

Universidad Nacional de Ingeniería
Facultad de Ingeniería Eléctrica y electrónica



TESIS

**Determinación de la reserva rotante probabilística para la
regulación secundaria de frecuencia con mayor inserción de
generación renovable no convencional**

Para obtener el título profesional de Ingeniero Electricista

Elaborado por

Miguel Enrique Oncebay Salvatierra

 [0009-0006-4551-893X](https://orcid.org/0009-0006-4551-893X)

Asesor

Dr. Ing. Manfred Fritz Bedriñana Aronés

 [0000-0002-6088-8705](https://orcid.org/0000-0002-6088-8705)

LIMA – PERÚ

2023

Citar/How to cite	Oncebay Salvatierra [1]
Referencia/Reference	[1] M. Oncebay Salvatierra, " <i>Determinación de la reserva rotante probabilística para la regulación secundaria de frecuencia con mayor inserción de generación renovable no convencional</i> " [Tesis de grado]. Lima (Perú): Universidad Nacional de Ingeniería, 2023.
Estilo/Style: IEEE (2020)	

Citar/How to cite	(Oncebay, 2023)
Referencia/Reference	Oncebay, M. (2023). <i>Determinación de la reserva rotante probabilística para la regulación secundaria de frecuencia con mayor inserción de generación renovable no convencional</i> . [Tesis de grado, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio institucional Cybertesis UNI.
Estilo/Style: APA (7ma ed.)	

Dedicatoria

A mis queridos padres, Miguel y Angélica, quienes con su interminable apoyo y paciencia fueron los pilares en mi desarrollo personal, académico y profesional.

Agradecimientos

Gracias a Dios por permitirme finalizar este proyecto. Gracias a la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica por brindarme una formación integral en mi desarrollo profesional . Gracias a cada maestro que colaboro con mi proceso de formación académica; y en especial al Doctor Manfred Bedriñana por ser el guía y soporte en la elaboración del presente trabajo de investigación.

Resumen

Actualmente, el operador del sistema eléctrico peruano (COES) determina la reserva rotante para regulación secundaria de frecuencia, atribuible a la generación renovable, en base a los errores estadísticos de proyección de producción de las centrales renovables existentes en el sistema. Sin embargo, este método no tiene en cuenta la aleatoriedad del comportamiento del recurso renovable y tampoco la integración de nuevos proyectos de centrales de generación renovable. Asimismo, hasta el 2022 la participación de la generación renovable en el sistema eléctrico peruano era del 5% respecto de la energía total, y dado el ingreso de nuevos proyectos de generación renovable, el operador del sistema estimó que para el 2026 la participación de generación renovable en el sistema será del 9%. Debido a este nuevo contexto de mayor inserción de generación renovable, surge la necesidad de utilizar el método probabilístico para determinar la reserva rotante para regulación secundaria de frecuencia que garantice la operación confiable del sistema. En ese sentido, mediante el método de simulación de Monte Carlo se predice los escenarios de producción renovable en el sistema, y mediante el criterio de evaluación económica de la reserva (Costo de operación del sistema más el costo de energía no suministrada) se establece un nivel óptimo de reserva. El presente estudio proporciona la metodología y los resultados para la planificación de la reserva probabilística para regulación secundaria de frecuencia atribuible a la generación renovable para el periodo comprendido entre julio de 2023 y junio de 2026.

Palabras clave — Reserva rotante, reserva probabilística, planificación de reserva, regulación secundaria de frecuencia, generación renovable.

Abstract

Currently, the operator of the Peruvian electricity system (COES) determines the spinning reserve for secondary frequency control, attributable to renewable generation, based on the statistical errors of production forecast of the connected renewable plants in the system. However, this method does not take into account the randomness of the behavior of the renewable resource and neither the integration of new projects of renewable generation plants. Likewise, until 2022 the participation of renewable generation in the Peruvian electricity system was 5% with respect to total energy, and given the entry of new renewable generation projects, the system operator estimated that by 2026 the participation of renewable generation in the system will be of 9%. Due to this new context of greater insertion of renewable generation, the need arises to use the probabilistic method to determine the spinning reserve for secondary frequency regulation that ensures the reliable operation of the system. In this sense; through the Monte Carlo simulation method, the renewable production scenarios in the system are predicted, and through the economic evaluation criterion of the reserve (system operation cost plus the cost of energy not supplied) it is established optimal reserve level. This study provides the methodology and results for planning the probabilistic reserve for secondary frequency regulation attributable to renewable generation for the period between July 2023 and June 2026.

Keywords — Spinning reserve, probabilistic reserve, reserve planning, secondary frequency control, renewable generation.

Tabla de Contenido

	Pág.
Resumen.....	v
Abstract.....	vi
Introducción.....	xiv
Capítulo I. Parte introductoria del trabajo	1
1.1 Generalidades.....	1
1.2 Descripción del problema de investigación.....	6
1.3 Objetivos del estudio	7
1.3.1 Objetivo general	7
1.3.2 Objetivos específicos.....	8
1.4 Hipótesis del estudio	8
1.4.1 Hipótesis general.....	8
1.4.2 Hipótesis específicas.....	8
1.5 Antecedentes investigativos.....	9
Capítulo II. Marco teórico y conceptual.....	11
2.1 Marco teórico	11
2.1.1 Enfoques metodológicos para determinar la reserva rotante en sistemas de potencia	11
2.1.2 Metodología para determinar la reserva rotante en sistemas de potencia (Billinton, 1996)	13
2.1.3 Metodología para determinar la reserva rotante en el mercado eléctrico (Wang et al., 2005)	18
2.1.4 Metodología para determinar la reserva rotante para regulación secundaria de frecuencia en el SEIN (COES, 2022a).....	23
2.1.5 Metodología para determinar la reserva probabilística dinámica (PSR, 2021)	25
2.2 Marco conceptual.....	27
Capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación	32

3.1 Obtención del registro histórico de producción de las centrales de generación renovable eólica y solar del SEIN	34
3.1.1 Datos históricos de producción.....	34
3.1.2 Limpieza y procesamiento de datos	34
3.2 Predicción de la producción de energía de las centrales existentes de generación renovable del SEIN	35
3.2.1 Modelamiento de las centrales de generación renovable	35
3.2.2 Estado de la central de generación renovable	37
3.2.3 Predicción de producción de la central de generación renovable	38
3.2.4 Simulación de producción de las centrales de generación renovable	38
3.3 Predicción de la producción de energía de los nuevos proyectos de generación renovable del SEIN.....	40
3.3.1 Simulación de producción del proyecto de generación solar del SEIN	40
3.3.2 Simulación de producción de los proyectos de generación eólica del SEIN	41
3.4 Obtención de los niveles de requerimiento de reserva UP y DOWN	43
3.4.1 Cálculo de desviaciones de producción de generación renovable en el SEIN	43
3.4.2 Cálculo de desviaciones de producción de las centrales y proyectos de generación renovable en el SEIN	45
3.4.3 Obtención de los niveles de requerimiento de reserva UP y DOWN.....	47
3.5 Cálculo del nivel óptimo de confiabilidad bajo el criterio de evaluación económico	49
3.5.1 Evaluación del costo de operación del sistema	49
3.5.2 Evaluación del beneficio de establecer un nivel de confiabilidad	56
3.5.3 Determinación del nivel óptimo de confiabilidad	59
Capítulo IV. Análisis y discusión de resultados.....	61
4.1 Resultados de requerimiento de reserva probabilística	61
4.2 Comparación entre el requerimiento de reserva probabilístico y el requerimiento de reserva establecido por el POLP	64

4.3 Comparación entre la metodología de reserva probabilística y la metodología de determinación de reserva del PR-22 COES.....	70
Conclusiones.....	72
Recomendaciones.....	74
Referencias bibliográficas	76
Anexos.....	79

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1: <i>Centrales de generación renovable no convencionales en el SEIN.</i>	2
Tabla 2: <i>Proyectos de generación renovable no convencionales en el SEIN.</i>	4
Tabla 3: <i>Cuadro comparativo entre metodologías para determinar la reserva rotante atribuible a la generación renovable en sistemas de potencia.</i>	12
Tabla 4: <i>Periodos de evaluación de las centrales de generación renovable del SEIN</i>	34
Tabla 5: <i>Ubicación de la central de generación solar Rubí</i>	40
Tabla 6: <i>Ubicación del proyecto de generación solar del SEIN.</i>	40
Tabla 7: <i>Ubicación de las centrales de generación eólica en el SEIN.</i>	41
Tabla 8: <i>Ubicación de los proyectos de generación eólica del SEIN.</i>	41

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1: Servicios complementarios NTCOTRSI.....	1
Figura 2: Ubicación geográfica de las centrales de generación renovable solar en el SEIN.....	3
Figura 3: Ubicación geográfica de las centrales de generación renovable eólica en el SEIN.....	3
Figura 4: Ubicación geográfica de las centrales y proyectos de generación renovable solar en el SEIN.....	5
Figura 5: Ubicación geográfica de las centrales y proyectos de generación renovable eólica en el SEIN.....	5
Figura 6: Proyección de la potencia instalada de generación renovable eólica y solar en el SEIN.....	6
Figura 7: Clasificación de la capacidad de generación en los sistemas de potencia.....	13
Figura 8: Pasos involucrados para plantear una técnica de evaluación del sistema.....	14
Figura 9: Clasificación de los enfoques analítico y de simulación para calcular los índices de confiabilidad.....	15
Figura 10: Enfoque aleatorio y secuencial para el proceso de simulación.....	16
Figura 11: Costo incremental de la confiabilidad.....	17
Figura 12: Costos totales de confiabilidad.....	18
Figura 13: Condición de capacidad de reserva óptima para el modo de pago según oferta.....	20
Figura 14: Metodología para determinar la reserva rotante en el mercado eléctrico.....	22
Figura 15: Metodología para determinar la reserva rotante requerida para la regulación secundaria de frecuencia en el SEIN.....	24
Figura 16: Metodología para determinar la reserva probabilística dinámica.....	26
Figura 17: Diagrama de flujo del proceso de determinación de la reserva rotante probabilística para la regulación secundaria de frecuencia atribuible a la generación renovable no convencional.....	33
Figura 18: Estados de las centrales de generación renovable no convencional para un periodo de evaluación "t".....	36
Figura 19: Probabilidades asociadas al estado "n" de una central de generación renovable para un periodo de evaluación "t".....	38

Figura 20: Escenarios simulados de producción y producción media de la central solar Rubí para el mes de enero.....	39
Figura 21: Escenarios simulados de producción y producción media de la central eólica Wayra 1 para el mes de enero.....	39
Figura 22: Escenarios de producción de generación renovable del SEIN para el mes de enero.....	44
Figura 23: Desviaciones positivas de producción de generación renovable del SEIN para el mes de enero.....	44
Figura 24: Desviaciones negativas de producción de generación renovable del SEIN para el mes de enero.....	45
Figura 25: Escenarios de producción de generación renovable del SEIN para el mes de diciembre del 2023 – Periodo 1.....	46
Figura 26: Escenarios de producción de generación renovable del SEIN para el mes de diciembre del 2024 – Periodo 2.....	46
Figura 27: Escenarios de producción de generación renovable del SEIN para el mes de diciembre del 2025 – Periodo 3.....	47
Figura 28: Requerimientos de reserva DOWN asociados a distintos niveles de confiabilidad enero 2024 – Periodo 1.....	48
Figura 29: Requerimientos de reserva UP asociados a distintos niveles de confiabilidad enero 2024 – Periodo 1.....	48
Figura 30: Rango de potencia permisible de un generador que no brinda RSF.....	51
Figura 31: Rango de potencia permisible de un generador que brinda RSF.....	52
Figura 32: Evolución del costo mensual de operación del sistema en función del nivel de confiabilidad para junio del 2026.....	55
Figura 33: Desviaciones negativas de producción de junio 2026, curva de requerimiento de reserva probabilística y curva de potencia de riesgo.....	56
Figura 34: Requerimiento de reserva probabilístico y potencia de riesgo asociados a un nivel de confiabilidad de 50% para junio del 2026.....	57
Figura 35: Evolución del costo mensual de la energía no suministrada en función del nivel de confiabilidad para junio del 2026.....	59
Figura 36: Evolución del costo mensual total del sistema en función del nivel de confiabilidad para junio del 2026.....	60
Figura 37: Requerimiento de reserva probabilística UP para el periodo comprendido entre julio del 2023 y junio del 2024.....	61

Figura 38: Requerimiento de reserva probabilística UP para el periodo comprendido entre julio del 2024 y junio del 2025.....	62
Figura 39: Requerimiento de reserva probabilística UP para el periodo comprendido entre julio del 2025 y junio del 2026.....	62
Figura 40: Requerimiento de reserva probabilística DOWN para el periodo comprendido entre julio del 2023 y junio del 2024.....	63
Figura 41: Requerimiento de reserva probabilística DOWN para el periodo comprendido entre julio del 2024 y junio del 2025.....	63
Figura 42: Requerimiento de reserva probabilística DOWN para el periodo comprendido entre julio del 2025 y junio del 2026.....	64
Figura 43: Disponibilidad de potencia y potencia eficiente del SEIN para el periodo de evaluación comprendido entre julio de 2023 y junio de 2026.....	65
Figura 44: Reserva de generación disponible del SEIN para el periodo de evaluación comprendido entre julio de 2023 y junio de 2026.....	66
Figura 45: Reserva rotante requerida por el SEIN, calculada por el POLP, para el periodo de evaluación comprendido entre julio de 2023 y junio de 2026.....	67
Figura 46: Reserva rotante requerida por el SEIN, requerimiento de reserva probabilística, para el periodo de evaluación comprendido entre julio de 2023 y junio de 2026.....	68
Figura 47: Reserva rotante requerida por el sistema calculado mediante el método de reserva probabilística y los resultados del POLP, para el periodo de evaluación comprendido entre julio de 2023 y junio de 2026.....	68
Figura 48: Reserva rotante probabilística requerida por el sistema, reserva de generación y reserva de generación eficiente, para el periodo de evaluación comprendido entre julio de 2023 y junio de 2026.....	69
Figura 49: Diferencias entre la metodología de la reserva probabilística y del PR-22 COES, para la determinación de la reserva rotante para control secundaria de frecuencia.....	71

Introducción

El presente estudio se enfocará en determinar la reserva rotante mediante el método probabilístico para la regulación secundaria de frecuencia. El método de simulación de Monte Carlo predecirá los escenarios de producción renovable y mediante el criterio económico de reserva se establecerá un nivel óptimo de reserva.

En el Capítulo I, se describe una introducción a los conceptos de servicios complementarios adheridos a la operación económica del SEIN, así como el actual contexto de generación renovable y el nuevo contexto ante una mayor inserción de generación renovable.

En el Capítulo II, se desarrolla el marco teórico y conceptual los cuales nos brindaran la información necesaria para comprender las metodologías para el dimensionamiento de reserva para control secundario de frecuencia. Se presenta en total 4 metodologías, las cuales nos ayudaran a entender el planteamiento para la planificación de la reserva rotante.

En el Capítulo III, se establece la metodología de solución para el dimensionamiento de la reserva secundaria. El desarrollo se realiza en función de cuatro importantes pasos: previsión de producción de las centrales de generación renovable existentes, previsión de producción de los proyectos de generación renovable, obtención de los requerimientos de reserva asociados a las desviaciones de producción y determinación del nivel óptimo de confiabilidad a partir del criterio económico de reserva.

En el Capítulo IV, se muestran los resultados de la reserva secundaria obtenida, una comparación con el requerimiento de reserva estimado por el operador del sistema y una comparación entre la metodología propuesta con respecto a la metodología utilizada por el operador del sistema.

Asimismo, en los Anexos 1, 2, 3 y 4 se muestran las figuras, tablas y códigos desarrollados y referenciados a lo largo del presente trabajo de tesis.

Capítulo I. Parte introductoria del trabajo

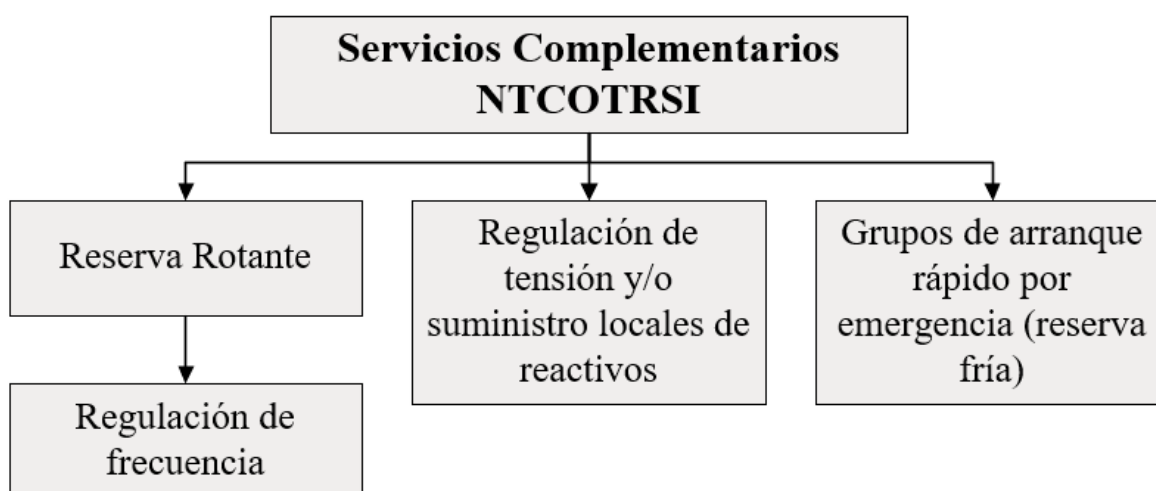
1.1 Generalidades

En el Perú la Norma técnica para la coordinación de la operación en tiempo real de los sistemas interconectados (NTCOTRSI) establece el concepto de servicios complementarios como aquellos servicios requeridos para apoyar la operación eficiente del sistema de modo que el suministro de energía eléctrica a los usuarios se efectúe con seguridad, confiabilidad y calidad. (Osinergmin, 2005)

Los servicios complementarios establecidos por NTCOTRSI son la reserva rotante, regulación de frecuencia, regulación de tensión y/o suministros locales de reactivos y grupos de arranque rápido por emergencia (reserva fría) (Osinergmin, 2005). En la Figura 1 se muestra de modo ilustrativo esta definición.

Figura 1

Servicios complementarios NTCOTRSI.



Nota: Adaptado de Norma técnica para la coordinación de la operación en tiempo real de los sistemas interconectados.(Osinergmin, 2005)

En el Perú; el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), mediante los procedimientos técnicos PR-21 y PR-22, establece los criterios y metodología para la determinación, asignación, programación y evaluación del cumplimiento y desempeño de

la reserva rotante del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) asociado a la Regulación Primaria de Frecuencia y Regulación Secundaria de Frecuencia (COES, 2021; COES, 2022a).

En el sistema eléctrico peruano, el COES gestiona las reservas anteriormente mencionadas para restablecer el valor nominal de frecuencia ante los desequilibrios imprevistos entre generación y demanda; en algunos casos, estos desequilibrios son ocasionados por la variabilidad e incertidumbre de la generación renovable. En la Tabla 1 se muestra el listado de las centrales de generación renovable no convencionales en el SEIN instaladas hasta junio de 2023.

Tabla 1

Centrales de generación renovable no convencionales en el SEIN.

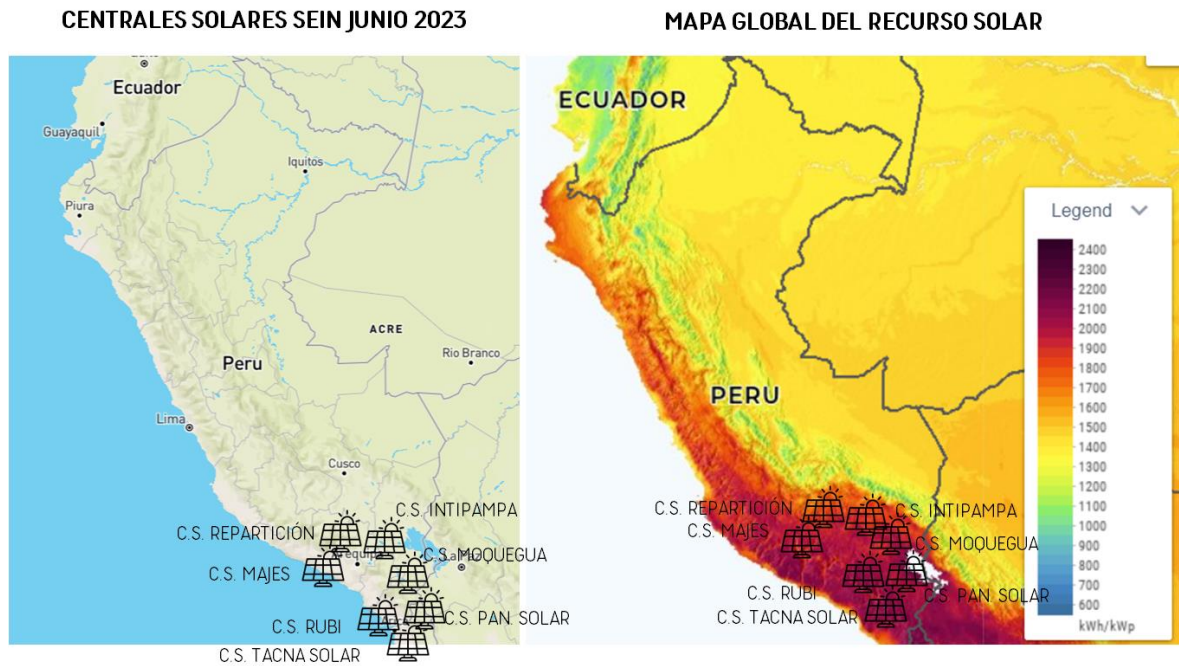
Central	Tecnología	MW
Rubí	Solar	144.5
Moquegua Solar	Solar	16.0
Panamericana	Solar	20.0
Tacna Solar	Solar	20.0
Repartición	Solar	20.0
Majes	Solar	20.0
Intipampa	Solar	40.5
Yarucaya	Solar	1.3
Cupisnique	Eólica	83.2
Talara	Eólica	30.9
Tres Hermanas	Eólica	97.2
Marcona	Eólica	32.0
Wayra 1	Eólica	132.3
Duna	Eólica	18.4
Huambos	Eólica	18.4

Nota: Adaptado de <https://www.coes.org.pe/Portal/Equipamiento/FichaTecnica> (COES, 1 de junio de 2023).

Dado que la potencia de la C.S. Yarucaya representa solo el 0.18% de la potencia instalada de generación renovable, el presente trabajo de investigación no considerara la participación de dicha central. Asimismo, en la Figuras 2 y 3 se muestra la ubicación de las centrales de generación renovable solar y eólica en el Perú, respectivamente.

Figura 2

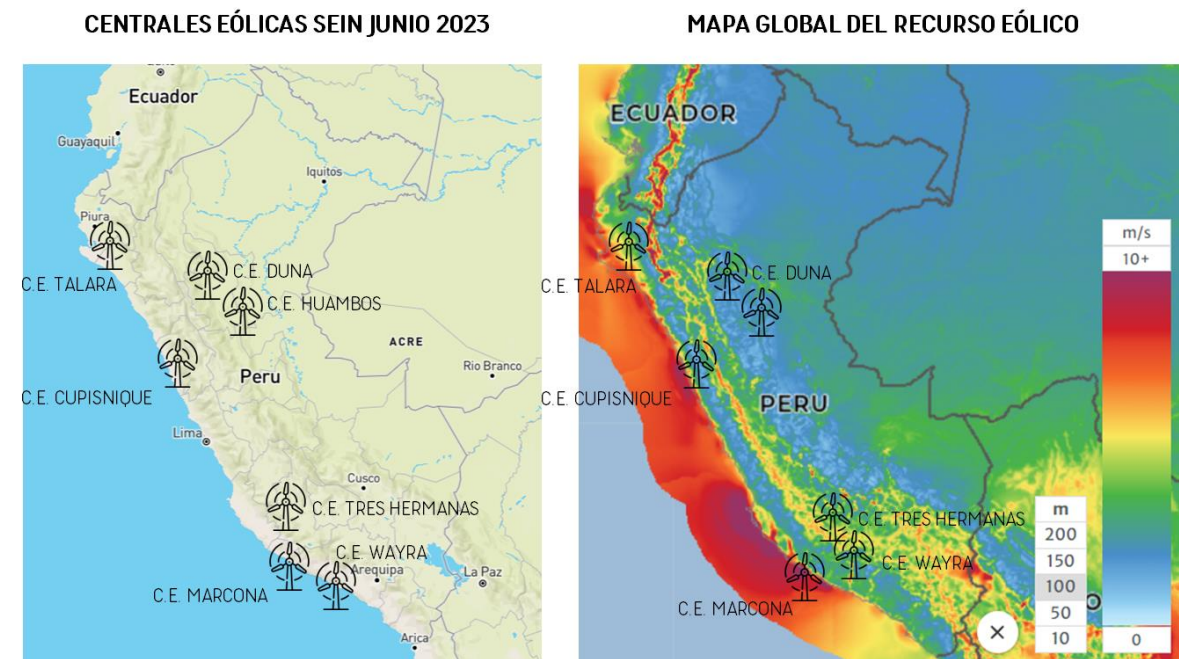
Ubicación geográfica de las centrales de generación renovable solar en el SEIN.



Nota: Adaptado de <https://www.coes.org.pe/Portal/Equipamiento/FichaTecnica> (COES, 1 de junio de 2023).

Figura 3

Ubicación geográfica de las centrales de generación renovable eólica en el SEIN.



Nota: Adaptado de <https://www.coes.org.pe/Portal/Equipamiento/FichaTecnica> (COES, 1 de junio de 2023).

En ese sentido, en el estudio de reserva operativa rotante para regulación secundaria de frecuencia (COES, 2022b), se observó que la necesidad de reserva secundaria de frecuencia atribuible a las centrales de generación de energía renovable es aproximadamente del 36% de la magnitud de reserva para control secundario de frecuencia del SEIN, este valor es considerable ya que su participación en la generación total del SEIN es de 5% (COES, 2023).

Además, de acuerdo al programa de obras de generación del SEIN, se tiene previsto el ingreso de una central solar y cinco centrales eólicas, tal como se puede observar en la Tabla 2.

Tabla 2

Proyectos de generación renovable no convencionales en el SEIN.

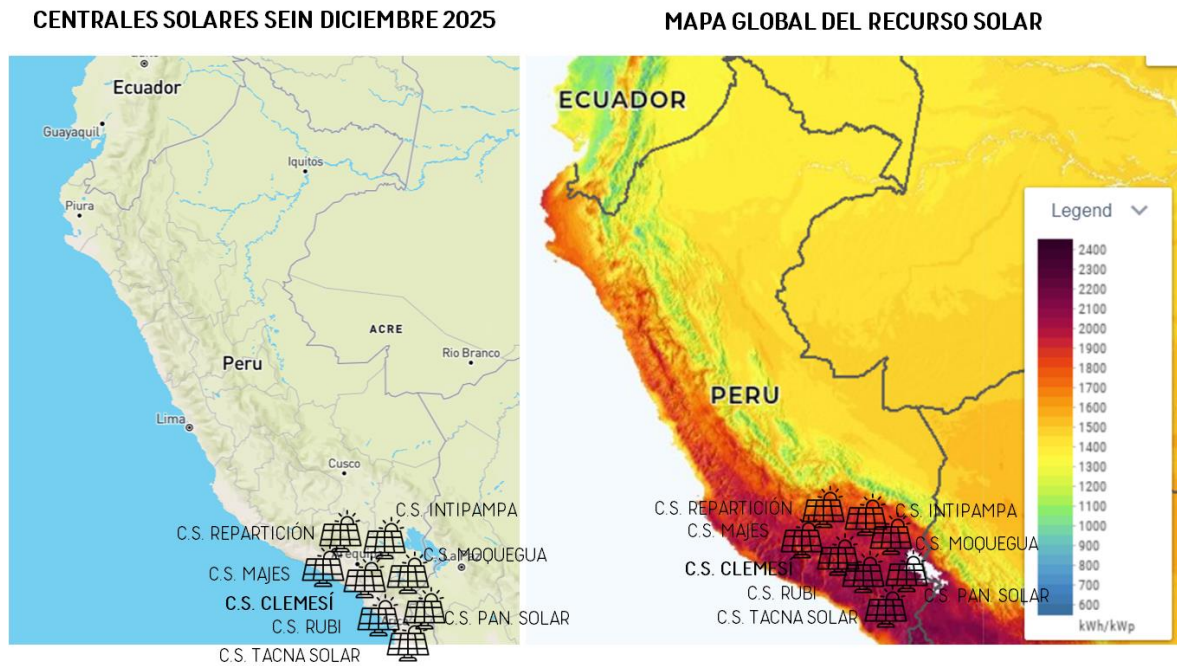
Fecha	Proyecto	Tecnología	MW
Julio 2023	CS Clemesí	Solar	114.9
Julio 2023	CE Punta Lomitas	Eólica	260.0
Julio 2023	CE Expansión Punta Lomitas	Eólica	36.4
Septiembre 2023	CE Wayra Extensión	Eólica	177.0
Enero 2024	CE San Juan	Eólica	135.7
Diciembre 2025	CE Ampliación Punta Lomitas	Eólica	111.6

Nota: Adaptado de <https://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/NuevosProyectos/EstudiosO> (COES, 5 de marzo de 2023).

En función, al listado de los nuevos proyectos de generación renovable, en las Figuras 4 y 5 se muestra la ubicación de las centrales y proyectos de generación renovable en el SEIN.

Figura 4

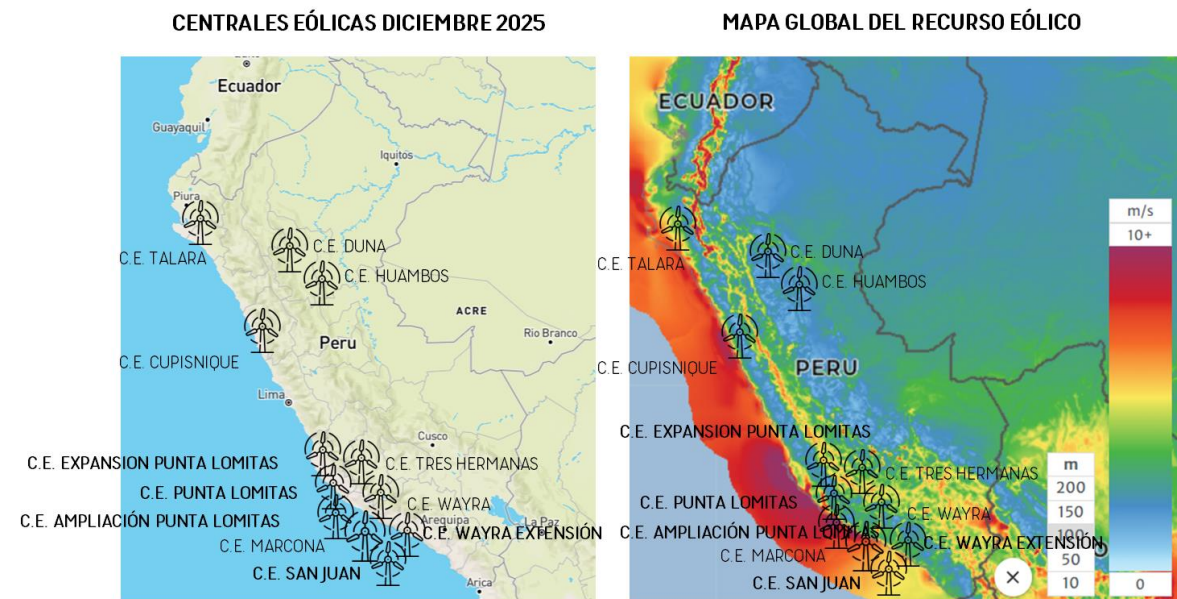
Ubicación geográfica de las centrales y proyectos de generación renovable solar en el SEIN.



Nota: Adaptado de Programa de Obras Generación Transmisión 2023-2034. (COES, 5 de marzo 2023).

Figura 5

Ubicación geográfica de las centrales y proyectos de generación renovable eólica en el SEIN.

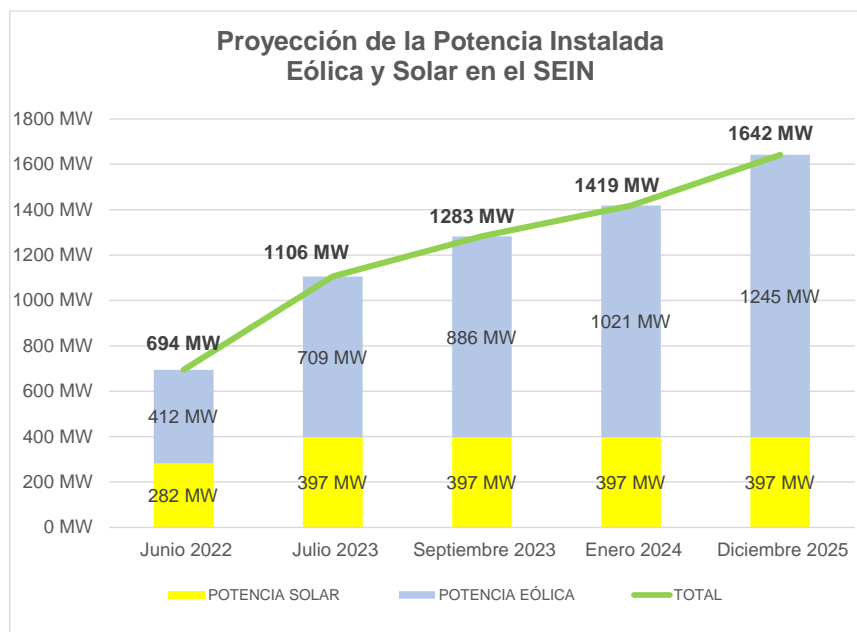


Nota: Adaptado de Programa de Obras Generación Transmisión 2023-2034. (COES, 5 de marzo de 2023).

A partir de los datos de potencia instalada y fecha de conexión de los proyectos de generación renovable mostrados en la Tabla 2; se obtiene la proyección de potencia instalada de generación renovable en el SEIN, dicha proyección se muestra en la Figura 6.

Figura 6

Proyección de la potencia instalada de generación renovable eólica y solar en el SEIN.



Nota: La figura muestra el incremento de potencia instalada de generación eólica y solar hasta diciembre del 2025. Tomado de Programas de Obras Demanda 2023-2034 (COES. 5 marzo de 2023).

El incremento de la participación de generación renovable en el SEIN y el consiguiente desplazamiento de la generación convencional (basada en máquinas síncronas), tradicional fuente de generación y proveedora de estas reservas para el control de la frecuencia, nos sugiere replantear las actuales metodologías para realizar un dimensionamiento óptimo de la reserva (Levy et al, 2021).

