



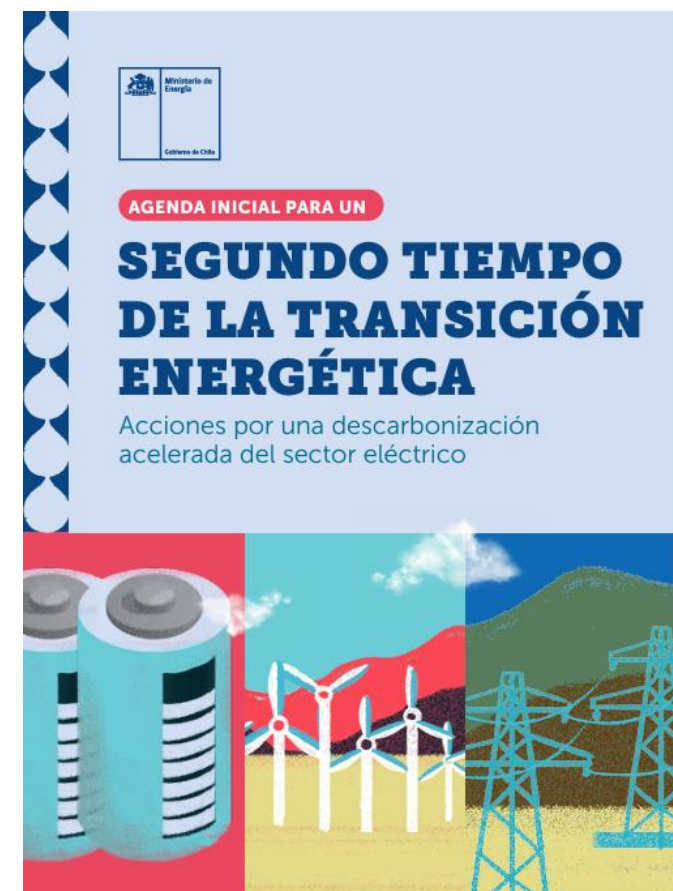
# Mesa de Trabajo D.S. N°88 D.S. N°57

**Gestión y prevención de  
congestiones.  
Monitoreo y control**

---

Ministerio de Energía  
24 de julio 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.

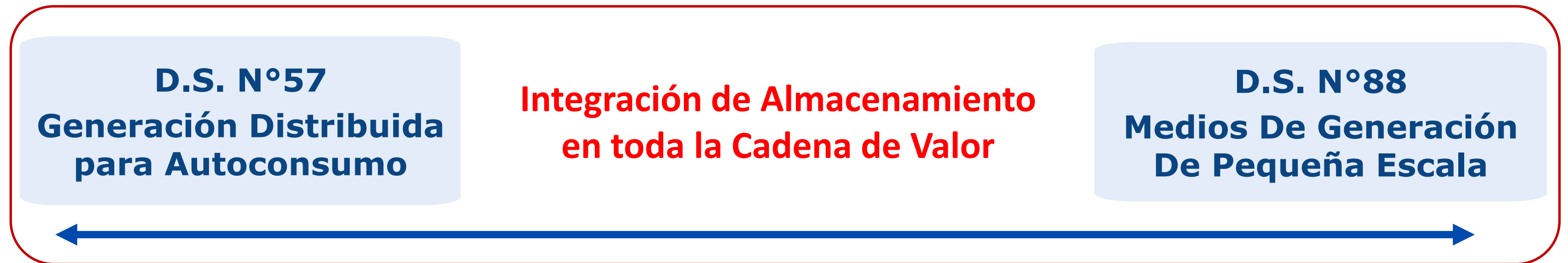
## Proyecto de Ley de Impulso a las Renovables

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.

# Marco para trabajo de la Mesa N°2 y N°3

Los siguientes son algunos de los **aspectos asociados a gestión y prevención de congestiones y monitoreo y control** que invitamos a revisar. El equipo ha preparado una serie de preguntas asociadas a cada aspecto, con objeto de **motivar y estructurar la discusión**, pero en ningún caso sesgarla hacia alguna posición particular.

