

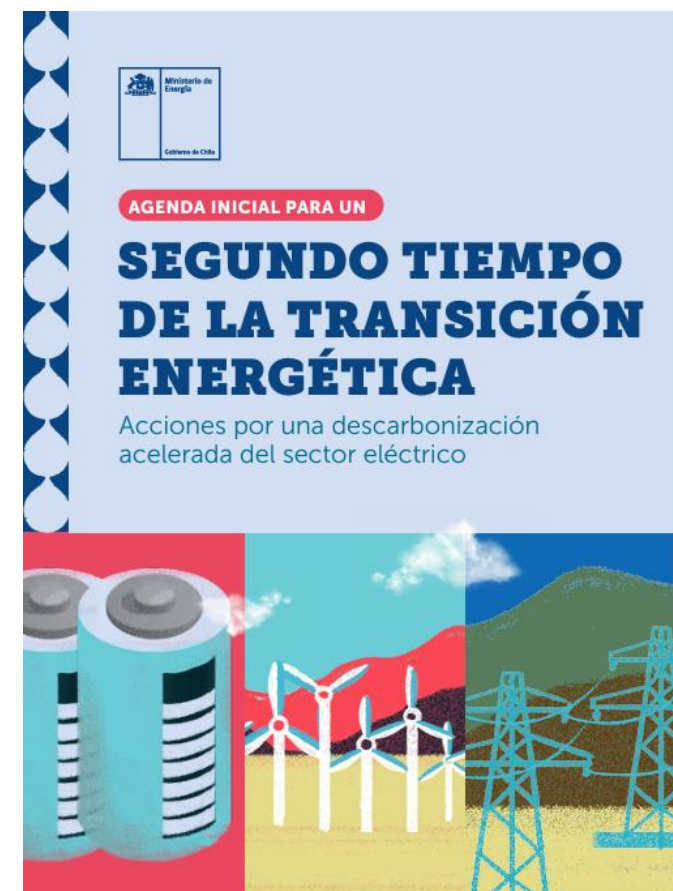


Mesa de Trabajo D.S. N°88 D.S. N°57

Precio estabilizado

Ministerio de Energía
3 de septiembre de 2024

Compromiso con la descarbonización de Chile



Descarbonización acelerada del sector eléctrico de manera segura y eficiente.

100% de generación eléctrica cero emisiones al 2050



Bienvenida y contexto

Situación de partida

Si bien en Chile existe un marco regulatorio para la generación distribuida, resulta **necesaria su actualización**, para alinearse a los objetivos establecidos en la reciente **Ley de Almacenamiento y Electromovilidad** del año 2022, en particular, y con los objetivos de carbono neutralidad en general.

En específico, esta actualización es clave para hacer frente a los nuevos desafíos que enfrenta el sector energético, tales como la integración del almacenamiento y los problemas de congestión en las redes, y en general para avanzar hacia un marco regulatorio que viabilice **una mayor y mejor gestión y despliegue de los recursos energéticos distribuidos**.

Por esto, a través de este trabajo buscamos revisar y actualizar:



D.S. N°88

Reglamento para medios de generación de pequeña escala



D.S. N°57

Reglamento de generación distribuida para autoconsumo

Avanzando en la transición energética

Proyectos de Ley que impulsan la descarbonización de nuestra matriz y la incorporación de recursos energéticos distribuidos (REDs).

Proyecto de Ley de Transición

Tramitación en Senado

- Permite a los PMGDs **financiar obras para la expansión del sistema de Transmisión Zonal**, según sus requerimientos, tal que disminuya la probabilidad de congestiones aguas arriba.

