

Mesa de Trabajo Reglamento de Potencia

Incorporación del atributo de flexibilidad en la suficiencia



3 de diciembre, 2020

Agenda

1. Aspectos generales

2. Esquema propuesto en estudio GIZ 2019

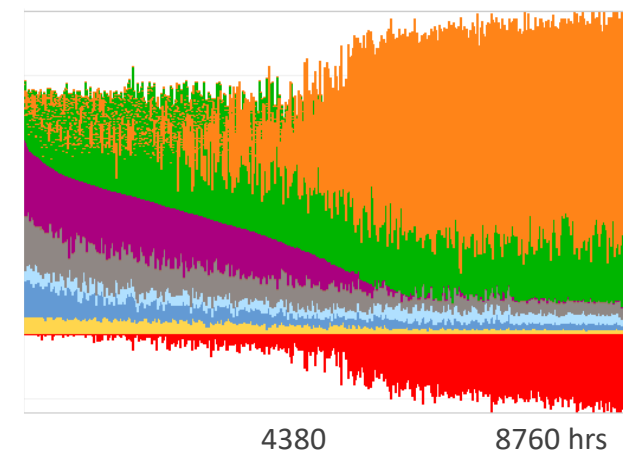
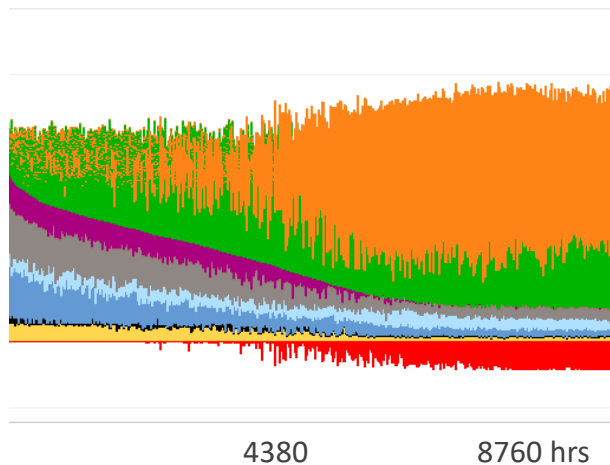
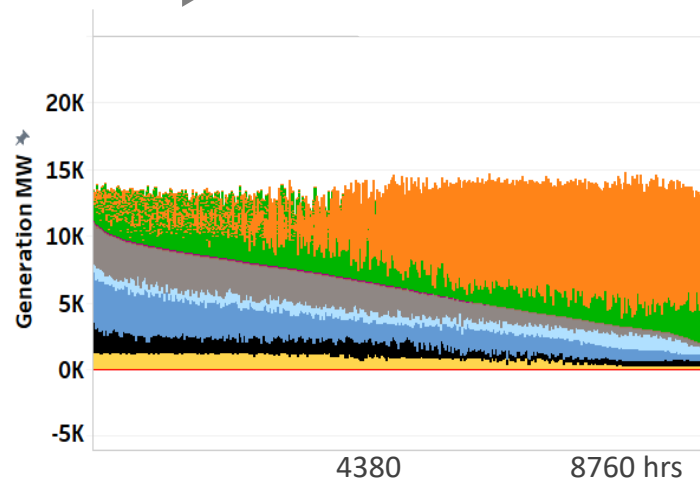
Desafíos de la transformación de la matriz de generación en Chile

Suficiencia

2020

2026

Post 2030

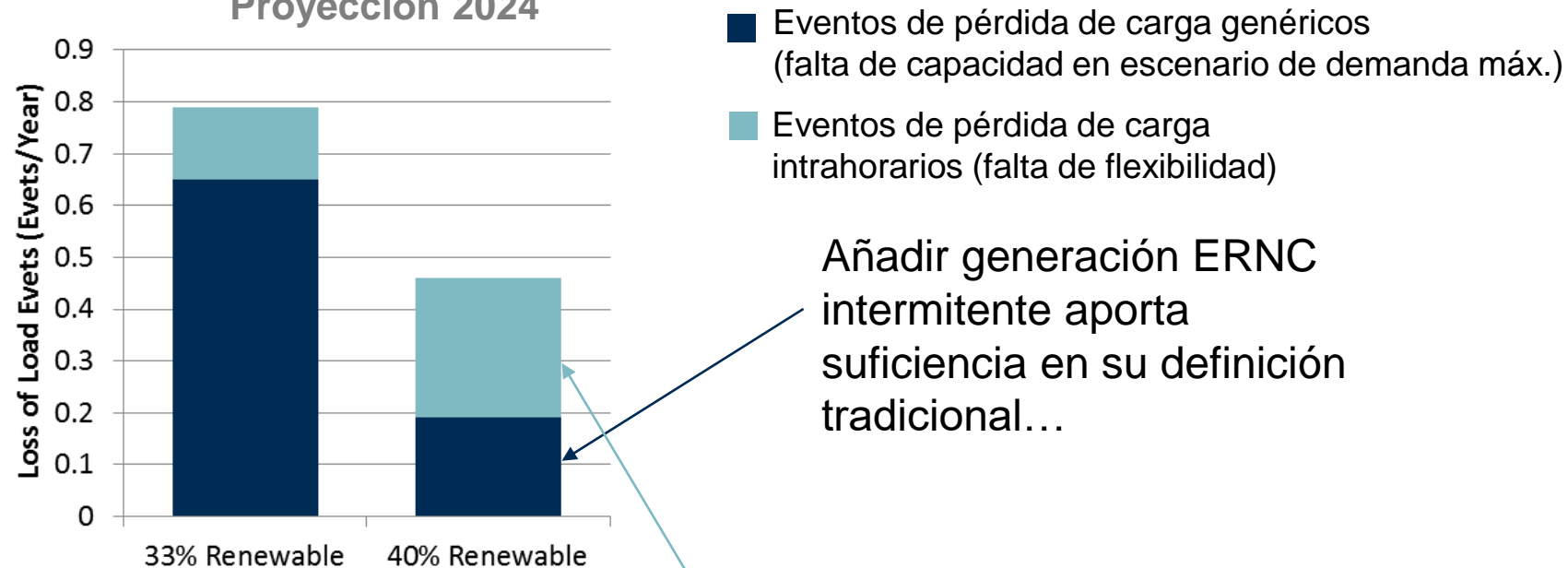


Solar Viento Despacho Almacenamiento Diésel Gas
Hidro pasada Embalse Carbón Otros Carga Almacenamiento

