



# PROYECTO FINAL DE INGENIERÍA

## EVALUACIÓN DE LA INSERCIÓN DE UN REACTOR NUCLEAR MODULAR EN LA RED ELÉCTRICA DE LA PROVINCIA DE SANTA FE

**Presentado por**  
**Franco Schembri leg S-5477/1**  
**Andrés Bollini leg B-6111/5**

Primer director: Ing. Juan Tomassini

Co-Director: Ing. Juan Pablo Mirable

Responsable de Cátedra, Proyecto Final: Ing. Fernando Alonso

**Rosario, año 2024**

## Agradecimientos

Finalizado el trabajo desarrollado durante estos 10 meses, queremos agradecer a quienes resultaron fundamentales como sustento durante este camino:

Al ingeniero Fernando Alonso por facilitarnos la propuesta. Al director de proyecto Juan Tomassini y al co-director Juan Pablo Mirable por su presencia durante todo el camino y sus obstáculos. Su paciencia, sugerencias y total predisposición resultaron pilares para llevar adelante este trabajo.

A nuestros padres Edgardo Bollini, Alejandra Azcona, Victorio Schembri y Adriana Gonzalez y hermanos Juan Ignacio Schembri, Franco Marconi, Maria Bollini, Lucia Marconi por su apoyo inquebrantable desde el primer minuto encausados en este viaje. Su soporte fue protagonista para que hoy lleguemos hasta aquí.

A nuestros compañeros por transitar este camino inigualable juntos que es ser estudiante universitario. Especialmente a Nahuel Pagliaricci y Leandro Ferraro por su incondicionalidad para esas largas horas de estudio y distracción que hoy dejan sus frutos.

A los docentes que a lo largo de la carrera nos transmitieron los conocimientos que hoy nos respaldan como profesionales y que tanto hemos empleado durante este proyecto final. Mención especial para Gonzalo López y cátedra de Electromagnetismo, David Perrone, Franco Calabruzzo, Raúl Cacchione, Javier Vives, Lucas Ades, Juan Pablo Mirable, Sergio Junco y Matías Nacusse por su destacable interés, esfuerzo, y dedicación para cumplir sus funciones de docentes durante un período tan complejo y desafiante como la pandemia.

A todos ellos y quienes nos han faltado nombrar, por su protagonismo para que hoy estemos aquí,

Gracias.

## Tabla de Contenidos

<b>Agradecimientos</b> .....	<b>II</b>
<b>Tabla de Contenidos</b> .....	<b>IV</b>
<b>Resumen</b> .....	<b>V</b>
<b>Lista de Ilustraciones</b> .....	<b>VIII</b>
<b>Lista de Tablas</b> .....	<b>X</b>
<b>1      <b>Introducción</b></b> .....	<b>11</b>
1.2      Reseña histórica del SADI .....	11
1.3      Desafíos de la actualidad.....	12
1.4      Tecnología nuclear: Fundamentos y antecedentes .....	15
1.4.1    Energía nuclear.....	15
1.4.2    Fisión nuclear.....	15
1.5      Contexto global .....	16
<b>2      <b>Desarrollo</b></b> .....	<b>19</b>
2.1      Justificación de la elección de tecnología nuclear como fuente de energía 19	
2.2      Iniciativas concretas en el ámbito nuclear a nivel mundial.....	22
2.3      Energía nuclear, seguridad energética y bajo impacto ambiental .....	26
2.4      Tecnologías innovadoras en el sector nuclear .....	27
2.5      Proyección global de los reactores tipo SMR.....	29
2.6      Aspectos económico – financieros de la energía nuclear y los SMRs ...	30
2.7      Áreas de aplicación.....	32
2.7.1    Industrias .....	33
2.7.2    Minería .....	33
2.7.3    Desalinización.....	34
2.7.4    Cogeneración.....	35
2.8      Consolidación de un nuevo mercado .....	36
2.9      Evaluación del territorio.....	37
2.10     Venado Tuerto como elección .....	39
2.10.1   Geografía y demografía de Venado Tuerto.....	39
2.10.2   Generación en Venado Tuerto.....	47
2.10.3   Preponderancia de la energía nuclear en la zona.....	49

---

2.11	Modelado del área de estudio .....	52
2.12	Alcance .....	53
2.13	Metodología .....	54
2.14	Validación del modelo .....	59
2.14.1	Viabilidad de la topología planteada .....	59
2.14.2	Evaluación de violaciones operativas .....	61
2.14.3	Contraste entre el modelo planteado y el modelo real .....	63
2.15	Estudio del sistema con la inserción del reactor .....	66
2.16	Formación de islas .....	76
2.17	Estudios en diferentes topologías de isla reducida .....	84
2.17.1	Formación de isla en la barra Venado Tuerto .....	87
2.17.2	Formación de isla en la barra Venado Tuerto y Rufino .....	88
<b>3</b>	<b>Conclusiones y trabajos futuros .....</b>	<b>90</b>
3.1	Conclusiones .....	90
3.2	Trabajos futuros .....	93
<b>4.</b>	<b>Bibliografía .....</b>	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>

## Resumen

Con el continuo crecimiento demográfico de la región, surge la obligación de que el sistema eléctrico del país acompañe esta expansión. A su vez, la tecnología, el consumo y la contaminación, obligan al sector tecnológico responsable, a modificar la matriz actual para aggiornarse a los nuevos estándares globales. En este contexto, el trabajo propone abordar el problema desde la tecnología nuclear, presentando contenidos que permitan su comprensión, el justificante por el cual se presenta como uno de los mejores candidatos en términos de emisión de carbono, y particularidades que permiten tomar a esta como la mejor opción para abordar este trabajo.

El estudio propone analizar un área comprometida del país donde surja la necesidad de suplir una falta de generación. Una vez hallada la localización, se busca confeccionar un modelo en el software PowerWorld, que represente de forma precisa el estado del sistema. Para trabajar en un escenario de actualidad, se propone simular las condiciones de funcionamiento del mes de Diciembre de 2023, momento de consumo record a nivel eléctrico en la provincia de Santa Fe.

Una vez validado el modelo, se realizan una serie de simulaciones y estudios que brinden información sobre las limitaciones del sistema eléctrico en cuestión. Luego se busca contrastar el modelo actual (sin reactor inserto) y el modelo objetivo (con el reactor) para desarrollar un análisis estático completo que contraste ambos escenarios. Para concluir cada ensayo se exponen los datos obtenidos en forma de tablas o a través de herramientas gráficas en conjunto con un análisis acorde de los mismos. Dentro de las simulaciones se desarrollan escenarios límites para conocer las capacidades del sistema modificado, entendiendo la calidad de las mejoras realizadas.

Finalmente se enlista una serie de propuestas desarrolladas como consecuencia de las conclusiones encontradas. De esta forma se busca una continuación del estudio abordando otras aristas, en busca de un mejor respaldo que permita el emplazamiento de la planta nuclear en áreas de conflicto.

## Lista de Abreviaturas

SADI	Sistema Argentino de Interconexión
ET	Estación transformadora
RNI	Red Nacional de Interconexión
DNDC	Despacho Nacional de Cargas
SMR	Pequeños reactores modulares
LWR	Reactor de agua ligera
CANDU	Canada Deuterium Uranium
BWR	Reactor de agua en ebullición
AGR	Reactor nuclear avanzado refrigerado por gas
ABWR	Reactor nuclear avanzado de agua en ebullición
EPR	Reactor europeo presurizado
VHTR	Reactor nuclear avanzado de alta temperatura
SCWR	Reactor de agua supercrítica
COG	CANDU Owners Group
CNEA	Comisión Nacional de Energía Atómica
CAREM	Central Argentina de Elementos Modulares
IMSR	Reactor integral de sales fundidas
IAEA	Organismo internacional de energía atómica
TWR	Reactor de onda de propagación
EPE	Empresa Provincial de Energía
GUMA	Gran Usuario Mayorista
AGUEERA	Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina
OED	Organismo Encargado del Despacho

## Lista de Ilustraciones

Ilustración 1 - Nuevos programas nucleares. [15] .....	23
Ilustración 2 - Accidente, contaminación y emisiones GEI de las diferentes alternativas de generación de energía eléctrica. [17] .....	27
Ilustración 3 - LCOE de diferentes tecnologías con una tasa de descuento del 7%. [19].....	31
Ilustración 4 - Diez ciudades con mayor población de la provincia de Santa Fe [23]	38
Ilustración 5 - Densidad Poblacion por Departamento de la provincia de Santa Fe, acorde al censo realizado en 2010. [24].....	40
Ilustración 6 - Esquema de la cuenca hídrica del Hinojo, en las cercanías de la ciudad de Venado Tuerto. [25].....	42
Ilustración 7 - Mapa de Zonificación Sísmica de la República Argentina [26] .....	44
Ilustración 8 - Perfil de Sismicidad de la República Argentina [27].....	46
Ilustración 9 - Central Térmica de Biomasa de Venado Tuerto, propiedad del grupo Seeds Energy [28] .....	48
Ilustración 10 - Consumo de Gas Oil 2024. [33].....	51
Ilustración 11– Emisiones de CO2 debido a generación por Gas Oil, 2023 contra 2024. [33].....	51
Ilustración 12 - Modelo inicial del sur de la provincia de Santa Fé. ....	55
Ilustración 13 - Modelo definitivo. ....	58
Ilustración 14 - Esquema del juego de barras “Rosario Oeste” 132 kV modelado por EPE. ....	59
Ilustración 15 - Esquema del juego de barras “Casilda” 132 kV modelado por EPE. ....	60
Ilustración 16 - Configuración de transformadores 500/220 kV modelados por EPE. ....	60
Ilustración 17 - Juego de barras “Rosario Oeste” 500kV modelado por EPE. ....	61
Ilustración 18 - Modelo completo analizado mediante la herramienta “Contour” previo a la inserción del reactor.....	74
Ilustración 19 - Modelo completo analizado mediante la herramienta “Contour” luego de la inserción del reactor.....	75

---

Ilustración 20 - Modelo simplificado correspondiente a la región radial del sur de la provincia de Santa Fé.....	76
Ilustración 21 - Formación inicial de isla comprendida por las barras de Venado Tuerto y Rufino. ....	78
Ilustración 22 - Corrida luego del recorte de demanda en formación de isla.....	79
Ilustración 23 - Flujo de carga del modelo simplificado aislado del resto del sistema, sin recortes de demanda. ....	80
Ilustración 24 - Flujo de carga del modelo simplificado aislado del resto del sistema, con recortes de demanda y con el reactor acoplado en la barra de Venado Tuerto. ....	82
Ilustración 25 - Flujo de carga del modelo simplificado aislado del resto del sistema, con recortes de demanda y con el reactor desacoplado en la barra de Venado Tuerto. ....	84
Ilustración 26 – Flujo de carga para el caso de funcionamiento aislado de la barra Venado Tuerto, considerando la demanda máxima. ....	87
Ilustración 27 – Flujo de carga para el caso de funcionamiento aislado de la barra Venado Tuerto, posterior a la aplicación de recorte de carga. ....	87
Ilustración 28 – Flujo de carga para el caso de funcionamiento aislado de la barra Venado Tuerto, posterior a la aplicación del escalón de emergencia.....	88
Ilustración 29 – Flujo de carga para el caso de funcionamiento de isla Venado Tuerto – Rufino, posterior al correspondiente recorte de carga.....	89

## Lista de Tablas

Tabla 1 - Programas nucleares con mayor grado de avance en países sin reactores funcionando hasta el momento. [15].....	23
Tabla 2 - Resumen de acciones gubernamentales concretas. [16].....	26
Tabla 3 - Principales proyectos de SMRs en estadios avanzados. PWR = Power water reactor. HTGR = High temperature gas reactor. MSR = Molten salt reactor. [18].....	29
Tabla 4 - Datos de consumo de combustible, por central, tipo de máquina y tecnología. [29].....	49
Tabla 5 – Factores de emisión de CO2 por tipo de combustible. [31].....	50
Tabla 6– Evolución de la generación nuclear en Argentina [32].....	52
Tabla 7 - Especificaciones de barras de 500 kV. ....	61
Tabla 8 - Especificaciones de barra de 220 kV. ....	62
Tabla 9 - Especificaciones de barras de 132 kV correspondientes a la zona radial del sistema. ....	62
Tabla 10 - Línea de transmisión que vincula las barras de Capitán Bermúdez y Sulfacid (localizada en Fray Luis Beltrán). ....	63
Tabla 11 - Transformador que vincula las barras de Rosario Oeste (500 kV) y ROS.OES2 (132 kV).....	63
Tabla 12 - Contraste de perfiles de tensión entre modelo planteado y datos medidos por EPE en Barra T. Acindar.....	64
Tabla 13 - Contraste de perfiles de tensión entre modelo planteado y datos medidos por EPE en Barra San Nicolás.....	64
Tabla 14 - Contraste de perfiles de tensión entre modelo planteado y datos medidos por EPE en el corredor radial.....	65
Tabla 15 - Verificación de potencia de cortocircuito en las barras de mayor relevancia. ....	66
Tabla 16 - Barras que componen el corredor radial en estudio.....	67
Tabla 17 - Especificaciones de generación y demanda del corredor radial en estudio.....	68

Tabla 18 - Aplicación de la herramienta “loss sensitivities” en el corredor radial en estudio.....	69
Tabla 19 - Pérdidas en las áreas definidas del modelo en estudio previo a la inserción del reactor. ....	69
Tabla 20 - Pérdidas en las áreas definidas del modelo en estudio luego de la inserción del reactor. ....	70
Tabla 21 - Contraste de las pérdidas de potencia activa y reactiva antes y después de la inserción del reactor. ....	70
Tabla 22 – Reducción porcentual de pérdidas debido a la conexión del SMR.....	70
Tabla 23 - Contraste de niveles de tensión previo y luego de la inserción del reactor. ....	71
Tabla 24 - Contraste de carga de los transformadores previo y luego de la inserción del reactor. ....	72
Tabla 25 - Línea de transmisión que vincula las barras de Capitán Bermúdez y Sulfacid (localizada en Fray Luis Beltrán). ....	73
Tabla 26 - Análisis de líneas de transmisión comprometidas previo a la inserción del reactor. ....	73
Tabla 27 - Contraste de niveles de tensión entre el modelo simplificado y el modelo extendido. ....	77
Tabla 28 - Esquema de alivio de cargas por subfrecuencia. ....	78
Tabla 29 - Demanda correspondiente a las barras en isla luego del recorte. ....	79
Tabla 30 – Estado de demanda por barra del corredor radial, previo y posterior a la aplicación de recorte de carga, con SMR conectado a la red.....	81
Tabla 31 – Estado de demanda por barra del corredor radial, previo y posterior a la aplicación de recorte de carga, sin SMR conectado a la red. ....	83
Tabla 32 – Esquema de corte de emergencia para el SADI. ....	88
Tabla 33 – Demandas en las barras de Venado Tuerto y Rufino, considerando la aplicación de cingo escalones de recorte de carga. ....	89

# 1 Introducción

## 1.2 Reseña histórica del SADI

El Sistema Argentino de Interconexión (SADI) (anteriormente llamado Sistema Interconectado Nacional) es una red eléctrica conformada por tendidos de alta tensión que conectan las distintas regiones de Argentina. Es la red que recolecta y transporta toda la energía eléctrica que se genera en el país.

El SADI comenzó a formarse mediante la incorporación de líneas de transmisión y estaciones transformadoras (ET) construidas por Agua y Energía Eléctrica, HIDRONOR e iniciativa privada. Conectaban principalmente los centros de generación de energía de las distintas zonas del país con el Gran Buenos Aires.

El 14 de febrero de 1947, se creó por decreto la Dirección General de Agua y Energía Eléctrica, con la función de planificar, ejecutar y administrar centrales eléctricas, medios de transmisión y estaciones transformadoras

Posteriormente, el 15 de septiembre de 1960 se dictó la Ley 15.336 que reconoce la “Red Nacional de Interconexión (RNI)”, y que a su vez integraría el conjunto de sistemas eléctricos del país. Este suceso permitió extender a todo el país las redes originalmente construidas por las provincias, sometiendo estas redes a control por parte del Estado Nacional. Esta red estaría a cargo de la Secretaría de Energía y Combustibles, creando para su planificación, coordinación y control el Consejo Federal de la Energía Eléctrica.

Este órgano rector contaría con representantes del Poder Ejecutivo, así como de distintas provincias del país, con el objetivo de unificar un criterio que no satisficiera únicamente los intereses de Buenos Aires.

En 1991, la Ley de Reforma del Estado trajo consigo las privatizaciones de las prestadoras del servicio eléctrico, generando un nuevo marco regulatorio. El mismo sería diagramado en la Ley 24.065, que creaba las figuras del Mercado Eléctrico Mayorista y el Ente nacional Regulador de la Electricidad. La misma le asigna la responsabilidad del SADI a un nuevo órgano, el Despacho Nacional de Cargas (DNDC), que se conformaría en 1992 en forma de sociedad anónima bajo el nombre de Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima. El SADI es fruto de una obra que se llevó a cabo entre el año 2004 y el año 2014, con el objetivo de que todo el país esté conectado por un sistema eléctrico común y único. Esto permite al estado tener un mayor control sobre el sistema

eléctrico nacional, mejorar su funcionamiento y evitar fallas que se puedan producir como resultado de la conexión de sistemas eléctricos regionales sometidos a diferentes regulaciones, que, al ser conectados en un sistema común, puedan tener incompatibilidades que impidan su correcto funcionamiento.

### 1.3 Desafíos de la actualidad

Desde un punto de vista geográfico, Argentina requiere una amplia cobertura eléctrica debido a su gran extensión territorial. En este contexto, muchas pequeñas localidades o aglomeraciones alejadas de los centros urbanos no cuentan con una infraestructura eléctrica tan sólida como la de las grandes ciudades. Estas áreas más remotas suelen estar conectadas mediante una topología radial, lo que permite llevar energía de manera más eficiente y a menor costo, en comparación con la implementación de una red mallada.

Un desafío del sistema es lograr esa cobertura extensa mencionada anteriormente, manteniendo calidad, seguridad, confiabilidad y eficiencia. Estos aspectos se ven afectados por el crecimiento de la demanda en escenarios específicos. Uno de ellos es la mencionada topología radial. Ésta consta de una línea con un extremo conectado al sistema, pero un recorrido individual, sin ramificaciones o empalmes para con el resto del sistema.

En el contexto de corredores radiales, la caída de tensión en la punta de línea es un fenómeno crítico que puede afectar adversamente la calidad del suministro eléctrico. Debido a que el control de tensión es un fenómeno local que, para una correcta regulación, debería ser propia de cada barra, en este tipo de disposiciones, donde la energía circula desde una única fuente hacia múltiples cargas en una dirección, se pueden generar severas fluctuaciones en esta variable. La longitud de la línea es, a su vez, un parámetro crítico en este tipo de topologías. Cuando la línea es de corta longitud, la impedancia de la línea es baja, lo que provoca que las pérdidas sean mayoritariamente de potencia activa y el efecto sobre la tensión no sea tan notable. En cambio, cuando la línea es extensa, la impedancia de la línea aumenta. Aunque la relación  $L/R$  se mantiene constante, dado que ambos son parámetros por longitud, en líneas más largas puede haber un comportamiento más reactivo. En este escenario, pueden presentarse dos posibilidades, dependiendo del nivel de carga que dicha línea transporta:

- Si la potencia transmitida es superior a la potencia natural de la línea, el extremo receptor sufrirá una caída de tensión. Si se extrapola esta situación a un corredor de múltiples líneas en cascada que presentan esta característica, el efecto se agudiza y, en la punta de línea, el nivel de tensión puede

llegar a estar por debajo del límite técnico, en especial en una situación de demanda pico.

- Si, en cambio, la potencia transmitida es inferior a la potencia natural de la línea, el extremo receptor sufrirá un aumento de tensión. De igual manera, si esta condición se presenta en todo un corredor radial, la tensión de la última barra puede llegar a estar excesivamente por encima del límite. Esto puede llegar a agudizarse en una situación de demanda valle.

Para abordar estos problemas, se pueden implementar diversas estrategias. La compensación de potencia reactiva mediante la instalación de bancos de condensadores es una solución común para contrarrestar la reactancia inductiva y mejorar la eficiencia de la transferencia de potencia. Asimismo, la regulación de tensión mediante dispositivos en la subestación y puntos estratégicos ayuda a mantenerla en niveles aceptables.

Optimizar el diseño de la línea también es fundamental. Utilizar conductores de mayor capacidad de transmisión de energía, reducir la distancia entre la fuente y las cargas, y optimizar la impedancia contribuyen a minimizar las pérdidas de energía y, por ende, la caída de tensión. La gestión inteligente de carga, distribuyendo eficientemente la energía y reduciendo los picos de demanda, es otra estrategia clave.

Además, la integración de sistemas de almacenamiento de energía en la punta de línea puede compensar rápidamente las variaciones en la carga, manteniendo la estabilidad de tensión. Estas soluciones combinadas no solo mejoran la calidad del suministro eléctrico, sino que también aumentan la eficiencia en la entrega de energía a las cargas finales.

Por otra parte, en un contexto propicio en términos socioeconómicos y medioambientales, la instalación de una central generadora de energía es una solución que permite, no solo eliminar inconvenientes que vienen aparejados con los consumos de aglomeraciones urbanas o la distancia a las grandes centrales del país, sino también promover un crecimiento estable en materia energética del área vinculada. Es así que a lo largo de los años se han construido centrales térmicas de gas, vapor, ciclos combinados, etc.

Considerando la importancia de abordar los desafíos actuales en la distribución de energía, las tecnologías de generación alternativas desempeñan un papel crucial. Las fuentes de energía renovable, como la solar y la eólica, junto con opciones de baja huella de carbono como la energía nuclear, continúan

posicionándose como soluciones sostenibles para enfrentar la creciente demanda de electricidad. Estas tecnologías no solo contribuyen a mitigar la caída de tensión en corredores radiales, sino que también promueven un enfoque con menos emisiones de carbono y sostenible para el suministro eléctrico a nivel global.

La energía nuclear tiene, por sobre las tecnologías renovables, la ventaja de poder proporcionar una energía continua y confiable, sin dependencia de cuestiones climáticas, imposibles de controlar y difíciles de predecir, contribuyendo así a estabilizar el suministro eléctrico en áreas críticas. Además, la generación nuclear no produce emisiones de gases de efecto invernadero durante la operación normal, lo que la convierte en una opción con baja huella de carbono contra las generaciones convencionales como las turbogases, turbovapor o ciclos combinados, que suelen ser la opción de mayor preponderancia a la hora de plantear la inserción de nueva generación, debido a su bajo costo de instalación.

La tecnología de reactores nucleares ha avanzado significativamente, y una opción particularmente prometedora es la de los Reactores Modulares Pequeños (SMR, por sus siglas en inglés "Small Modular Reactor"). Estos reactores ofrecen numerosas ventajas en términos de flexibilidad, seguridad y eficiencia. A diferencia de los reactores nucleares convencionales, los SMR son más compactos, lo que facilita su instalación en ubicaciones estratégicas, como en la punta de líneas de transmisión, permitiendo una generación de energía más cercana a las cargas finales. Uno de los puntos fuertes de esta tecnología surge de su carácter modular, con la posibilidad de realizar una instalación inicial de potencia reducida e ir escalando mediante la inserción de nuevos módulos.

Los SMR son capaces de adaptarse a diversas demandas de potencia, permitiendo una mejor gestión de la carga y minimizando los impactos asociados con la caída de tensión. Estos reactores también incorporan avanzadas características de seguridad, con diseños que previenen y mitigan posibles accidentes nucleares, aspecto que resulta por demás relevante cuando se trata de este tipo de fuentes de energía.

Al integrar la tecnología de reactores tipo SMR en la infraestructura eléctrica, se puede mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico y la robustez del sistema en general. Además, al ser una opción de baja emisión de carbono, contribuye a la transición hacia un sistema de energía más sostenible y respetuoso con el medio ambiente. La combinación de estrategias para mitigar la caída de tensión y el uso de tecnologías nucleares modernas representa un enfoque integral para mejorar la calidad y la eficiencia del suministro eléctrico.

## 1.4 Tecnología nuclear: Fundamentos y antecedentes

### 1.4.1 Energía nuclear

La energía nuclear es la energía contenida en el núcleo de un átomo, y es la fuerza que mantiene unidos a los neutrones y protones en su núcleo. Esta energía se puede utilizar para producir electricidad, pero primero debe ser liberada. Se puede obtener de dos formas: fusión nuclear y fisión nuclear. En la fusión nuclear, la energía se libera cuando los núcleos de los átomos se combinan o se fusionan entre sí para formar un núcleo más grande, (así es como el sol produce energía). En la fisión nuclear, los núcleos se rompen para formar núcleos más pequeños, liberando energía. Las centrales nucleares utilizan la fisión nuclear para producir electricidad.

Cuando se produce una de estas dos reacciones nucleares, los átomos experimentan una ligera pérdida de masa. Esta masa que se pierde se transforma en una gran cantidad de energía, como establece la ecuación de Albert Einstein,  $E=mc^2$ . En esta fórmula, E representa la energía liberada, m es la masa perdida durante la reacción, y c es la velocidad de la luz en el vacío (aproximadamente  $3 \times 10^8$  metros por segundo). Dado que  $c^2$  es un valor extremadamente grande, incluso una pequeña cantidad de masa puede liberarse en forma de una enorme cantidad de energía.

