
ESTRATEGIA ENERGÉTICA URUGUAY 2050 ELEMENTOS CLAVE DE FASES DIAGNÓSTICO Y POLÍTICA (II)

Enrique Morales Rodríguez*

RESUMEN

En el número 6 de “Estrategia”, analizamos algunos factores a tener en cuenta para establecer una estrategia energética del Uruguay a 2050, considerando infraestructuras críticas a las usinas de generación, en base a su intrínseco vínculo con el desarrollo socioeconómico y humano. Sobre esa base, se continúa aquí con el estudio de factores clave a considerar para el establecimiento de dicha estrategia según el método del Centro de Altos Estudios Nacionales (CALEN). Los escenarios esbozados en el artículo anterior se analizan aquí junto con algunos hechos portadores de futuro, procurando una aproximación a probabilidades y evaluación de favorabilidad. Sobre esta base, se estudian algunas opciones para la fase estratégica, mencionando algunos de los respectivos obstáculos posibles para considerar en la formulación de la citada estrategia energética a largo plazo.

Palabras clave: estrategia energética, Uruguay 2050, escenarios, factores clave, opciones estratégicas.

Introducción

En el anterior número de “Estrategia”, presentamos un artículo en que mencionamos la importancia del suministro energético-eléctrico para los objetivos fundamentales del Estado. También se presentaban algunos factores clave a considerar en una Estrategia Energética uruguaya a largo plazo, según método CALEN; fueron esbozados algunos escenarios posibles a futuro. El horizonte temporal fijado fue el año 2050, plazo hasta el cual se plantea en Morales (2019) un crecimiento continuo de la demanda eléctrica.

En este artículo procuraremos realizar nuevos aportes para dicha planificación estratégica. De los escenarios de demanda eléctrica planteados en

* Ingeniero Químico y Químico Farmacéutico (UDELAR). Especializado en Tecnología Nuclear y Seguridad Nuclear en Argentina. Se desempeñó en la actividad privada, en las áreas de minería, irradiación ionizante y otras. Docente e Investigador en Facultades de Química e Ingeniería. Docente del CALEN (C y T) desde 2014. Correo electrónico: ef_morales@hotmail.com.

Morales (2019), aquí se considerarán solo los que corresponden a la trayectoria demográfica esperable, un alto Índice de Desarrollo Humano y un desempeño de eficiencia energética nacional realísticamente bueno, o sea, el escenario socioeconómico deseable y técnico más probable. Sobre la base de esta demanda esperada a largo plazo, se buscará avanzar en la propuesta de lineamientos a considerar para una Estrategia Energética Nacional.

Metodología y resultados obtenidos

El escenario de demanda eléctrica basado en las suposiciones socioeconómicas y técnicas deseables y probables mencionadas, prevé un consumo eléctrico nacional de 18.500 GW*hr/año para 2050, sin contar el autoconsumo de grandes plantas de celulosa existentes o futuras (Morales, 2019).

El objetivo de la Estrategia Energética, sería la definición de un sistema de gestión eléctrica que permita satisfacer la demanda nacional con seguridad —durante todo el horizonte temporal a 2050— y sin menoscabo de otros objetivos fundamentales u objetivos del Estado, entre los que se cuentan el desarrollo económico, cultural y social del país, la protección del ambiente, los recursos naturales estratégicos, y otros, como los definidos en algunos de los objetivos de Acuerdos Internacionales ratificados por Uruguay, que constituyen pues un compromiso del Estado uruguayo (Morales, 2019).

La metodología empleada, se basó en el método CALEN, partiendo de los posibles escenarios de generación eléctrica a 2050 esbozados en Morales (2019), comparando su potencial con la demanda de 18.500 GW*hr/año proyectada a 2050 y considerando algunos hechos portadores de futuro que pueden tener incidencia importante en tales escenarios. Sobre esta base se realiza una aproximación al nivel de probabilidades de que cada escenario resulte favorable. Considerando el escenario deseado como el logro de un sistema de gestión eléctrica que cumpla con el objetivo de la Estrategia Energética (objetivo de Estado), de los diversos escenarios de generación eléctrica considerados, surgen algunas posibles opciones estratégicas a considerar en la fase estratégica y los respectivos obstáculos a considerar en dicha fase para cada opción.

En Morales (2019) se señaló una debilidad a considerar en fase diagnóstico: la capacidad total de generación propia, firme y flexible (correspondiente al conjunto de nuestras represas hidroeléctricas) es de 1963 MW. Con la demanda eléctrica proyectada, de acuerdo a lo señalado en Morales (2019), se debería considerar que dicha capacidad quede saturada

alrededor de 2030. En Morales (2019), fueron esbozados posibles escenarios de gestión eléctrica nacional que tenían en cuenta dicha debilidad. Para este trabajo, denominaremos a tales escenarios como: “Escenario de Generación Térmica Preponderante”, “Escenario de Generación Renovable Preponderante”, “Escenario de Generación Nuclear de Base” y los analizaremos con más detalle.