1.2 Descripción del problema de investigación

La metodología utilizada por COES para determinar la reserva rotante para regulación secundaria de frecuencia está compuesta por una reserva calculada en base a los errores estadísticos de previsión de la demanda y una reserva calculada en base a los errores de proyección de generación renovable, además la metodología considera el año anterior previo a la fecha de la realización del Informe Anual de Reserva Operativa como

el periodo de evaluación para determinar la reserva (COES, 2022a). Sin embargo; las distribuciones estadísticas no contemplan las componentes probabilísticas asociadas a la generación renovable. Además, el periodo de evaluación de la metodología no prevé el ingreso de nuevos proyectos de generación renovable.

Los métodos probabilísticos se utilizan para determinar de forma más consistente y realista el requerimiento de reserva operativa de los sistemas eléctricos. Un índice de riesgo basado en tales métodos permitiría realizar una comparación entre varias estrategias operativas y la economía de tales estrategias. (Billinton, 1996)

El año 2019, PSR planteo a solicitud del MINEM (Ministerio de Energía y Minas) una metodología para determinar el requerimiento de reserva operativa para manejar la incertidumbre de la energía renovable no convencional; dicha metodología tomo en cuenta el proceso estocástico de variación de producción y su variación a lo largo de las horas del día y a lo largo de los meses del año. Mediante herramientas de simulación de producción de generación renovable, PSR determina el valor medio y máximo de requerimiento de reserva; y a partir de un coeficiente estableció un valor ponderado de requerimiento de reserva. (PSR, 2021)

Sin embargo, también es necesario evaluar la confiabilidad y economía como dos aspectos importantes en la determinación de la reserva operativa (Billinton, 1996).

Es por ello, que teniendo en cuenta los criterios anteriormente descritos, la reserva operativa rotante para regulación secundaria de frecuencia será dimensionada teniendo en cuenta el comportamiento probabilístico de generación renovable, la variación a lo largo de las horas del día y a lo largo del periodo de evaluación, y del criterio de evaluación del costo de operación del sistema.

1.3 Objetivos del estudio

1.3.1 Objetivo general

Determinar la reserva rotante probabilística para la regulación secundaria de frecuencia con mayor inserción de centrales de generación renovable no convencional en el SEIN en el período comprendido entre julio de 2023 hasta junio del 2026.

1.3.2 Objetivos específicos

- Predecir el perfil de producción mensual de las centrales eólicas y solares existentes del SEIN desde julio del 2023 hasta junio del 2026.
- Predecir el perfil de producción de los nuevos proyectos de centrales eólicas y solares que se conectarán al SEIN hasta junio del 2026.
- Determinar las desviaciones positivas y negativas de producción de generación renovable eólica y solar desde julio del 2023 hasta junio del 2026, y en función a ello establecer los requerimientos de reserva UP y DOWN asociados a determinados niveles de confiabilidad.
- Determinar el perfil horario de la reserva rotante probabilística para la regulación secundaria de frecuencia atribuible a las centrales de generación eólico y solar optimizando el costo de operación del sistema.

1.4 Hipótesis del estudio

1.4.1 Hipótesis general

Es posible determinar la reserva rotante probabilística para la regulación secundaria de frecuencia asociada a la generación renovable no convencional en el periodo comprendido entre julio de 2023 hasta junio del 2026; utilizando la simulación de Monte Carlo para predecir los escenarios de producción de generación renovable, y el criterio de evaluación económica del costo y beneficio de establecer un nivel de confiabilidad de reserva.

1.4.2 Hipótesis específicas

- Es posible predecir el perfil de producción mensual de las centrales eólicas y solares existentes del SEIN, utilizando el método de simulación de Monte Carlo, a partir de la información histórica de producción tomada desde julio de 2017 hasta junio de 2023.
- Es posible predecir el perfil de producción de los nuevos proyectos de centrales eólicas y solares que se conectarán al SEIN, teniendo en cuenta

la ubicación y mapas globales que proporcionan información sobre el potencial de recursos solares y eólicos.

- Es posible determinar las desviaciones positivas y negativas de producción de generación renovable eólica y solar, a partir de los escenarios simulados de producción. Y en función a ello será posible determinar los requerimientos de reserva UP y DOWN para cada periodo de evaluación mensual hasta junio del 2026.
- Es posible determinar el perfil horario de reserva rotante probabilística para la regulación secundaria de frecuencia para cada periodo de evaluación hasta junio del 2026, optimizando el costo de operación del sistema más el costo de energía no suministrada.

1.5 Antecedentes investigativos

En el mundo se han propuesto varios métodos mejorados para el dimensionamiento de reservas. En el 2010, se presentó un artículo que proporciona una descripción general de los estudios de margen de reserva de planificación probabilística para el Operador Independiente del Sistema en California (Le y Chowdhury, 2010).

Otro de los métodos propuestos para el sistema alemán, es utilizar distribuciones no paramétricas como descripción del error de pronóstico (Bucksteeg et al., 2016). En Australia, el operador del sistema, utiliza el método de dimensionamiento de reserva probabilístico dinámico está basado en la técnica de inteligencia artificial de Dynamic Bayesian Belief Networks (Fahiman et al., 2019).

En ese mismo sentido, Levy et al. (2021) plantea que la metodología usada generalmente para el dimensionamiento de reserva para regulación secundaria de frecuencia es el método probabilístico por tres principales ventajas: el método probabilístico no se limita a la información histórica lo cual permite predecir posibles escenarios futuros; considera diferentes factores y no se limita a determinados incidentes y; permite dimensionar el riesgo residual de eventos fuera de las reservas. Estas ventajas lo hacen también especialmente apropiado en sistemas que están cambiando rápidamente con la

expansión de fuentes de generación renovable y donde el rol de la desconexión de la generación pierde peso en contraposición con la variabilidad de la energía renovable y los errores en su previsión. Los operadores del sistema de países como Alemania, Austria, Bélgica o Suiza han integrado y utilizan métodos probabilísticos para el cálculo de sus reservas (Levy et al,2021).

Teniendo en cuenta que el dimensionamiento de reserva está asociado principalmente al error en la predicción de producción de energía renovable. Los países de Latinoamérica han tomado ciertos criterios para la previsión de producción de energía renovable variable. En Brasil, Chile y Uruguay la previsión de producción de la energía renovable variable la realiza el operador del sistema. Mientras que en Argentina y México las generadoras envían su previsión de producción al operador del sistema y este realiza una evaluación para establecer la previsión definitiva. En Perú, El Salvador y Panamá los agentes del mercado proporcionan anualmente al operador del sistema su previsión de producción (Levy et al,2021).

Y dado que la predicción de energía renovable variable centralizada, está considerada como la mejor práctica de predicción (Levy et al,2021); es necesario que el Perú cuente con un sistema de predicción centralizado que permita definir el margen de reserva óptimo requerido para regulación secundaria de frecuencia. En el Perú, PSR utilizo TSL (Time Series Lab) para predecir la generación renovable del SEIN y a partir de los resultados obtenidos estimar el valor de la reserva probabilística (PSR, 2021).

Es por ello, que el presente estudio acogerá las recomendaciones de las investigaciones citadas, para plantear un sistema de predicción centralizado de generación renovable, a partir del cual mediante el uso del método probabilístico se determinará un nivel de requerimiento de reserva que cumpla con el criterio económico de beneficio del nivel de confiabilidad.

Capítulo II. Marco teórico y conceptual

2.1 Marco teórico

2.1.1 *Enfoques metodológicos para determinar la reserva rotante en sistemas de potencia*

Se selecciono cuatro enfoques metodológicos referenciales, para poder determinar el valor del requerimiento de reserva probabilística atribuible a la generación renovable.

El primer enfoque analizado para establecer la metodología para determinar la reserva rotante será el brindado por Billinton (Billinton, 2006); el enfoque se basa principalmente en comprender las formas en que operan los componentes del sistema, y representar los modelos que permitan evaluar el sistema.

El segundo enfoque analizado será el establecido por Wang (Wang, 2005); el enfoque aprovecha al máximo a información de mercado y la información de confiabilidad del sistema al adquirir mayor capacidad de reserva rotante.

El tercer enfoque analizado será el establecido por COES (COES, 2022a); el enfoque asigna un margen de reserva secundaria, en función de los errores de proyección de generación renovable y demanda, para mitigar el impacto de la variabilidad de la generación renovable en el SEIN.

El cuarto enfoque analizado será el establecido por PSR (PSR, 2021); quien por encargo del MINEM planteo el método de reserva probabilística dinámica para manejar la incertidumbre de la generación renovable no convencional.

En la Tabla 3 se realiza una comparación esquemática de los enfoques metodológicos, utilizados en la presente investigación, para determinar la reserva rotante atribuible a la variabilidad de la generación renovable.

Tabla 3

Cuadro comparativo entre metodologías para determinar la reserva rotante atribuible a la generación renovable en sistemas de potencia.

Metodología	Enfoque para simular el comportamiento de la generación renovable	Criterio para determinar el requerimiento de reserva atribuible a la generación renovable	Enfoque de evaluación económica del nivel de confiabilidad
Metodología para determinar la reserva rotante en sistemas de potencia (Billinton, 1996)	La metodología plantea el método probabilístico como la herramienta para simular el proceso real y el comportamiento aleatorio del sistema de generación.	La metodología evalúa el comportamiento del sistema mediante índices de confiabilidad (EENS, LOLE, LOEE), estos índices junto con sus distribuciones son utilizados como el criterio para determinar la reserva.	La confiabilidad y economía se evalúan al comparar el costo de confiabilidad con el valor de confiabilidad.
Metodología para determinar la reserva rotante en el mercado eléctrico (Wang, 2005)	La metodología plantea el método determinístico para asignar requerimientos de reserva rotante asociados a cada nivel de confiabilidad para la operación eléctrica.	La metodología establece la evaluación de la energía no suministrada como el criterio para determinar el requerimiento de reserva.	La metodología minimiza la suma del costo de la reserva y el costo de pérdida por la interrupción del servicio.
Metodología para determinar la reserva rotante para RSF (COES, 2022a)	La metodología plantea el método estadístico para representar los errores de proyección de generación renovable.	La metodología modela las desviaciones de producción de generación renovable como una distribución estadística del tipo normal, dicho criterio es utilizado para determinar el requerimiento de reserva.	La metodología establece un nivel de confianza asociado a la distribución estadística, más no plantea un enfoque económico.
Metodología para determinar la reserva probabilística dinámica (PSR, 2021)	La metodología plantea el método probabilístico para simular los escenarios de generación renovable mediante TSL (Time Series Lab), así como un escenario de producción promedio.	La metodología evalúa las desviaciones de producción para establecer un requerimiento medio y máximo de reserva. Estableciéndose así el criterio para determinar el requerimiento de reserva	La metodología establece una constante como el criterio de riesgo del planificador, la constante representa un compromiso razonable entre confiabilidad y costo. El criterio de riesgo pondera el requerimiento medio y máximo para determinar la reserva probabilística.

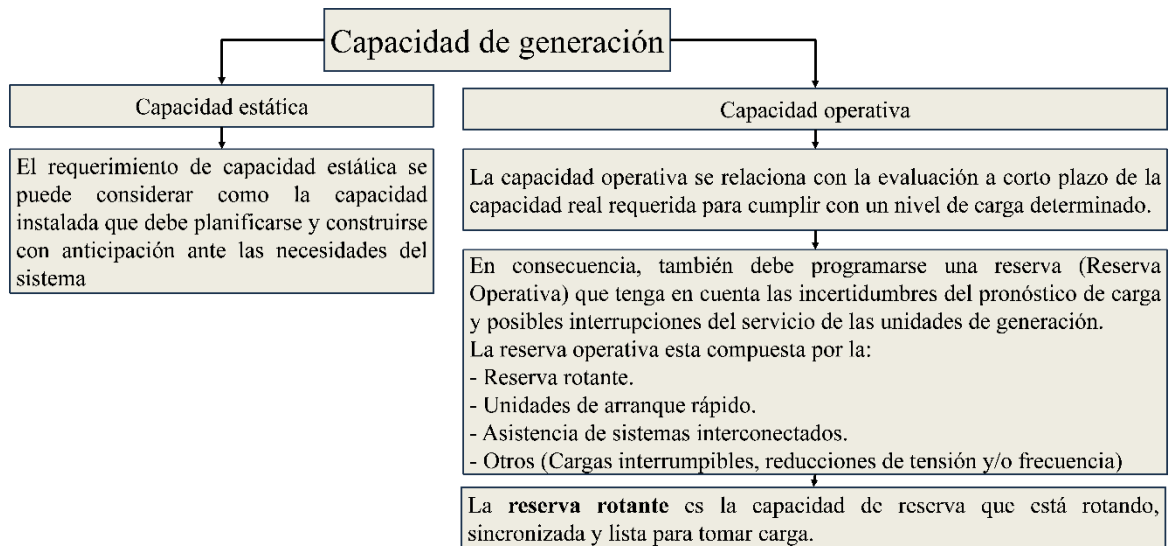
2.1.2 Metodología para determinar la reserva rotante en sistemas de potencia

(Billinton, 1996)

Los sistemas de potencia deben ser capaces de proporcionar un suministro confiable y económico de energía eléctrica a sus clientes. Para garantizar el suministro adecuado, es necesario determinar la capacidad de generación requerida por el sistema. La capacidad de generación se divide en dos áreas denominadas como requerimientos de capacidad estática y operativa, tal como se describe en la Figura 7.

Figura 7

Clasificación de la capacidad de generación en los sistemas de potencia.



Nota: Adaptado de Reliability Evaluation of Power Systems. (Billinton, 1996)

Usualmente la capacidad de operativa es calculada como la demanda de carga esperada más una reserva igual a una o más unidades grandes. Este método es inherentemente determinista. Su debilidad esencial es que no puede dar cuenta de la naturaleza probabilística o estocástica del comportamiento del sistema.

El comportamiento de los sistemas es de naturaleza estocástica, por lo que es lógico considerar que la evaluación de dichos sistemas debe basarse en técnicas que responden a este comportamiento. Para poder evaluar el desempeño de estas técnicas es necesario tener en cuenta indicadores tales como la disponibilidad del sistema y la energía

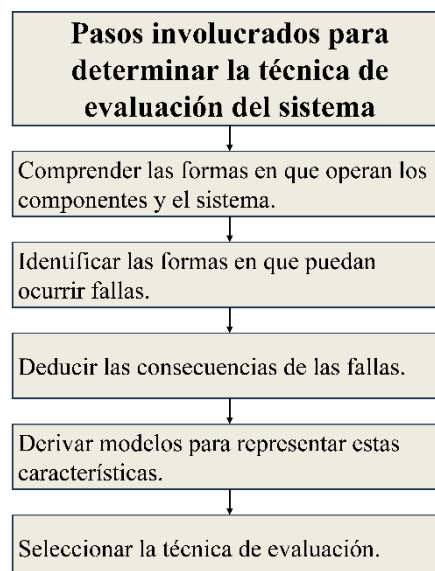
no suministrada estimada. Estos índices pueden ser resultados esperados de distribuciones de probabilidad.

Los mismos principios básicos se aplican si se evalúa el comportamiento futuro del sistema. Se puede suponer que las fallas que ocurren aleatoriamente en el pasado también ocurrirán aleatoriamente en el futuro y, por lo tanto, el sistema se comporta de forma probabilística, o más precisamente, de forma estocástica. Las medidas pronosticadas que se pueden comparar con medidas o índices de desempeño pasados también pueden ser extremadamente beneficiosas al comparar la historia pasada con el futuro pronosticado. Estas medidas solo pueden predecirse usando técnicas probabilísticas.

Por lo tanto, es necesario conocer el sistema para poder realizar una predicción de su probable comportamiento futuro. A partir de ello, se elige un modelo y la técnica de evaluación más apropiada. Tanto el modelo como la técnica debe reflejar y responder a la forma en que el sistema opera y falla. En la Figura 8 se puede observar los pasos involucrados para plantear una técnica de evaluación del sistema.

Figura 8

Pasos involucrados para plantear una técnica de evaluación del sistema.

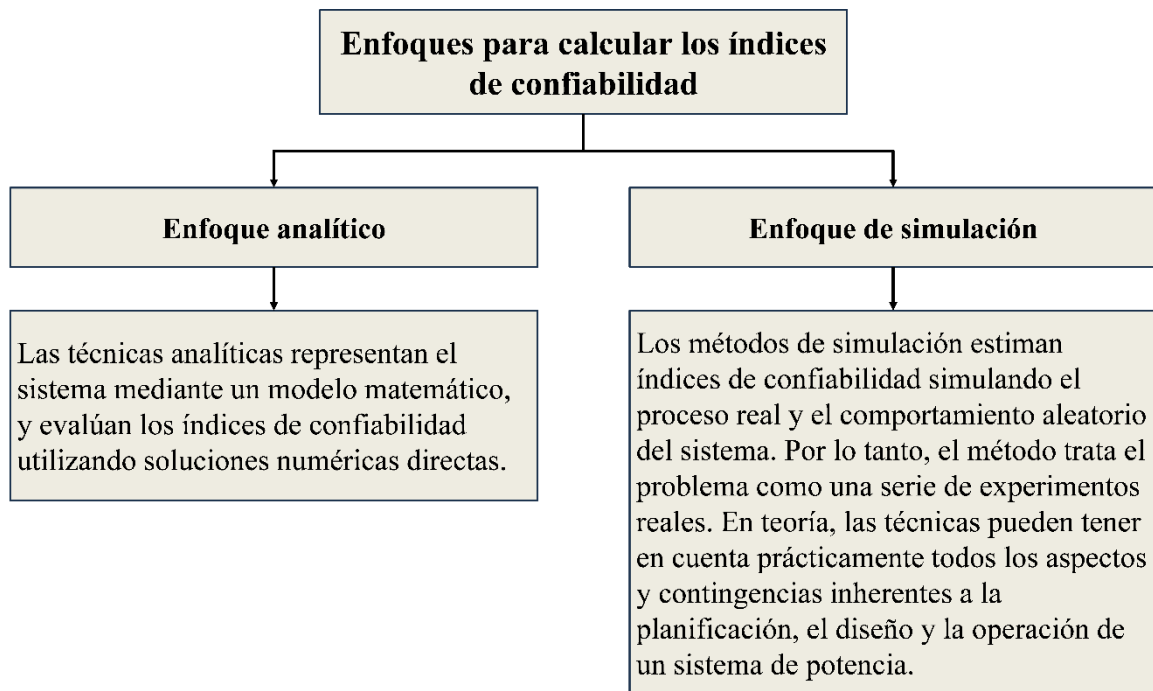


Nota: Adaptado de Reliability Evaluation of Power Systems. (Billinton, 1996)

Los índices de confiabilidad del sistema de potencia se pueden calcular teniendo en cuenta dos enfoques principales el analítico y el de simulación. En la Figura 9 se puede observar la diferencia entre estos enfoques.

Figura 9

Clasificación de los enfoques analítico y de simulación para calcular los índices de confiabilidad.



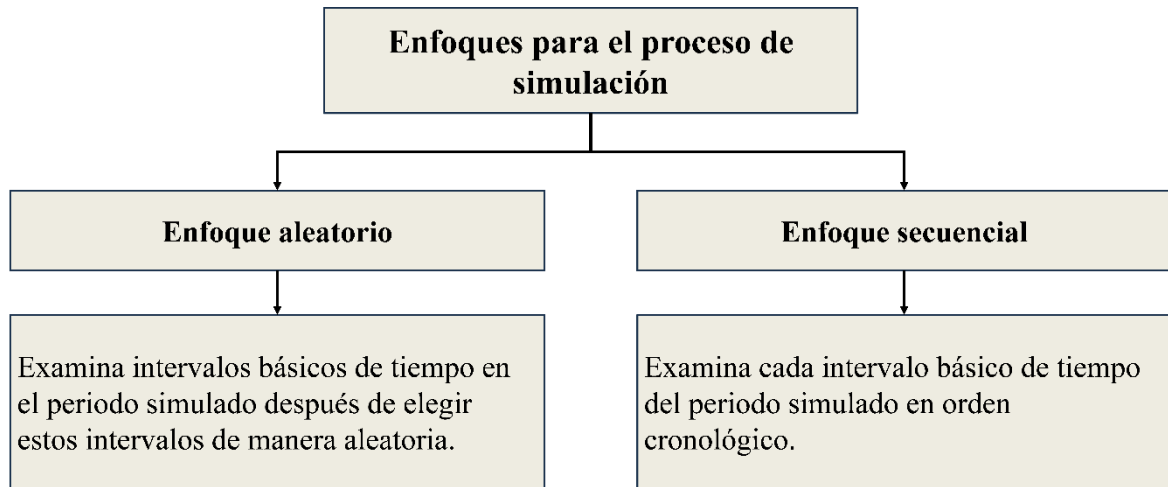
Nota: Adaptado de Reliability Evaluation of Power Systems. (Billinton, 1996)

Si se simula la vida operativa del sistema durante un largo periodo de tiempo, es posible estudiar el comportamiento del sistema y obtener una imagen clara del tipo de deficiencias que puede sufrir el sistema. Esta información registrada permite evaluar los valores esperados de los índices de confiabilidad junto con sus distribuciones de frecuencia. Esta completa información brinda descripción muy detallada y, por lo tanto, una comprensión de confiabilidad de sistema.

El proceso de simulación puede seguir un enfoque aleatorio y secuencial, tal como se puede identificar en la Figura 10.

Figura 10

Enfoque aleatorio y secuencial para el proceso de simulación.



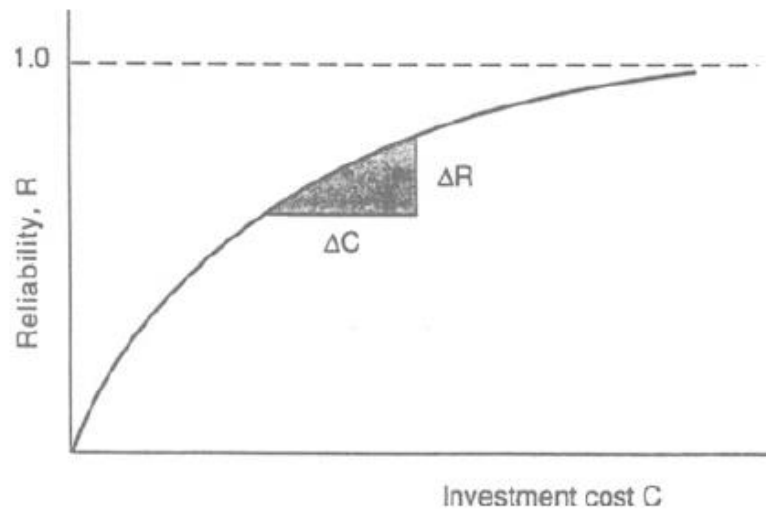
Nota: Adaptado de Reliability Evaluation of Power Systems. (Billinton, 1996)

La elección de un enfoque de simulación particular depende si la historia del sistema influye en su comportamiento. El enfoque aleatorio se puede usar si la historia no tiene efecto, pero se requiere el enfoque secuencial si la historia pasada afecta las condiciones presentes.

Dado que la confiabilidad y la economía desempeñan un papel complementario en el proceso de toma de decisiones. La confiabilidad de un producto depende del costo de inversión, esta dependencia se muestra en la Figura 11. Esto muestra claramente la tendencia general de que el costo incremental ΔC para lograr un aumento dado en la confiabilidad ΔR aumenta a medida que aumenta el nivel de confiabilidad o, alternativamente, un aumento dado en la inversión produce un incremento decreciente en la confiabilidad a medida que aumenta la confiabilidad.

Figura 11

Costo incremental de la confiabilidad.



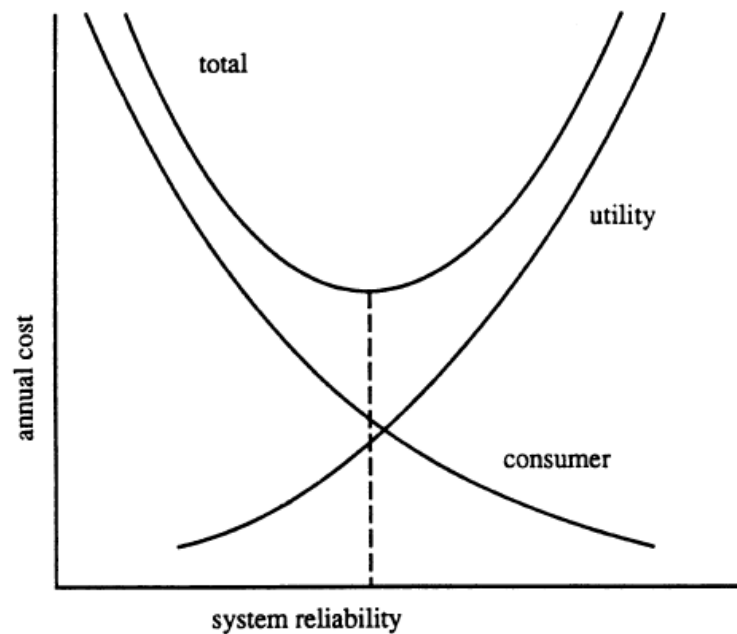
Nota: Tomado de Reliability Evaluation of Power Systems. (Billinton, 1996)

Los dos aspectos de confiabilidad y economía pueden evaluarse de manera más consistente al comparar el costo de confiabilidad (El costo de inversión necesario para lograr un cierto nivel de confiabilidad) con el valor de confiabilidad (El beneficio obtenido por el cliente y la sociedad).

El concepto básico de evaluación de confiabilidad-costo/confiabilidad-valor es relativamente simple y se puede presentar mediante las curvas de costo/confiabilidad de la Figura 12. Estas curvas muestran que el costo de inversión generalmente aumenta con una mayor confiabilidad. Por otro lado, los costos para el cliente asociados con las fallas disminuyen a medida que aumenta la confiabilidad. Por tanto, los costos totales son la suma de estos dos costos individuales. Este costo total exhibe un mínimo, por lo que se logra un nivel de confiabilidad "óptimo" u objetivo.

Figura 12

Costos totales de confiabilidad.



Nota: Tomado de Reliability Evaluation of Power Systems. (Billinton, 1996)

2.1.3 Metodología para determinar la reserva rotante en el mercado eléctrico (Wang et al., 2005)

La metodología utiliza el modelo de reserva operativa flexible. El aspecto más importante del modelo de la reserva flexible es encontrar la reserva rotante óptima que minimice el costo social. La función objetivo se expresa mediante la Ecuación 2.1.

$$\min L = L_R(R) + C(R) \quad (2.1)$$

Donde:

- L : Costo social.
- R : Capacidad de reserva operativa a optimizar.
- $C(R)$: Costo de la reserva R .
- $L_R(R)$: Pérdida por la interrupción cuando el sistema tiene capacidad de reserva R .

Asimismo, el valor de la pérdida por la interrupción es calculado mediante la Ecuación 2.2.

$$L_R(R) = I_{EAR} \cdot E_{ENS,R} \quad (2.2)$$

Donde:

- I_{EAR} : Coeficiente de tasa de evaluación de energía interrumpida.
- $E_{ENS,R}$: Es la energía no suministrada del sistema después de comprar la capacidad de reserva rotante R .

Además, la función costo $C(R)$ depende de diferentes modos de pago. Supongamos que el precio de oferta de la unidad j es P_{R_j} para la reserva R_j , y el precio de liquidación del mercado de reserva es P_{clear} . Además, N_R representa el conjunto de unidades de reserva seleccionadas. Según el modo de pago por oferta, el costo de compra C_1 se puede expresar mediante la Ecuación 2.3.

$$C_1 = \sum_{j \in N_R} (P_{R_j} \cdot R_j) \quad (2.3)$$

El costo de compra en el modo de precio uniforme C_1 se puede definir mediante la Ecuación 2.4.

$$C_2 = P_{clear} \cdot \sum_{j \in N_R} R_j \quad (2.4)$$

Las restricciones de la reserva son expresadas mediante las Ecuaciones 2.5 y 2.6.

$$R_{min,j} \leq R_j \leq R_{max,j} \quad j \in N_R \quad (2.5)$$

$$R_j \leq t_{require} \cdot R_{amp,j} \quad j \in N_R \quad (2.6)$$

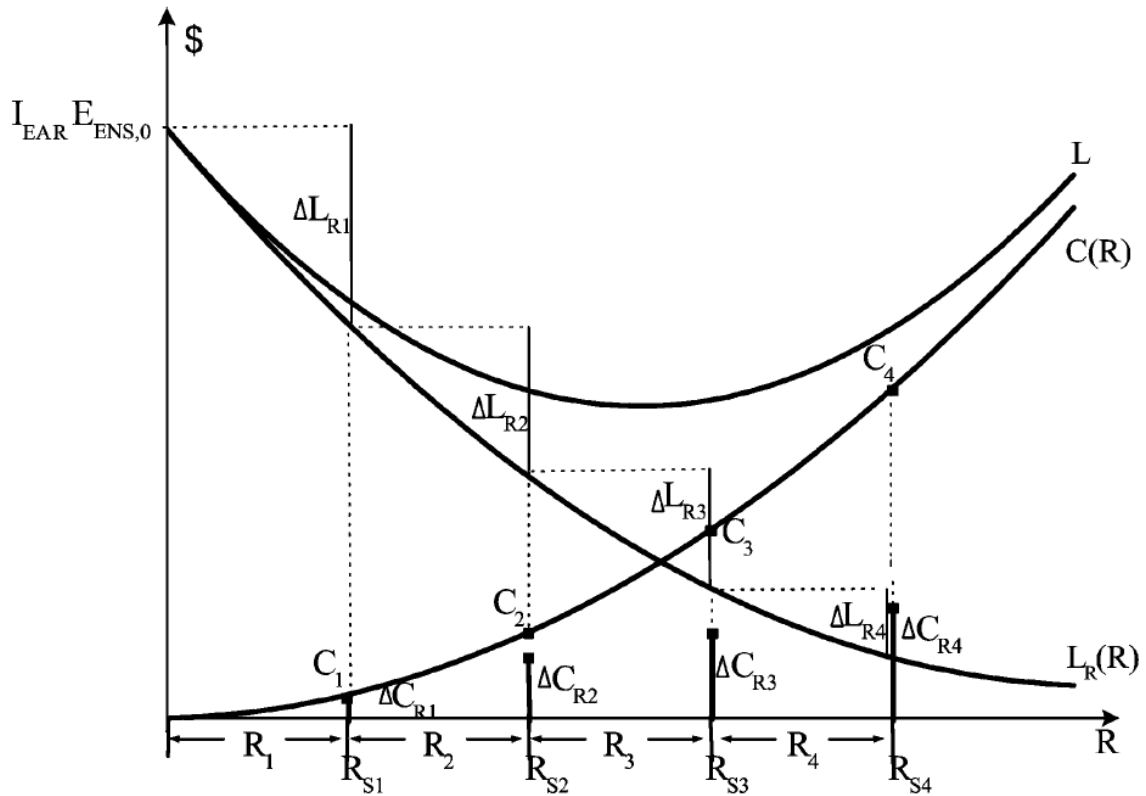
Donde:

- $R_{max,j}$: Capacidad máxima de reserva de la unidad j .
- $R_{min,j}$: Capacidad mínima de reserva de la unidad j .
- $t_{require}$: Tiempo requerido de la reserva operativa.
- $R_{amp,j}$: Velocidad de rampa de la unidad j (en MW por minuto).

La evaluación del costo social se representa en la Figura 13, esta evaluación considera el modo de pago de la reserva según la oferta.

Figura 13

Condición de capacidad de reserva óptima para el modo de pago según oferta.



Nota: Tomado de Operating reserve model in the power market. (Wang et al., 2005)

Tomando la derivada parcial de L , se obtiene la condición necesaria de capacidad de reserva óptima. El resultado de esta evaluación se expresa en la Ecuación 2.7.

$$\frac{\partial L}{\partial R} = I_{EAR} \cdot \frac{\partial E_{ENS,R}}{\partial R} + \frac{\partial C}{\partial R} = 0 \quad (2.7)$$

Debido a que R no es una variable continua en el proceso de compra, usamos la ecuación de diferencia para reemplazar la Ecuación 2.7. La Ecuación 2.8 muestra la ecuación en diferencias.

$$I_{EAR} \cdot \frac{\Delta E_{ENS,R}}{\Delta R} + \frac{\Delta C}{\Delta R} = 0 \quad (2.8)$$

La Ecuación 2.8 también puede ser expresada mediante la Ecuación 2.9.

$$I_{EAR} \cdot \Delta E_{ENS,R} + \Delta C = 0 \quad (2.9)$$

Donde:

- ΔC : Es el costo incremental de ΔR .
- $\Delta E_{ENS,R}$: Es el cambio de EENS debido a un aumento de la reserva ΔR .

La adquisición de reserva se puede determinar cuándo se cumple la desigualdad 2.10 para ΔR creciente.

$$I_{EAR} \cdot \Delta E_{ENS,R} + \Delta C < 0 \quad (2.10)$$

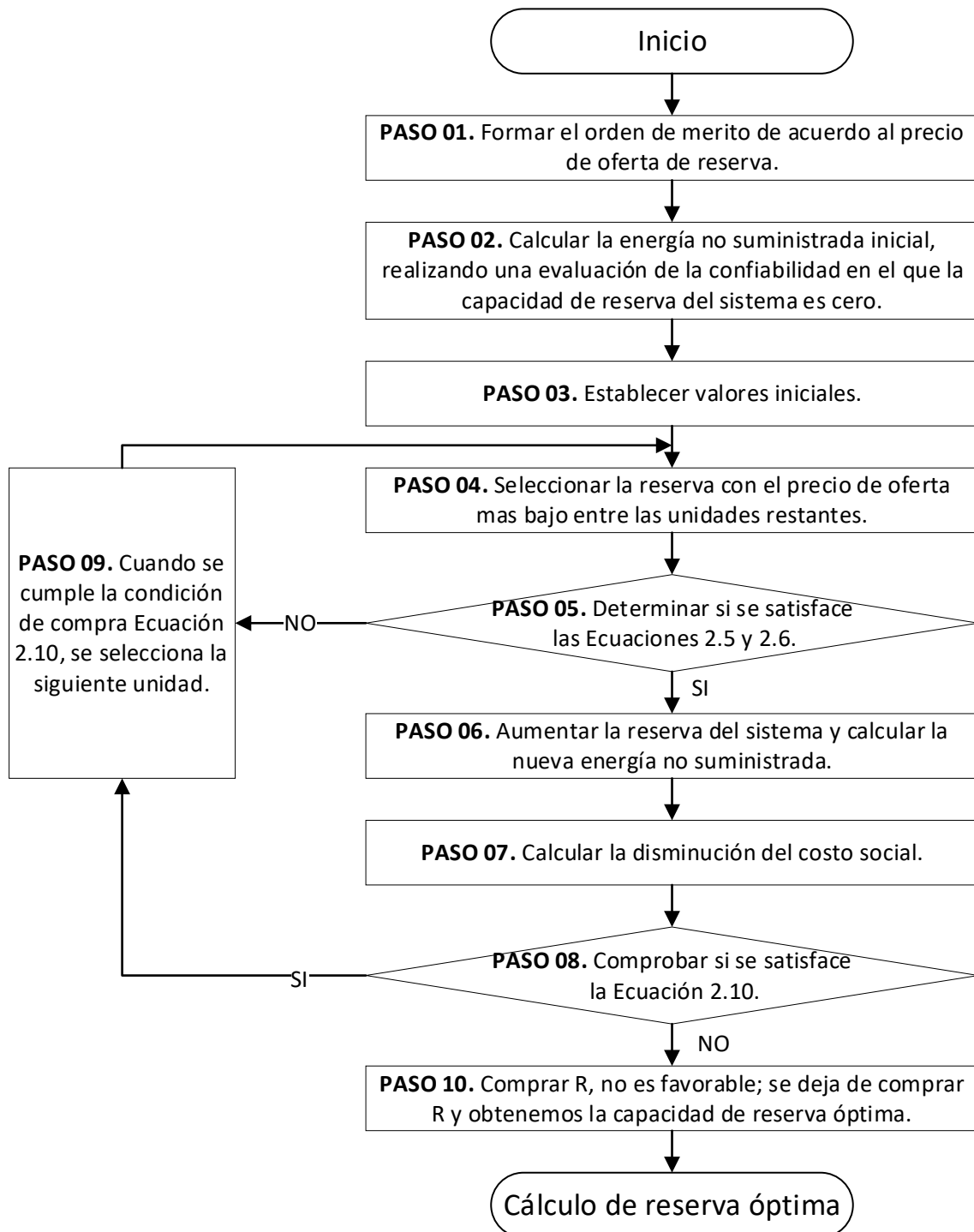
La desigualdad representa que comprar ΔR es favorable porque el beneficio debido a la disminución de la pérdida por interrupción es mayor que el costo de ΔR . De lo contrario se deberá dejar de comprar ΔR .