Este principio es fundamental en las reacciones nucleares, ya que explica cómo la conversión directa de una fracción diminuta de masa puede resultar en una liberación energética muy significativa. La energía liberada en estas reacciones toma la forma de calor y radiación. El calor generado es aprovechado en las centrales nucleares para calentar agua, producir vapor y accionar turbinas que generan electricidad. A pesar de que la generación eléctrica es el uso más común de la energía nuclear, también se aplica en otros sectores como la medicina, por ejemplo, en tratamientos de radioterapia, y en aplicaciones industriales o medioambientales.

### 1.4.2 Fisión nuclear

La fisión nuclear es la reacción en la que el núcleo de un átomo pesado, al capturar un neutrón incidente, se divide en dos o más núcleos de átomos más ligeros, llamados productos de fisión, emitiendo en el proceso neutrones, rayos gamma y grandes cantidades de energía.

El núcleo que captura el neutrón incidente se vuelve inestable y, como consecuencia, se produce su escisión en fragmentos más ligeros dando lugar a una situación de mayor estabilidad. Además de estos productos, en la reacción de fisión se producen varios neutrones que al incidir sobre otros núcleos fisionables desencadenan más reacciones de fisión que a su vez generan más neutrones. Este efecto multiplicador se conoce como reacción en cadena.

Para que se produzca una reacción de fisión en cadena es necesario que se cumplan ciertas condiciones de geometría del material fisionable y se supere un umbral determinado de cantidad del mismo, conocido como masa crítica. La fisión puede llegar a producirse de forma espontánea, pero es necesaria la existencia de una fuente de neutrones que incida con la energía adecuada.

Como se mencionó anteriormente, la función esencial del reactor nuclear es aprovechar esta energía liberada en la fisión para calentar agua, generando vapor a alta presión y temperatura. Este vapor acciona una turbina acoplada a un generador eléctrico, transformando así la energía mecánica en energía eléctrica, de manera similar a una central térmica convencional.

Aunque este principio básico de funcionamiento es relativamente sencillo, la tecnología aplicada es de una gran complejidad debido a los fenómenos físicos involucrados, las grandes potencias alcanzadas, y las estrictas medidas de seguridad necesarias para garantizar la protección tanto de los trabajadores y la población como del medio ambiente

## 1.5 Contexto global

Los inconvenientes asociados a una matriz energética basada en combustibles fósiles son numerosos y repercuten tanto en la sociedad como en todas las actividades económicas. Entre los principales problemas destacan el cambio climático y la seguridad energética. El primero es un tema prioritario en la agenda pública de las últimas décadas y está directamente vinculado a las emisiones resultantes del uso de combustibles fósiles, responsables de casi dos tercios de las emisiones globales de gases de efecto invernadero (GEI), causantes del calentamiento global. El segundo aspecto ha adquirido una relevancia creciente en los últimos años, inicialmente por la pandemia y el aumento en la demanda de energía que trajo consigo su finalización, y posteriormente en 2022, debido a las restricciones en el suministro de energía, particularmente de gas natural, a raíz del conflicto entre Rusia y Ucrania.

En este escenario, restaurar la seguridad energética se ha convertido en una prioridad para las agendas de múltiples países a nivel global, mientras que este objetivo se busca alcanzar a través de fuentes de energía limpias y seguras, sin comprometer las metas de reducción de emisiones de GEI. De este modo, la transición energética se erige como uno de los pilares fundamentales para enfrentar el calentamiento global, al tiempo que es el camino hacia una mayor autonomía y seguridad en el suministro energético.

A partir de la Conferencia de las Partes celebrada en 2015 en Francia (COP21), se estableció el objetivo de limitar el calentamiento global a niveles muy inferiores a los 2 °C en comparación con los niveles preindustriales, con esfuerzos adicionales para mantenerlo por debajo de 1,5 °C. Como una de las acciones clave para lograrlo, se propuso alcanzar la neutralidad en carbono para 2050 en la mayoría de los países. Desde entonces, la descarbonización se ha consolidado como una necesidad a nivel mundial, siendo una prioridad tanto para gobiernos como para empresas y la sociedad en su conjunto, y transformándose en uno de los asuntos más importantes en la agenda global. Este es un desafío que afecta transversalmente a todas las actividades económicas y sociales, exigiendo una profunda transformación del sistema energético y productivo mundial, con retos específicos para cada sector, desde la generación eléctrica y el transporte hasta la industria pesada, con especial atención en aquellas industrias con altos requerimientos energéticos y de calor, como la siderurgia, la industria química pesada y la producción de cemento. [9]

En la práctica, este proceso implica una reducción gradual de la dependencia de los combustibles fósiles, acompañada por un incremento en el uso de fuentes de energía de bajas emisiones en la matriz de generación. En este contexto, la energía nuclear y las fuentes renovables convencionales, como la solar, eólica y geotérmica, deberán desempeñar un rol crucial.

En cuanto a la energía nuclear, en las últimas décadas se ha generado un amplio debate en torno a su papel en las distintas estrategias de transición energética y descarbonización que adoptan los países y las regiones. Un caso ejemplar en este sentido ha sido Europa, y en particular Alemania, pionera en promover la descarbonización a través del uso intensivo de tecnologías como la energía eólica y la fotovoltaica, favorecidas por la mejora en los costos y el rendimiento de estas tecnologías para la generación eléctrica. El proceso de descarbonización en Alemania, que comenzó a principios de los años 2000, fue impulsado por una "coalición productiva verde" que involucraba al Estado nacional, así como a empresas de industrias metalúrgicas, bienes intermedios, maquinaria, fabricación de turbinas y

toda la cadena productiva electromecánica. Junto a los intereses privados que apoyaban esta tendencia, el sector público jugó un papel importante, influenciado por el discurso antinuclear promovido por el partido verde, miembro esencial de la coalición de gobierno, que contó con un fuerte respaldo de la sociedad civil en favor de las energías renovables y en detrimento de la energía nuclear.

Durante el debate sobre las energías renovables y la energía nuclear, no se tomó en cuenta de manera tan evidente los efectos negativos de las emisiones durante toda la vida útil de las tecnologías de generación de energía, incluyendo la disposición final de los componentes dañados, como paneles solares y palas de aerogeneradores, así como el impacto ambiental de algunas fuentes renovables en aves migratorias, el paisaje visual y el uso del suelo. Tampoco se consideraron suficientemente los efectos de la intermitencia inherente a la generación eléctrica basada en fuentes renovables convencionales sobre los costos de la energía, la estabilidad de la red y, en especial, la seguridad energética.

A pesar de los desafíos ambientales y técnicos que presentan las renovables para una expansión completa, el accidente en la planta nuclear de Fukushima en Japón en 2011, un evento de origen atípico, terminó inclinando la balanza en favor de profundizar el modelo de electrificación basado en energías renovables tradicionales, en detrimento de la energía nuclear.

Los años posteriores se caracterizaron por narrativas que rechazaban la expansión de los programas nucleares, llevando a varios países a cerrar plantas nucleares y a frenar la planificación de nuevas instalaciones. Esta lógica estuvo muy presente en las acciones planificadas por los países a través de sus Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC), aunque un grupo de naciones con una sólida trayectoria en energía nuclear, como Argentina, Canadá, Estados Unidos, India, China y Rusia, mantuvieron su postura e incluyeron a la energía nuclear como un componente fundamental para cumplir con sus objetivos de reducción de emisiones.

La invasión rusa de Ucrania exacerbó la escasez energética post-pandemia, transformándola en una crisis energética global. A pesar de los avances en el costo y viabilidad de las energías renovables, esta crisis ha dejado al descubierto la fuerte dependencia mundial de los combustibles fósiles. Europa, una de las regiones más ricas y con mayores inversiones en la transición energética hacia fuentes eólicas y solares, se ha visto obligada a recurrir a fuentes alternativas de combustibles fósiles, como el gas natural licuado importado de Estados Unidos y otras regiones, a acelerar proyectos de gasoductos desde el norte de África, e incluso a reactivar plantas de carbón inactivas para mantener en funcionamiento la industria y el suministro eléctrico en los hogares. [10]

## Desarrollo

### 1.1 Justificación de la elección de tecnología nuclear como fuente de energía

En el marco de la transición energética, varios expertos y líderes globales resaltan la importancia de la energía nuclear en tanto fuente de energía que, sin generar GEI, evita la “intermitencia” de muchas de las fuentes renovables. Esta situación, junto a la aparición de tecnología nuclear innovadora y un contexto actual marcado por la escasez de energía en Europa, China y otras partes del mundo ha hecho que, en el marco de la acentuada transición energética, varias potencias haya un renacido interés por la energía nuclear.

En otras palabras, la sociedad a nivel global está dando un giro significativo en el destino de la energía nuclear en el mundo desarrollado. Esto queda demostrado en acciones concretas como las de Japón, que después de una década de parálisis ha anunciado recientemente que planea reiniciar muchos de sus reactores. Francia, que había lanzado planes para reducir su dependencia de la energía nuclear durante el primer mandato del presidente Macron, cambió de rumbo y ahora planea construir seis nuevos reactores y una docena más de pequeños reactores modulares. Alemania, país que lideró la posición antinuclear en Europa, decidió postergar el cierre de las últimas tres plantas de energía nuclear en funcionamiento de la nación. Reino Unido ha lanzado un ambicioso plan para construir ocho nuevos reactores y 16 pequeños reactores tipo SMR.

En líneas generales, las economías avanzadas del mundo están relanzando sus programas nucleares y recurren al desarrollo de nuevas tecnologías. Un hito en el resurgimiento de la energía nuclear tuvo lugar en la 26ª sesión de la Conferencia de las Partes (COP26), celebrada en Glasgow en 2021. Allí, por primera vez en muchos años, la agenda incorporó ponderaciones positivas sobre el uso de la energía nuclear en el marco de la transición energética global, lo que según la visión de la Agencia Internacional de Energía Atómica (IAEA, por sus siglas en inglés) confirma que muchos países del mundo comenzaron a reconsiderar la introducción de energía nuclear como fuente de energía limpia y confiable. Siguiendo en esta línea, y según la visión de la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés), la energía nuclear podría ser insustituible a medida que se incrementen las energías renovables por su contribución como energía de base, que otorga estabilidad a la red.

Además del reingreso a la agenda que significó la COP26, en 2022 los países de la Unión Europea decidieron conjuntamente eliminar gradualmente su dependencia de los combustibles fósiles provenientes de Rusia. En este marco la Unión Europea comenzó a trabajar en medidas concretas que permitan minimizar los impactos de la crisis de suministro que generó el conflicto bélico al este de Ucrania, buscando asegurar la seguridad energética actual y futura. Luego de largas negociaciones, impulsadas principalmente por Alemania y Francia, se alcanzó un acuerdo para declarar al gas natural y la energía nuclear como actividades verdes para la transición en el contexto de definiciones conocidas como Taxonomía de Actividades Sustentables, esto es, un sistema de clasificación que establece una lista de actividades económicas que son sostenibles desde el punto de vista medioambiental. La Taxonomía forma parte del “Plan de Acción para la Financiación del Crecimiento Sostenible”, lo que supone mejores condiciones financieras en los créditos para el desarrollo de proyectos. Su objetivo es clasificar las actividades económicas ambientalmente sostenibles para que a los inversores les sea más sencillo evaluar si los proyectos y otras actividades económicas tienen un impacto ambiental y climático positivo. El resultado de la modificación de la Taxonomía es que la Comisión Europea admite que las inversiones en proyectos de gas natural (transitorias hasta 2030) y de energía nuclear (aprobados hasta 2045) sean considerados sustentables, es decir, de transición en la transición energética global y reconocidas actividades de transición que contribuyen a mitigar el cambio climático.

[11]

En concordancia con la política europea de inclusión de la energía nuclear dentro de la taxonomía verde, EEUU incluyó dentro de su Inflation Reduction Act (IRA), el paquete de ayuda económica más significativo a las energías limpias promovido por el gobierno de Biden, agregando expresamente a la energía nuclear, como camino para la descarbonización, con foco especial en la tecnología SMR. En particular EEUU también incluyó a la energía nuclear en su Bipartisan Infrastructure Law (BIL), que otorga créditos impositivos para la generación de energía de fuente nuclear, tanto para nuevos reactores como para los existentes, por su impacto sobre el empleo de calidad y la tracción sobre otros sectores productivos.

En el plano discursivo diferentes actores vinculados a la energía han expresado una visión positiva al respecto del lugar que debe ocupar la energía nuclear en la transición energética, por ejemplo, la IEA afirma que es una importante fuente de electricidad que ha permitido evitar alrededor de 55 Gt de emisiones de CO<sub>2</sub> en los últimos 50 años, casi lo equivalente a 2 años de emisiones globales de CO<sub>2</sub> relacionadas con la energía, que puede complementar las energías renovables en la reducción de las emisiones del sector eléctrico y al mismo tiempo contribuir a la seguridad de la electricidad como fuente de energía gestionable, además es capaz

de producir calor e hidrógeno con bajas emisiones asociadas [12]. Según la visión de Bloomberg NEF los SMR se proyectan como una tecnología que pueden brindar una solución para los problemas asociados a los altos costos de construcción y pueden garantizar energía eléctrica a costos competitivos, seguridad energética y más rápida adaptación de potencia que la construcción de grandes centrales de potencia [13]. De igual modo, el número especial sobre transición energética de la revista Finance and Development [14], del Fondo Monetario Internacional, dedica un artículo al resurgimiento de la energía nuclear en el contexto de la descarbonización y rol protagónico de los SMRs.

En torno a las posibilidades de descarbonización efectiva y segura que brinda la tecnología nuclear, la IEA estima que para cumplir los objetivos de cero emisiones netas será necesario incrementar la potencia instalada desde los 410 GWe actuales hasta alcanzar 812 GWe a 2050, algo no muy lejano al escenario de máxima expansión propuesto por la IAEA, quien en su reporte del año 2022 estimó que la capacidad instalada nuclear puede alcanzar 792 GWe en 2050, incrementando su capacidad de generación hasta alcanzar el 12,3%, mientras que la Agencia de la Energía Nuclear (NEA, por sus siglas en inglés) estima que para 2035 los SMRs pueden aportar unos 21 GWe, contribuyendo al cumplimiento de esos objetivos.

Dentro del análisis y las perspectivas sectoriales de todas las agencia, IAEA, IEA, Bloomberg NEF y NEA, se hace mención al proyecto CAREM de la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) de Argentina entre los que se encuentra en el mayor grado de avance, lo que no solo incrementa las certezas sobre el despliegue de los SMRs sino que permite pensar en las ventajas competitivas que implica ser uno de los primeros países que se puedan consolidar en el mercado de los pequeños reactores modulares.

Queda a las claras que ante la demanda por incrementar la seguridad energética y la necesidad por generar una matriz de generación más limpia la energía nuclear se ha reinstalado en las discusiones a nivel mundial y que, en este contexto, para el cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones se necesita acelerar los tiempos de construcción de las centrales nucleares. En este sentido, el regreso a las grandes discusiones de la energía nuclear es una ventana de oportunidad dentro de un panorama geopolítico en disputa y competencia por el acceso a la seguridad energética.

## 1.2 Iniciativas concretas en el ámbito nuclear a nivel mundial

Diferentes países con programas nucleares en actividad han incluido dentro sus planes de mitigación y de sus NDCs programas de extensión de operaciones de reactores nucleares de potencia (LTO). Este tipo de acciones han permitido que, a pesar de la salida de operación de trece reactores en la última década, la capacidad instalada de generación eléctrica por vía nuclear se mantenga en crecimiento. Si bien la extensión de operaciones es una política que ha demostrado buenos resultados y puede contribuir al cumplimiento de los objetivos del sector nuclear, es importante tener en claro que, además, serán necesarios programas de financiamiento para la construcción de 550 GW(e) de nuevas capacidades.

Los países que implementan este tipo de planes parecen tener claro que la extensión de operaciones da tiempo a construir nuevas capacidades de generación de energía de bajas emisiones de carbono, mientras siguen su curso los planes de construir nuevos reactores de potencia y se desarrollan tecnologías innovadoras para generación de energía nuclear, fuente de electricidad que ha demostrado ser segura, barata y con bajas emisiones en la construcción, lo que resulta esencial para la descarbonización y la contribución a las metas climáticas de Carbono Neutralidad al 2050 (NZE).

El cambio en la Taxonomía Europea y las políticas impulsadas en EE.UU., inclusión de la de los SMR dentro de la Inflation Reduction Act (IRA) y la Bipartisan Infrastructure Law (BIL), han establecido un nuevo impulso gubernamental para el sector que trae como corolario un nuevo horizonte para la expansión de la energía nuclear en el mundo. Tal es así que en los últimos años 50 países miembros de la IAEA han expresado interés en incorporar energía nuclear, 24 se encuentran en una fase de planificación, mientras que los 26 restantes se encuentran en dos estadios diferentes (Ilustración 1).

- **Etapas preliminar:** están realizando estudios de previabilidad o preparando activamente la infraestructura sin haber tomado una decisión definitiva; Argelia, El Salvador, Estonia, Etiopía, Indonesia, Kazajstán, Marruecos, Níger, Filipinas, Senegal, Sri Lanka, Sudán, Tailandia, Túnez, Uganda, Zambia.

- **Decisión avanzada:** están construyendo la infraestructura, o han firmado un contrato y comenzarán la construcción en un futuro cercano; Bangladesh, Egipto, Ghana, Kenia, Jordania, Nigeria, Polonia, Arabia Saudita, Turquía, Uzbekistán.



*Ilustración 1 - Nuevos programas nucleares. [15]*

En línea con el cambio de percepción sobre la contribución positiva de la energía nuclear al cumplimiento de objetivos en el marco de la transición energética, la IAEA espera que para 2035 el número de países con plantas de generación en funcionamiento aumente aproximadamente un 30%, lo que representa que entre 10 y 12 países sumarán centrales nucleares a los 35 países que actualmente cuenta con plantas en funcionamiento (Tabla 1).

<i>País</i>	<i>Proyecto</i>
<i>Bangladesh</i>	Se espera la puesta en marcha de dos reactores para 2024 y 2025.
<i>Turquía</i>	Cuatro reactores en construcción. Comisionados entre 2023 y 2026.
<i>Egipto</i>	Dos reactores con licencia para construirse.
<i>Arabia Saudita</i>	Reactores de potencia en desarrollo.
<i>Jordania</i>	Reactores en desarrollo. Incluye SMR.
<i>Kenia</i>	Reactores de investigación en desarrollo. Incluye SMR.

*Tabla 1 - Programas nucleares con mayor grado de avance en países sin reactores funcionando hasta el momento. [15]*

En resumen, se puede decir que a partir de 2021 se observa un aumento en los inicios de construcción, diez unidades, sustancialmente más que los cuatro o

cinco por año que habían sido típicos en los últimos años. Actualmente hay 52 reactores en construcción, que implicarán un aumento de 54 GW en la capacidad de generación. En China se están construyendo 16,1 GW, en Corea 5,6 GW, en Turquía 4,4 GW, en India 4,2 GW, en Rusia 3,8 GW, en Reino Unido 3,3 GW y en otros países combinados 16,6 GW.

En la Tabla 2 se presenta un resumen de las políticas públicas de varios países centrales, algunas apuntan a extender la vida útil de la flota actual de reactores, retomar programas de construcción de centrales de potencial y desarrollar reactores SMRs.

<i>País</i>	<i>Política</i>
<i>Estados Unidos</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Programa de Crédito Nuclear Civil 2022, USD 6 mil millones para ayudar a preservar la flota de reactores de EE. UU. existente.</li> <li>● Asignación de USD 8 mil millones para centros demostrativos de hidrógeno limpio, incluido al menos un centro dedicado a la producción de hidrógeno con energía nuclear.</li> <li>● Tras el Programa de Demostración de Reactores Avanzados, una inversión total de 3200 millones de USD durante siete años en dos proyectos nucleares.</li> </ul>
<i>Canadá</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Plan de Acción de SMR 2020 establece los pasos para el despliegue de SMR.</li> <li>● Anuncio de un proyecto SMR en Darlington basado en la tecnología GE Hitachi que se pondrá en marcha a finales de la década de 2020</li> </ul>
<i>Francia</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Plan de inversión Francia 2030, anuncio para extender la vida útil de todos los reactores nucleares que se pueden extender al mismo tiempo que garantiza la seguridad.</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"><li>• Anuncio de planes para construir seis nuevos reactores grandes a partir de 2028 a un costo de alrededor de 50 mil millones de euros.</li><li>• Una inversión de 1000 millones EUR para desarrollar reactores innovadores, incluidos un pequeño reactor modular para 2030.</li></ul>
<i>Reino Unido</i>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Estrategia de Seguridad Energética 2022 para ocho nuevos grandes reactores, así como pequeños reactores modulares, para lograr capacidad de generación nuclear de 24 GW para 2050, o alrededor del 25% de la demanda eléctrica prevista.</li><li>• En 2021, 210 millones en financiamiento para desarrollar un SMR, igualado con GBP 250 millones de inversión privada.</li></ul>
<i>Bélgica</i>	<ul style="list-style-type: none"><li>• En marzo de 2022, el gobierno decidió tomar los pasos necesarios para extender la vida útil de dos reactores en una década hasta 2035.</li></ul>
<i>Polonia</i>	<ul style="list-style-type: none"><li>• El Programa Polaco de Energía Nuclear 2020 planea la construcción de grandes reactores con una capacidad total de entre 6 GW y 9 GW.</li><li>• En 2022, el gobierno acordó el despliegue de SMR basados en tecnología estadounidense para reemplazar la cogeneración a carbón existente.</li></ul>
<i>Corea del Sur</i>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Planifica la extensión de vida y ampliaciones de las instalaciones actuales, reiniciar la construcción en dos sitios, desarrollar y mejorar la cooperación en SMR, buscar construir diez plantas en el extranjero para 2030.</li></ul>

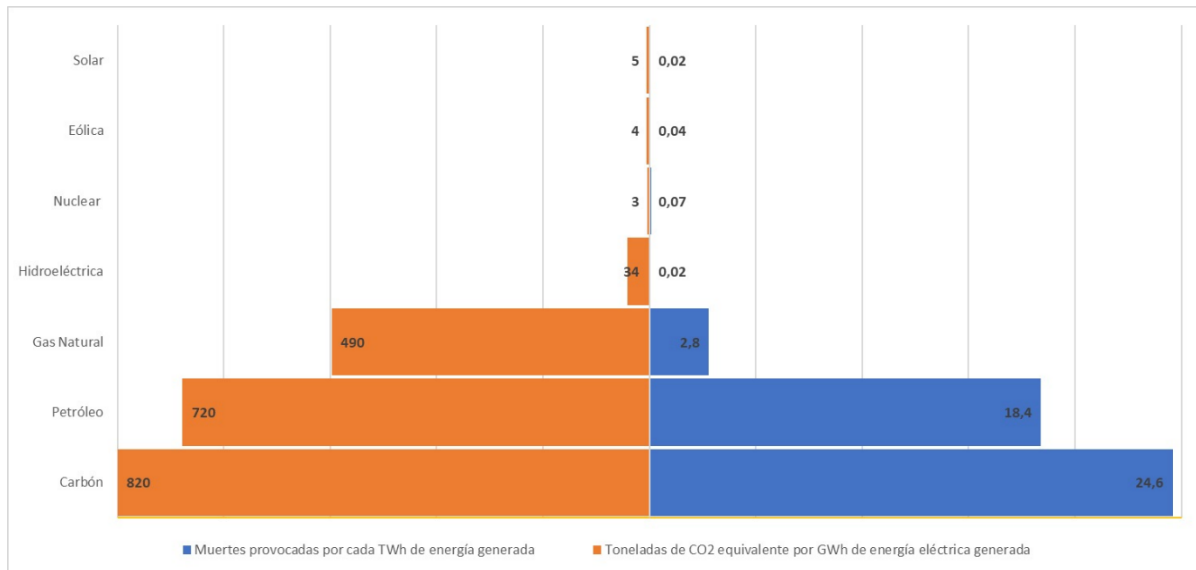
<i>Japón</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• En 2022, el gobierno anunció que aumentaría la energía seguridad con miras a reiniciar los reactores existentes siempre que sean seguros.</li> </ul>
<i>China</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• En el marco del 14° Plan Quinquenal (2021-2025), mantener un ritmo constante de construcción que establece la meta de alrededor de 70 GW para 2025, frente a los 53 GW de principios de 2022.</li> </ul>

*Tabla 2 - Resumen de acciones gubernamentales concretas. [16]*

### 1.3 Energía nuclear, seguridad energética y bajo impacto ambiental

Desde su desarrollo a la fecha la energía nuclear ha sido motivo de grandes debates socioambientales, sumado a esto, con el recrudecimiento de la crisis climática afloraron discursos que ponían en cuestionamiento la seguridad y los impactos ambientales de cada fuente de generación. Con respecto a la energía nuclear, en particular, la narrativa internacional fue liderada principalmente por Europa, arrastrando problemas para el desarrollo de programas nucleares a lo largo del mundo, se extendieron los plazos de construcción de varios proyectos, encareciendo los costos, lo que condujo a una reducción paulatina de la participación relativa del sector nuclear en la generación eléctrica.

Sin embargo, los cuestionamientos sobre los impactos negativos de la actividad nuclear no se reflejan en las estadísticas, incluso resultan ser indicadores de lo contrario. Especialmente en lo que refiere a los riesgos para la salud humana y el impacto ambiental (Ilustración 2).



