

# Análisis del Ciclo de Combustible Nuclear Argentino

**Furlano L.<sup>1</sup>, Marino A.C.<sup>1,2</sup>**

<sup>1</sup> División SiM<sup>3</sup> (División Simulación de Materiales y Combustibles Nucleares)  
Gerencia Ciclo del Combustible Nuclear (GCCN)  
Centro Atómico Bariloche (CAB)  
Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA)  
email: [lucas.furlano@cab.cnea.gov.ar](mailto:lucas.furlano@cab.cnea.gov.ar)

<sup>2</sup> Instituto Balseiro (IB)  
Universidad Nacional de Cuyo (UNCuyo)

## Resumen

En el marco de la reactivación técnico económica del plan nuclear argentino y en vista del crecimiento previsto del vector nuclear en la matriz energética, se decidió realizar un análisis acotado de distintos escenarios para el back-end tanto en el caso de deposición definitiva y reprocesamiento.

## *Abstract*

In views of the technical-economical reactivation of the argentinean nuclear plan and the expected growth of the nuclear vector in the energy matrix, it was decided to perform an bounded analysis of scenarios for the back-end both direct cycle and reprocessing.

## 1. Introducción

El ciclo de combustible nuclear argentino en la actualidad está conformado por tres centrales de agua pesada; Atucha I, Embalse y Atucha II. Por diferentes cuestiones socio-políticas, las mismas fueron puestas en marcha a lo largo de los últimos cuarenta años desplazadas de las fechas originales pensadas a principios de los 70' por el plan nuclear argentino original. Este hecho, conlleva un ciclo de combustible de características particulares en lo que respecta el backend o cola de ciclo.

Un análisis de los costos y tiempos involucrados en el ciclo así planteado puede colaborar en la decisión a tomar sobre el destino del material de decommissioning de las centrales en cuestión.

Las opciones o soluciones tecnológicas disponibles son la deposición definitiva en un repositorio profundo del material sin tratamiento (es decir sin la reducción del volumen de material radioactivo) o el reprocesamiento de los combustibles y una consecuente reducción del material activado a disponer.

En el presente trabajo se analizan distintas opciones sobre el back-end del ciclo y sus consecuentes costos para así realizar algunas conclusiones sobre los resultados obtenidos.

## **2. Metodología**

La metodología empleada para el análisis de costos en este trabajo es el de los costos nivelados de la energía para todo el ciclo [Ref. 1].

Los datos, análisis y expectativas futuras que se consideraron fueron consultados con la cátedra para tener un panorama realista de la situación a analizar.

### *Costos*

Los datos básicos reflejan los precios que la “utility” asume para poder cumplir en tiempo y forma con los contratos.

Varios de los costos calculados incluyen valores de costos ambientales, y de mantenimiento de las distintas etapas del ciclo.

### *Tasa de descuento*

La tasa de descuento empleada se tomó de la *Referencia 1*. A pesar de esto, un análisis de sensibilidad se debe realizar para distintos escenarios con tasas mayores y menores a la de referencia para poder adaptar mejor a la realidad socio-política del momento.

## **3. Ciclo de Combustible Argentino**

### **3.1 Front End**

#### *3.1.1 Compra de Uranio*

El uranio que se utiliza en los reactores nucleares se encuentra ampliamente distribuido en toda la corteza terrestre pero puede ser obtenido solo en las zonas donde los procesos geológicos han incrementado localmente la concentración.

El mineral de uranio es extraído en minas abiertas o por explotación en galería. El uranio es separado del mineral en plantas de procesos químicos dependiendo el origen del mismo. En algunos casos la separación se puede hacer en el lugar de la extracción, a este proceso se lo denomina lixiviación in-situ.

El concentrado de uranio obtenido es  $U_3O_8$ , los precios de mercado se muestran en la *Tabla 1* del *Anexo 2*.

El tiempo estimado para la compra del uranio es de 2 años previo al ingreso del combustible al reactor.

### *3.1.2 Conversión*

Las centrales nucleares argentinas son de uranio natural y agua pesada por lo que en el proceso de conversión el  $U_3O_8$  es disuelto en ac. Nítrico, filtrado y tratado con solventes. Como resultado se obtiene nitrato de uranio de pureza nuclear (99.95%) y esto es reconvertido a  $UO_2$  directamente. En el caso de tener que enriquecer, el nitrato de uranio es llevado a  $UO_2$  y luego a hexafluoruro para usarse en las plantas de enriquecimiento.