Identificación de congestiones y mecanismos de limitación

Estrategias para la Aplicación de Recortes

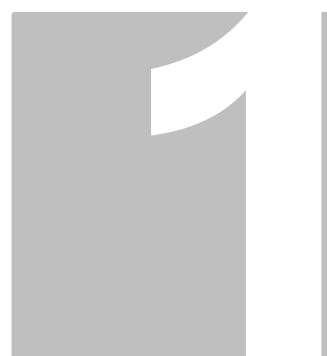
Atribuciones y responsabilidades CEN, Dx, DERs

Mecanismos de prevención de congestiones

Requerimientos mínimos que exigir para monitoreo y control

Gradualidad de implementación y transitorios

# Indicaciones Iniciales



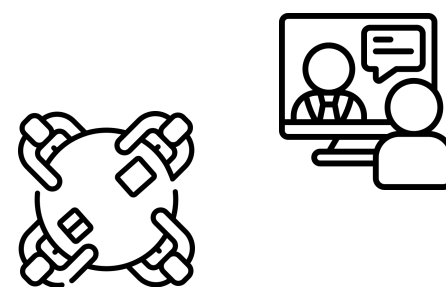
Introducción y Presentaciones



90'



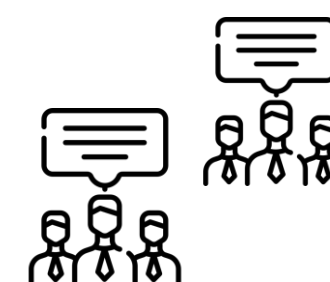
Discusión



90'



Plenario

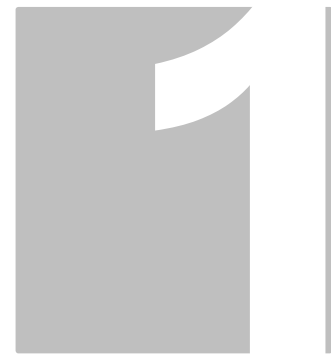


35'



# Presentaciones de la sesión

Gestión y prevención de congestiones + Monitoreo y control



Introducción y  
Presentaciones



**G P M**  
ENERGIA PARA CHILE



# Motivación

---

# Desafíos y Principios regulatorios



Ajustar el **D.S. N°88** y el **D.S. N°57** a lo dispuesto en la Ley de Almacenamiento y Electromovilidad (Ley 21.505).



Considerar los proyectos de ley en el Congreso (Transición e Impulso a las Renovables).



Considerar las modificaciones al Reglamento de la Coordinación y la Operación (D.S. N° 125).



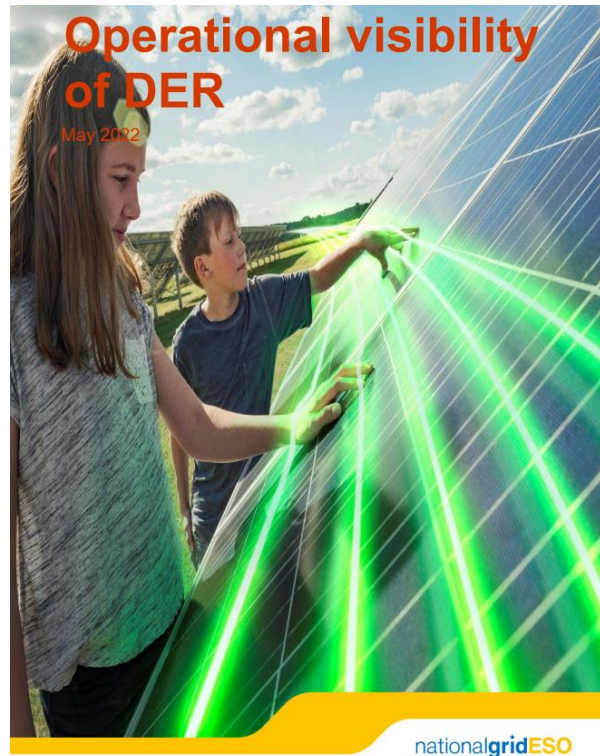
Realizar mejoras que tiendan a fortalecer los principios de:

- Simplicidad y eficacia.
- Eficiencia y celeridad en los procesos.
- Transparencia.
- Condiciones técnicas y económicas equitativas.
- Disminución de controversias.



# **Gestión y prevención de congestiones + Monitoreo y Control**

# Desafíos y Principios regulatorios



Presenta propuesta de especificaciones y requisitos de medición para los recursos distribuidos y presenta preguntas abiertas

Use case	Example benefits
<b>Improved long term system development</b>	Better understanding of future system backgrounds allowing for more informed options assessment.
<b>Improved network access planning</b>	Supports transition from conservative assumptions on available network capacity.
<b>Whole system co-ordination of services</b>	Ensures that ESO services are not counteracted by automated systems on the distribution network, such as Active Network Management. It also allows greater optimisation of ESO and DSO service needs across different time horizons.
<b>Ancillary and balancing service provision</b>	Facilitates market access for increasing volumes of DER particularly for locationally dependent requirements.
<b>Capacity Mechanism (CM) planning</b>	Better understanding of DER output trends ensures consumer value is maximised through the CM.
<b>New market opportunities</b>	Facilitates emerging business models (e.g., aggregation models, third party platforms).
<b>Forecasting</b>	Better understanding of underlying demand and generation will improve operational forecasts and adequacy margins.
<b>Operational co-ordination</b>	Improved real time assessment and situational awareness of network needs and associated contingency planning. Improved inputs to online modelling tools leading to increased accuracy of results and therefore increasing the efficiency of dispatch of services.
<b>System restoration</b>	Utilising distributed generation to restore power following an electricity system restoration event.
<b>System resilience</b>	Improved situational awareness of system issues and co-ordination of actions.

