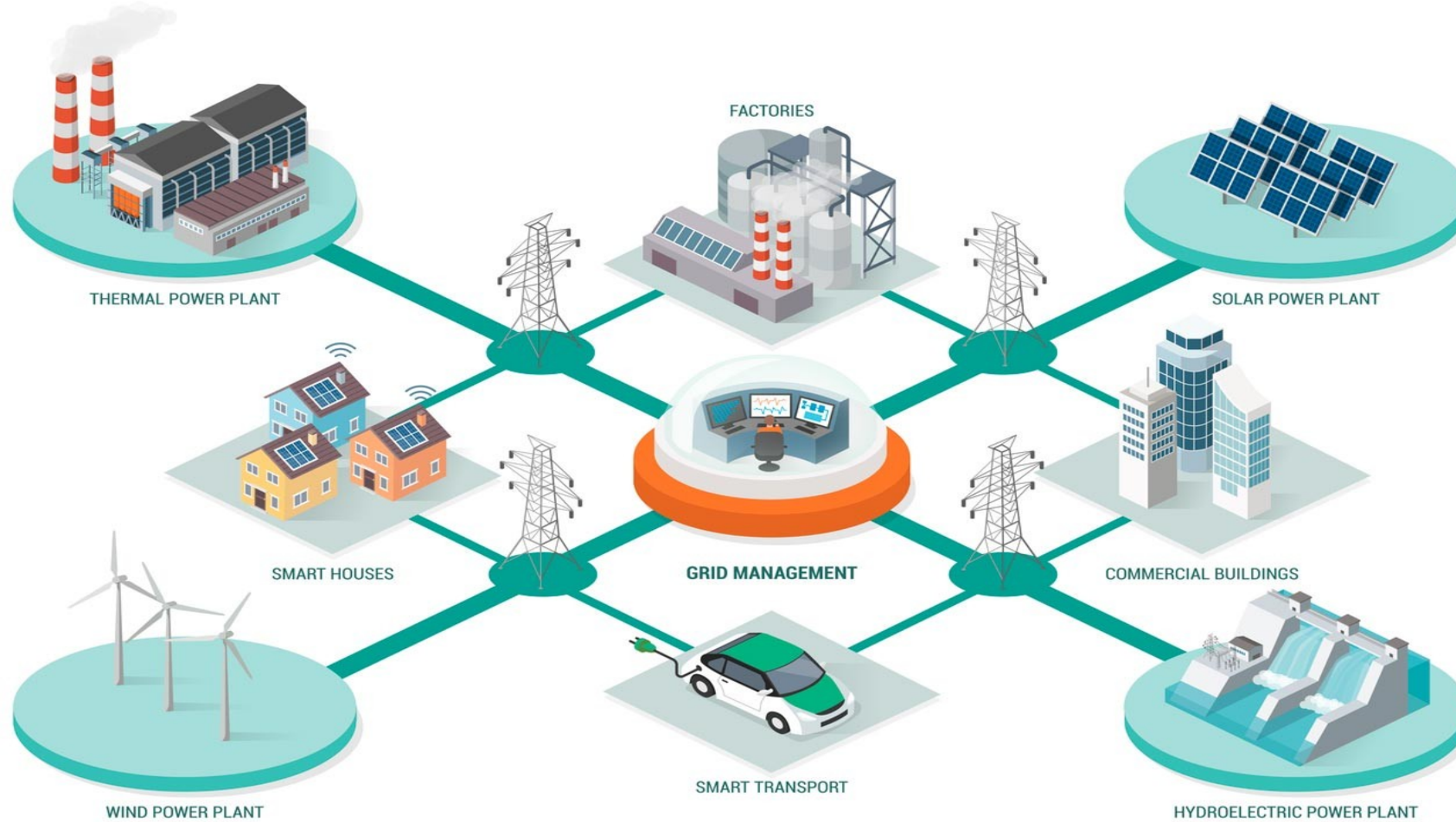
Hitos:

- Transformar las empresas de distribución eléctricas a ser gestoras de energía al estilo actual de la empresa de transmisión, en lugar de simples compradores y vendedores de energía, pero sin dejar de ser proveedores de un servicio de utilidad pública bajo el esquema actual de tarifa regulada.
- Ser promotores de la Generación Distribuida (GD), pues esto mejorara su gestión de pérdidas toda vez que incorpora generación de bajo costo próximo a los centros de consumo, disminuyendo las pérdidas técnicas y las no técnicas, y mejorando su desempeño financiero.

- Uso de tecnología digital avanzada para una eficiente administración y distribución de la electricidad, manteniendo información detallada en tiempo real de todas las inyecciones y retiros de energía y potencia.
- Evaluar sistemáticamente la eficiencia energética. Esto se debe tratar como parte de la educación, bajo un modelo de uso responsable y eficaz de la energía, que evite el desperdicio de recursos energéticos.
- Educar es la labor esencial, cambiar los paradigmas de consumo, poniendo énfasis en reducir el consumo per cápita, revaluando hábitos y costumbres en el uso de la energía, además de implementar programas para el ahorro y usos eficiente de la energía. **La transición energética implica un cambio cultural.**
- En la figura 5 de la diapositiva siguiente mostramos la estructura de un sistema de distribución inteligente como el que hemos descrito.