*Ilustración 2 - Accidente, contaminación y emisiones GEI de las diferentes alternativas de generación de energía eléctrica. [17]*

## 1.4 Tecnologías innovadoras en el sector nuclear

El principal problema que ha condicionado la expansión de la industria nuclear es el aumento imprevisible de costos que se generan por la extensión de los plazos para la construcción de reactores de potencia y en segundo lugar el incremento en costos asociados a medidas de seguridad cada vez más exigentes. En ese escenario los SMRs emergen como una nueva tecnología innovadora, cuyas principales ventajas se basan en los siguientes aspectos:

- Modularización y el menor tamaño como forma de atacar costos financieros y dar previsibilidad en los tiempos de construcción (especialmente por su fabricación off-site, es decir en plantas industriales) y mejorar la ecuación de costos vía economías de escala y aprendizaje.
- Permiten mayor flexibilidad en la ampliación de la capacidad (posibilidad de añadir módulos a cada central en función de la demanda).
- Son más seguros, por disponer de sistemas de seguridad pasivos, lo que evita costosos sistemas auxiliares que a su vez constituyen puntos débiles para la integridad de la central.

Al mismo tiempo por su menor tamaño y portabilidad pueden pensarse para dar electricidad limpia en zonas alejadas y aisladas de la red sin recursos para la generación de energías renovables aportando de este modo a la descarbonización en zonas donde otras opciones no son posibles.

Estas características hacen que los reactores SMRs sean compatibles con los objetivos climáticos y de seguridad energética al mismo tiempo. En la actualidad, mientras la energía nuclear transita por un sendero de resurgiendo en la agenda energética global, la tecnología SMR se encuentra en pleno desarrollo en todo el mundo, de hecho, más de 70 proyectos se encuentran en diferentes fases de desarrollo (desde diseño conceptual hasta construcción).

De estos proyectos, se espera que sólo un puñado sean viables económicamente, y alcancen la fase final de desarrollo para estar disponibles en el mercado. El nivel de avance en cada caso resulta crucial porque posiciona a cada proyecto en un mejor lugar para demostrar capacidad de ingresar tempranamente en el mercado y alcanzar las economías de escala necesarias para aplanar la curva de costos.

Dentro del conjunto de países que apuestan a esta tecnología, el proyecto argentino CAREM es el único de América Latina y uno de los más avanzados en el mundo, a la fecha se encuentran concluidas sus fases de diseño e ingeniería de detalle. Según la información que publicada recientemente por AEA9 al menos 20 países tienen programas nacionales activos para diseño, desarrollo y puesta en marcha de tecnología SMR en 2035, la mayoría de ellos llevados a cabo como parte de colaboración internacional.

En total son 80 diseños en diferentes fases de despliegue, solo dos han comenzado a operar, uno de ellos en una unidad flotante en Rusia y el otro en una planta demostrativa en China.

En etapa de construcción solo se identifican dos proyectos, uno de ellos es el CAREM, que se encuentra en una etapa avanzada de construcción. El ente regulador ha establecido un enfoque de licencia por etapas adecuado para que este primer reactor de su tipo (FOAK por las siglas en inglés "first of a kind") demuestre hitos de seguridad específicos antes de proceder a la siguiente fase del trabajo. El Otro SMR en construcción es el ACP100 de China, o Linglong One, en Changjiang. El ACP100 es un reactor de agua a presión (PWR) multipropósito de 125 MW(e) cuya construcción comenzó en julio de 2021. En la Tabla 3 se listan los proyectos avanzados de diferentes diseños de SMRs.

<i>Proyecto</i>	<i>Potencia (MWe)</i>	<i>Tipo</i>	<i>País</i>	<i>Estado del pro- yecto</i>
<i>CAREM</i>	30	PWR	Argentina	En construcción
<i>ACP100</i>	125	PWR	China	En construcción
<i>NUWARD</i>	2 x 170	PWR	Francia	Diseño conceptual
<i>SMART</i>	107	PWR	Corea del Sur	Diseño básico aprobado
<i>KLT-40S</i>	2 x 35	PWR (naval)	Rusia	En operación
<i>RITM-200N</i>	2 x 53	PWR	Rusia	Diseño en detalle
<i>NuScale</i>	6 x 77	PWR	EE.UU.	Diseño certificado
<i>HTR-PM</i>	210	HTGR	China	En operación
<i>GTHTR300</i>	100 – 300	HTGR	Japón	Pre licenciamiento
<i>Xe-100</i>	82,5	HTGR	EE.UU.	Diseño básico
<i>Integral MSR</i>	195	MSR	Canadá	Diseño conceptual

*Tabla 3 - Principales proyectos de SMRs en estadios avanzados. PWR = Power water reactor. HTGR = High temperature gas reactor. MSR = Molten salt reactor. [18]*

## 1.5 Proyección global de los reactores tipo SMR

Como se ha mencionado, la extensión de los plazos y los problemas financieros asociados complican la construcción de reactores de potencia y el mantenimiento de programas nucleares a largo plazo. Consciente de esta situación, el sector nuclear ha promovido el desarrollo de soluciones innovadoras y nuevos diseños, los cuales no solo introducen modificaciones técnicas a la flota existente, sino que también implican mejoras sustanciales, creando oportunidades para avanzar en áreas de difícil electrificación.

Sin lugar a dudas, uno de los avances que ha generado mayor impacto en la formulación de políticas energéticas es el desarrollo de los reactores SMR (Small Modular Reactors). Tanto es así, que varios países que recientemente han adquirido conocimientos en tecnología nuclear han integrado esta innovación en sus políticas de descarbonización. Actualmente, la oferta de SMR no se limita únicamente a países desarrollados con experiencia en energía nuclear, sino que también está siendo considerada por naciones que buscan ingresar en este mercado.

Argentina se encuentra en una posición intermedia, siendo un país con una amplia trayectoria en tecnología nuclear y que ha logrado diseñar y construir su propio SMR. Sin embargo, no cuenta con las mismas facilidades en términos de autonomía económica y de industrias complementarias, como la electrónica, que poseen los países más avanzados. Esto se refleja en la distribución geográfica de los proyectos de SMR, donde Rusia alberga 17, Estados Unidos 15, China 8 y Japón 7, concentrando el 65% de los proyectos a nivel global. Dentro de este contexto, el reactor CAREM de Argentina se encuentra entre los más avanzados.

En total, 16 países han establecido programas nacionales activos dedicados al diseño y desarrollo de tecnología SMR, la mayoría de los cuales se llevan a cabo con colaboración internacional. Actualmente, se puede afirmar que esta tecnología está llegando al final de su fase experimental, y comienzan a delinearse los primeros modelos de negocio. En un escenario de crisis energética global, donde la energía nuclear ha sido reconocida como una opción sostenible para la transición energética, el desarrollo de un mercado a corto plazo está tomando forma.

## **1.6 Aspectos económico – financieros de la energía nuclear y los SMRs**

Las plantas nucleares tradicionales (Large Nuclear Power Plants o LNPPs) han demostrado ser confiables y adecuadas para sostener la base de cualquier sistema eléctrico, con costos reducidos en términos de combustible, operación y mantenimiento. Sin embargo, las elevadas inversiones de capital requeridas y los prolongados plazos de ejecución, que incrementan aún más los costos financieros, obstaculizan la viabilidad económica de estos proyectos, limitando la construcción de nuevas centrales. Mientras el cambio climático avanza y la presión social aumenta, los desafíos del sector nuclear agravan la factibilidad económica para aquellos países que no tienen acceso a financiamiento con tasas bajas.

Además de las medidas estándar de evaluación de proyectos de inversión, como el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), el LCOE10 (costo nivelado de la electricidad) es una métrica específica para el sector energético. Este indicador es ampliamente utilizado entre los policy makers (equipos encargados de formular las políticas energéticas de los países) debido a su utilidad para comparar tecnologías con distintas características operativas. En términos técnicos, el LCOE representa el costo unitario de generación de electricidad, considerando todos los costos a lo largo del ciclo de vida de la fuente de energía, y se expresa comúnmente en términos de moneda por unidad de energía (típicamente US\$/KWh).

Conceptualmente, el LCOE refleja un flujo de pagos que tiene el mismo valor presente que el costo total de construir y operar una planta generadora, independientemente de la tecnología utilizada, durante su vida útil. Como resultado, una tecnología será más económicamente ventajosa cuanto menor sea su LCOE. Si bien una de las ventajas de este modelo es que puede reflejar el impacto de políticas gubernamentales, como los subsidios o los impuestos al carbono, no permite evaluar aspectos intangibles.

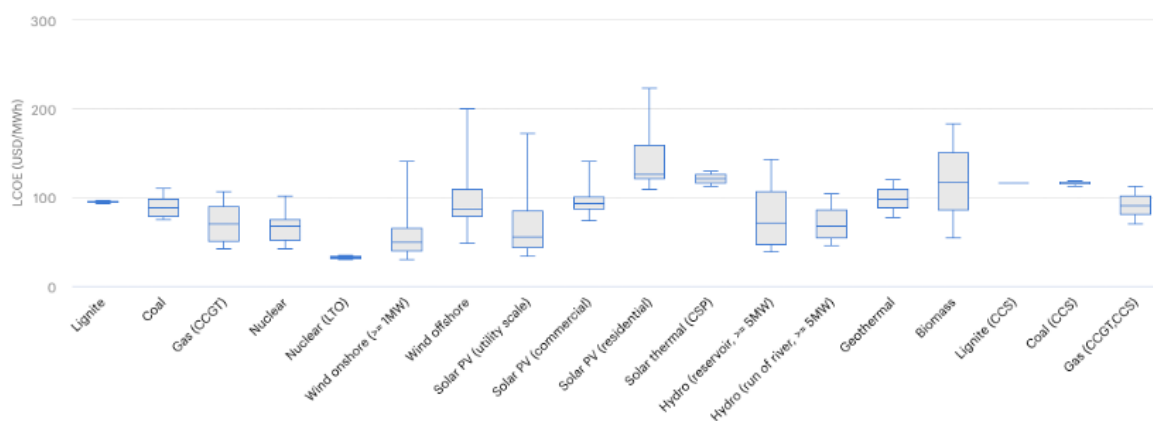


Ilustración 3 - LCOE de diferentes tecnologías con una tasa de descuento del 7%. [19]

La energía nuclear en general, y los reactores modulares pequeños (SMR) en particular, no se ven especialmente favorecidos por el modelo de LCOE, debido a la dificultad para estimar con precisión la vida útil de los proyectos, así como los desafíos para incorporar una serie de externalidades asociadas tanto a la energía nuclear como a los SMR. De hecho, si se considera la extensión de la vida útil, la Agencia Internacional de Energía (IEA) estima que el LCOE de la energía nuclear es el más bajo (y el menos variable) entre 18 tecnologías alternativas de generación de electricidad, mientras que el LCOE de una nueva central nuclear es aproximadamente el doble. De esta forma, al ponderar el LCOE de una nueva central con el de la extensión de vida, se evidencia lo competitiva que puede ser la energía nuclear. Esto, sin tener en cuenta otros beneficios de esta tecnología, como el uso eficiente del suelo, la capacidad de generación constante (energía de base), aspecto crucial ante la intermitencia de las energías renovables, y las externalidades positivas relacionadas con el desarrollo tecnológico, el fortalecimiento del tejido productivo y la formación de profesionales altamente capacitados.

Estos factores se vuelven aún más relevantes cuando se evalúan plantas nucleares de pequeña y mediana escala, que, analizando los números de manera estricta, pueden correr el riesgo de ser catalogadas como "no económicas" debido a la menor cantidad de energía total generada. Sin embargo, este enfoque ha sido crecientemente cuestionado en la literatura especializada, principalmente por no

considerar factores relacionados con el diseño simplificado, la modularización y la producción en serie de los SMR, así como su potencial para reemplazar energías fósiles en situaciones donde otras soluciones limpias no son viables.

En relación específica a los SMR, los estudios señalan que su naturaleza modular, el diseño simplificado, los factores de aprendizaje y las economías de co-sitting (capacidad de coexistir con otros procesos productivos, por ejemplo generando energía y aprovechando el calor generado en otro proceso industrial), entre otros aspectos, permiten mejorar significativamente la ecuación de costos de estos proyectos, superando incluso las desventajas de escala en comparación con las grandes centrales. Esta ventaja se apoya en cuatro factores: (i) la reducción del CAPEX gracias a la producción en fábricas y la escala alcanzada en la fase de manufactura, (ii) la capacidad de ejecutar proyectos en plazos más cortos con una gestión estandarizada, (iii) la mejora en los costos financieros debido a la posibilidad de comenzar la producción de energía con un módulo mientras el resto de la instalación está en construcción, y (iv) la mayor flexibilidad para la entrega de energía, aspecto crucial frente al crecimiento de las energías renovables que requieren de una fuente estable para gestionar las fluctuaciones de generación a corto plazo (diaria) y con capacidad de respuesta ante variaciones estacionales. En esta línea, la Agencia de Energía Nuclear (NEA) afirma que los SMR ofrecen ventajas asociadas que permiten una mejor adaptación a las fluctuaciones del mercado energético, reduciendo penalidades financieras y acortando los tiempos de construcción. [20]

## 1.7 Áreas de aplicación

Un aspecto que no es considerado por la metodología LCOE es que los reactores modulares pequeños (SMR) generan oportunidades adicionales para la descarbonización en nichos específicos donde no existen alternativas limpias viables. Esto ocurre en situaciones donde los recursos naturales no son suficientes en calidad o cantidad para la generación de energías renovables, o donde la electrificación no es factible, como en la producción directa de calor para la industria, los hogares y el transporte. Este aspecto cobra particular importancia en comunidades aisladas, sin acceso a la red eléctrica, donde la generación de energía se basa principalmente en combustibles fósiles y no hay recursos disponibles para energías renovables.

Entre los principales nichos de demanda potencial de los SMR, además de la generación eléctrica, se destacan los usos industriales, la minería, la desalinización, la producción de hidrógeno de bajas emisiones y la cogeneración de energía eléctrica y calor.

### 1.7.1 Industrias

Existen numerosos procesos industriales en los que la energía nuclear puede desempeñar un papel fundamental para reducir emisiones. Entre ellos destacan la industria del cemento, el procesamiento de metales como el hierro y el acero, así como los sectores de petróleo, gas y petroquímica, los cuales son de gran relevancia para la economía y, al mismo tiempo, contribuyen significativamente a las emisiones globales.

Al evaluar los posibles usos industriales de un reactor nuclear, las dos variables clave son la temperatura máxima y la potencia disponible. Mientras que los umbrales de potencia mínima requerida en cada proceso no representan una limitación para los reactores modulares pequeños (SMR), debido a su capacidad modular, la capacidad térmica de los reactores depende de sus características tecnológicas, lo que define el rango de aplicaciones industriales para los distintos tipos de reactores.

Por ejemplo, los SMR de agua liviana, como el reactor CAREM, pueden generar temperaturas de hasta 300°C, energía térmica que podría ser aprovechada en procesos industriales como la producción de celulosa, papel o carbonato de sodio. Los reactores que emplean metales líquidos o sales fundidas como refrigerante tienen la capacidad de generar energía térmica en un rango de entre 400°C y 600°C, lo que los hace adecuados para aplicaciones en la industria química, como la producción de fertilizantes, amoníaco y derivados, así como en la refinación de petróleo y gas.

Por otro lado, los reactores de alta temperatura, refrigerados a gas, pueden alcanzar temperaturas superiores a los 600°C, e incluso cercanas a los 1.000°C. Estos reactores son idóneos para procesos industriales intensivos en energía, como la producción siderúrgica, el reformado de gas metano y los procesos que requieren altos hornos de fundición, tales como la producción de acero, cerámica, vidrio y cemento. [21]

### 1.7.2 Minería

La Agencia de Energía Nuclear (NEA) estima que, a nivel global, el sector minero representa aproximadamente el 3,5% del consumo total de energía. Al desglosar el uso energético en la minería, se observa que el 46% del consumo proviene del diésel, debido a que este sector emplea maquinaria pesada no electrificada. En el caso de las minas ubicadas fuera de la red eléctrica, los generadores de electricidad dependen de este combustible, con un consumo promedio de entre 5 y 20 MWe. Actualmente, se percibe un creciente interés en el desarrollo de energía

nuclear a través de pequeños reactores dirigidos a cubrir las necesidades energéticas del sector minero en países como Canadá, Australia, Rusia y Polonia, cada uno con distintos niveles de avance en esta iniciativa.

La tecnología de los reactores modulares pequeños (SMR) resulta adecuada en este contexto, en tanto puedan proporcionar energía de manera eficiente dentro de los límites de potencia requeridos, los cuales, según diversas estimaciones, no superarán los 30 MWe. Incluso con un costo de energía relativamente más alto, la energía nuclear podría ser la única fuente capaz de generar energía limpia de manera continua en ubicaciones remotas y desconectadas de la red eléctrica, lo cual es esencial para el funcionamiento ininterrumpido de los procesos industriales en tales regiones.

### **1.7.3 Desalinización**

En la actualidad, la escasez de agua potable se ha convertido en uno de los mayores desafíos sociales que enfrenta la humanidad. Según datos de Naciones Unidas (2005), aproximadamente el 40% de la población mundial carece de acceso adecuado a agua potable, y se prevé que este número aumente conforme crezca la población y se agraven los efectos del calentamiento global.

Desde la década de 1980, el uso de técnicas de desalinización de agua marina ha crecido como una solución ante la falta de acceso a agua potable. En ese tiempo, la proliferación de plantas desalinizadoras ha experimentado un crecimiento exponencial, y hoy en día existen alrededor de 15 mil plantas de desalinización en todo el mundo. Sin embargo, solo el 1% de ellas opera con fuentes de energía que no emiten gases de efecto invernadero. Este dato es de gran relevancia, dado que la desalinización es un proceso industrial que demanda una gran cantidad de energía.

A raíz de esta característica, surgen dos problemas relacionados con la producción de agua potable. En primer lugar, desde una perspectiva climática, la huella de CO<sub>2</sub> vinculada a este proceso es considerable, lo que pone de manifiesto la urgencia de modificar tanto las técnicas de desalinización como las fuentes de energía que las alimentan, con el fin de priorizar la lucha contra el cambio climático y avanzar hacia la transición energética.

En segundo lugar, desde una perspectiva logística y estratégica, la dependencia de la desalinización respecto a las fuentes convencionales de energía crea una vulnerabilidad significativa en los costos de producción de agua potable, principalmente debido a la volatilidad de los combustibles fósiles y los problemas asociados a su importación y dependencia externa.

Bajo esta óptica, la desalinización se presenta como un nicho de gran demanda para energías alternativas, que pueden abordar simultáneamente ambos desafíos. Se estima que cientos de nuevas plantas desalinizadoras serán construidas y que podrían ser alimentadas por fuentes de energía de bajas emisiones. Asimismo, en el contexto de la estrategia global de descarbonización hacia el objetivo de emisiones netas cero para 2050, más de 20 mil plantas ya existentes deberán reemplazar sus fuentes energéticas por alternativas más limpias. Las energías renovables pueden contribuir a este objetivo, pero, dado que el suministro de agua es un recurso esencial para la vida, la intermitencia en la generación de estas energías, especialmente en términos estacionales, podría generar problemas de costo y seguridad en el suministro de agua.

En este sentido, la energía nuclear se está considerando una solución que no solo aborda estos desafíos, sino que además garantiza la estabilidad y seguridad en el suministro de agua potable.

#### **1.7.4 Cogeneración**

La cogeneración nuclear consiste en la producción simultánea de electricidad y calor, o de un subproducto derivado del calor, utilizando una central nuclear. Esta práctica, que ya se implementa, presenta un gran potencial debido a su capacidad para recuperar una parte significativa de la energía térmica excedente que de otro modo se disiparía en el entorno. Además, aporta beneficios a las plantas nucleares operativas en los mercados energéticos al ofrecer mayor flexibilidad, permitiendo alternar entre la generación de electricidad y la cogeneración.

Las opciones de cogeneración varían en función de la tecnología utilizada, el tipo de reactor, el combustible y los niveles de temperatura. Las aplicaciones de cogeneración a partir del calor residual de baja temperatura incluyen: i) calefacción urbana, ii) desalinización de agua de mar, y iii) calentamiento de procesos industriales que requieren bajas temperaturas.

Por otro lado, la cogeneración a alta temperatura se puede emplear en: i) el calentamiento de procesos industriales que requieren temperaturas elevadas, ii) la producción sostenible de combustibles sintéticos, iii) la captura directa de CO<sub>2</sub> del aire, y iv) el almacenamiento de energía térmica.

En cuanto a la producción de hidrógeno, existen diversas técnicas que requieren diferentes rangos de temperatura, lo que hace que su aplicación sea más adecuada dependiendo de las características específicas de cada tipo de reactor.

## 1.8 Consolidación de un nuevo mercado

La generación eléctrica a partir de energía nuclear se ha mantenido relativamente estable en torno al 10% de la matriz energética mundial, con aproximadamente 440 reactores nucleares en operación. Los incentivos de los países que apuestan por la transición hacia la energía nuclear, ya sea para su adquisición o desarrollo, se basan en factores climáticos, de seguridad energética y en las relaciones internacionales, debido a la responsabilidad que implica la provisión de un bien público como la energía, bajo los marcos regulatorios de los tratados internacionales. El cambio climático, de carácter global, ha generado nuevas oportunidades para la cooperación en el ámbito nuclear entre países cuyas prioridades energéticas y necesidades, en circunstancias normales, podrían no alinearse.

La energía nuclear ha retomado un lugar destacado en el debate sobre fuentes de energía sostenibles, gracias a la estabilidad del suministro de combustible y su capacidad para proporcionar energía eléctrica de manera constante, sin verse afectada por condiciones climáticas adversas o inestabilidades políticas. En este contexto, los reactores modulares pequeños (SMR) emergen como la próxima ola de innovación nuclear, con el potencial de desempeñar un papel crucial en la descarbonización de sectores como el eléctrico, industrial y minero, contribuyendo así a alcanzar los objetivos de emisiones netas cero para 2050. Además, los SMR ofrecen una solución viable para comunidades remotas que dependen del diésel o el carbón.

Como se ha mencionado, los recientes desarrollos en políticas gubernamentales clave para el sector nuclear reflejan un creciente interés por parte de los Estados en adoptar esta tecnología. Estas políticas brindan una mayor certidumbre a inversores y empresarios, lo que facilita el despliegue de estrategias comerciales y de financiamiento, especialmente en proyectos como el CAREM. A nivel global, el sector nuclear jugará un papel crucial en la resolución de los desafíos climáticos y de seguridad energética, extendiéndose más allá del ámbito eléctrico.

Diversas tecnologías avanzadas de reactores nucleares están en fase de desarrollo, diseñadas específicamente para reemplazar fuentes de energía basadas en carbono en procesos industriales. Por ejemplo, Estados Unidos está comprometido con la construcción de dos reactores de demostración en esta década: el X-energy, orientado a la provisión de calor y energía industrial, y el TerraPower, destinado a sustituir una planta de carbón, con un sistema integrado de almacenamiento de energía en sales fundidas para complementar la generación solar y eólica. En paralelo, se están desarrollando reactores avanzados más pequeños, como el reactor Aurora de Oklo, que cuentan con diseños simplificados, adecuados para

países con menor capacidad técnica e institucional para operar y regular grandes reactores convencionales.

Los SMR están posicionados para reconfigurar el mercado de la energía nuclear. Su menor tamaño y mayor flexibilidad los hacen ideales para nichos como la minería, la producción de hidrógeno y la desalinización, además de la generación eléctrica y la cogeneración. Su diseño modular, basado en sistemas de seguridad pasivos y convección natural, los hace más eficientes y seguros que los reactores tradicionales. Asimismo, los SMR pueden ser más económicos de construir y mantener, y gracias a la estandarización de su producción, podrían superar algunas de las barreras regulatorias y financieras que enfrentan los reactores nucleares convencionales, contribuyendo a que el sector nuclear sea más accesible y seguro en el futuro. [22]

## 1.9 Evaluación del territorio

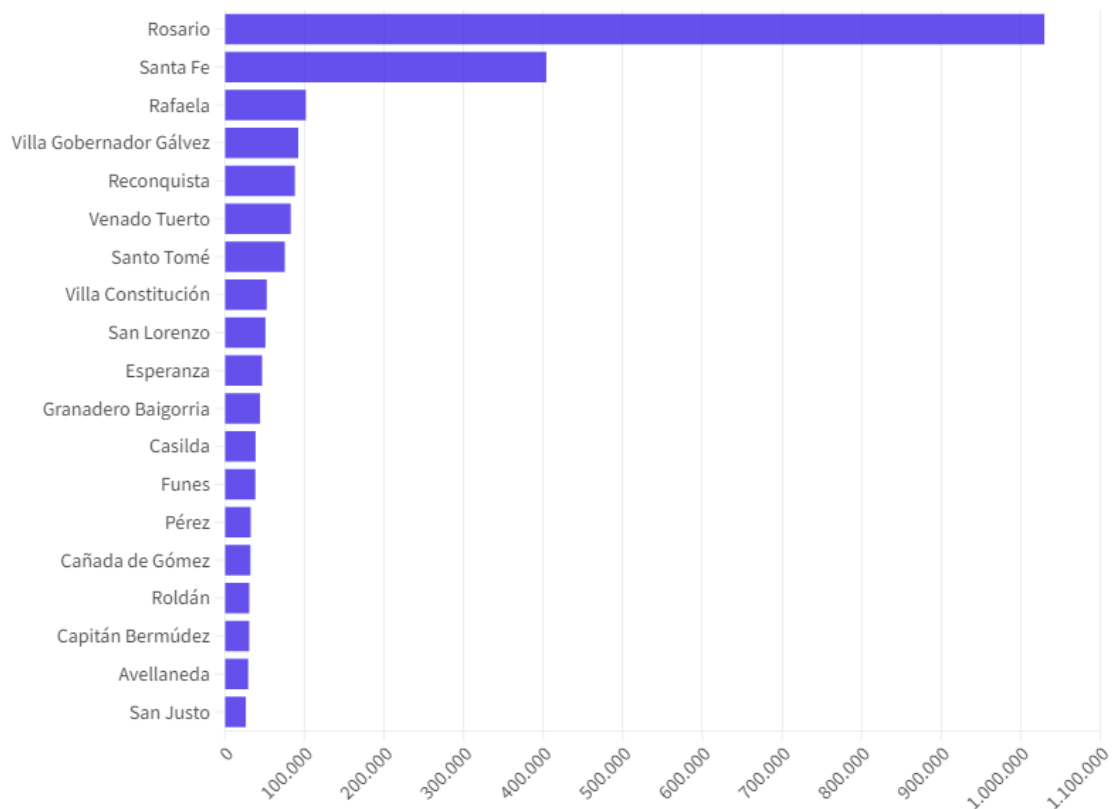
El área comprometida a nivel eléctrico comprende una porción del sur de la provincia de Santa Fé.