Table 1 – Use cases for operational visibility of DER

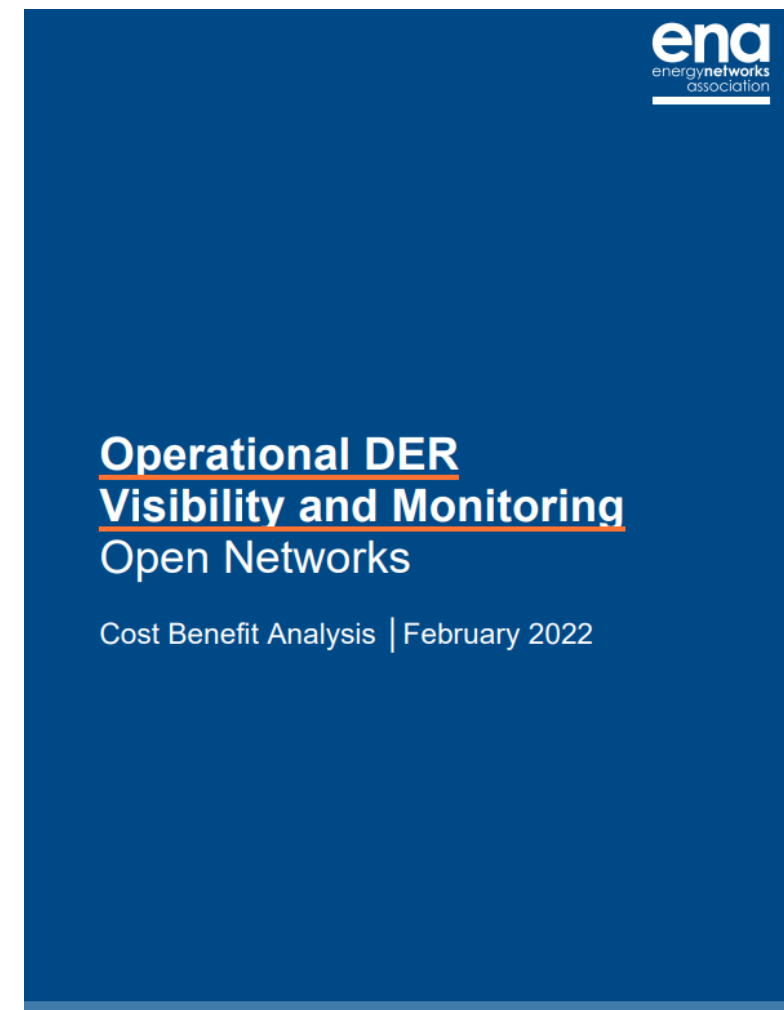


# Desafíos y Principios regulatorios

Table 30: CBA results – Investment payback time

Scenario	Capacity to retrofit	Cost Scenario	Min Benefits	Average Benefits	Max benefits
SC1	>0 kW	Min Cost	>20	5	3
		Max Cost	>20	10	5
SC2	>200 kW	Min Cost	>20	4	2
		Max Cost	>20	7	4
SC3	>500 kW	Min Cost	~20	3	2
		Max Cost	>20	5	3
SC4	>1 MW	Min Cost	12	2	2
		Max Cost	13	4	2

**Principal conclusión:** Los resultados del análisis de costo-beneficio mostraron que los beneficios de la visibilidad adicional de DG con capacidad inferior a 1MW, que representa un total de 0,66 GW de capacidad, no son considerables en comparación con los beneficios que se obtendrían desbloqueando la visibilidad de DG con capacidad de 1MW y superior, lo que representa un total de 6,6GW. Esta evaluación puede cambiar en el futuro con una mayor maduración de los mercados de flexibilidad y DSO.



Presenta un análisis de costo-beneficio asociado a la incorporación de medición.

