

Flexibilidad en el Sistema Regulatorio

A ~~Ø~~ — ~~Ø~~

Ø ~~Ø~~

~~Ø~~

Prepared for:







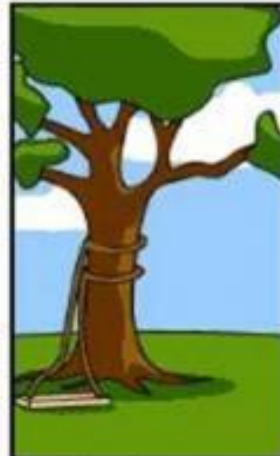
How the customer explained it



How the Project Leader understood it



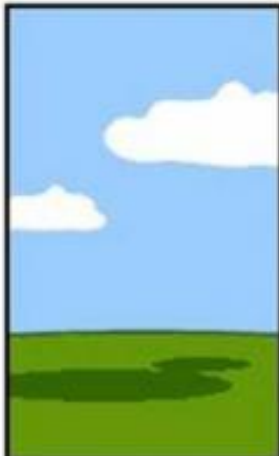
How the Analyst designed it



How the Programmer wrote it



How the Business Consultant described it



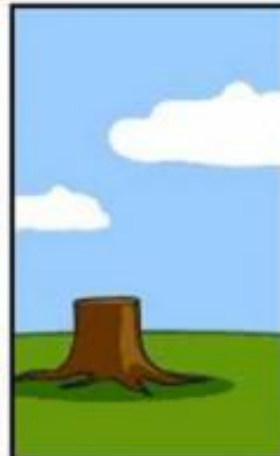
How the project was documented



What operations installed



How the customer was billed



How it was supported

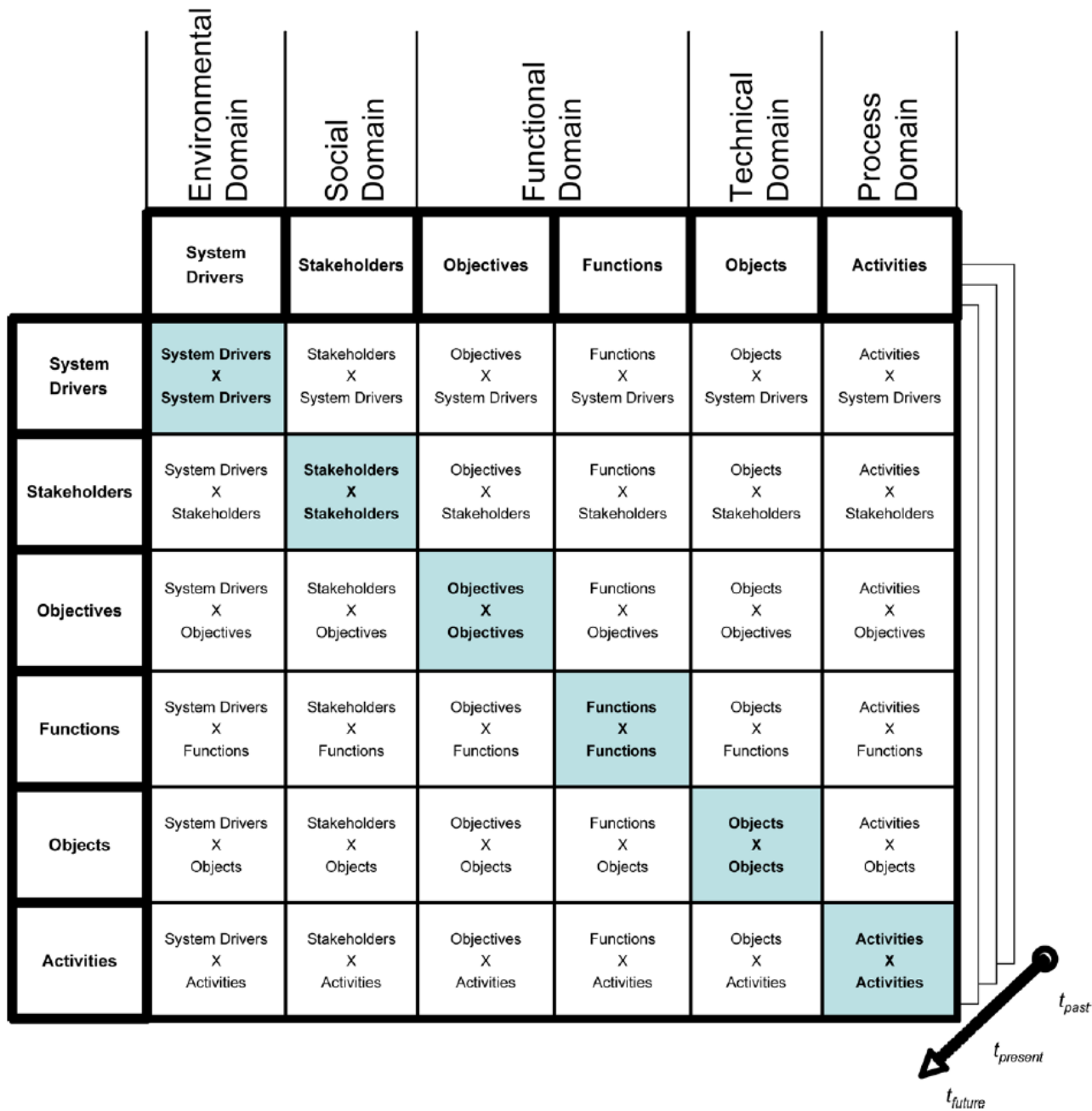


What the customer really needed

Como **responsable** **causar** **dentro** **contexto**, un **“**
agente” **realiza** **cambios** **en** **sistema** **o** **que**
produce **valor** **añade** **“**