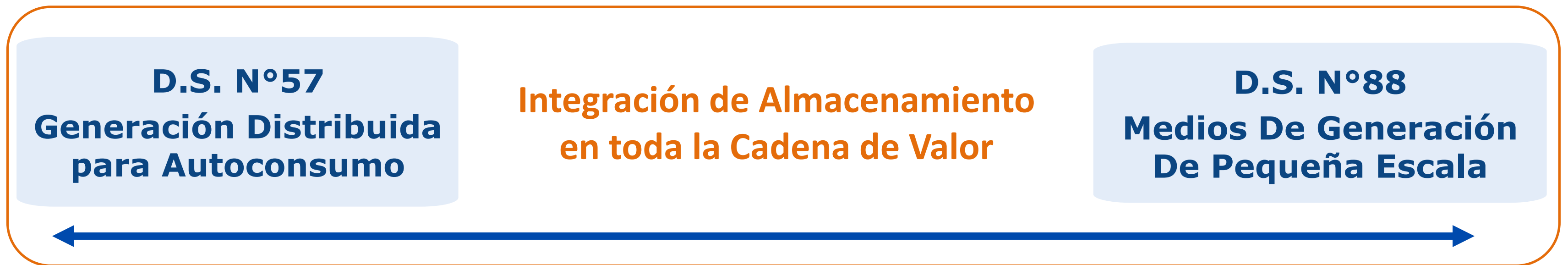
Proyecto de Ley de Impulso a las Renovables

Tramitación en Senado

- Según lo señalado en el reglamento, se le exige a Las Empresas Distribuidoras realizar un **estudio del potencial impacto** que presenta la **participación de los REDs** en sus redes.
- **Regula la determinación de los costos** de conexión a la red, y de la ejecución de las obras adicionales correspondientes.
- Permite a las Empresas Distribuidoras acordar con titulares de REDs, la **provisión de servicios**, y así mejorar la operación de la red.
- Habilita que terceros puedan **ejecutar Obras Adicionales**.

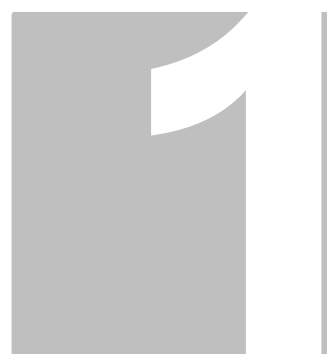
Armonizar la regulación de los REDs

Es necesaria una discusión transversal que integre a todos los actores:
Garantizar una regulación coherente en el desarrollo de la Generación Distribuida.



- Se espera una **mayor capacidad de Net Billing** en los próximos años.
- Los proyectos **compiten por el uso de una red** con capacidad limitada.
- Distintos segmentos poseen distinto impacto: **reglas diferenciadas**.
- El **Almacenamiento será integrado en todos sus niveles**: Ya no es una realidad solo a nivel de PMGDs.

Indicaciones Iniciales



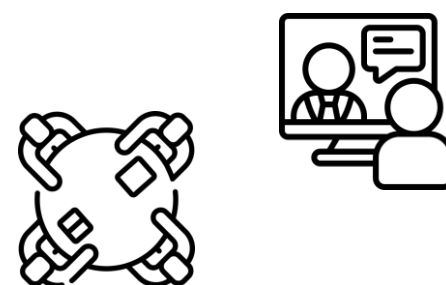
Introducción y Presentaciones



90'



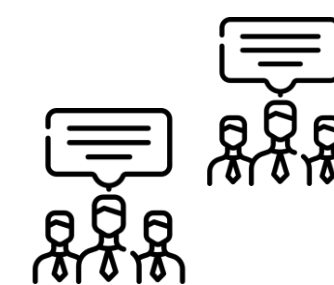
Discusión



90'



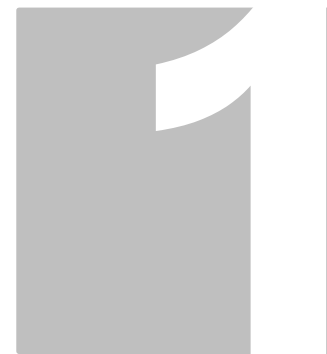
Plenario



35'