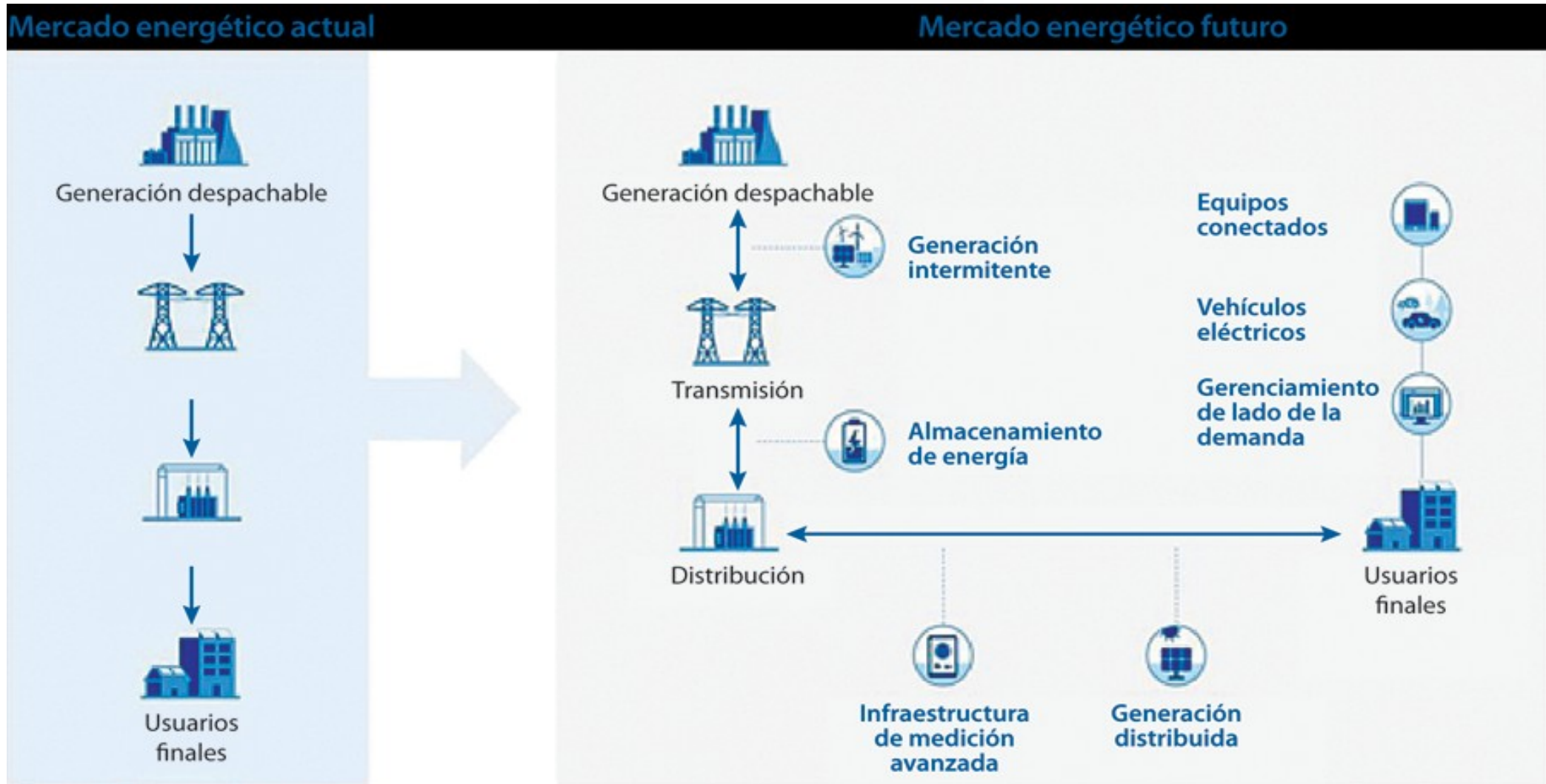
Estructura de la Red Inteligente de Distribución de Energía.

Figura 5.