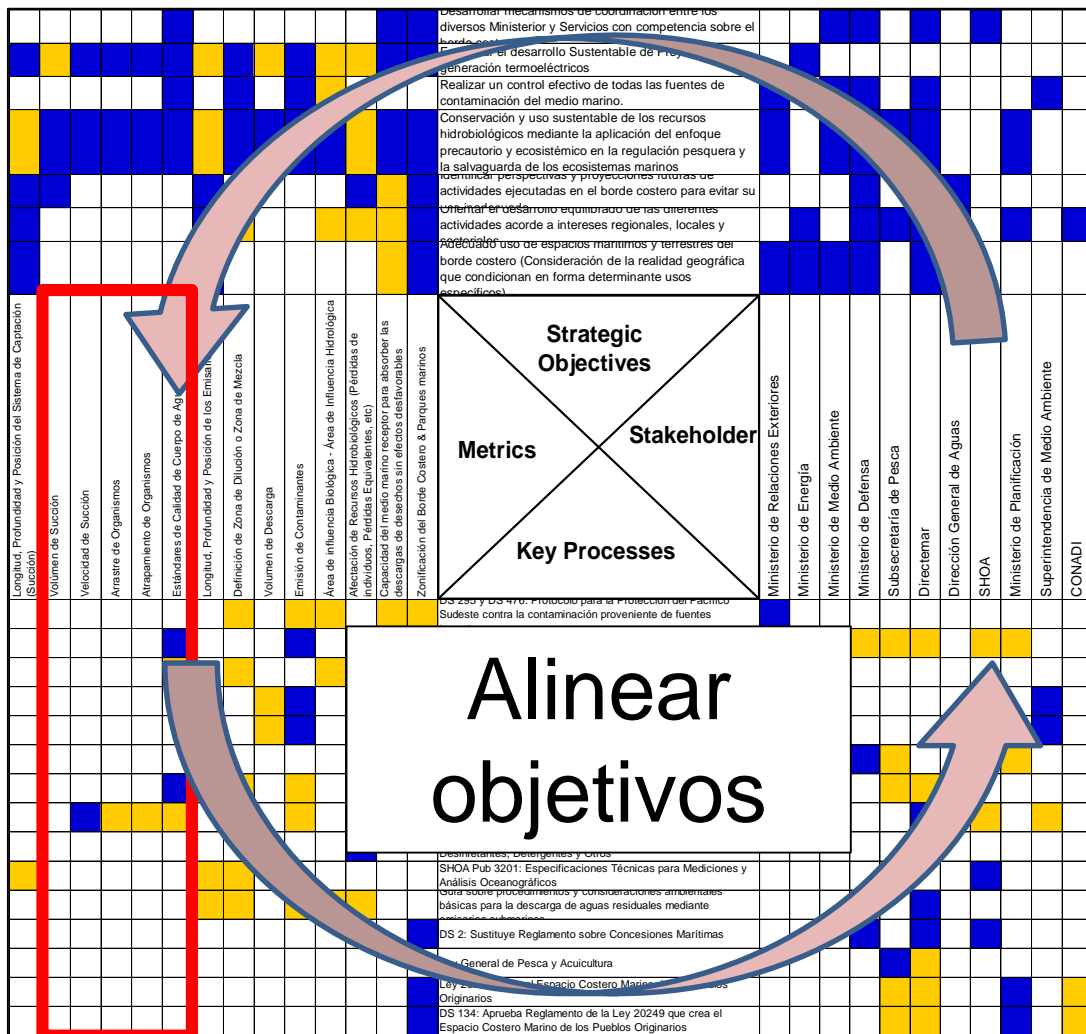
Es crítico que la definición e implementación de flexibilidad regulatoria esté aparejada a una **mejora de procesos**.