En el caso de Atucha I, los combustibles utilizan uranio levemente enriquecido (0.85%) por lo que para alcanzar este porcentaje se mezcla una cantidad de uranio enriquecido al 3% con uranio natural. En la sección del análisis de los costos se explicará cómo se introdujeron los mismos al análisis.

El tiempo estimado para la conversión del uranio es un año y medio previo al ingreso al reactor.

### *3.1.3 Fabricación*

El polvo de uranio proveniente de la etapa de conversión es prensado y sinterizado para formar pastillas que luego serán envainadas y ensambladas para conformar los elementos combustibles a irradiar en el reactor.

En Argentina se cuenta con tres líneas de fabricación, una para cada reactor en operación (Atucha I, Atucha II y Embalse). Donde los dos primeros reactores poseen características similares en el diseño del EC (Elemento Combustible), no así Embalse.

El tiempo estimado para la fabricación del elemento combustible es medio año previo al ingreso al reactor.

### *3.1.4 Perdidas en el Front End*

Durante las etapas de conversión, enriquecimiento y fabricación del elemento combustible, se generan pérdidas de material, por lo que es necesario realizar un balance del mismo para poder separar lo que realmente es material de descarte de lo que es posible reutilizar.

Residuos del proceso de conversión pueden contener uranio, ácidos y algunos productos químicos orgánicos. Algunas instalaciones de conversión devuelven esos desechos a las minas de uranio con el fin de recuperar el contenido de uranio, mientras que otros disponen directamente sus residuos. En el caso argentino se recupera el uranio para reconvertirlo a  $U_3O_8$  y volver a generar  $UO_2$ .

Durante la fabricación del combustible, es importante distinguir entre los desechos y residuos. Los residuos se reciclan a través de vías secas o húmedas (este último, permite la purificación). El volumen de residuos por lo general representa un pequeño porcentaje del material inicial. Los desechos comprenden un mayor volumen y son materiales contaminados; pero contienen cantidades mucho más bajas de los materiales iniciales

que sobras y por lo tanto no se reciclan. En el caso de  $UO_2$ , la baja radiactividad del producto permite una gestión muy sencilla tanto de los residuos y los desechos.

### *3.1.5 Operación*

El ciclo de combustible nuclear argentino está compuesto por reactores de agua pesada y uranio natural o levemente enriquecido, por lo que la gestión del combustible es de tipo on-line o de recambio continuo con tasas de recambio del orden de un combustible y medio por día. De esta manera la gestión del combustible en la central presenta diferencias de la gestión de un PWR (Pressurized Water Reactor) clásico.

Como primer medida se debe tener en cuenta el manejo del agua pesada irradiada que contiene tritio, y por otro lado como se mencionó anteriormente, al ser de recambio continuo se debe implementar una maquina de recambio que permita la recarga de los combustibles con el reactor en operación.

Los combustibles irradiados son extraídos del recinto del reactor y llevados a piletas donde pasaran en promedio los próximos 7 años para entregar el calor de decaimiento y esperar que los productos de fisión de menor vida media decaigan.

Dependiendo de la estrategia de ciclo empleada el volumen de la piqueta es mayor en el caso de un PHWR que en un PWR debido al bajo quemado alcanzado en comparación.

## **3.2.Back End**

### 3.2.1 Almacenamiento Interino

Luego de pasar un período determinado en las piletas del reactor, los combustibles son trasladados a un almacenamiento en seco, donde pasaran los próximos 60 años en promedio (dependiendo la gestión planteada).

Estos almacenamientos son silos secos diseñados para contener los combustibles gastados por un período tal que decaigan los productos de vida media. Los mismos pueden encontrarse en el sitio del reactor o estar separados de los mismos.

Esta etapa del ciclo es empleada para adaptar los tiempos de las distintas centrales entre la etapa de descarga del reactor y su encapsulado y deposición final.

### 3.2.2 Transporte

El transporte de material radioactivo depende mucho de la legislación del país. En Argentina, debe efectuarse de acuerdo a lo estipulado en la Revisión 2 de la norma 10.16.1 "Transporte de Materiales Radiactivos" de la Autoridad Regulatoria Nuclear (ARN).