El ente internacional IAEA dispone que el territorio donde se construya un reactor nuclear debe cumplir una serie de condiciones específicas. Este estudio denominado por el organismo como “Site Evaluation for Nuclear Installations” comprende estudios sísmicos, climatológicos, socio-económicos y de infraestructura entre otros. Los contenidos del mismo escapan al alcance de este proyecto final por lo que solo se limitará a su mención.

Centrando el estudio en el área de mayor interés del sur de Santa Fe, se desprenden dos opciones que resultan las más lógicas para su análisis:

- Emplazamiento del módulo SMR en la ciudad de Rufino: desde el punto de vista del tendido eléctrico, presenta la situación más sensible debido al carácter fuertemente radial que posee. Esta característica se desarrolla en puntos posteriores del presente trabajo. La barra en cuestión posee una característica que la hace poco llamativa para el estudio, ya que posee una generación considerablemente mayor a su escasa demanda, la que se encuentra en correlación con su baja población (20 mil habitantes según el censo de 2022 realizado por el INDEC).
- Emplazamiento del módulo SMR en la ciudad de Venado Tuerto: a diferencia de Rufino, en este caso, el análisis se realiza sobre una de las ciudades más importantes en cuanto a cuestiones demográficas, no sólo del fragmento de modelo que se estudiará, sino de toda la provincia de Santa Fe, ya que

Venado Tuerto es la sexta ciudad con mayor población de la provincia, sobrepasando los 80 mil habitantes según el último censo del INDEC. Desde un punto de estructural, si bien se cuenta con generación previamente conectada a la barra, la misma es escasa frente a la gran demanda conectada (la tercera de mayor magnitud de todo el sistema a modelar).



*Ilustración 4 - Diez ciudades con mayor población de la provincia de Santa Fe [23]*

Además de las diferencias citadas entre ambas localidades, las dos poseen una ventaja en común para considerarlas como aptas para el emplazamiento de la nueva generación nuclear, y es que ambas ya poseen generación del tipo convencional instalada y acoplada a la red eléctrica, por lo que existe personal capacitado en los alrededores, apto para la operación sin necesidad de tener que realizar un plan de capacitación previo, que incluya conceptos por fuera de la tecnología nuclear.

Sin embargo, un punto adicional que brinda preponderancia a la ciudad de Venado Tuerto es, cómo se mencionó anteriormente, su mayor extensión demográfica. Además de la ventaja de contar con personal previamente calificado debido a que, al igual que Rufino, la ciudad ya posee generación convencional instalada y acoplada a la red, al ser una de las ciudades más importantes de la provincia, brinda una mayor flexibilidad para la adquisición de cualquier tipo de repuesto o equipo necesario para mantenimiento o nuevos desarrollos a realizar en la central a

instalar, así como también, una mayor facilidad de desarrollar nuevos emprendimientos, y fomentar el nacimiento de empresas o talleres que aporten valor a la cadena productiva, favoreciendo, tanto a la instalación del módulo nuclear como a una posible extensión del mismo, sea en la ciudad de Venado Tuerto o alrededores. Todo esto mencionado se debe, principalmente, a la ventaja de poseer una infraestructura más desarrollada que la ciudad de Rufino, supliendo con más posibilidades de poder abastecerse localmente, sin ser necesario recurrir a grandes focos poblacionales que, quizás, se encuentran distantes en cuestiones geográficas, caso, por ejemplo, de la ciudad de Rosario.

## **1.10 Venado Tuerto como elección**

En el punto anterior se desarrollaron importantes aspectos a tener en cuenta para la definición de la localidad donde instalar nueva generación nuclear del tipo SMR.

Con la primicia de que, en principio, Venado Tuerto se presenta como la opción preponderante por sobre el resto de barras del área mayormente afectada, es necesario entrar en mayor detalle sobre estas características.

### **1.10.1 Geografía y demografía de Venado Tuerto**

La localidad de Venado Tuerto es el centro demográfico del departamento de General López, el más al sur de la provincia de Santa Fe.

A pesar de que el departamento de General Lopez presenta una densidad poblacional de 14,86 habitantes por km<sup>2</sup>, esta cifra se debe principalmente a la gran concentración de habitantes en su ciudad más importante, Venado Tuerto. Con 82757 habitantes según el censo de 2022, Venado Tuerto representa casi el 50% de la población del departamento. Esta concentración se refleja en una densidad poblacional urbana de 1769,67 habitantes por km<sup>2</sup>, superando incluso a la capital de la provincia, Santa Fe, que tiene una densidad de 1498,3 habitantes por km<sup>2</sup>.

# Densidad Poblacional, 2010\*.

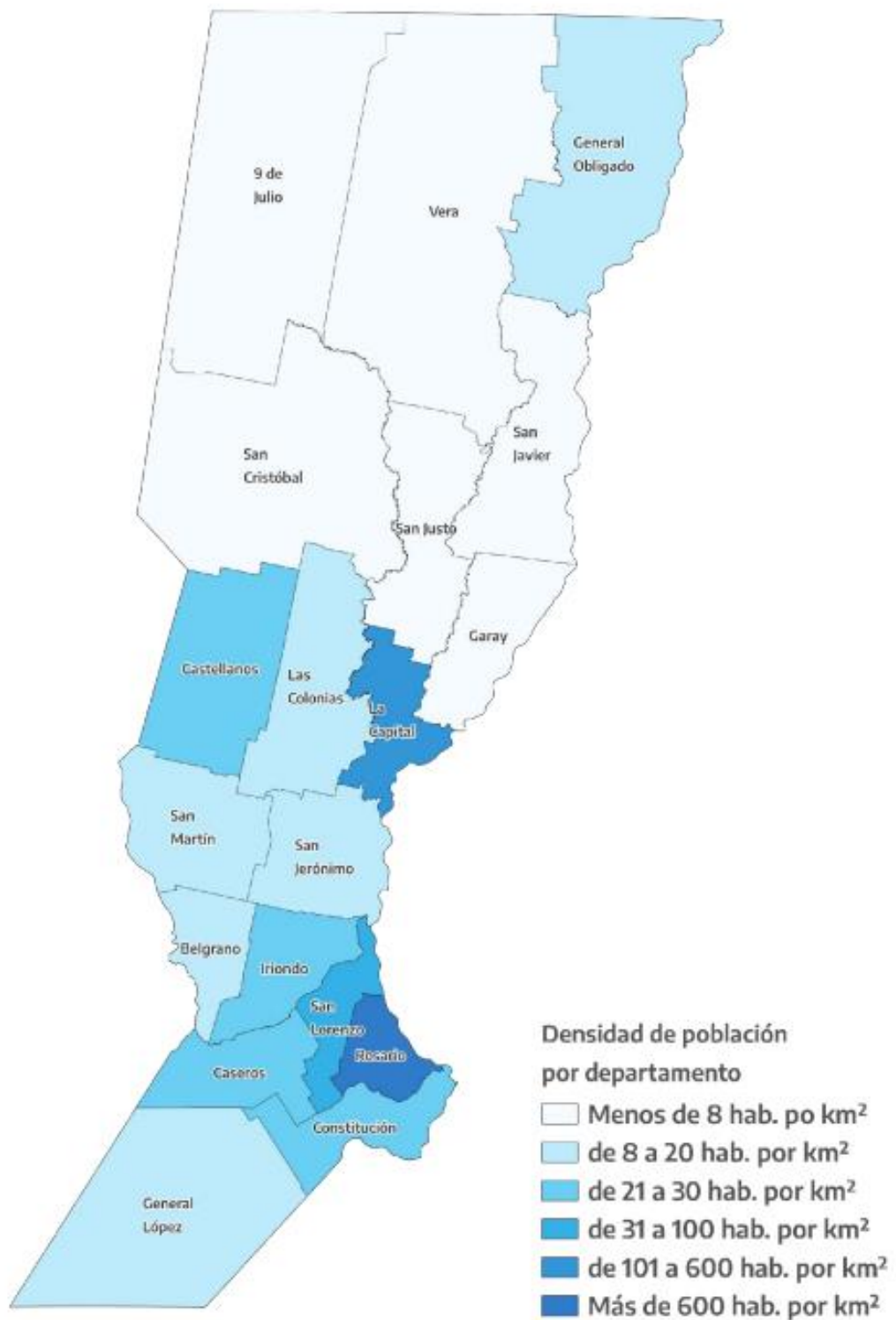


Ilustración 5 - Densidad Poblacion por Departamento de la provincia de Santa Fe, acorde al censo realizado en 2010. [24]

Respecto a la geografía de la ciudad, Venado Tuerto se encuentra en una región conocida geomorfológicamente como Pampa deprimida o Pampa de las lagunas, y por esta razón toda la llanura en los alrededores está salpicada de bajos y bañados.

En esta cuenca, denominada Cuenca del Hinojo, formada por diversos cuerpos de agua de distinta extensión y profundidad, el cuerpo de mayor importancia y la cuál le brinda el nombre, es la laguna homónima, la cual forma parte de todo el sistema de humedales que se forma al este de la ciudad.

Las aguas de las lagunas de la región presentan distintos tipos de sales y grados de salinidad y alcalinidad, variando desde muy alcalinas o salobres a dulces, dependiendo de las precipitaciones y sequías que diluyen o concentran las sustancias químicas y el pH. Las diferencias de composición de las aguas a las que se suman la forma, extensión y profundidad de los bajos y bañados determinan ecosistemas acuáticos muy variados, cada uno de ellos con sus particularidades de flora y fauna.

En épocas de lluvias estos cuerpos de agua quedan conectados entre sí, formando un conjunto de lagunas, que nacen al sur de la Ruta 33 y que se van enlazando unas con otras a través de cañadas y canales artificiales.



Ilustración 6 - Esquema de la cuenca hídrica del Hinojo, en las cercanías de la ciudad de Venado Tuerto. [25]

Si centramos el foco en la laguna El Hinojo, su longitud aproximada es de cuatro kilómetros y se aloja en una depresión de dos metros por debajo del nivel de los relieves circundantes, con unas 250 hectáreas de espejo de agua permanente, a las que se suman aquellas hectáreas sujetas a un régimen de inundaciones estacionales. La profundidad es variable dependiendo de los ciclos de lluvias, pero en sus niveles promedio alcanza los 170 centímetros en las partes más profundas.

En este sentido, este espejo de agua presente en las cercanías de la localidad se propone, en principio, como una opción a estudiar para el sistema de refrigeración de la central nuclear a instalar. Sin embargo, respecto a lo presentado hasta ahora, se presentan algunas dificultades:

- La salinidad o alcalinidad del agua presente varía a lo largo de la extensión del espejo de agua, cualidad que, para confirmar la viabilidad como refrigerante, requiere un análisis en profundidad que excede este estudio.
- En esta zona, en condiciones climáticas normales, el estancamiento no es un problema debido a que el flujo de agua es considerable gracias a los múltiples brazos y conexiones naturales que la cuenca posee, pero la profundidad es reducida, incluso en épocas de lluvias. Por otro lado, en épocas de sequía, la situación es incluso más adversa, ya que la profundidad disminuye aún más, y el estancamiento comienza a ser un factor crítico, creandose estanques naturales debido al corte de los distintos brazos que la cuenca posee. Por otra parte, la temperatura de la cuenca se vuelve una variable más sensible ya que varía su sensibilidad conforme disminuya el volumen de agua.

Si bien, para la tecnología en estudio, no se ha logrado acceder a información detallada sobre las características que un espejo de agua debe poseer para considerarse apto, la hidrografía de la localidad de Venado Tuerto, hace suponer, al menos en principio, que no es apta para funcionar como fuente natural para la refrigeración de esta nueva central, cómo sí por ejemplo resulta apto, en el caso de la central generadora Atucha, el río Paraná. Por lo tanto, para el desarrollo de este trabajo, se planteará como método de refrigeración de la planta, un sistema mediante torres de enfriamiento de tiro inducido.

Los estudios acerca de la viabilidad de uso del agua presente en la cuenca de El Hinojo, así como los detalles de cálculo del sistema de refrigeración planteado para la central nuclear modular, exceden el alcance de este trabajo.

Otro factor determinante a considerar en la elección del lugar de emplazamiento de una central nuclear es la actividad sísmica que presenta dicha zona.

Si bien Argentina posee zonas de alta actividad sísmica, por ejemplo, las provincias de Mendoza o San Juan, Santa Fe en su totalidad, es un territorio catalogado como de *muy reducida* peligrosidad sísmica por el Instituto Nacional de Prevención Sísmica (INPRES), característica muy deseable a la hora de planificar la instalación de nueva generación eléctrica y, más aún, de tecnología nuclear, considerando el peligro inherente que un accidente de esta índole representa.

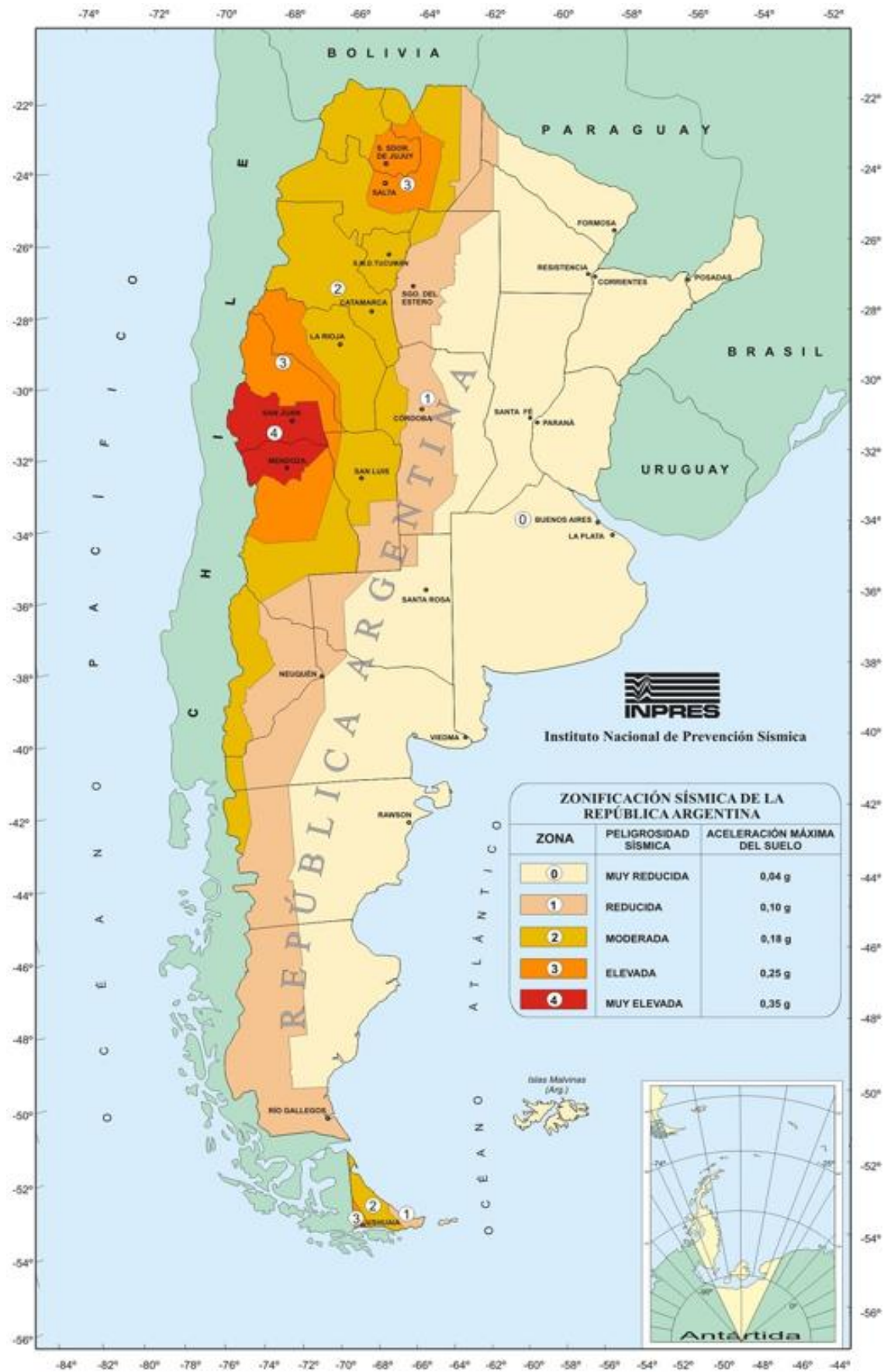


Ilustración 7 - Mapa de Zonificación Sísmica de la República Argentina [26]

Desde 1692 hasta el año 2015, no existen registros de epicentros de terremotos originados en la provincia, pero sí se han sentido las réplicas de algunos originados en territorios limítrofes, por ejemplo, en 1934, en el oeste de Santa Fe, se sintieron las réplicas del terremoto originado en la localidad Sampacho, al sur de la provincia de Córdoba.

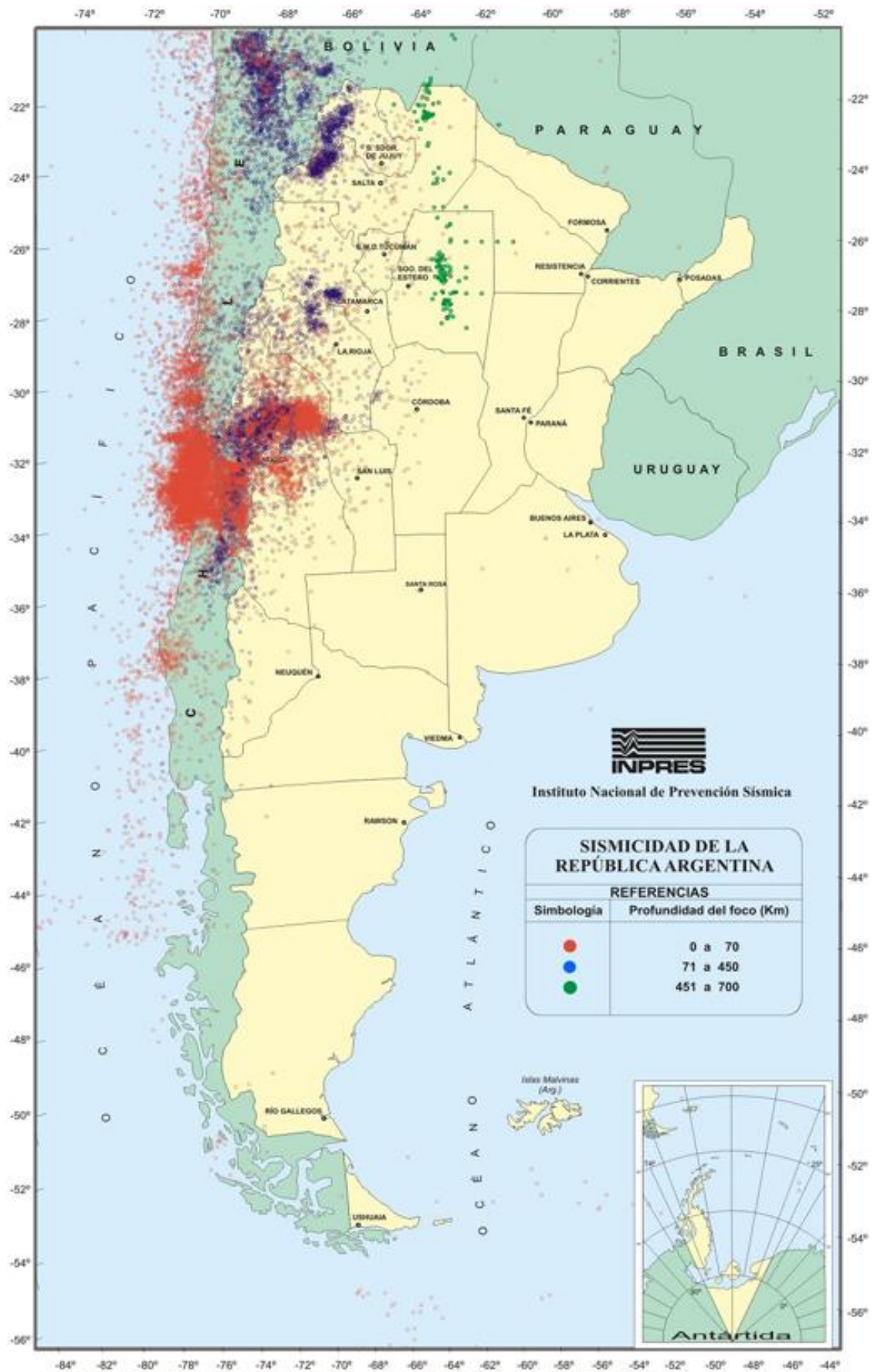


Ilustración 8 - Perfil de Sismicidad de la República Argentina [27]

El último registro de actividad sísmica detectado en la provincia se debe a un terremoto de magnitud 4.5, cuyo epicentro se ubicó en la localidad de Marco Juárez, en la provincia de Córdoba.

Si bien la baja actividad sísmica de la zona es una característica deseable y, para la localidad de Venado Tuerto, destacable, en términos prácticos, no es un impedimento absoluto para la construcción de una central nuclear. En el mundo existen múltiples casos donde, independientemente de una alta probabilidad de sismos, se avanzó con la construcción de este tipo de tecnologías. Algunos ejemplos pueden ser:

- A pesar del conocido incidente en la central de Fukushima, Japón, país con una alta actividad sísmica debido a su cercanía al cinturón de fuego del Pacífico, área ubicada en el océano Pacífico donde se presenta una marca subducción de las placas tectónicas, posee múltiples centrales nucleares
- Estados Unidos posee centrales nucleares emplazadas sobre la Falla de San Andrés, área altamente sísmica donde se han registrado epicentros de terremotos de magnitud de hasta 8.0. Un ejemplo es la Central Nuclear Diablo Canyon, situada en el estado de California.

Estos casos demuestran que, a pesar de la actividad sísmica, el emplazamiento de una central nuclear es posible. Sin embargo, debido al riesgo que implica un accidente de esta índole, los requerimientos de seguridad y control que deben exigirse a una central ubicada en una zona de alta actividad sísmica son significativamente mayores que los requeridos en un caso general, lo cual, representa un impacto en costos significativo y una necesidad de incluso mayor capacitación a los operarios en caso de generarse un terremoto.

Frente a esto previamente explicado, queda claro la ventaja que representa el emplazamiento en Venado Tuerto desde un punto de vista sísmico.

### **1.10.2 Generación en Venado Tuerto**

Si bien la generación nuclear, sea del tipo convencional o modular, requiere de un alto nivel de capacitación por parte de todo el personal involucrado para disminuir el error humano al mínimo debido al serio riesgo latente que implica un posible accidente vinculado a este tipo de tecnología, en un sentido básico de producción de energía, no deja de ser una central convencional, con un principio de funcionamiento idéntico a una turbogás o turbovapor.

Por lo tanto, un punto importante a considerar en la elección de la localidad para emplazar una nueva generación yace en la cuestión de sí, en la ubicación planteada, es factible conseguir personal capacitado para llevar a cabo, no sólo la

operativa diaria, sino cualquier tipo de mantenimiento correctivo o preventivo así como también, tareas de funcionamiento extraordinario, sea un arranque en negro, un desacople de la central con la red eléctrica, etc.

En este aspecto, la ciudad de Venado Tuerto surge como una gran opción debido a que ya posee centrales generadoras acopladas a la red eléctrica.

El caso más representativo se trata de la Central Térmica Venado Tuerto, propiedad de la firma Industrias Juan F. Secco Sociedad Anónima, compuesta por doce unidades diésel, que ingresó al Mercado Eléctrico Mayorista, en su totalidad, en la fecha del 31 de marzo de 2016, con una potencia instalada de 19.2 MW conectada a la red mediante la tensión de 13.2 kV.

Por otro lado, desde el punto de vista de energías no convencionales, en septiembre de 2020 se inauguró en la ciudad la Central Térmica Biomasa, propiedad del grupo Seeds Energy. La misma posee una potencia instalada equivalente al 7% del consumo total de Venado Tuerto, mientras se logra una reducción sustancial de la emisión de CO<sub>2</sub> con respecto a la generación convencional, además de que este tipo tecnología aporta la ventaja de producir biofertilizantes sólidos y líquidos, aportando 35 mil toneladas para la industria fuertemente rural de la zona.