En la medida que la penetración de energía renovable aumenta, el riesgo de pérdida de carga cambia y se acota a un menor número de horas

Eventos de pérdida de carga en California

Proyección 2024



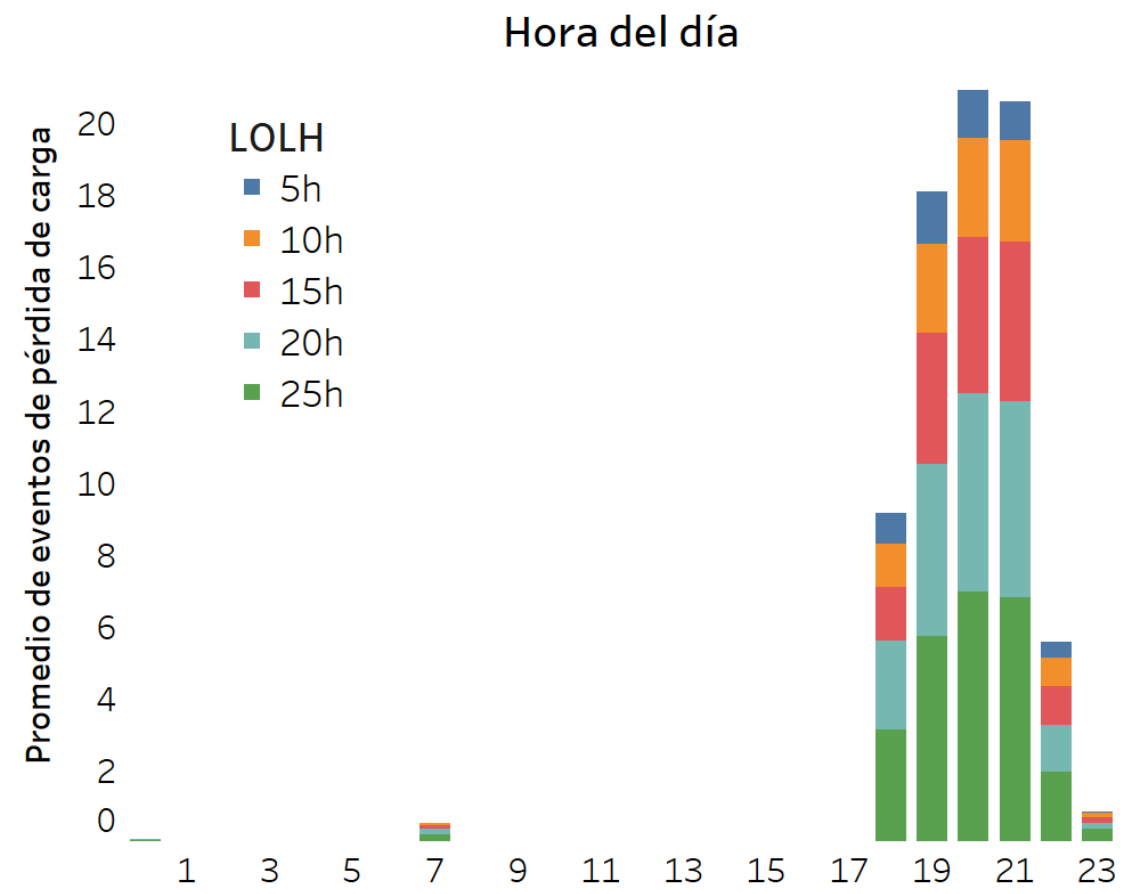
Fuente: Astrape Consulting (2016). Flexibility Metrics and Standards Project – a California Energy Systems for the 21st Century (CES-21) Project.
<http://www.astrape.com/publications/>

Añadir generación ERNC
intermitente aporta
suficiencia en su definición
tradicional...