Presentaciones de la sesión

Procedimientos de conexión y Declaración en Construcción



Introducción y Presentaciones



APEMEC

GPM
ENERGIA PARA CHILE

**COORDINADOR**
ELÉCTRICO NACIONAL

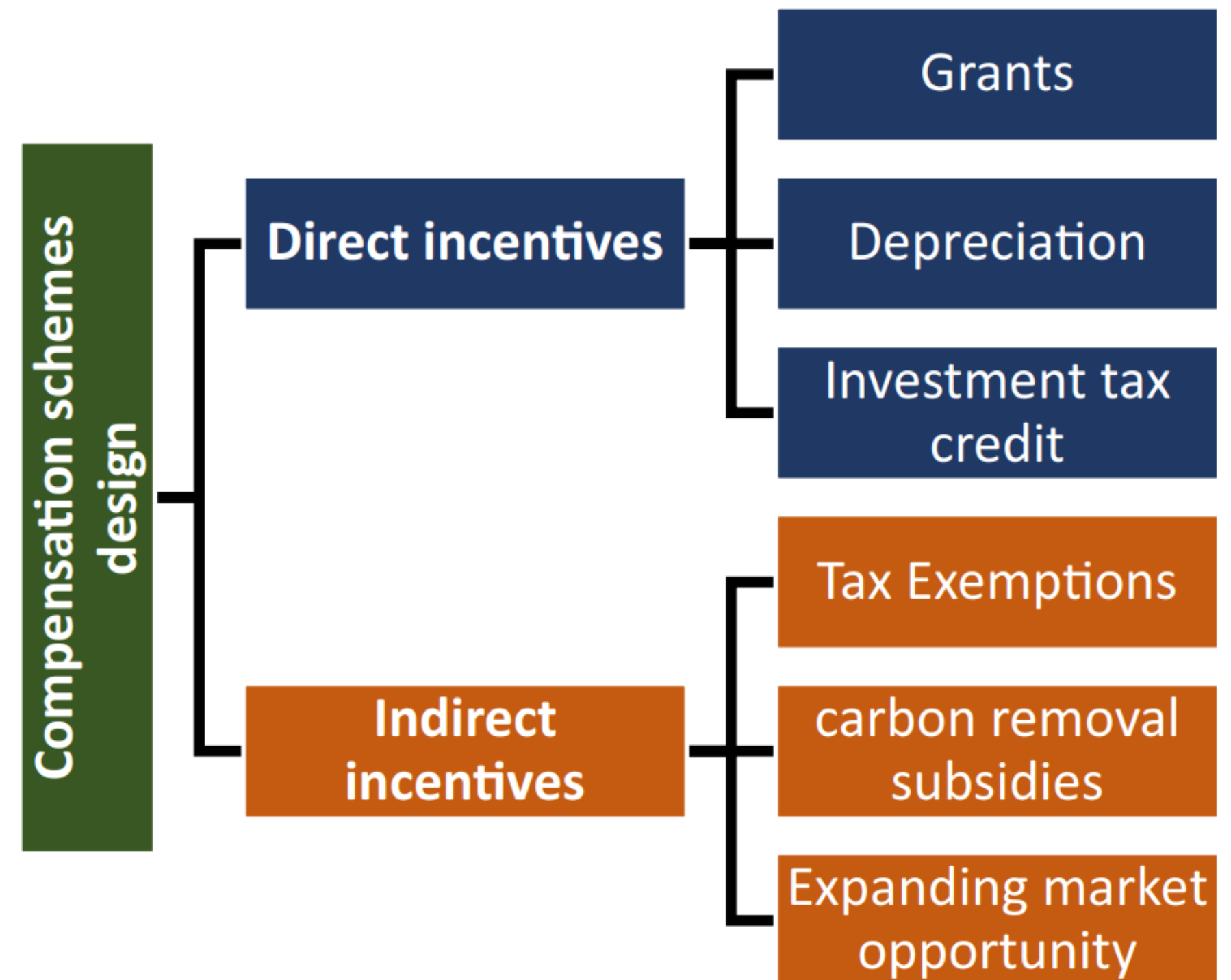
 **Generadoras de Chile**



Motivación

Desafíos y Principios regulatorios

- Con el objetivo de **incentivar la adición de DERs** se pueden utilizar **esquemas de compensación**.
- Los esquemas de **compensación directos** se centran en disminuir los costos de inversión iniciales (**CAPEX**). Contemplando mecanismos como: subvenciones/reembolsos, depreciación (reducción de impuestos), sistemas de crédito fiscal para la inversión.
- Los esquemas de **compensación indirectos** se centran en generar **ventajas competitivas** para las inversiones en DERs, por medio de la maximización de ingresos en función de las ventas de energía o creando barreras de entrada para los competidores.



<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X24007503>

Figura: Compensation schemes design.