Escenario de Generación Térmica Preponderante

En este escenario se asume que se sigan usando la generación por biomasa y represas hidroeléctricas actuales y se mantenga a 2050 la capacidad total instalada (1300 MW) actual de potencia eólica/solar, lo que permitiría reducir en cierta medida el consumo de combustibles fósiles para la generación térmica necesaria para complementar; estos 1300 MW de renovables variables, constituirían en ese escenario, aproximadamente el 17% del consumo total y es posible que puedan funcionar sin provocar mayores distorsiones o dependencias, aunque esta hipótesis deberá ser verificada, así como la extensión de su vida útil a 2050. En esta hipótesis, se previó en Morales (2019) un consumo de gas natural de 975.000 toneladas/año para 2050. Las usinas de generación térmica uruguayas que constituyen medios disponibles y potenciales, podrían funcionar usando gas natural y/o derivados del petróleo, como fuel-oil. Sin embargo, a efectos de la elaboración de una Estrategia Energética Nacional, ambas opciones no son equivalentes, se enumeran a continuación algunos aspectos a considerar en cada caso:

- Los proveedores de petróleo y de gas natural muchas veces pertenecen a distintos países, por lo que la debilidad de una dependencia con un actor extranjero implicaría el análisis de distintos escenarios.
- Derivados de petróleo como el fuel-oil pueden obtenerse en refinerías nacionales, pero cantidades como las mencionadas (triplican las actuales), seguramente distorsionarían la estructura de producción actual, por lo que la Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP) debería adaptar su operativa a esa situación, corriendo riesgos de que se generen excedentes o faltantes —según el petróleo crudo usado— de otros derivados.
- Las erogaciones nacionales de divisas, pueden ser distintas para el consumo de ambos combustibles extranjeros, pero esto

dependerá de varios factores. Los precios internacionales de ambos tipos de energéticos variarán a futuro, previsiblemente en función de la oferta y la demanda. La demanda internacional dependerá en gran medida de la demanda de los principales centros de consumo, o sea: Estados Unidos de América, Europa, China, India y Rusia. Las políticas energéticas a futuro de tales actores internacionales y sus consideraciones respecto al problema global del cambio climático y la reducción de emisiones de efecto invernadero, tendrán seguramente entonces gran incidencia en los precios internacionales de los energéticos, probablemente con diferenciación entre petróleo y gas natural y una Estrategia Energética uruguaya debería tenerlos muy en cuenta, especialmente en este Escenario de Generación Térmica Preponderante.

- Los impactos ambientales y en la salud pública del uso de ambos tipos de combustibles en general son diferentes, siendo habitualmente el gas natural el de menor impacto en la salud pública (parte de los objetivos fundamentales del Estado, el bienestar de la población) así como en el impacto ambiental global, por lo que la aproximación al escenario deseado de este Escenario de Generación Térmica Preponderante, dependerá, entre muchos otros factores, del tipo de energético considerado como combustible para la generación termoeléctrica.
- En el caso de uso masivo de gas natural, se puede considerar como potenciales proveedores, países vecinos como Argentina o de ultramar. En el primer caso, un gasoducto como el ya existente puede ser infraestructura suficiente para gestionar importaciones. En el segundo caso, se necesitaría contar con una planta regasificadora, para la que existió un proyecto, no concretado; no es seguro que sea un medio potencial.

Se mencionó en los apartados anteriores la incidencia de la demanda de los principales actores en los precios internacionales y posibles diferenciales entre petróleo y gas natural. Por otra parte, la oferta global obviamente también será un factor decisivo en la formación de precios. Aun cuando el problema del cambio climático sea encarado adecuadamente a nivel mundial, el consumo absoluto de combustibles fósiles no disminuirá drásticamente hasta dentro de varias décadas; los escenarios previstos en IPCC (2018) en supuestos

no ideales desde el punto de vista del medio ambiente global (+1,5°C, high-overshoot) pero probables, en mi visión, prevén para 2050 reducciones en el consumo de petróleo/gas, solo del orden de 30% respecto a los actuales. En los últimos años, la inversión global en nuevos proyectos petroleros y/o gasíferos ha sido bastante escasa, por lo que organismos internacionales calificados han planteado escenarios en que tan tempranamente como 2025, la demanda de combustibles supere a la oferta, lo que llevaría a una rápida escalada de precios internacionales (IEA, 2018). En el futuro a más largo plazo, son posibles escenarios en que países a la vez grandes consumidores y grandes productores de combustibles fósiles, vean ampliamente superada su máxima capacidad de producción de combustibles por su propia demanda. Un ejemplo es lo que podría ocurrir con el gas natural en un actor relevante como India, en un escenario denominado por IEA (2015) como “Escenario de Nuevas Políticas”, en que su desarrollo industrial y humano se expanda vertiginosamente y se busque minimizar el uso del carbón mineral y sus impactos negativos. Aun poniendo su propia producción de gas al máximo posible, usando recursos convencionales y no-convencionales, a largo plazo, en este escenario India tendría un amplio déficit de suministro, tendencia ilustrada en la Figura 1, haciendo necesarias masivas importaciones.

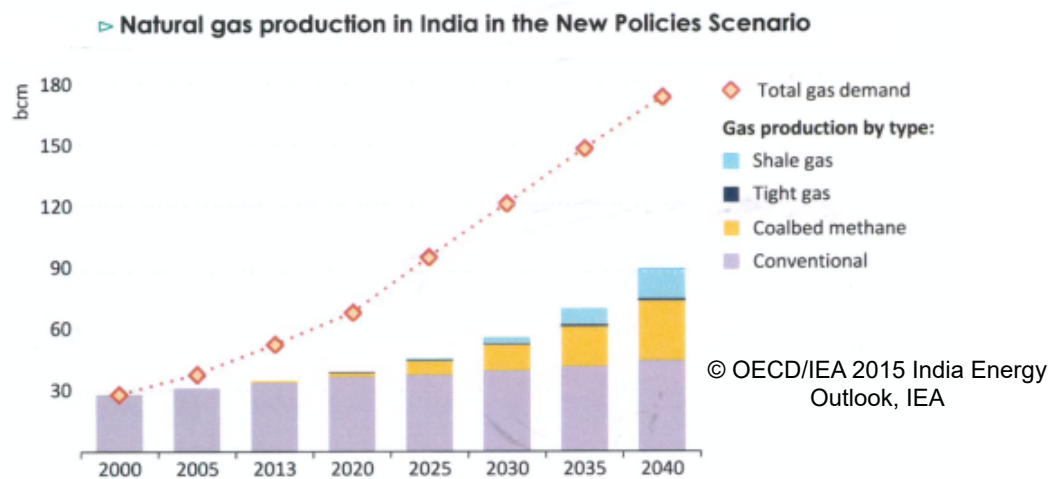


Figura 1. Producción de gas natural en la India en el Escenario de Nuevas Políticas
Nota: Tomada de (IEA, 2015), Chapter 3, Natural Gas, pág. 120.