La metodología aprovecha al máximo la información de mercado y la información de confiabilidad del sistema al adquirir un margen de reserva. Además, dado que la capacidad de reserva no está predeterminada, el modelo puede minimizar el costo social a partir de las señales económicas del costo y beneficio de un nivel de confiabilidad.

La estrategia de la metodología para establecer una reserva se puede ejemplificar mediante un algoritmo. El proceso de solución del modelo para el modo de pago por oferta se muestra en la Figura 14. En el bucle principal del algoritmo, la capacidad de reserva se compra una unidad por una unidad según el orden de mérito.

Figura 14

Metodología para determinar la reserva rotante en el mercado eléctrico.



Nota: Adaptado de Operating reserve model in the power market. (Wang et al., 2005)

2.1.4 Metodología para determinar la reserva rotante para regulación secundaria de frecuencia en el SEIN (COES, 2022a)

La metodología de COES para dimensionar la magnitud de reserva destinada a la regulación secundaria; considera que la reserva está compuesta por una reserva atribuible a las desviaciones en la previsión de demanda y una reserva atribuible a las desviaciones de proyección de generación renovable.

Las desviaciones se calcularán en términos relativos al programa diario de operación (PDO). El PDO incluye los programas de generación informados al COES por los agentes del SEIN titulares de generación renovable no convencional (COES, 2015).

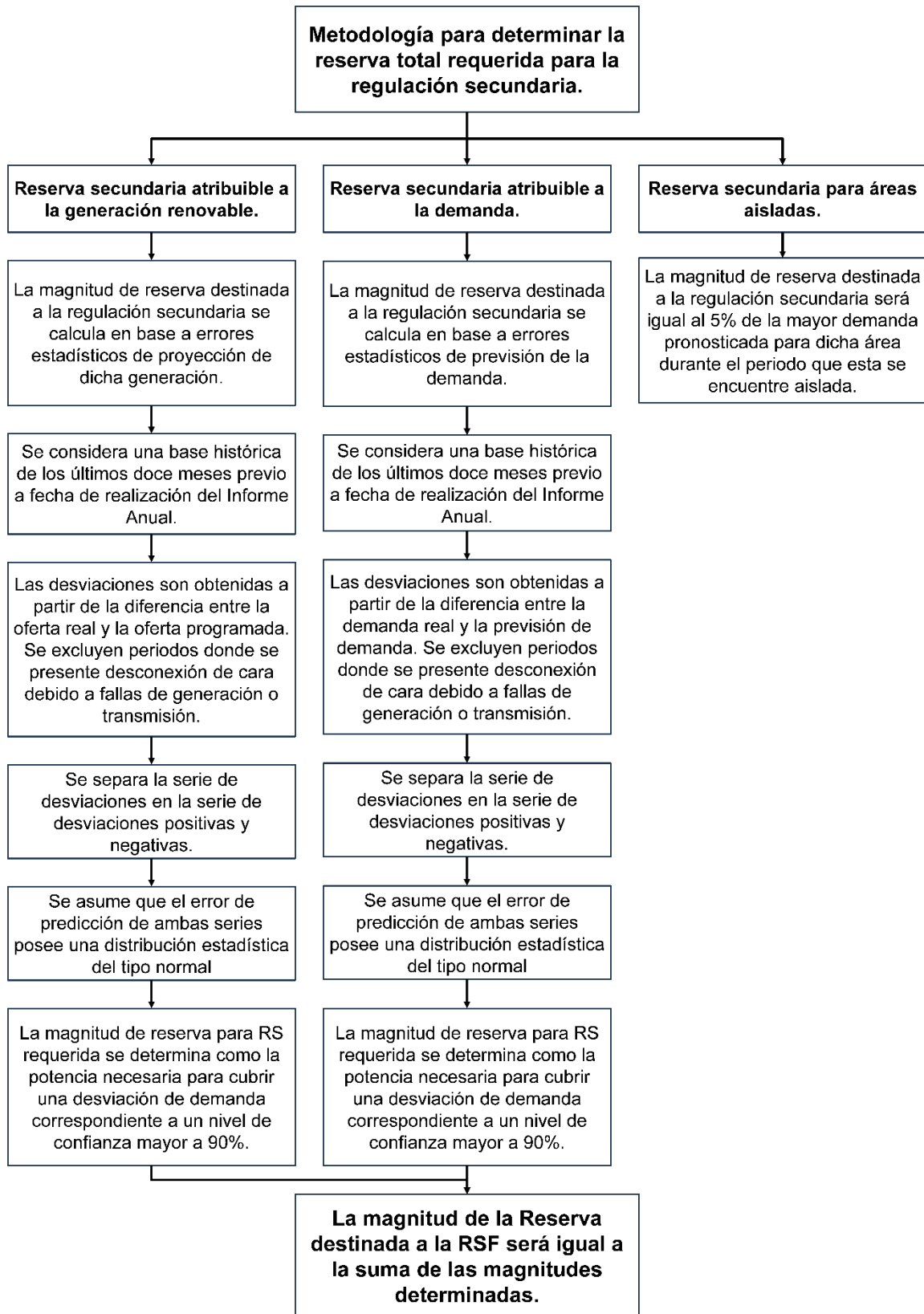
La metodología asume que las desviaciones (Errores de predicción) se comportan como una distribución estadística normal, y que la reserva se determina como la potencia necesaria para cubrir una desviación correspondiente a un nivel de confianza mayor al 90%.

Asimismo, la metodología asume que para el caso de áreas aisladas, el valor de la reserva rotante para regulación secundaria de frecuencia será igual al 5% de la mayor demanda pronosticada para dicha área durante el periodo que se encuentre aislada.

En la Figura 15 se muestra un flujograma que permite visualizar la metodología utilizada por COES para determinar la reserva total requerida para la regulación secundaria de frecuencia.

Figura 15

Metodología para determinar la reserva rotante requerida para la regulación secundaria de frecuencia en el SEIN.



Nota: Adaptado de Procedimiento Técnico N° 22 (COES, 2022a)

2.1.5 Metodología para determinar la reserva probabilística dinámica (PSR, 2021)

El requerimiento de reserva operativa para manejar la incertidumbre de la generación renovable debe ser determinado de forma probabilística pues debe tomar en cuenta el proceso estocástico de variación de la producción de generación renovable a lo largo del día y a lo largo de los meses del año.

El cálculo de la reserva operativa probabilística dinámica para cada mes se compone de los siguientes pasos:

- **Determinar el perfil de producción horario promedio de las centrales de generación renovable:** El cálculo se realiza utilizando los escenarios horarios simulados de generación renovable. PSR utiliza TSL para simular estos escenarios de generación renovable.
- **Determinar el conjunto de desviaciones horarias con respecto al perfil de producción:** A partir de la diferencia entre los escenarios simulados y el perfil de producción promedio de generación renovable se calculan las desviaciones positivas y negativas de producción.
- **Determinar las variaciones no previsibles de la producción de la generación renovable:** En función del conjunto de desviaciones horarias se determina las reducciones no previsibles de generación, valores que se interpretan como necesidad de reserva UP y DOWN. En promedio, se maneja la misma cantidad de valores negativos (relativos a la reserva UP) y positivos (relativos a la reserva DOWN).
- **Separar las variaciones y asociar a los requerimientos de reserva UP y DOWN:** La evaluación se realizará en función de los requerimientos de reserva UP, dado que estos tienen un mayor impacto en la disponibilidad de las unidades de generación en servicio. En promedio, los requerimientos UP son la mitad del tamaño de la muestra.

- **Determinar el valor de reserva probabilística dinámica para cada hora**

R^* : El valor de la reserva probabilística dinámica será calculado mediante la Ecuación 2.11.

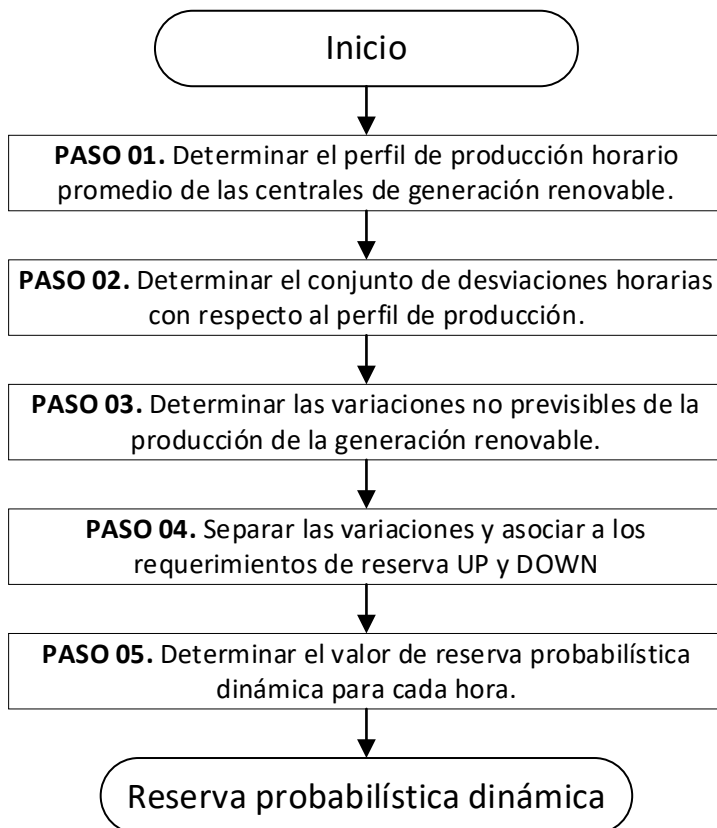
$$R^* = \lambda \times E(R) + (1 - \lambda) \times MAX(R) \quad (2.11)$$

Donde $E(R)$ en la expresión es el promedio de los valores de reserva para cada hora. A su vez, $MAX(R)$ es el valor máximo de los valores del conjunto de reservas. Finalmente λ representa el criterio de riesgo del planificador (El coeficiente representa un compromiso razonable entre confiabilidad y costo).

El procedimiento de cálculo de la reserva operativa probabilística dinámica es representado de forma ilustrativa en la Figura 16.

Figura 16

Metodología para determinar la reserva probabilística dinámica.



Nota: Adaptado de Asistencia Técnica para el Análisis del Impacto de la Parte de Generación Renovable No Convencional en el Sistema Eléctrico Interconectado Peruano.(PSR, 2021)

2.2 Marco conceptual

- **Bloques horarios.** Son periodos horarios en los que los costos de generación son similares, determinados en función a las características técnicas y económicas del sistema (COES, 19 de mayo de 2023).
- **Capacidad de potencia máxima disponible.** Se refiere a la potencia máxima continua con que se puede despachar una unidad como máximo, sin considerar limitaciones por RPF y/o RSF (COES, 19 de mayo de 2023).
- **Capacidad de regulación.** Potencia que una maquina puede entregar o reducir por acción automática de su sistema de regulación de potencia/frecuencia, dentro de todo su rango de generación, en 30 segundos como máximo (COES, 19 de mayo de 2023).
- **Capacidad de regulación primaria.** Potencia que una unidad generadora puede variar por acción automática de su sistema de regulación de potencia/frecuencia, dentro de todo su rango de generación, en 30 segundos como máximo (COES, 19 de mayo de 2023).
- **Capacidad de regulación secundaria.** Potencia que una unidad generadora puede variar por acción automática o manual en forma sostenida por su sistema de regulación potencia/frecuencia, dentro de todo su rango de generación, no menos de 30 minutos (COES, 19 de mayo de 2023).
- **Central de regulación.** Central de generación que por su característica de ubicación o diseño cuenta con un reservorio que le da capacidad para almacenar energía. Su regulación se da en función a la capacidad disponible de sus reservorios, y se clasifican en horaria, diario o semanal (COES, 19 de mayo de 2023).
- **Coordinador.** Es el responsable de asumir la función de coordinación de la operación en tiempo real del sistema (COES, 19 de mayo de 2023).

- **Costo de racionamiento.** Costo promedio incurrido por los usuarios, al no disponer de energía, y tener que obtenerla de fuentes alternativas (COES, 19 de mayo de 2023).
- **Costos variables.** Costos de operación de una unidad de generación que dependen de su nivel de producción, los cuales son determinados de acuerdo a los procedimientos técnicos COES (COES, 19 de mayo de 2023).
- **Despacho.** Ejecución de la operación en tiempo real, con acciones preventivas y/o correctivas dispuestas por el Coordinador con la finalidad de mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda del sistema (COES, 19 de mayo de 2023).
- **Energía eólica.** La energía eólica se determina como la mitad del producto entre la densidad del aire, el área de barrido de las paletas y la potencia cubica de la velocidad del viento (Tong, 2010).
- **Energía fotovoltaica.** La energía fotovoltaica se obtiene a partir de la radiación solar, mediante “unidades de energía” denominados fotones. La energía de un fotón se determina como el producto entre la frecuencia de la radiación y la constante de Planck (Duffie y Beckman, 2013).
- **Energía producida.** Producción de energía eléctrica de una unidad de generación hidroeléctrica o termoeléctrica respectivamente, en el periodo de un año (COES, 19 de mayo de 2023).
- **Energía no suministrada (ENS).** Es un índice de confiabilidad que representa la energía esperada no suministrada (Li, 2013).
- **Índices de confiabilidad.** Un índice de confiabilidad es un índice que nos permite evaluar que tan seguro es un parámetro. Por consecuencia el índice de confiabilidad en el sistema de generación es el índice que nos permitirá evaluar la capacidad de satisfacción de demanda de un sistema (Li, 2013).
- **Irradiancia (W/m^2).** La tasa a la que la energía radiante incide sobre una superficie por unidad de superficie (Duffie y Beckman, 2013).

- **Irradiación (J/m^2).** La energía incidente por unidad de área sobre una superficie. Se determina integrando la irradiancia durante un tiempo específico (Duffie y Beckman, 2013).
- **Generación.** Titular de una concesión o autorización de generación. En la generación se incluye la cogeneración y la generación distribuida (COES, 19 de mayo de 2023).
- **Generación mínima técnica.** Se refiere a la potencia mínima que puede generar una unidad de generación en condiciones de operación normal, sin comprometer la Norma Técnica de Coordinación de la Operación en Tiempo Real (COES, 19 de mayo de 2023).
- **Generación renovable.** La generación renovable puede provenir del recurso solar fotovoltaico, eólico o pequeñas centrales hidráulicas (Levy et al., 2021).
- **Pago por oferta.** Método de fijación de precio en el que cada central oferta un precio y en caso de resultar ganador, recibirá como remuneración este precio (Levy et al., 2021).
- **Potencia efectiva.** Valor de la potencia aprobados por el COES, resultante de los ensayos de potencia efectiva determinados de acuerdo a los procedimientos técnicos N°17 y N°18 (COES, 19 de mayo de 2023).
- **Potencia firme.** Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad, de acuerdo a lo que define el reglamento (COES, 19 de mayo de 2023).
- **Programa diario de operación (PDO).** Es aquel que está constituido por el programa diario de mantenimiento (PDM) y la generación programada diaria de las unidades o centrales de generación que emite el COES (COES, 19 de mayo de 2023).
- **Programa diario de mantenimiento (PDM).** Basado en el programa semanal y la confirmación diaria de la ejecución de los mantenimientos considerados (COES, 19 de mayo de 2023).

- **Modelo de despacho económico.** Herramienta informática que implementa técnicas de optimización matemática y es utilizada para calcular los niveles de producción de las unidades o centrales de generación de manera tal que minimice el costo de operación total incurrido para abastecer la demanda del SEIN para el horizonte de optimización elegido (COES, 19 de mayo de 2023).
- **Modo de operación.** Es la denominación que se asigna a la forma de operación de una unidad de generación o agrupación de unidades de generación de una misma central termoeléctrica, considerando sus características particulares (tales como el tipo de combustible, la utilización de inyección de agua, fuego adicional) que para efectos de despacho económico permita su representación como una unidad de generación equivalente (COES, 19 de mayo de 2023).
- **Numero aleatorio.** Un número aleatorio es generado mediante métodos matemáticos. Los requisitos básicos para un generador de números aleatorios son la uniformidad, independencia y un periodo de repetición largo (Li, 2013).
- **Regulación de frecuencia.** El equilibrio instantáneo entre generación y carga dentro de un sistema eléctrico interconectado se refleja directamente en la frecuencia del sistema. La operación confiable de un sistema eléctrico depende de mantener la frecuencia de un sistema eléctrico dentro de los límites predeterminados por encima y por debajo de un valor programado (Eto et al, 2010).
- **Regulación primaria de frecuencia (RPF).** La regulación primaria de frecuencia (RPF) involucra la acción autónoma, automática y rápida (es decir, en segundos) de un generador, para ajustar su potencia de generación y oponerse a grandes cambios en la frecuencia (Eto et al, 2010).
- **Regulación secundaria de frecuencia (RSF).** La regulación secundaria de frecuencia (RSF) involucra acciones dirigidas centralmente (es decir, externamente), que afectan la frecuencia más lentamente que el control primario. Las acciones de control de frecuencia secundaria se pueden iniciar

automáticamente o en respuesta a comandos de despacho manual. El control automático de generación (AGC) es una forma automática de control de frecuencia secundaria que se utiliza continuamente para oponer pequeñas desviaciones en la frecuencia del sistema alrededor del valor programado (Eto et al, 2010).

- **RER.** Recursos energéticos renovables (COES, 19 de mayo de 2023).
- **Reserva firme, margen de reserva firme y factor de reserva firme.** La reserva firme es igual a la potencia firme colocada menos la máxima demanda. El margen de reserva firme es igual a la reserva firme entre la máxima demanda. El factor de reserva firme es igual al margen de reserva firma más uno (COES, 19 de mayo de 2023).
- **Reserva para regulación secundaria de frecuencia (RRSF).** Margen de reserva rotante en las unidades o centrales calificadas para este propósito y que responden a variaciones de generación por regulación automática o manual y sostenible al menos durante 30 minutos (COES, 19 de mayo de 2023).
- **Simulación de Monte Carlo.** La simulación de Monte Carlo es un proceso de convergencia fluctuante. Es decir; a medida que avanza la simulación, los índices estimados se acercan a sus valores "reales". La simulación debe finalizar cuando los índices de confiabilidad estimados alcancen un grado específico de confianza (Li, 2013).
- **Velocidad del viento.** La velocidad del viento varía tanto en el tiempo como en el espacio; está determinada por muchos factores tales como las condiciones geográficas y climáticas. La velocidad del viento es un parámetro aleatorio (Tong, 2010).

Capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación

El presente trabajo de investigación tendrá en cuenta el enfoque brindado por Billinton (1996), para el desarrollo transversal de la metodología para la determinación de la reserva probabilística.

La presente metodología utiliza la simulación de Monte Carlo para simular los escenarios de generación renovable. La elección de este método se debe a que la simulación de Monte Carlo puede proporcionar las distribuciones de probabilidad asociadas con los diversos índices de confiabilidad, los cuales pueden proporcionar datos adicionales más informativos sobre el comportamiento del sistema de generación. Los gráficos de las estimaciones dan una representación pictórica de la forma en que el parámetro puede variar, incluidas las áreas de cola muy importantes que, aunque tal vez ocurran con muy poca frecuencia, pueden tener efectos graves en el comportamiento del sistema y sus consecuencias. (Billinton, 1996)

Esta ventaja, es muy significativa en comparación con los softwares de simulación de generación renovable tal como TSL (Time Series Lab), los cuales no brindan distribuciones de probabilidad de los índices de confiabilidad (PSR, 2023).

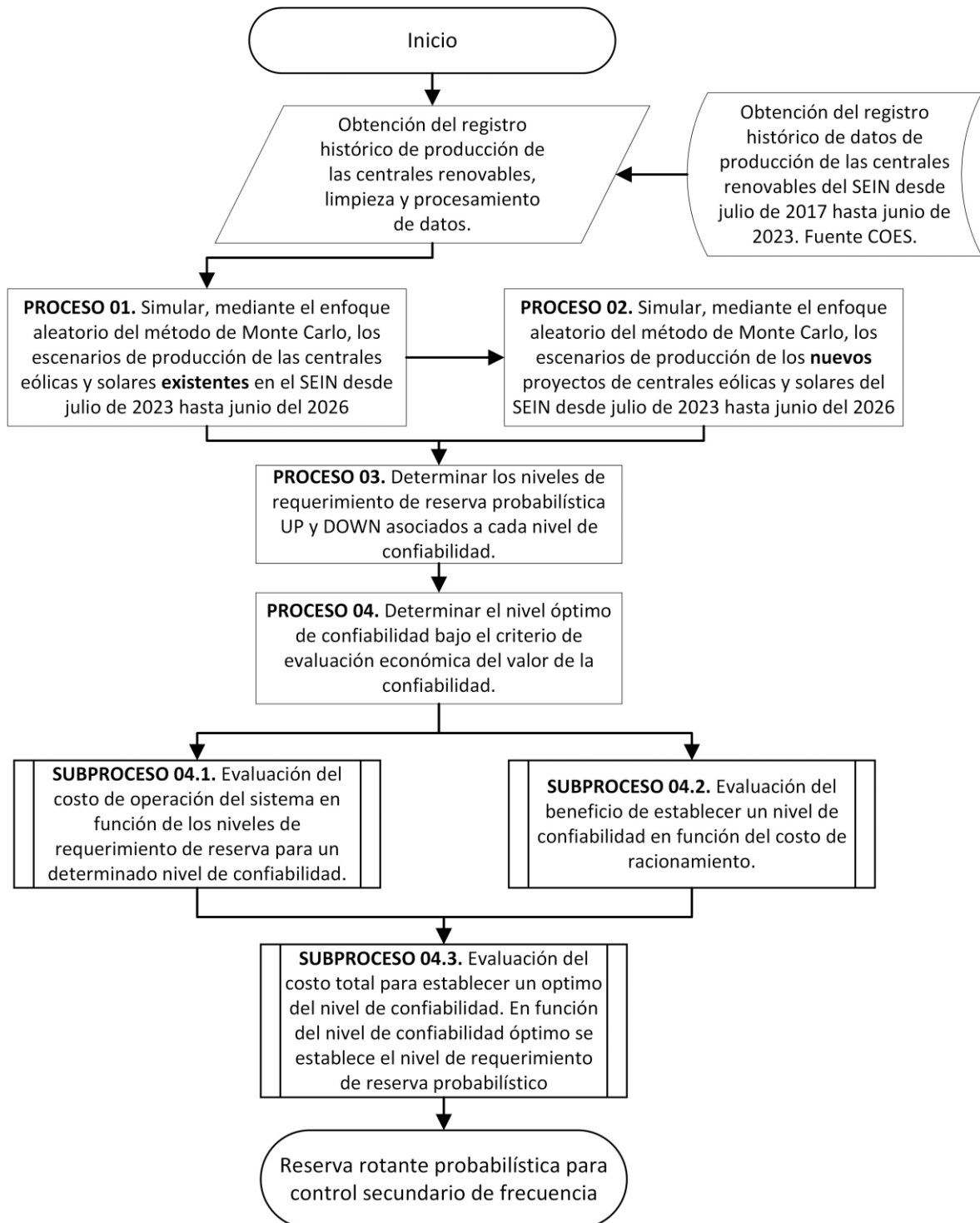
La simulación de Monte Carlo, utilizada en el presente trabajo de investigación, usa el enfoque aleatorio para examinar intervalos de producción renovable; esto dado que la generación renovable depende principalmente de la disponibilidad del recurso, mas no de la vida útil de los equipos dentro de las centrales. La simulación examinara intervalos básicos de media hora en todo el periodo simulado.

Además, dado que es importante una evaluación económica del nivel de confiabilidad, la presente metodología utiliza el criterio de Billinton (1996) y Wang (2005) para establecer un óptimo del nivel de confiabilidad (Criterio de evaluación económica del valor de la confiabilidad).

El desarrollo del trabajo de investigación es explicado mediante la Figura 17.

Figura 17

Diagrama de flujo del proceso de determinación de la reserva rotante probabilística para la regulación secundaria de frecuencia atribuible a la generación renovable no convencional.



3.1 Obtención del registro histórico de producción de las centrales de generación renovable eólica y solar del SEIN

3.1.1 Datos históricos de producción

En el Perú, COES emite diariamente el Informe de evaluación de la operación diaria (IEOD), el cual contiene el registro de generación eléctrica de las centrales renovables no convencionales del SEIN. En el IEOD se encuentra el registro de potencia activa media de las centrales de generación eléctrica cada 30 minutos.

Para poder realizar la predicción de generación renovable, se extrajo la información de producción de estos informes de las centrales eólicas y solares del SEIN desde el 01 de julio del 2017 hasta el 30 de junio de 2023. En la Tabla 4, se describe el inicio y el fin de los periodos de evaluación por central de generación.

Tabla 4

Periodos de evaluación de las centrales de generación renovable del SEIN

Central de generación	Inicio del periodo de evaluación	Fin del periodo de evaluación
C.S. Rubí	1 de diciembre de 2018	30 de junio de 2023
C.S. Moquegua	1 de julio de 2017	30 de junio de 2023
C.S. Panamericana Solar	1 de julio de 2017	30 de junio de 2023
C.S. Tacna Solar	1 de julio de 2017	30 de junio de 2023
C.S. Repartición	1 de julio de 2017	30 de junio de 2023
C.S. Majes	1 de julio de 2017	30 de junio de 2023
C.S. Intipampa	1 de abril de 2018	30 de junio de 2023
C.E. Cupisnique	1 de julio de 2017	30 de junio de 2023
C.E. Talara	1 de julio de 2017	30 de junio de 2023
C.E. Tres Hermanas	1 de julio de 2017	30 de junio de 2023
C.E. Marcona	1 de julio de 2017	30 de junio de 2023
C.E. Wayra 1	1 de mayo de 2018	30 de junio de 2023
C.E. Duna	1 de julio de 2021	30 de junio de 2023
C.E. Huambos	1 de julio de 2021	30 de junio de 2023

3.1.2 Limpieza y procesamiento de datos

Obtenido el registro de producción, se realizó un proceso de limpieza de datos. Depurando valores no registrados e incongruentes. Se mantiene los registros de producción asociados al estado normal, falla, mantenimiento o limitación de las centrales renovables; con el objetivo de describir de mejor forma todos los posibles escenarios.

3.2 Predicción de la producción de energía de las centrales existentes de generación renovable del SEIN

3.2.1 Modelamiento de las centrales de generación renovable

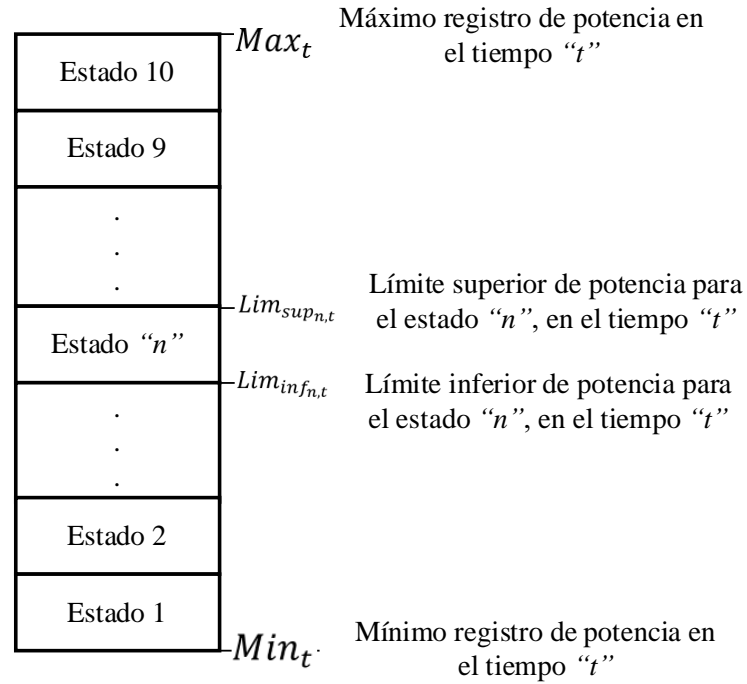
Para poder elegir un enfoque para el proceso de simulación de las unidades generadoras es necesario comprender su funcionamiento. Las unidades de generación convencionales pueden residir en estados discretamente excluyentes, tales como disponible e indisponible; el modelamiento de estos estados depende de las constantes de tiempo asociados a su disponibilidad (Tasa de falla esperada y tasa de reparación esperada).

Sin embargo; dado que la producción de energía de las centrales de generación renovable está sujeta, principalmente, a la disponibilidad del recurso y considerando que no existe una dependencia cronológica entre franjas horarias, utilizaremos el enfoque aleatorio de la Simulación de Monte Carlo para predecir la producción de energía renovable. Entonces iniciaremos el proceso de predicción, modelando los estados de las centrales para cada intervalo medio horario.

Modelaremos el estado de las centrales de generación en función del máximo y mínimo registro de producción histórico para cada periodo de evaluación "t"; tal como se establece en la Figura 18. El número de estados será establecido en 10, dicha cantidad es establecida para obtener una mayor precisión en la predicción.

Figura 18

Estados de las centrales de generación renovable no convencional para un periodo de evaluación "t".



Los límites de cada estado serán calculados a partir de las Ecuaciones 3.1 y 3.2.

$$Lim_{inf_{n,t}} = Min_t + (n - 1) \cdot \left(\frac{Max_t - Min_t}{10} \right) \quad (3.1)$$

$$Lim_{sup_{n,t}} = Min_t + n \cdot \left(\frac{Max_t - Min_t}{10} \right) \quad (3.2)$$

Donde:

- $Lim_{inf_{n,t}}$: Límite inferior de potencia para el estado "n", en el tiempo "t".
- $Lim_{sup_{n,t}}$: Límite superior de potencia para el estado "n", en el tiempo "t".
- Min_t : Mínima potencia registrada en el tiempo "t".
- Max_t : Máxima potencia registrada en el tiempo "t".
- n : Número de estado, de 1 a 10.
- t : Intervalo de evaluación, de 1 a 48.

3.2.2 Estado de la central de generación renovable

Para definir en qué estado reside la central de generación renovable en un intervalo de tiempo “ t ”, será necesario generar un número aleatorio “ U ” en el rango de 0 a 1, el cual será comparado con las probabilidades asociadas a cada estado, tal como se muestra en la Figura 19.

Entonces la central de generación renovable residirá en el estado “ n ” en el tiempo “ t ”, si el número aleatorio generado “ U ” cumple con la expresión dada en la Ecuación 3.3.

$$P_{n-1,t} < U < P_{n,t} \quad (3.3)$$

Donde $P_{n-1,t}$ y $P_{n,t}$ son las probabilidades asociadas al estado “ n ”, las cuales serán determinadas a partir de la Ecuación 3.4.

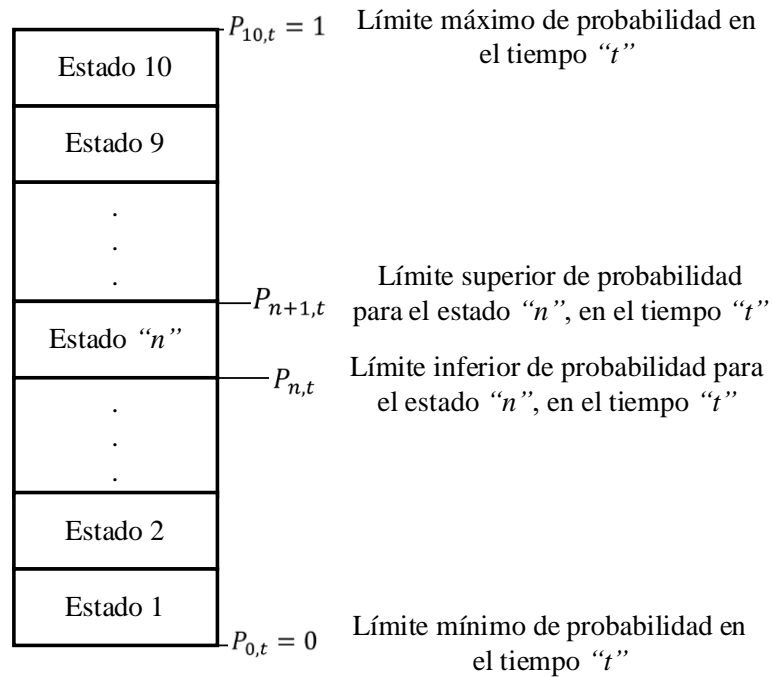
$$P_{n,t} = \frac{Datos_{n,t}}{Cantidad\ total\ de\ datos_t} \quad (3.4)$$

Donde:

- $Datos_{n,t}$: Cantidad de datos de potencia registrada menores a $Lim_{sup_{n,t}}$ en el tiempo “ t ”.
- $Cantidad\ total\ de\ datos_t$: Cantidad de datos registrados en el tiempo “ t ”.

Figura 19

Probabilidades asociadas al estado “n” de una central de generación renovable para un periodo de evaluación “t”.