Algunos ejemplos

Table 1: Key characteristics of government support schemes - alternatives to CfDs

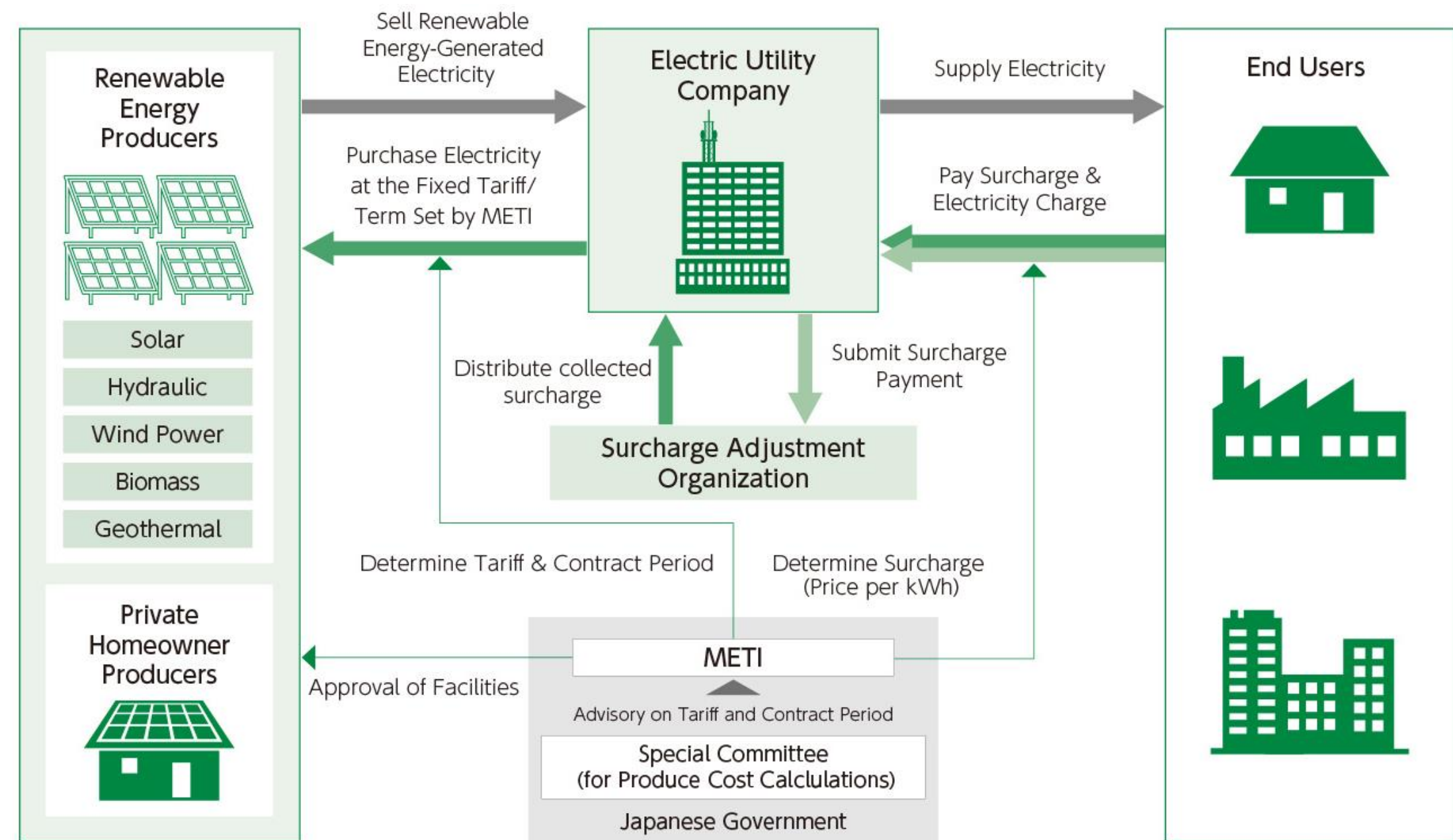
Mechanism	Also Known As	Stable Minimum Price	Price Ceiling	Price Allocation	Contracted Volume
Feed-in-Tariff ("FiT")	---	Yes	Same as minimum price	Administrative process	Variable
Power Purchase Agreement ("PPA")	---	Yes	Same as minimum price	Auction (government) bilateral negotiation (corporate)	Fixed
Contract for Difference ("CfD")	- Two-way CfD - Two-sided CfD - Two-sided FiP - Two-sided Sliding Premium	Yes	Same as minimum price	Administrative process/ auction	Variable
Feed-in-Premium ("FiP")	- One-way CfD - One-sided CfD - One-sided FiP - One-sided Sliding Premium	Yes	No	Auction	Variable