En el Escenario de Nuevas Políticas delineado por IEA (2015) respecto al petróleo, podría ocurrir algo similar. En opinión del autor, escenarios como el mencionado, tendrían un enorme impacto al alza en los precios internacionales del gas natural y/o petróleo, ya que solo las importaciones de India representarían casi el 20% del comercio mundial actual, salvo grandes aumentos en la producción global. Al realizar este análisis prospectivo, deben considerarse todos los escenarios posibles. Creemos que uno de ellos sería que India y países de similares características aumenten al máximo su capacidad de producción de gas convencional y no-convencional y que efectivamente minimicen su consumo de carbón, pero reemplazándolo por generación nuclear; en este escenario, seguramente volcarían excedentes de producción a la exportación y podría ocurrir una disminución de los precios internacionales del gas. No contamos actualmente con fundamentos para asignar probabilidades a estos últimos escenarios. Existen probabilidades significativas de que, en este escenario, los precios internacionales futuros de combustibles fósiles puedan disparar un déficit de divisas insostenible para Uruguay (Morales, 2019).

Se mencionó que al haber ratificado Uruguay el Tratado de París 2015, la reducción de emisiones de anhídrido carbónico (CO₂) a futuro, es un presupuesto básico del Estado. En este escenario, solo la generación termoeléctrica, emitiría unos 3 millones de toneladas anuales (3 Mt CO₂/año), un aumento de 50% respecto a lo actual (Morales, 2019). Para cumplir con este presupuesto básico entonces, se debería evitar o compensar estas emisiones. La forestación masiva, única alternativa hoy probada y viable de retiro de anhídrido carbónico de la atmósfera, requeriría, para este objetivo, como mínimo unas 75.000 hectáreas (considerando unas 41 ton CO₂/Há/año, típico de los pinos y eucaliptus habituales en Uruguay), un 8% del millón de hectáreas forestadas actualmente en Uruguay, que no podrían en ningún momento talarse ni destinarse a ningún otro uso. Esto obviamente distorsionaría mucho el panorama del sector forestal y/o agropecuario, si el bosque reforestado se expandiera a expensas de suelos agrícolas. Otra alternativa técnicamente viable sería contar con procesos de Captura y Almacenamiento de Carbono (CCS). Estos consisten en capturar los humos de combustión de las termoeléctricas y reinyectarlos hacia formaciones geológicas subterráneas herméticas en que puedan acumularse indefinidamente. Su viabilidad dependerá de la disponibilidad cercana a las usinas, de formaciones geológicas adecuadas. Antecedentes de formaciones geológicas —usualmente a 500 - 1000 m bajo el

suelo— viables para CCS son: yacimientos vacíos de petróleo y gas, yacimientos profundos e inexplotables de carbón, cavernas de sal y acuíferos profundos saturados de sal (Global CCS Institute, 2019). No se ha reportado que existan en el territorio nacional formaciones geológicas de este tipo. En el supuesto de que existieran y que fuera económicamente viable tener toda la generación termoeléctrica acoplada a CCS, debe tenerse en mente que la gran mayoría de las 23 instalaciones de CCS a gran escala actualmente operativas en el mundo, tienen capacidades menores de 1 Mt CO₂/año, solo dos llegan o pasan de 3 Mt CO₂/año (Global CCS Institute, 2019); esto se debe a limitaciones técnicas que impone el bombeo de gases a tal profundidad. La viabilidad del uso masivo de CCS en Uruguay para la generación termoeléctrica, dependería entonces de supuestos muy optimistas.

Si bien este escenario debe seguirse trabajando para una definición estratégica, en base a las consideraciones técnicas, económicas y ambientales —en sus escenarios más probables expresados— creemos que el Escenario de Generación Termoeléctrica Preponderante sería desfavorable a los objetivos del Estado.

Escenario de Generación Renovable Preponderante

En este escenario, suponemos que a 2050, las principales fuentes de generación sean renovables, en un 90% o más. Estas fuentes incluirían usinas de biomasa actuales y alguna otra futura y represas hidroeléctricas existentes, que cubrirían casi el 60% de la demanda eléctrica en años de precipitaciones medias. Las usinas de biomasa y algunas hidroeléctricas, actuarían como generación de base, cubriéndose los picos de consumo con otras hidroeléctricas, eólicas/solares y su complemento de generación térmica. En este escenario también se incluiría en la generación renovable, las granjas eólicas/solares existentes y nuevas, —aunque no sean hoy medios potenciales, por la experiencia acumulada en el país, serían una necesidad de fácil resolución— que en conjunto cubrirían el 30-35% de la demanda con generación renovable variable, similar al panorama actual.

Dentro del horizonte temporal que nos hemos fijado, en este escenario se distinguen dos períodos:

- Un período desde hoy hasta aproximadamente 2030, en que la demanda en gran parte de las situaciones pueda cubrirse con la combinación de hidroeléctrica/ renovables variables.
- Un período luego de 2030, en que aun con las hidroeléctricas funcionando al máximo de su capacidad —situación muy

infrecuente— existiría un déficit de potencia firme, debilidad ya señalada en (Morales 2019).