3.2.3 Predicción de producción de la central de generación renovable

Una vez definido el estado de la central de generación, se generará un número aleatorio “V” en el rango de 0 a 1, el cual nos permitirá determinar la potencia entregada por la central para cada intervalo de tiempo “t”. La potencia entregada para la central de generación ubicada en el estado “n” será determinada mediante la Ecuación 3.5.

$$P_{gen,t} = Lim_{inf_{n,t}} + V \cdot (Lim_{sup_{n,t}} - Lim_{inf_{n,t}}) \quad (3.5)$$

Donde:

- $P_{gen,t}$: Potencia generada en la central en el tiempo “t”.

3.2.4 Simulación de producción de las centrales de generación renovable

Una vez definidos los criterios de la simulación, estableceremos un periodo de evaluación mensual, lo cual reflejará la estacionalidad de la generación renovable eólica y solar. Para cada periodo de evaluación mensual, simularemos 100 escenarios de 30 días con 48 intervalos medio horarios por día.

Para ilustrar dichos resultados, en las Figuras 20 y 21 se muestran los escenarios de simulados de producción de la central solar Rubí y central eólica Wayra 1 para el mes de enero, respectivamente.

Figura 20

Escenarios simulados de producción y producción media de la central solar Rubí para el mes de enero.

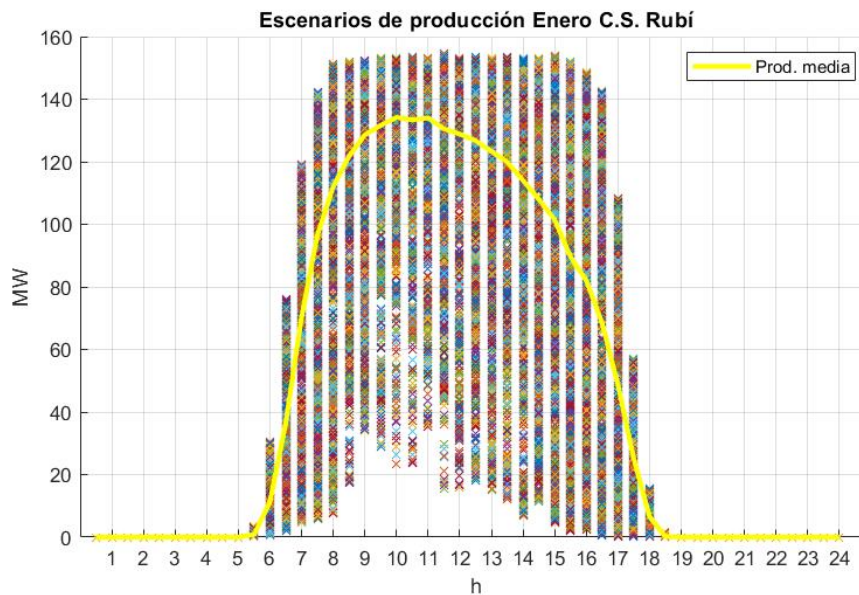
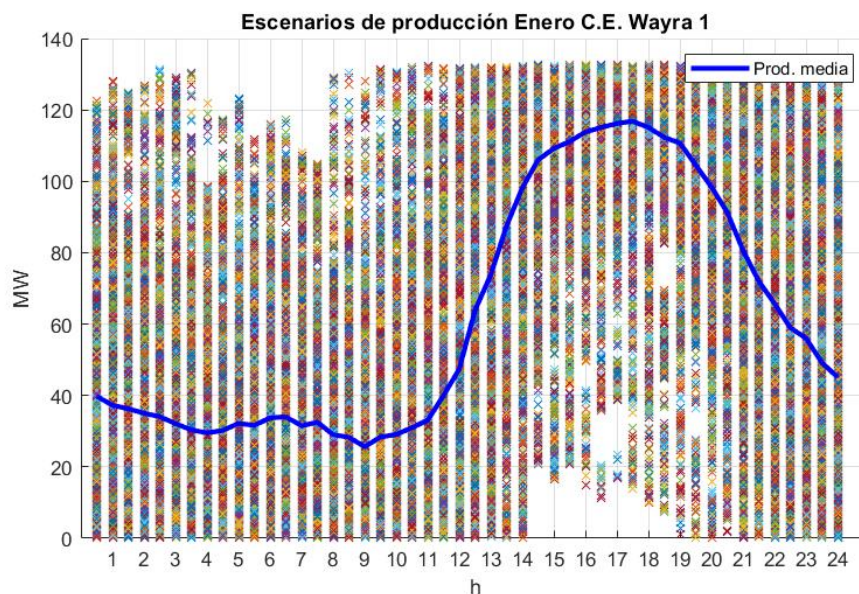


Figura 21

Escenarios simulados de producción y producción media de la central eólica Wayra 1 para el mes de enero.



3.3 Predicción de la producción de energía de los nuevos proyectos de generación renovable del SEIN

3.3.1 Simulación de producción del proyecto de generación solar del SEIN

De acuerdo a COES (5 de marzo de 2023), Clemesí es el único proyecto de generación solar que se conectara al SEIN hasta junio del 2026, dicho proyecto está ubicado en la región Moquegua, muy cerca de la central solar Rubí. Para mostrar la proximidad de las instalaciones en la Tabla 5 y 6 se muestran las respectivas ubicaciones.

Tabla 5

Ubicación de la central de generación solar Rubí

Central solar	Latitud	Longitud
C.S. Rubí	-17.250334°	-71.193067°

Nota: Tomado de Google Earth <https://earth.google.com/>

Tabla 6

Ubicación del proyecto de generación solar del SEIN

Proyecto central solar	Latitud	Longitud
C.S. Clemesí	-17.244434°	-71.194525°

Nota: Tomado de Google Earth <https://earth.google.com/>

La producción de energía de una central solar depende principalmente del nivel de irradiación solar. El detalle de las características del recurso solar para cada la central solar Rubí y el proyecto de generación solar Clemesí serán mostrados en el Anexo 1. Entonces, considerando que en la central solar Rubí el nivel de irradiancia es de 2743 kWh/m², y en el proyecto de generación solar Clemesí el nivel de irradiancia es 2741 kWh/m² (Global Solar Atlas, s.f.). Concluimos que dada la proximidad y similitud entre centrales, la producción de la C.S. Clemesí será similar a la C.S. Rubí. Los valores de producción simulados para la central Clemesí serán obtenidos a partir de la Ecuación 3.6.

$$P_{simClemesí} = P_{nomClemesí} \frac{P_{simRubí}}{P_{instRubí}} \quad (3.6)$$

Donde:

- $P_{sim_{Clemesí}}$. Escenarios de producción de la C.S. Clemesí.
- $P_{nom_{Clemesí}}$. Potencia nominal de la C.S. Clemesí.
- $P_{sim_{Rubí}}$. Escenarios de producción de la C.S. Rubí.
- $P_{inst_{Rubí}}$. Potencia instalada de la C.S. Rubí.

3.3.2 Simulación de producción de los proyectos de generación eólica del SEIN

De acuerdo a COES (5 de marzo de 2023), para el periodo de evaluación, se tiene proyectado cinco proyectos de generación eólico en el SEIN, dichos proyectos se encuentran ubicados en la región Ica, dado que en Ica ya se encuentran instalados otras 3 centrales de generación eólica, podemos concluir que para predecir la producción de estos será necesario establecer una relación entre dichas centrales con los nuevos proyectos. A continuación se muestran las Tablas 7 y 8 con las respectivas ubicaciones de las centrales y proyectos de generación eólica.

Tabla 7

Ubicación de las centrales de generación eólica en el SEIN.

Central eólica	Latitud	Longitud
C.E. Tres Hermanas	-15.382041°	-75.051554°
C.E. Wayra 1	-15.023645°	-75.051384°
C.E. Marcona	-15.410982°	-75.070712°

Nota: Tomado de Google Earth <https://earth.google.com/>

Tabla 8

Ubicación de los proyectos de generación eólica del SEIN.

Proyecto central eólica	Latitud	Longitud
C.E. Wayra Extensión	-15.060617°	-75.054550°
C.E. Punta Lomitas	-14.610488°	-75.886352°
C.E. Expansión Punta Lomitas	-14.608786°	-75.878066°
C.E. Ampliación Punta Lomitas	-14.674921°	-75.879120°
C.E. San Juan	-15.392481°	-75.141880°

Nota: Tomado de Google Earth <https://earth.google.com/>

La producción de energía de una central eólica depende principalmente de la velocidad del viento. El detalle de las características del recurso eólico para las tres

centrales eólicas de la Tabla 7 y para los cinco de proyectos de generación eólico de la Tabla 8 serán mostrados en el Anexo 1. Entonces, teniendo en cuenta la proximidad y el perfil de recurso entre C.E. Wayra Extensión y C.E. Wayra 1, podemos concluir que la C.E. Wayra Extensión tendrá escenarios de producción proporcionales a la C.E. Wayra 1. Asimismo dada la proximidad de la C.E. San Juan con las C.E. Tres Hermanas y C.E. Marcona, la C.E. San Juan tendrá escenarios de producción proporcionales a la C.E. Tres Hermanas y C.E. Marcona. Dado que la C.E. Punta Lomitas, C.E. Ampliación Punta Lomitas y C.E. Expansión Punta Lomitas se encuentran distantes de las centrales instaladas en el SEIN, consideraremos que la producción de estas centrales será proporcional a la producción simulada de la C.E. Wayra 1, C.E. Tres Hermanas y C.E. Marcona.

Las relaciones de producción entre estas centrales serán determinadas mediante las Ecuaciones 3.7, 3.8 y 3.9.

Donde:

$$P_{Sim_{Wayra\ Ext.}} = P_{nom_{Wayra\ Ext.}} \cdot \frac{P_{sim_{Wayra\ 1}}}{P_{inst_{Wayra\ 1}}} \quad (3.7)$$

$$P_{Sim_{Pta.\ Lom.}} = P_{nom_{Pta.\ Lom.}} \cdot \frac{P_{sim_{Wayra\ 1}} + P_{sim_{Marc}} + P_{sim_{Tres\ Her.}}}{P_{inst_{Wayra\ 1}} + P_{inst_{Marc}} + P_{inst_{Tres\ Her.}}} \quad (3.8)$$

$$P_{Sim_{San\ Juan}} = P_{nom_{San\ Juan}} \cdot \frac{P_{sim_{Marc}} + P_{sim_{Tres\ Her.}}}{P_{inst_{Marc}} + P_{inst_{Tres\ Her.}}} \quad (3.9)$$

Donde:

- $P_{Sim_{Wayra\ Ext.}}$. Escenarios de producción de la C.E. Wayra Extensión.
- $P_{nom_{Wayra\ Ext.}}$. Potencia nominal de la C.E. Wayra Extensión.
- $P_{Sim_{Pta.\ Lom.}}$. Escenarios de producción de las C.E. Punta Lomitas, C.E. Expansión Punta Lomitas y C.E. Ampliación Punta Lomitas.
- $P_{nom_{Pta.\ Lom.}}$. Potencia nominal de las C.E. Punta Lomitas, C.E. Expansión Punta Lomitas y C.E. Ampliación Punta Lomitas.
- $P_{Sim_{San\ Juan}}$. Escenarios de producción de la C.E. San Juan.

- $P_{nom_{San\ Juan}}$. Potencia nominal de C.E. San Juan.
- $P_{sim_{Wayra\ 1}}$. Escenarios de producción de la C.E. Wayra 1.
- $P_{inst_{Wayra\ 1}}$. Potencia instalada de la C.E. Wayra 1.
- $P_{sim_{Marc}}$. Escenarios de producción de la C.E. Marcona.
- $P_{inst_{Marc}}$. Potencia instalada de la C.E. Marcona.
- $P_{sim_{Tres\ Her.}}$. Escenarios de producción de la C.E. Tres Hermanas.
- $P_{inst_{Tres\ Her.}}$. Potencia instalada de la C.E. Tres Hermanas.

3.4 Obtención de los niveles de requerimiento de reserva UP y DOWN

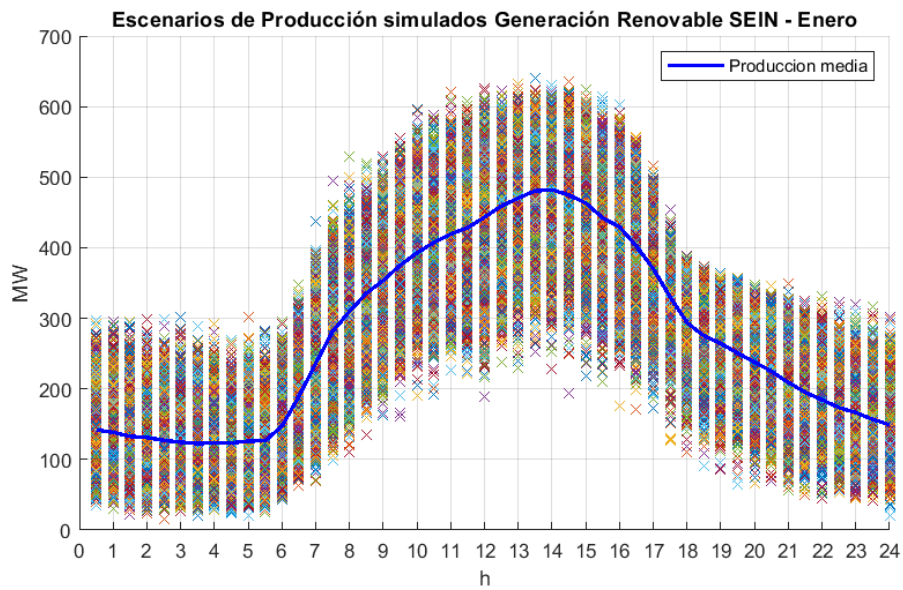
A partir de los resultados de la simulación de producción de las centrales de generación renovable del SEIN y los proyectos que se integraran en el sistema, se determinaran las desviaciones de producción con respecto al total de la media de generación renovable. Estas desviaciones se interpretarán como requerimientos de reserva UP y DOWN asociadas a un determinado nivel de confiabilidad.

3.4.1 Cálculo de desviaciones de producción de generación renovable en el SEIN

Para obtener las desviaciones de producción renovable en el SEIN, será necesario consolidar los escenarios de producción simulados para las centrales renovables.

Figura 22

Escenarios de producción de generación renovable del SEIN para el mes de enero.



La Figura 22 muestra los escenarios de producción de generación renovable en el SEIN así como la media de producción para el mes de enero. A partir de la media se podrá calcular las desviaciones positivas y negativas de producción. En la Figura 23 y 24 se observarán las desviaciones positivas y negativas, respectivamente.

Figura 23

Desviaciones positivas de producción de generación renovable del SEIN para el mes de enero..

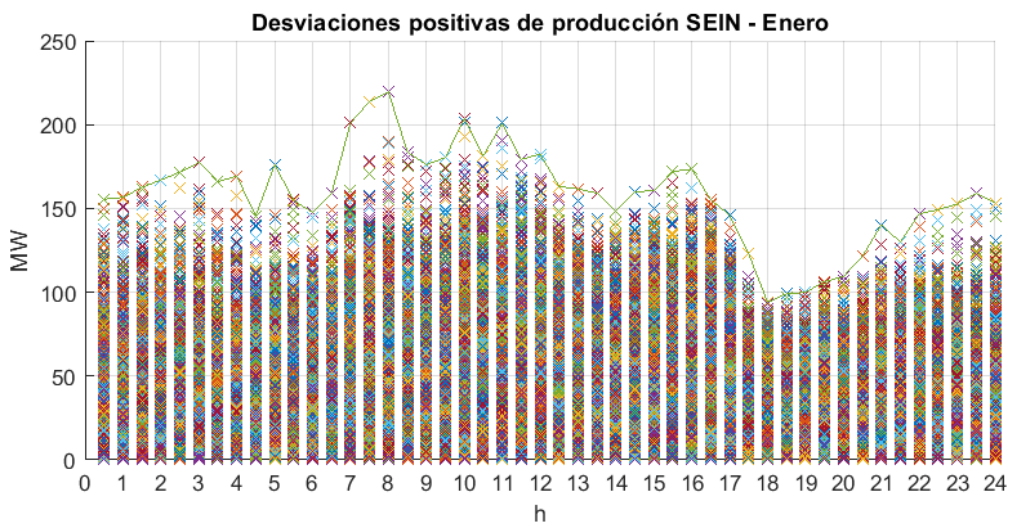
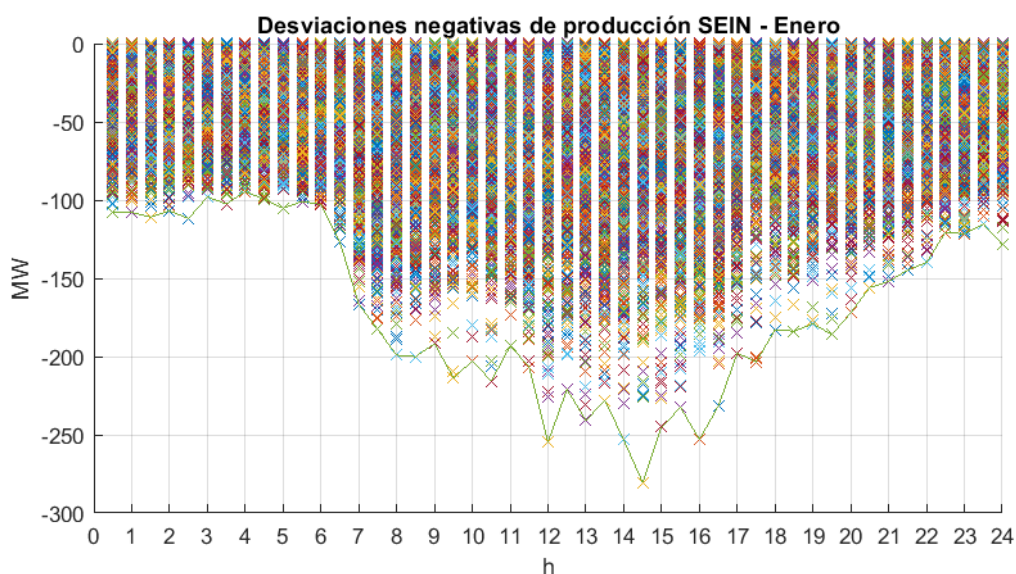


Figura 24

Desviaciones negativas de producción de generación renovable del SEIN para el mes de enero.



3.4.2 Cálculo de desviaciones de producción de las centrales y proyectos de generación renovable en el SEIN

Una vez obtenido los escenarios de producción de las centrales de generación renovable del SEIN, es necesario incluir los escenarios de producción de los proyectos de generación renovable en el SEIN en función de la fecha de puesta en servicio planteada por el programa de obras de COES (COES, 5 de marzo de 2023).

Para poder evaluar el crecimiento de las desviaciones, se dividirá el periodo de evaluación en los siguientes periodos: Periodo 1 (De julio de 2022 hasta junio de 2023), periodo 2 (De julio de 2023 hasta junio de 2024) y periodo 3 (De julio de 2025 hasta junio de 2026).

Las Figura 25, 26 y 27 muestran los escenarios de producción de generación renovable en el SEIN, así como la media de producción para el mes de diciembre. A partir de la media se podrá calcular las desviaciones positivas y negativas de producción.

Figura 25

Escenarios de producción de generación renovable del SEIN para el mes de diciembre del 2023 – Periodo 1.

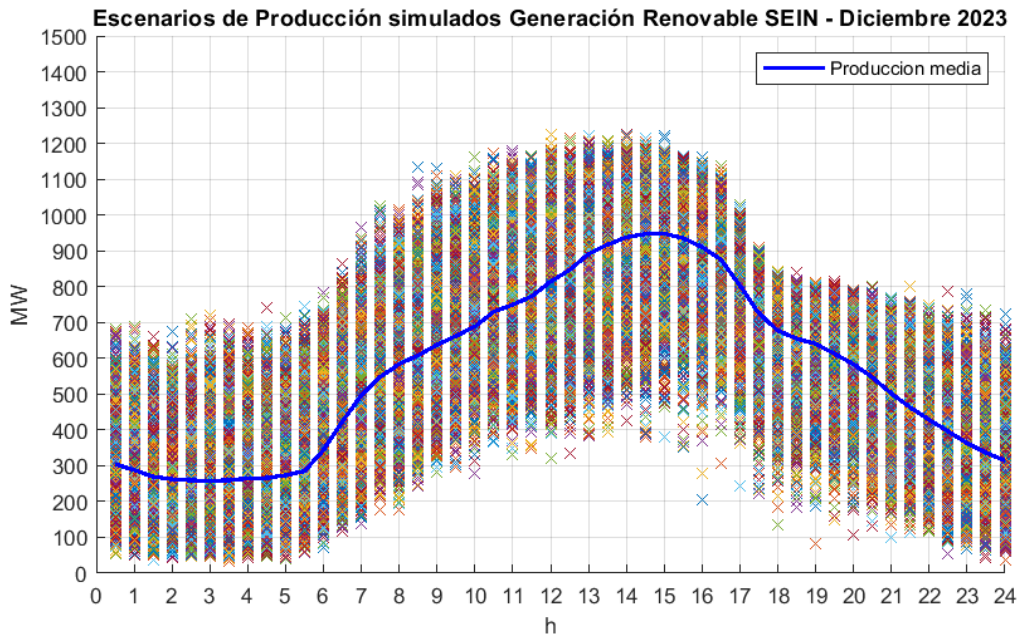


Figura 26

Escenarios de producción de generación renovable del SEIN para el mes de diciembre del 2024 – Periodo 2.

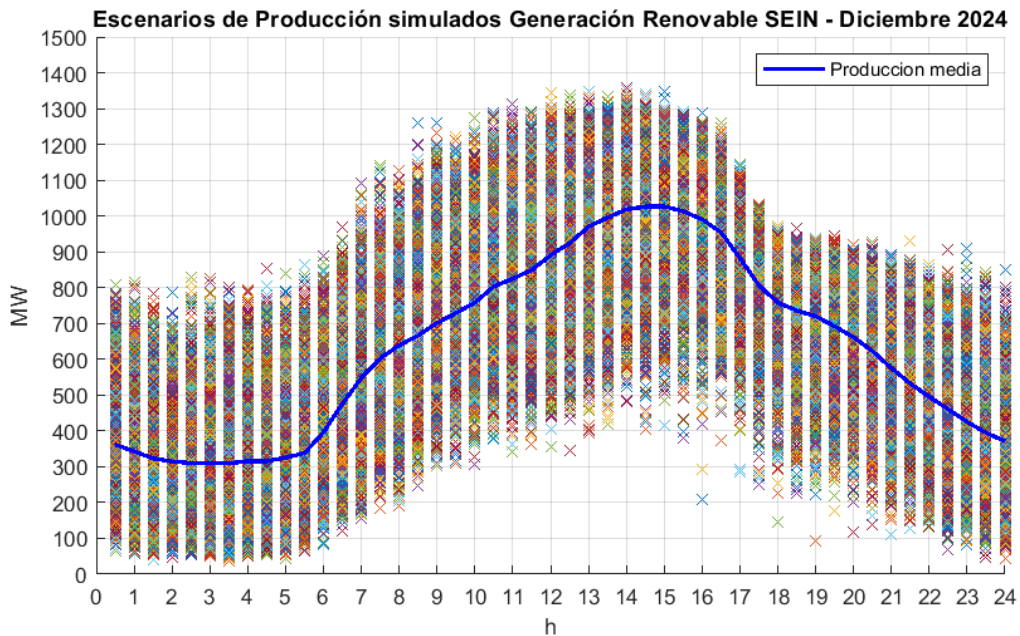
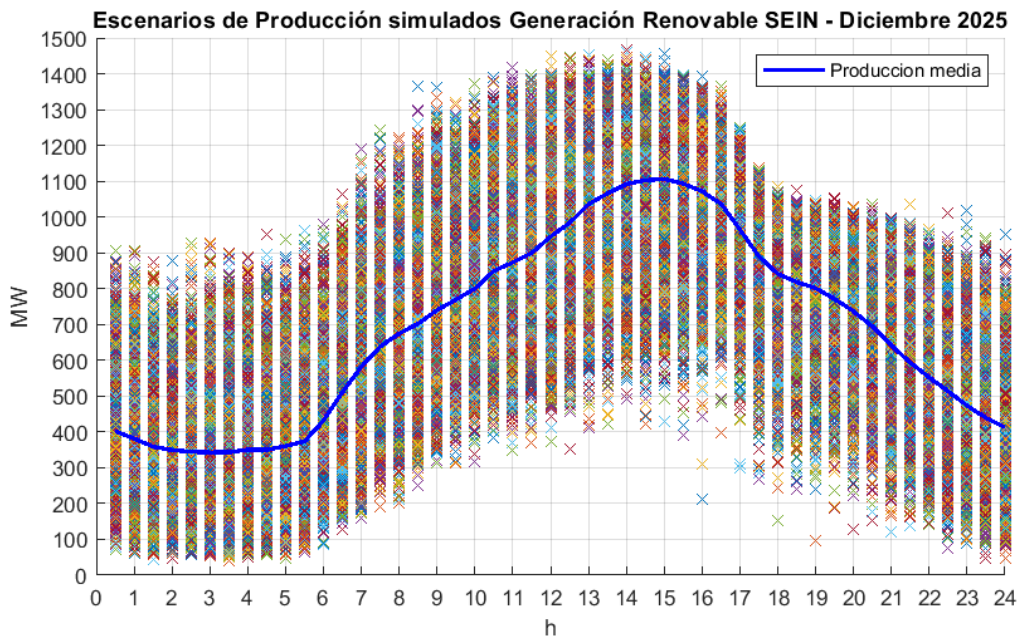


Figura 27

Escenarios de producción de generación renovable del SEIN para el mes de diciembre del 2025 – Periodo 3.



3.4.3 Obtención de los niveles de requerimiento de reserva UP y DOWN

Una vez obtenidos los escenarios de producción de generación renovable para cada periodo de evaluación, procederemos a calcular las curvas de requerimiento de reserva para determinados niveles de confiabilidad.

Las curvas de requerimiento asociadas a cada nivel de confiabilidad, están asociadas a la cantidad de desviaciones que engloban. Es decir que para el caso de la curva de requerimiento de Reserva Up de 80% de nivel de confiabilidad, la curva engloba el 80% de escenarios de desviaciones negativas. En ese mismo sentido, para el caso de la curva de Requerimiento Down de 80% de nivel de confiabilidad, la curva engloba el 80% de escenarios de desviaciones positivas. Este concepto es descrito gráficamente en las Figuras 28 y 29.

Figura 28

Requerimientos de reserva DOWN asociados a distintos niveles de confiabilidad enero 2024 – Periodo 1.

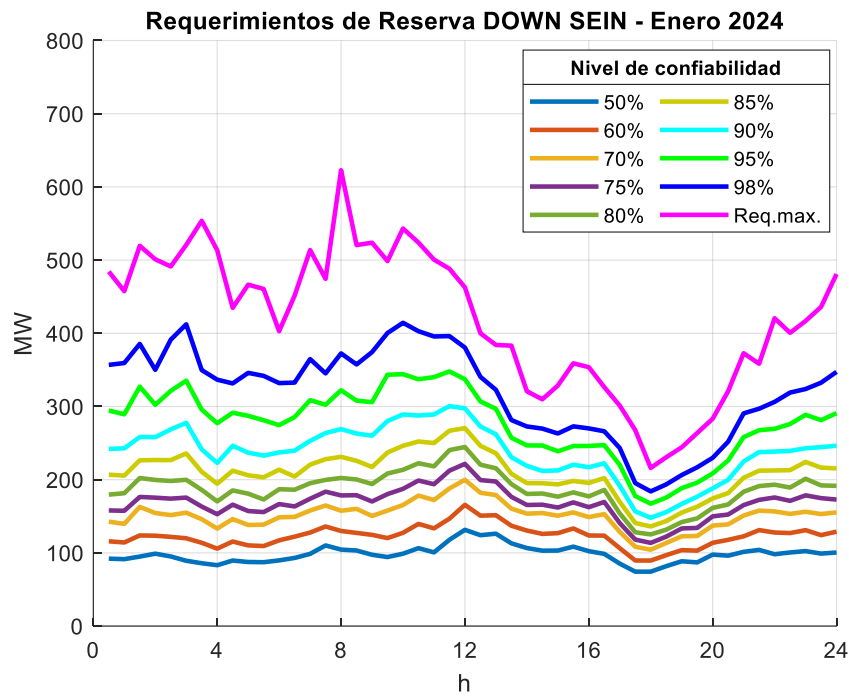
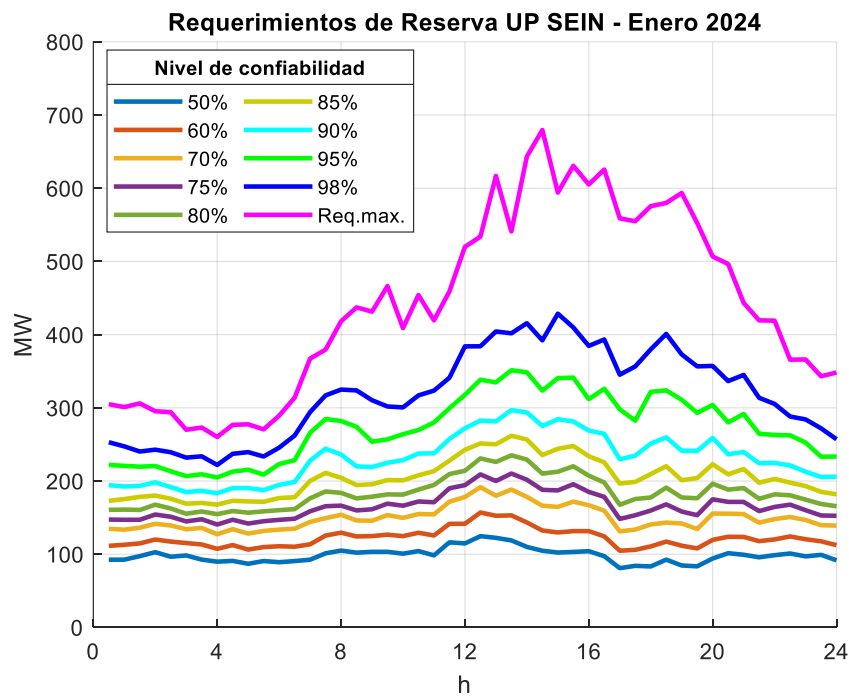


Figura 29

Requerimientos de reserva UP asociados a distintos niveles de confiabilidad enero 2024 – Periodo 1.



Los resultados de los requerimientos de reserva asociados a cada nivel de confiabilidad para todos los periodos de evaluación se muestran en el Anexo 2.

3.5 Cálculo del nivel óptimo de confiabilidad bajo el criterio de evaluación económico

Obtenidos los valores de requerimiento de reserva asociado a determinados niveles de confiabilidad, es necesario establecer un nivel óptimo de confiabilidad. Para ello estableceremos una evaluación entre el costo y beneficio asociado a cada nivel de confiabilidad. Dicho criterio permitirá evaluar el costo de operación del sistema para lograr un cierto nivel de confiabilidad con el beneficio obtenido por la demanda.

En la Figura 12 se representó las curvas que muestran que el costo de operación del sistema aumenta con un mayor nivel de confiabilidad. Por otro lado, los costos para el cliente asociado con las interrupciones del servicio disminuyen a medida que aumenta la confiabilidad. Por lo tanto, los costos totales son la suma de estos dos costos individuales. Este costo total presenta un mínimo, por lo que se logra un nivel de confiabilidad “óptimo” u objetivo (Billinton, 1996).

3.5.1 Evaluación del costo de operación del sistema

Para evaluar el costo de confiabilidad del sistema, calcularemos el costo de operación del sistema para garantizar cada nivel de confiabilidad.

El valor del costo de operación del sistema será calculado mediante el siguiente problema de optimización. Este problema de optimización se puede resumir de la siguiente manera:

$$\text{Minimizar } \{\text{Costo de operacion del sistema}\} \quad (3.10)$$

Sujeto a:

- Restricción de balance entre la generación y demanda.
- Restricción límite de potencia mínima y máxima.
- Restricción para satisfacer el requerimiento de reserva para RSF

A continuación se detalla la función objetivo y restricciones del problema de optimización.

- **Función objetivo.** El costo de operación del SEIN, principalmente, está en función del costo variable de las unidades de generación térmicas. En ese sentido, para simplificar el problema de optimización establecemos que la generación térmica atenderá: la demanda térmica, los requerimientos de reserva para RSF asociados a su propia demanda y los requerimientos de reserva para RSF atribuible a la generación renovable para cada bloque horario de demanda. Entonces el costo de operación del SEIN será calculado para cada periodo de evaluación mensual mediante la Ecuación 3.11.

$$\sum_{k=1}^{\#bloq.dem.} \sum_{i=1}^{\#gen.ter.} CV_i \cdot Pot_{i,k} \cdot Delta_k \quad (3.11)$$

Donde:

- CV_i : Costo variable de la unidad de generación térmica “i”.
 - $Pot_{i,k}$: Potencia de la unidad de generación térmica “i” en el bloque horario de demanda “k”.
 - $Delta_k$: Tiempo de duración del bloque horario de demanda “k”.
- **Restricción de balance entre la generación y demanda.** La demanda del SEIN es asumida por la generación hidroeléctrica, termoeléctrica, eólica y solar. Sin embargo, la generación eólica y solar dependen del viento (Recursos no gestionables), asimismo la generación hidráulica depende de las condiciones hidrológicas de cada año. Ya que estos valores de producción son calculados en el Plan Operativo de Largo Plazo del SEIN (COES, 21 de diciembre de 2022), el presente estudio independizara la demanda térmica como la variable a satisfacer por las unidades térmicas. La restricción se aplica para cada periodo de evaluación mensual para cada bloque horario de demanda, y se expresa mediante la Ecuación 3.12.

$$\sum_{i=1}^{\#gen.ter.} Pot_{i,k} = Demanda\ term._k \quad (3.12)$$

Donde:

- $Demanda\ term._k$: Demanda térmica en el bloque horario de demanda "k".

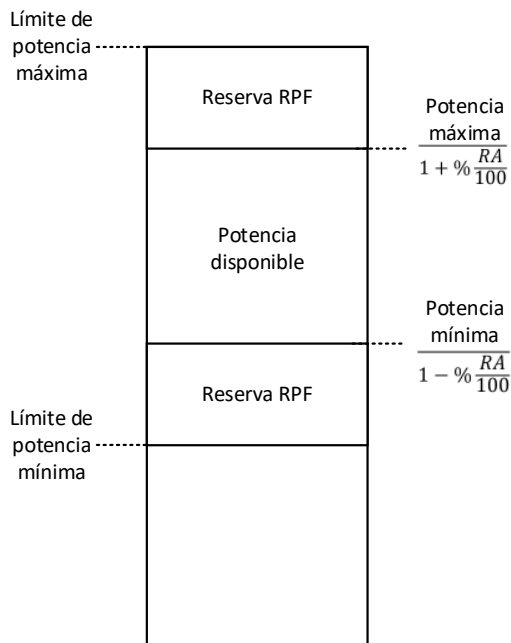
- **Restricción límite de potencia mínima y máxima.**

Para evaluar los límites de potencia máxima de las unidades de generación térmica realizaremos una diferenciación entre las unidades de generación térmica que brindan RSF y las que no brindan RSF.