Source: Authors

<https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2024/04/ET34-Contracts-for-Difference.pdf>

Desafíos y Principios regulatorios

- Los **esquemas FIT** (Feed In Tariff) diseñados inicialmente para promover tecnologías de energía renovable, también incentivan la inversión en DERs.
- Estos esquemas se basan en **fijar un precio para las ventas de energía** reduciendo la incertidumbre tarifaria, además de brindar acceso prioritario a la red.
- Algunos países que han implementado esquemas FIT son: Japón, Alemania, UK, Italia, España y Australia.
- La mayor parte de estos países **han retrocedido o modificado las políticas de feed-in tariff**, atenuándolas o cambiando hacia mecanismos de mercado.



<https://www.ichigo-green.co.jp/en/operation/purchase/>

Algunos ejemplos

- En el centro del diseño de un mecanismo de compensación se encuentran dos preguntas: ¿Cuál es la propuesta de valor de la GD para la empresa de servicios públicos y los contribuyentes, y cómo cambia con el tiempo? ¿El nivel promedio de compensación de la GD es mayor, igual o menor que el valor de la GD para la empresa de servicios públicos?
- Estas preguntas pueden suelen ser difíciles de responder, pero se requieren para diseñar mecanismos de compensación sostenibles en el tiempo

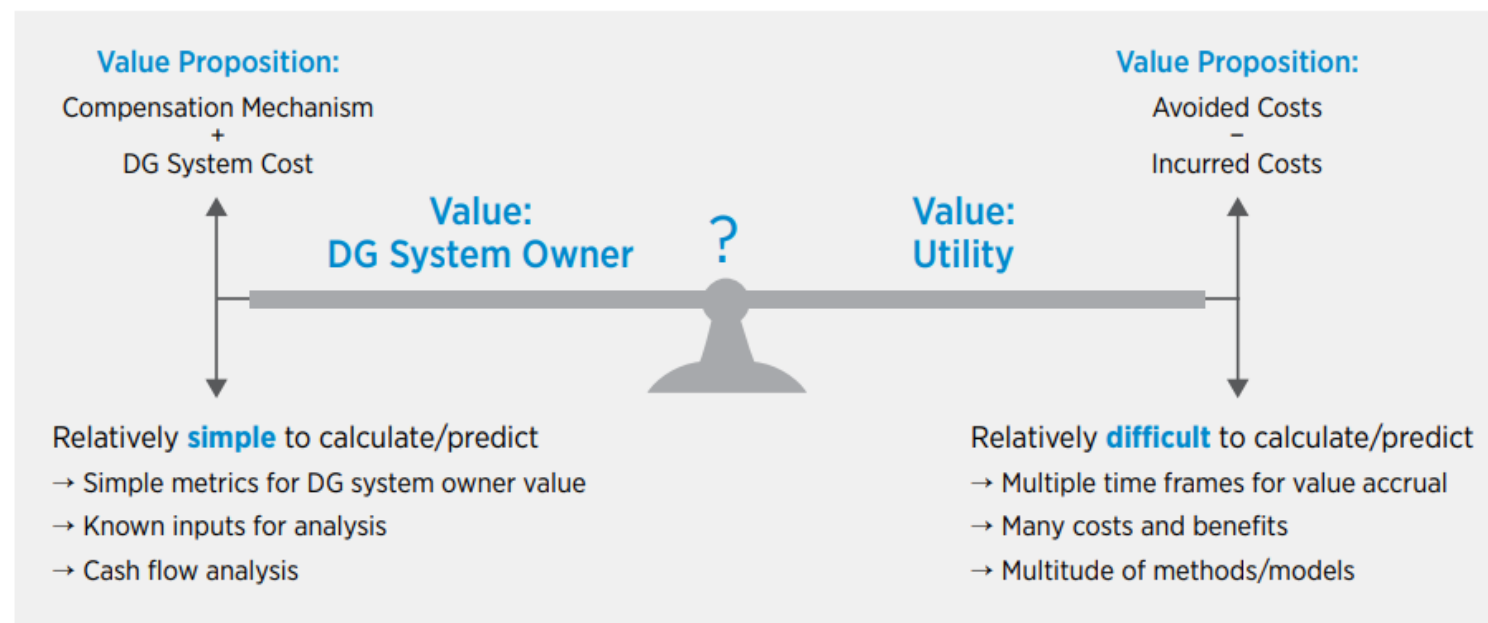


Figure 5. Determining the relative value of a DG system

Note: Noneconomic drivers to deploy DG also exist, including desire for self-supply or backup power, environmental stewardship, support for local small- and medium-sized enterprises, and others.