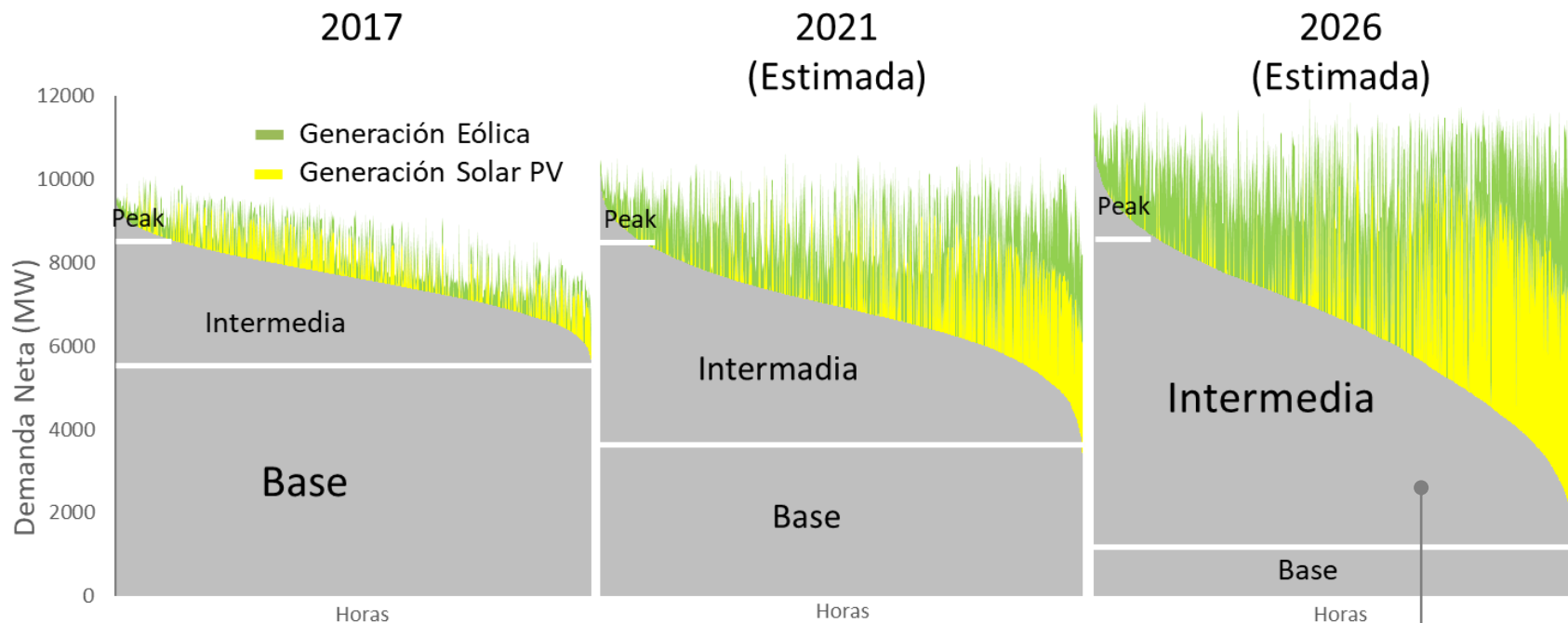
- **Contexto:** ¿Bajo qué contexto opera la propuesta regulatoria?
- **Objetivos:** ¿Qué se busca lograr?
- **Requerimientos:** ¿Qué aspectos se deben satisfacer para lograr el objetivo?
- **Procedimientos:** ¿Qué actividades se deben realizar para cumplir los requerimientos?
- **Responsables:** ¿Quién es el responsable de realizar las actividades?

Caso: Análisis sistémico de regulación ambiental aplicada al sector eléctrico – Evaluación de necesidades y definición de medidas para alinear grupos de interés, objetivos, métricas y procesos.



- +11 Stakeholders
- Amplio rango de objetivos
- Contexto regulatorio complejo (Leyes, Reglamentos, Procedimientos, Guías)
- Requerimientos complejos (métricas y procesos)
- Ambigüedad
- Falta de métricas
- Procesos
- Estructura
- Falta de requerimientos para regular impacto ambiental por succión de agua en centrales termoeléctricas

Las necesidades de capacidad y flexibilidad evolucionan a medida que aumenta la penetración de energía renovable



Factores que definen la ventaja competitiva en un contexto de alta penetración ERV:

- Valor de inversión
- Costo variable a capacidad nominal
- ~~Costo de combustible~~
- ~~Costo de operación y mantenimiento~~
- ~~Costo de depreciación~~
- ~~Costo de financiamiento~~

- ~~Costo de combustible~~
- ~~Costo de operación y mantenimiento~~
- ~~Costo de depreciación~~
- ~~Costo de financiamiento~~
- ~~Costo de combustible~~
- ~~Costo de operación y mantenimiento~~

Caso 1: Flexibilidad en el Sistema Eléctrico

Requerimientos de Flexibilidad Operacional

- Respecto a la definición general del mercado de SSCC, el artículo 72°-7 del DFL N° 4 indica que la CNE debe definir los servicios complementarios y sus categorías considerando las necesidades de seguridad y calidad de los sistemas eléctricos y las características tecnológicas de dichos servicios.
- Para la definición de los Servicios Complementarios (y sus respectivas categorías) tanto la CNE como el Coordinador Eléctrico Nacional deben considerar, entre otros, **los requerimientos de flexibilidad operacional del sistema eléctrico** que permitan un adecuado equilibrio entre generación y demanda eléctrica frente a distintos escenarios y condiciones de desbalance (DS 113, Artículo 10°); con el objetivo de lograr una operación segura y económica tanto en el corto, mediano y largo plazo.

Flexibilidad

- Diversos organismos la indican como necesaria para el sistema ¿Se cuenta con una definición operacional de flexibilidad a nivel de sistema?
- La flexibilidad es un servicio ya provisto por componentes del sistema (a nivel individual) y por el sistema (a nivel colectivo)
 - ¿Estamos hablando que se requiere de un nuevo nivel de flexibilidad?
 - ¿Es la flexibilidad un servicio ya provisto por el sistema (con capacidad de escala)?
 - ¿Se requiere definirla como un nuevo servicio que debe ser remunerado de manera independiente?
- Si se requiere de flexibilidad en una nueva escala y los niveles de incertidumbre operacional en el sistema son nuevos,
 - ¿Puede ser la flexibilidad el mismo producto que tenemos actualmente, producido por los mismos activos y con el mismo diseño de mercado?
- ¿Qué tipo de flexibilidad se requiere? ¿Cómo se contrata? ¿Cómo se mide?