### 3.2.3 Deposición Final

Luego del período de almacenamiento en el predio de la central o fuera de ella, los elementos combustibles son tratados adecuadamente, lo que implica desensamblarlos, y reducir el volumen para poder almacenarlos en matrices vítreas con diversas barreras para luego ser depositados en un almacenamiento geológico donde se debe garantizar la integridad del mismo por el orden de tres veces la vida media de los compuestos de más larga vida media.

Este almacenamiento es utilizado tanto en el ciclo abierto o de deposición directa como en el caso de reprocesamiento donde se reduce significativamente el volumen a almacenar por unidad de masa de átomos pesados empleada en el reactor.

### 3.2.4 Reprocesamiento

Dadas las características del combustible, la única opción de reprocesamiento posible es producir combustibles de óxidos mixtos, ya que los niveles de enriquecimiento no permitirían o harían muy costoso la reutilización del uranio remanente de los combustibles.

Para esto, los combustibles gastados, luego de un período en el almacenamiento interino ingresan a la planta de reprocesamiento donde son disueltos en una solución de ac. Nítrico para luego poder separar los productos de fisión y residuos del material fisil a reutilizar (procesos PUREX o IMPUREX).

A partir de los procesos empleados en la reutilización de los combustibles, se producen desechos de tres tipos,

- I. Desechos de procesos: Actínidos y productos de fisión que representan el 99% de la radioactividad total del EC.
- II. Desechos tecnológicos: Son los provenientes de la operación de la planta, así como guantes, químicos, etc.

## 4. Hipótesis para el análisis

Se muestra en la *Figura 1* un diagrama de flujo de las dos posibilidades de ciclo, deposición directa y reprocesamiento siguiendo los caminos azul o rojo respectivamente.

Los costos fueron nivelados al momento del decommissioning de Atucha I, tomando como esta fecha el año 2034 luego de un período de 60 años de operación.

De la misma manera que Atucha I, la central Embalse se consideró que sería sometida a un rebumping (el cual no entra en el análisis) que le extendería la vida a 60 años.

De lo contrario, Atucha II solamente operaría en el análisis 40 años. Esta decisión lleva a un menor costo de ciclo.

El total de la energía producida bajo estas condiciones por las 3 centrales al final de la vida de las mismas es 1.743E12 kWh.

#### 4.1 Compra del Uranio

Dado que las centrales argentinas son de tipo PHWR, el uranio empleado para la operación de las mismas es natural, pero una mejora en Atucha I llevo a la utilización de ULE (Uranio Levemente Enriquecido), el cual se obtiene en la etapa de conversión por mezclado de polvos de  $UO_2$  natural con enriquecido. Por lo tanto en Embalse y Atucha II se debe considerar solo la compra de  $U_3O_8$  para la futura conversión, en cambio en Atucha I se debe considerar la compra de  $U_3O_8$  y además la cantidad de uranio enriquecido que según la ecuación xx lleve a la concentración de 0.85% en peso de  $^{235}U$ .

$$0.85 = x * 0.72 + (100 - x) * ENR$$

Donde  $x$  es la fracción que se debe aportar de cada polvo sabiendo el enriquecimiento (ENR). Los costos unitarios se pueden ver en la *Tabla 1 del Anexo 2*.

#### 4.2 Conversión

Como se mencionó anteriormente, en esta etapa se formaran los porlvos de  $UO_2$  para luego sinterizar las pastillas. En el caso de Atucha I es en esta etapa donde se lleva a cabo el enriquecimiento del polvo por mezclado.

Los costos de conversión se pueden ver en la *Tabla 1 del Anexo 2*.

#### 4.3 Fabricación

Para la fabricación se consideró similar los cotos de producción de los combustibles de Atucha I y II debido a sus similitudes. No así el combustible de Embalse que por su significativo menor tamaño y complejidad, es menos costoso.