<https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/68469.pdf>

CASE STUDY

Austin Energy's Buy-all, Sell-all Value of Solar Rate

Austin Energy worked with Clean Power Research (CPR) to develop a VOS rate. A study evaluated various cost and benefit components in an attempt to establish a more equitable rate for solar PV customers.

Austin Energy's VOS tariff is based on an algorithm that incorporates six value components:

- **Loss savings:** Reduction in line losses by producing power where it is generated.
- **Energy savings:** The offset of wholesale purchases.
- **Generation capacity savings:** Added capacity that DG brings to the utility's resource portfolio.
- **Fuel price hedge value:** No fuel price uncertainty associated with solar PV.
- **Transmission and distribution capacity savings:** Reduced peak loading on the T&D system, postponing the need for capital investments.
- **Environmental benefits:** Environmental footprint of solar PV is less than that of traditional fossil-fuel generation.²⁰

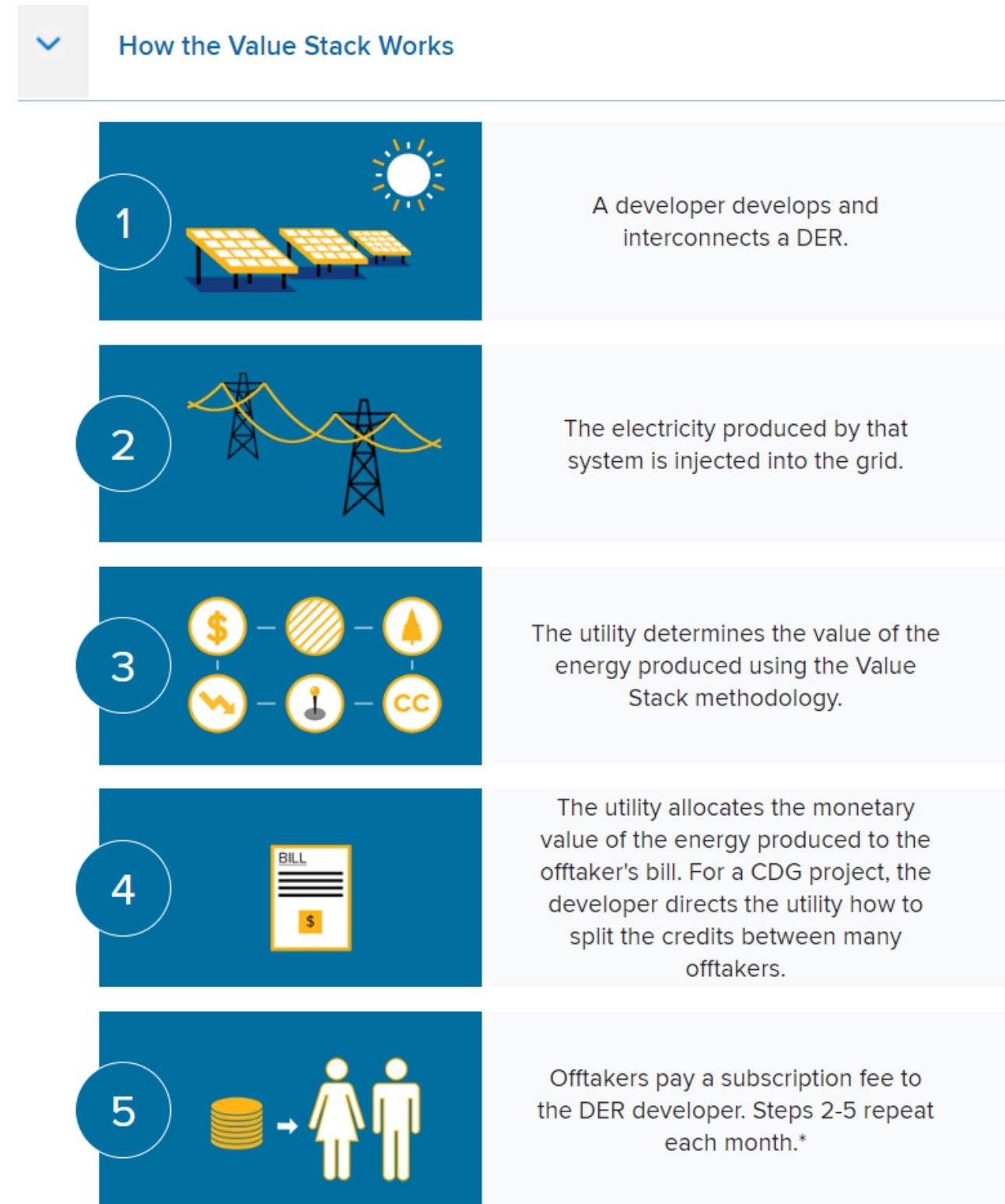
https://www.publicpower.org/system/files/documents/ppf_rate_design_for_dg.pdf