Flexibilidad: Una propiedad del sistema

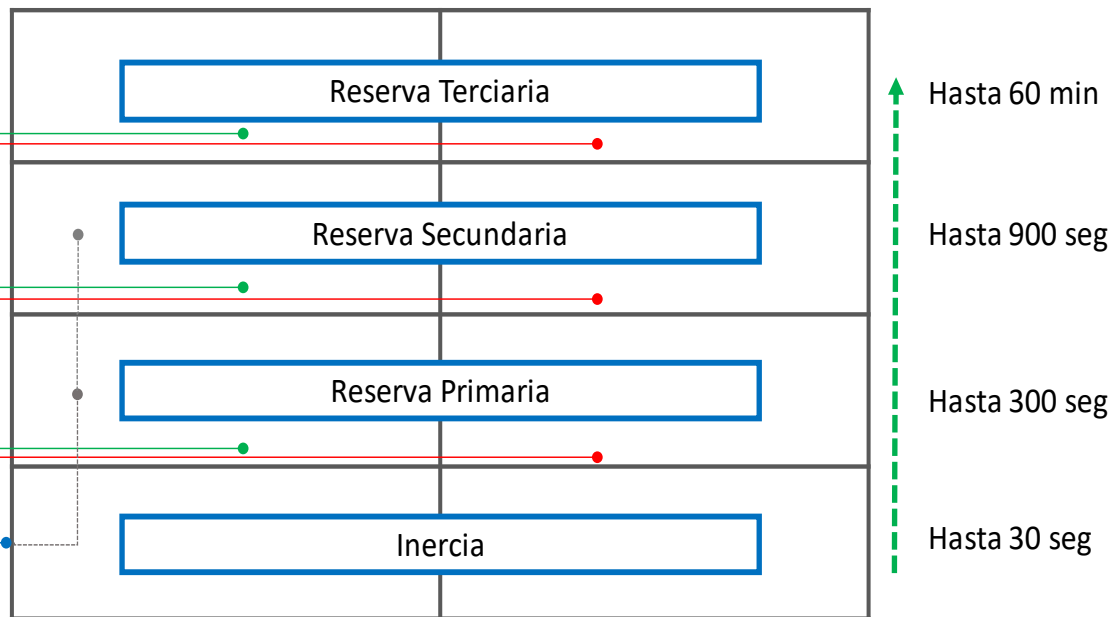
- Capacidad del sistema (o un componente del sistema) de modificar su producción en X MW, en Y tiempo, a Costo Z .
- A nivel de sistema eléctrico, depende de su estado operacional -- qué componentes están presentes en un determinado instante.

CTF: Restablecer las reservas de CSF. Debe activarse dentro de un tiempo de 5 min, y el tiempo máximo de entrega del servicio será de 2 hrs medido desde la activación.

CSF: Restablecer la frecuencia del sistema eléctrico a su valor nominal. Se debe activar en 10 seg. Se debe entregar el 100% de la reserva comprometida dentro de 5 min. Deben ser capaces de mantener su aporte por 15 min.

CPF: Contener y corregir las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico. Actúa en el intervalo entre 10 seg y 5 min.

CRF: Responder rápidamente frente a las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico. Los coordinados que participen del CRF deberán entregar el 100% de lo comprometido dentro de un tiempo de 1 seg, y deberán ser capaces de mantener su aporte por al menos 10 segundos.



Condición de Operación

Normal / Alerta

Variaciones Demanda Neta / Desviación de Pronósticos

Estado de Operación

en Emergencia

Fallas de Línea / Generación

Requerimientos de Norma Técnica (NT) Vigente

- A nivel de Sistema (NT Art. 5-30)
- A nivel de Unidades (NT Art. 5-9)
- (NT Art. 5-10)

| | |
|--|--|
| 49,3 – 50,7 Hz Medida de desempeño cambia según aporte hidroeléctrico | Fuera del Rango Normal/Alerta Ante contingencia simple, mínimo admitido 48,3 Hz (NT Art. 5-40) |
| 49 – 50 Hz: Operación Permanente | 48 – 49 Hz: Operación 90 min. 47,5 – 48,0 Hz: Operación 30 min. 47,0 – 48,5 Hz: 5 seg / desc. Opcional NT@PMGD Art4-37: 48 – 49Hz T.Desp. 90s |
| No reducir en más de un 10% la potencia activa entregada en Estado Normal de operación al SI en su Punto de Conexión para frecuencias estabilizadas en el rango de 47,5 [Hz] - 49,5 [Hz] | |