*Ilustración 9 - Central Térmica de Biomasa de Venado Tuerto, propiedad del grupo Seeds Energy [28]*

### 1.10.3 Preponderancia de la energía nuclear en la zona

Como se mencionó en el punto anterior, una de las ventajas de considerar a la localidad de Venado Tuerto como centro de emplazamiento para nueva generación nuclear es la posibilidad de encontrar personal previamente capacitado en la operación de centrales generadoras convencionales, siendo sólo necesario una capacitación en cuestiones dedicadas de este tipo tecnologías a instalar. Sin embargo, bajo esa misma lógica, surge la pregunta, ¿Por qué nuclear por sobre generación convencional?

En el inciso 1.3 se mencionó brevemente la ventaja ambiental que presenta la energía nuclear frente a, por ejemplo, la térmica convencional. En este punto, se intentará reflejar una comparativa entre los volúmenes de emisión de CO<sub>2</sub> al medio ambiente de ambos tipos de tecnologías.

En lo que respecta a la generación térmica convencional, varios factores entran en consideración para cuantificar las emisiones de CO<sub>2</sub>. Entre ellos:

- El tipo de tecnología: Turbogas (TG), turbovapor (TV) o ciclo combinado (CC).
- El tipo de combustible: Fuel oil (FO), Gas oil (GO), Gas Natural (GN) o Carbón mineral (CM).
- Eficiencia de la central generadora, es decir, cantidad de combustible consumido por MW generado.

A modo de hacer una comparativa fiel, se toma de ejemplo la propia CT Venado Tuerto ya emplazada, compuesta por motores diesel, de 19.2 MW de potencia instalada, la cual tiene una magnitud similar a la del módulo SMR a estudiar.

La información de consumo de combustible de todas las centrales reguladas por CAMMESA es de acceso público. Se utiliza como dato de consumo, el máximo registrado en toda la matriz de valores disponibles, esto es, en el período 2017-2020.

Central	Tipo de máquina	Fuente de generación	Tecnología	Combustible	Consumo Mensual [m3]
CT Venado Tuerto	Motor Diesel	Térmica	DI	Gas Oil	184.531

Tabla 4 - Datos de consumo de combustible, por central, tipo de máquina y tecnología. [29]

Una vez definido los volúmenes de consumo, se procede según la metodología citada en la referencia 30. Para esto, se define un factor de emisión:

*El factor de emisión se define como un valor representativo que intenta relacionar la cantidad de contaminante emitido a la atmósfera con una actividad asociada a la emisión del contaminante. Estos factores son usualmente expresados como la masa del contaminante dividido por una unidad de peso, volumen, distancia o duración.*

Se citan a continuación, los factores de emisión de CO<sub>2</sub> para los distintos tipos de combustible, según la Secretaría de Energía de la Nación, calculados para el despacho año 2023:

Año	Factor de emisión [tCO <sub>2</sub> /ton]			
	Carbón Mineral [tCO <sub>2</sub> /ton]	Fuel Oil [tCO <sub>2</sub> /ton]	Gas Natural [tCO <sub>2</sub> /dam <sup>3</sup> ]	Gas Oil [tCO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup> ]
2023	2,34	3,17	1,95	2,7

Tabla 5 – Factores de emisión de CO<sub>2</sub> por tipo de combustible. [31]

Definido esto, el volumen de CO<sub>2</sub> emitido al medio ambiente puede calcularse según:

$$E_{CO_2} = Fe \cdot V$$

Donde:

- $E_{CO_2}$ , emisiones de dióxido de carbono al medio ambiente, en toneladas
- $Fe$ , factor de emisión del tipo de combustible correspondiente, en este caso, gas oil
- $V$ , volumen de combustible.

Resultando en una generación de casi 500 mil toneladas de dióxido de carbono emitido al medio ambiente en un mes de generación de la Central Térmica Venado Tuerto.

Esto, es **solamente** el impacto de una central de pequeñas dimensiones, casi despreciables frente a las centrales térmicas convencionales que llegan a alcanzar los 600 MW de potencia instalada. Para poner en perspectiva, según el resumen del primer semestre de 2024 presentado por CAMMESA [32], durante este período se consumieron 480 millones de metros cúbicos de gas oil para generación de

energía eléctrica, lo que representa una emisión de 1.3 millones de toneladas de dióxido de carbono al medio ambiente, esto, incluso teniendo en cuenta que las emisiones han disminuido un 50 % respecto al mismo período, en 2023 (un 16.2% cuando se consideran todas las tecnologías generadoras).

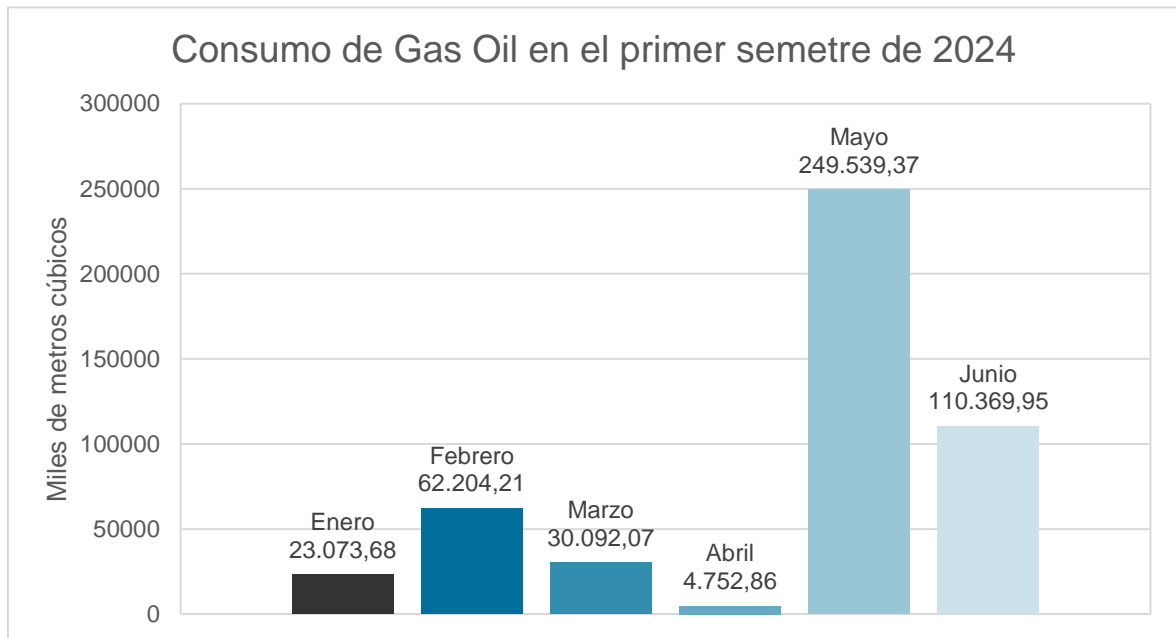


Ilustración 10 - Consumo de Gas Oil 2024. [33]

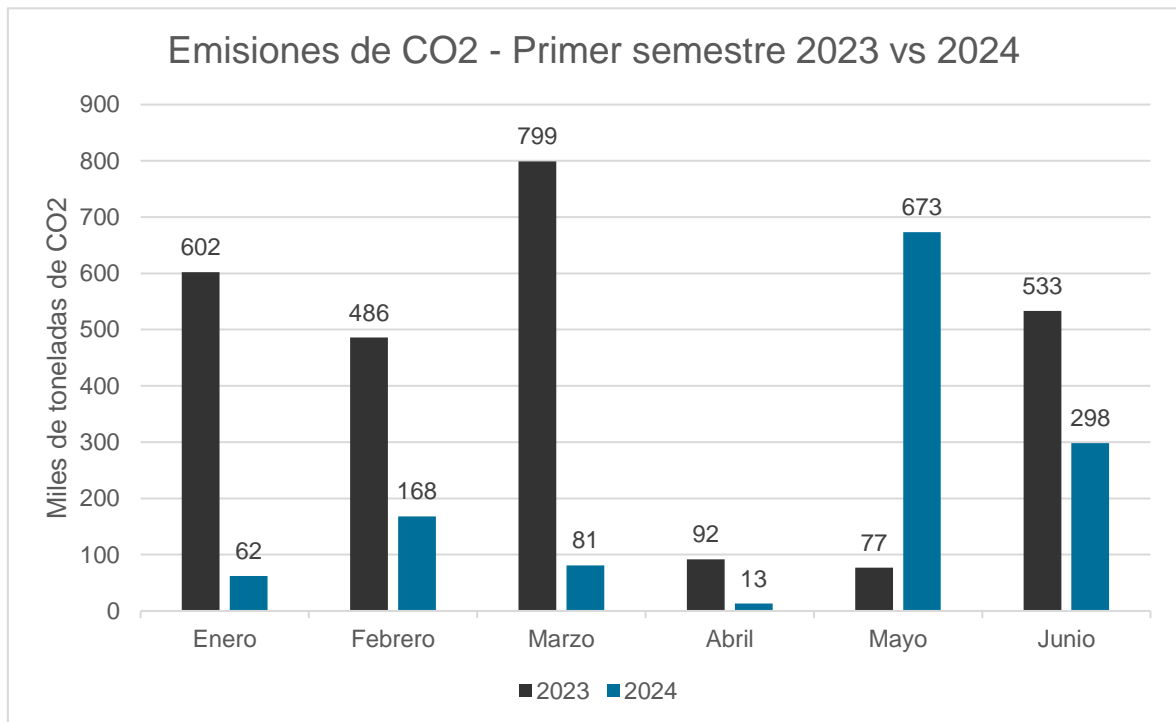


Ilustración 11– Emisiones de CO2 debido a generación por Gas Oil, 2023 contra 2024. [33]

Por esto mencionado, queda claro que la transición hacia una matriz energética de menor impacto ambiental es un punto clave para la justificación de la instalación de energías no convencionales en la red argentina. En ese sentido, si bien los porcentuales equivalentes al total generado para el sector nuclear, siguen siendo bajos, según los informes presentados por CAMMESA, se presentan aumentos considerables semestre tras semestre:

Período	Energía [GWh]	Porcentual del total generado [%]
Primer semestre 2023	3919	5,545
Segundo semestre 2023	5044	7,132
Primer semestre 2024	6599	9,028

*Tabla 6– Evolución de la generación nuclear en Argentina [32]*

La tecnología modular SMR se presenta, en este sentido, como una gran alternativa para continuar con el aumento de la penetración de energía nuclear en la matriz energética argentina, ya que permite expandir el rango de opciones donde sea factible instalar este tipo de tecnología, al ser más flexible que una central nuclear convencional.

## 1.11 Modelado del área de estudio

Para realizar un análisis completo y coherente, se decidió realizar un modelo en el programa de simulación PowerWorld. Este software propone un abanico de herramientas, que se centran en simulaciones estáticas de los modelos que se plantean. En este contexto, se aplicarán funciones para obtener información mediante tablas, escalas cromáticas o índices presentes de forma gráfica en el mismo modelo. Cabe destacar que el modelado y estudio estático del sistema es una de las aristas que deben analizarse al momento de ejecutar un estudio preliminar correspondiente con la instalación de una central generadora de energía eléctrica dentro del sistema.

La forma convencional de clasificar las barras del unifilar diseñado será la siguiente:

- Barras de tensión controlada (PV): Están especificadas la potencia activa y la magnitud de la tensión. Adicionalmente, los límites de potencia reactiva están especificados dependiendo de las características de los dispositivos individuales. Ejemplos de este tipo son barras con generadores, compensadores sincrónicos, y compensadores VAR estáticos (SVC).
- Barras de carga (PQ): Están especificadas la potencia activa y reactiva. Normalmente las cargas se suponen como de potencia constante. Si el efecto de la operación del cambiador de topes bajo carga del transformador de distribución se desprecia, la carga P y Q se suponen variables en función de la tensión de barra.
- Barra flotante (SLACK): Están especificadas la magnitud de la tensión y el ángulo de fase. Debido a que las pérdidas de potencia en el sistema no se conocen a priori, al menos es necesario especificar un par P y Q. Así, la barra flotante es la única barra del sistema en la cual se conoce la tensión.

## 1.12 Alcance

El modelo desarrollado comprende desde las localidades de Las Parejas y Cañada de Gomez, hacia el sur de la provincia de Santa Fé. Debido a que el modelo elegido está limitado a esta zona geográfica, es necesario representar la influencia del resto del SADI sobre nuestro modelo. Para esto, fue necesario el agregado de componentes que representen al equivalente del intercambio de potencia que existe hacia o desde las barras que determinan los límites de nuestro sistema. En particular, en este caso, se tiene:

- Un equivalente en Las Parejas
- Un equivalente en San Nicolás
- Un equivalente en Sulfacid
- Un equivalente en ambas barras de 500 kV del sistema, Rosario Oeste y Río Coronda (SLACK).

Estos equivalentes se modelaron localmente en cada barra, como un generador, en caso que el SADI entregue potencia hacia la barra límite en cuestión, o una demanda, en caso de que dicha barra transfiera potencia hacia el resto del sistema.

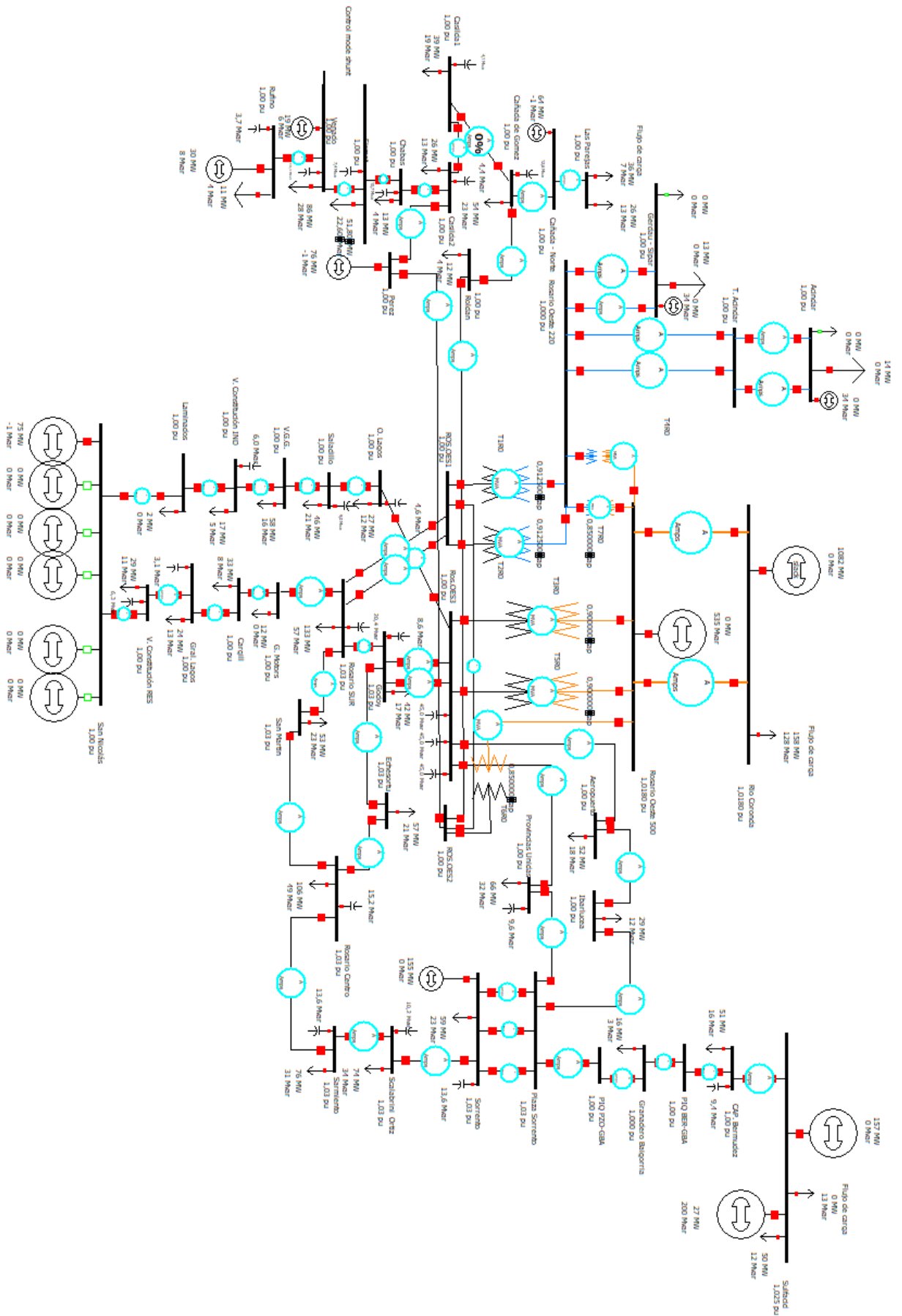
Para la validación del modelo diseñado se parametrizan las demandas según el escenario de máximo consumo registrado, el 21 de diciembre de 2023 a las 14:25 hrs. Con esto se procede a colocar la generación de forma acorde, dentro de los límites técnicos propios de cada central. En este escenario, el modelo cuenta con siete barras de generación:

- Rufino
- Venado Tuerto
- Cañada Norte
- San Nicolás
- Sorrento
- Sulfacid
- Pérez

Una vez logrado esto, es necesario encontrar una situación de despacho y una configuración de sistema que, además de ser técnicamente alcanzable en la práctica, permita obtener un resultado similar al presentado por EPE para esta misma condición. En este caso, se considera que una situación óptima es donde se consigue un flujo de carga tal que, respetando todos los límites técnicos de los componentes del sistema, los perfiles de tensión de las barras se asimilan, dentro de una tolerancia determinada, a los presentados en el caso real.

### **1.13 Metodología**

El modelo utilizado, sigue la misma topología mostrada por EPE para el momento del año estudiado. Se presenta a continuación el esquema:



El modelo está conformado por:

- 41 barras de 132kV
- 4 barras de 220kV, donde se localizan las tomas de cargas de ambas acerías del sur de Santa fe: Gerdau (SIPAR) y ACINDAR.
- 4 barras de 220kV, donde se localizan las tomas de cargas de ambas acerías del sur de Santa fe: Gerdau (SIPAR) y ACINDAR.

Para lograr las correspondientes transformaciones de tensión, se tiene:

- Dos transformadores de 220/132 kV, que trabajan siempre en paralelo, excepto cuando se presenta una falla.
- Tres transformadores de 500/132 kV, uno de los cuáles puede trabajar en paralelo a ambos transformadores de 220/132, dependiendo la topología utilizada.
- Dos transformadores de 500/220 kV, los cuáles pueden o no trabajar en paralelo.
- Líneas, transformadores y generadores fueron parametrizados según los datos brindados por la guía de referencia EPE 2024-2028.

Una vez lograda una configuración similar a la tomada como base y determinada la matriz de despacho para las centrales presentes en el modelo, se prueban diversas topologías (todas alcanzables en la práctica) hasta encontrar la que se considere más adecuada. Se mencionan a continuación las principales modificaciones que se relevaron:

- Barras uno y tres de Rosario Oeste 132 kV, acopladas o sin desacoplar → luego de diversas pruebas, se concluye que trabajar con barras acopladas aporta una mejor estabilidad de tensión, una menor sobrecarga en transformadores uno, dos y seis y unos perfiles de tensión, si bien altos, dentro de lo esperable para la situación planteada.
- Barras uno y dos de Casilda 132 kV acopladas o sin desacoplar → al trabajar con las barras acopladas, la línea Perez-Casilda presenta una sobrecarga, casi llegando a una violación operativa, por lo que se opta por trabajar con ambas barras desacopladas para tener mayor margen de maniobra.
- Transformador T4 500/220 kV desconectado o trabajando en paralelo con el transformador T7 → debido a que el transformador T4 cuenta con un límite de potencia muy inferior al T7 (300 MVA vs 850 MVA), si bien aporta mayor capacidad de regulación de tensión sobre la barra de 220 kV provoca severas sobrecargas en los transformadores aguas abajo (T1 y T2), por lo que se opta trabajar con el transformador T7 en solitario.

- Según la topología mostrada, la línea Laminados - San Nicolás, trabaja desconectada, dejando a la barra de Laminados como punta de línea. Esto no resulta ser determinante para el estado del modelo.

Con estas consideraciones en cuenta, se llega a la siguiente configuración que adoptamos como definitiva:



Una vez adoptada esta configuración, se considera que el modelo es válido si cumple con las siguientes características:

- Es una situación posible en la práctica.
- No hay ninguna violación operativa, sean barras por sobre o por debajo de los límites operativos ( $\pm 5\%$  para barras de 132 y 220 kV y  $\pm 3\%$  para barras de 500kV), o líneas por sobre del 100% de su corriente límite.
- Al comparar los perfiles de tensiones conseguidas en el modelo, estos no difieren en gran medida con respecto a los valores mostrados por EPE. Para este punto fue necesario adoptar una hipótesis sobre qué se considera un rango aceptable, en nuestro caso, se adopta  $\pm 5\%$ .

## 1.14 Validación del modelo

### 1.14.1 Viabilidad de la topología planteada

Anteriormente se mencionó las modificaciones topológicas que se estudiaron para conseguir un modelo lo más certero posible. Se analiza cada caso de forma individual para corroborar la capacidad técnica para alcanzar ambos estados estudiados.

Se puede ver que la estación transformadora de Rosario Oeste está compuesta por tres barras de 132 kV, donde todas poseen acoplamiento una con otra. De hecho, se observa que en el modelo presentado por EPE, al igual que en el presentado para este informe, las barras uno y tres se encuentran acopladas, mientras que la barra dos trabaja en solitario.

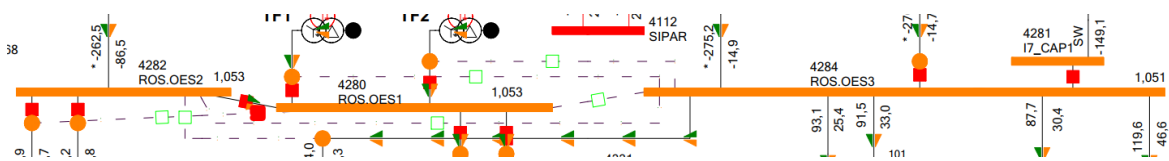


Ilustración 14 - Esquema del juego de barras "Rosario Oeste" 132 kV modelado por EPE.

Se confirma de esta manera que esta configuración planteada es lógica desde el punto de vista técnico.

Situación similar se presenta en ambas barras de Casilda. Notar que existe un acoplamiento físico entre ambas barras, permitiéndoles trabajar tanto acopladas como en solitario. Nuevamente, ambos modelos coinciden, y la situación más ventajosa se consigue al trabajar con las barras sin acoplar.



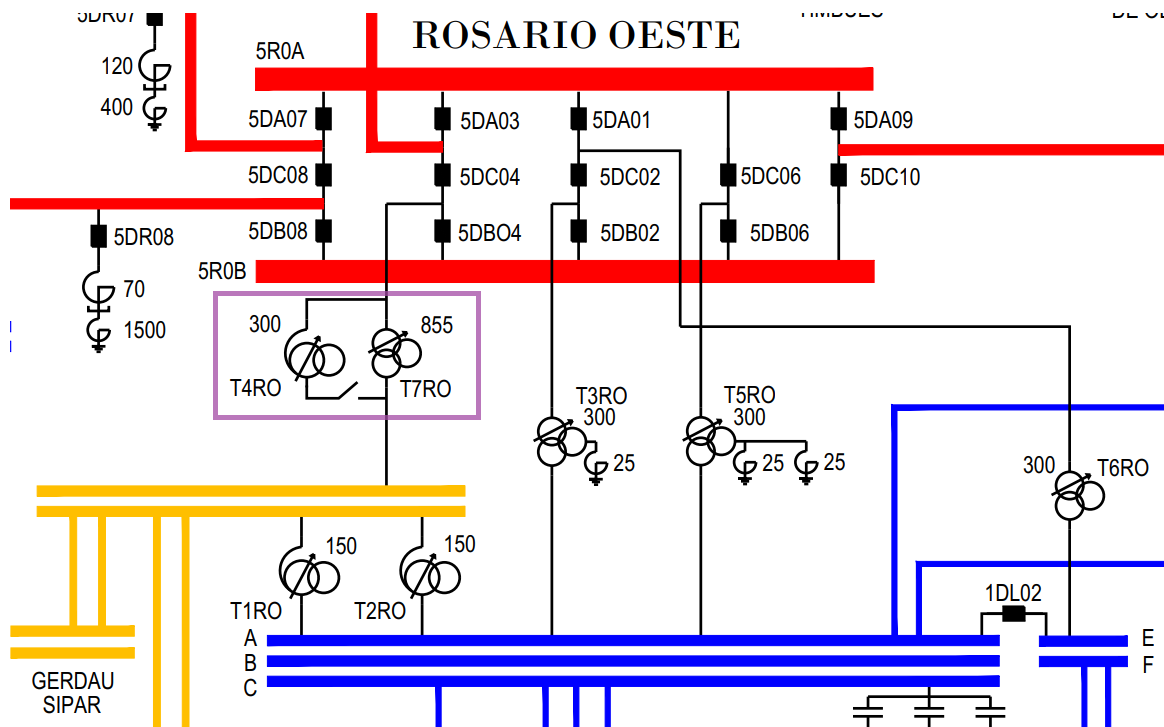


Ilustración 17 - Juego de barras "Rosario Oeste" 500kV modelado por EPE.