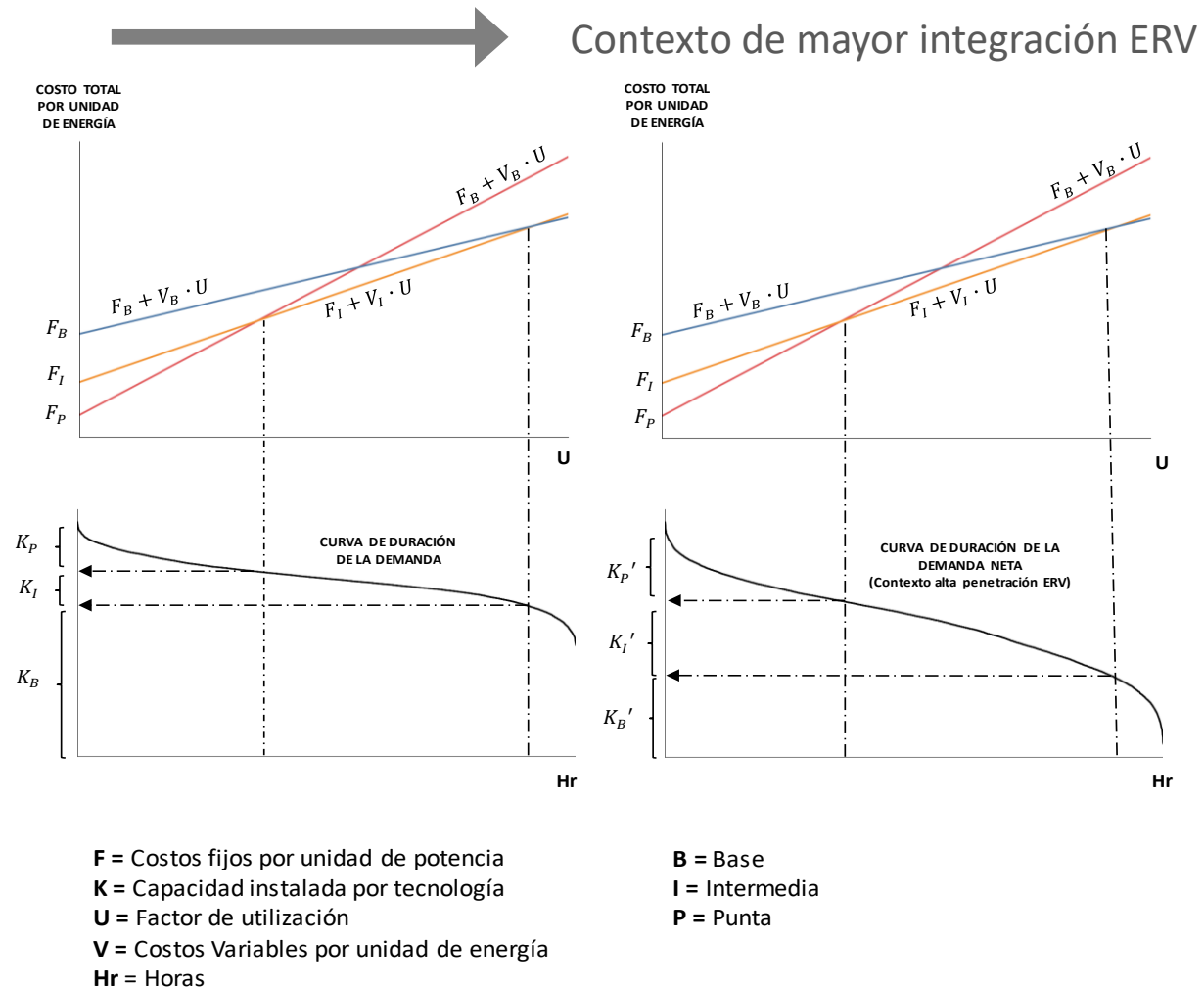
...pero incrementa los
requerimientos de
flexibilidad de corto plazo.

En la medida que la penetración de energía renovable aumenta, el riesgo de pérdida de carga cambia y se acota a un menor número de horas

Probabilidad de pérdida de carga horaria ante proyecciones de la operación del sistema eléctrico



Necesidades de capacidad cambian con las necesidades de flexibilidad del sistema

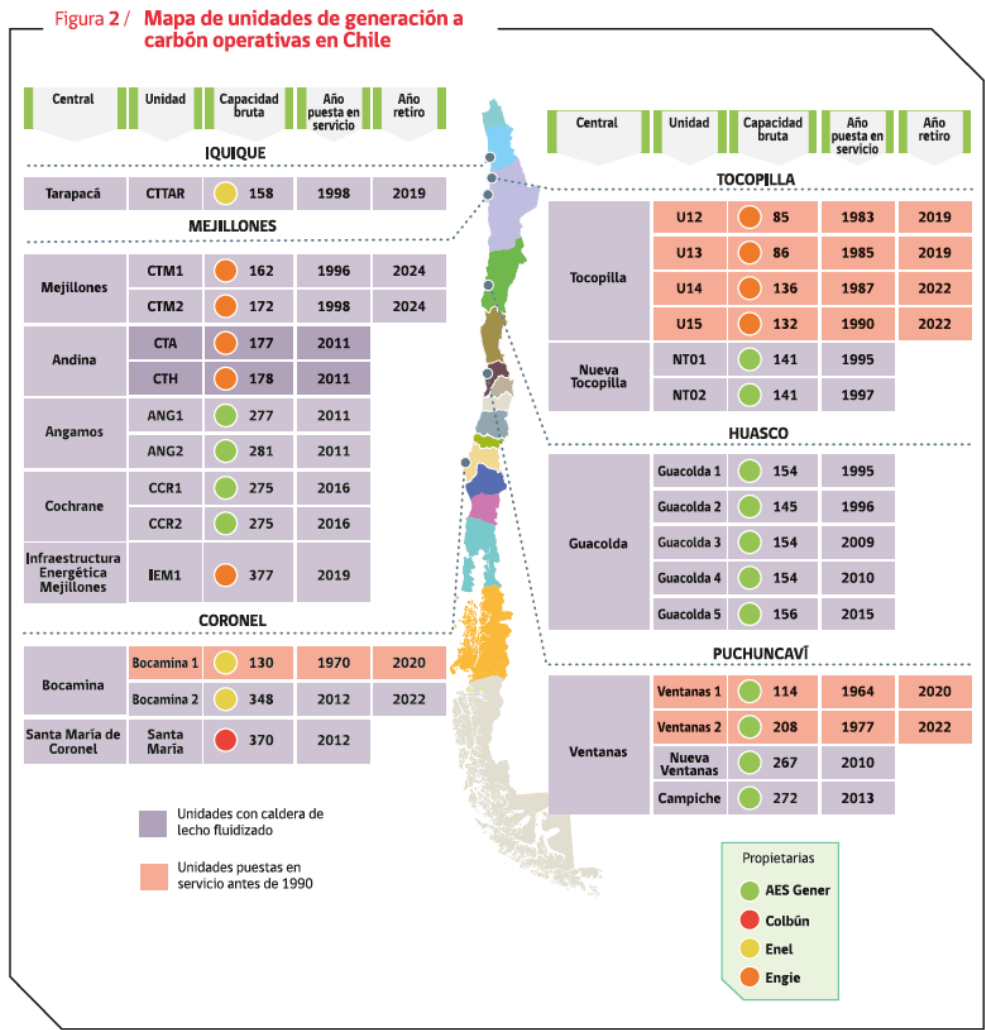


La **provisión de flexibilidad** asociada a necesidades de balance y a necesidades de variabilidad del sistema se pueden considerar como un servicio derivado de la **adaptación costo eficiente de la matriz de generación** a la reducción esperada del número de horas de operación a potencia máxima de las unidades.