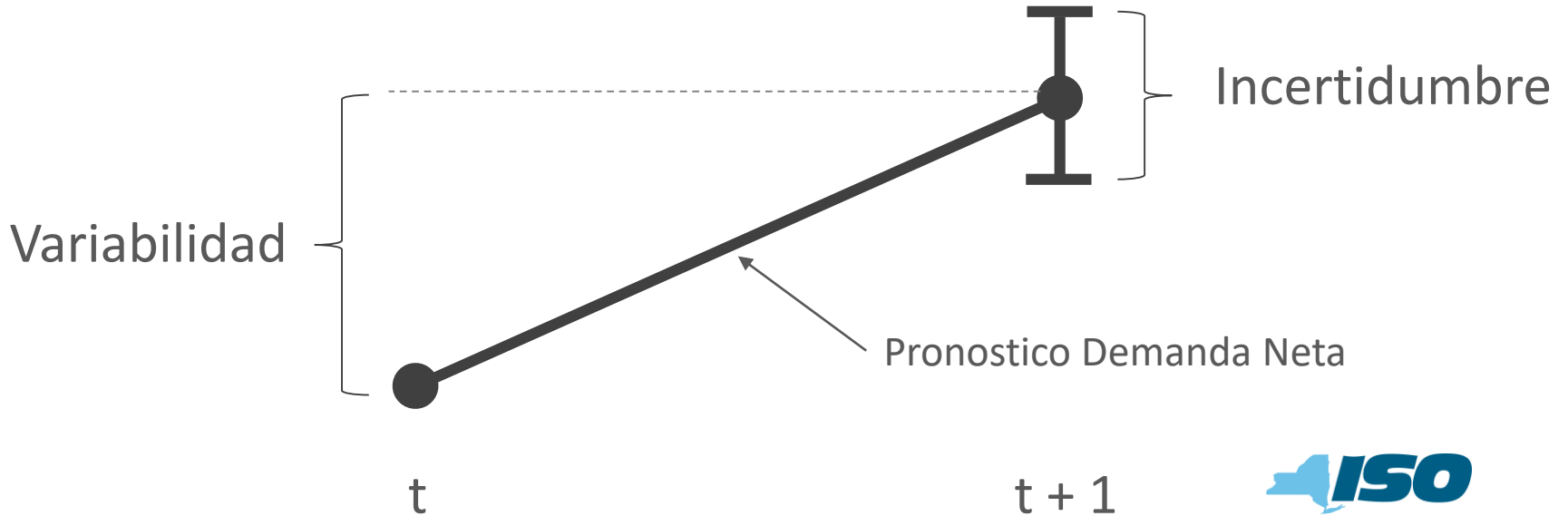
Efectos de ERV en definición de reservas hoy

Coordinador: ~~XXXXXXXXXX~~

publicado el 24/10/2018

- La reserva para control primario de frecuencia relacionada con variaciones de la frecuencia producidas por variaciones instantáneas de los consumos es +/-68 MW. Considerando el efecto de las ERNC se determinó que la reserva mínima requerida aumenta a +/- 81 MW. **Luego, según el Coordinador, la variabilidad de las ERNC implicaría una reserva adicional para control primario de frecuencia de 13 MW.**
- La reserva para control primario de frecuencia (hacia arriba) mínima requerida para responder a contingencias de generación es +280 MW. Esta reserva debe estar distribuida: +84 MW al norte de subestación Nogales y +196 MW al sur de subestación Nogales.
- La reserva para control primario de frecuencia (hacia abajo) mínima requerida para afrontar la desconexión intempestiva de consumos es de aproximadamente -131 MW. Esta reserva debe estar distribuida: -39 MW al norte de subestación Nogales y -92 MW al sur de subestación Nogales.
- La reserva mínima requerida para control secundario de frecuencia es +/- 201 MW. Si se considera el efecto de las ERNC se determinó que la reserva requerida aumenta a +/-232 MW. Esta reserva debe estar distribuida: +/- 70 MW al norte de subestación Nogales y +/- 162 MW al sur de subestación Nogales. **Luego, según el Coordinador, la variabilidad de las ERNC implicaría una reserva adicional para control secundario de frecuencia de 31 MW.**
- Finalmente, se indica que los análisis de las rampas sistémicas estadísticas permiten establecer que la rampa de toma de carga mínima requerida para CSF es +/-28 MW/min. Si se considera el efecto de las ERNC se indica que dicha rampa mínima requerida aumenta a +/-34 MW/min. **Luego, según el Coordinador, la variabilidad de las ERNC implicaría una necesidad adicional de rampa sistémica de frecuencia de 6 MW/min.**

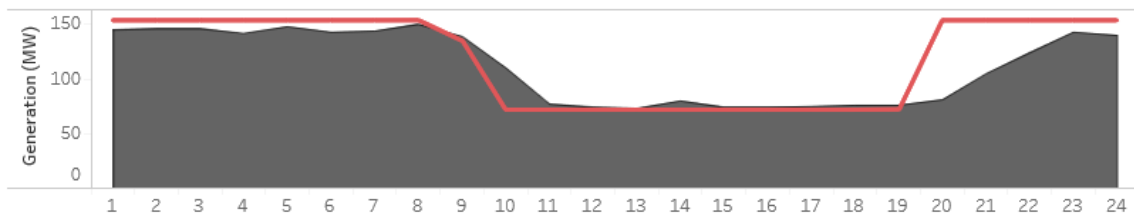
En CA-ISO y MISO se están adoptando rampas flexibles para abordar incertidumbre en pronóstico



¿Conocemos en Chile la incertidumbre de pronóstico de demanda neta en 1 hora que enfrenta el despachador?

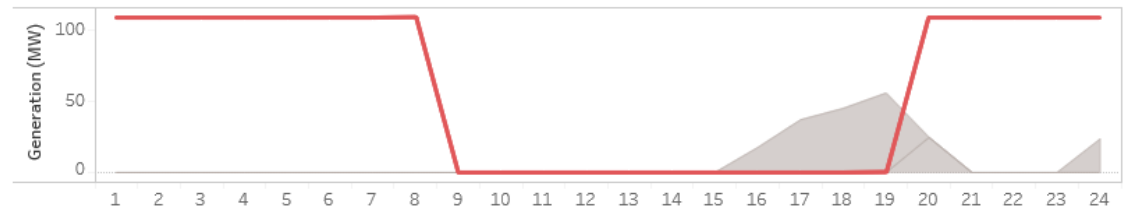
Desviaciones en la operación real respecto de la operación programada