Las unidades de generación térmica que no brindan RSF establecerán su rango de potencia permisible de acuerdo a la Figura 30.

Figura 30

Rango de potencia permisible de un generador que no brinda RSF.

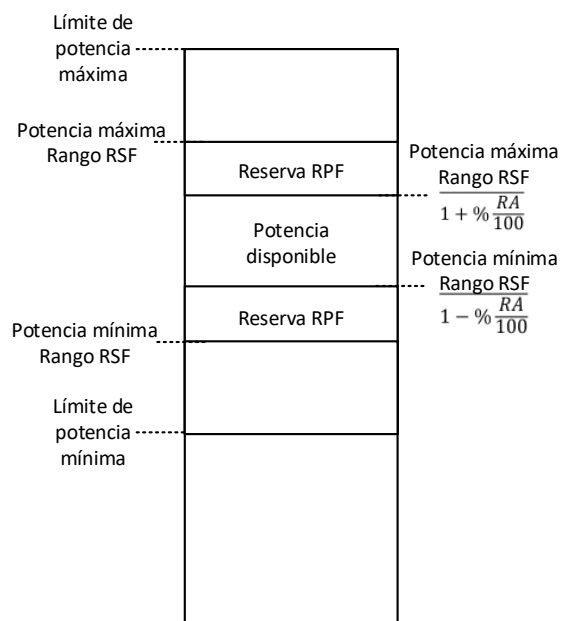


Nota: Adaptado de Manual de Metodología del Modelo Yupana (COES, noviembre 2019).

Las unidades de generación térmica que brindan RSF son calificadas por COES (COES, 6 de noviembre del 2022), además estas unidades establecerán su rango de potencia permisible de acuerdo al modelo establecido en el manual Yupana (COES, noviembre del 2019), tal como se ilustra en la Figura 31.

Figura 31

Rango de potencia permisible de un generador que brinda RSF.



Nota: Adaptado de Manual de Metodología del Modelo Yupana (COES, noviembre 2019).

Para ambos casos el margen de reserva rotante para RPF será establecido en 2.8% (%RA), tal como es considerado en el POLP (COES, 21 de diciembre de 2022).

Las restricciones de límite de potencia mínima y máxima de las unidades de generación térmica que no brindan y brindan RSF se expresaran mediante las ecuaciones 3.13 y 3.14, respectivamente.

$$\frac{Pot. \text{mínima}_i}{1 - \% \frac{RA}{100}} \leq P_{disponible,i} \leq \frac{Pot. \text{máxima}_i}{1 + \% \frac{RA}{100}} \quad (3.13)$$

$$\frac{Pot. \text{mínima Rango RSF}_i}{1 - \% \frac{RA}{100}} \leq P_{disponible,i} \leq \frac{Pot. \text{máxima Rango RSF}_i}{1 + \% \frac{RA}{100}} \quad (3.14)$$

Donde:

- $P_{disponible,i}$: La potencia a la cual puede operar la unidad de generación térmica “ i ”.
- $Pot.mínima_i$: Límite de potencia mínima de la unidad de generación térmica “ i ” que no brinda RSF.
- $Pot.máxima_i$: Límite de potencia máxima de la unidad de generación térmica “ i ” que no brinda RSF.
- $Pot.mínima Rango RSF_i$: Límite de potencia mínima del rango disponible para brindar RSF de la unidad de generación térmica “ i ”.
- $Pot.mánima Rango RSF_i$: Límite de potencia máxima del rango disponible para brindar RSF de la unidad de generación térmica “ i ”.

- **Restricción para satisfacer el requerimiento de reserva para RSF.** Para poder simplificar la influencia de los embalses de agua y el comportamiento estacional del recurso hídrico sobre la regulación secundaria de frecuencia realizada por la generación hidráulica. El presente estudio considera que la reserva secundaria del problema de optimización estará compuesta de la reserva atribuible a la demanda de generación térmica y la reserva probabilística de la generación renovable. En ese sentido, la reserva secundaria del problema de optimización será atendida por las unidades térmicas calificadas como URS del SEIN (COES, 6 de noviembre del 2022).

Entonces para poder evaluar la influencia del requerimiento de reserva sobre el costo de operación del sistema, utilizaremos los valores obtenidos del requerimiento de reserva probabilística (Para cada nivel de confiabilidad). Por lo tanto, la reserva para control secundario de frecuencia se determinará mediante las Ecuaciones 3.15 y 3.16.

$$Res. RSF_{UP,n\%} = Res. Dem. Term._{UP} + Res. Prob. RER_{UP,n\%} \quad (3.15)$$

$$Res. RSF_{DOWN,n\%} = Res. Dem. Term._{DOWN} + Res. Prob. RER_{DOWN,n\%} \quad (3.16)$$

Donde:

- $Res.RSF_{UP,n\%}$: Reserva UP para RSF asociado a un nivel de confiabilidad de “n%” del nivel de requerimiento de reserva probabilístico.
- $Res.RSF_{DOWN,n\%}$: Reserva DOWN para RSF asociado a un nivel de confiabilidad de “n%” del nivel de requerimiento de reserva probabilístico.
- $Res.Prob.RER_{UP,n\%}$: Requerimiento de reserva probabilístico UP atribuible a la generación renovable para RSF asociado a un nivel de confiabilidad de “n%”.
- $Res.Prob.RER_{DOWN,n\%}$: Requerimiento de reserva probabilístico DOWN atribuible a la generación renovable para RSF asociado a un nivel de confiabilidad de “n%”.
- $Res.Dem.Term._{UP}$: Requerimiento de reserva UP atribuible a la demanda de generación térmica.
- $Res.Dem.Term._{DOWN}$: Requerimiento de reserva DOWN atribuible a la demanda de generación térmica.

El presente estudio considerará un requerimiento de reserva secundaria atribuible a la demanda de generación térmica como una proporción de la reserva secundaria atribuible a las desviaciones de la demanda, la proporción se determinará en función de la generación térmica sobre la generación hidrotérmica para cada periodo de evaluación. Los valores referenciales de generación térmica, hidráulica y reserva para regulación secundaria de frecuencia son obtenidos del POLP (COES, 31 de diciembre de 2022).

Las restricciones para satisfacer el requerimiento de reserva UP y DOWN se expresarán mediante las ecuaciones 3.17 y 3.18.

$$\sum_{i=1}^{\#URS} Reserva\ UP_{i,k} = Reserva\ UP_k \quad (3.17)$$

$$\sum_{i=1}^{\#URS} Reserva\ DOWN_{i,k} = Reserva\ DOWN_k \quad (3.18)$$

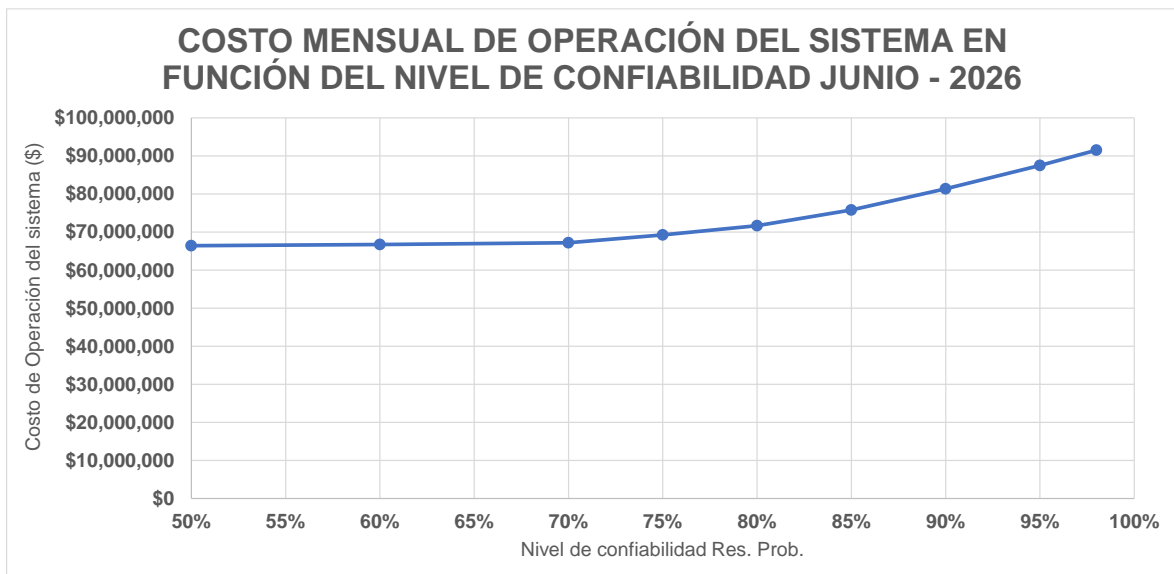
Donde

- $\#URS$: Numero de unidades de generación térmica que brindan RSF.
- $Reserva\ UP_{i,k}$: Margen de reserva UP brindado por la unidad de generación térmica “i” para el bloque horario de demanda “k”.
- $Reserva\ UP_k$: Reserva UP requerida para el bloque horario de demanda “k”.
- $Reserva\ DOWN_{i,k}$: Margen de reserva DOWN brindado por la unidad de generación térmica “i” para el bloque horario de demanda “k”.
- $Reserva\ DOWN_k$: Reserva DOWN requerida para el bloque horario de demanda “k”.

Utilizando el problema de optimización del costo de operación del sistema, realizamos una evaluación del costo de operación mensual del sistema en función del nivel de confiabilidad del requerimiento de reserva probabilístico para el mes de junio de 2026.

Figura 32

Evolución del costo mensual de operación del sistema en función del nivel de confiabilidad para junio del 2026.



En la Figura 32 se ilustra que a medida que se incrementa el nivel de confiabilidad del requerimiento de reserva probabilístico, el costo de operación del sistema aumenta gradualmente. Garantizar la operación del sistema en altos niveles de confiabilidad, influye negativamente en el costo de operación del sistema.

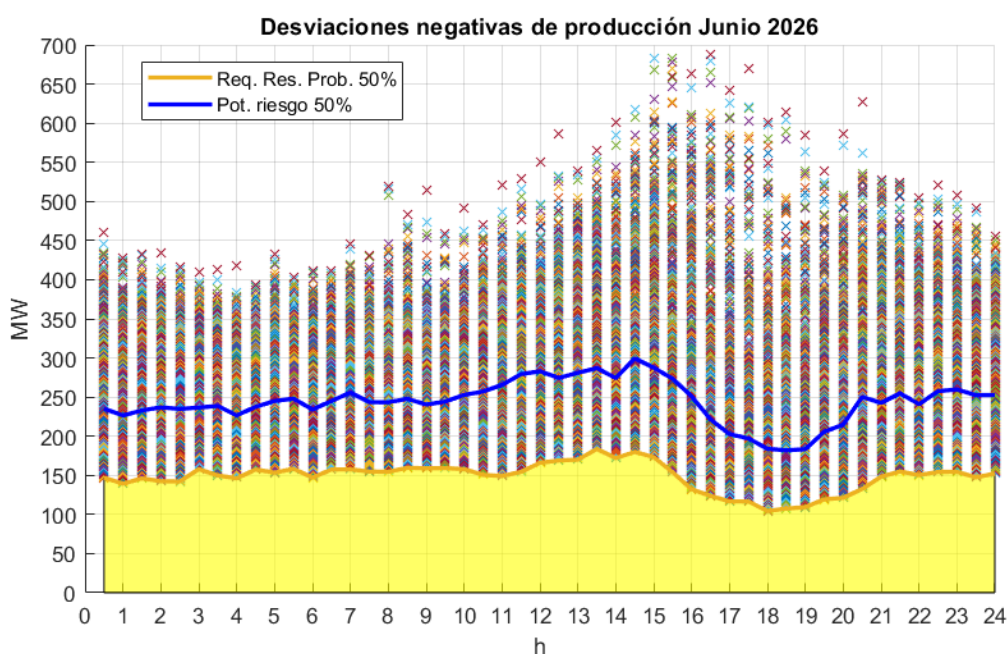
3.5.2 Evaluación del beneficio de establecer un nivel de confiabilidad

Para poder evaluar el beneficio de establecer un nivel de confiabilidad asociado al requerimiento de reserva, se debe de entender que existe un riesgo asociado a cada nivel de confiabilidad.

Es decir, la curva de requerimiento de reserva probabilística asociado a un nivel de confiabilidad de $n\%$, indica que existirá $(100-n)\%$ de escenarios de requerimientos que no serán atendidos a plenitud. A partir de este concepto, se establecerá una potencia de riesgo que permita representar los escenarios no atendidos a plenitud. Esta potencia de riesgo será determinada como la media de todos los escenarios de requerimientos que no serán atendidos a plenitud. En la Figura 33 se observa de forma gráfica estas definiciones.

Figura 33

Desviaciones negativas de producción de junio 2026, curva de requerimiento de reserva probabilística y curva de potencia de riesgo.

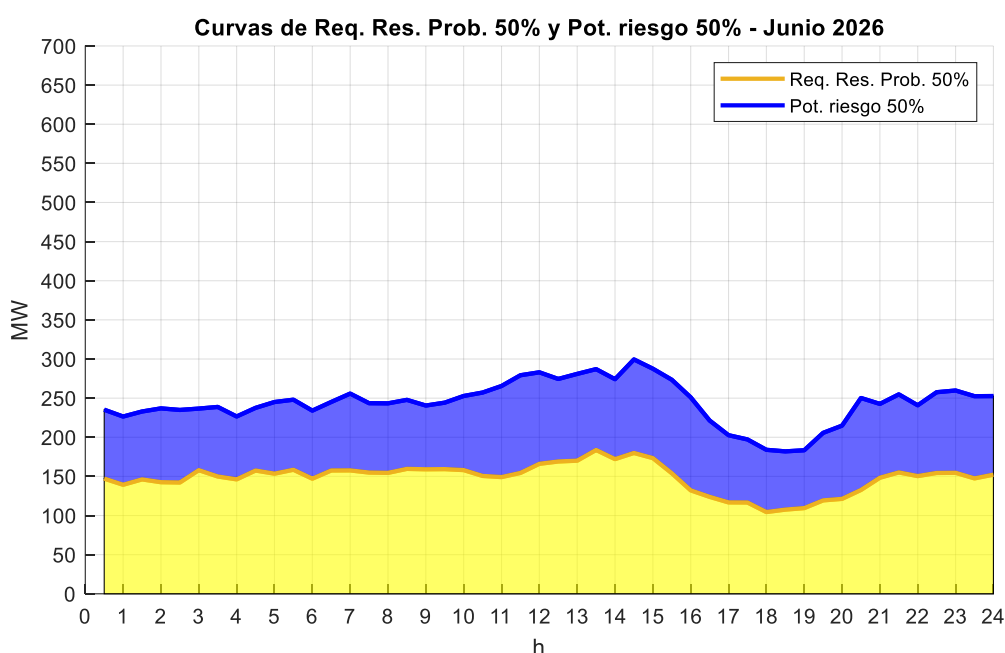


En la Figura 33 se puede observar que la región delimitada por la curva de requerimiento de reserva probabilística es atendida a plenitud y la curva de color azul representa a potencia media de todos los escenarios que no podrán ser atendidos a plenitud.

En la Figura 34 se muestra la energía que en promedio no podría ser atendida por el requerimiento de reserva probabilista de 50%.

Figura 34

Requerimiento de reserva probabilístico y potencia de riesgo asociados a un nivel de confiabilidad de 50% para junio del 2026.



La región azul de la Figura 34 muestra la energía que en promedio no podría ser atendida por la reserva probabilística para un día característico de junio del 2026. Además, ya que la región amarilla engloba el 50 % de posibles escenarios, la probabilidad de que la reserva probabilística no atienda un requerimiento de reserva es de 50% (100% - 50%).

Entonces a partir de los conceptos anteriormente definidos, se establecerá la energía que no podrá ser suministrada debido a cada nivel de requerimiento de reserva UP. Por lo tanto, la energía no suministrada (ENS) por establecer un nivel de confiabilidad de n% será calculado mediante la Ecuación 3.19.

$$ENS_{n\%} = 0.5. (Pot. Riesgo_{n\%} - Req. Res. Prob._{n\%}). (\# \text{ dias por mes}). (1 - n\%) \quad (3.19)$$

Donde:

- $ENS_{n\%}$: Es la energía no suministrada por establecer una reserva probabilística de n% de confiabilidad.
- $Pot. Riesgo_{n\%}$: Es la potencia media de los escenarios de producción que no serán atendidos a plenitud por la reserva probabilística de n% de confiabilidad.
- $Req. Res. Prob._{n\%}$: Es el requerimiento de reserva probabilística de n% de confiabilidad.
- $\# \text{ dias por mes}$: Número de días por mes.

Cabe señalar que el coeficiente de 0.5 de la Ecuación 3.19 representa que solo se evalúan las desviaciones negativas de producción, ya que solo estas representan un desabastecimiento de energía.

Para poder evaluar la afectación económica de la ENS, se multiplicará el valor de la ENS por el costo de racionamiento (248,791 ctm. S//KWh) definido por OSINERGMIN acorde con la Resolución OSINERGMIN N° 025-2019-OS/CD. Esta expresión será representada mediante la Ecuación 3.20.

$$Costo ENS_{n\%} = ENS_{n\%} \cdot Costo_{rac.} \quad (3.20)$$

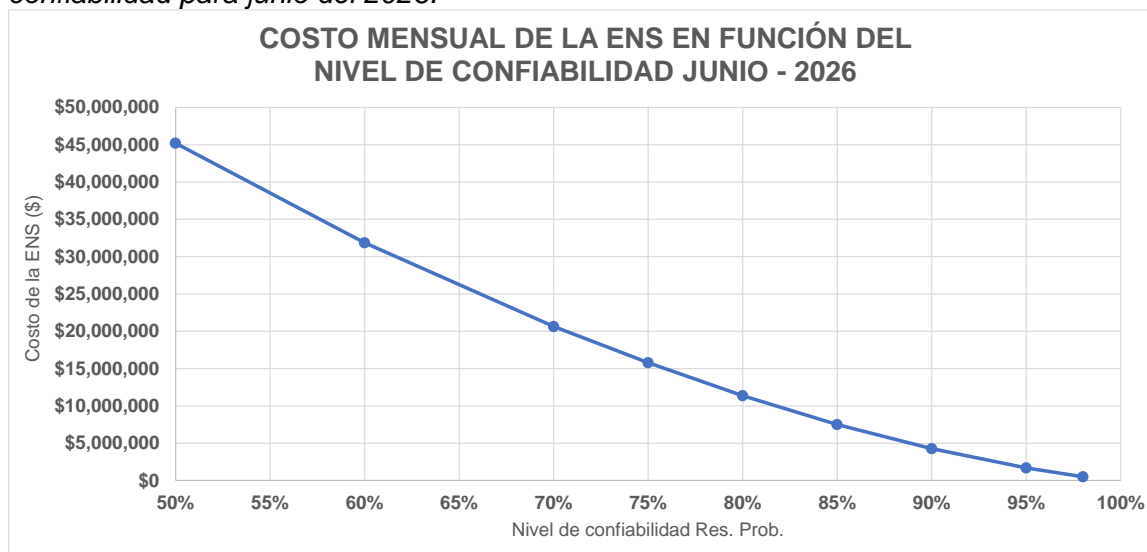
Donde:

- $Costo ENS_{n\%}$: El costo de la energía no suministrada por establecer un requerimiento de reserva probabilístico de n%.
- $Costo_{rac.}$: El costo de racionamiento establecido por OSINERGMIN.

En la Figura 35 se observa la evolución del costo mensual de la energía no suministrada en función del nivel de confiabilidad para junio del 2026.

Figura 35

Evolución del costo mensual de la energía no suministrada en función del nivel de confiabilidad para junio del 2026.



La Figura 35 muestra que mientras aumente el valor del nivel de confiabilidad, menor será la afectación por mayores requerimientos de reserva.

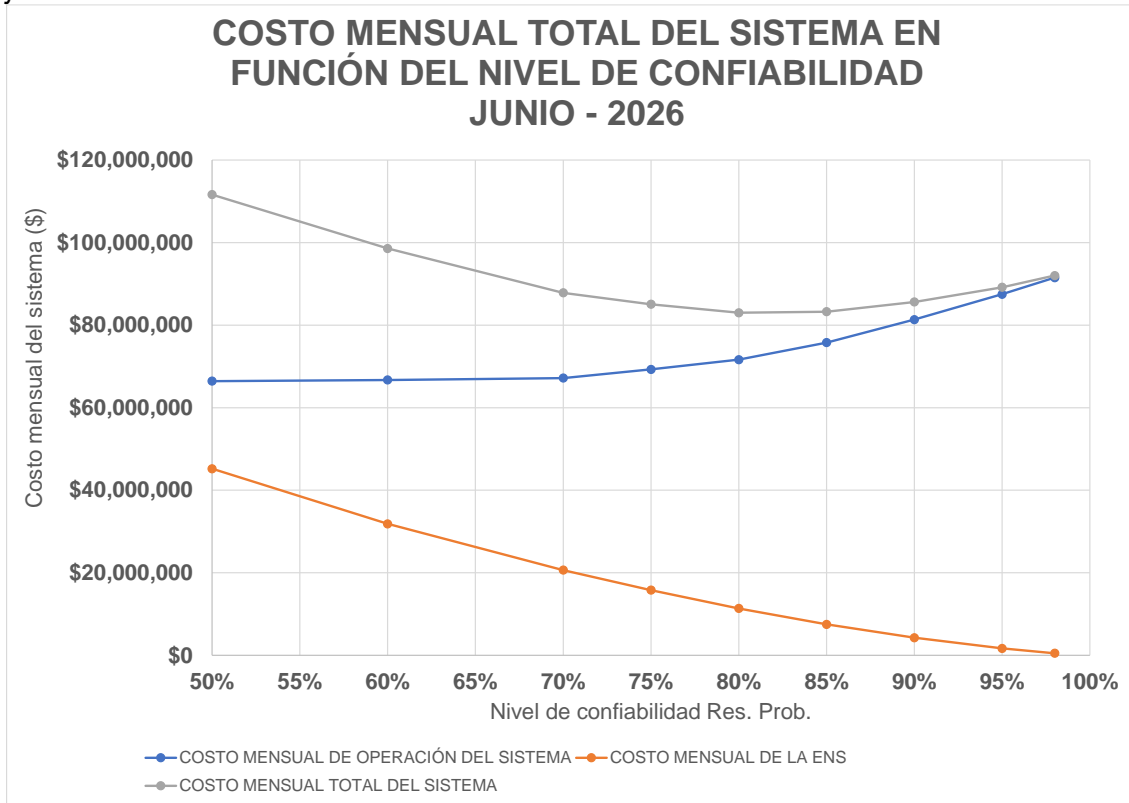
3.5.3 Determinación del nivel óptimo de confiabilidad

A partir de los valores obtenidos del costo y beneficio asociados a cada nivel de confiabilidad de requerimiento de reserva probabilístico. Realizaremos la evaluación conjunta de estos valores para establecer un óptimo.

En la Figura 36 se muestran las curvas de costo y beneficio, y la curva de costo total del sistema.

Figura 36

Evolución del costo mensual total del sistema en función del nivel de confiabilidad para junio del 2026.



Realizando una evaluación sobre el costo del sistema. Se puede observar que el valor mínimo del costo del sistema se establece un nivel de 80%. Por lo tanto, el óptimo se establece para un nivel de confiabilidad de 80%.

Capítulo IV. Análisis y discusión de resultados

4.1 Resultados de requerimiento de reserva probabilística

Los resultados del requerimiento de reserva probabilística UP establecidos a un nivel de confiabilidad de 80% se muestran en la Figura 37, 38 y 39.

Figura 37

Requerimiento de reserva probabilística UP para el periodo comprendido entre julio del 2023 y junio del 2024.

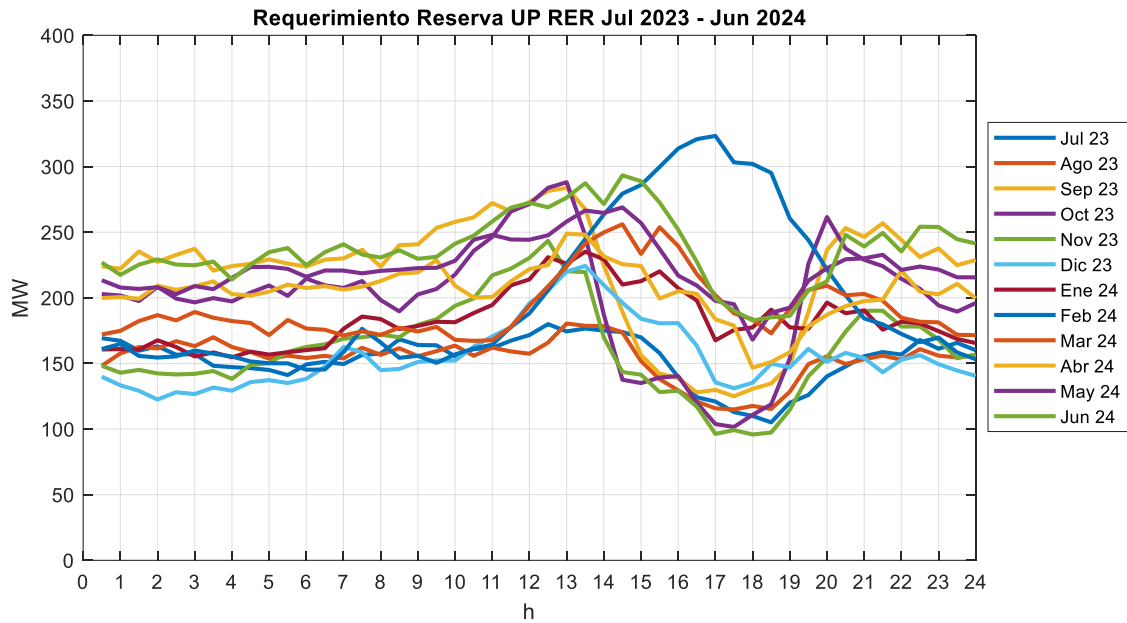


Figura 38

Requerimiento de reserva probabilística UP para el periodo comprendido entre julio del 2024 y junio del 2025.

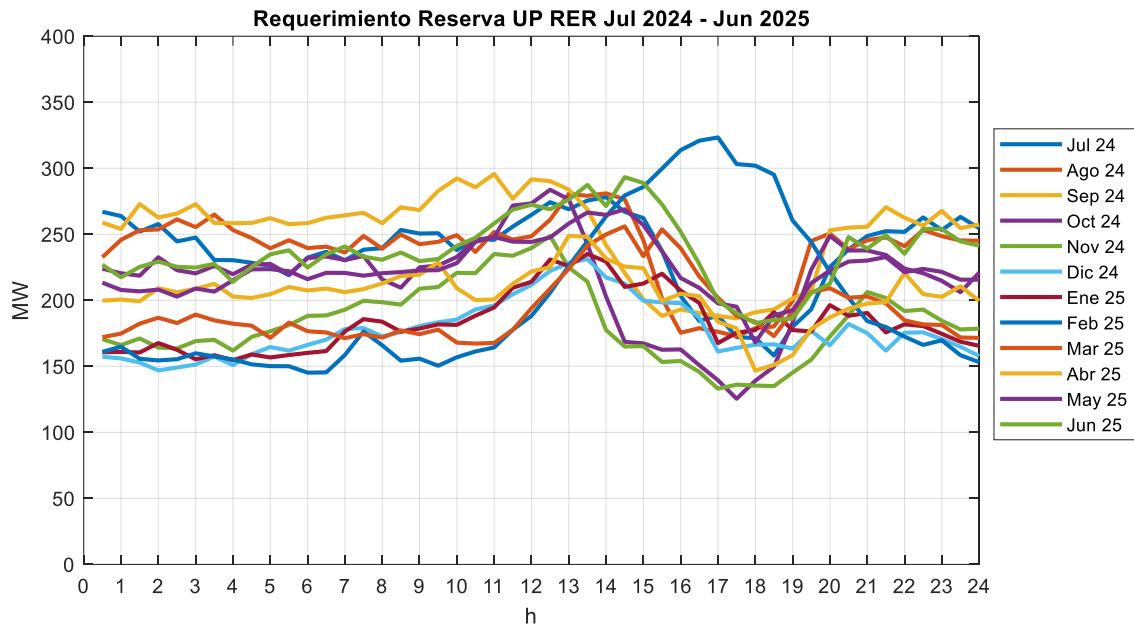
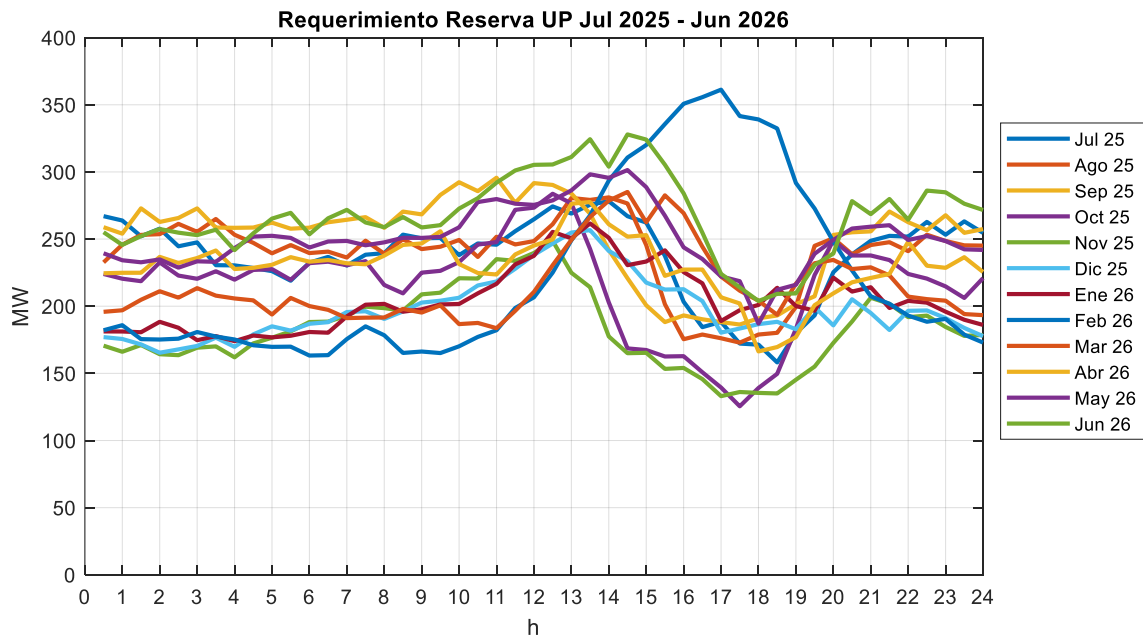


Figura 39

Requerimiento de reserva probabilística UP para el periodo comprendido entre julio del 2025 y junio del 2026.



Los resultados de requerimiento de reserva probabilística DOWN establecidos a un nivel de confiabilidad de 80% se muestran en la Figura 40, 41 y 42.

Figura 40

Requerimiento de reserva probabilística DOWN para el periodo comprendido entre julio del 2023 y junio del 2024.

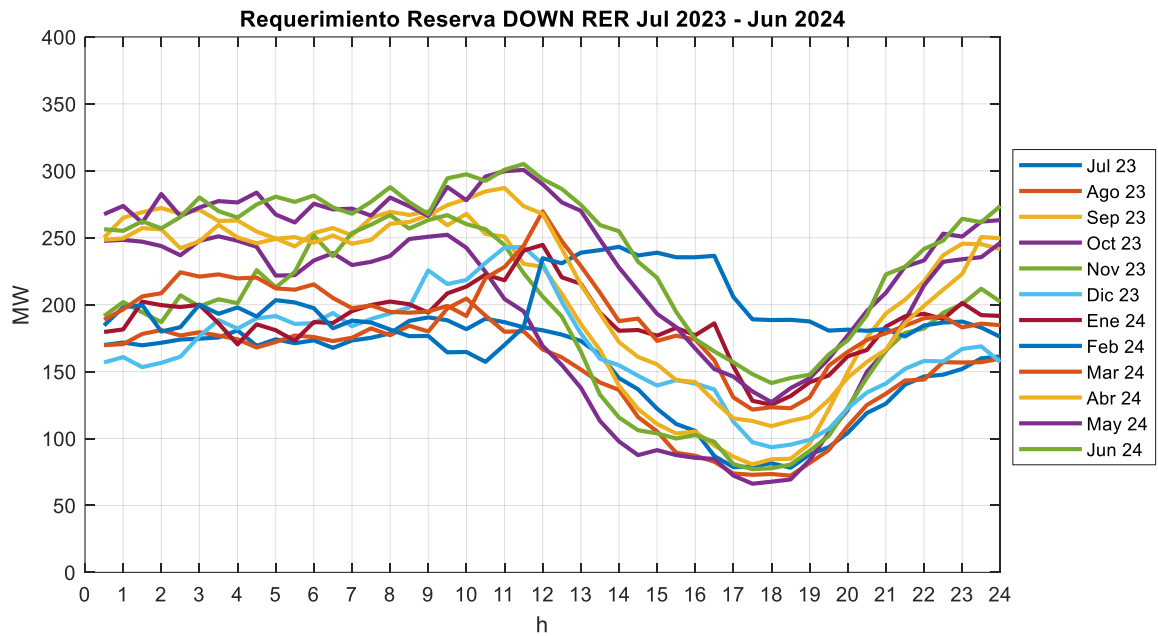


Figura 41

Requerimiento de reserva probabilística DOWN para el periodo comprendido entre julio del 2024 y junio del 2025.