# Desafíos y Principios regulatorios



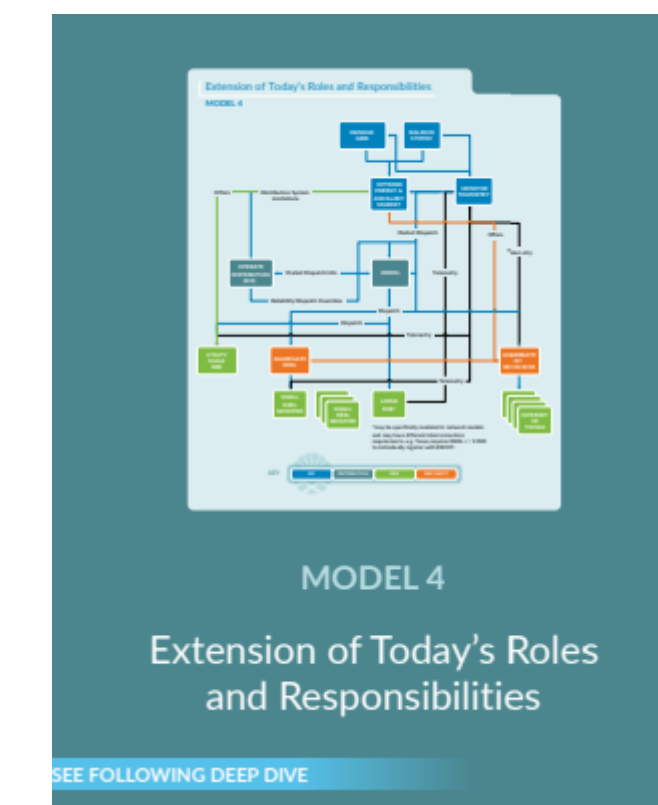
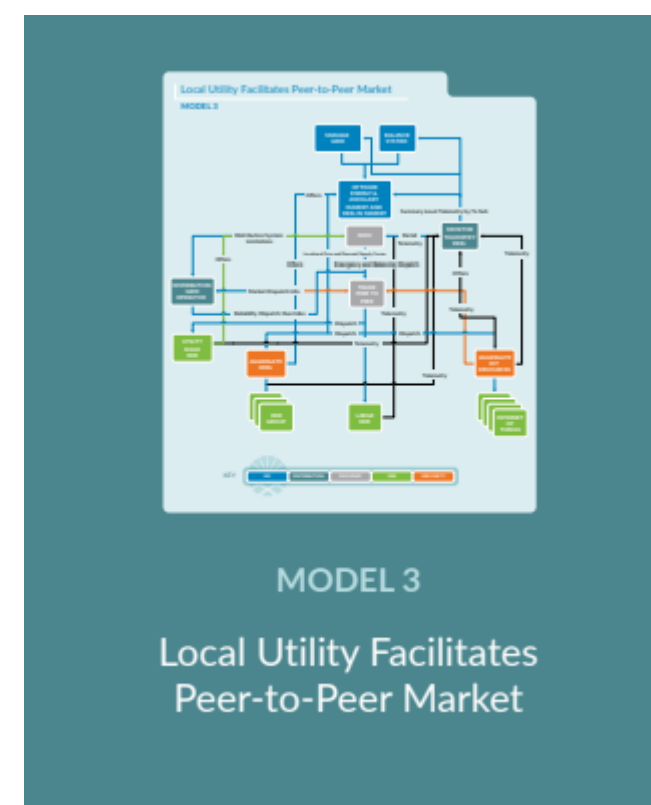
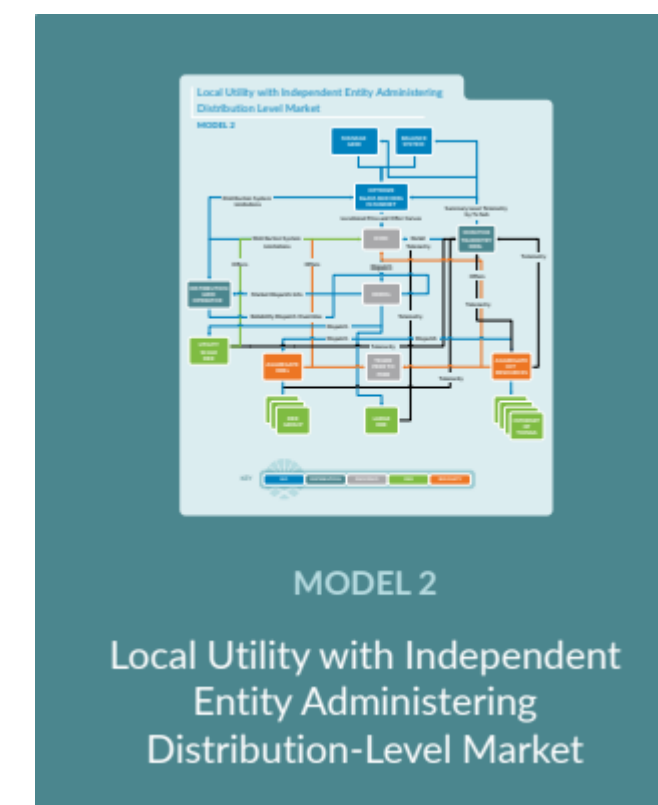
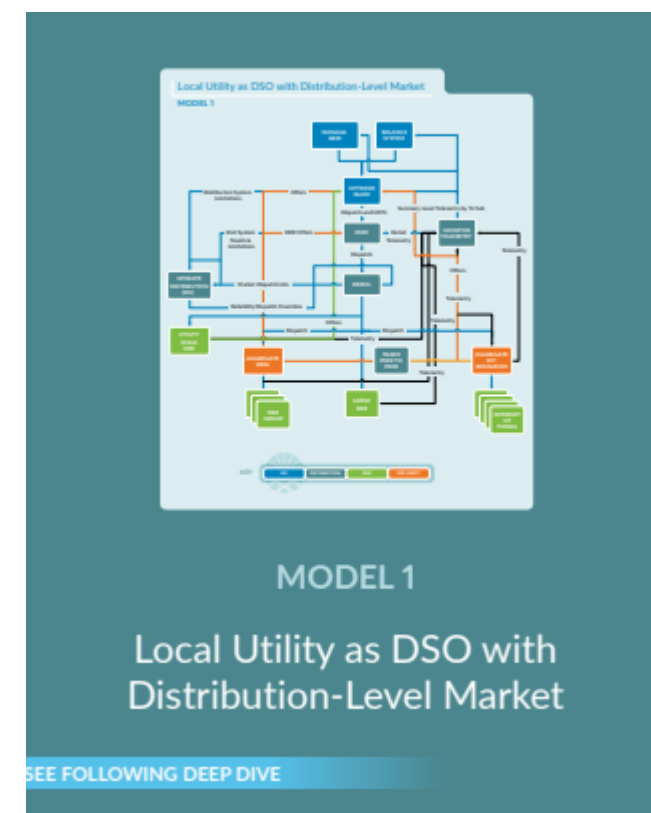
MISO works collaboratively with stakeholders to understand the implications of Distributed Energy Resource (DER) growth, including the exploration of reliability coordination, planning, resource adequacy and market effects.