Fuente: Researchgate

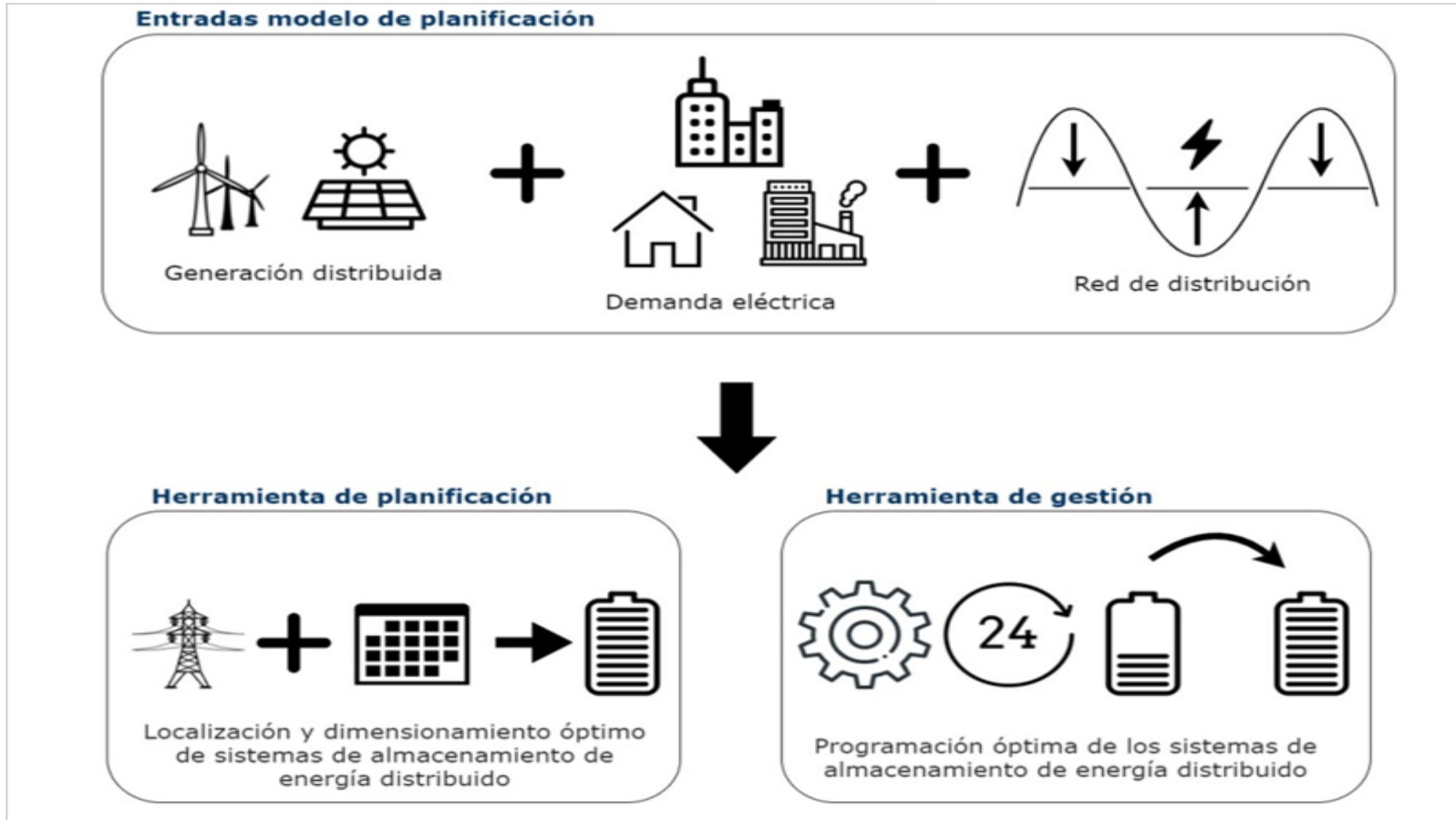
Figura 6. Evolución a futuro de la Distribución de Energía.



Fuente: Schneider

Nueva planificación de la Distribución de Energía.

Figura 7.