Se observa también el resto de transformadores que interconectan las barras de 500 kV, 220 kV y 132 kV.

Queda comprobado de esta manera que esta configuración planteada es lógica desde el punto de vista técnico.

Con esto, **se define que la topología adoptada es alcanzable en la práctica desde el punto de vista técnico.**

### 1.14.2 Evaluación de violaciones operativas

En cuanto a las barras de 500 kV, ninguna sale de los límites de  $\pm 3\%$

Number	Name	Nom kV	PU Volt	Volt (kV)
44	Rio Coronda	500	1	500
8	Rosario Oeste 500	500	1,018	509

Tabla 7 - Especificaciones de barras de 500 kV.

En cuanto a las tensiones de barras de 220 kV y 132 kV, ninguna supera el 5% del valor nominal. Se muestra el caso límite:

Number	Name	Nom kV	PU Volt	Volt (kV)
43	Acindar	220	1,04378	229,631

Tabla 8 - Especificaciones de barra de 220 kV.

El punto crítico existe en la zona del corredor radial **Casilda - Chabás - Firmat - Venado Tuerto - Rufino**. Debido a la situación que se modela (pico de consumo histórico) y el carácter de punta de línea de la zona, sumado a una conglomeración de demanda (Venado Tuerto es de las demandas más grandes del sistema), es lógico tener valores por debajo de los 0.95 pu. Se muestran a continuación los perfiles de tensión de dichas barras:

Number	Name	Nom kV	PU Volt	Volt (kV)
2	Venado	132	0,88328	116,593
3	Firmat	132	0,89114	117,631
1	Rufino	132	0,91464	120,732
4	Chabas	132	0,9234	121,888
50	Casilda2	132	0,96453	127,318

Tabla 9 - Especificaciones de barras de 132 kV correspondientes a la zona radial del sistema.

Si bien se presentan serias violaciones operativas en la zona (en la barra de Venado Tuerto estamos por debajo del 10% de la tensión nominal), se considera que, independientemente, el modelo es válido por los siguientes motivos:

- Se está estudiando una situación de consumo atípico (máximo histórico) en un corredor que tiene un marcado carácter radial
- Como se estudiará a continuación en el punto tres, las tensiones obtenidas en el modelo son muy similares a las obtenidas en el flujo de carga simulado por EPE.

- Es justamente en esta zona, donde se propondrá, más adelante, la inserción de nueva generación para subsanar este problema, entre otros.

Respecto a las líneas de transmisión, respaldado por el anexo “Anexo N°1 - Branches” ninguna línea sobrepasa su límite de corriente y ningún transformador sobrepasa su límite de potencia.

Se verifica el caso límite, tanto de línea como de transformador:

From Number	From Name	To Number	To Name	Branch De-vice Type	Max Amps	Lim Amps A	Amps Li-mit [%]
39	CAP. Bermudez	40	Sulfacid	Line	586,3	600	97,72%

Tabla 10 - Línea de transmisión que vincula las barras de Capitán Bermúdez y Sulfacid (localizada en Fray Luis Beltrán).

From Number	From Name	To Number	To Name	Branch De-vice Type	MVA From	Lim MVA	% of MVA Limit (Max)
8	Rosario Oeste 500	48	ROS.OES2	Transfor-mer	279,2	300	93,1

Tabla 11 - Transformador que vincula las barras de Rosario Oeste (500 kV) y ROS.OES2 (132 kV).

Con esto, se considera que, independientemente de las violaciones operativas, el modelo es válido desde un punto de vista operativo, ya que resulta coherente para la situación planteada. Esto se revalida en el punto siguiente.

### 1.14.3 Contraste entre el modelo planteado y el modelo real

Cómo último punto para asegurar la validez de este modelo (y también para corroborar el punto anterior mencionado), se compara los perfiles de tensión obtenidos en el modelo planteado contra los perfiles de tensión obtenidos del flujo de carga realizado por EPE. Los resultados se corroboran en la pestaña “Vs” del “Anexo N°2 - Buses” adjunto. Se muestran a continuación los dos casos extremos:

Number	Name	Tensión Nominal [kV]	Tensión base [pu]	modelo	Tensión modelo real [pu]	PU Diff	Pu Diff [%]
42	T. Acindar	220	1,04256		1	0,04256	4,26%

*Tabla 12 - Contraste de perfiles de tensión entre modelo planteado y datos medidos por EPE en Barra T. Acindar.*

La tensión de la barra T. Acindar, donde se conecta dicha acería, se encuentra un 4.26% por encima de la tensión real que presentó el sistema en la misma situación planteada.

Number	Name	Tensión Nominal [kV]	Tensión base [pu]	modelo	Tensión modelo real [pu]	PU Diff	Pu Diff [%]
19	San Nicolás	132	1		1,04	-0,04	-4,00%

*Tabla 13 - Contraste de perfiles de tensión entre modelo planteado y datos medidos por EPE en Barra San Nicolás.*

La barra San Nicolás, desde la cual ingresan 75 MW al sistema, se encuentra un 4% por debajo de la tensión real que presentó el sistema en la misma situación planteada.

Las barras restantes se encuentran dentro del rango de tensiones [-4;4,26] % respecto a las tensiones del sistema real.

Ahora, si se hace foco en el corredor radial mencionado en el punto anterior, donde se destacaban múltiples violaciones operativas respecto a las tensiones de operación, se puede ver que estas situaciones también se presentaron en el sistema real:

Number	Name	Tensión Nominal [kV]	Tensión modelo base [pu]	Tensión modelo real [pu]	PU Diff	Pu Diff [%]
50	Ca-silda2	132	0,96453	0,986	-0,02147	-2,15%
4	Chabas	132	0,9234	0,942	-0,0186	-1,86%
3	Firmat	132	0,89114	0,905	-0,01386	-1,39%
2	Venado	132	0,88328	0,885	-0,00172	-0,17%
1	Rufino	132	0,91464	0,91	0,00464	0,46%

Tabla 14 - Contraste de perfiles de tensión entre modelo planteado y datos medidos por EPE en el corredor radial.

Si bien se hallan ciertas diferencias contra el sistema real, se considera que el modelo planteado es válido ya que:

- Las barras que no presentan una violación operativa se encuentran dentro del límite de tolerancia del  $\pm 5\%$  respecto a lo obtenido en el modelo real, por lo que se obtiene una doble validación.
- Las barras que sí presentan una violación operativa, tienen dos características:
  - El modelo real también presentaba una violación operativa frente al mismo escenario.
  - La variación entre las tensiones del mismo modelo no sobrepasa el 5% de tolerancia tomado como hipótesis.

Por último, es necesario corroborar que el modelo propuesto no infringe ningún límite de potencia de cortocircuito en ninguna barra. Mediante la herramienta "Fault analysis" se logra simular una falla trifásica y monofásica en cada una de las barras y obtener la corriente de dicha falla. Mediante operaciones matemáticas, se logra obtener los niveles de cortocircuito y queda evidenciado que ninguna barra supera el límite. Los resultados se encuentran en el archivo adjunto "Anexo N°4 - Faults". Se muestra, de forma ilustrativa, las barras con mayor potencia de cortocircuito:

From Name	Fault Name	Tensión nominal [kV]	Potencia admisible [MVA]	PCC Trifásica [MVA]	PCC Monofásica [MVA]
Rosario SUR	Rosario SUR	132	5000	1.727,28	951,57
ROS.OES 1	ROS.OES 1	132	5000	1.706,62	941,45
ROS.OES 2	ROS.OES 2	132	5000	1.705,63	941,32
Rosario Oeste 500	Rosario Oeste 500	500	5000	1.703,17	347,64
Rosario Centro	Rosario Centro	132	5000	1.692,68	930,96

Tabla 15 - Verificación de potencia de cortocircuito en las barras de mayor relevancia.

Con esto analizado, en conjunto con los dos puntos anteriores, se considera que el modelo construido refleja fielmente el comportamiento del sistema frente a este escenario y que es apto para realizar estudios de inserción de nueva generación.

## 1.15 Estudio del sistema con la inserción del reactor

Con el modelo ya validado, se puede avanzar con los estudios que competen a la inserción de nueva generación. Para esto, dentro del mismo sistema, quedarán delimitadas dos áreas de trabajo:

- Un área que contenga todo el corredor radial mencionado en los puntos anteriores, es decir, que incluya las barras Casilda2 - Chabás - Firmat - Venado - Rufino.
- Un área que incluya todo el resto de barras.

Esta división es necesaria ya que, como se verá más adelante, la conexión de una nueva generación del tipo SMR tendrá un impacto casi invisible sobre el sistema como parte de un todo, pero será mucho más perceptible y cuantificable

cuando se haga foco sobre el área reducida definida y, más aún, sobre el corredor radial conflictivo. A modo ilustrativo, se muestran cuáles son las barras que conforman el área del corredor radial:

Number	Name	Area Name	Nom kV	PU Volt	Volt (kV)
2	Venado	Corredor Radial	132	0,88328	116,593
3	Firmat	Corredor Radial	132	0,89114	117,631
1	Rufino	Corredor Radial	132	0,91464	120,732
4	Chabas	Corredor Radial	132	0,9234	121,888
50	Casilda2	Corredor Radial	132	0,96453	127,318
5	Casilda1	Corredor Radial	132	0,97868	129,186
12	Las Parejas	Corredor Radial	132	0,98559	130,098
10	Cañada de Gomez	Corredor Radial	132	0,99692	131,593
11	Cañada - Norte	Corredor Radial	132	1	132
49	Perez	Corredor Radial	132	1,01765	134,33
9	Roldan	Corredor Radial	132	1,02867	135,785

Tabla 16 - Barras que componen el corredor radial en estudio.

Se observa también que el área más conflictiva (denominada “Corredor Radial”) tiene menor demanda, generación y, lógicamente pérdidas, que el área de mayor expansión geográfica, que se denomina “Sur SANTA FE”.

Area Num	Area Name	Gen MW	Gen Mvar	Load MW	Load Mvar	Loss Mvar	Loss MW
1	Sur SANTA FE	1496,4	734,14	1296	574,1	322,68	18,8
2	Corredor Radial	189,1	10,4	355,3	138	40,24	15,4

Tabla 17 - Especificaciones de generación y demanda del corredor radial en estudio.

Se procede entonces a los estudios de inserción de la nueva central. El módulo de SMR, cómo se mencionó anteriormente, es de 25 MW y factor de potencia 0.8. Previo a esto, fue necesario realizar una leve modificación en el modelo, incrementando los topes del transformador T7R0 (de 0.85 a 0.87) para evitar una violación operativa en las barras de 220kV. Una vez corregido esto, el resto del sistema se mantiene idéntico para hacer una comparativa lo más fiel posible entre el modelo antes y después de la inserción.

Como se expresó anteriormente, los mayores inconvenientes surgen en las barras que componen el corredor radial Casilda2 - Chabás - Firmat - Venado - Rufino, por lo que resulta lógico acotar las opciones a dicha zona. Para obtener mayor sustento desde la simulación, se utilizará la herramienta “*Loss Sensitivities*”, cuya función se describe en la página oficial de PowerWorld:

“Expresado de forma coloquial, la pantalla indica cómo cambiarían las pérdidas si se inyectara un MW o Mvar más de potencia en la barra *i*. El simulador puede calcular las pérdidas para una barra en relación con las pérdidas en la isla o área de la barra, con las pérdidas en un grupo selecto de áreas o, si la barra pertenece a una superárea, con las pérdidas en la superárea de la barra. Cómo el simulador calcula las pérdidas está determinado por el valor de la opción del tipo de función de pérdidas (Loss FunctionType).”

Los resultados se muestran en el archivo adjunto “Anexo N°5 - Loss Sensitivities”. Se puede concluir que las barras de Chabás, Firmat, Venado Tuerto y Rufino poseen los valores más negativos de sensibilidad de potencia activa y reactiva. Se muestran dichos resultados:

Number	Name	Area Num	Area Name	Loss Sens	MW	Penalty Factor	Loss Sens	Mvar
2	Venado	2	Corredor Radial	-0,3543		0,7384	-0,1363	
1	Rufino	2	Corredor Radial	-0,3058		0,7658	-0,1187	
3	Firmat	2	Corredor Radial	-0,2655		0,7902	-0,1376	
4	Chabas	2	Corredor Radial	-0,1767		0,8498	-0,1126	

Tabla 18 - Aplicación de la herramienta "loss sensitivities" en el corredor radial en estudio.

Estos resultados se traducen en que, al inyectar nueva generación en alguna de esas barras, las demandas se disminuirán en mayor medida que si se conectara el mismo módulo en otra barra del sistema.

Sumado a esto, es necesario considerar el aspecto geográfica y social. Venado Tuerto posee la mayor demanda del corredor radial estudiado (la tercera de mayor magnitud de todo el sistema) y agregar nueva generación en dicha barra aporta una mayor seguridad y continuidad del servicio eléctrico a la población, en caso de una falla en las líneas aguas arriba que interconectan ambas áreas.

Por estos motivos presentados, en principio, se considera que la barra más apta para la inserción del módulo SMR es Venado Tuerto. Se procede a revisar cómo afecta esta inserción a las pérdidas del área que representa el corredor radial.

Previo a la inserción se tiene la siguiente matriz de pérdidas:

Area Num	Area Name	Loss Mvar	Loss MW
1	Sur SANTA FE	322,68	18,8
2	Corredor Radial	40,24	15,4

Tabla 19 - Pérdidas en las áreas definidas del modelo en estudio previo a la inserción del reactor.

Luego de la inserción, se tiene la siguiente matriz:

Area Num	Area Name	Loss Mvar	Loss MW
1	Sur SANTA FE	285,74	18,02
2	Corredor Radial	17,13	9,46

Tabla 20 - Pérdidas en las áreas definidas del modelo en estudio luego de la inserción del reactor.

Cuando se propone contrastar los resultados, se observa que la disminución de pérdidas es considerable:

Disminución de pérdidas	Corredor Radial	Sur SANTA FE
Reactiva [Mvar]	23,11	36,94
Activa [MW]	5,94	0,78

Tabla 21 - Contraste de las pérdidas de potencia activa y reactiva antes y después de la inserción del reactor.

Para poner en contexto la mejora conseguida por esta nueva inserción, se puede calcular cuánto dicha disminución corresponde respecto al nivel de pérdidas que teníamos en el modelo inicial, sin el módulo SMR trabajando. Se muestra entonces la disminución porcentual de pérdida de ambas áreas lograda:

Disminución de pérdidas vs modelo base	Corredor Radial	Sur SANTA FE	Totalidad del modelo
Reactiva [%]	57,43%	11,45%	17,59%
Activa [%]	38,57%	4,15%	19,65%

Tabla 22 – Reducción porcentual de pérdidas debido a la conexión del SMR.

Se observa que, con esta nueva inserción, además de disminuir considerablemente las pérdidas, se logra aliviar ciertas líneas que, si bien no incurrían en una

violación operativa, se encontraban muy cerca de su límite. Esto brinda mayor holgura a la hora de operar y de analizar escenarios con crecimiento poblacional en años posteriores. De igual manera, se puede ver como los perfiles de tensiones mejoran notablemente, resolviendo las violaciones operativas que existían en el corredor radial.

Se analizan ahora las ventajas técnicas que se obtienen de esta inserción. Como se mencionó anteriormente, dado que la generación a incorporar es de baja magnitud comparada con la generación total del sistema, el impacto en los perfiles de tensión y carga de las líneas, será más notorio en el corredor radial. Este es el resultado esperable considerando la zona geográfica donde se presentaban las peores condiciones en la situación simulada.

Se hace foco entonces en las barras del corredor Casilda2 - Chabás - Venado Tuerto - Rufino. Se muestran, a continuación, los niveles de tensión en ambos escenarios (sin el SMR y con la conexión del mismo):

Number	Name	Area Name	Nom kV	Tensión con SMR [pu]	Tensión sin SMR [pu]
1	Rufino	Corredor Radial	132	1,03071	0,91464
50	Casilda2	Corredor Radial	132	1,00796	0,96453
2	Venado	Corredor Radial	132	1	0,88328
4	Chabas	Corredor Radial	132	0,99386	0,9234
3	Firmat	Corredor Radial	132	0,98179	0,89114

Tabla 23 - Contraste de niveles de tensión previo y luego de la inserción del reactor.

Se nota claramente que, post inserción del módulo SMR, los perfiles de tensión en la zona más comprometida inicialmente mejoran drásticamente, quedando todas las barras dentro del límite operativo de  $\pm 5\%$  establecido. A su vez, las barras de Firmat y Venado, que eran las barras más críticas del sistema ya que se encontraban por debajo del 10% de la tensión nominal, se normalizaron.

Con respecto a los transformadores, se observa como la adición de la nueva generación brinda mayor holgura para la operación a todos los transformadores del sistema.

From Number	From Name	To Number	To Name	Branch Device Type	Lim MVA	% of MVA Limit (Max) sin SMR	% of MVA Limit (Max) con SMR
8	Rosario Oeste 500	48	ROS.OES2	Transformer	300	93,1	90
13	Rosario Oeste 220	47	ROS.OES1	Transformer	150	86,9	79,6
8	Rosario Oeste 500	46	Ros.OES3	Transformer	300	85,8	83,4
8	Rosario Oeste 500	46	Ros.OES3	Transformer	300	84,5	82,1
13	Rosario Oeste 220	47	ROS.OES1	Transformer	150	83,1	79,6
8	Rosario Oeste 500	13	Rosario Oeste 220	Transformer	855	30,4	27,3

Tabla 24 - Contraste de carga de los transformadores previo y luego de la inserción del reactor.

Por último, respecto a las líneas de transmisión, la de mayor carga sigue siendo el corredor Capitán Bermúdez - Sulfacid. Esta situación se mantiene idéntica post inserción del SMR, poniendo en evidencia lo insensible del sistema ante la modificación en cuestión. Este resultado se ve íntimamente ligado a la posición geográfica y la magnitud de la generación agregada.

From Number	From Name	To Number	To Name	Branch De-vice Type	Max Amps	Lim Amps A	Amps Limit [%]
39	CAP. Bermudez	40	Sulfacid	Line	586,3	600	97,72%

Tabla 25 - Línea de transmisión que vincula las barras de Capitán Bermúdez y Sulfacid (localizada en Fray Luis Beltrán).

En las líneas donde sí se observa una evolución, es en el corredor Perez - Casilda2 - Chabás, donde es notoria la mejora operativa brindada por la instalación del módulo. Se observa que previo a la inserción, ambas líneas se encontraban cerca de su límite operativo.

From Number	From Name	To Number	To Name	Branch De-vice Type	Lim Amps A	Amps Limit [%] sin SMR	Amps Limit [%] con SMR
4	Chabas	50	Casilda2	Line	600	93,17	66,77
49	Perez	50	Casilda2	Line	740	91,93	69,13

Tabla 26 - Análisis de líneas de transmisión comprometidas previo a la inserción del reactor.

Por último, se exhiben los resultados del estudio de perfil de tensiones utilizando la herramienta “*contour*”, con el fin de visibilizar el contraste entre ambos escenarios. Esta herramienta permite visualizar con una escala cromática, los niveles de tensión en cada barra, identificando con colores más fríos los niveles bajos, y con colores cálidos los valores más altos. Siguiendo esta premisa, se destaca el área de color azul en el caso inicial, y cómo ésta desaparece en su totalidad al instalar la central.



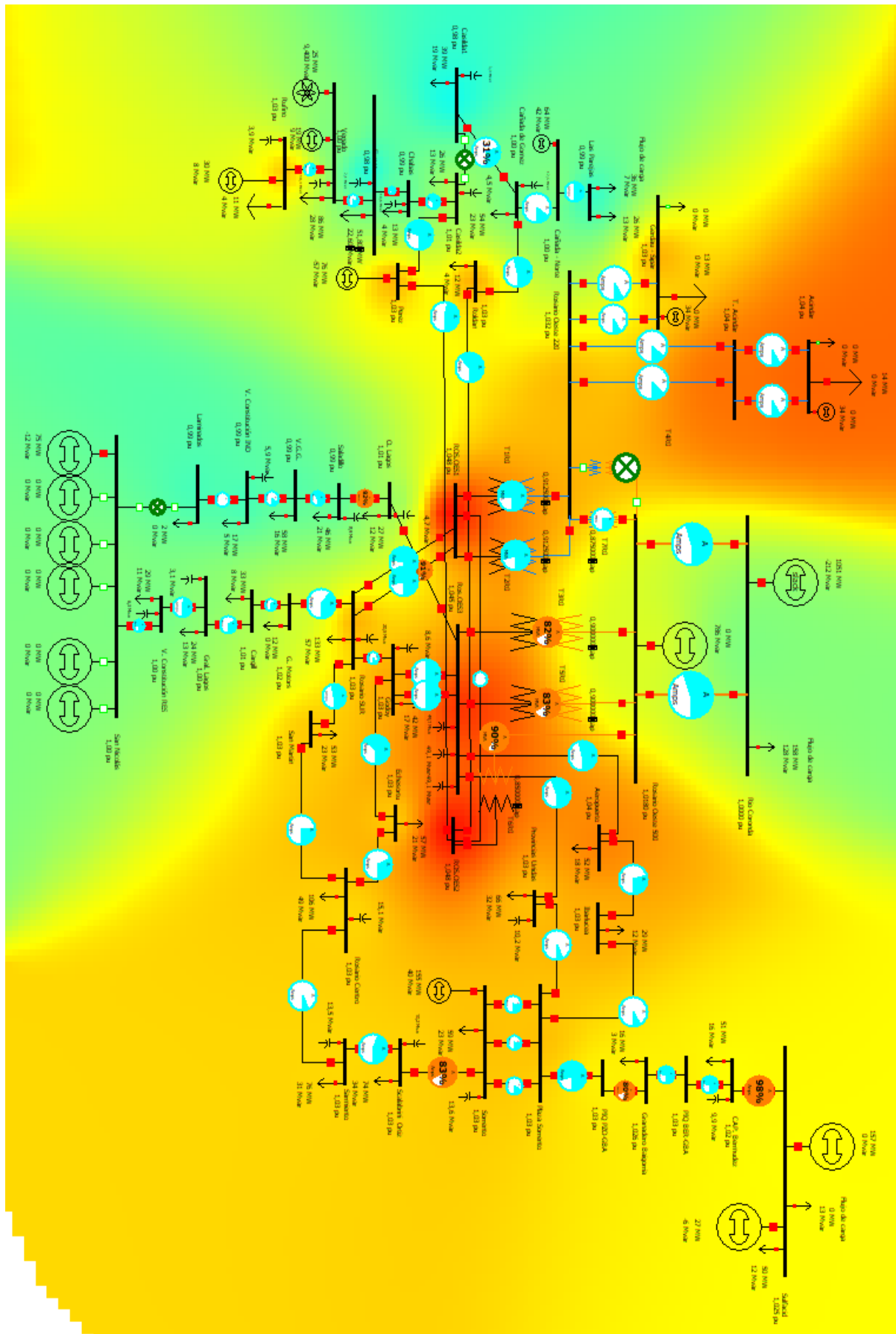


Ilustración 19 - Modelo completo analizado mediante la herramienta "Contour" luego de la inserción del reactor.

## 1.16 Formación de islas

Para el estudio de formación de isla post contingencia, se trabajará sobre un modelo simplificado, haciendo foco sobre las barras del corredor sur. Las interconexiones de dicha fracción del sistema con el resto del modelo previamente utilizado, se modelan como generadores, con potencia activa y reactiva equivalente al flujo de carga. El modelo queda entonces de la siguiente manera:

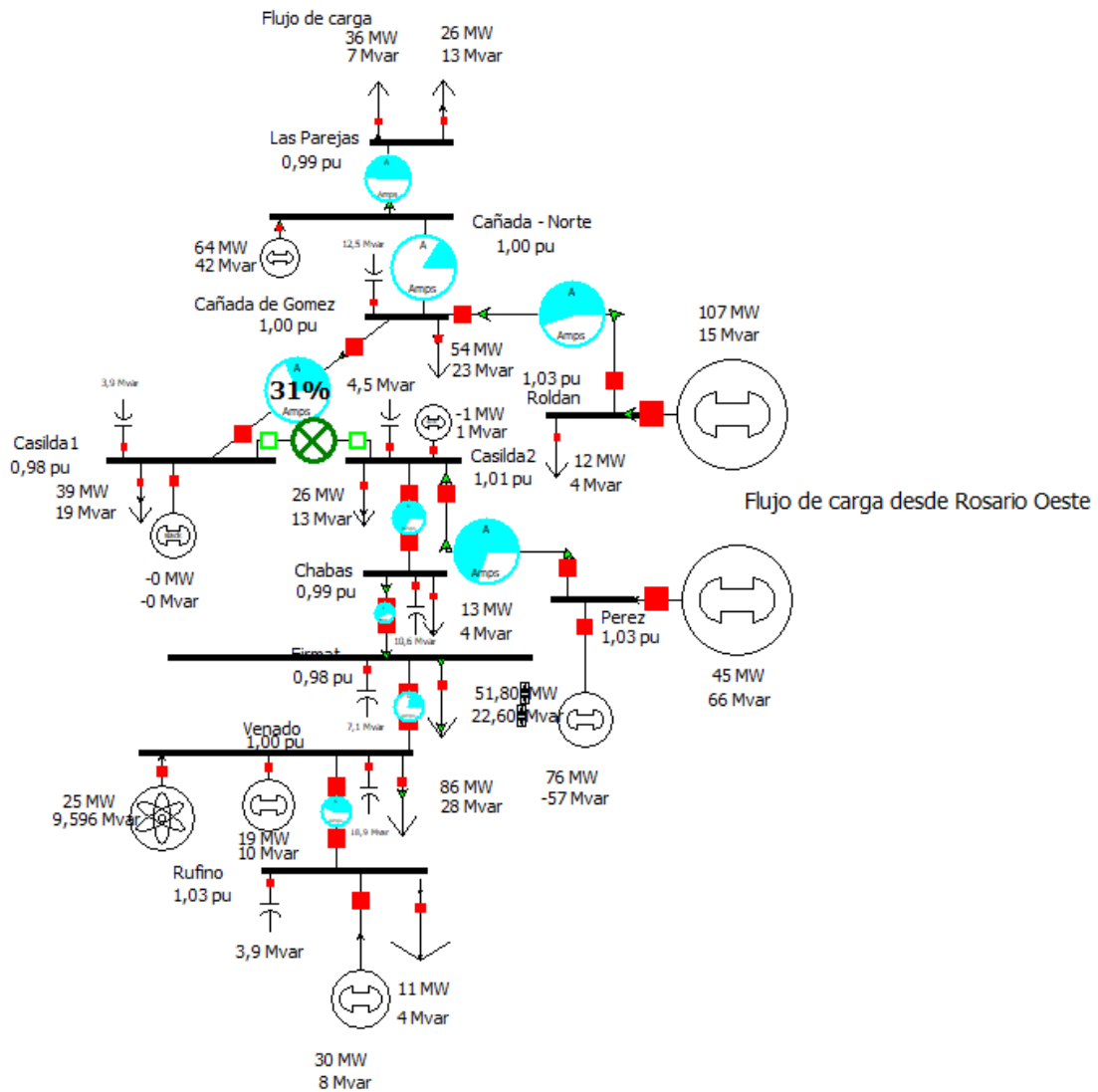


Ilustración 20 - Modelo simplificado correspondiente a la región radial del sur de la provincia de Santa Fé.