## Why is DER Visibility Important?

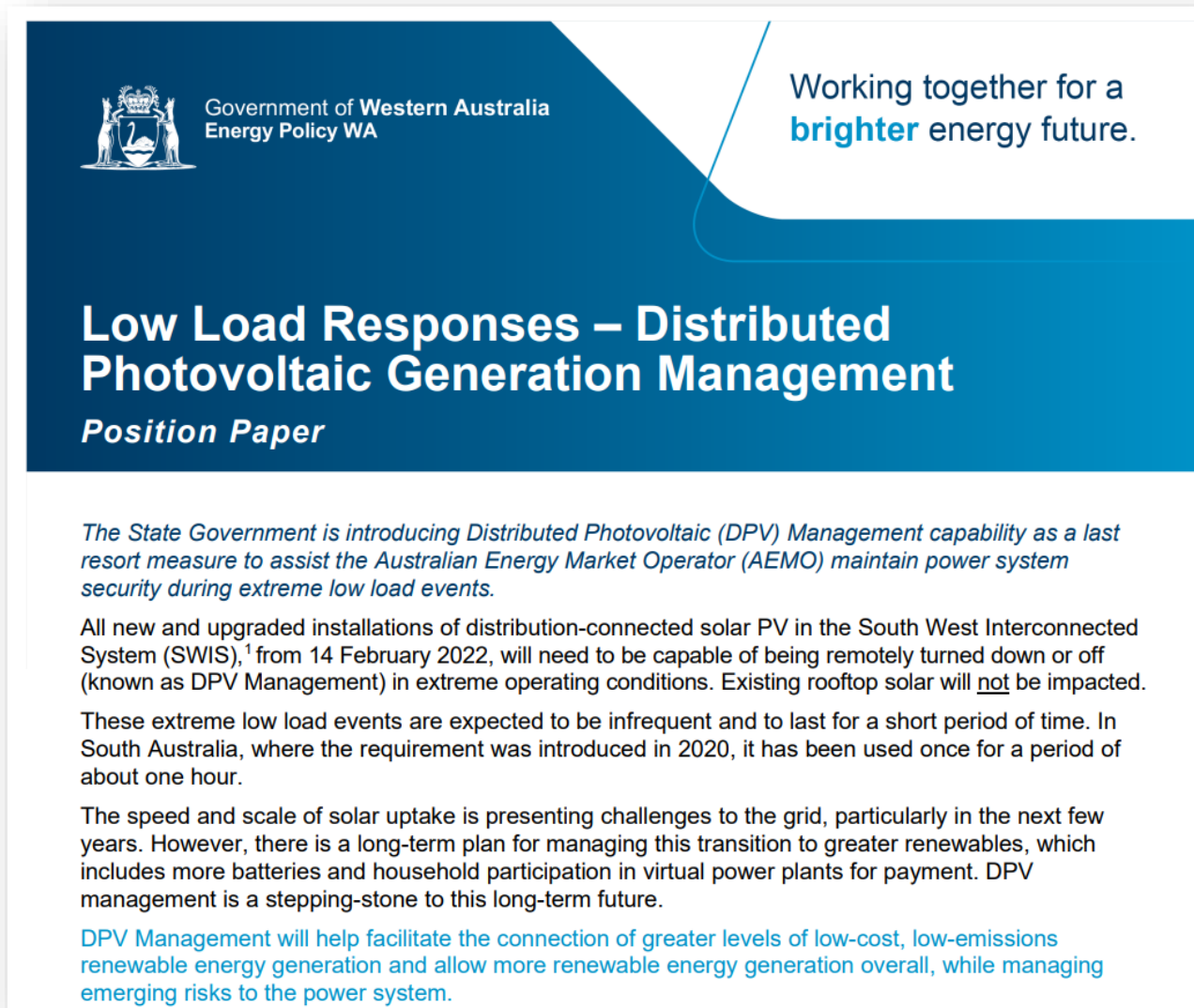
- Reliable operation of the regional transmission grid requires continuous monitoring of flows on the grid. MISO Operations has very limited visibility into activity on the distribution system; this includes real-time changes to load and energy generated behind the MISO meter or at a commercial scale, which affects transmission flow.
- Reliably balancing supply (capacity) and demand (load) for electric power requires detailed and accurate forecasting. Distributed generation, which supplies power to load directly, masks the need for wholesale power when distributed power is unavailable.
- Operation of the electric grid involves complex modeling to maintain reliability, inform resource/infrastructure investments, and administer wholesale energy and ancillary services markets.