Generation by Plant: CTM2

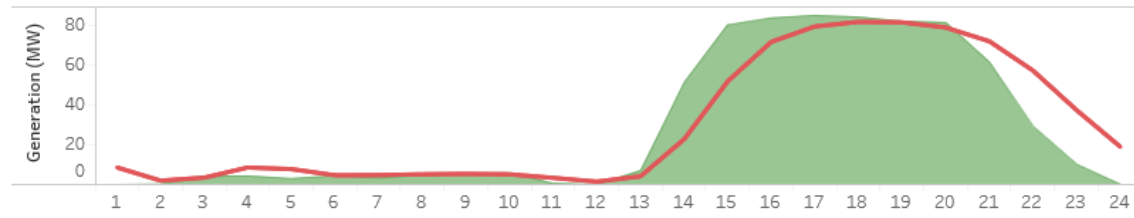


■ Generación Programada

Generation by Plant: CC1



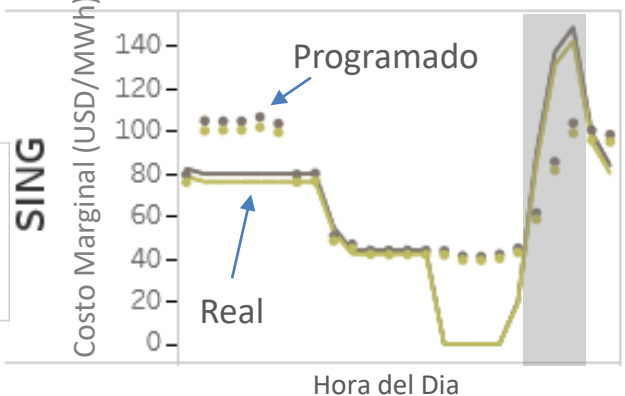
Generation by Plant: Eolica Valle de los Vientos



Generation by Source: Diesel



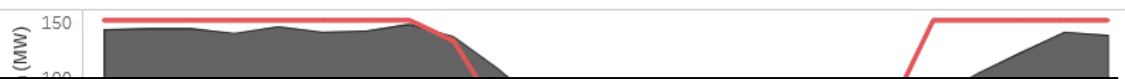
Costo Marginal Real vs. Programado



Ejemplo: marzo 13, 2018

Desviaciones en la operación real respecto de la operación programada

Generation by Plant: CTM2



Quando hablamos de desviaciones ¿en qué escala de tiempo estamos midiendo?

¿A quién asignamos los efectos de las desviaciones en la operación?

¿Efecto sobre qué (costo de reservas, costo marginal, costo de partidas y paradas)?

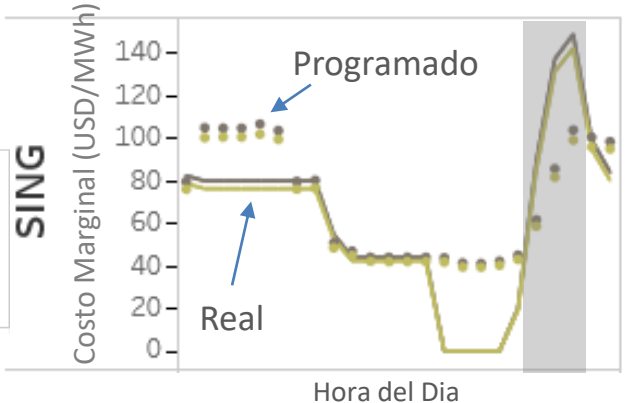
¿Cómo definimos y asignamos causalidad en el efecto de interés?

¿y si el desafío fue de programación de la operación o de la operación propiamente tal?

¿Qué nivel de complejidad estamos dispuestos a aceptar en pro de una mayor percepción de eficiencia de asignación?

■ Generación Programada

Costo Marginal Real vs. Programado



Ejemplo: marzo 13, 2018

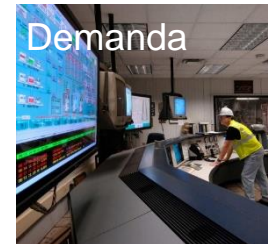
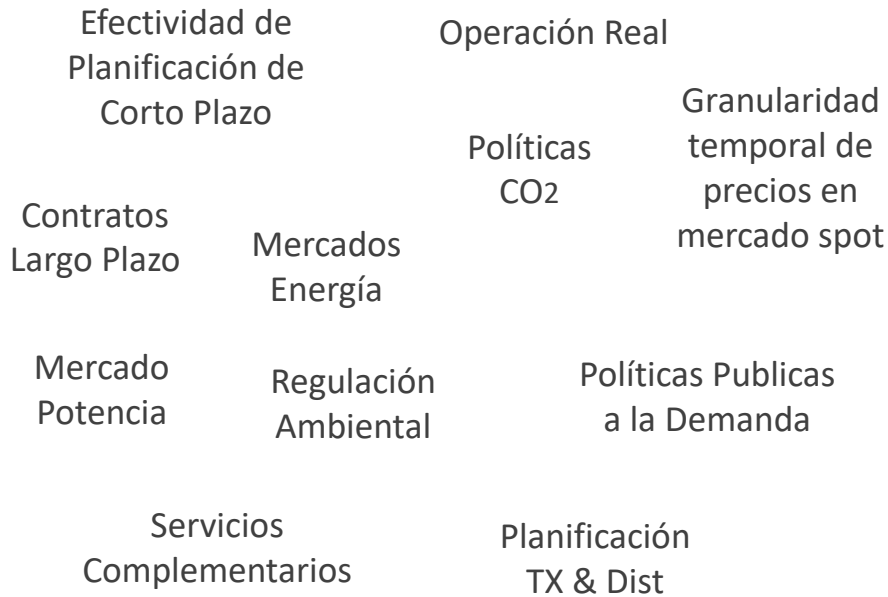
Escenarios de uso de almacenamiento en programación del día antes