Durante el primer período, la mayor debilidad a considerar, sería la necesidad de gestionar excedentes de generación renovable, para permitir que el sistema eléctrico pueda funcionar sin colapso de la red (Morales, 2019). Actualmente, esto se logra exportando los excedentes a países vecinos a través de interconexiones ya existentes, lo que también permite ingreso de divisas. En las Tablas 1 y 2 se puede observar la correlación entre el crecimiento de la fuente eólica y un crecimiento casi continuo de las exportaciones de electricidad, con máximo en 2017.

Tabla 1

Evolución de la generación por fuente en Uruguay (DNE, 2018)

Generación de electricidad por fuente / Electricity generation by source

| GWh | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|--|----------------|----------------|----------------|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Térmica (fósil) Thermal (fossil) | 26,4 | 6,6 | 1.076,8 | 956,3 | 1.165,1 | 2.627,2 | 3.748,3 | 1.859,5 | 729,8 | 962,6 | 464,4 | 249,9 |
| | 0% | 0% | 18% | 12% | 11% | 25% | 35% | 16% | 6% | 7% | 3% | 2% |
| Térmica (biomasa) Thermal (biomass) | 0,0 | 0,0 | 27,3 | 24,5 | 1.089,8 | 1.127,5 | 1.313,8 | 1.448,0 | 1.893,3 | 2.388,4 | 2.452,7 | 2.553,1 |
| | 0% | 0% | 0% | 0% | 10% | 11% | 12% | 12% | 15% | 17% | 18% | 18% |
| Hidráulica Hydropower | 9.535,3 | 8.529,5 | 4.780,7 | 6.683,6 | 8.407,2 | 6.478,9 | 5.420,9 | 8.205,9 | 9.649,1 | 8.266,0 | 7.842,2 | 7.517,9 |
| | 100% | 100% | 81% | 87% | 78% | 63% | 51% | 70% | 74% | 60% | 56% | 52% |
| Eólica Wind | | | | | 69,9 | 111,3 | 112,5 | 144,1 | 732,7 | 2.065,1 | 2.994,3 | 3.774,5 |
| | | | | | 1% | 1% | 1% | 1% | 6% | 15% | 22% | 26% |
| Solar | | | | | | | | | 3,4 | 48,7 | 151,9 | 268,6 |
| | | | | | | | | | 0% | 0% | 1% | 2% |
| TOTAL | 9.561,7 | 8.536,2 | 5.884,8 | 7.664,4 | 10.732,0 | 10.344,9 | 10.595,4 | 11.657,5 | 13.008,3 | 13.730,8 | 13.885,6 | 14.363,9 |
| | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% |

Nota: Tomada del Balance Energético Nacional 2017, Anexo I, pp. 129-131.

Tabla 2
Flujos de electricidad (1965-2017) en Uruguay (DNE, 2018)

| Electricidad / Electricity | | 1965 | 1975 | 1985 | 1995 | 2000 | 2002 | 2010 | 2011 | 2013 | 2012 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|--|--|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Centrales eléctricas servicio público Power plants for public service | | 141,8 | 204,1 | 342,5 | 336,3 | 449,0 | 457,1 | 851,7 | 820,0 | 836,7 | 822,7 | 1.088,6 | 1.043,0 | 1.055,6 | 1.894,4 |
| Centrales eléctricas autoproducción Autoproduction power plants | | 5,7 | 6,3 | 6,6 | 6,9 | 1,6 | 3,6 | 21,3 | 68,6 | 34,5 | 79,8 | 116,1 | 137,9 | 136,6 | 148,9 |
| CENTROS DE TRANSFORMACIÓN TRANSFORMATION PLANTS | | 147,3 | 210,3 | 349,3 | 342,3 | 450,6 | 460,7 | 873,0 | 888,6 | 871,2 | 1.002,5 | 1.198,7 | 1.180,9 | 1.194,2 | 2.033,3 |
| Producción Production | | 147,3 | 216,3 | 349,3 | 342,3 | 452,6 | 460,7 | 873,0 | 888,6 | 871,2 | 1.002,5 | 1.198,7 | 1.180,9 | 1.194,2 | 2.033,3 |
| Importación Import | | 0,1 | 2,0 | 0,0 | 16,2 | 134,3 | 116,3 | 33,3 | 41,0 | 61,8 | | | | 0,3 | 6,3 |
| Exportación Export | | -0,1 | -0,1 | -11,8 | -20,0 | -83,0 | -72,3 | -81,1 | -0,6 | -36,7 | -72,8 | -189,9 | -113,6 | -67,0 | -125,7 |
| Banque Internacional International Banker | | | | | | | | | | | | | | | |
| Pérdidas Losses | | -21,9 | -0,6 | -0,4 | -0,6 | -120,9 | -114,1 | -102,3 | -130,7 | -111,1 | -118,2 | -107,7 | -126,1 | -136,1 | -148,7 |
| Varicación inventario Stock change | | | | | | | | | | | | | | | |
| No utilizado Not used | | | | | | | | | | | | | | | |
| Ajustes Adjustments | | | | | 0,1 | 0,6 | 0,4 | 0,1 | 0,1 | 0,9 | 0,8 | 0,3 | -0,1 | -0,3 | 0,2 |
| OFERTA SUPPLY | | 125,8 | 182,3 | 277,1 | 437,5 | 581,5 | 578,2 | 790,9 | 876,6 | 840,1 | 875,3 | 982,4 | 993,5 | 983,5 | 1644,4 |
| OFERTA BRUTA GROSS SUPPLY | | 147,3 | 216,3 | 349,3 | 342,3 | 452,2 | 454,1 | 891,2 | 929,1 | 892,2 | 985,3 | 1.070,1 | 1.067,8 | 1.127,8 | 1.118,1 |
| CONSUMO NETO TOTAL TOTAL NET CONSUMPTION | | 125,8 | 182,3 | 277,1 | 437,5 | 581,5 | 578,2 | 790,9 | 876,6 | 840,1 | 875,3 | 982,4 | 993,5 | 983,5 | 1644,4 |
| Consumo propio Own use | | 7,1 | 8,8 | 6,0 | 7,7 | 9,1 | 13,3 | 10,2 | 10,1 | 24,3 | 27,9 | 11,1 | 15,1 | 15,8 | 30,1 |
| CONSUMO FINAL TOTAL TOTAL FINAL CONSUMPTION | | 118,5 | 173,7 | 271,1 | 429,8 | 572,4 | 564,7 | 772,7 | 866,3 | 815,8 | 847,2 | 971,3 | 978,2 | 967,7 | 1614,3 |