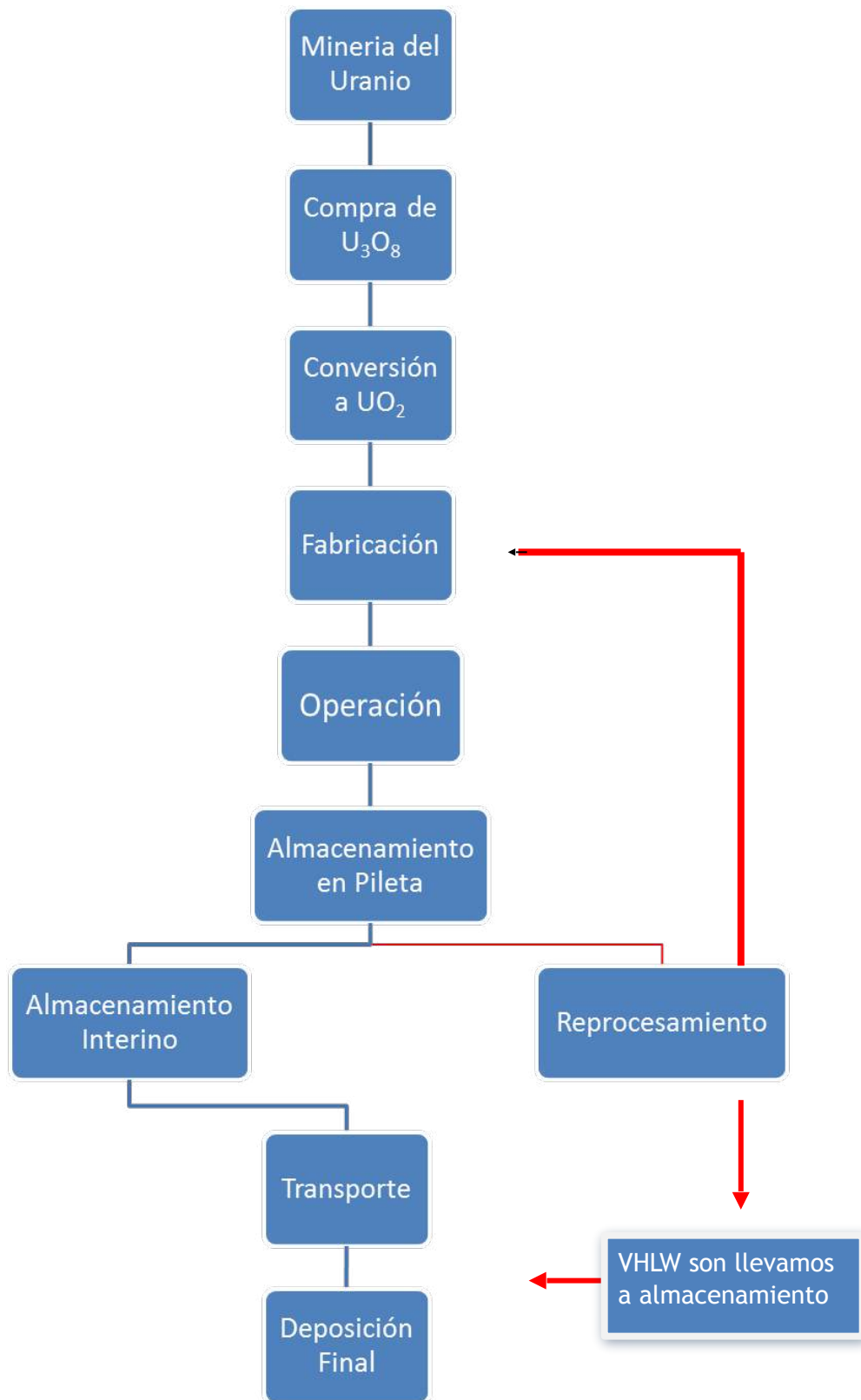


Figura 1: Diagrama de procesos del ciclo directo (líneas azules) y con reprocesamiento (líneas rojas).

#### 4.4 Operación

Para la operación se consideraron vidas útiles de 60 años para Atucha I y Embalse y de 40 años para Atucha II. Las fechas de inicio de operación son 1974, 1984 y 2014 respectivamente.

#### 4.5 Almacenamiento en Pileta

Una vez irradiado el combustible, se estipuló un tiempo mínimo de decaimiento en pileta de 7 años. Por lo que se estimó el tamaño de pileta necesario para almacenar un volumen de combustibles gastados y en base a esto, se obtuvo un costo de capital a invertir inicialmente y un costo de mantenimiento.

#### 4.6 Transporte

Para el transporte del material se tomó como referencia un único costo de container.