Para evitar que alguno de los generadores del sistema sea considerado como SLACK por el programa, se agregaron dos generadores ficticios que tomaran dicha función, uno en cada barra de Casilda. La validación del modelo se consigue al notar que la potencia activa y reactiva entregada o absorbida por ambos es despreciable. A modo de confirmación de dicha validación, se muestra a continuación los perfiles de tensión en el modelo simplificado y extendido:

Num-ber	Name	Nom kV	Tensión [pu] en modelo Isla aislado	Tensión [pu] en modelo extendido
9	Roldan	132	1,03293	1,03293
49	Perez	132	1,03205	1,03238
1	Rufino	132	1,03	1,03071
50	Casilda2	132	1,00796	1,00796
11	Cañada Norte	132	1	1
2	Venado	132	1	1
10	Cañada de Gomez	132	0,99731	0,99734
4	Chabas	132	0,99385	0,99386
12	Las Parejas	132	0,98559	0,98559
3	Firmat	132	0,98178	0,98179
5	Casilda1	132	0,9789	0,97912

*Tabla 27 - Contraste de niveles de tensión entre el modelo simplificado y el modelo extendido.*

Se procede a simular distintas situaciones de formación de islas. Para todos los casos, se plantea una barra con un generador acoplado, ambos ficticios, que funcionarán como SLACK del sistema, de tal forma que nos permita identificar, de forma intuitiva, la potencia activa y reactiva faltante para poder alimentar a la isla con los generadores reales a máxima capacidad.

Como primer análisis, se plantea el caso de menor extensión geográfica, es decir, la isla formada sólo por las barras de Venado Tuerto y Rufino.

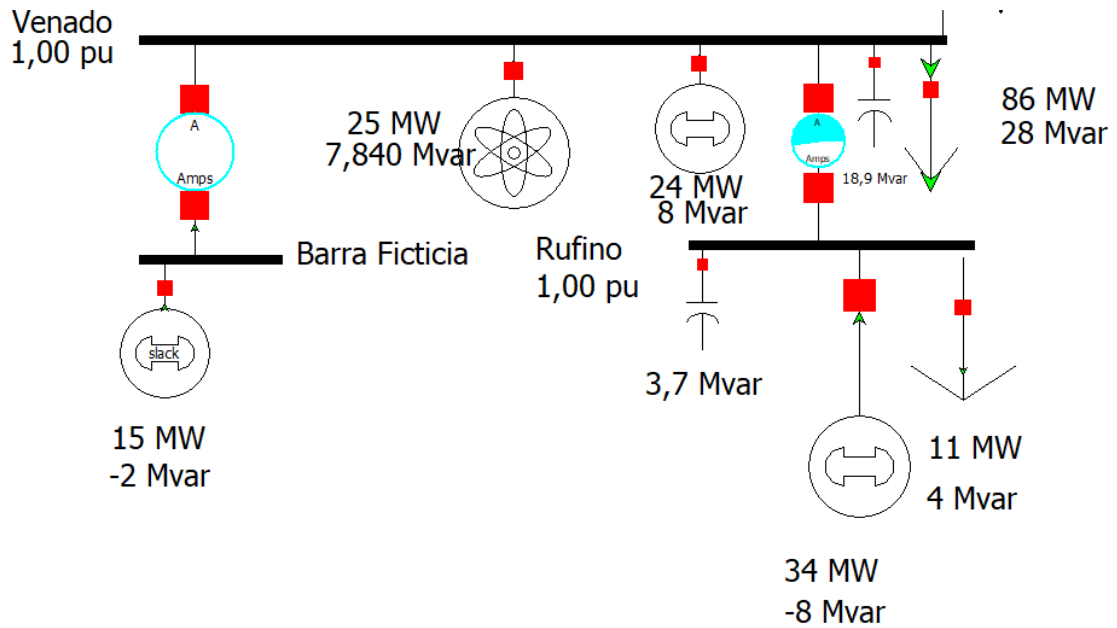


Ilustración 21 - Formación inicial de isla comprendida por las barras de Venado Tuerto y Rufino.

En este esquema se puede notar que los perfiles de tensiones y los consumos de potencia reactiva se cumplen con considerable holgura. El problema yace en los consumos de potencia activa. En este apartado, se nota la necesidad de realizar un recorte de carga equivalente a 15 MW para alimentar la demanda. En un caso real, esta deficiencia de generación representa el origen de una caída progresiva de frecuencia, lo que lleva a una desconexión escalonada de la demanda hasta que ambas variables eléctricas logren un equilibrio. Se expone a continuación el esquema de alivio de carga presentado por AGUEERA que todo distribuidor o GUMA de la provincia de Santa Fe debe respetar:

Escalón	Relé Fabs. (Hz)	Relé $\Delta F/\Delta t$	Relé $df/dt$ (Hz/seg)		Relé de Restitución		Carga fichada en (%) de la Demanda
					Hz.	Temporización	
1	49.0	No	Si	-0.6	No	-	3.0
2	48.9	No	Si	-0.6	No	-	4.0
3	48.8	No	Si	-0.6	No	-	6.0
4	48.7	No	Si	-0.9	No	-	6.5
5	48.6	No	Si	-0.9	No	-	9.0
6	48.5	No	No	-	49.2	17 Seg.	4.0
					49.2	19 Seg.	4.5
7	48.4	No	No	-	49.2	15 Seg.	5.0

Tabla 28 - Esquema de alivio de cargas por subfrecuencia.

Se remarca que, acumulando todos los escalones de recorte, el máximo nivel de desconexión representa el 42% de la carga total. Llevado a la práctica, se establece como hipótesis que los escalones de recorte de carga se realizan de forma equivalente para cada demanda conectada en la isla formada. Así, se observa que, para suplir los 15 MW de generación faltante, se tienen que aplicar cuatro escalones de recorte de demanda en cada carga, lo que representa 19.5% de recorte.

Name	Demanda inicial [MW]	ini- cial [MVAr]	Demanda ini- cial [MVAr]	Demanda post re- corte [MW]	Demanda post re- corte [MVAr]
Rufino	11,4		4,4	9,177	3,542
Venado Tuerto	86,30		28,20	69,4715	22,701

Tabla 29 - Demanda correspondiente a las barras en isla luego del recorte.

Con la reducción detallada, conseguimos el siguiente flujo de carga:

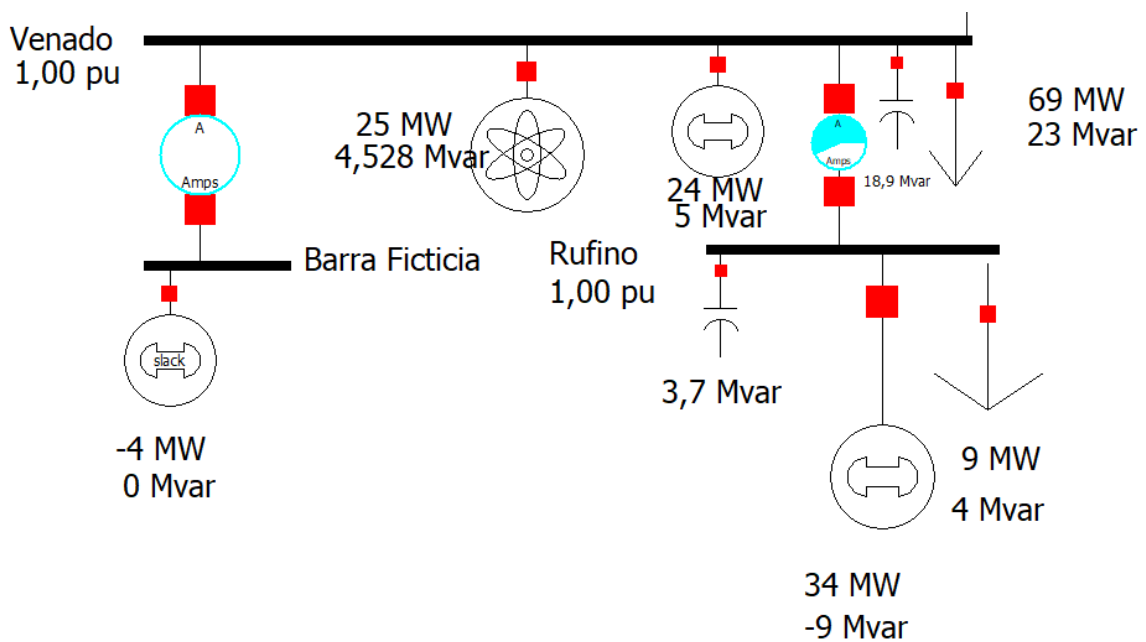


Ilustración 22 - Corrida luego del recorte de demanda en formación de isla.

Se nota, en este caso, que el generador ficticio se encuentra absorbiendo potencia activa, dejando claro que este sistema a pleno despacho, es capaz de suplir la demanda con apropiados perfiles de tensión.

Como próximo estudio, se analiza si la isla en su totalidad es capaz de ser autosustentable en caso de quedar aislada del resto del sistema. Considerando el 100% de la demanda, se tiene un consumo de 355,3 MW y 138 MVAR. El procedimiento será el mismo al explicado en el caso anterior.

Si se considera la totalidad de la demanda de la isla, sin tener una interconexión con el resto del SADI, el despacho de reactiva es suficiente para abastecer la demanda con un perfil de tensiones apropiado. Sin embargo, al igual que para el caso reducido estudiado anteriormente, el limitante se encuentra en la potencia activa, la cuál está 100 MW por debajo de lo requerido, simbolizado por el despacho del generador ficticio.

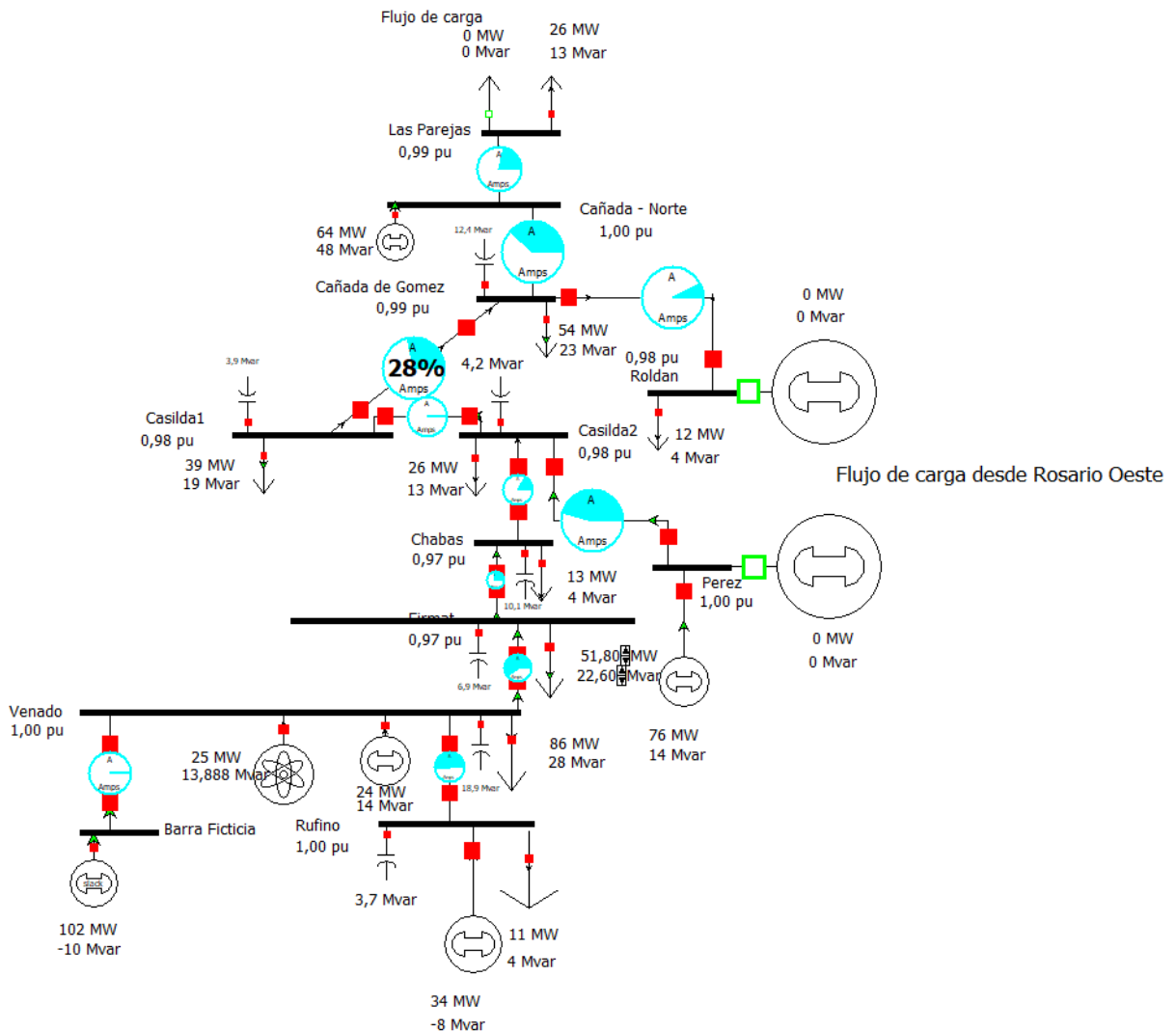


Ilustración 23 - Flujo de carga del modelo simplificado aislado del resto del sistema, sin recortes de demanda.

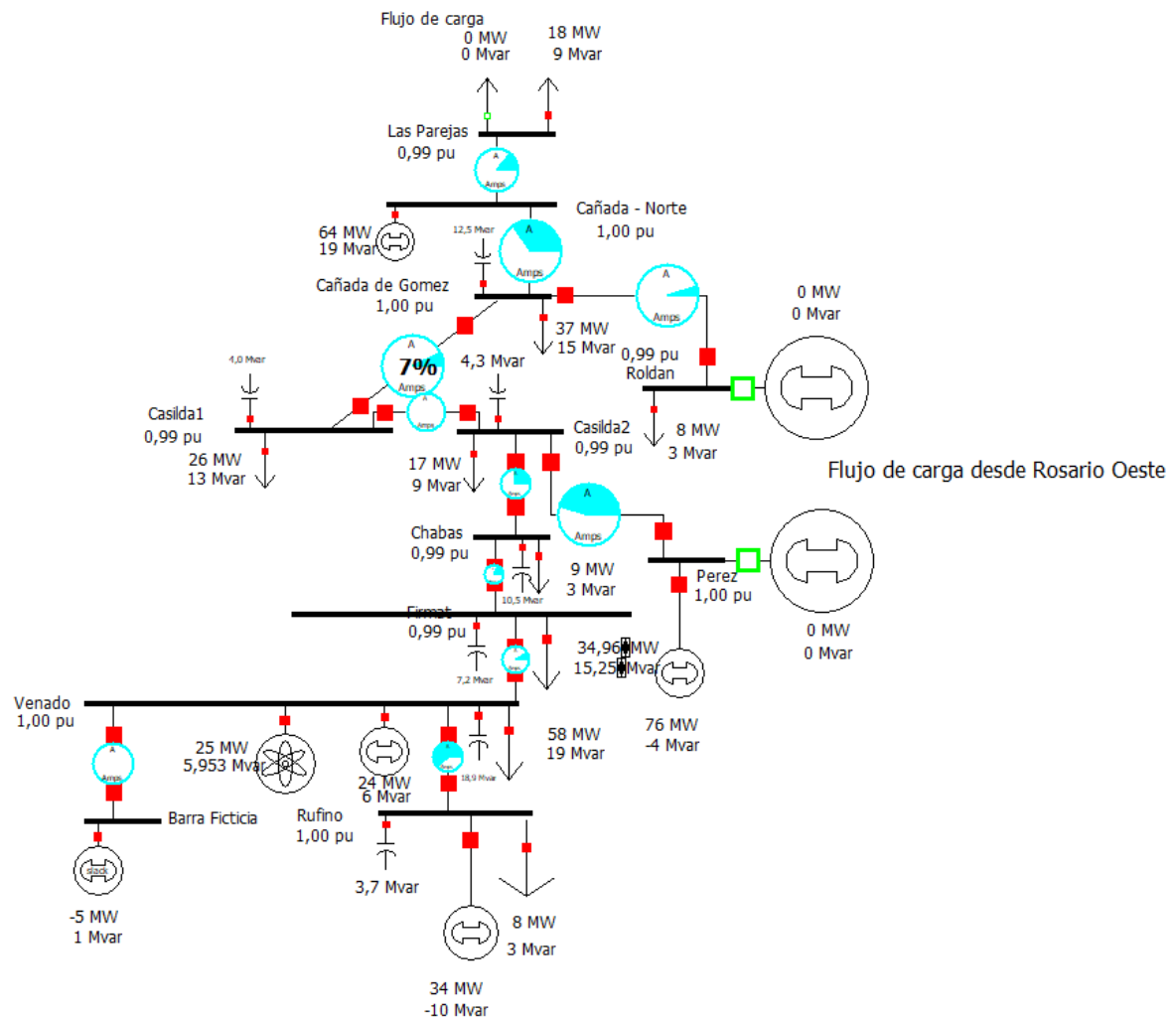
Visto esto, es necesario realizar recortes de demanda en la zona. Al igual que para el estudio anterior, los escalones de recorte se realizan de forma proporcional sobre cada barra.

Analizando los múltiples escalones de corte, en primera instancia se concluye que, a pleno despacho, se podría cubrir un 67,5% del consumo total. Esta situación se alcanza luego de acumulados cinco escalones de desconexión de demanda. Las cargas de cada barra quedan de la siguiente manera:

Bus-Num	BusName	Load MW	LoadMVR	LoadMW post recorte	Load MVR post recorte
50	Casilda2	25,8	12,7	17,415	8,5725
12	Las Parejas	26,2	13,1	17,685	8,8425
10	Cañada de Gomez	54,3	22,9	36,6525	15,4575
9	Roldan	12	4,1	8,1	2,7675
5	Casilda1	38,7	19,1	26,1225	12,8925
4	Chabas	12,9	3,9	8,7075	2,6325
3	Firmat	51,8	22,6	34,965	15,255
2	Venado	86,3	28,2	58,2525	19,035
1	Rufino	11,4	4,4	7,695	2,97
		<b>319,4</b>	<b>131</b>	<b>215,595</b>	<b>88,425</b>

*Tabla 30 – Estado de demanda por barra del corredor radial, previo y posterior a la aplicación de recorte de carga, con SMR conectado a la red.*

Una vez reflejado en el modelo, se nota que el despacho es óptimo, existiendo un excedente de activa que, en una situación real, será regulado por uno de los generadores, disminuyendo su despacho.



*Ilustración 24 - Flujo de carga del modelo simplificado aislado del resto del sistema, con recortes de demanda y con el reactor acoplado en la barra de Venado Tuerto.*

De esta forma, se concluye que, bajo la hipótesis de que los generadores pueden funcionar de forma aislada al sistema, la isla es capaz de autoabastecer gran parte de su demanda, dentro de lo cuál se incluyen todos los servicios de emergencia y máxima prioridad.

Un punto interesante de estudio se basa en revisar esta misma situación, sin la conexión del módulo SMR. Si se desconecta la generación brindada por la central nuclear propuesta, se presenta nuevamente un faltante de generación que debe ser corregida mediante nueva desconexión de demanda.

En esta nueva situación, realizando un análisis macro, resulta obligatorio incurrir en dos nuevos escalones de recorte, llegando a desconectar el máximo reglamentado por AGUEERA, dejando sólo el 58% de la totalidad de la demanda. Se muestra a continuación la configuración de demanda:

Bus-Num	BusName	LoadMW	LoadMVR	LoadMW post recorte2	Load MVR post recorte3
50	Casilda2	25,8	12,7	14,964	7,366
12	Las Parejas	26,2	13,1	15,196	7,598
10	Cañada de Gomez	54,3	22,9	31,494	13,282
9	Roldan	12	4,1	6,96	2,378
5	Casilda1	38,7	19,1	22,446	11,078
4	Chabas	12,9	3,9	7,482	2,262
3	Firmat	51,8	22,6	30,044	13,108
2	Venado	86,3	28,2	50,054	16,356
1	Rufino	11,4	4,4	6,612	2,552
		<b>319,4</b>	<b>131</b>	<b>185,252</b>	<b>75,98</b>

*Tabla 31 – Estado de demanda por barra del corredor radial, previo y posterior a la aplicación de recorte de carga, sin SMR conectado a la red.*

Nuevamente, reflejado en el modelo, se nota que el despacho es óptimo, existiendo un excedente de activa que, en una situación real, será regulado por uno de los generadores, disminuyendo su despacho. De igual manera, los perfiles de tensiones son correctos.



En una situación extrema donde la ciudad de Venado Tuerto, lugar de instalación del módulo SMR, queda aislado de sus barras aledañas (Firmat hacia el norte, Rufino hacia el sur), la central nuclear va ser la que obligatoriamente deba regular su despacho de potencia para poder suplir la demanda conectada. Esto es posible debido a que este tipo de tecnología cuenta con la capacidad de modificar el caudal de vapor que egresa de la caldera e ingresa a la turbina. Esto es, en caso de ser necesaria una disminución de despacho, parte del vapor generado se libera al condensador antes de ingresar en la turbina, incurriendo en una pérdida de eficiencia debido a la disminución de trabajo, pero logrando cumplir con la condición de igualdad de generación y demanda. Existe, sin embargo, un mínimo técnico de vapor que debe ingresar a la turbina para mantener el equipo en funcionamiento, alimentando todos los servicios auxiliares de la central. Por sobre dicho valor y por debajo del caudal de vapor que permita producir la potencia eléctrica máxima, la central nuclear es capaz de lograr una regulación de potencia segura, debido a que se trata de una maniobra mecánica, no relacionada al proceso nuclear de generación, y de rápida acción. Esta característica de la tecnología se la conoce como *venteo*.

Esta capacidad de regular su potencia de despacho, es en gran parte una de las características que permiten que este tipo de centrales generadoras funcionen en isla, en caso de que una contingencia obligue a particionar el sistema en pequeñas secciones.

Desde el punto de vista de los usuarios, la posibilidad de que la central nuclear funcione en isla brinda un grado adicional de confiabilidad y seguridad respecto al nivel de servicio, especialmente en zonas geográficas que se consideren vulnerables frente a situaciones que puedan desencadenar una formación de isla. Un claro ejemplo de ello son los tramos del sistema con marcada topología radial como la que se estudió en este trabajo.

Para los generadores hay dos incentivos económicos para operar en isla:

- Incremento del retorno económico por islas cuando no es factible suministrar energía de otro modo.
- Reducción del excesivo consumo de vida útil por la detención y arranque de plantas, no siendo necesario sacarlos de servicio frente a perturbaciones como profundos huecos de tensión o microcortes.

Si se considera entonces un funcionamiento en isla, es necesario que el generador designado para lograr la regulación y también, el que recibe la ventaja económica por dicha operación, trabaje por debajo de su límite máximo de despacho, manteniendo un margen de seguridad en caso de presentarse una fluctuación en

la demanda. Además, debe presentar la capacidad de abastecer la demanda cuando se intente restaurar el funcionamiento ordinario del sistema interconectado.

Para continuar con el desarrollo de este estudio, resulta fundamental presentar y definir los siguientes conceptos vinculados a la reserva rotante:

*Reserva Rotante para regulación (RR)*: Margen de potencia rotando en reserva en una máquina térmica o central hidroeléctrica habilitada y disponible para la REGULACIÓN DE FRECUENCIA (RF) y que se puede destinar a la regulación de frecuencia.