Nota: Las "pérdidas" incluyen pérdidas técnicas y no técnicas hasta 2009 inclusive. A partir del año 2006, las pérdidas no técnicas se consideran como consumo final emergente. Las pérdidas técnicas se incluyen en el sector residencial y el resto se distribuye en proporción de consumo.
 "Losses" include technical and non-technical losses until and including 2009. Starting in 2006, non-technical losses are considered as final energy consumption. Technical losses are included in the residential sector and the rest are distributed proportionally according to electricity consumption.

Nota: Tomada del Balance Energético Nacional 2017, Anexo I, pp. 129-131.

Mantener esta táctica sería la alternativa de más simple ejecución. Sin embargo, debe tenerse en mente la “Amenaza del ambiente externo” ya señalada en Morales (2019): la falta de una certeza absoluta de la capacidad técnica y voluntad de los países vecinos de absorber estos excedentes en cualquier circunstancia. Otra opción sería una gestión de red que desconectara algunas usinas de generación variable (procedimiento bien establecido, denominado *curtailment*)¹ durante los períodos en que puedan existir excedentes; esta opción presentaría una debilidad económica que sería la necesidad de pagar igualmente la generación variable desconectada, a lo que el país se obliga por la normativa vigente (Decreto 59/015 de 17/2/2015). Paralelamente, se tendría la necesidad técnica de compensar la generación faltante, lo que eventualmente se podría hacer operando a plena capacidad las represas hidroeléctricas existentes, pero la viabilidad de esta opción dependerá de factores como el nivel de precipitaciones del año. En algunos casos, probablemente se debería recurrir a la generación térmica, lo que agregaría una nueva debilidad económica por el gasto de divisas en combustibles. En caso de

¹ Curtailment: término en inglés para *reducción, cercenamiento*. En este caso se aplica al cercenamiento de la producción de ciertas usinas de generación variable.

que se sumaran los efectos de ambas debilidades mencionadas, el impacto en la economía nacional podría ser significativo.

No es posible estimar hoy probabilidades para un escenario en que países vecinos garanticen en toda circunstancia la compra de los excedentes de generación variable. Eventualmente se podría llegar a un acuerdo geopolítico estratégico por el que dichos vecinos se comprometieran permanentemente a tales compras. Debe recordarse que este acuerdo debería ser permanente desde el momento actual hasta 2050 y más allá, o sea, tendría que mantenerse vigente por cerca de 35 años, lapso en el que habrá ocho cambios de gobierno en Argentina y Brasil. Este acuerdo entonces, debería basarse en una coordinación estratégica muy profunda. Por otra parte, a lo largo de un período tan prolongado, pueden surgir en países vecinos circunstancias (ejemplo: redes locales sobrecargadas) que dificulten el efectivo cumplimiento, aun existiendo una voluntad política clara.

A lo largo del segundo período, igualmente debería considerarse la debilidad antes mencionada, ya que con esos niveles de penetración de renovables sin duda existirían excedentes, pero también la necesidad de cubrir el déficit de potencia firme. Consideramos básicamente tres alternativas técnicas para cubrir esta necesidad:

- Cubrir el déficit de potencia firme con generación térmica, lo que estimamos consumiría unas 200.000 - 400.000 ton gas natural/año. Aunque este consumo es claramente menor al del escenario anterior algunas consideraciones vistas allí, pueden ser aplicables. Por ejemplo, las emisiones de efecto invernadero aumentarían hasta 20%.
- Se podría llegar a un acuerdo político (o una ampliación del supuesto anterior) con los países vecinos, por el que estos, por un lado, se comprometieran a absorber los excedentes uruguayos y por otro, a suministrarle potencia firme cuando la necesite. La generación térmica necesaria en este marco sería de nivel marginal, ($\approx 5\%$) o nulo. En una situación mixta de importación/exportación de electricidad, debe considerarse, también el saldo económico neto de los intercambios. Si este saldo fuera negativo para Uruguay, podría constituir una debilidad estratégica, similar a los déficits de divisas antes mencionados. Las magnitudes de energía importada y exportada en este escenario serían de orden similar, por lo que el saldo económico dependerá

fundamentalmente de los precios de la energía importada y exportada. Existen antecedentes internacionales de precios de excedentes de generación variable menores que precios de energía firme importada desde países vecinos (Morales Rodríguez, 2019). El mencionado acuerdo político-estratégico con países vecinos, para conducir al escenario deseado, debería incluir también consideraciones sobre los precios que eviten saldos muy desfavorables para Uruguay. Obviamente, las condicionantes para lograr este acuerdo serían aún mayores que las mencionadas para el primer período, ya que a los países vecinos se le estarían solicitando esfuerzos técnico-económicos mayores.