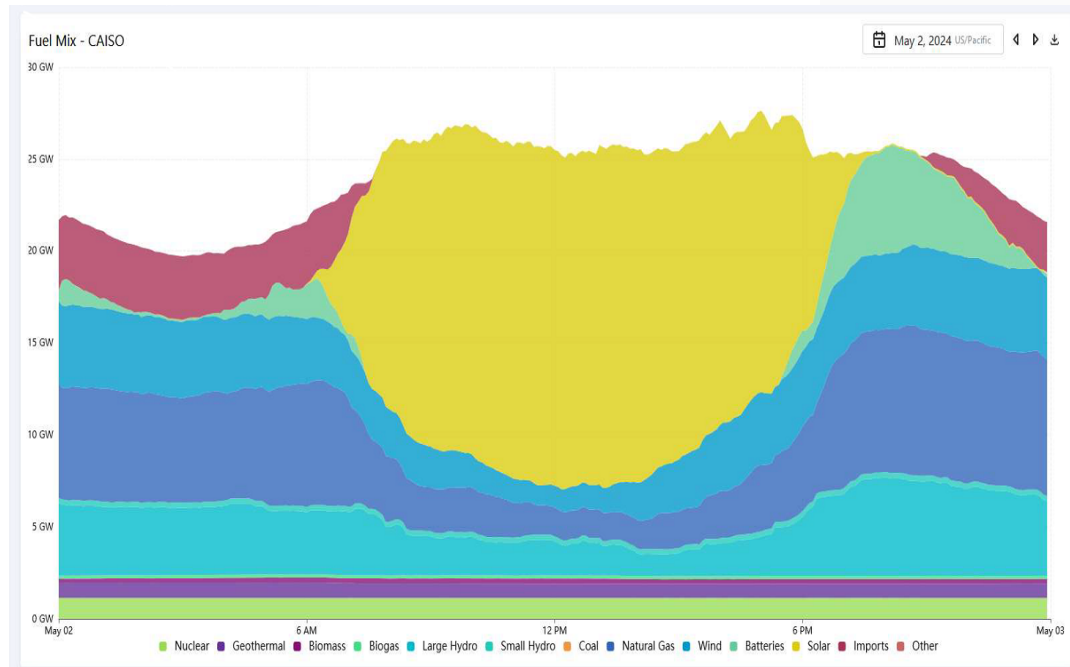


Fuente: Smartgrid

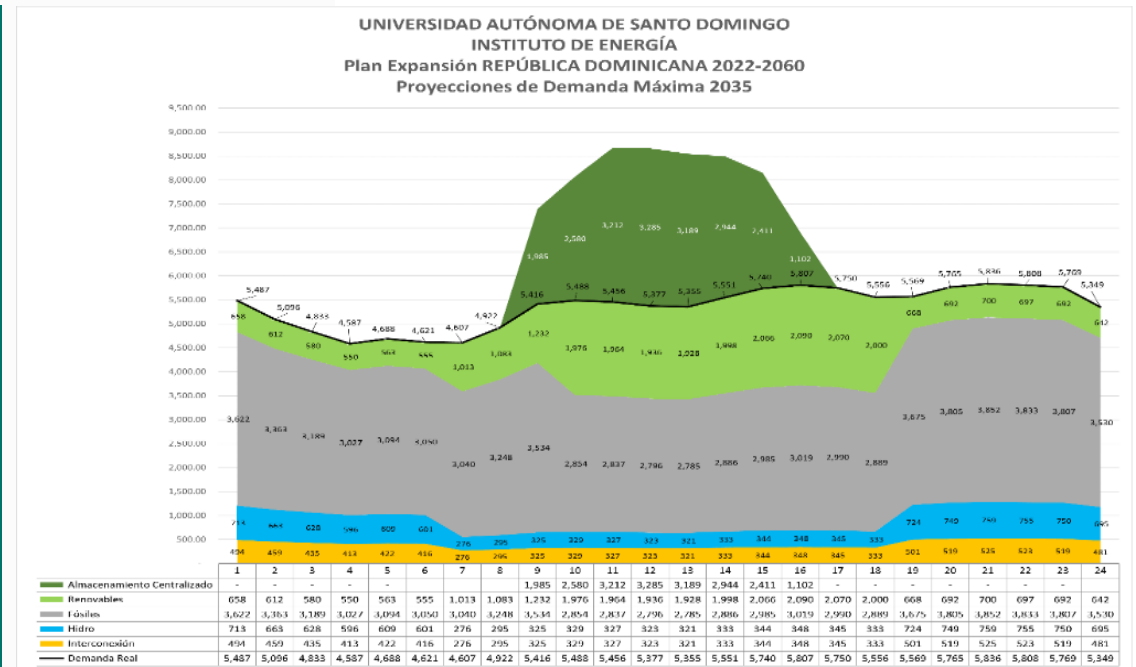
Figura 8.

¿Qué más podemos decir para RD?

Lo que no queremos.....Caso California.



Lo que queremos para RD.



Fuente: Elaboración propia del IEUASD

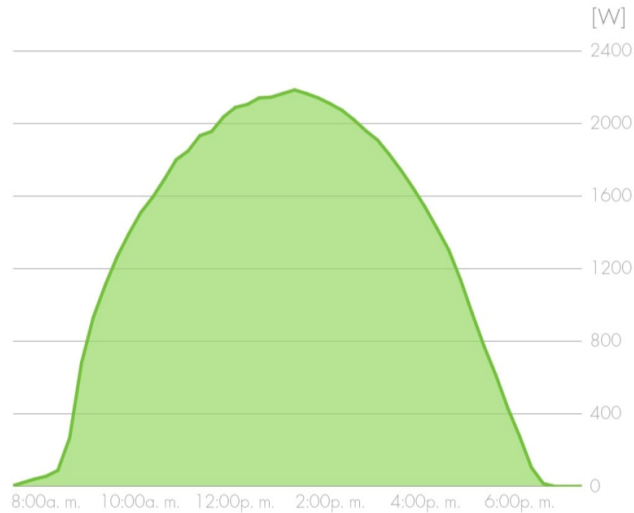
Retos y Riesgos del Nuevo modelo: Curvas típicas de producción sistema fotovoltaico 3 kWp en SD.