En la Argentina las distancias para trasladarse, en promedio, a distintos puntos del país son grandes, por lo que se tomó en promedio una distancia para llevar la carga de combustible irradiado desde los almacenamientos interinos hasta el repositorio definitivo de 1500 km.

En caso de analizar transportes entre centrales la distancia a utilizar fue de 600 km.

De esta manera se puede hacer un análisis de costos de transporte separado del costo del container.

El volumen de material a transportar por container es de 17 ton de Uranio y la vida útil del mismo es de 20 años. Todas estas cosas fueron tenidas en cuenta para optimizar el uso en el ciclo.

#### 4.7 Almacenamiento Interino

Este tipo de almacenamiento se utilizó como “buffer” para ecualizar los tiempos de las distintas centrales previo ingreso de los combustibles y todo el material radioactivo al repositorio definitivo. Se plantearon distintas alternativas dentro de las cuales se contempla la construcción de un único repositorio para las 3 centrales y dos repositorios, uno en el predio de Atucha y otro en el de Embalse.

Para los mismos también se discriminó los costos de capital de los costos de mantenimiento.

#### 4.8 Almacenamiento o Repositorio Definitivo

Se consideró la implementación de un único repositorio que almacene todos los combustibles gastados del ciclo en cuestión.

#### 4.9 Reprocesamiento



Para el cálculo de los créditos de Pu, se consideró en el costo de fabricación del EC tipo MOX un valor inicial de 4 veces el costo del combustible convencional.

## 5. Cálculo de Costos para los Ciclos Planteados

### 5.1 Ciclo 1

En este ciclo se plantea utilizar un único almacenamiento interino en el predio de Atucha y otro de similares características en el predio de Embalse. El Gant del mismo se puede ver en el *Anexo 1*.

La segunda característica de este ciclo es habiendo cerrado las 3 centrales y teniendo el material radiactivo listo para ser trasladado al repositorio definitivo, se plantea construir un numero de container tal que en la vida útil de los mismos (20 años) transporte toda la carga de las centrales.

El costo de ciclo es 12 mills\$/kWh.

Esta opción tiene la ventaja de ahorrarse el transporte desde la pileta hasta una locación externa al predio de la central. Como se puede ver en el *Anexo 2* el costo de los container es muy alto y las estrategias de su implementación para amortizarlos de forma eficiente harían más complejo la resolución del ciclo de combustible.

### 5.2 Ciclo 2

Este ciclo es similar al anterior, pero difiere en el tiempo que se le dedica al transporte de todo el material desde el almacenamiento interino al repositorio definitivo. De esta manera se puede ver qué pasa si se extiende por más tiempo la residencia de los residuos en el almacenamiento y se emplea dos lotes de container en vez de uno para el traslado del material.

El costo de ciclo es 12 mills\$/kWh.

Como se puede ver en el costo de la energía, no se aprecian diferencias más allá de la tercer cifra significativa entre este y el ciclo anterior. Las modificaciones entre los costos y los tiempos en juego en el análisis no permiten identificar diferencias a nivel económico.

A nivel técnico, tomar una decisión como esta implicaría aumentar la vida del almacenamiento interino y por lo tanto mayor tiempo de mantenimiento. Se estaría contando con un edificio que tiene más de 100 años de uso, por lo que las barreras de ingeniería que entrarían en juego son distintas y seguramente se modifiquen los costos de mantenimiento. Estos valores extienden el análisis de este trabajo y es por esto que no se ven diferencias entre este y el ciclo anterior.

### 5.3 Ciclo 3

En este ciclo se plantea la idea de un único almacenamiento interino para las 3 centrales nucleares ubicado en el predio de Atucha. De esta manera el costo de capital se invierte

en un único período, pero a este ciclo se le debe agregar el transporte desde la central Embalse al almacenamiento.

El costo de ciclo es 12.5 mills\$/kWh.

El aumento de en el costo de la energía es debido a esta etapa que se debe agregar para transportar los materiales durante todo el período de operación de la central Embalse.

#### 5.4 Ciclo 4

Este ciclo plantea la idea de suprimir, en la medida que se pueda, el almacenamiento interino y tratar de disponer los combustibles directamente entre la pileta de decaimiento y el repositorio final.

El costo de ciclo es 11.7 mills\$/kWh.