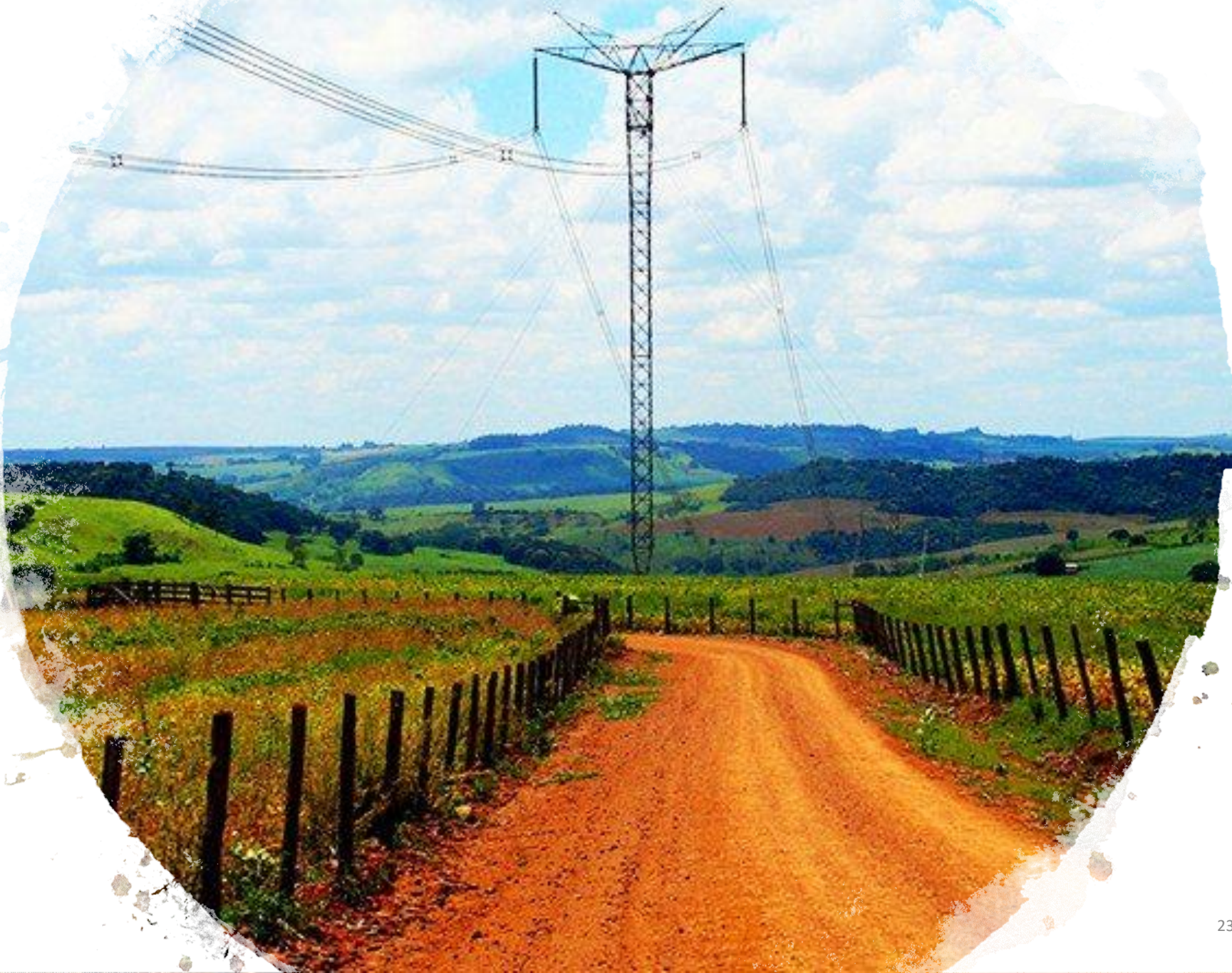
| Day Ahead Scenarios | Description |
|--|--|
| Energy Only (Economic) | ESR participates in energy market only with no self scheduled charge or discharge |
| Energy Self Scheduled (SS) | ESR with offers in the energy market with a few hours of self scheduled charge |
| Energy + Ancillary Services (AS) (Economic) | ESR participates in energy and ancillary services markets with no self scheduled charge or discharge |
| Price Oscillating | ESR participates in energy and ancillary services markets with no self scheduled charge or discharge, with oscillating LMP profile |
| Energy + AS + SS (Economic) | ESR participates in energy and ancillary services markets with some self scheduled charge or discharge |
| AS Only (Economic) | ESR participates in ancillary services market only with no self scheduled charge or discharge |
| AS + SS Energy | ESR participates in energy and ancillary services markets with self scheduled discharge to maximize AS revenue |

Comité de mercado agosto 9, 2018

La inversión en activos flexibles depende de varios mecanismos



Caso 2: Plan de Expansión de Transmisión



En un contexto de mayor penetración de energía renovable, a nivel internacional (países OCDE) adaptan planes de expansión de la transmisión formulados recientemente por menor crecimiento de demanda y cambio de tecnológico.