Potencia máxima de una unidad es un atributo importante, así como también lo es mínimo técnico (*turndown*), costo de partida, tiempo de partida, tiempo mínimo de encendido y apagado, consumo específico a carga parcial, capacidad de rampa, capacidad de regular frecuencia, y capacidad de controlar emisiones a carga parcial.

Señales de suficiencia flexible tienen que ser contextualizadas en desafíos socio-técnicos asociados al retiro de centrales a carbón

Al año 2025, once unidades a carbón habrán cesado su operación

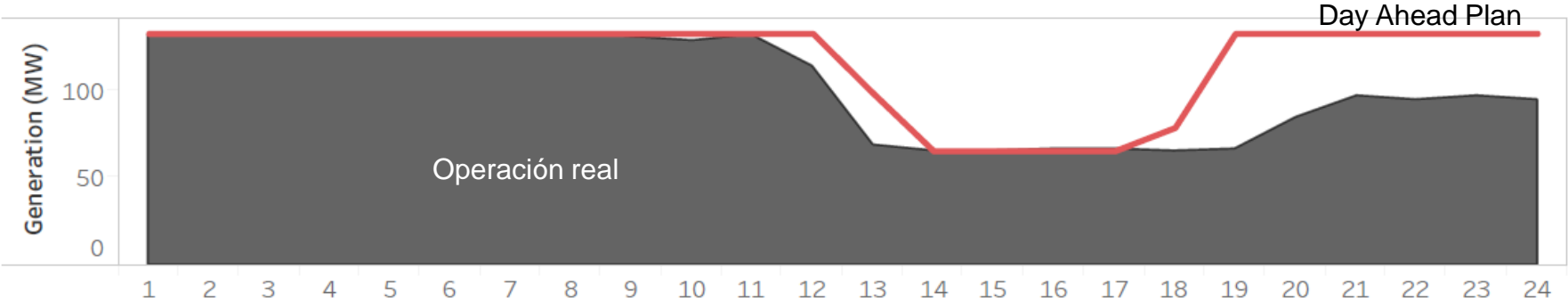


Guía técnica de buenas prácticas ambientales para el cierre de centrales a carbón
GIZ 2020

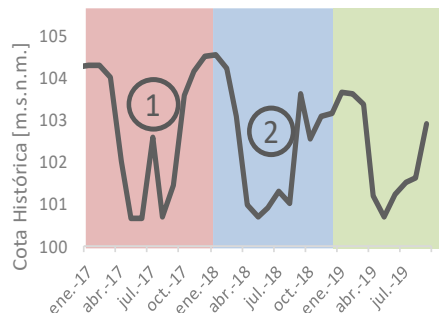
En el contexto de evaluar objetivos de confiabilidad, es deseable contextualizar adecuadamente los riesgos que enfrenta el sistema producto de limitaciones socio-ambientales que enfrentan activos de generación flexibles

UNIT	NOV 2016	DEC 2016	JAN 2017	FEB 2017
ANG1				
ANG2				
CTA1				
CTH1				
CTM1				
CTM2				
NTO1				
NTO2				
U12				
U13				
U14				
U15				

“The interactions between effluent temperature limits for thermoelectric facilities and the operations of power systems with high levels of renewable energy integration”
Jorge Moreno, Donny Holaschutz and Benjamin Maluenda
FIFTH THERMAL ECOLOGY AND REGULATION WORKSHOP
November 13-14, 2018 • Chattanooga, TN



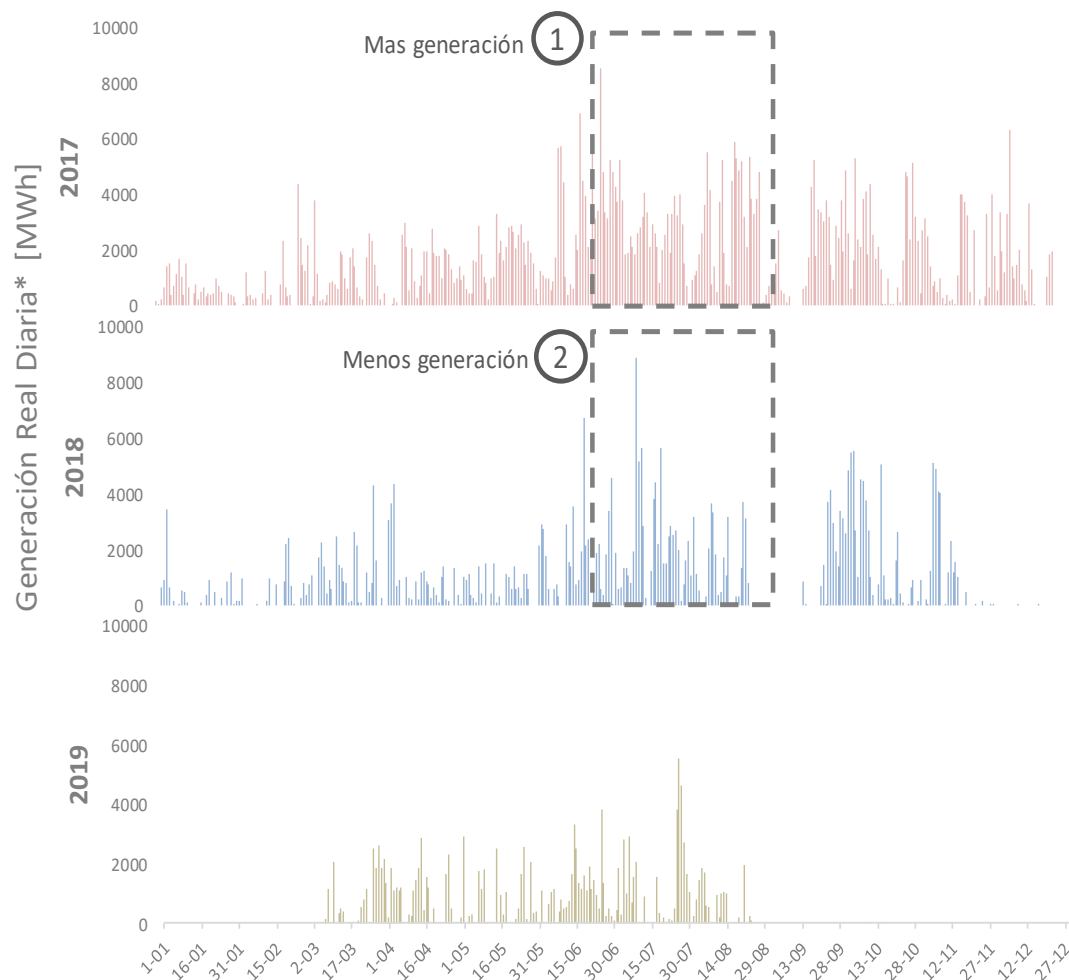
En el contexto de evaluar objetivos de confiabilidad, es deseable contextualizar adecuadamente los riesgos que enfrenta el sistema producto de limitaciones socio-ambientales que enfrentan activos de generación flexibles