- Prescindir totalmente de la interacción con países vecinos y acumular excedentes de generación variable en Represas Hidroeléctricas Reversibles (CHR)—consideraciones sobre acumulación en otras opciones como baterías o en forma de hidrógeno fueron analizadas en Morales (2019) y Morales Rodríguez (2012)— lo que solucionaría la gestión de excedentes y proveería la mayor parte de la potencia firme requerida. Sería posible instalar CHR en unos 80 sitios ya seleccionados por la estatal Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), (Ferreño, s.f.). En conjunto, estas CHR podrían acumular — todas interconectadas a la única red nacional— unos “15.000 MW para una autonomía de 12 horas” (Ferreño, s.f.), más que suficiente para todos los excedentes a 2050 estimados en Morales (2019) y con reducido impacto ambiental (Ferreño, s.f.). Sería necesario confirmar la viabilidad económica del conjunto para considerarlo un medio potencial; NHA (2018) resume antecedentes internacionales, estos mencionan que los menores costos corresponden a proyectos de 1.000 MW o mayores y solo dos de estos figuran en la lista de sitios de UTE. Debe recordarse también que los embalses de CHR de pequeño porte, frecuentemente son de volumen reducido y por tanto, vulnerables a sequías. Debería analizarse la frecuencia con que podrían ocurrir situaciones en que no responda adecuadamente el almacenamiento y preverse alternativas (generación térmica, importación de electricidad) para estos casos. En base a los eventuales perjuicios y/o costos de estas alternativas, así como de su frecuencia se determinará si la

vulnerabilidad a sequías de estos embalses reversibles puede considerarse una debilidad de la Estrategia Energética.

En suma, el escenario presenta dos períodos, siendo el segundo, luego de 2030, el de mayores complejidades. Existen diversas opciones para lograr — en las circunstancias más probables— que este escenario sea favorable. La concreción de estas opciones requiere resolver obstáculos: aspectos técnico-económicos y/o lograr acuerdos estratégicos profundos con países vecinos. El Escenario de Generación Renovable Preponderante como opción estratégica entonces, debería incluir acciones estratégicas que apunten a superar estos obstáculos.

Escenario de Generación Nuclear de Base

En este escenario, se asume la instalación de una central nuclear en Uruguay, que actuaría —junto con las usinas de biomasa que, se asume, seguirán existiendo— como generación de base, cubriéndose los picos de consumo con la generación flexible de las represas hidroeléctricas actuales, complementadas con una generación térmica marginal o nula si se mantienen operativas a 2050 las granjas eólicas y solares hoy existentes. Éstas, como se mencionó, cubrirían en 2050 el 17% del consumo total, pero al existir una significativa generación de base poco flexible como la central nuclear, sería más dificultoso mantener esa proporción variable. En este escenario se deberá analizar exhaustivamente la proporción de generación variable que podría funcionar sin causar distorsiones, probablemente igual o menor a dicho 17%, por lo que las granjas eólicas/solares hoy existentes, se podrían considerar un medio disponible a efectos estratégicos. Los otros recursos como represas hidroeléctricas, generación por biomasa y capacidad térmica, también existen ya hoy día, por lo que también serían medios disponibles. El único recurso necesario en este escenario que actualmente no es un medio disponible ni potencial, es la eventual central nuclear.

En Morales (2019), se esbozaron algunas características necesarias para esta central nucleoelectrica. Se mencionó una central de 500 MW_e de potencia nominal. En días típicos de invierno, ésta operaría fácilmente como base, de acuerdo a la proyección del escenario ilustrada en Figura 2. Se debería verificar que esta central nuclear se adaptara totalmente al consumo mínimo en días de primavera.

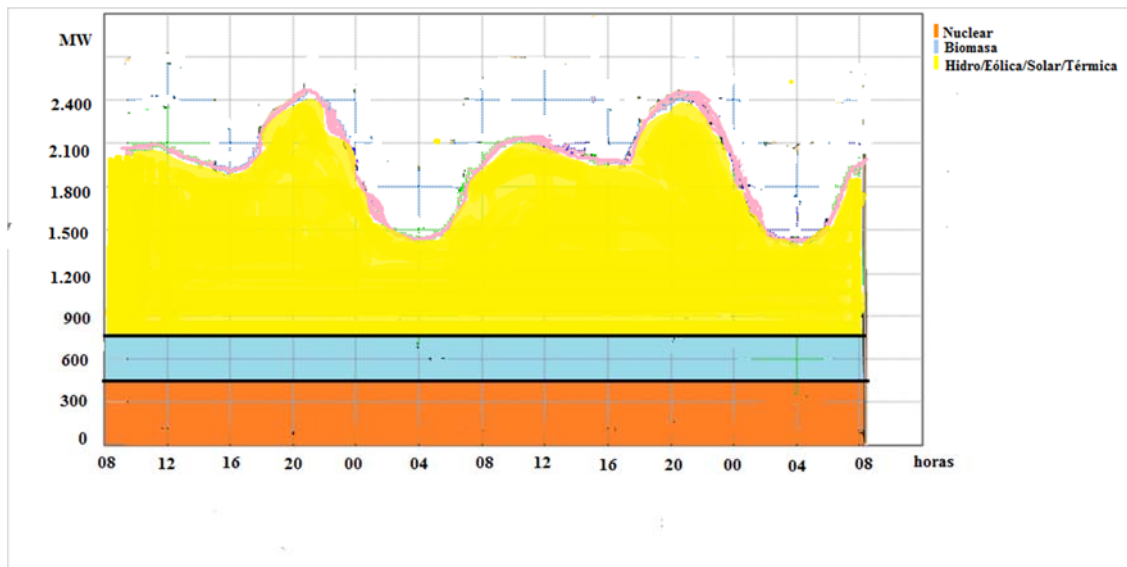


Figura 2. Proyección a 2050 de curva de demanda y generación (invierno) uruguaya
 Nota: Proyección propia del autor, en base a curva de demanda actual (ADME, 2018), extrapolada a 2050 con la demanda prevista en este artículo.