A su vez, se definen los conceptos de regulación primaria y secundaria de frecuencia del sistema:

*Regulación primaria de frecuencia (RPF)*: Es la regulación rápida, con un tiempo de respuesta menor de 30 segundos, destinada a equilibrar los apartamientos respecto del despacho previsto, principalmente por los requerimientos variables de la demanda, cuando el sistema eléctrico se encuentra en régimen de operación normal. Se realiza a través de equipos instalados en las máquinas que permiten modificar en forma automática su producción.

*Regulación secundaria de frecuencia (RSF)*: Es la acción manual o automática sobre los variadores de carga de un grupo de máquinas dispuestas para tal fin, que compensan el error final de la frecuencia resultante de la RPF. Su función principal es absorber las variaciones de la demanda con respecto a la pronosticada para el sistema eléctrico en régimen normal. Dichas variaciones habrán sido absorbidas en primera instancia por las máquinas que participan en la RPF. La RSF permite llevar nuevamente a dichas máquinas a los valores asignados por el despacho, anulando así los desvíos de frecuencia al producirse nuevamente el balance entre generación y demanda. Su tiempo de respuesta es del orden de varios minutos para, de ser posible de acuerdo a la magnitud de la perturbación, recuperar el valor nominal de la frecuencia.

Respecto a los porcentajes de reservas destinadas a la regulación primaria de la frecuencia, según el Organismo Encargado del Despacho (OED), debemos asignar:

- 5% tratándose de una máquina térmica.
- 10% tratándose de una central hidroeléctrica.

Debido a que estas magnitudes se refieren a una situación normal de funcionamiento del sistema interconectado y no un modelo de contingencia, tal y como se está planteando, es necesario establecer un cierto nivel de reserva superior.

### 1.17.1 Formación de isla en la barra Venado Tuerto

Ante un desenganche de las líneas Firmat-Venado y Venado-Rufino, el módulo SMR quedará con la responsabilidad absoluta de la regulación de frecuencia.

Al igual que para los casos anteriores, la potencia reactiva y, por lo tanto, la tensión en barra no es un inconveniente debido al aporte de bancos capacitivos (aunque es un aporte prescindible ya que ambos generadores mantienen márgenes seguros para regular reactiva). Sin embargo, se encuentra una limitante técnica en cuanto al despacho de potencia activa. Para suplir la demanda total de Venado Tuerto, el generador nuclear debería entregar al 248% de su máxima capacidad, denotando que es necesario aplicar escalones de alivio de carga para mantener el funcionamiento en isla y evitar un colapso absoluto.

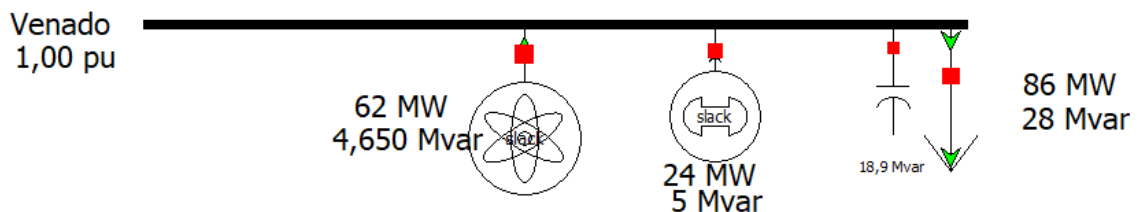


Ilustración 26 – Flujo de carga para el caso de funcionamiento aislado de la barra Venado Tuerto, considerando la demanda máxima.

Posterior a la aplicación de la totalidad de escalones del esquema de alivio de carga sobre la demanda de Venado Tuerto (desconexión del 42% del total), se obtiene una situación sostenible desde el punto de vista técnico.

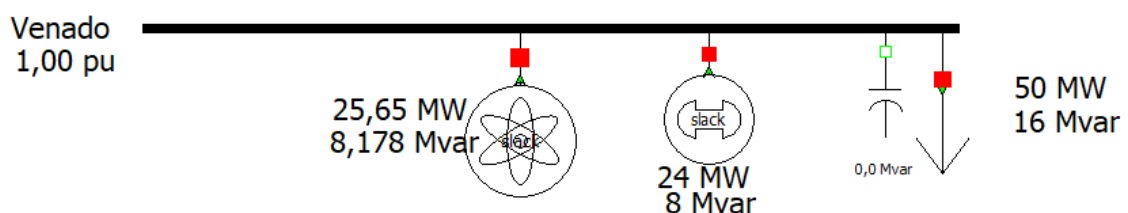


Ilustración 27 – Flujo de carga para el caso de funcionamiento aislado de la barra Venado Tuerto, posterior a la aplicación de recorte de carga.

Sin embargo, la disposición mostrada presenta una grave restricción que pone en riesgo la seguridad del abastecimiento. Para lograr suplir el 58% de la demanda, el SMR está obligado a despachar el 100% de su capacidad, quedando sin margen operativo en caso de presentarse la más mínima variación de demanda y sin posibilidad de aportar a la restitución de las mismas una vez la contingencia original que provocó la formación de isla sea subsanada.

Ante esta situación, se considera obligatorio el recorte adicional de demanda por sobre el esquema de alivio presentado.

En el procedimiento técnico N°4 de CAMMESA, se menciona la existencia de un recorte adicional de demanda atípico, por fuera del esquema de alivio de carga, aplicable en situaciones de emergencia como última medida antes de presentarse un apagón y posterior arranque en negro.

Escalón	Relé Frecuencia Absoluta (Hz)	Relé $\Delta F/\Delta t$	Relé $df/dt$ (Hz/seg)		Relé de Restablecimiento		Carga Fichada (%) Demanda del Agente
					Hz.	Temporización	
Corte de Emergencia	48.3	No	No	-	48.7	8 Seg	10.0

Tabla 32 – Esquema de corte de emergencia para el SADI.

En este caso, se utilizará como base este escalón y se aplicará de forma acorde para lograr obtener el mencionado margen de maniobra sobre el módulo.

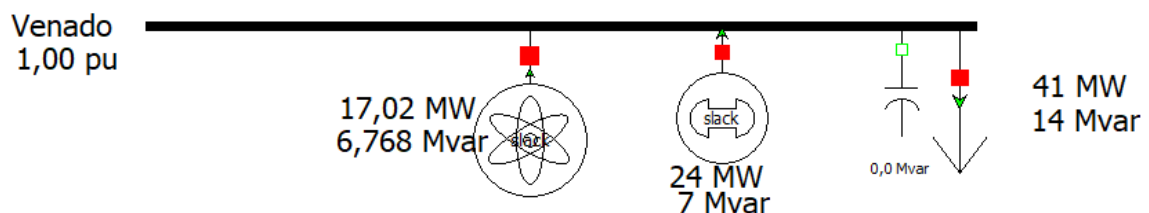


Ilustración 28 – Flujo de carga para el caso de funcionamiento aislado de la barra Venado Tuerto, posterior a la aplicación del escalón de emergencia.

Bajo esta hipótesis, se logra un escenario mucho más sostenible en un contexto ya de por sí crítico debido a la fragilidad del sistema. En esta situación, se consigue un margen de regulación de potencia activa del 32% del máximo despacho.

### 1.17.2 Formación de isla en la barra Venado Tuerto y Rufino

Ante un desenganche de la línea Venado Tuerto - Firmat, queda formada una isla similar a la del punto 2.8.1, pero con la ventaja de que Rufino posee gran aporte de generación en forma de múltiples equipos diesel. Este caso se presentó en el punto 2.7 donde, en la ilustración 11, se muestra el modelo reducido aplicado y los recortes de carga necesarios, citados en la tabla 24.

Al repetir el mismo análisis que el punto anterior, se denota que el módulo nuclear tiene margen de regulación de aproximadamente el 16% de su capacidad máxima, en caso de un leve aumento de la demanda en situación de isla, lo cual, en principio, es aceptable.

Si, con el objetivo de brindar un grado extra de seguridad en un sistema de por sí frágil debido a la contingencia original, se desea tener mayor margen de regulación, sería necesario aplicar un escalón de recorte de demanda adicional, elevando la desconexión total a un 28.5%, quedando la demanda por barra de la siguiente forma:

Name	Demanda inicial [MW]	Demanda inicial [MVar]	Demanda post recorte [MW]	Demanda post recorte [MVar]
Rufino	11,4	4,4	7,865	3,146
Venado Tuerto	86,30	28,20	61,7045	20,163

Tabla 33 – Demandas en las barras de Venado Tuerto y Rufino, considerando la aplicación de cinco escalones de recorte de carga.

De esta manera, se logra un margen de regulación alto, de más del 50% de la capacidad máxima del módulo.

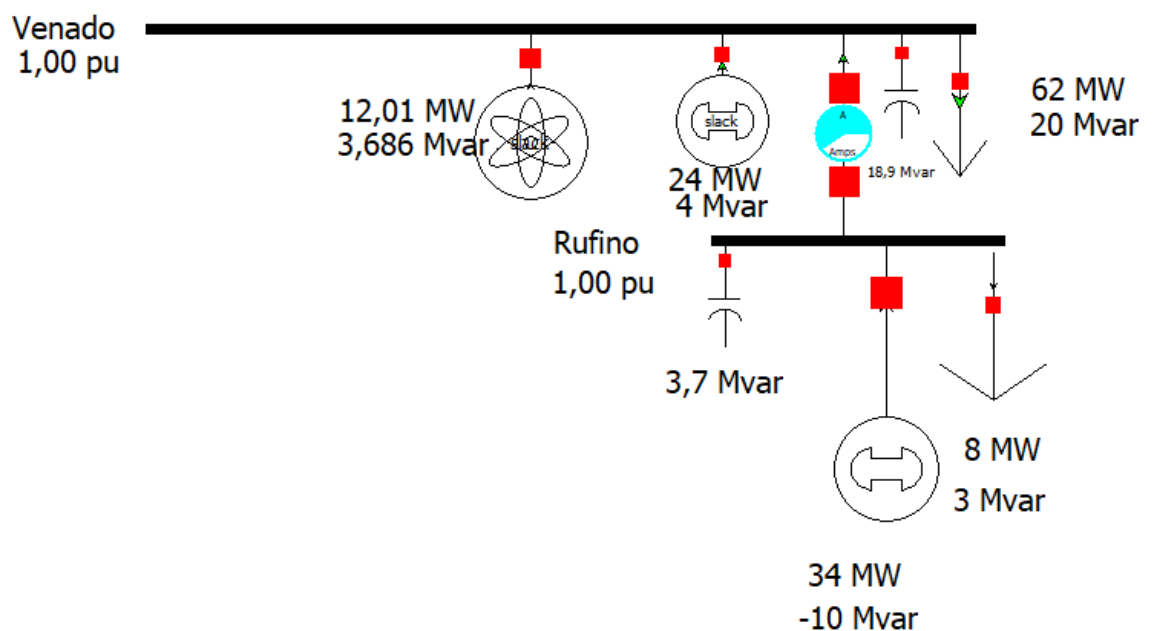


Ilustración 29 – Flujo de carga para el caso de funcionamiento de isla Venado Tuerto – Rufino, posterior al correspondiente recorte de carga.

## Conclusiones y trabajos futuros

### 2.1 Conclusiones

Se concluye que la zona planteada resulta óptima para el emplazamiento de la central nuclear modular en base a las necesidades del sistema, ayudadas mediante herramientas aptas del software PowerWorld. Dicha herramienta llamada *loss sensitivities* expone a Venado Tuerto como la mejor candidata.

Analizando el diseño del modelo, se comprueba que su configuración resulta alcanzable en la práctica desde el punto de vista técnico. La justificación se logra contrastando el modelo propuesto en este trabajo, frente al diagrama simulado por la EPE. El criterio para la aceptación de tensiones define un 5% como tolerancia máxima entre los valores simulados en PowerWorld y los reales. Respecto a las violaciones operativas, las mismas se mantienen en ambos esquemas (el modelado y el real) concordantes con un sistema en un contexto completamente exigido para cumplir sus necesidades.

Logrado el modelo y realizados los estudios pertinentes se concluye que:

La instalación de la central nuclear modular logra resultados de fundamental relevancia para la zona de conflicto, es decir, el corredor radial formado por las localidades de Rufino, Venado Tuerto, Firmat, Casilda y Chabas. Los perfiles de tensión se exhiben nuevamente a continuación:

Number	Name	Area Name	Nom kV	Tensión con SMR [pu]	Tensión sin SMR [pu]
1	Rufino	Corredor Radial	132	1,03071	0,91464
50	Ca-silda2	Corredor Radial	132	1,00796	0,96453
2	Venado	Corredor Radial	132	1	0,88328
4	Chabas	Corredor Radial	132	0,99386	0,9234
3	Firmat	Corredor Radial	132	0,98179	0,89114

La comparación entre la ilustración 7 y la ilustración 8 exhibe estas diferencias de forma gráfica para un mejor entendimiento.

El alivio de las líneas de transmisión se posiciona como otro resultado destacable, aumentando el margen de transferencia de potencia del sistema ante cualquier contingencia o necesidad.

Los transformadores involucrados también se ven aliviados por la inserción de la central, como se puede ver a continuación:

From Number	From Name	To Number	To Name	Branch Device Type	Lim MVA	% of MVA Limit (Max) sin SMR	% of MVA Limit (Max) con SMR
8	Rosario Oeste 500	48	ROS.OES2	Transformer	300	93,1	90
13	Rosario Oeste 220	47	ROS.OES1	Transformer	150	86,9	79,6
8	Rosario Oeste 500	46	Ros.OES3	Transformer	300	85,8	83,4
8	Rosario Oeste 500	46	Ros.OES3	Transformer	300	84,5	82,1
13	Rosario Oeste 220	47	ROS.OES1	Transformer	150	83,1	79,6
8	Rosario Oeste 500	13	Rosario Oeste 220	Transformer	855	30,4	27,3

En lo que respecta a la influencia de la central sobre el resto del sistema modelado (sin contar con el reactor), se obtiene una reacción prácticamente imperceptible, vinculado a la posición geográfica de la planta y a su magnitud de generación.

Al realizar los estudios pertinentes de formación de isla, situación a la cual se arriba luego de una contingencia severa que implique la apertura de una línea de transmisión, aislando a la zona denominada Corredor Radial del resto del sistema, el nuevo conjunto de cargas y generadores reducido posee una alta fragilidad. Esto ocurre debido a que no es técnicamente posible alimentar la totalidad de la demanda, siendo necesario incurrir en desconexiones con tal de cumplir la igualdad entre potencia generada y consumida y no desembocar en una caída progresiva de la frecuencia que, eventualmente, cause un colapso absoluto y posterior arranque en negro de la porción reducida del sistema.

Ante esta situación y siguiendo los procedimientos técnicos determinados por CAMMESA, se aplican escalones acumulables de desconexión de demanda hasta lograr una situación sostenible, manteniendo el porcentual necesario para suplir consumos o servicios esenciales, sean organismos de salud, de seguridad, etc. En la situación más crítica, donde Venado Tuerto queda totalmente aislada de las localidades aledañas, Rufino hacia el sur y Firmat hacia el norte, incluso la totalidad del esquema de desconexión de demanda, si bien sostenible, brinda un estado muy vulnerable. Llegando a dicho escenario, se plantea un escalón de desenganche de carga adicional, como medida de emergencia para asegurar la continuidad del servicio, aunque se encuentre gravemente mermado. Llegado este caso, es más que necesario lograr un margen de maniobra en la generación instalada. Debido al tipo de tecnología presentada a lo largo de este trabajo, se logra regular el despacho de potencia activa de la barra de Venado Tuerto, determinada como la barra donde mayor es el beneficio para la instalación, logrando un adicional de seguridad en una situación de extrema criticidad, donde cualquier leve desbalance en la situación alcanzada deriva en una contingencia de mayor magnitud.

## 2.2 Trabajos futuros

Se procede a proponer una serie de estudios que complementen al trabajo realizado y apoyen al objetivo de inserción de nueva generación nuclear con tecnología modular. Entre los contemplados se encuentran los siguientes:

Estudios dinámicos enfocados en:

- Conexión/desconexión a la red de la central.
- Comportamiento frente a fallas diversas en las proximidades de la central.
- Alcances y límites de la central trabajando en isla.
- Arranque en negro de la central.
- Impacto de la inserción del módulo SMR en redes de baja tensión.
- Estudios de crecimiento vegetativo de la demanda, teniendo en consideración la presencia del módulo SMR.
- Estudio de puntos de inserción de este tipo de tecnología en otros puntos geográficos de la red eléctrica argentina y/o, de Latinoamérica.
- Análisis geográfico del lugar de emplazamiento del SMR, para validación de viabilidad, incluyendo estudios sísmicos, infraestructurales, entre otros.
- Análisis económico, donde se determine un período temporal de amortización de la instalación del modulo, considerando cantidades hogares

abastecidos, ventajas operativas en la zona de instalación, reducción de pérdidas en el sistema, entre otros.

Como aporte a la actividad académica, se deja el modelo, desarrollado en el software PowerWorld, a disposición de la cátedra de Sistemas de Potencia 1 para futuros estudios que exceden a esta presentación y utilización, a modo de base o ejemplo, para el desarrollo de trabajos prácticos.

## Bibliografía

- [1] Foro Nuclear, (2022, Febrero). *Reactores modulares Pequeños*: [https://www.google.com/url?sa=t&source=web&rct=j&opi=89978449&url=https://www.foronuclear.org/wp-content/uploads/2022/02/Monografia\\_reactores-\\_modulares\\_pequenos-002.pdf%3F%28294&ved=2ahUKEwjw\\_4echNSFAxXbs5UCHbOfCsgQFnoECBwQAQ&usq=AOvVaw2uNEKWnZXmy2R4JorO4ja3](https://www.google.com/url?sa=t&source=web&rct=j&opi=89978449&url=https://www.foronuclear.org/wp-content/uploads/2022/02/Monografia_reactores-_modulares_pequenos-002.pdf%3F%28294&ved=2ahUKEwjw_4echNSFAxXbs5UCHbOfCsgQFnoECBwQAQ&usq=AOvVaw2uNEKWnZXmy2R4JorO4ja3)
- [2] Comisión Nacional de Energía Atómica, (2023, Febrero). *Reactor Nuclear Argentino*: <https://www.argentina.gob.ar/cnea/carem/el-proyecto-carem>.
- [3] Cassin Marcelo, *Sistemas Eléctricos de Potencia*, Apuntes de cátedra: *Análisis de los sistemas de potencia*, Facultad de Ciencias Exactas, Ingeniería y Agrimensura.
- [4] CAMMESA, (2014, Marzo). *Procedimiento Técnico N°4: INGRESO DE NUEVOS GRANDES USUARIOS MAYORES, DISTRIBUIDORES, GENERADORES, AUTOGENERADORES Y COGENERADORES AL MEM*: <https://microfe.cammesa.com/static-content/CammesaWeb/download-manager-files/Alivio%20de%20Carga/PT%204.pdf>
- [5] CAMMESA, (2023, Diciembre). *Los procedimientos Versión XXXIII - PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CÁLCULO DE PRECIOS*: <https://cammesaweb.cammesa.com/download/los-procedimientos-xxviii-pdf/>
- [6] TRANSENER, *Guía de referencia del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión 2023-2030*.
- [7] Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe, *Guía de referencia del Sistema de Transporte 2024-2028*.
- [8] PowerWorld, (2018, Septiembre). *Interactive power system simulation, analysis and visualization*: <https://www.powerworld.com/files/pw100UserGuide.pdf>
- [9] Naciones Unidas, (2015). *Convenio Marco sobre el Cambio Climático*: <https://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/spa/l09s.pdf>
- [10] Programa de las naciones unidas para el desarrollo (2023, Junio). *¿Qué son las NDC y cómo impulsan la acción climática?*: <https://climatepromise.undp.org/es/news-and-stories/que-son-las-NDC-contribuciones-determinadas-nivel-nacional-cambio-climatico#:~:text=Las%20Contribuciones%20Determinadas%20a%20Nivel,5%20%C2%BAC%2C%20adaptarse%20al%20impacto>
- [11] Naciones Unidas (2021). *COP26: Juntos por el planeta*: <https://www.un.org/es/climatechange/cop26>

- [12] IEA Nuclear Report:  
<https://www.iea.org/fuels-and-technologies/nuclear>
- [13] Bloomberg NEF:  
<https://about.bnef.com/blog/liebreich-need-talk-nuclear-power/>
- [14] Finance & Development, IMF:  
<https://www.imf.org/en/Publications/fandd/issues/2022/12/nuclear-resurgence-nordhaus-lloyd>.
- [15] IAEA, (2022, Marzo). *Nuclear Technology Review 2022*:  
<https://www.iaea.org/sites/default/files/gc/gc66-inf4.pdf>
- [16] IEA, (2022, Junio). *Nuclear Power and Secure Energy Transitions*:  
<https://iea.blob.core.windows.net/assets/016228e1-42bd-4ca7-bad9-a227c4a40b04/NuclearPowerandSecureEnergyTransitions.pdf>
- [17] Hannah Ritchie (2020). "What are the safest and cleanest sources of energy?" Published online at OurWorldinData.org. Retrieved from: <https://ourworldindata.org/safest-sources-of-energy>
- [18] IAEA (2022 Septiembre), *2022 IAEA SMR ARIS Booklet on Advances in SMR Technology Developments*:  
[https://conferences.iaea.org/event/321/attachments/13272/20549/D1\\_03\\_IAEA\\_IAEA%20SMR%20ARIS%20Booklet\\_Hadid.pdf](https://conferences.iaea.org/event/321/attachments/13272/20549/D1_03_IAEA_IAEA%20SMR%20ARIS%20Booklet_Hadid.pdf)
- [19] IAEA, (2024). *Approaches to Cost-Benefit Analysis of New Nuclear Power Projects*:  
[https://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/p15314-PUB2079\\_web.pdf](https://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/p15314-PUB2079_web.pdf)
- [20] NEA (2020). *Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear. A practical guide for stakeholders*. OECD 2020, NEA No. 7530. Nuclear Energy Agency. Organization for Economic Co-operation and Development:  
<https://www.oecd-nea.org/upload/docs/application/pdf/2020-07/7530-reducing-cost-nuclear-construction.pdf>
- [21] IAEA (2024), ¿Qué son los reactores modulares pequeños (SMR)?:  
<https://www.iaea.org/es/newscenter/news/que-son-los-reactores-modulares-pequenos-smr>
- [22] Foro de la industria nuclear española, (2024). *Energía nuclear en el mundo*:  
<https://www.foronuclear.org/descubre-la-energia-nuclear/energia-nuclear-en-el-mundo/#:~:text=Los%20422%20reactores%20actualmente%20en,5%20%25%20de%20la%20electricidad%20mundial>.
- [23] *Provincia de Santa Fe. Viviendas particulares y población en viviendas particulares, según área de gobierno local. Año 2022*:  
<https://censo.gob.ar/index.php/gobiernos-locales/>

- [24] Dirección Nacional de Población, (2010). *Reporte de estadísticas demográficas y sociales, Santa Fe*:  
[https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/2021/09/reporte\\_santa\\_fe\\_final.pdf](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/2021/09/reporte_santa_fe_final.pdf)
- [25] Venado Tuerto, (2006). *La cuenca hídrica del Hinojo*:  
[https://www.venadovirtual.com.ar/guia\\_turistica/hinojo/cuenca\\_hidrica.htm](https://www.venadovirtual.com.ar/guia_turistica/hinojo/cuenca_hidrica.htm)
- [26] Instituto Nacional de Prevención sísmica, (2015). *Zonificación Sísmica*:  
<http://contenidos.inpres.gob.ar/acelerografos/Reglamentos#Zonificaci%C3%B3n%20S%C3%ADsmica>
- [27] Instituto Nacional de Prevención sísmica, (2015). *Sismicidad en Argentina*:  
<http://contenidos.inpres.gob.ar/sismologia/sismicidad>
- [28] Seeds Energy Group, (2020). *Planta Venado Tuerto*:  
<https://www.seedsenergygroup.com/plantas>
- [29] Secretaría de energía (2022) *Datos de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA). Consumo de combustibles por tipo de máquina y tipo de tecnología*:  
<http://datos.energia.gob.ar/dataset/publicaciones-cammesa>
- [30] Secretaría de Energía (2018). *Emisiones de CO2 a la atmósfera por parte de centrales térmicas de generación eléctrica en el año 2018*:  
[https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/sig/mapas\\_tematicos/01\\_emisiones\\_co2\\_centrales\\_termicas/met\\_co2\\_centrales\\_2018.pdf](https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/sig/mapas_tematicos/01_emisiones_co2_centrales_termicas/met_co2_centrales_2018.pdf)
- [31] Secretaría de Energía, (2013). *Cálculo del Factor de Emisión de CO2 de la Red Argentina de Energía Eléctrica, Cálculo del factor de emisión de la red 2013 a 2023*:  
<http://datos.energia.gob.ar/dataset/calculo-del-factor-de-emision-de-co2-de-la-red-argentina-de-energia-electrica>
- [32] CAMMESA, (2024). *Resumen Primer Semestre 2024*:  
<https://cammesaweb.cammesa.com/informes-semestrales/>
- [33] CAMMESA, *Estadísticas del Informe Síntesis del MEM*:  
<https://cammesaweb.cammesa.com/estadistica-informe-sintesis-mem/>
- [34] *Boletín Oficial de la República Argentina, MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA*:  
<https://www.boletinoficial.gob.ar/pdf/linkQR/L1grR2lieTFWaDArdTVReEh2ZkU0dz09>