MISO is responsible for ensuring Bulk Electric System reliability. It is important that MISO have an accurately modeled system and understanding of the changing power flow across the transmission and distribution interface.



# Desafíos y Principios regulatorios



Government of Western Australia  
Energy Policy WA

Working together for a  
**brighter** energy future.

## Low Load Responses – Distributed Photovoltaic Generation Management

*Position Paper*

*The State Government is introducing Distributed Photovoltaic (DPV) Management capability as a last resort measure to assist the Australian Energy Market Operator (AEMO) maintain power system security during extreme low load events.*

All new and upgraded installations of distribution-connected solar PV in the South West Interconnected System (SWIS),<sup>1</sup> from 14 February 2022, will need to be capable of being remotely turned down or off (known as DPV Management) in extreme operating conditions. Existing rooftop solar will not be impacted.

These extreme low load events are expected to be infrequent and to last for a short period of time. In South Australia, where the requirement was introduced in 2020, it has been used once for a period of about one hour.

The speed and scale of solar uptake is presenting challenges to the grid, particularly in the next few years. However, there is a long-term plan for managing this transition to greater renewables, which includes more batteries and household participation in virtual power plants for payment. DPV management is a stepping-stone to this long-term future.

DPV Management will help facilitate the connection of greater levels of low-cost, low-emissions renewable energy generation and allow more renewable energy generation overall, while managing emerging risks to the power system.

All new and upgraded installations of distribution-connected solar PV in the South West Interconnected System (SWIS), 1 from 14 February 2022, will need to be capable of being remotely turned down or off (known as DPV Management) in extreme operating conditions. Existing rooftop solar will not be impacted.

- Help manage the risks to the power system during times of extreme low load
- Avoid interrupting power supply to customers
- Provide a ‘backstop’ to help prevent customers losing power
- Progress the vision for the power system where customers participate
- Help support greater levels of rooftop solar and renewable generation
- Avoid more severe measures, such as halting all solar installations or charging customers for solar exports, which has been contemplated elsewhere in Australia

# Gestión y prevención de congestiones + MyC

Identificación de congestiones

Estrategias para la Aplicación de Recortes

Atribuciones y responsabilidades CEN, Dx, DERs

Mecanismos de prevención de congestiones

Requerimientos mínimos que exigir para monitoreo y control

Gradualidad de implementación y transitorios

¿Es claro el procedimiento actual sobre cómo se identifican las congestiones? ¿Debería tener una base reglamentaria?