Cambios en la cota histórica del Lago Rapel han afectado la operación del embalse.

El nivel mínimo de la cota, su persistencia en el tiempo y el nivel máximo de la cota afectan la generación del embalse, como es observable en el año 2017, 2018 y 2019.

*Información de generación real desde 1 de enero 2018 hasta 20 de octubre 2019.



La flexibilidad está sub-reconocida en la evaluación del valor de la capacidad; es necesario dar más “visibilidad” al valor de la flexibilidad

IEEE TRANSACTIONS ON POWER APPARATUS AND SYSTEMS

VOL. PAS-85, NO. 8

AUGUST, 1966

Effective Load Carrying Capability of Generating Units

L. L. GARVER, MEMBER, IEEE

Abstract—The theory of loss-of-load probability mathematics has been generalized so that the effective load carrying capability of a new generating unit may be estimated using only graphical aids. A parameter m is introduced to characterize the loss-of-load probability as a function of reserve megawatts.

Once m is known or estimated, the effective load carrying capability of a new generating unit may be related to its rating and its forced outage rate. Alternate unit additions may be compared on the basis of their effective capabilities. Comparable expansion patterns may be developed on the basis of equal load carrying capabilities. Numerical examples are used to illustrate the application of the effective capability concept to the evaluation of changes in the rating of a new unit and to the strategic design of expansion plans.

INTRODUCTION

THE THEORY of loss-of-load probability mathematics is generalized in this paper resulting in a graphical method for estimating the effective load carrying capability of a new generating unit. The concept of effective load carrying capability is best illustrated graphically as in Fig. 1. It is the distance in load megawatts between the annual risk functions before and after a unit addition. The measurement of effective load carrying capability is made at some designated level of reliability, often the level calculated for the system in a previous year. The effective capability of a new unit is, therefore the load increase that the system may carry with the designated reliability.

The graphical method for estimating effective capacity presented in this paper will aid in the preliminary investigation of generation expansion plans. Illustrations of preliminary planning are presented along with examples of parametric investigations to estimate the effects of a change in the size or forced outage rate of one unit. The estimating method provides insights into how much of a unit's capability is needed to maintain system reliability.

As shown in Fig. 1, the system reliability will be measured in terms of the annual loss-of-load probability. Other measures of reliability could be used to determine the effective capability of a new unit [1]–[9]. The estimating procedure should also give comparable results for these methods [8]–[11].

It is best to begin with a review of the method for establishing the effective load carrying capability of a unit from the results of a series of loss-of-load probability

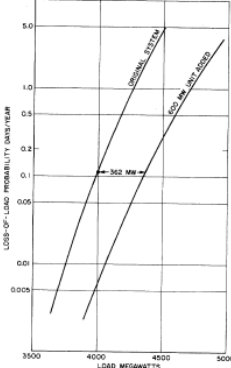


Fig. 1. Annual risk before and after adding a 600-MW unit with five percent forced outage rate.

calculations. The remainder of the paper will present the new method of estimation and illustrate its use.

EFFECTIVE CAPABILITY

Other authors have presented figures similar to Fig. 1 and have also referred to load carrying capability or its counterpart, increased reserve requirements [6], [12], [13]. The steps followed to obtain these results were similar to those given below.

Steps to Determine Effective Capability

- 1) Determine the annual risk for the year before the unit is to be added. This requires a loss-of-load probability calculation based on data describing: a) the capability of each generating unit and its forced outage rate, b) the daily hourly-integrated peak loads, c) maintenance requirements for each unit, and d) other special features such as seasonal deratings, energy interchange contracts.
- 2) Vary the annual peak load and each daily peak in percent of the annual peak. Calculate the annual risk for a range of loads such as ± 20 percent. The graph of the annual risk as a function of the annual peak will produce a curve similar to the original system curve in Fig. 1.
- 3) Add the new unit into the loss-of-load probability


Paper 31 TP 66-51 recommended and approved by the Power System Engineering Committee of the IEEE Power Group for presentation at the IEEE Winter Power Meeting, New York, N. Y., January 30-February 4, 1966. Manuscript submitted October 25, 1965; made available for printing December 2, 1965.

The author is with the General Electric Company, Schenectady, N. Y.