Sin embargo, como se señaló en Morales (2019), esta central estaría cubriendo más del 20% del consumo eléctrico nacional, lo que puede traer dificultades de gestión². Para encarar esta debilidad con medios exclusivamente propios, se podría pensar en establecer dos o tres centrales nucleares, donde cada una de ellas, supuestas de potencia inferior a 200 MW_e, represente menos del 10% del total. Se prevé que en los próximos 20 años puedan volcarse masivamente al mercado reactores nucleoelectricos del tipo Small Modular Reactors³ (SMR) de potencias en el rango: 3 - 300 MW_e (IAEA, 2018). Dos o tres de estos SMR, agregados a la red uruguaya a medida que se requiera, lo que sería factible, pues se prevé que los SMR sean de hecho fabricados en forma modular, podrían resolver las debilidades de gestión planteadas y permitir que el cronograma de instalación de usinas nucleares coincida con el cronograma de necesidades de generación. Aunque esta opción fuera técnica y

² Un criterio técnico habitual de gestión de redes, es que cada usina conectada a ella no aporte más de 10% del consumo total, para evitar impactos significativos en caso que salga de servicio imprevistamente (Morales Rodríguez, 2012).

³ Small Modular Reactors: término en inglés que significa Pequeños Reactores Modulares. Categoría innovadora de reactores nucleares, cuyo estado de desarrollo actual está documentado en la referencia mencionada (IAEA, 2018).

económicamente viable en forma teórica, un aspecto estratégico clave sería la operación de estas usinas nucleares con medios uruguayos. Siendo Uruguay un país con experiencia nula en el área nuclear, la gestión y regulación de usinas de diseño novedoso con medios exclusivamente nacionales probablemente implicaría numerosas complicaciones y contratiempos que anulen las ventajas económicas inicialmente supuestas, lo que puede suponer una debilidad importante. Este aspecto se podría resolver estableciendo acuerdos con los fabricantes que los comprometan a facilitar la gestión de las usinas que provean; naturalmente esta opción puede implicar costos adicionales para el país y se deberá analizar si pueden constituir otra debilidad significativa.

La mayoría de los modelos estandarizados, para cuya gestión hay abundante experiencia mundial, corresponden a centrales nucleares cuya potencia es del orden de 1000 MW_e o más, lo que está totalmente fuera de las necesidades de Uruguay en el futuro previsible. Respecto a la hipotética central nuclear de 500 MW_e supuesta inicialmente, actualmente no se comercializa en el mundo ningún modelo estandarizado de este nivel de potencia. En el horizonte temporal al 2050, no se considera, por improbable, un escenario en que Uruguay pueda diseñar y construir sus propios reactores nucleares de potencia. De todo lo expuesto surge que la adquisición de una central nuclear de potencia, para Uruguay, puede presentar debilidades económicas o de otros tipos que pueden ser significativas. El funcionamiento de esta central nuclear, implicará el uso de combustibles nucleares, un producto de alta tecnología, cuyo suministro en el mundo depende de un club exclusivo de unos pocos países, y para el que no se considera probable que Uruguay pueda tener su propia fabricación dentro de un futuro previsible. Que un Escenario de Generación Nuclear de Base sea viable, dependerá entonces de contar con proveedores externos para los combustibles nucleares así como eventualmente de otros insumos. Naturalmente deben tenerse en cuenta el impacto económico de estas importaciones. Generalmente la incidencia de estos es reducida respecto a los costos totales, pero en caso de un resurgimiento nuclear en el mundo, con objeto de mitigar el cambio climático, la capacidad global de estos proveedores puede acercarse a una situación de saturación, parecida a la vista antes para el petróleo y gas, conduciendo a una escalada de precios internacionales. A efectos estratégicos, sería esencial garantizar el suministro y en la eventualidad de un resurgimiento nuclear mundial, además de la escalada de precios mencionada, cabe la posibilidad de que los requerimientos de países pequeños como Uruguay no sean prioritarios para los proveedores. Una posible

táctica para responder a esta amenaza sería contar desde el inicio de operaciones con un stock de combustible nuclear para algunos años, lo que daría un margen de tiempo para negociaciones, entre otros aspectos. La evaluación económica en el sentido más amplio de la generación nuclear, no implica solo costos de inversión y operación. Desde el mismo inicio de la operación debe tenerse en cuenta que al final de la vida útil de una central nuclear, se deberá disponer de un muy importante capital para financiar los trabajos de desmantelamiento de dicha central y restauración del terreno que ocupó. Del mismo modo, se deberá prever la gestión definitiva de los residuos nucleares. La manera más organizada de encarar estas situaciones, es generalmente reservar desde el inicio una porción de las tarifas cobradas a los usuarios de electricidad para este fin, creando un fondo, generalmente depositado a interés en el sistema financiero, que cuando sea necesario, permita solventar los costos. Se deberá analizar si la incidencia de todos estos factores en las tarifas no sería una debilidad. Aún sin considerar aspectos económicos, se debe contar con un sitio con características adecuadas para establecer un repositorio profundo de residuos nucleares; no se ha determinado aún este sitio en Uruguay. Actores internacionales como empresas públicas de Francia, prestan servicios de reprocesamiento para recuperar materiales —plutonio, uranio, actínidos— reciclables como combustibles a terceros. Si se tomara esta opción como parte de su sistema de gestión —buscando reducir volumen e impacto prolongado de residuos nucleares— por supuesto que debería tener en cuenta una vez más la posibilidad de que en un escenario de resurgimiento nuclear mundial, Francia u otros prestadores de reprocesamiento, no pudieran responder a los requerimientos de actores como nuestro país.