¿Cómo mejorar el mecanismo actual de limitación por congestiones? ¿Cómo diseñar un mecanismo que sea simple y permita utilizar la red de manera eficiente?

¿Debe tener algún orden de prelación la limitación a las inyecciones? ¿Proyectos grandes primero? ¿Último en llegar?

¿Deberían tener prioridad las inyecciones de Net Billing por sobre las de PMGDs?

¿Deben habilitarse en la regulación mecanismos de reducción de inyecciones de netbilling?

# Gestión y prevención de congestiones + MyC

Identificación de congestiones

Estrategias para la Aplicación de Recortes

Atribuciones y responsabilidades CEN, Dx, DERs

Mecanismos de prevención de congestiones

Requerimientos mínimos que exigir para monitoreo y control

Gradualidad de implementación y transitorios

¿Qué roles y actividades deben asumir la distribuidora y el Coordinador?

¿Cuál debe ser el protocolo, procedimiento y comunicaciones ante requerimientos de limitaciones?

Si la distribuidora debe implementar las limitaciones a cada PMGD, ¿cómo asegurar transparencia y objetividad en esta medida?

¿Se necesita un agregador para gestionar la operación en distribución? ¿Es posible avanzar en medidas reglamentarias en esta dirección?

# Gestión y prevención de congestiones + MyC

Identificación de congestiones

Estrategias para la Aplicación de Recortes

Atribuciones y responsabilidades CEN, Dx, DERs

Mecanismos de prevención de congestiones

Requerimientos mínimos que exigir para monitoreo y control

Gradualidad de implementación y transitorios

¿Es viable un mecanismo de mercado con precios diferenciados para prevenir congestiones? ¿Debe solo la energía en Dx tener precio estabilizado? ¿Es necesario redefinir el autodespacho?

¿Debería exigirse un porcentaje mínimo de uso de la capacidad de inyección otorgada, considerando que algunos proyectos inyectan muy pocas horas al año?

¿Las actuales limitaciones a las inyecciones u requerimientos de OOAA son suficiente desincentivo para el desarrollo de proyectos en zonas saturadas?

¿Cómo mejorar el estudio de congestiones realizado por el CEN? ¿Hay información suficiente para un enfoque más prospectivo?

¿Se podrían establecer exigencias adicionales a proyectos que causen congestión? ¿Mecanismos de control?

# Gestión y prevención de congestiones + MyC

Identificación de congestiones

Estrategias para la Aplicación de Recortes

Atribuciones y responsabilidades CEN, Dx, DERs

Mecanismos de prevención de congestiones

Requerimientos mínimos que exigir para monitoreo y control

Gradualidad de implementación y transitorios

¿Cuáles son los requerimientos mínimos para mejorar la visibilidad y control de las redes?

¿Qué incentivos pueden establecerse para que distribución y proyectos adopten mecanismos de control?

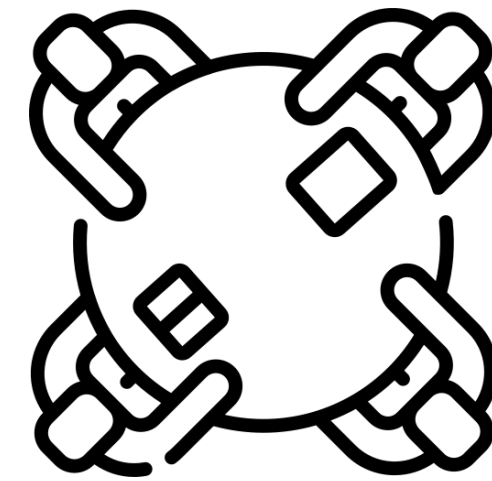
¿Cómo segmentar los requerimientos por tamaño, impacto y ubicación de los proyectos? ¿Qué gradualidad deben tener las nuevas exigencias de control?

¿Quién debe financiar los mecanismos de monitoreo y control de la red de distribución?

# Conformación mesas de trabajo



Discusión



# Gestión y prevención de congestiones + MyC

## Identificación de congestiones

## Estrategias para la Aplicación de Recortes

¿Es claro el procedimiento actual sobre cómo se identifican las congestiones? ¿Debiera tener una base reglamentaria?

¿Cómo mejorar el mecanismo actual de limitación por congestiones? ¿Cómo diseñar un mecanismo que sea simple y permita utilizar la red de manera eficiente?

¿Debe tener algún orden de prelación la limitación a las inyecciones? ¿Proyectos grandes primero? ¿Último en llegar?

¿Debieran tener prioridad las inyecciones de Net Billing por sobre las de PMGDs?

## Atribuciones y responsabilidades CEN, Dx, DERs

¿Qué roles y actividades deben asumir la distribuidora y el Coordinador?