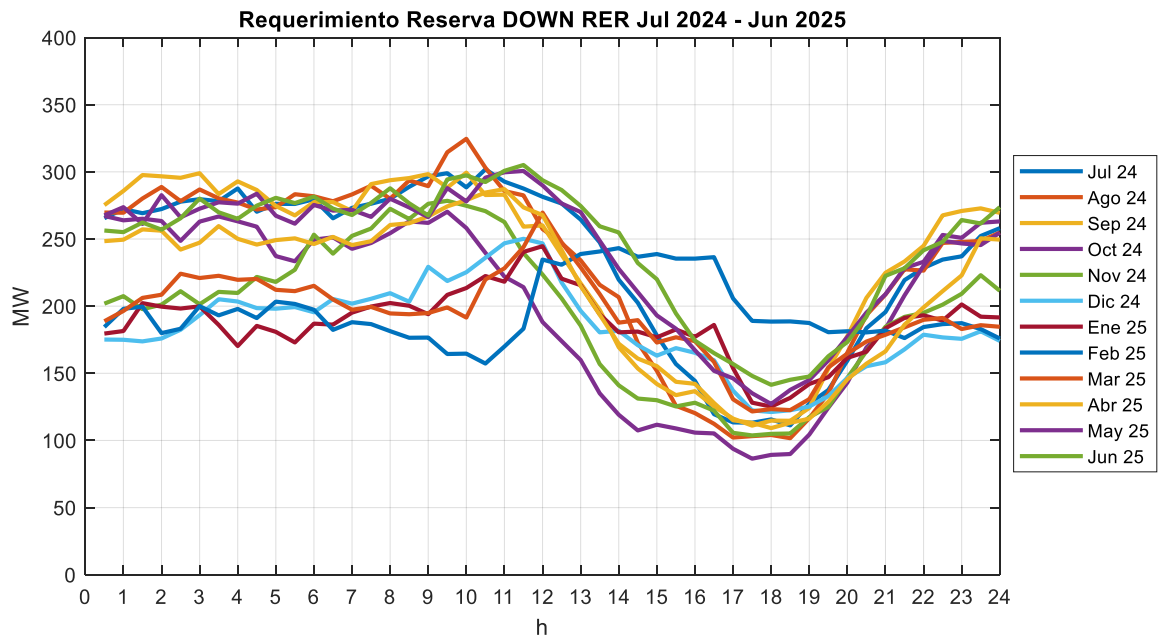
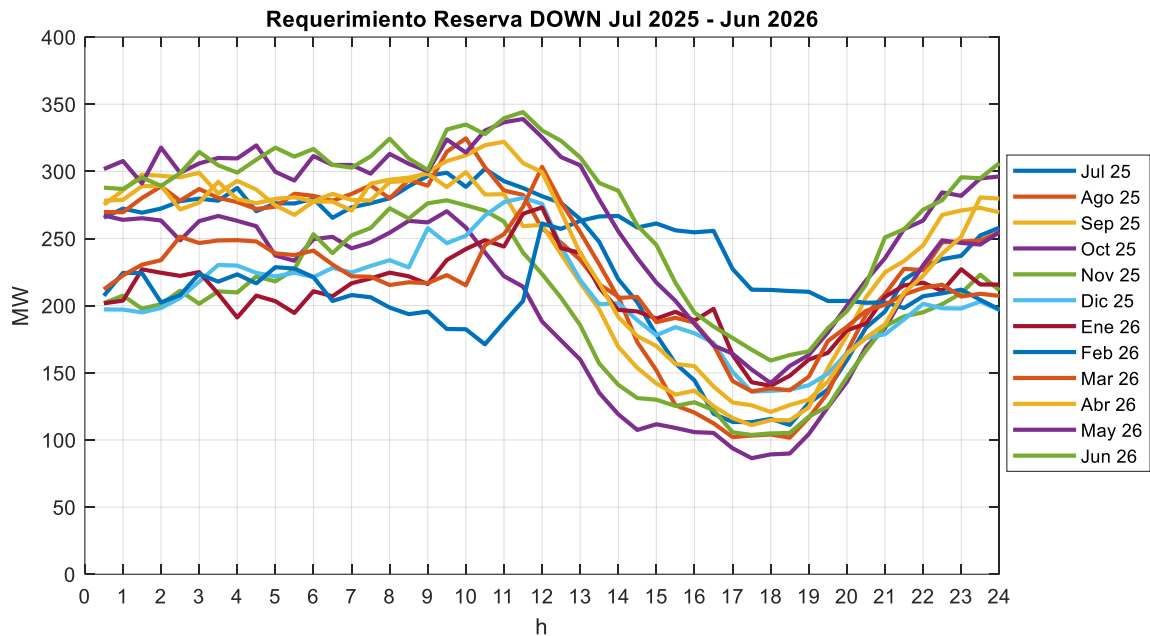


Figura 42

Requerimiento de reserva probabilística DOWN para el periodo comprendido entre julio del 2025 y junio del 2026.



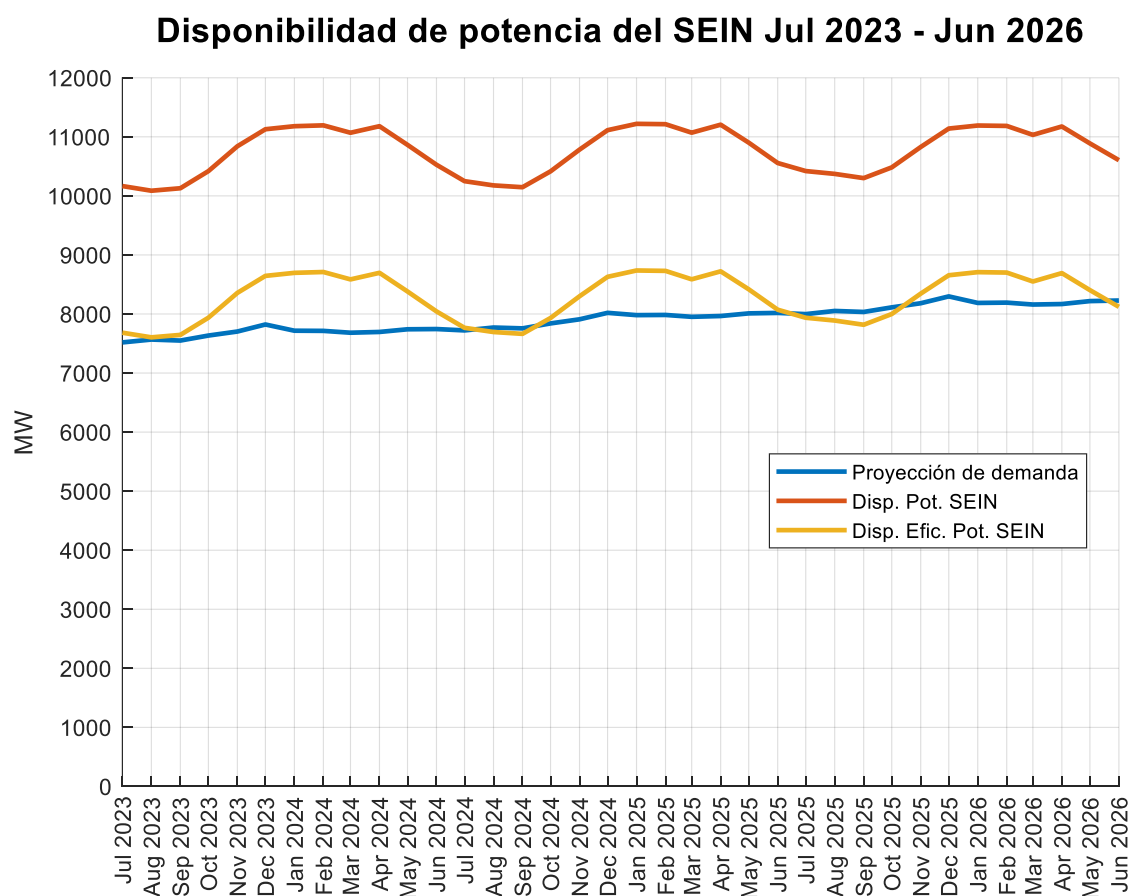
4.2 Comparación entre el requerimiento de reserva probabilístico y el requerimiento de reserva establecido por el POLP

Para poder evaluar el impacto del incremento en el requerimiento de reserva probabilística, es necesario evaluar la disponibilidad de generación del SEIN en el periodo de evaluación.

El POLP establece premisas y criterios para determinar la disponibilidad de generación; tales como: mantenimientos en las unidades de generación, despacho único de la unidad TG4 de Malacas debido a una limitación del abastecimiento de combustible, despacho de una unidad de la CT Aguaytía debido a una limitación del abastecimiento de combustible, retiro de la operación comercial de la CT Ilo 2 TV entre otros. En la Figura 43 se muestra la disponibilidad de generación del SEIN de acuerdo al POLP (COES, 31 de diciembre de 2022).

Figura 43

Disponibilidad de potencia y potencia eficiente del SEIN para el periodo de evaluación comprendido entre julio de 2023 y junio de 2026.



Nota: Adaptado del Plan Operativo de Largo Plazo (COES, 31 de diciembre del 2022).

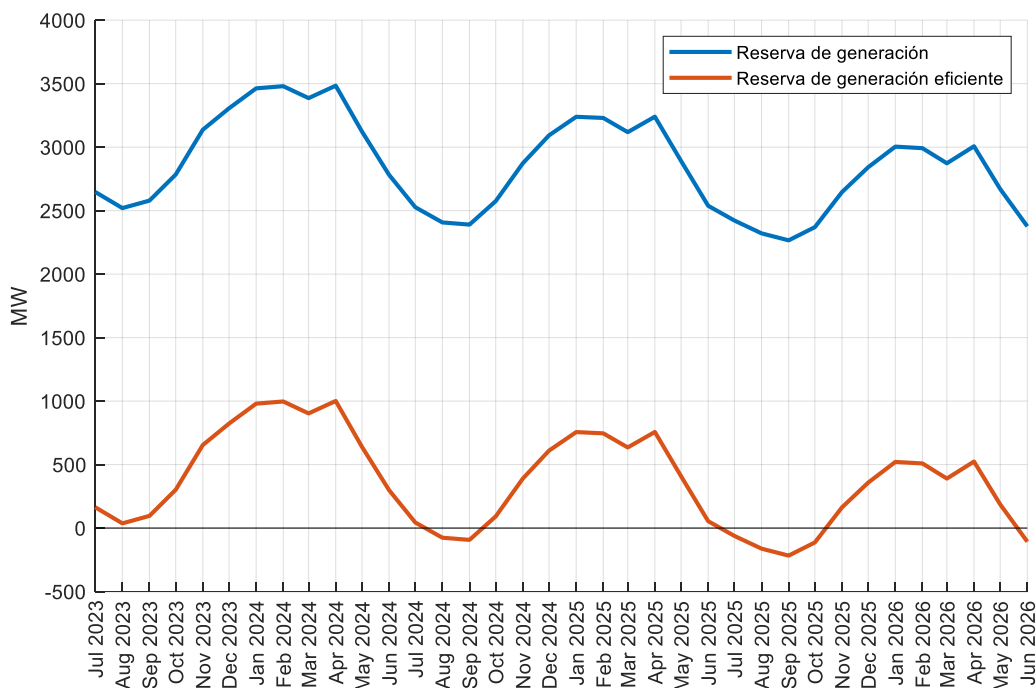
La curva de color granate de la Figura 43 muestra la disponibilidad de potencia del sistema; asimismo la curva de color mostaza muestra la disponibilidad eficiente de potencia del sistema, la cual excluye a las centrales que operan con combustibles líquidos (Diesel y residual). La curva de color azul muestra el crecimiento de demanda estimada del sistema para el periodo de evaluación. En la Figura 43 se puede observar un déficit de generación eficiente para los periodos de estiaje del 2024, 2025 y 2026.

Teniendo en cuenta la información de potencia disponible del sistema, calcularemos el margen de reserva disponible y margen de reserva eficiente disponible del sistema. Los resultados de la reserva de generación disponible del sistema se muestran en la Figura 44.

Figura 44

Reserva de generación disponible del SEIN para el periodo de evaluación comprendido entre julio de 2023 y junio de 2026.

Reserva rotante de generación disponible en el sistema SEIN Jul 2023 - Jun 2026



Nota: Adaptado del Plan Operativo de Largo Plazo (COES, 31 de diciembre del 2022).

A partir del déficit de generación eficiente mostrado en la Figura 43, en la Figura 44 se puede observar que el sistema no contaría con un margen de reserva eficiente para los periodos de estiaje de 2024, 2025 y 2026. Entonces para dimensionar el déficit de reserva eficiente en el sistema, calcularemos la reserva rotante requerida por el SEIN.

El POLP considera un 2.8% como el porcentaje de reserva para regulación primaria de frecuencia a lo largo de todo el periodo de evaluación, además considera 175 MW como la magnitud de reserva para regulación secundaria de frecuencia UP y DOWN (COES, 31 de diciembre de 2022).

Considerando que la reserva para regulación secundaria de frecuencia calculada por el POLP es de 175 MW, y teniendo en cuenta que de acuerdo al Estudio Anual de Reserva Operativa Rotante el 62,8% de esta reserva es atribuible a las desviaciones de

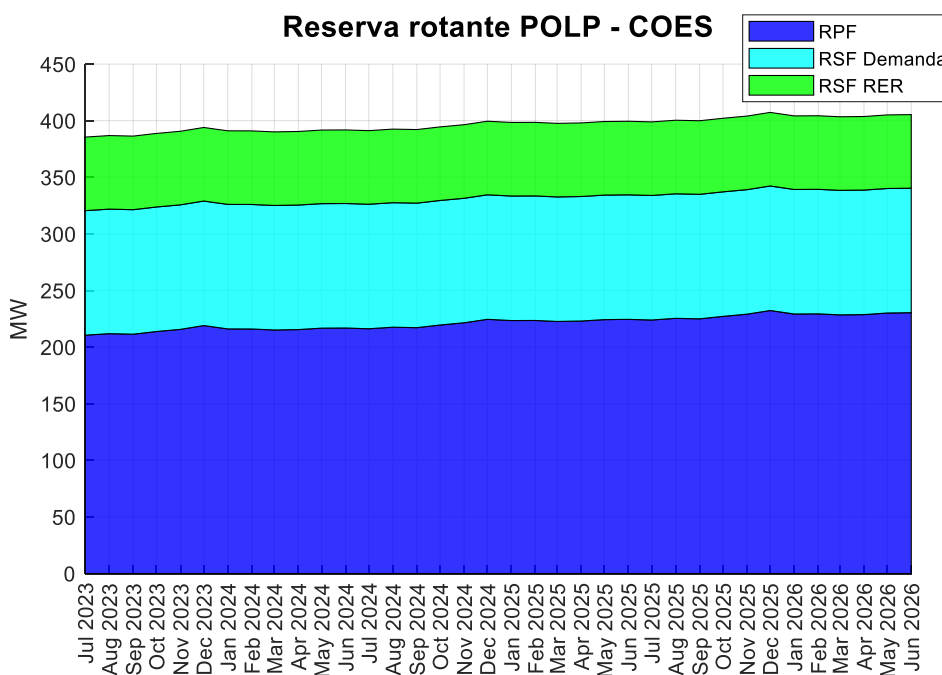
demanda y el 37,2% de la reserva es atribuible al error de proyección de generación renovable. Entonces para poder comparar el valor de reserva calculado por el POLP; se establece en 110 MW el margen de reserva atribuible a las desviaciones de demanda, y en 65 MW el margen de reserva atribuible al error de proyección de generación renovable.

Para poder comparar el requerimiento total de la reserva rotante de generación; reemplazamos el valor de reserva secundaria atribuible a la generación renovable calculado en el POLP, por el valor obtenido mediante el método de reserva probabilística.

En la Figura 45 se muestran los valores de reserva rotante requeridos por el sistema calculado por COES, y en la Figura 46 se muestran los valores de reserva rotante calculado mediante el método probabilístico. Asimismo en la Figura 47 se muestra la comparación entre los resultados de ambos requerimientos de reserva.

Figura 45

Reserva rotante requerida por el SEIN, calculada por el POLP, para el periodo de evaluación comprendido entre julio de 2023 y junio de 2026.



Nota: Adaptado del Plan Operativo de Largo Plazo (COES, 31 de diciembre del 2022).

Figura 46

Reserva rotante requerida por el SEIN, requerimiento de reserva probabilística, para el periodo de evaluación comprendido entre julio de 2023 y junio de 2026.

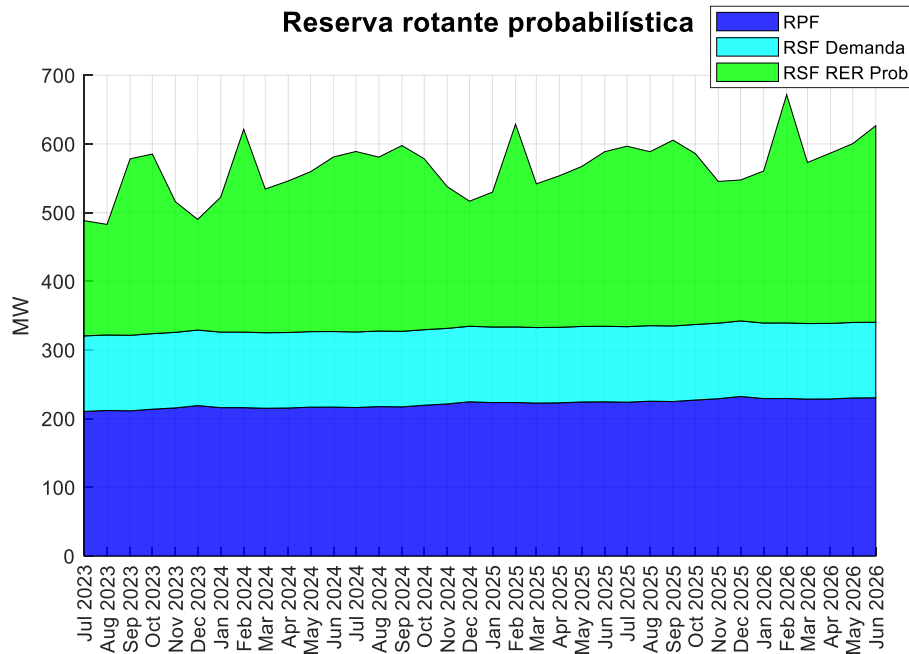
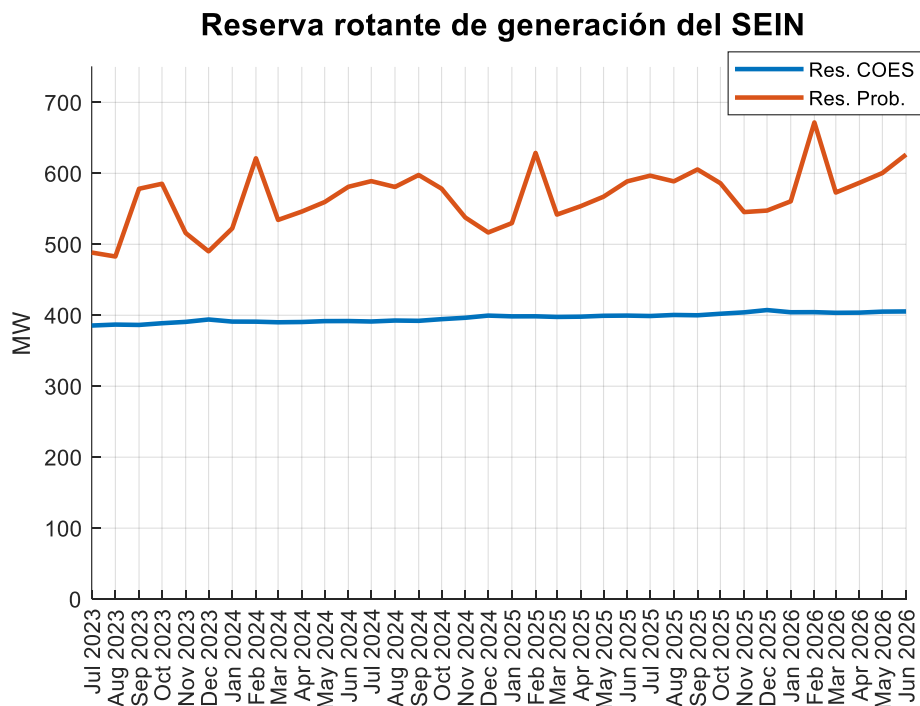


Figura 47

Reserva rotante requerida por el sistema calculado mediante el método de reserva probabilística y los resultados del POLP, para el periodo de evaluación comprendido entre julio de 2023 y junio de 2026.



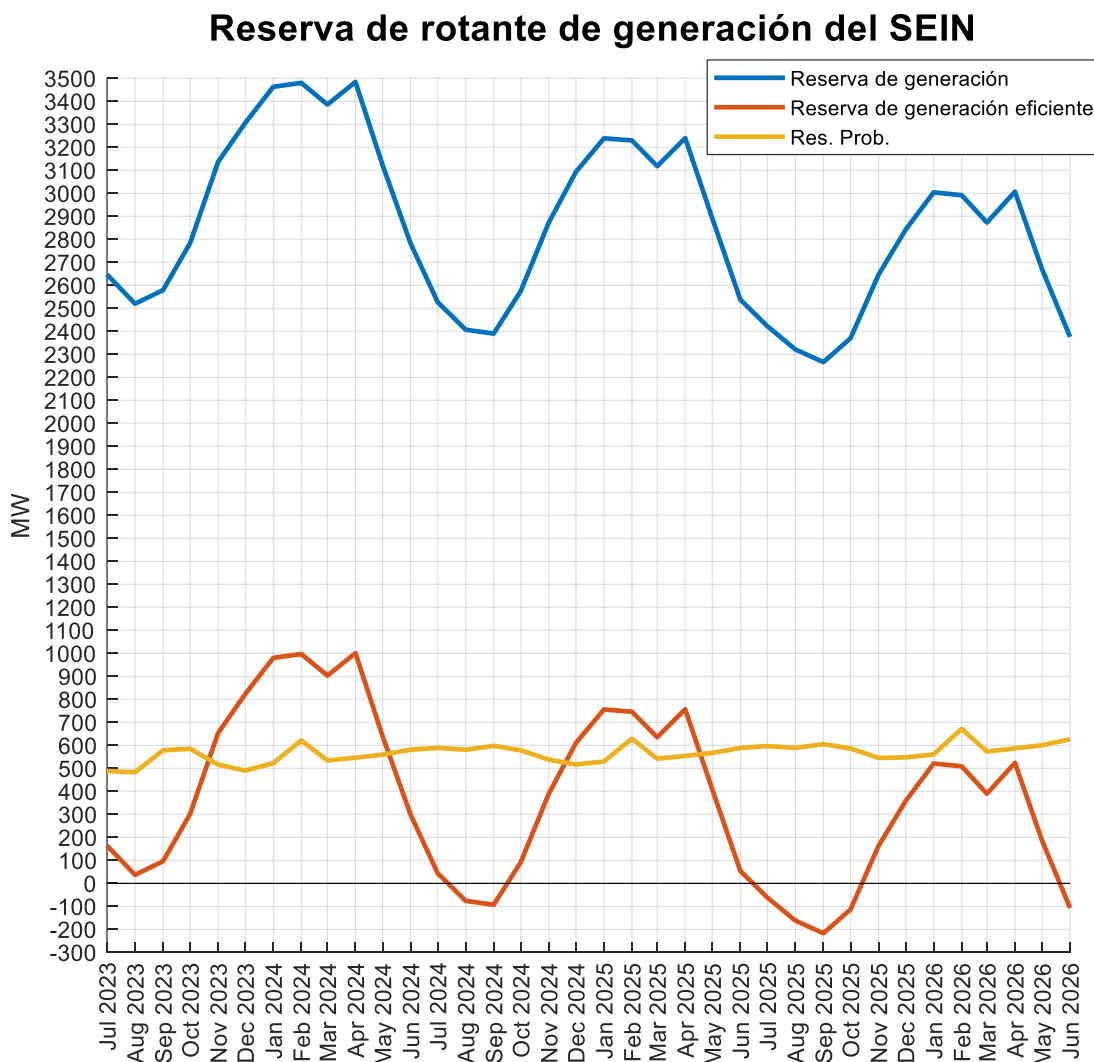
Nota: Adaptado del Plan Operativo de Largo Plazo (COES, 31 de diciembre del 2022).

Dado que los resultados calculados por el POLP no muestran la variabilidad de la generación renovable, así como la mayor inserción de generación renovable. Utilizaremos los resultados de la reserva probabilística para evaluar el margen de reserva disponible requerido por el sistema.

En la Figura 48 se comparan los valores de requerimiento de reserva probabilístico con el margen de reserva disponible en el sistema.

Figura 48

Reserva rotante probabilística requerida por el sistema, reserva de generación y reserva de generación eficiente, para el periodo de evaluación comprendido entre julio de 2023 y junio de 2026.



En la Figura 48 se puede observar que en los periodos de avenida del 2024 y 2025 el margen de reserva eficiente satisface el requerimiento de reserva probabilística; mientras que en el periodo de avenida del 2026 el requerimiento de reserva probabilística será mayor al margen de reserva eficiente.

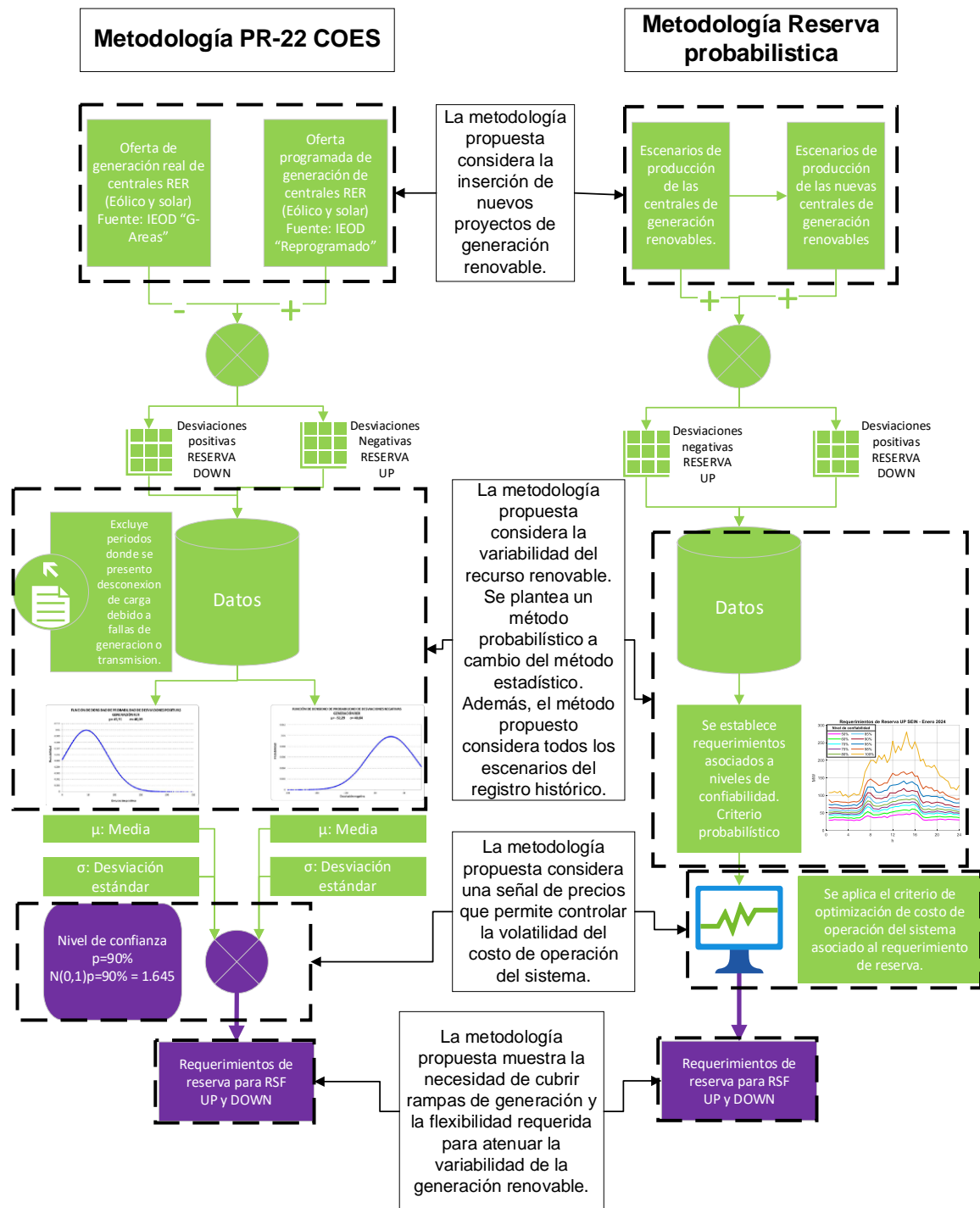
Asimismo en la Figura 48 se puede observar que en los tres periodos de estiaje estudiados, el margen de reserva probabilístico no podrá ser tendido por el margen de reserva eficiente. Siendo esto un detonante para el incremento del costo de operación del sistema.

4.3 Comparación entre la metodología de reserva probabilística y la metodología de determinación de reserva del PR-22 COES

En la Figura 49 se realiza una comparación entre la metodología utilizada por COES y la metodología de reserva probabilística, para determinar el margen de reserva rotante para regulación secundaria de frecuencia atribuible a la generación renovable no convencional.

Figura 49

Diferencias entre la metodología de la reserva probabilística y del PR-22 COES, para la determinación de la reserva rotante para control secundario de frecuencia.



Conclusiones

Las conclusiones de la presente investigación se detallan a continuación:

- Se logró predecir el perfil de producción mensual de las centrales eólicas y solares del SEIN desde julio del 2023 hasta junio del 2026, mediante la simulación de Monte Carlo no secuencial, enfoque probabilístico. Los escenarios simulados mostraron las rampas crecientes y decrecientes de generación renovable y la necesidad de flexibilidad de la oferta del SEIN.
- Se logró predecir el perfil de producción de los nuevos proyectos de centrales eólicas y solares que se conectarán al SEIN hasta junio del 2026. La información brindada por los mapas globales del recurso eólico y solar permitió representar los futuros escenarios de generación renovable, asimismo se observó que en el Perú las centrales y los proyectos de generación renovable se condensan en determinadas zonas geográficas (En el 2026, en la región Moquegua se concentrará el 84.6% de la potencia solar fotovoltaica del SEIN, en la región Ica se concentrará el 86.7% de la potencia eólica del SEIN), esta situación ocasiona que la producción renovable sea muy dependiente de las condiciones climatológicas de las mencionadas zonas.
- Se logró determinar las desviaciones positivas y negativas de producción de generación renovable eólica y solar; y en función de ello se estableció los niveles de requerimiento de reserva UP y DOWN para cada periodo de evaluación mensual. Los escenarios de producción generados mediante el método de simulación de Monte Carlo permitieron establecer los niveles de requerimiento de reserva en función del nivel de confiabilidad.
- Se logró determinar el perfil horario de la reserva rotante probabilística para la regulación secundaria de frecuencia atribuible a las centrales de generación eólica y solar optimizando el costo de operación del sistema. El

criterio de optimización estableció en 80% el nivel de confiabilidad asociado al requerimiento de reserva probabilística. El criterio garantiza la obtención del valor óptimo de reserva al evaluar el costo de inversión necesario para lograr un cierto nivel de confiabilidad con el beneficio obtenido por los usuarios (Menor costo de energía no suministrada).

Recomendaciones

Las recomendaciones de la presente investigación se detallan a continuación:

- Se recomienda modificar el PR-01 (Programación de la Operación de Corto Plazo) para incluir el método de simulación de Monte Carlo como un método de predicción de producción centralizado para todas las centrales de generación renovable.
- Se recomienda modificar el PR-22 (Reserva rotante para regulación secundaria de frecuencia) para reemplazar el método estadístico con el método probabilístico utilizado, con el objetivo de representar de mejor forma la variabilidad de la generación renovable.
- Se recomienda modificar el PR-22 (Reserva rotante para regulación secundaria de frecuencia) para que se incluya la evaluación económica del valor de la reserva, se recomienda utilizar el criterio de optimización de costo de reserva para dimensionar la magnitud de reserva para regulación secundaria de frecuencia.
- Se recomienda modificar el PR-22 (Reserva rotante para regulación secundaria de frecuencia) para determinar el margen de reserva en subdivisiones media horarias para cada mes con el objetivo de representar de forma adecuada la variabilidad y estacionalidad del recurso renovable.
- Se recomienda al operador del sistema tener en cuenta los resultados obtenidos de requerimiento de reserva del sistema de generación del SEIN, ya que los márgenes de reserva eficientes disponibles en el sistema no serán suficientes para satisfacer el requerimiento de reserva probabilística asociada a la generación renovable no convencional.
- La presente investigación no tomo evaluó la variabilidad de la demanda. Para próximas investigaciones se recomienda considerar dicha variabilidad

con el objetivo de tener un replanteo general de la reserva rotante para regulación secundaria de frecuencia.

- Una de las medidas adoptadas para atenuar la variabilidad de generación renovable es la implementación sistema de almacenamiento (Sistema de baterías o estaciones de hidrobombeo). Para próximas investigaciones se recomienda estudiar cómo afecta la participación de los sistemas de almacenamiento a gran escala en el requerimiento de reserva.

Referencias bibliográficas

- Comité de Operación Económica del Sistema. (2015). *Procedimiento Técnico N° 01 Programación de la Operación de Corto Plazo*.
- Comité de Operación Económica del Sistema. (Noviembre, 2019). *Manual de Metodología del Modelo Yupana*.
- Comité de Operación Económica del Sistema. (2021). *Procedimiento Técnico N° 21 Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia*.
- Comité de Operación Económica del Sistema. (2022a). *Procedimiento Técnico N° 22 Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia*.
- Comité de Operación Económica del Sistema. (2022b). *Estudio Anual de Reserva Operativa Rotante Año 2023*.
- Comité de Operación Económica del Sistema. (6 de noviembre de 2022). *URS calificadas para Regulación Secundaria de Frecuencia*.
- Comité de Operación Económica del Sistema. (31 de diciembre de 2022). *Plan Operativo de Largo Plazo del SEIN*.
- Comité de Operación Económica del Sistema. (1 de junio de 2023). *Ficha técnica equipamiento SEIN*. <https://www.coes.org.pe/Portal/Equipamiento/FichaTecnica>
- Comité de Operación Económica del Sistema. (1 de julio de 2023). *Datos históricos*. <https://www.coes.org.pe/Portal/portalinformacion/VisorPowerBI>
- Comité de Operación Económica del Sistema. (5 de marzo de 2023). *Programa de Obras Generación Transmisión 2023-2034*. <https://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/NuevosProyectos/EstudiosO>
- Comité de Operación Económica del Sistema. (19 de mayo de 2023). *Glosario de abreviaturas y definiciones utilizadas en los procedimientos técnicos del COES-SINAC*.
- Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). *Solar engineering of thermal processes*. John Wiley & Sons.