Algunos ejemplos

Nueva York

- La Comisión de Servicio Público del Estado de Nueva York (PSC) estableció el Valor de los Recursos Energéticos Distribuidos (VDER) o Value Stack, un nuevo mecanismo para compensar la energía creada por recursos energéticos distribuidos (DER), como la solar.
- Value Stack compensa los proyectos en función de cuándo y dónde suministran electricidad a la red y la compensación se realiza en forma de créditos en la factura. Esto se determina mediante los siguientes valores de los DER: Valor energético (LBMP, por sus siglas en inglés) Valor de capacidad (ICAP, por sus siglas en inglés) Valor ambiental (E, por sus siglas en inglés) Valor de reducción de la demanda (DRV, por sus siglas en inglés) Valor de alivio del sistema local (LSRV, por sus siglas en inglés)



Algunos ejemplos

California

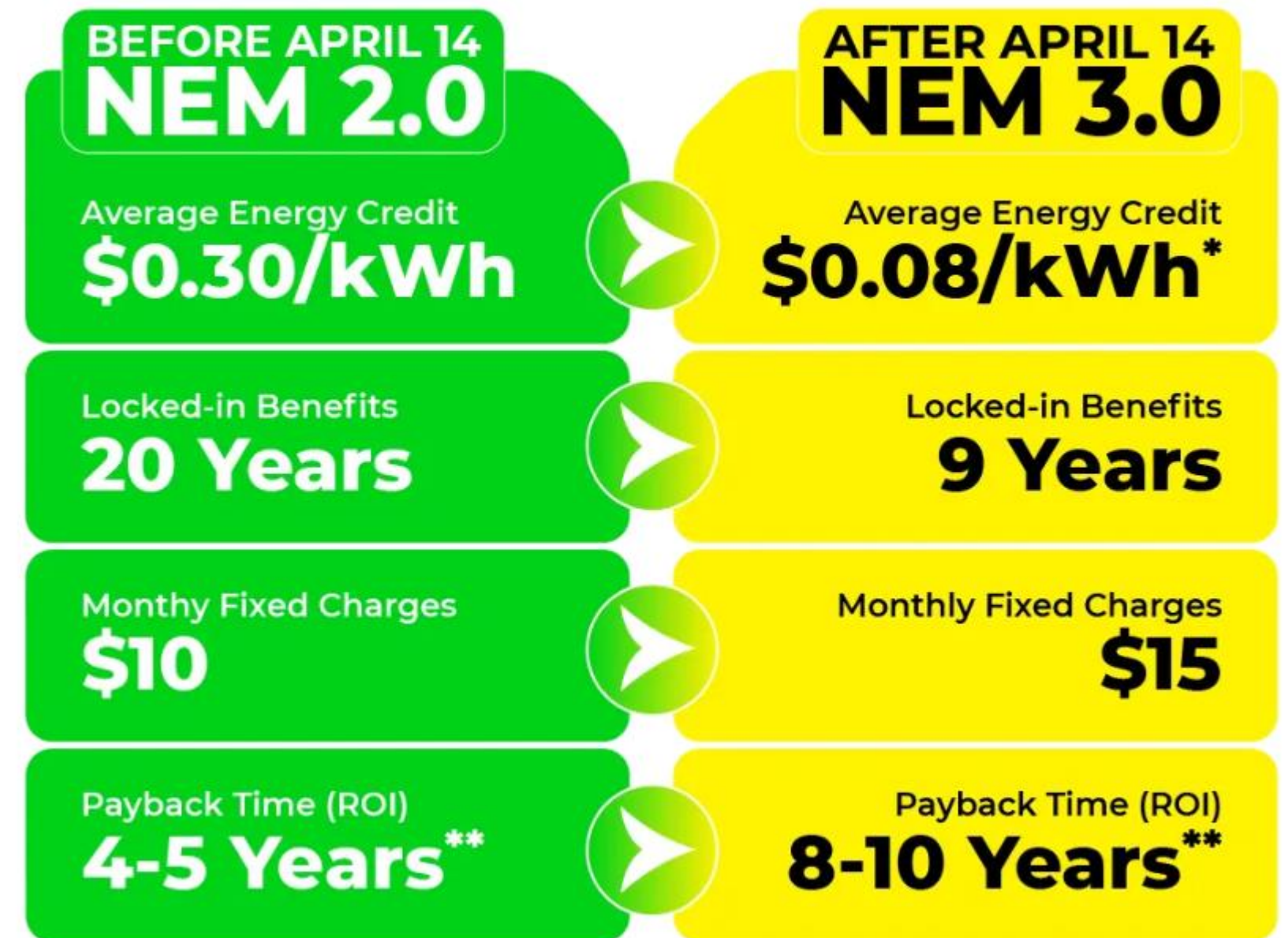
Grid Participation Fees

- En las primeras versiones de la propuesta NEM 3.0 se propuso un cargo por capacidad 8 US\$/kW.
- En la versión definitiva se fijó un cargo fijo mensual en torno a 15 US\$/mes.

Grid Participation Fees

Under NEM 3.0, all California utility companies will charge mandatory grid participation fees. For instance, while having solar once meant paying just \$10 per month as a flat rate, an interconnection fee under NEM 2.0, solar users will now pay \$8 per kW of solar capacity. With 6 kW being the capacity of the average system, most homeowners with solar can expect to pay [\\$48 each month for mere grid participation](#).

NEM 3.0 only credits solar customers based on an “avoided cost calculator.” This essentially looks at what **costs the utility company avoided thanks to alternative energy generation practices like rooftop solar**. The export prices – the amount a customer receives for excess electricity – also vary by TOU rates. Typically, TOU electricity rates are highest during times of peak demand, such as morning and evening.