Efectivamente, se puede ver que el costo de ciclo disminuye al suprimir el almacenamiento interino. A diferencia de los otros escenarios planteados, en este caso la pileta de la central Atucha I debe permanecer operando a pesar que la central haya finalizado su servicio por 10 años más. Además, se plantea la construcción de dos almacenamientos interinos en los predios de Atucha y Embalse que permita ecualizar los tiempos de decommissioning entre At. I, Embalse y At. II.

#### 5.5 Reprocesamiento

Si bien no se analizó un ciclo de reprocesamiento, el motivo fue que al realizar el cálculo de los créditos del plutonio con los valores presentados en el *Anexo 2* y la hipótesis de un valor de fabricación de cuatro veces el costo de un combustible de  $UO_2$  se obtenían valores negativos, es decir, el reprocesamiento no es viable ante los valores estándares de la tecnología actual. Se mostrará en un análisis de sensibilidad a que valores hay que llegar para poder hacer viable esta tecnología en el país ante las hipótesis ante el escenario económico planteado en el trabajo.

El crédito del Pu así planteado resulta en -90.4 \$/gPuf para At. II y Embalse<sup>1</sup>, y en -60.27 \$/gPuf para At. I.

## 6. Análisis de Sensibilidad

Podemos observar de la *Figura 2* los efectos de distintas tasas de descuento sobre el costo total de ciclo. En un rango grande de valores, los costos de ciclo son levemente sensibles a las variaciones en la tasa de descuento, pero por encima del 9 % los mismos despegan de manera abrupta.

---

<sup>1</sup> Para el cálculo de la masa de Pu físil necesario ver Ref. 1 sobre el cálculo de créditos del Pu.

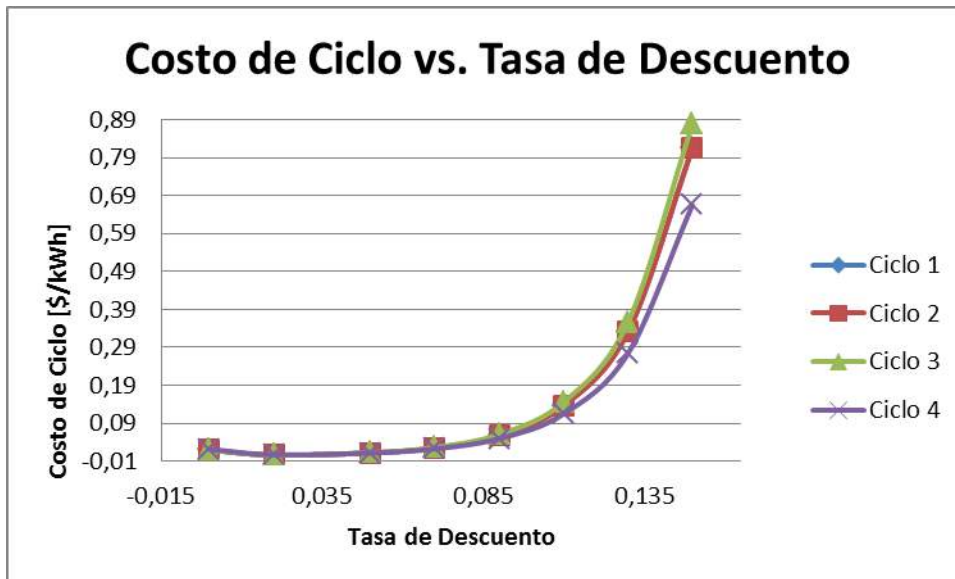


Figura 2: Análisis de sensibilidad del costo de ciclo para tasas de descuento entre 0 y 15%.