- Eto, Joseph H; Undrill, John; Mackin, Peter; Daschmans, Ron; Williams, Ben; Haney, Brian; Hunt, Randall; Ellis, Jeff; Illian, Howard; Martinez, Carlos; O'Malley, Mark; Coughlin, Katie; & LaCommare, Kristina Hamachi (2010) *Use of Frequency Response Metrics to Assess the Planning and Operating Requirements for Reliable Integration of Variable Renewable Generation*. <https://doi.org/10.2172/1003830>
- F. Fahiman, S. Disano, S. M. Erfani, P. Mancarella and C. Leckie, (2019) *Data-Driven Dynamic Probabilistic Reserve Sizing Based on Dynamic Bayesian Belief Networks* in IEEE Transactions on Power Systems. vol. 34, no. 3, pp. 2281-2291
- Global Solar Atlas. (s.f.). [Características del recurso solar en el Perú]. Recuperado el 30 de julio de 2023 de <https://globalsolaratlas.info/map>
- Global Wind Atlas. (s.f.). [Características del recurso eólico en el Perú]. Recuperado el 30 de julio de 2023 de <https://globalwindatlas.info/es>
- Google. (s.f.). [Ubicaciones de centrales y proyectos de generación renovable en el Perú]. Recuperado el 30 de julio de 2023 de <https://earth.google.com/web/>
- Le, D., & Chowdhury, A. (2010, June). *Probabilistic planning reserve margin studies at the California ISO*. In 2010 IEEE 11th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (pp. 402-406). IEEE.
- Levy, A., Messina, D., & Contreras Lisperguer, R. (2021). *Definiciones del sector eléctrico para la incorporación de las energías renovables variables y la integración regional en América Latina y el Caribe*.
- Li, W. (2013). *Reliability assessment of electric power systems using Monte Carlo methods*. Springer Science & Business Media.
- M. Bucksteeg, L. Niesen and C. Weber, (2016) *Impacts of Dynamic Probabilistic Reserve Sizing Techniques on Reserve Requirements and System Costs* in IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 7, no. 4, pp. 1408-1420
- OSINERGMIN (2005). *Norma técnica para la coordinación de la operación en tiempo real de los sistemas interconectados*.

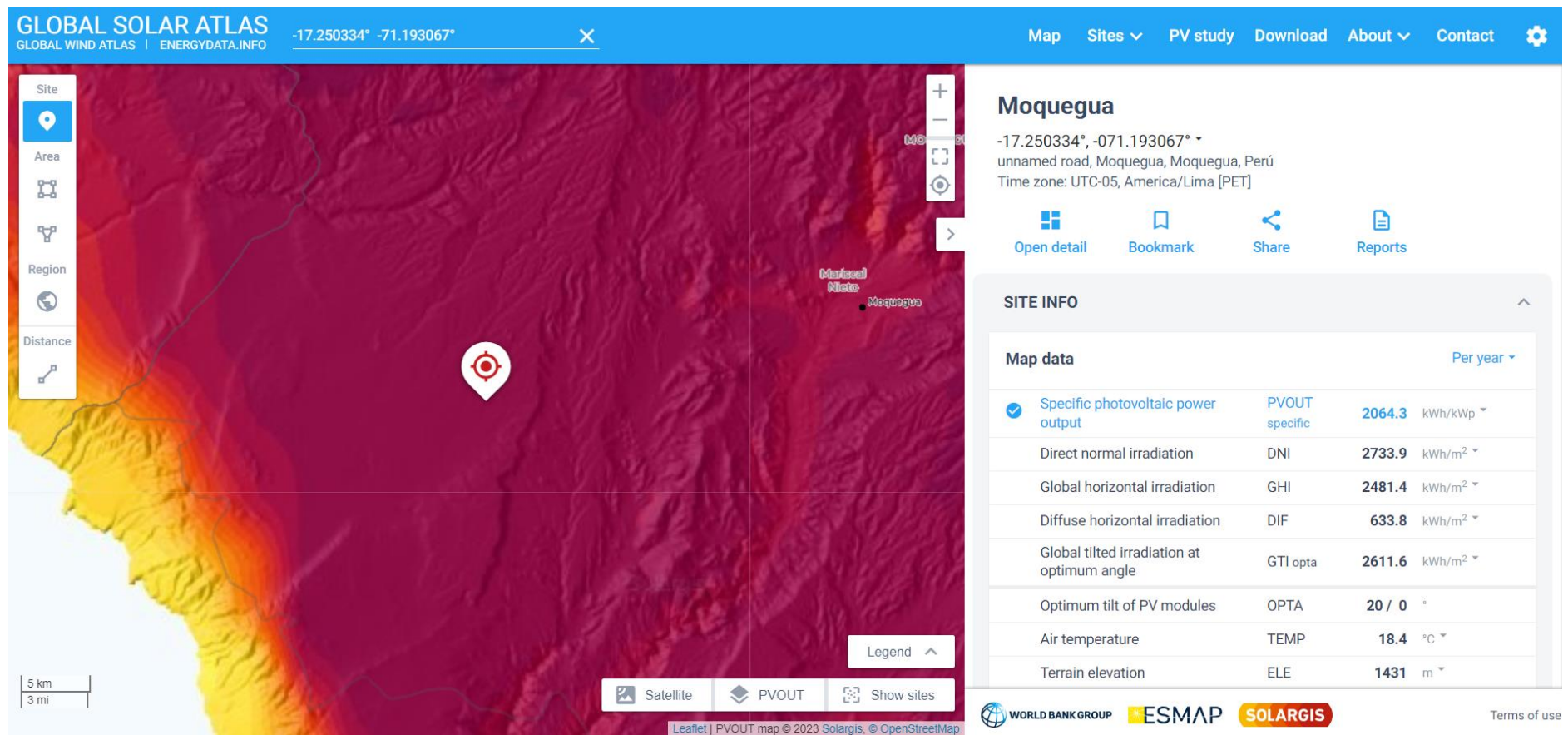
- PSR (2021). *Asistencia Técnica para el Análisis del Impacto de la Parte de Generación Renovable No Convencional en el Sistema Eléctrico Interconectado Peruano*.
- PSR (2023). *Time Series Lab (Version 1.0)* <https://www.psr-inc.com/wp-content/uploads/software/TSLReadMeEng.pdf>
- Roy Billinton, Ronald N. Allan (1996) *Reliability Evaluation of Power Systems* Springer Science+ Business Media.
- Tong, W. (2010). *Fundamentals of wind energy (Vol. 44, p. 112)*. Southampton, UK: WIT press.
- Wang, J., Wang, X., & Wu, Y. (2005). *Operating reserve model in the power market*. *IEEE Transactions on Power systems*, 20(1), 223-229.

Anexos

Anexo 1: Mapa global del recurso solar y eólico	1
Anexo 2: Requerimientos de reserva asociados a cada nivel de confiabilidad.....	11
Anexo 3: Algoritmos desarrollados.....	17
Anexo 4: Matriz de consistencia	20

Anexo 1. Mapa global del recurso solar y eólico

Anexo 1.1. Mapa del recurso solar C.S. Rubí



Anexo 1.2. Mapa del recurso solar proyecto C.S. Clemesí

GLOBAL SOLAR ATLAS
GLOBAL WIND ATLAS | ENERGYDATA.INFO
Map Sites PV study Download About Contact

-17.244434° -71.194525°
X

Site

Area

Region

Distance

5 km
3 mi

Satellite
PVOUT
Show sites

Moquegua

-17.244434°, -071.194525°
 unnamed road, Moquegua, Moquegua, Perú
 Time zone: UTC-05, America/Lima [PET]

Open detail
Bookmark
Share
Reports

SITE INFO

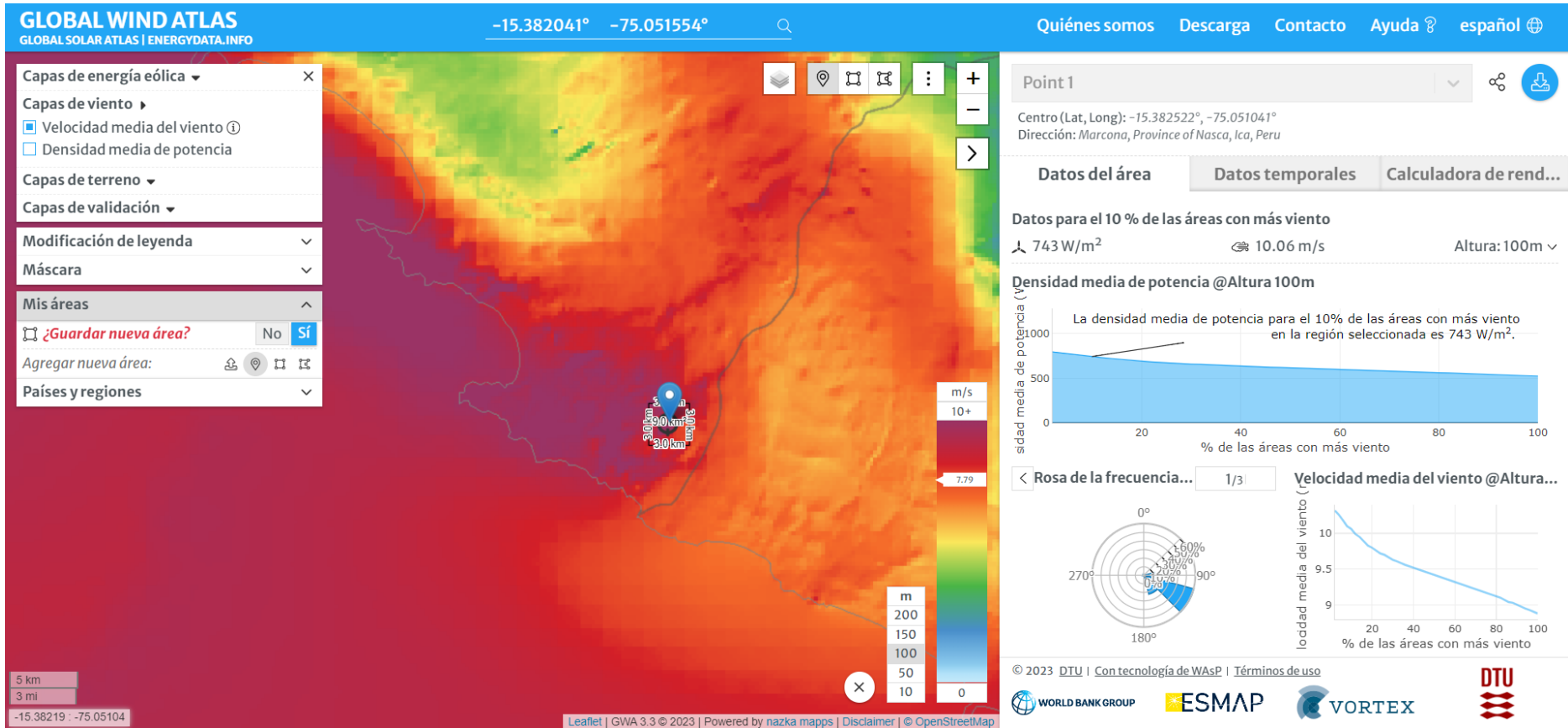
Map data Per year ▾

<input checked="" type="checkbox"/> Specific photovoltaic power output	PVOUT specific	2061.5	kWh/kWp ▾
Direct normal irradiation	DNI	2731.8	kWh/m ² ▾
Global horizontal irradiation	GHI	2479.7	kWh/m ² ▾
Diffuse horizontal irradiation	DIF	634.2	kWh/m ² ▾
Global tilted irradiation at optimum angle	GTI opta	2609.1	kWh/m ² ▾
Optimum tilt of PV modules	OPTA	20 / 0	° ▾
Air temperature	TEMP	18.4	°C ▾
Terrain elevation	ELE	1434	m ▾

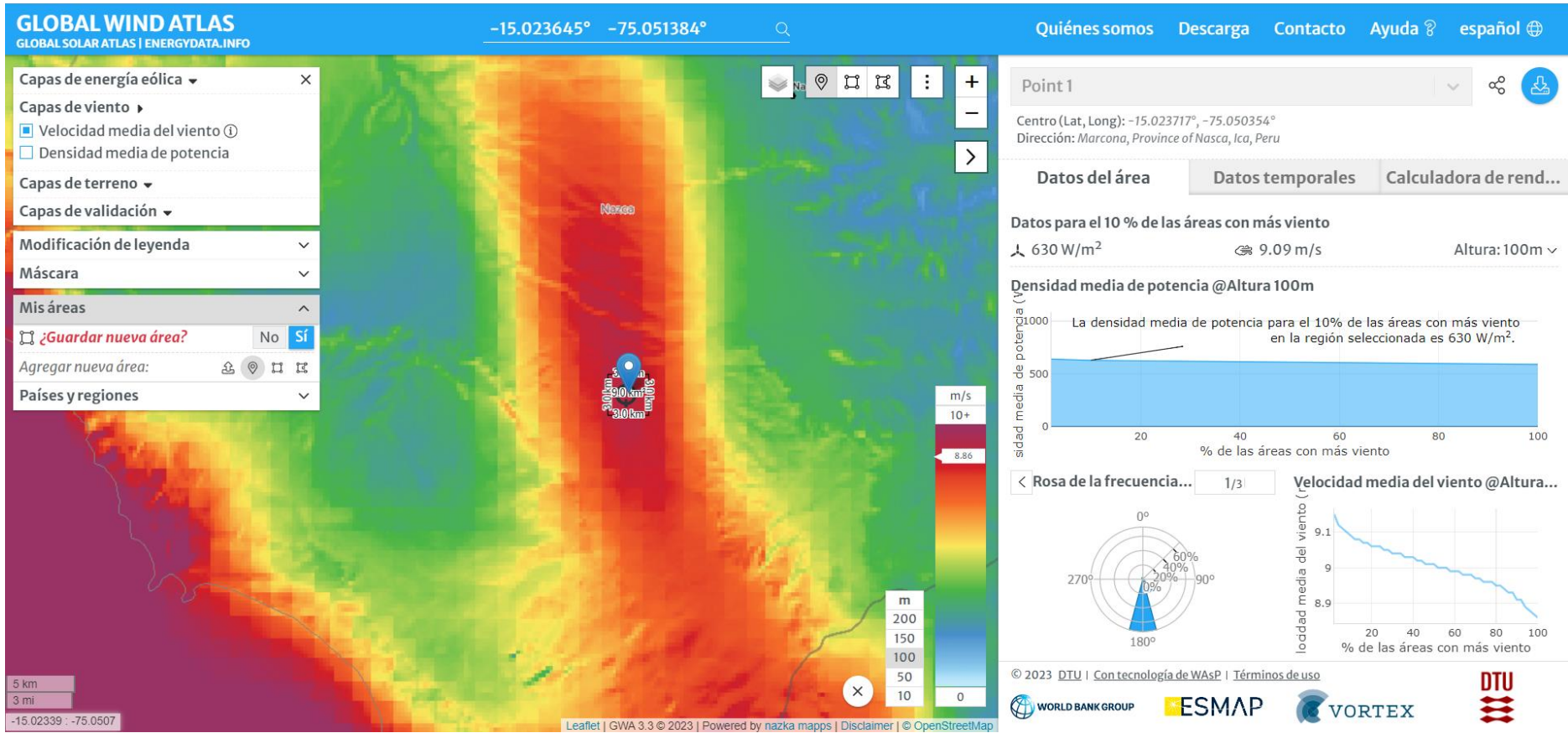
WORLD BANK GROUP
ESMAP
SOLARGIS

Terms of use

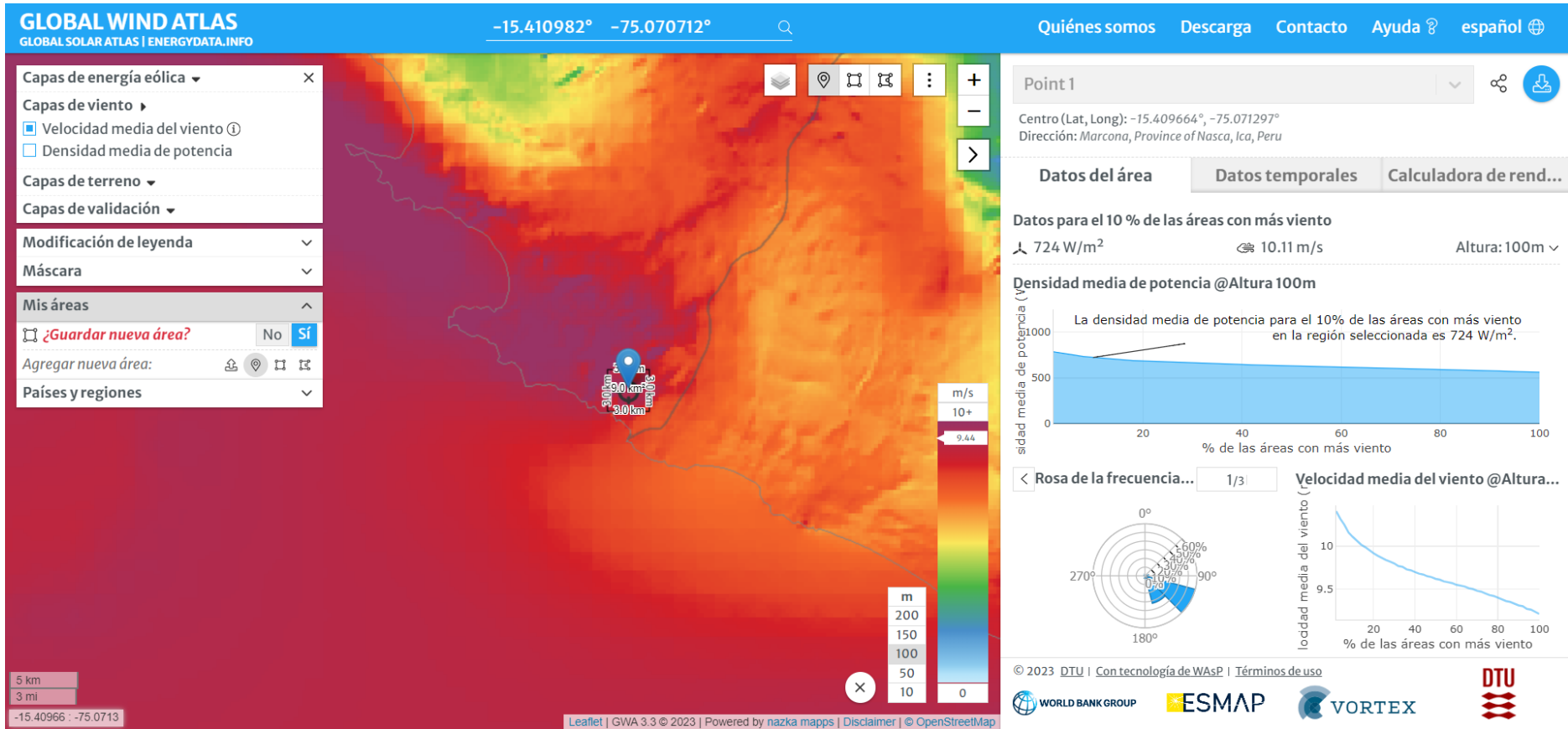
Anexo 1.3. Mapa del recurso eólico C.E. Tres Hermanas



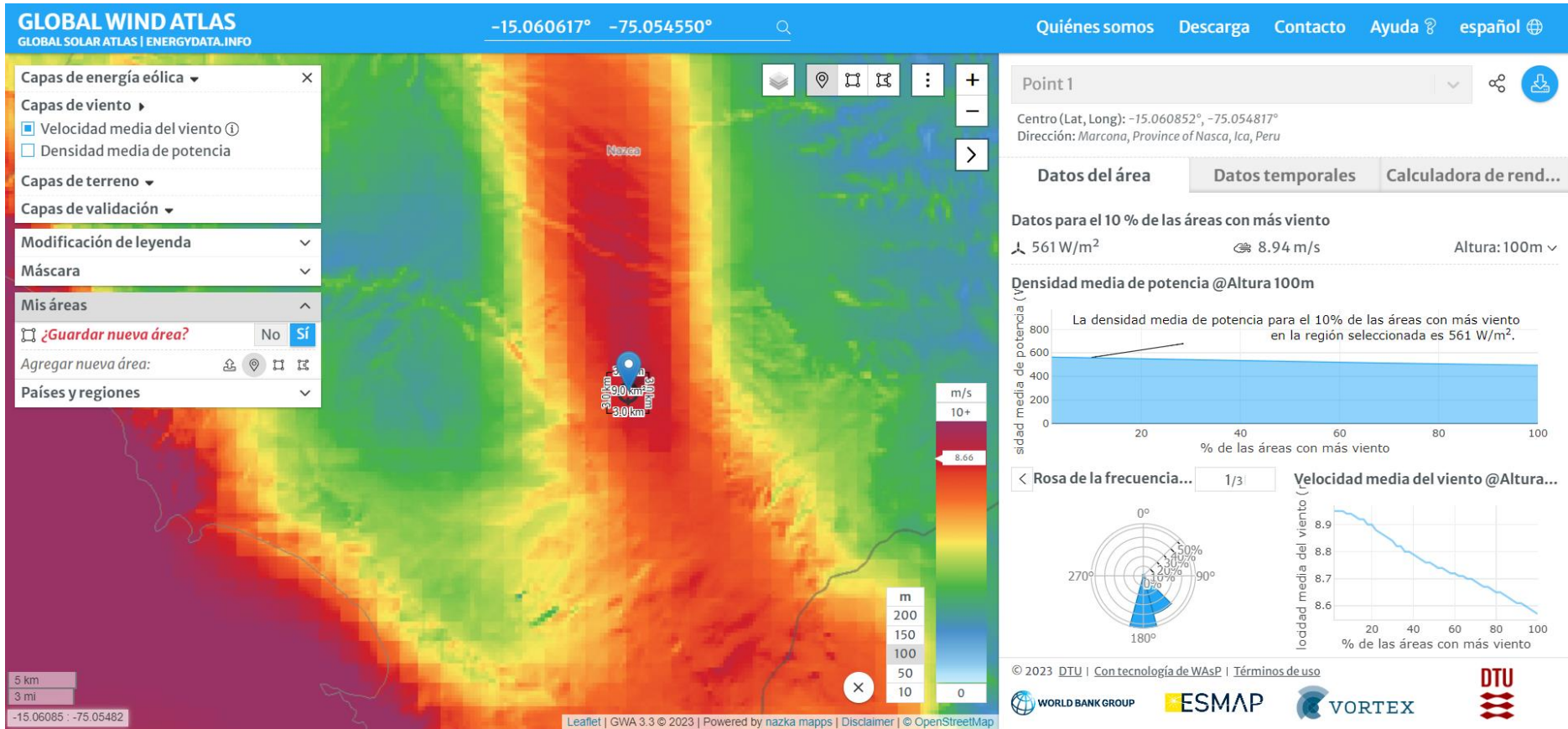
Anexo 1.4. Mapa del recurso eólico C.E. Wayra 1



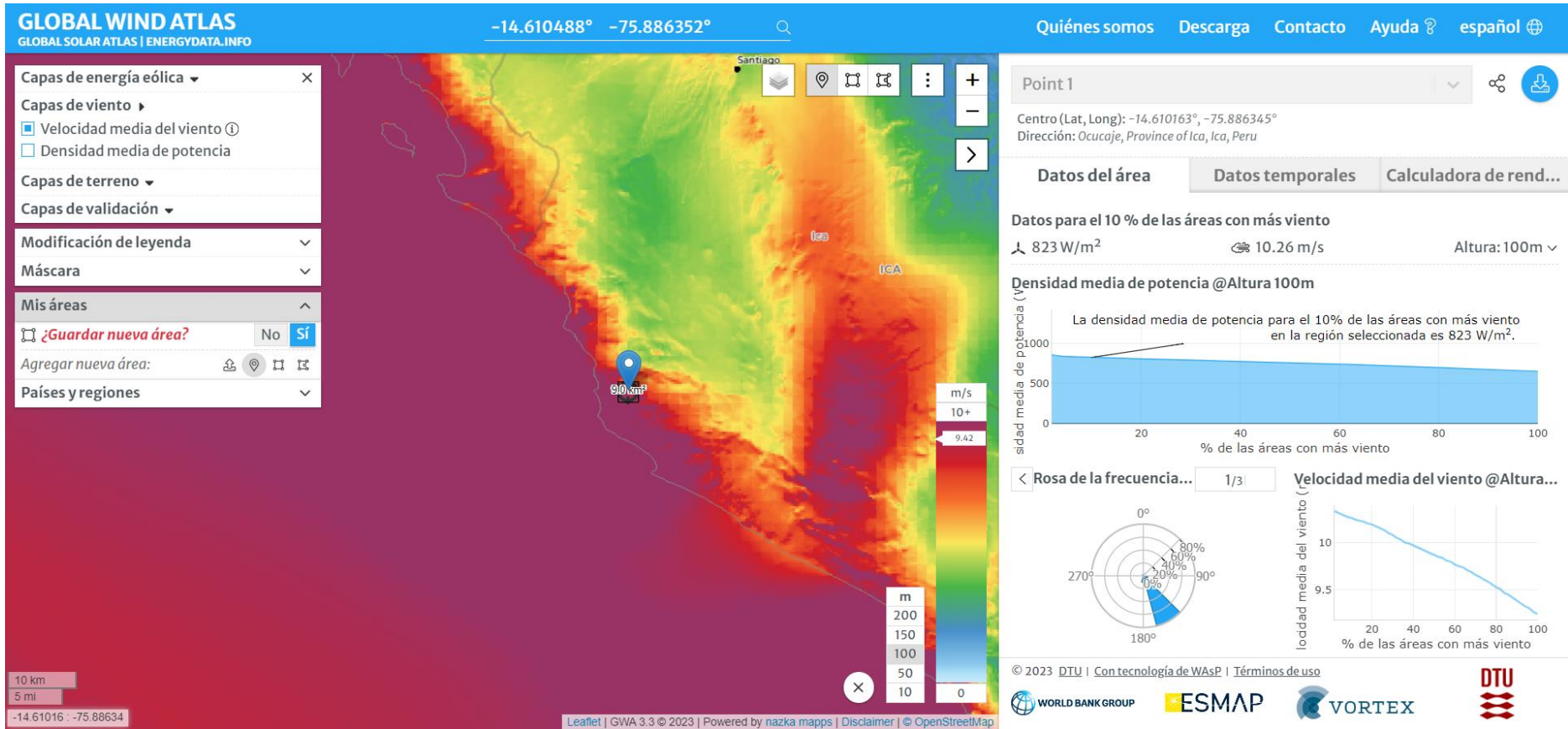
Anexo 1.5. Mapa del recurso eólico C.E. Marcona



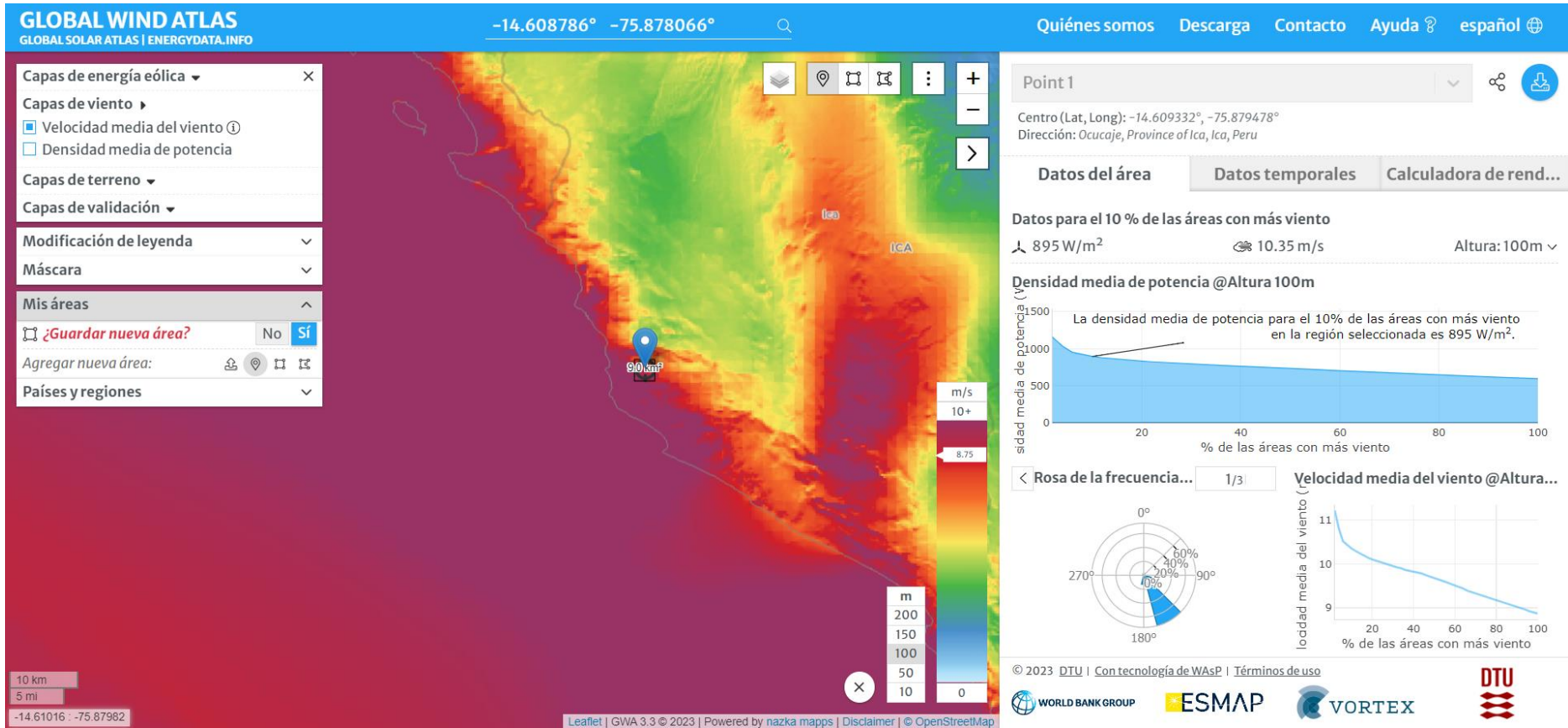
Anexo 1.6. Mapa del recurso eólico proyecto C.E. Wayra Extensión



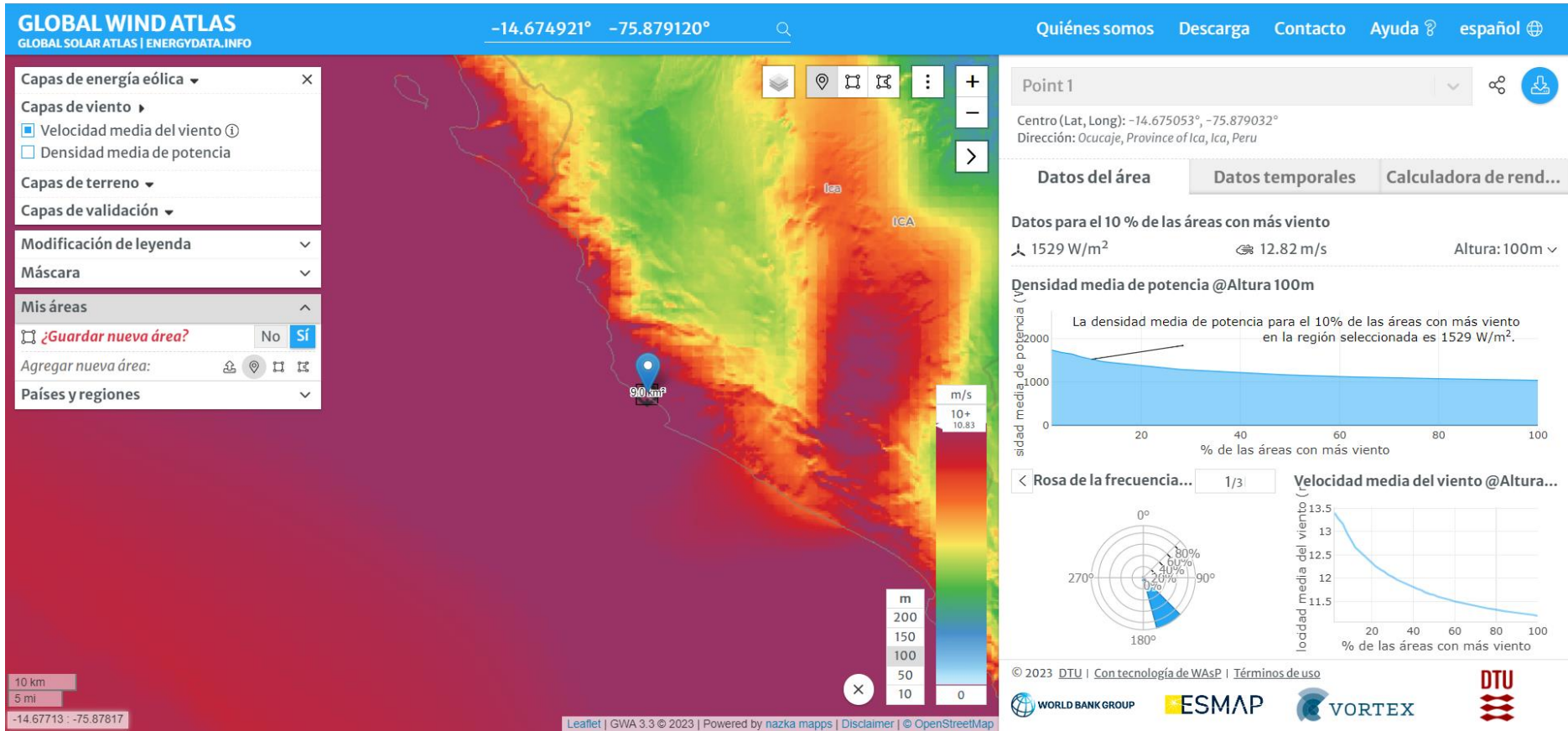
Anexo 1.7. Mapa del recurso eólico proyecto C.E. Punta Lomitas



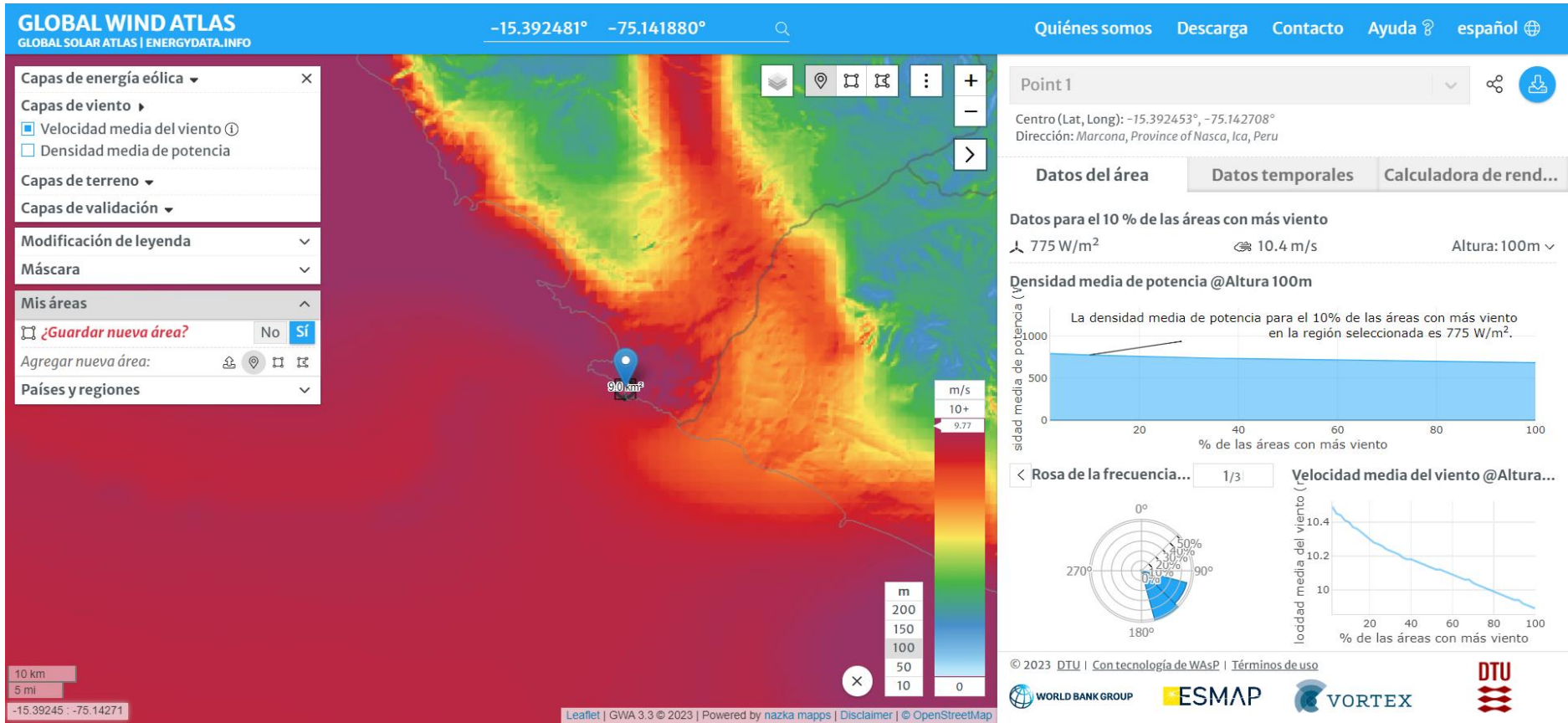
Anexo 1.8. Mapa del recurso eólico proyecto C.E. Expansión Punta Lomitas