*Value based on Avoided Cost Calculator

**Based on average 7kW system vs. a system sized to offset usage in NEM 3.0

<https://optiononesolar.com/nem-3-update/>



Precio estabilizado

Precio estabilizado

¿Qué problemas se identifican del precio estabilizado actual del DS88 (por bloques) ?

Entendiendo que un mecanismo de estabilización podría generar costos al resto de los usuarios ¿Qué deberían aportar los DERs para acceder a un mecanismo de precio estabilizado?

¿Cómo se debe definir el nivel (precio) de la estabilización?
¿Costo marginal? ¿Precio promedio de contratos vigente?
¿Precio promedio de contratos últimos X años? ¿Precio promedio de contratos – costos promedio de retiro?

¿Debería el mecanismo de estabilización definirse de forma tal que represente una señal de localización para los proyectos? Ejemplo: asignando “zonas geográficas” de estabilización.

¿Quién debe asumir los costos de la estabilización y cómo se reparten? ¿Los mismos PMG y PMGDs? ¿Los retiros?

¿Debe diferenciarse entre tecnologías el mecanismo de estabilización? ¿ Por qué ? ¿ Cuáles?

¿Debe la estabilización tener un límite de compensación total en términos de valorización? ¿Cuál? ¿Cómo se define?

¿Debe la estabilización estar limitada a ciertos montos de energía? Por ejemplo, ¿Sólo la energía que se mantiene en distribución?

¿Cuál debe ser el período mínimo de duración del régimen?

¿Debe existir un período máximo de duración de la estabilización?

¿Cuál debe ser la temporalidad del cálculo?
¿Mensual? ¿Trimestral? ¿Anual? ¿Gatillada por una condición?



Mesa de Trabajo

D.S. N°88

D.S. N°57

Precio estabilizado

Ministerio de Energía
3 de septiembre de 2024