Al realizar todo el análisis prospectivo del Escenario de Generación Nuclear de Base, por supuesto que se deberían analizar todos los escenarios posibles. Entre ellos, considerar, por ejemplo, un resurgimiento nuclear mundial, con el objetivo de encarar el problema del cambio climático, pero basado en acuerdos globales, multilateralismo y cooperación internacional. Muchos obstáculos para la actividad nuclear en países en desarrollo podrían resolverse en este supuesto, como se sugiere en Morales Rodríguez (2019), pues se podría pensar que proveedores e insumos esenciales para la actividad nuclear, aumenten sus capacidades de producción en forma organizada e incorporen otros modelos del ciclo de combustible nuclear que permita que este sea sostenible a escala global en el largo plazo (Morales Rodríguez, 2019).

En estas condiciones globales favorables, la cooperación internacional podría permitir que a los países en desarrollo encontraran una situación global favorable para incorporar en forma exitosa energía nuclear a sus estrategias (Morales Rodríguez, 2019). Esta eventual oportunidad del ambiente externo, además del suministro garantizado y precios viables para los insumos y servicios críticos, podría incluir otras acciones estratégicas globales, que faciliten estrategias nucleares nacionales. Un ejemplo paradigmático, sería el establecimiento en un país de características geológicas y socio-geográficas ideales, de un repositorio profundo de residuos nucleares domésticos, sino de terceros, en particular, de regiones en vías de desarrollo. Esta acción global, no solo reduciría los costos de la disposición final de desechos —por la importante economía de escala lograda— sino que permitiría afrontar este problema a países que por carecer en su territorio de sitios adecuados para un repositorio profundo o no tener las capacidades para construirlo, encontrarían un enorme obstáculo para el uso de energía nuclear. No podemos, en el momento actual, estimar las probabilidades de un escenario de cooperación internacional como el mencionado.

Para Uruguay, el Escenario de Generación Nuclear de Base como opción para lograr los objetivos de Estado, requeriría inevitablemente entonces desarrollar ciertas capacidades técnicas y resolver aspectos institucionales, como el marco jurídico y regulador. Aun dando respuesta a estas necesidades, existirían debilidades, eventualmente fuentes de obstáculos significativos, salvo en un escenario de cooperación internacional, de probabilidad actualmente desconocida. La Generación Nuclear de Base como opción estratégica, requeriría entonces en primera instancia, acciones estratégicas como la participación de Uruguay en discusiones multilaterales de las que puedan surgir estos acuerdos de Cooperación Internacional, en paralelo con el desarrollo de las capacidades técnicas necesarias.

Conclusiones

Se ha profundizado en el análisis de algunos de los principales escenarios a considerar para el establecimiento de una Estrategia Energética uruguaya a 2050, resultando que las principales opciones estratégicas posibles, en el caso más probable, traerían aparejados grandes desafíos nacionales en el largo plazo. Una opción estratégica se ha considerado desfavorable, mientras que para otras, surgirían importantes obstáculos; se han señalado acciones estratégicas que podrían salvarlos.

En base a una continua observación a futuro de la evolución de las situaciones nacional e internacional, se podría seguir analizando la viabilidad de dichas acciones, todo lo cual puede ser un insumo significativo para el establecimiento de una eventual Estrategia Energética uruguaya a 2050.

Referencias

- Administración del Mercado Eléctrico. *Despacho últimas 48 horas*. Recuperado de 2018 de www.adme.com.uy
- Dirección Nacional de Energía. (2018). *Balance Energético Nacional 2017*. Montevideo: Ministerio de Industria, Energía y Minería - Dirección Nacional de Energía.
- Ferreño, O. (s.f.). *Matriz Eléctrica Uruguaya con gran participación de Energías Renovables - Potencial para el desarrollo de Usinas de Acumulación por bombeo en Uruguay*. Recuperado de ARIAE - Asoc. Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la Energía:
<https://www.ariae.org/file/473/download>
- Global CCS Institute. (22 de julio de 2019). *Global Carbon Capture & Storage Institute Ltd*. Recuperado de <https://www.globalccsinstitute.com/>
- International Atomic Energy Agency. (2018). *Advances in Small Modular Reactor Technology Developments*. Viena: International Atomic Energy Agency.
- International Energy Agency. (2015). *India Energy Outlook*. Paris: International Energy Agency.
- International Energy Agency. (2018). *World Energy Outlook*. Paris: International Energy Agency.
- International Panel on Climate Change. (2018). *Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change*. International Panel on Climate Change.
- Morales Rodríguez, E. (2012). *¿Un Uruguay nuclear? Respuestas sobre seguridad y regulación estatal*. Saarbrücken: Editorial Académica Española.

Morales Rodríguez, E. (2019). *Nuclear shares in power and final energy consistent with 1,5 C scenarios - considerations for national climate strategies. International Conference on Climate Change and the Role of Nuclear Power*. Viena: IAEA.

Morales, E. (2019). “Estrategia Energética Uruguay 2050 — Algunos elementos clave a considerar en Fases Diagnóstico y Política”. *Estrategia*, Nro. 6, 54-67.

National Hydropower Association. (2018). *2018 Pumped Storage Report*. Recuperado de National Hydropower Association: <https://www.hydropower.org/news/2018-hydropower-status-report-shows-record-rise-in-clean-electri>