Anexo 1.9. Mapa del recurso eólico proyecto C.E. Ampliación Punta Lomitas

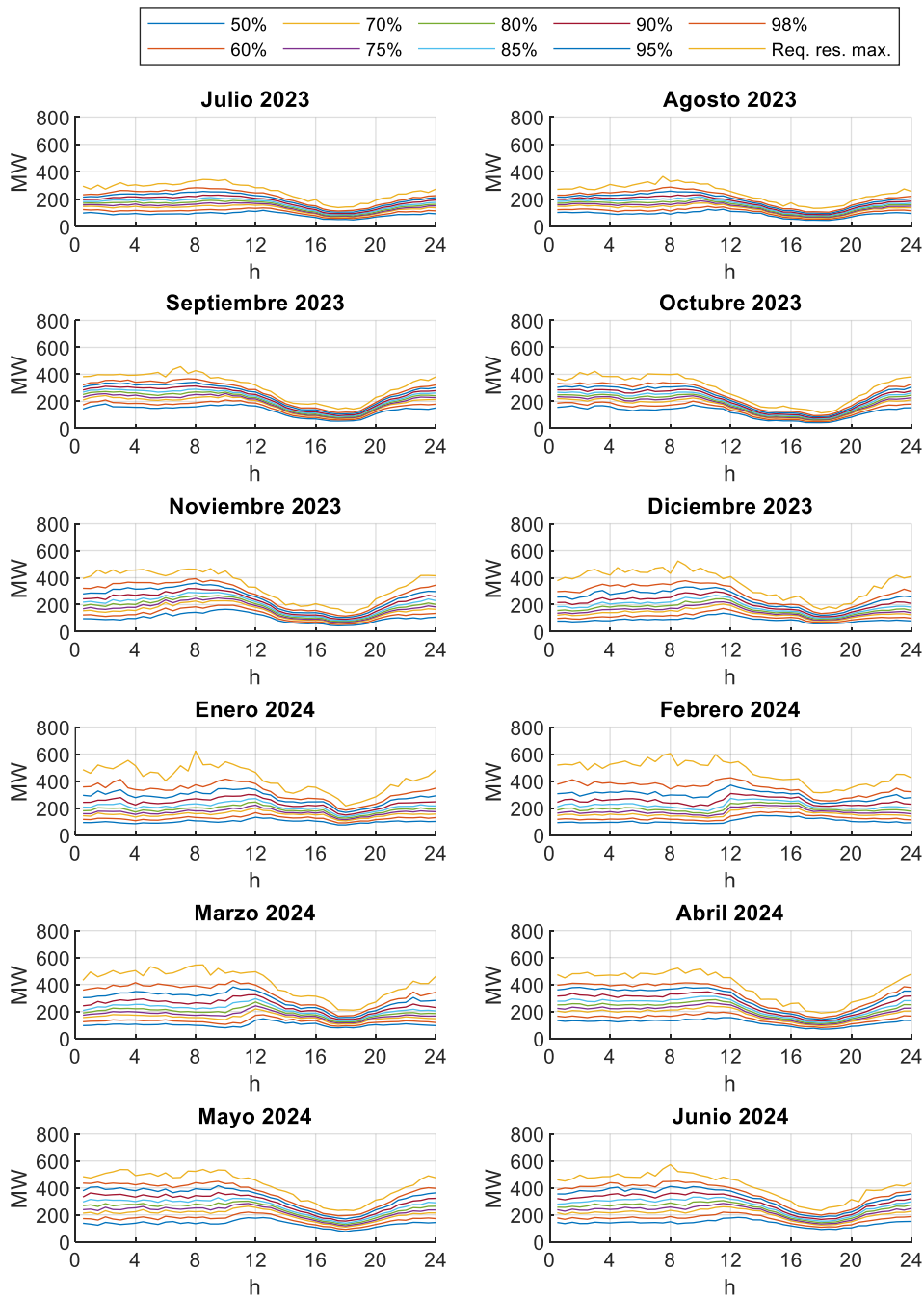


Anexo 1.10. Mapa del recurso eólico proyecto C.E. San Juan

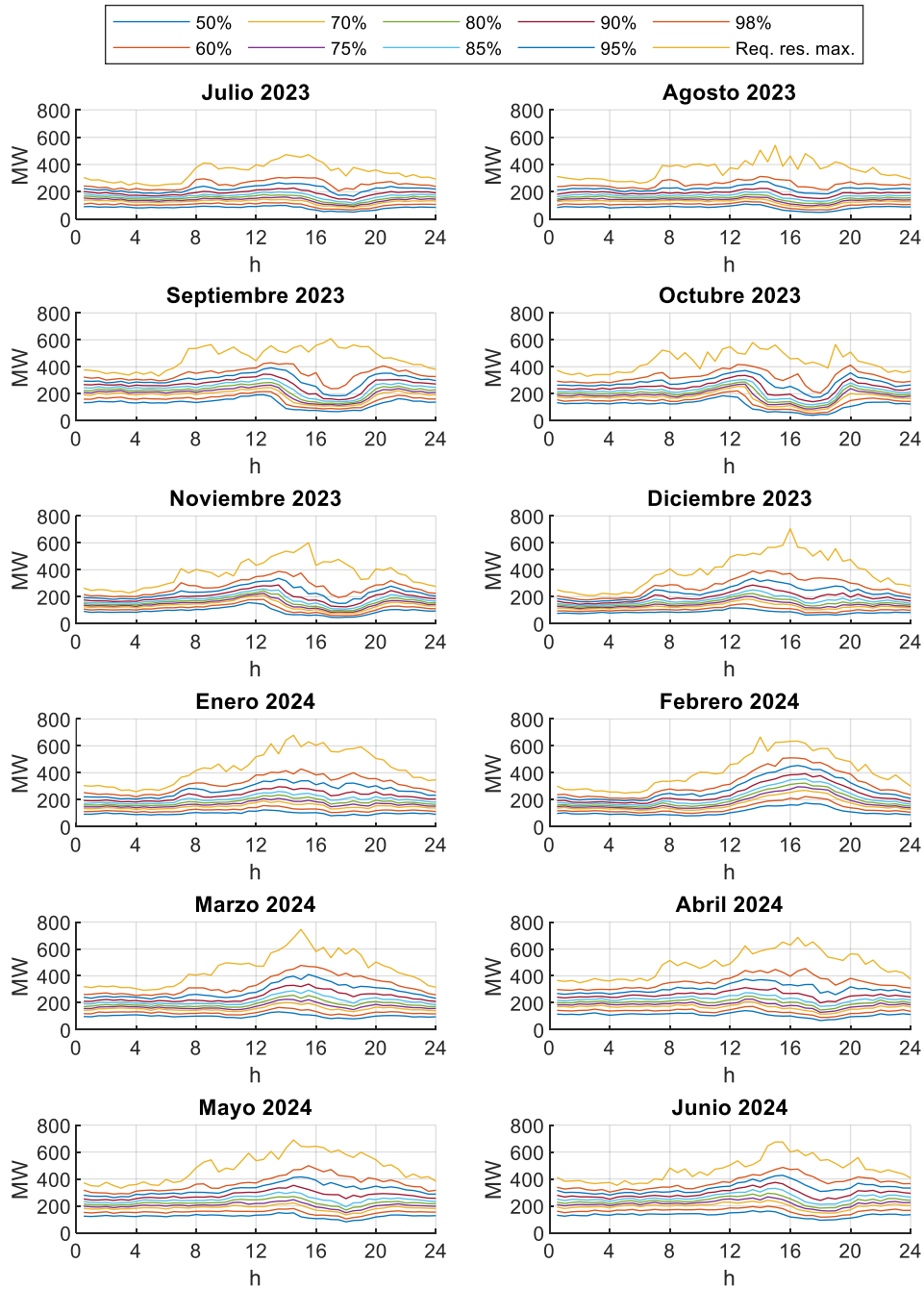


Anexo 2. Requerimientos de reserva asociados a cada nivel de confiabilidad

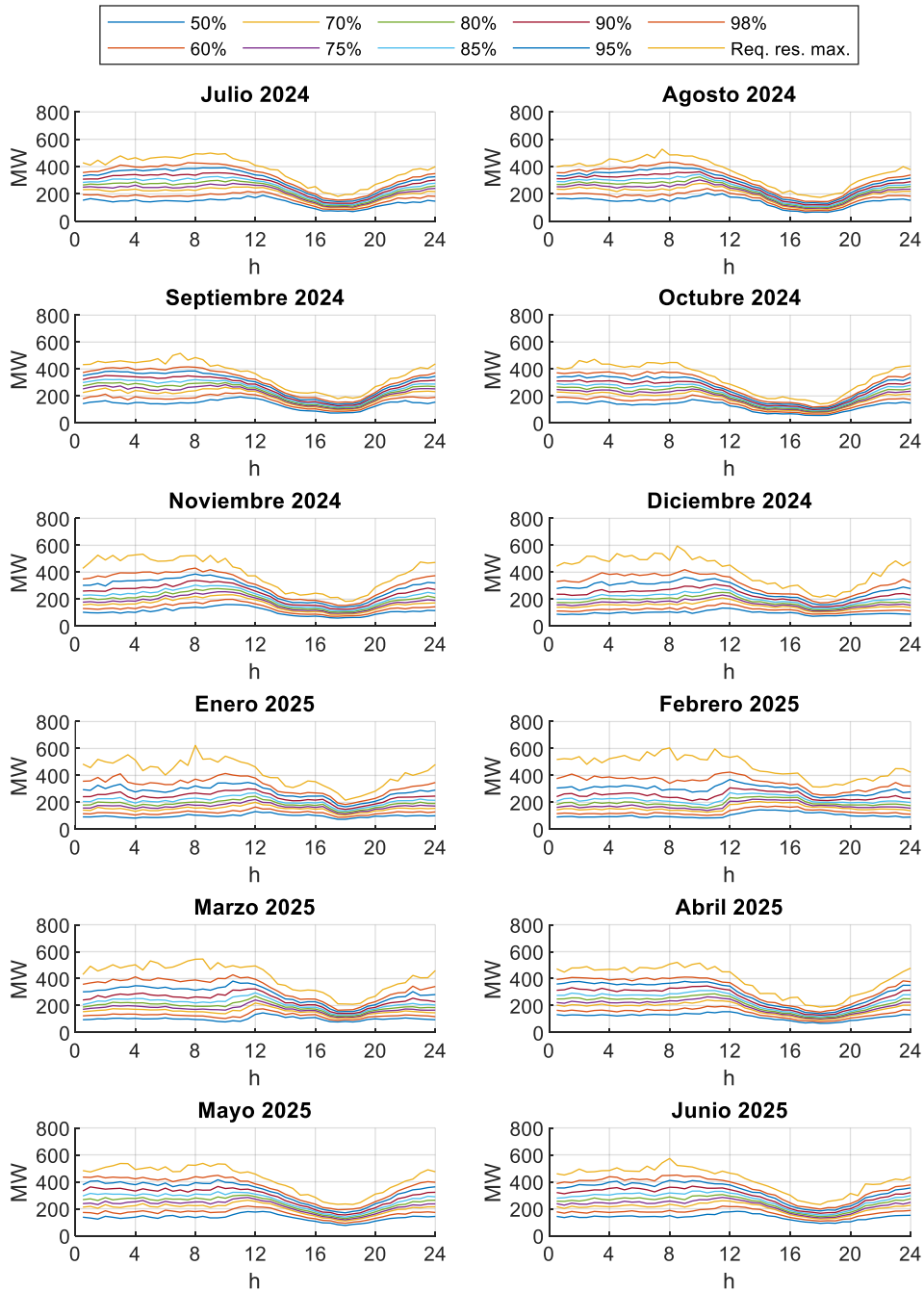
Anexo 2.1. Requerimiento de reserva probabilística DOWN en función del nivel de confiabilidad para el periodo comprendido entre julio 2023 y junio 2024.



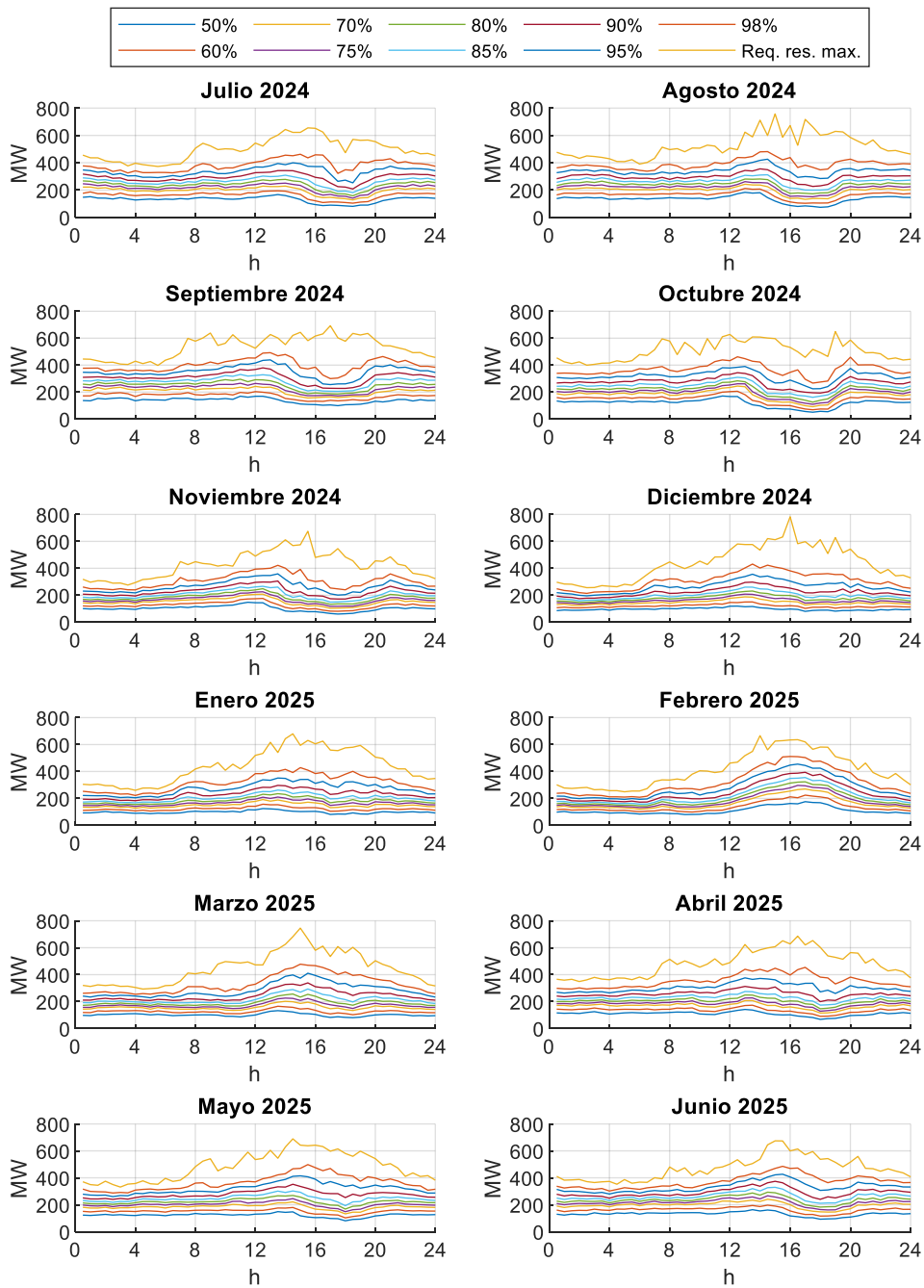
Anexo 2.2. Requerimiento de reserva probabilística UP en función del nivel de confiabilidad para el periodo comprendido entre julio 2023 y junio 2024.



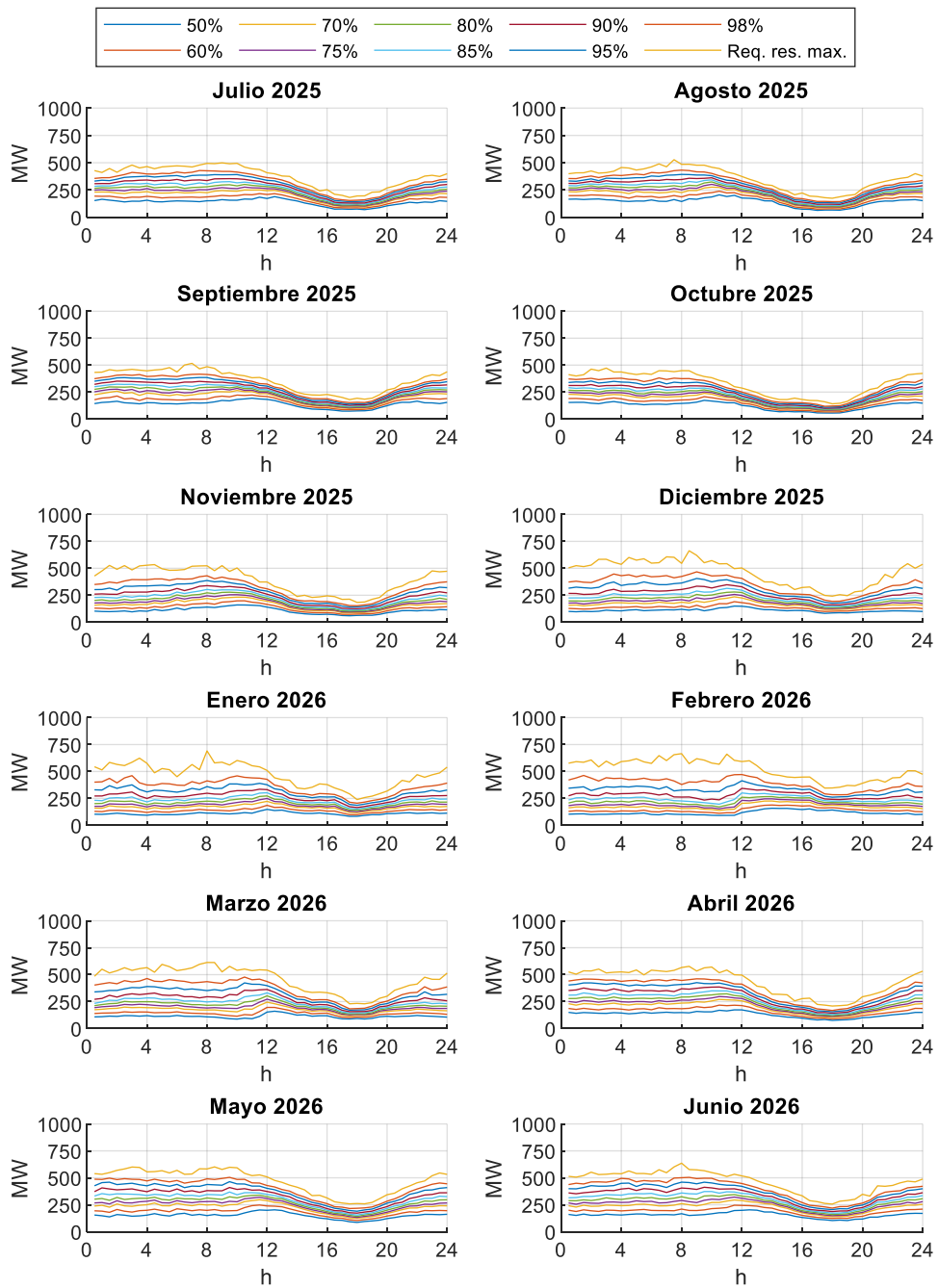
Anexo 2.3. Requerimiento de reserva probabilística DOWN en función del nivel de confiabilidad para el periodo comprendido entre julio 2024 y junio 2025.



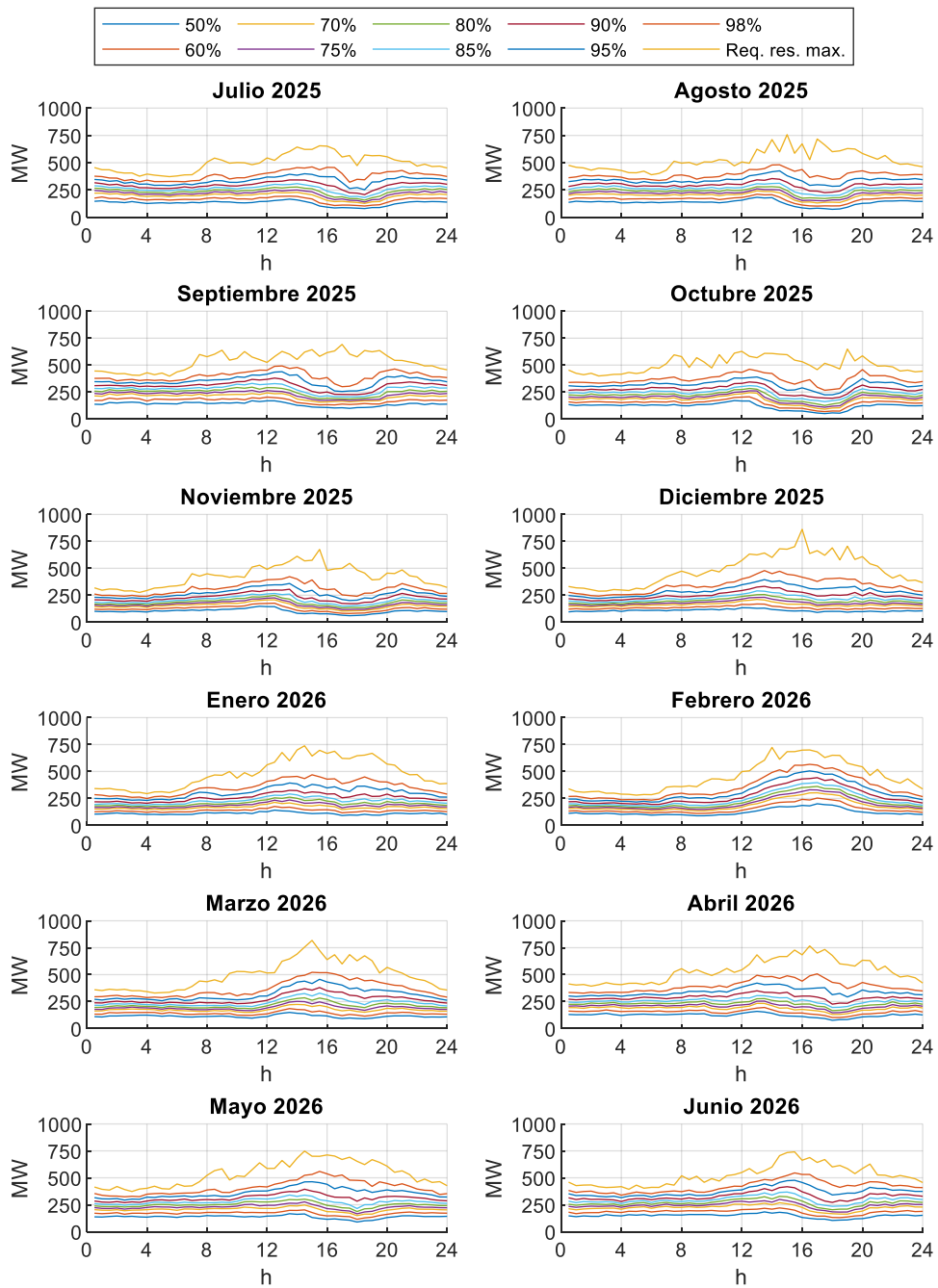
Anexo 2.4. Requerimiento de reserva probabilística UP en función del nivel de confiabilidad para el periodo comprendido entre julio 2024 y junio 2025.



Anexo 2.5. Requerimiento de reserva probabilística DOWN en función del nivel de confiabilidad para el periodo comprendido entre julio 2025 y junio 2026.



Anexo 2.6. Requerimiento de reserva probabilística UP en función del nivel de confiabilidad para el periodo comprendido entre julio 2025 y junio 2026.



Anexo 3. Algoritmos desarrollados

Anexo 3.1. Seudocódigo del algoritmo de obtención del registro histórico de producción

1. Recepción de la información del portal COES. Fuente: IEOD
2. Filtrar el periodo de evaluación para cada central renovable
3. Depuración de datos erróneos e inconsistentes
4. Depuración de vacíos de la información

Anexo 3.2. Algoritmo modelo de costo de operación del sistema en AMPL

param NT; # Numero de bloques horarios de demanda

Conjuntos

set Gts; # Conjunto de generadores térmicos que no brindan RSF

set Gtc; # Conjunto de generadores térmicos que brindan RSF

set Bh=1..NT; # Conjunto de bloques horarios

Parámetros

param costots{Gts}; # Costo variable de los generadores térmicos que no brindan RSF

param pmaxts{Gts}; # Potencia máxima de los generadores térmicos que no brindan RSF

param pmints{Gts}; # Potencia mínima de los generadores térmicos que no brindan RSF

param costotc{Gtc}; # Costo variable de los generadores térmicos que brindan RSF

param pmaxtc{Gtc}; # Potencia máxima de los generadores térmicos que brindan RSF

param pmintc{Gtc}; # Potencia mínima de los generadores térmicos que brindan RSF

param demanda{Bh}; # Demanda requerida por el sistema

```

param reservau{Bh}; # Reserva RSF UP requerida por el sistema

param reservad{Bh}; # Reserva RSF DOWN requerida por el sistema

param delta{Bh}; # Cantidad de horas por bloques

# Variables

var potenciats{Gts,Bh}>=0; # Variable de producción térmica (No brindan RSF)

var potenciadc{Gtc,Bh}>=0; # Variable de producción térmica (Brindan RSF)

var reservautc{Gtc,Bh}>=0; # Reserva RSF UP asignada a los generadores térmicos
URS

var reservadtc{Gtc,Bh}>=0; # Reserva RSF DOWN asignada a los generadores térmicos
URS

# Función objetivo

minimize Costo: sum{i in Gts,k in Bh}costots[i]*potenciats[i,k]*delta[k] +

                sum{j in Gtc,k in Bh}costotc[j]*potenciadc[j,k]*delta[k] +

                79.995*11.81*sum{k in Bh}delta[k]+

                5.227*42.41*sum{k in Bh}delta[k];

subject to

# Restricción de demanda

R1 {k in Bh}: sum{i in Gts}potenciats[i,k] + sum{j in Gtc}potenciadc[j,k] = demanda[k];

# Restricción de potencia máxima

R2 {i in Gts,k in Bh}: potenciats[i,k]<=pmaxts[i];

R3 {j in Gtc,k in Bh}: potenciadc[j,k]+reservautc[j,k]<=pmaxtc[j];

# Restricción de potencia mínima

```

R4 $\{j \text{ in } Gtc, k \text{ in } Bh\}$: $\text{potenciatc}[j,k] - \text{reservadtc}[j,k] \geq \text{pmintc}[j]$;

Restricción para satisfacer la reserva

R5 $\{k \text{ in } Bh\}$: $\sum\{i \text{ in } Gtc\} \text{reservautc}[i,k] = \text{reservau}[k]$;

R6 $\{k \text{ in } Bh\}$: $\sum\{i \text{ in } Gtc\} \text{reservadtc}[i,k] = \text{reservad}[k]$;

Anexo 4. Matriz de consistencia

Problemas	Objetivos	Hipótesis	Variables-Dimensiones-Indicadores			Metodología
			Variables	Dimensiones	Indicadores	
<p>Problema General ¿De qué manera la metodología de determinación de reserva probabilística nos permitirá determinar la reserva rotante para la regulación secundaria de frecuencia con mayor inserción de centrales de generación renovable no convencional en el SEIN?</p>	<p>Objetivo General Determinar la reserva rotante probabilística para la regulación secundaria de frecuencia con mayor inserción de centrales de generación renovable no convencional en el SEIN en el periodo comprendido entre julio de 2023 hasta junio del 2026.</p>	<p>Hipótesis General Es posible determinar la reserva rotante probabilística para la regulación secundaria de frecuencia asociada a la generación renovable no convencional en el periodo comprendido entre julio de 2023 hasta junio del 2026; utilizando la simulación de Monte Carlo para predecir los escenarios de producción de generación renovable, y el criterio de evaluación económica del costo y beneficio de establecer un nivel de confiabilidad de reserva.</p>	<p>Variable Independiente 1 Metodología de determinación de reserva probabilística.</p> <p>Variable Independiente 2 Criterio de evaluación económica del valor del nivel de confiabilidad.</p>	<p>a) Metodología de determinación de reserva probabilística</p> <p>b) Metodología para evaluar el costo asociado a establecer un nivel de confiabilidad.</p> <p>c) Metodología para evaluar el beneficio asociado a establecer un nivel de confiabilidad.</p>	<p>a) Porcentaje del nivel de confiabilidad de los niveles de requerimiento de reserva probabilística.</p> <p>b) Costo del sistema para establecer un nivel de confiabilidad.</p> <p>c) Beneficio del sistema al establecer un nivel de confiabilidad.</p>	<p>a) Tipo, nivel y diseño El tipo de investigación es aplicada. El enfoque es cuantitativo. El nivel de investigación será explicativo. El diseño de investigación es descriptivo.</p> <p>b) Método El método es inductivo-deductivo. Población y muestra La población son los datos históricos de producción de las centrales de generación renovable del SEIN. La muestra será los datos de generación eléctrica de las centrales renovables fuera de los periodos de prueba para su puesta en servicio.</p>
<p>Problemas Específicos a) ¿Qué enfoque debe adoptar la</p>	<p>Objetivos Específicos a) Predecir el perfil de producción</p>	<p>Hipótesis Específicas a) Es posible predecir el perfil de producción mensual de las centrales eólicas y solares</p>	<p>Variable dependiente Magnitud de reserva</p>	<p>a) Escenarios de producción de generación de las centrales</p>	<p>a) Producción de las centrales de generación renovables</p>	

<p>Simulación de Monte Carlo para predecir la producción de las centrales eólicas y solares existentes en el SEIN?</p> <p>b) ¿Qué relación debemos de establecer para predecir la producción de los nuevos proyectos de centrales eólicas y solares que se conectaran al SEIN?</p> <p>c) ¿Cómo estableceremos a partir de las desviaciones de producción los niveles de confiabilidad asociados a los requerimientos de reserva UP y DOWN?</p>	<p>mensual de las centrales eólicas y solares existentes del SEIN desde julio del 2023 hasta junio del 2026.</p> <p>b) Predecir el perfil de producción de los nuevos proyectos de centrales eólica y solares que se conectaran al SEIN hasta junio del 2026.</p> <p>c) Determinar las desviaciones positivas y negativas de producción de generación renovable eólica y solar desde julio del 2023 hasta junio del 2026, y en función a ello establecer los requerimientos de reserva UP y DOWN asociados a</p>	<p>existentes del SEIN, utilizando el método de simulación de Monte Carlo, a partir de la información histórica de producción tomada desde julio de 2017 hasta junio de 2023.</p> <p>b) Es posible predecir el perfil de producción de los nuevos proyectos de centrales eólicas y solares que se conectarán al SEIN, teniendo en cuenta la ubicación y mapas globales que proporcionan información sobre el potencial de recursos solares y eólicos.</p> <p>c) Es posible determinar las desviaciones positivas y negativas de producción de generación renovable eólica y solar, a partir de los escenarios simulados de producción. Y en función a ello será posible determinar los requerimientos de reserva UP y DOWN para cada periodo de evaluación mensual hasta junio del 2026.</p> <p>d) Es posible determinar el perfil horario de reserva rotante</p>	<p>secundaria de frecuencia atribuible a la generación renovable del SEIN.</p>	<p>renovables del SEIN.</p> <p>b) Escenarios de producción de generación de los nuevos proyectos de generación de renovable del SEIN.</p> <p>c) Requerimientos de reserva probabilística UP y DOWN asociados a distintos niveles de confiabilidad.</p> <p>d) Costo del sistema asociado a distintos niveles de confiabilidad.</p>	<p>existentes del SEIN para cada periodo de evaluación.</p> <p>b) Producción de las nuevas centrales de generación renovable del SEIN para cada periodo de evaluación.</p> <p>c) Niveles de confiabilidad de requerimiento de reserva.</p> <p>d) Costo y beneficio del sistema asociado a cada nivel de confiabilidad del requerimiento de reserva.</p>	<p>c) Técnicas</p> <p>Aplicación del software Matlab para recopilación y procesamiento de datos.</p> <p>Aplicación de software de Matlab para la Simulación de Monte Carlo.</p> <p>Aplicación de software AMPL para la evaluación económica del costo del sistema para alcanzar un nivel de confiabilidad.</p> <p>d) Instrumentos</p> <p>Información pública de los registros de producción de las centrales de generación renovable de la web-page del COES SINAC.</p> <p>Costo de racionamiento establecido por OSINERGMIN.</p>
--	--	---	--	---	---	--

<p>d) ¿Cómo estableceremos un nivel óptimo de confiabilidad del requerimiento de reserva probabilístico a partir del criterio económico?</p>	<p>determinados niveles de confiabilidad. d) Determinar el perfil horario de la reserva rotante probabilística para la regulación secundaria de frecuencia atribuible a las centrales de generación eólico y solar optimizando el costo de operación del sistema.</p>	<p>probabilística para la regulación secundaria de frecuencia para cada periodo de evaluación hasta junio del 2026, optimizando el costo de operación del sistema más el costo de energía no suministrada.</p>				
--	---	--	--	--	--	--