Figura 9.

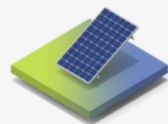
Día soleado

D S M A Total

< martes 28/02/2023 >



Generación total
15.3kWh



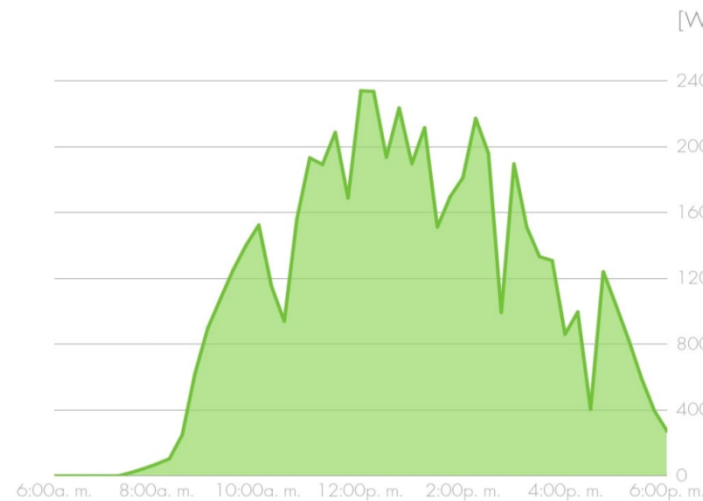
Fuente: Elaboración propia del IEUASD

Día nublado típico

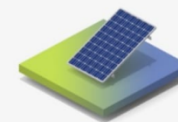
Generación

D S M A Total

< sábado 25/02/2023 >



Generación total
13.6kWh

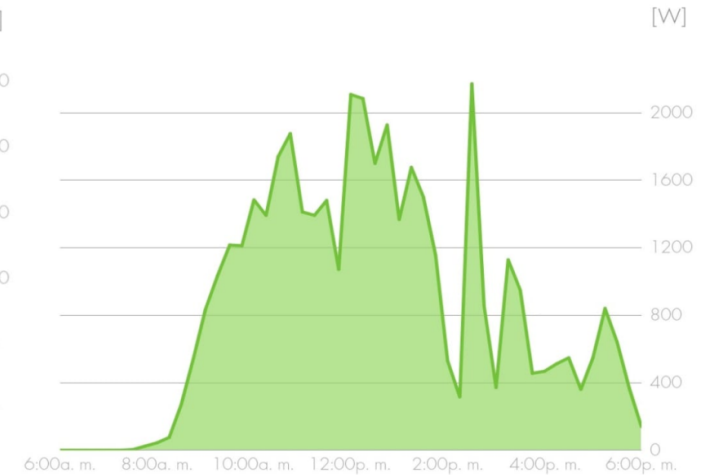


Día muy nublado