Advanced Review

Capacity value assessments of wind power

Michael Milligan,¹ Bethany Frew,¹ Eduardo Ibanez,² Juha Kiviluoma,³ Hannele Holttinen³ and Lennart Söder⁴



This article describes some of the recent research into the capacity value of wind power. With the worldwide increase in wind power during the past several years, there is increasing interest and significance regarding its capacity value because this has a direct influence on the amount of other (nonwind) capacity that is needed. We build on previous reviews from IEEE and IEA Wind Task 25¹ and examine recent work that evaluates the impact of multiple-year data sets and the impact of interconnected systems on resource adequacy. We also provide examples that explore the use of alternative reliability metrics for wind capacity value calculations. We show how multiple-year data sets significantly increase the robustness of results compared to single-year assessments. Assumptions regarding the transmission interconnections play a significant role. To date, results regarding which reliability metric to use for probabilistic capacity valuation show little sensitivity to the metric. © 2016 John Wiley & Sons, Ltd

How to cite this article:

WIREs Energy Environ 2017, 6:e226. doi: 10.1002/wene.226

INTRODUCTION

DURING the past several years, there has been a significant increase in the level of installed wind and solar power on electric power systems around the world. As the capacity and energy share of generation from these power sources has become more significant, the question of how to take variable generation into account in resource (power) adequacy assessment has received more attention.¹ How much of the installed capacity of wind and solar should count toward planning reserve margins (firm capacity that can be counted on during peak demand or other high-risk periods) is a critical issue—if these resources can deliver a high fraction of installed capacity during high-risk time periods, then the required level of capacity from other sources would

be less than if wind or solar provided little capacity value.

In the literature, there are many ways to estimate capacity value. The preferred method for assessing the capacity value of wind and solar generation is a probabilistic approach grounded in the well-known loss of load probability (LOLP) and related reliability metrics. This recommendation has emerged from the IEEE Wind Power Coordinating Committee Task Force paper for wind power² and Duignan et al.³ for solar power. The North American Electric Reliability Corporation (NERC) approved this method in a task force paper,⁴ and it was included in the Recommended Practices for Wind Integration Studies.⁵ Other studies have echoed the preference for these probabilistic methods, specifically highlighting the effective load-carrying capability (ELCC) method.^{2,6,7} Other standard, but less commonly used, reliability metrics include equivalent conventional power (ECP), equivalent firm power (EFP), and secured capacity.^{8,9}

The objective of this article is to summarize recent work on wind capacity valuation methods that has helped to answer some of the questions raised in Ref 2 and NERC.^{4,6} We find that some of the interesting questions regarding multiple years of

*Correspondence to: Michael.Milligan@nrel.gov

¹National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA

²General Electric (GE) Energy Consulting, Schenectady, NY, USA

³Valtion Teknillinen Tutkimuskeskus (VTT), Espoo, Finland

⁴Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden

Conflict of interest: The authors have declared no conflicts of interest for this article.

Volume 6, January/February 2017

© 2016 John Wiley & Sons, Ltd

1 of 15

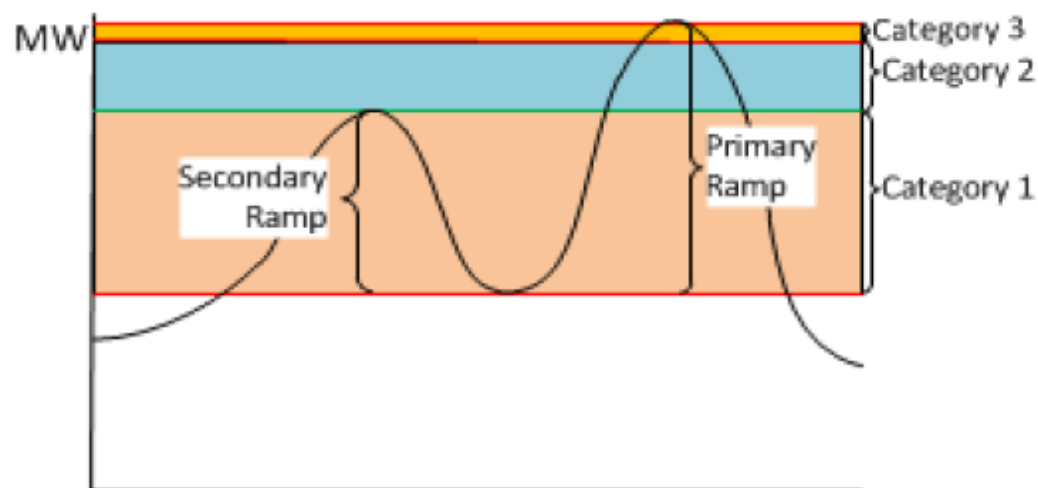
La flexibilidad tiene valor si está disponible en los momentos en que esta es requerida.

La capacidad de generación flexible efectiva (CGFE) es capaz de aumentar y mantener, por al menos 3 a 5 horas, la producción de energía, o reducir las necesidades de rampa, durante las horas de necesidad de flexibilidad del sistema o subsistema.

En California definen los requerimientos de flexibilidad asociada a necesidades de variabilidad para el seguimiento de la demanda neta del sistema, en función de la máxima rampa de demanda neta mensual esperada en periodos de 3 horas.

Categorías de flexibilidad definidas en California

(Fuente: CAISO)



“Flexible capacity need” is defined as the quantity of resources needed by CAISO to manage grid reliability during the greatest three-hour continuous ramp in each month.

Resources will be considered as “flexible capacity” if they can sustain or increase output, or reduce ramping needs, during the hours of “flexible need”

$$\text{Necesidad de capacidad flexible (NFC}_i\text{)} = \text{Max} (3\text{RR}_{\text{HRx,mes } i}) + \text{Max} (\text{MSSC}, 3,5\% * \text{E}(\text{PL}_{\text{mes } i})) + \epsilon$$

Consideración inicial, posteriormente este requerimiento fue modificado, detalles en “ESTUDIO DE INCORPORACIÓN DEL ATRIBUTO DE FLEXIBILIDAD AL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO”, pg 70 – 71.

Desafíos planteados en Staff report de la FERC

- En la medida que **los sistemas eléctricos evolucionan**, los mercados de capacidad podrían tener que **considerar necesidades operacionales** del sistema.
- **Nuevas definiciones de productos** podrían ser especificadas considerando parámetros como tiempos de partida, tiempo mínimo de operación, entre otros, que podrían ser relevantes para **satisfacer necesidades de partida rápida o capacidad de seguimiento de la demanda**.
- Para **satisfacer necesidades emergentes del sistema**, un producto relacionado a la firmeza podría estar relacionado a la **capacidad de rampa y la habilidad de mantener la inyección de energía** por un número mínimo de horas.
- En la medida que las **necesidades del sistema evolucionan**, el operador del sistema podría **ajustar la cantidad de cada producto asociado al mercado de capacidad**.