¿Cuál debe ser el protocolo, procedimiento y comunicaciones ante requerimientos de limitaciones?

Si la distribuidora debe implementar las limitaciones a cada PMGD, ¿cómo asegurar transparencia y objetividad en esta medida?

¿Se necesita un agregador para gestionar la operación en distribución? ¿Es posible avanzar en medidas reglamentarias en esta dirección?

## Mecanismos de prevención de congestiones

¿Es viable un mecanismo de mercado con precios diferenciados para prevenir congestiones? ¿Debe solo la energía en Dx tener precio estabilizado? ¿Es necesario redefinir el autodespacho?

¿Debería exigirse un porcentaje mínimo de uso de la capacidad de inyección otorgada, considerando que algunos proyectos inyectan muy pocas horas al año?

¿Las actuales limitaciones a las inyecciones u requerimientos de OOAA son suficiente desincentivo para el desarrollo de proyectos en zonas saturadas?

¿Cómo mejorar el estudio de congestiones realizado por el CEN? ¿Hay información suficiente para un enfoque más prospectivo?

¿Se podrían establecer exigencias adicionales a proyectos que causen congestión? ¿Mecanismos de control?

## Requerimientos mínimos que exigir para monitoreo y control

## Gradualidad de implementación y transitorios

¿Cuáles son los requerimientos mínimos para mejorar la visibilidad y control de las redes?

¿Qué incentivos pueden establecerse para que distribución y proyectos adopten mecanismos de control?

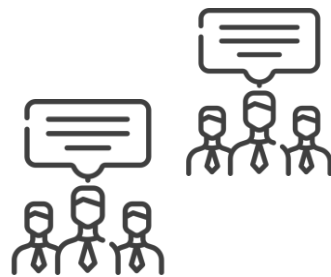
¿Cómo segmentar los requerimientos por tamaño, impacto y ubicación de los proyectos? ¿Qué gradualidad deben tener las nuevas exigencias de control?

¿Quién debe financiar los mecanismos de monitoreo y control de la red de distribución?

# Presentación de propuestas



Plenario



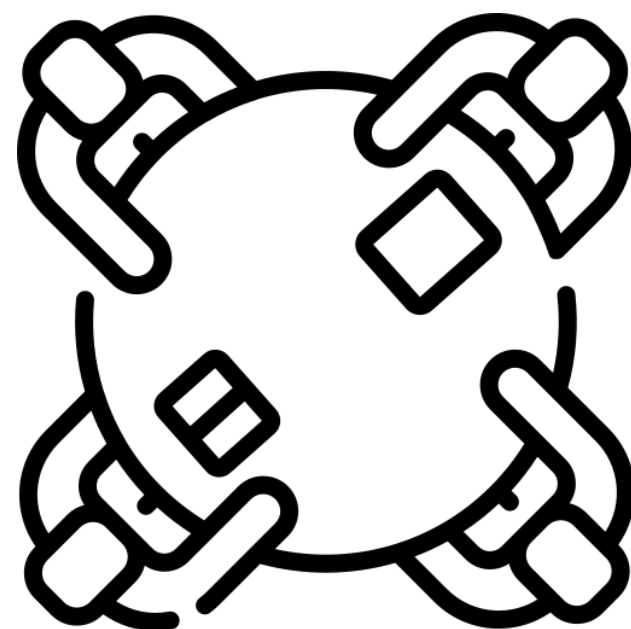
El representante de cada mesa presentará los principales puntos de la discusión llevada a cabo y expondrá las propuestas planteadas.



**Despedida**



# Próximas mesas: temáticas y fechas



**Gestión y prevención de congestiones**

+

**Monitoreo y control**

31 de julio de 2024

# Próximas mesas: metodología

 Próxima mesa

 Último día de inscripción y envío de presentaciones

## Próximas Mesas

Gestión y prevención de congestiones + Monitoreo y control : 31 de Julio

Incorporación de almacenamiento : 14 de Agosto

Regulación de Costos : 21 de Agosto

Precio Estabilizado : 3 de Septiembre

## Julio

Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado	Domingo
15	16	17	18	19	20	21
22	23	24	25	26	27	28
29	30	31				

## Agosto

			1	2	3	4
5	6	7	8	9	10	11
12	13	14	15	16	17	18
19	20	21	22	23	24	25
26	27	28	29	30	31	

## Septiembre

						1
2	3	4	5	6	7	8



# **Mesa de Trabajo**

## **D.S. N°88**

## **D.S. N°57**

**Gestión y prevención de  
congestiones.**  
**Monitoreo y control**

---

Ministerio de Energía  
2024