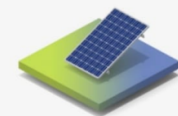
Generación

D S M A Total

< jueves 16/02/2023 >

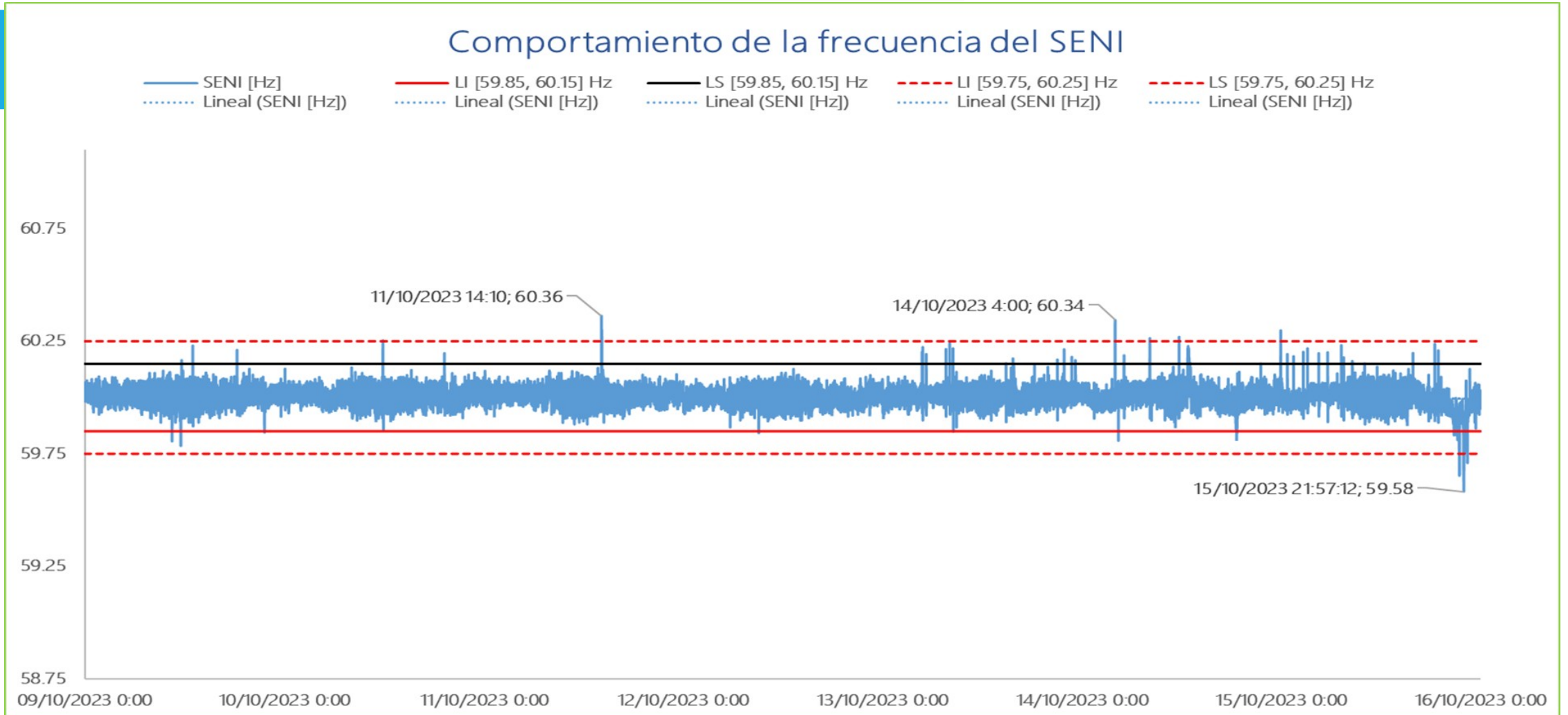


Generación total
10.5kWh



Retos y Riesgos del Nuevo modelo: Regulación frecuencia con fotovoltaica.

Figura 10.

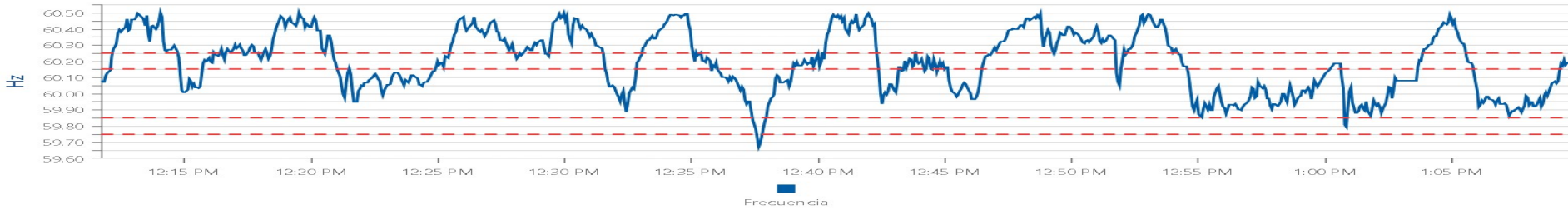


Fuente: CCE ETED

Retos y Riesgos del Nuevo modelo: Regulación frecuencia con fotovoltaica.

Figura 11.

Frecuencia del SENI
[02/16/2025]