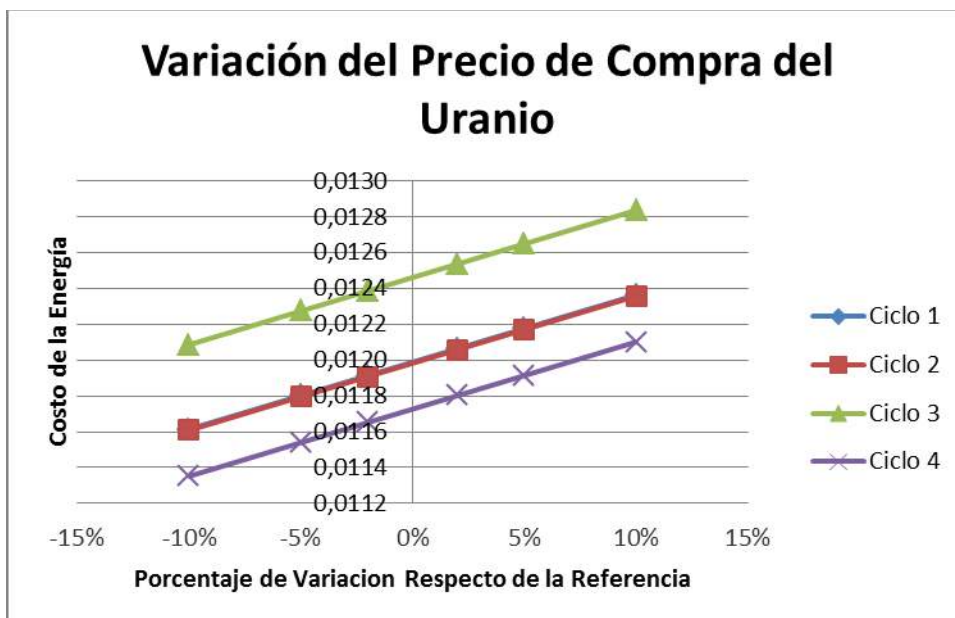


Figura 3: Análisis de sensibilidad del costo de ciclo en función del porcentaje de variación del precio de referencia de la compra del uranio.

Como resultado de la variación de  $\pm 10\%$  del valor de referencia del precio de compra del uranio, se observa una variación lineal de la misma forma en el costo final de la energía respectiva a cada ciclo planteado.

En la etapa de conversión no se plantea modificaciones en el precio debido a que suponemos que la tecnología de los procesos en cuestión son bien conocidos y no se esperan modificaciones en los mismos que optimicen los resultados y consecuentemente los costos.

De la misma manera que antes, debido a la baja cantidad de uranio enriquecido que se requiere para todo el ciclo respecto a la masa de uranio natural, una modificación

sustancial en el costo de enriquecimiento, como sería un cambio del 30% del costo en la tecnología, no modificaría los costos de ciclo en más de un 1%.

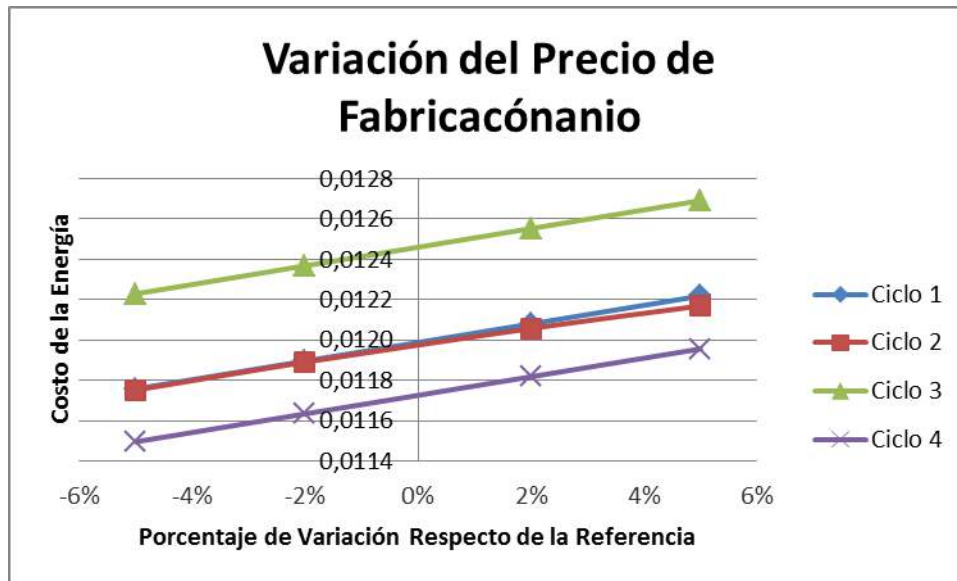


Figura 4: Análisis de sensibilidad del costo de ciclo en función del porcentaje de variación del precio de referencia de la compra del uranio.