Centralized Capacity Market Design Elements
Commission Staff Report
AD13-7-000

“The opinions and views expressed in this staff report do not necessarily represent those of the Federal Energy Regulatory Commission, its Chairman, or individual Commissioners, and are not binding on the Commission.”

Objetivos para determinar la capacidad de generación compatible con la suficiencia

- Garantizar la **disponibilidad de un margen de reserva** adecuado para abastecer la demanda.
- Proveer señales de mercado para el cumplimiento de un **objetivo de Probabilidad de Pérdida de Carga** del sistema de manera eficiente.
- Generar un **incentivo** para que las **unidades de generación estén disponibles** cuando sean requeridas.
- Generar una **señal de largo plazo para capacidad de generación flexible efectiva en el sistema**, es decir, para unidades con menor mínimo técnico (mayor turndown o rango operacional), mayor capacidad de rampa y menor tiempo de partida que contribuyan a las necesidades de flexibilidad asociada a requerimientos de variabilidad para el seguimiento de la demanda neta. Considerando también sistemas de almacenamiento.
- Mantener **compatibilidad entre esquema de precios de energía, potencia y servicios complementarios** requeridos en el sistema para que todas las definiciones sean coherentes y armónicas entre sí.
- Proveer una **señal estable para el desarrollo de largo plazo** del mercado.
- **Evitar doble pago** de infraestructura.

Agenda

1. Aspectos generales
- 2. Esquema propuesto en estudio GIZ 2019**

Propuesta de mecanismo de adecuación (suficiencia) a las necesidades de capacidad flexible del sistema

Se propone adaptar el mecanismo de potencia de suficiencia vigente **modularizando el mercado demanda máxima** del sistema o subsistema en dos componentes:

1. Necesidad de flexibilidad del sistema o subsistema, y
2. Demanda máxima genérica del sistema o subsistema.

También se propone **modularizar la Potencia Máxima de una unidad** en dos atributos:

1. Capacidad de generación flexible efectiva, y
2. Capacidad de generación sin flexibilidad efectiva.

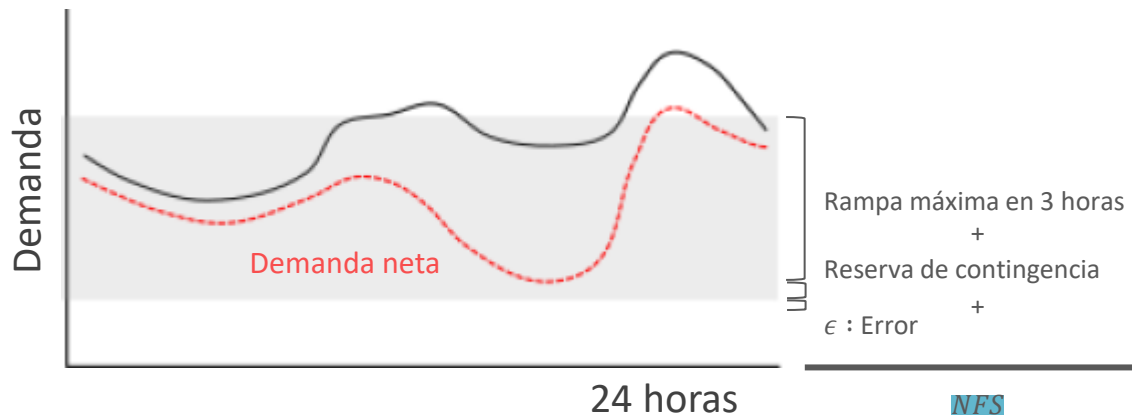
Segmentación del mercado de capacidad

Mercado de capacidad flexible

Mercado de capacidad genérica

Segmentación del mercado de capacidad

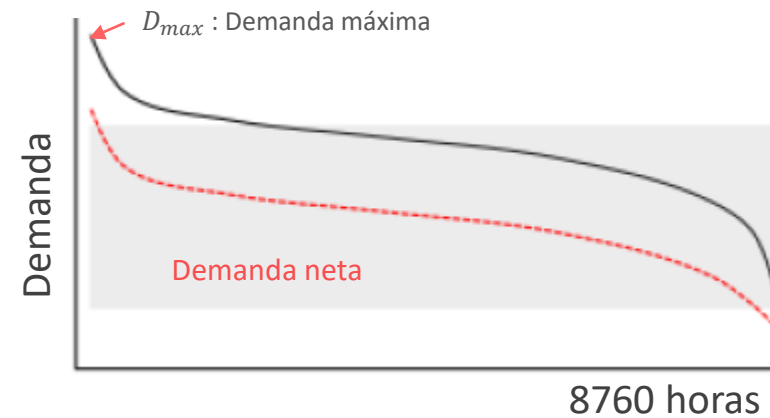
Mercado de capacidad flexible



1. **NFS**: Necesidad de Flexibilidad del sistema
2. P_{cf} : Precio de la capacidad flexible

Pagos totales = **NFS** * P_{cf}

Mercado de capacidad genérica



1. **DG_{max}**: Demanda genérica máxima $D_{max} - \text{NFS}$
2. P_{cg} : Precio de la capacidad genérica

Pagos totales = **DG_{max}** * P_{cg}

1. Determinación de **Potencia Máxima Bruta, Potencia Mínima, Capacidad de Rampa Promedio y Tiempo de Partida** de cada unidad

1. Determinación de **Potencia Máxima Bruta, Potencia Mínima, Capacidad de Rampa Promedio y Tiempo de Partida** de cada unidad
2. Determinación de **Capacidad de Generación con y sin Flexibilidad Efectiva** de cada unidad (**CGFE** y **CGSFE**)