EMPRESA: Total																									
Total Térmico	1889.10	1862.79	1839.88	1755.55	1721.11	1714.08	1735.18	1681.88	1329.33	1278.56	1182.26	1177.19	1094.04	1155.92	1220.56	1214.82	1307.61	1692.41	1873.77	2112.88	2134.33	2155.63	2129.80	2126.61	MW
Total Eólico	246.08	224.75	226.60	221.54	259.31	262.76	266.11	251.67	239.02	215.95	212.03	185.73	233.22	209.75	168.83	197.78	246.32	247.72	215.50	191.73	189.30	195.46	198.48	182.53	MW
Total Solar	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.08	0.08	43.96	282.98	532.51	661.13	718.62	744.25	655.17	663.12	716.81	576.79	280.92	27.27	0.08	0.00	0.00	0.00	0.00	MW
Total Hidroeléctrica	241.79	226.43	177.15	167.46	172.13	138.85	126.22	97.31	85.67	59.58	55.93	55.42	52.06	49.09	58.88	62.52	130.93	211.41	304.10	338.81	324.94	324.36	312.40	277.99	MW
Total Generado	2376.97	2313.97	2243.63	2144.55	2152.55	2115.77	2127.59	2074.82	1937.00	2086.60	2111.35	2136.96	2123.57	2069.93	2111.39	2191.93	2261.65	2432.46	2420.64	2643.50	2648.57	2675.45	2640.68	2587.13	MW
Total Programado	2666.25	2582.30	2528.64	2480.28	2434.19	2389.41	2362.68	2303.79	2246.63	2266.75	2316.38	2328.92	2326.27	2335.16	2346.65	2385.02	2443.30	2497.65	2584.68	2730.79	2766.54	2774.31	2749.06	2680.58	MW
Disponibilidad Real Sinc.	3638.57	3502.84	3476.39	3471.23	3509.90	3467.42	3470.67	3461.61	3687.88	3886.34	4008.14	4037.84	3810.96	3997.30	3973.03	4059.68	3967.20	3907.13	3649.96	3673.30	3670.99	3679.15	3674.77	3618.82	MW
Disponibilidad Real	3638.57	3502.84	3476.39	3471.23	3509.90	3467.42	3470.67	3461.61	3687.88	3886.34	4008.14	4037.84	3810.96	3997.30	3973.03	4059.68	3967.20	3907.13	3649.96	3673.30	3670.99	3679.15	3674.77	3618.82	MW
Consumo	169.98	158.46	143.98	141.44	137.35	138.69	141.75	137.39	135.46	130.79	127.50	125.55	121.82	108.10	110.61	111.36	127.52	141.12	140.62	145.10	147.74	135.40	133.77	130.37	MW
Potencia No Servida	0.48	0.47	1.82	1.81	1.80	6.60	6.06	0.00	0.00	11.37	5.38	14.10	19.85	12.36	29.69	16.57	20.30	12.98	5.93	4.50	9.00	0.00	11.56	18.40	MW
Reserva Caliente	381.07	406.83	445.81	420.50	454.06	426.49	442.64	489.21	399.31	440.39	532.95	538.36	624.84	564.31	463.36	917.35	855.57	718.26	497.11	269.60	236.69	218.74	251.80	249.75	MW
Reserva Fria	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	MW
Demanda satisfecha %	99.98	99.98	99.92	99.92	99.92	99.69	99.72	100.00	100.00	99.46	99.75	99.34	99.07	99.40	98.59	99.24	99.10	99.47	99.76	99.83	99.66	100.00	99.56	99.29	%
Promedio del día %	99.61																								
16 de febrero 2025																									

- 3 circuitos promedio día
- 2 de Edeeste 0.86% del total Edeeste
- 1 de Edesur
- 0 de Edenorte

Horas con apagones por falta de generación 0.00%

22 hora mayor generación del día 2675.45 MW

PC1 fuera. Reserva rotante baja de 20:00 a 24 :00.

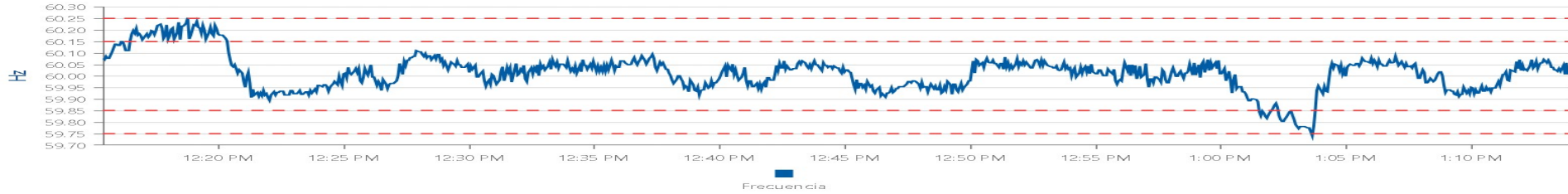
- 11 circuitos fuera a esa hora (hora 15)
- 6 de Edeeste 2.58% del total Edeeste
- 3 de Edesur 1.20% del total Edesur
- 2 de Edenorte 0.66% del total de Edenorte
- 31.41% Potencia fotovoltaica hora de máximos cortes
- 35.05% Potencia fotovoltaica máxima hora 13
- 48.48% Potencia total renovables a la hora 13 máxima FV

Fuente: Elaboración propia del IEUASD-OC-CCE ETED

Retos y Riesgos del Nuevo modelo: Regulación frecuencia con fotovoltaica.

Figura 12.

Frecuencia del SENI
[02/18/2025]