California ISO

News Release

For immediate release | March 23, 2018

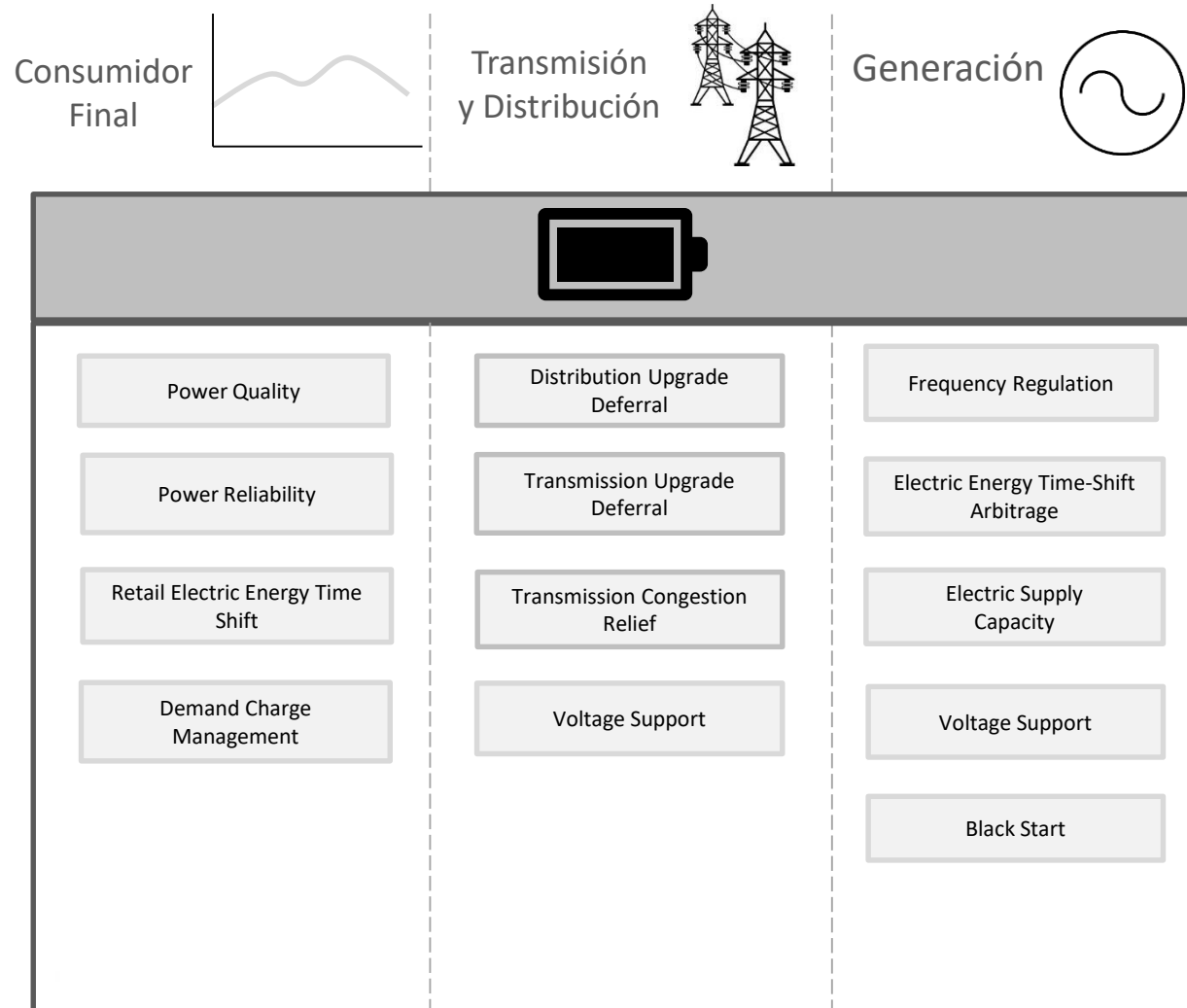
Media Hotline | 888.516.6397

Board approves 2017-18 Transmission Plan, CRR rule changes

Plan calls for canceling, modifying projects to avoid \$2.6 billion in costs

“... The 2017-2018 Transmission Plan, which outlines the proposed design and construction of transmission networks for the next decade, identified 17 new transmission projects at a combined cost of nearly \$271.3 million. The plan also recommends the cancellation of 18 transmission projects and revisions of 21 other projects in Pacific Gas & Electric (PG&E) area and two in the San Diego Gas & Electric area, avoiding an estimated \$2.6 billion in future costs. **The changes were mainly due to changes in local area load forecasts, and strongly influenced by energy efficiency programs and increasing levels of residential, rooftop solar generation...** Another seven PG&E projects are either on hold, or recommended to be delayed, pending further review in future transmission planning cycles.”

Versatilidad de sistemas de almacenamiento



Cambio en uso de baterías con desarrollo de transmisión



- ¿Que problemas son críticos, importantes y deseables de resolver hoy?
- ¿Cuáles son las modificaciones regulatorias prioritarias que se deben abordar?
- ¿Qué procesos se deben ejecutar de manera más efectiva y con una mayor validación de sus resultados?
- ¿Qué aspectos nos falta por conocer para abordar las mejoras regulatorias y de procesos apropiadamente?
- ¿Qué acciones se deben tomar para cerrar las brechas de información y de mejora de procesos?
- ¿Cómo definir de manera apropiada una regulación consistente, robusta, flexible & simple que permita eficiencia económica, eficiencia de asignación y sostenibilidad?

Flexibilidad en el Sistema Regulatorio

A ~~Ø~~ — ~~Ø~~

Ø ~~Ø~~

~~Ø~~

Prepared for:



NOV 22, 2018 | SANTIAGO, CHILE