CGFE: Capacidad de Generación con Flexibilidad Efectiva

Oferta en

Mercado de capacidad flexible

CGSFE: Capacidad de Generación sin Flexibilidad Efectiva

Oferta en

Mercado de capacidad genérica

1. Determinación de **Potencia Máxima Bruta**, **Potencia Mínima**, **Capacidad de Rampa Promedio** y **Tiempo de Partida** de cada unidad
2. Determinación de **Capacidad de Generación con** y **sin Flexibilidad Efectiva** de cada unidad (**CGFE** y **CGSFE**)

CGFE: Capacidad de Generación con Flexibilidad Efectiva

Oferta en

Mercado de capacidad flexible

CGSFE: Capacidad de Generación sin Flexibilidad Efectiva

Oferta en

Mercado de capacidad genérica

$$CGFE = \begin{cases} \min\{P_{max} - P_{min} ; Rampa \cdot 180 \text{ min}\} \\ \text{Si Tiempo de Partida} \geq 90 \text{ min} \\ \min\{P_{max} ; P_{min} + Rampa \cdot (180 \text{ min} - \text{Tiempo Partida})\} \\ \text{Si Tiempo de Partida} < 90 \text{ min} \end{cases}$$

$$CGSFE = P_{max} - CGFE$$

1. Determinación de **Potencia Máxima Bruta, Potencia Mínima, Capacidad de Rampa Promedio y Tiempo de Partida** de cada unidad
2. Determinación de **Capacidad de Generación con y sin Flexibilidad Efectiva** de cada unidad (**CGFE** y **CGSFE**)

CGFE: Capacidad de Generación con Flexibilidad Efectiva

CGSFE: Capacidad de Generación sin Flexibilidad Efectiva

Mercado de capacidad flexible

Mercado de capacidad genérica

Unidades que podrían participar en el mercado de capacidad flexible

- Almacenamiento
- Termoeléctricas
- Hidroeléctricas

Unidades que podrían participar en el mercado de capacidad genérica

- Almacenamiento
- Termoeléctricas
- Renovables no convencionales

La **capacidad de generación flexible efectiva (CGFE)** es capaz de aumentar y mantener, por al menos 3 a 5 horas, la producción de energía, o reducir las necesidades de rampa, durante las horas de necesidad de flexibilidad del sistema o subsistema. La autoridad puede definir un método para, consistente con esta definición, cuantificar CGFE de generación solar y eólica; en principio es cero.

3. Determinación de **CGFE Preliminar** y **CGSFE Preliminar** de cada unidad considerando:

Consumos propios | Mantenimientos | Indisponibilidad forzada | Probabilidad de excedencia

Respecto de la Potencia Equivalente

Se determina a partir de los antecedentes disponibles en el control estadístico que realiza el Coordinador, se sugiere **considerar todas las limitaciones** que presenta la oferta de potencia, y por consiguiente la firmeza, de las unidades, entre ellas:

- Las **limitaciones de carácter ambiental** que pueden afectar la oferta de potencia de unidades térmicas (cumplimiento de DS 90, DS 13 y limitaciones de ruido).
- **Limitaciones de control de cota** que afecten la oferta de potencia de unidades hidroeléctricas.

Cada vez que ocurra una limitación de las características señaladas, se debe documentar no sólo el inicio de la limitación, sino también la potencia disponible mientras la limitación está activa, y la duración de la limitación (considerando el momento que se informa el término de ella). Esto implica mejoras al Registro de Instrucciones Operacionales que realiza el Coordinador.

Mayor compatibilidad con estándares internacionales, por ejemplo, IEEE Std. 762, 2006 (*IEEE Standard Definitions for Use in Reporting Electric Generating Unit Reliability, Availability, and Productivity*).

3. Determinación de **CGFE Preliminar** y **CGSFE Preliminar** de cada unidad considerando:

Consumos propios | Mantenimientos | Indisponibilidad forzada | Probabilidad de excedencia

4. Determinación **CGFE Definitiva** y **CGSFE Definitiva** de cada unidad “i”

CGFED

Mercado de capacidad flexible

CGSFED

Mercado de capacidad genérica

3. Determinación de **CGFE Preliminar** y **CGSFE Preliminar** de cada unidad considerando:

Consumos propios | Mantenimientos | Indisponibilidad forzada | Probabilidad de excedencia

4. Determinación **CGFE Definitiva** y **CGSFE Definitiva** de cada unidad “i”



$$CGFED_i = \alpha_i \cdot CGFEP_i \cdot \frac{NFS \pm X}{\sum_{j \in G} CGFEP_j \cdot \alpha_j}$$

$$CGSFED_i = [CGSFEP_i + (1 - \alpha_i) \cdot CGFEP_i] \cdot \frac{DG_{max} \pm X}{\sum_{j \in G} CGSFEP_j + (1 - \alpha_j) \cdot CGFEP_j}$$

Propuesta de adaptación de mecanismos de suficiencia

Síntesis de objetivos

- Garantizar la **disponibilidad de un margen de reserva** adecuado para abastecer la demanda.
- Proveer señales de mercado para el cumplimiento de un **objetivo de Probabilidad de Pérdida de Carga** del sistema de manera eficiente.
- Generar un **incentivo** para que las **unidades de generación estén disponibles** cuando sean requeridas.
- Generar una **señal de largo plazo para capacidad de generación flexible efectiva en el sistema**, es decir, para unidades con menor mínimo técnico (mayor turndown o rango operacional), mayor capacidad de rampa y menor tiempo de partida que contribuyan a las necesidades de flexibilidad asociada a requerimientos de variabilidad para el seguimiento de la demanda neta. Considerando también sistemas de almacenamiento.
- Mantener **compatibilidad entre esquema de precios de energía, potencia y servicios complementarios** requeridos en el sistema para que todas las definiciones sean coherentes y armónicas entre sí.
- Proveer una **señal estable para el desarrollo de largo plazo** del mercado.
- **Evitar doble pago** de infraestructura.

Mesa de Trabajo Reglamento de Potencia

Incorporación del atributo de flexibilidad en la suficiencia



3 de diciembre, 2020