EMPRESA: Total																									
Total Térmico	2416.29	2338.16	2299.97	2272.32	2188.11	2260.10	2289.67	2317.83	2201.53	1907.76	1599.59	1472.68	1488.99	1567.98	1635.20	1826.14	2055.25	2013.14	2297.16	2480.87	2517.86	2496.22	2465.00	2465.61	MW
Total Eólico	103.28	92.73	95.78	106.83	124.53	110.19	135.61	87.28	93.56	120.26	159.71	167.36	184.28	186.32	189.30	209.45	229.69	218.15	188.58	176.01	175.86	188.23	168.46	172.61	MW
Total Solar	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.08	0.06	39.74	256.06	523.81	718.75	825.17	825.90	812.42	857.58	724.21	487.50	208.09	28.12	0.07	0.00	0.00	0.00	0.00	MW
Total Hidroeléctrica	255.85	254.26	185.29	142.30	141.15	93.02	101.09	100.99	64.70	60.44	57.59	48.86	48.50	46.58	46.19	48.01	82.67	206.39	331.65	392.24	376.08	358.16	348.81	266.80	MW
Total Generado	2775.42	2685.15	2581.04	2521.45	2453.79	2463.39	2526.43	2545.84	2615.85	2612.27	2535.64	2514.07	2547.67	2613.30	2728.27	2807.81	2855.11	2645.77	2845.51	3049.19	3069.80	3042.61	2982.27	2905.02	MW
Total Programado	2622.87	2560.49	2461.48	2410.24	2368.91	2375.78	2438.80	2443.76	2494.25	2515.70	2534.37	2530.12	2542.61	2614.09	2656.91	2746.85	2768.92	2808.20	2842.42	2987.99	2997.58	2953.03	2911.91	2824.77	MW
Disponibilidad Real Sinc.	3423.17	3317.42	3254.27	3250.32	3341.62	3245.36	3280.36	3271.81	3451.91	3644.76	3952.75	4054.44	4070.27	4056.23	4103.37	3990.15	3825.08	3734.23	3440.19	3393.17	3653.75	3408.22	3368.45	3361.70	MW
Disponibilidad Real	3423.17	3317.42	3254.27	3250.32	3341.62	3245.36	3280.36	3271.81	3451.91	3644.76	3952.75	4054.44	4070.27	4056.23	4103.37	3990.15	3825.08	3734.23	3440.19	3393.17	3653.75	3408.22	3368.45	3361.70	MW
Consumo	204.68	203.88	192.78	195.34	197.22	187.97	182.38	177.59	178.55	186.52	186.78	180.49	183.97	186.50	189.47	186.92	172.21	188.17	185.07	178.90	182.14	182.95	175.88	180.73	MW
Potencia No Servida	0.00	0.00	0.00	4.07	0.00	0.00	0.75	0.00	3.96	24.03	18.51	4.15	4.08	19.38	14.22	21.00	12.54	3.04	8.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	MW
Reserva Caliente	320.38	301.03	235.27	301.23	360.42	218.93	189.75	164.92	310.51	422.36	556.13	487.06	469.03	390.21	521.75	601.86	473.33	606.09	622.55	385.27	645.20	410.65	447.14	329.25	MW
Reserva Fria	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	MW
Demanda satisfecha %	100.00	100.00	100.00	99.84	100.00	100.00	99.97	100.00	99.85	99.08	99.27	99.83	99.84	99.26	99.48	99.25	99.56	99.89	99.72	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	%
Promedio del día %	99.78																								

18 de febrero 2025

- | | | | | | |
|---|-------------------------------------------------------|-------------------------|---|--------------------------------------|--------------------------------------------------|
| 2 | circuitos promedio día | | 7 | circuitos fuera a esa hora (hora 10) | |
| 2 | de Edeeste | 0.86% del total Edeeste | 4 | de Edeeste | 1.72% del total Edeeste |
| 0 | de Edesur | | 2 | de Edesur | 0.80% del total Edesur |
| 0 | de Edenorte | | 1 | de Edenorte | 0.33% del total de Edenorte |
| | Horas con apagones por falta de generación | 0.00% | | 20.05% | Potencia fotovoltaica hora de máximos cortes |
| | 21 hora mayor generación del día | 3069.80 MW | | 31.43% | Potencia fotovoltaica máxima hora 15 |
| | PC1 fuera. Reserva rotante baja 3:00, de 6:00 a 8:00. | | | 40.06% | Potencia total renovables a la hora 15 máxima FV |

Fuente: Elaboración propia del IEUASD-OC-CCE ETED

7. Conclusiones generales:

- 1) Por encima de cualquier otro noble objetivo, la seguridad energética no debe verse afectada. La energía más costosa es aquella que necesitamos y no disponemos.
- 2) Migrar a otras fuentes de generación más limpia, que la tradicional basada en combustibles fósiles importados, representa una oportunidad para el país rediseñar su sistema de suministro energético. Se requiere no solo ver la mínima huella de carbono, sino también la sostenible económica.
- 3) Efectuar la transición será un proceso largo y lento, en donde serán necesarios grandes recursos económicos de inversión que deberían redituar menores costos en el aprovisionamiento de la energía.
- 4) El involucramiento de la sociedad será determinante en lograr una transición segura y ordenada.
- 5) Adecuar la infraestructura en cada uno de sus componentes, debiéndose poner especial atención a la Transmisión y Distribución, que deberán evolucionar a un nuevo modelo. La burocracia estatal debe reducirse al mínimo.
- 6) Realizar cambios en la regulación y la política energética para fomentar la eficiencia y el acceso a fuentes renovables de energía. La digitalización de los sectores mejorará el flujo de información para una toma de decisiones precisa y oportuna.

Gracias

Contactos:

José Luis Moreno San Juan, M.Sc. Ing., Doctor
Correo electrónico: jmoreno91@uasd.edu.do
Teléfono móvil: 1-809-543-0179