Al igual que con el análisis de sensibilidad del precio del uranio, las variaciones en los costos de fabricación tienen un mismo comportamiento. Los front end de los cuatro ciclos son iguales, por lo que los comportamientos económicos van a ser similares.

Como se puede ver en la *Figura 5*, el Ciclo 4 es independiente de la variación del costo de capital ya que el mismo casi no posee una etapa de almacenamiento interino. Los otros ciclos poseen una diferencia pequeña respecto a los costos de capital y el tiempo en que se ponen en funcionamiento, por lo que no hay diferencias en la pendiente entre ellos, y las diferencias en el costo de la energía son las propias de los ciclos.

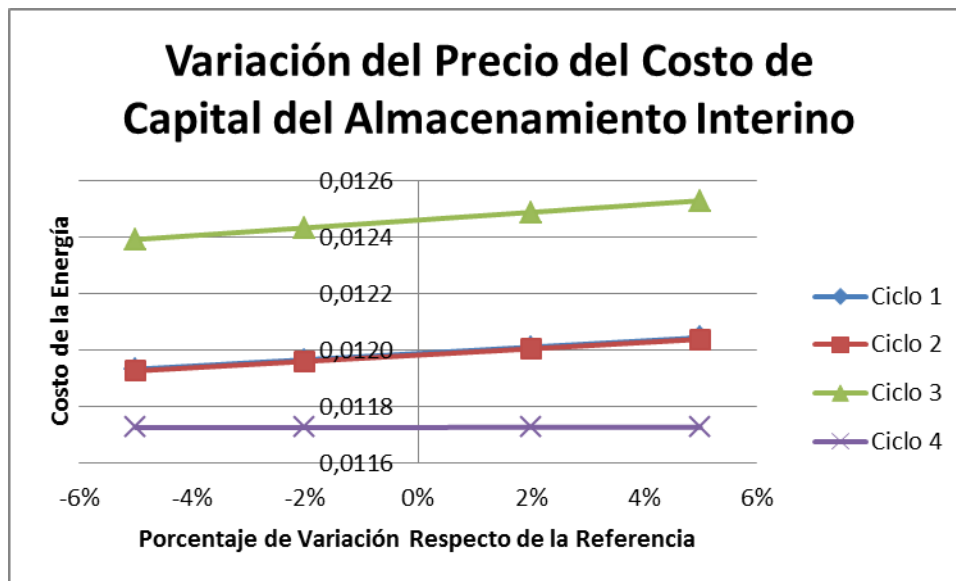


Figura 5: Análisis de sensibilidad del costo de ciclo en función del porcentaje de variación del precio de referencia del costo de capital del almacenamiento interino.

El resto de los costos del back end, por plantearse a tiempos lejanos de la fecha de referencia del análisis, son totalmente insensibles para el costo de la energía.

En el caso de reprocesamiento, el costo de fabricación que lleva, en los escenarios antes planteados, a que la tecnología sea rentable, es en el caso de que los combustibles MOX sean a lo sumo un 50 % más caro que el combustible tradicional.

## 7. Conclusiones

Se realizó un análisis sobre los costos de la energía para distintos y acotados escenarios sobre el ciclo de combustible nuclear argentino teniendo como principal opción el ciclo directo.

Se analizó la factibilidad técnica de utilizar el almacenamiento interino como buffer temporal para ecualizar los ciclos de combustible y de esta manera comenzar la deposición definitiva en un mismo período temporal.

De las cuatro opciones analizadas se observó que el cuarto ciclo es la opción más barata, bajo las hipótesis antes mencionadas, donde se suprime casi por completo la opción de un almacenamiento interino y solo se utilizaría por unos pocos años el mismo. Dando a la pileta de almacenamiento de Atucha I la función antes planteada para almacenar los combustibles por un tiempo mayor.

Se analizó la opción de reprocesamiento para los ciclos, encontrando que los créditos de plutonio para los costos así planteados hacen inviable la opción de reprocesamiento.

A los fines del trabajo se tomó conocimiento de la importancia de los análisis técnico-económicos de un ciclo de combustible y de la implementación de soluciones de carácter técnico para mejorar el costo de la energía del mismo.

# 8. Anexo 1

## Gants de los ciclos planteados

Se muestra a continuación los cuatro diagramas de gant para los ciclos analizados anteriormente.

### 8.1 Ciclo 1

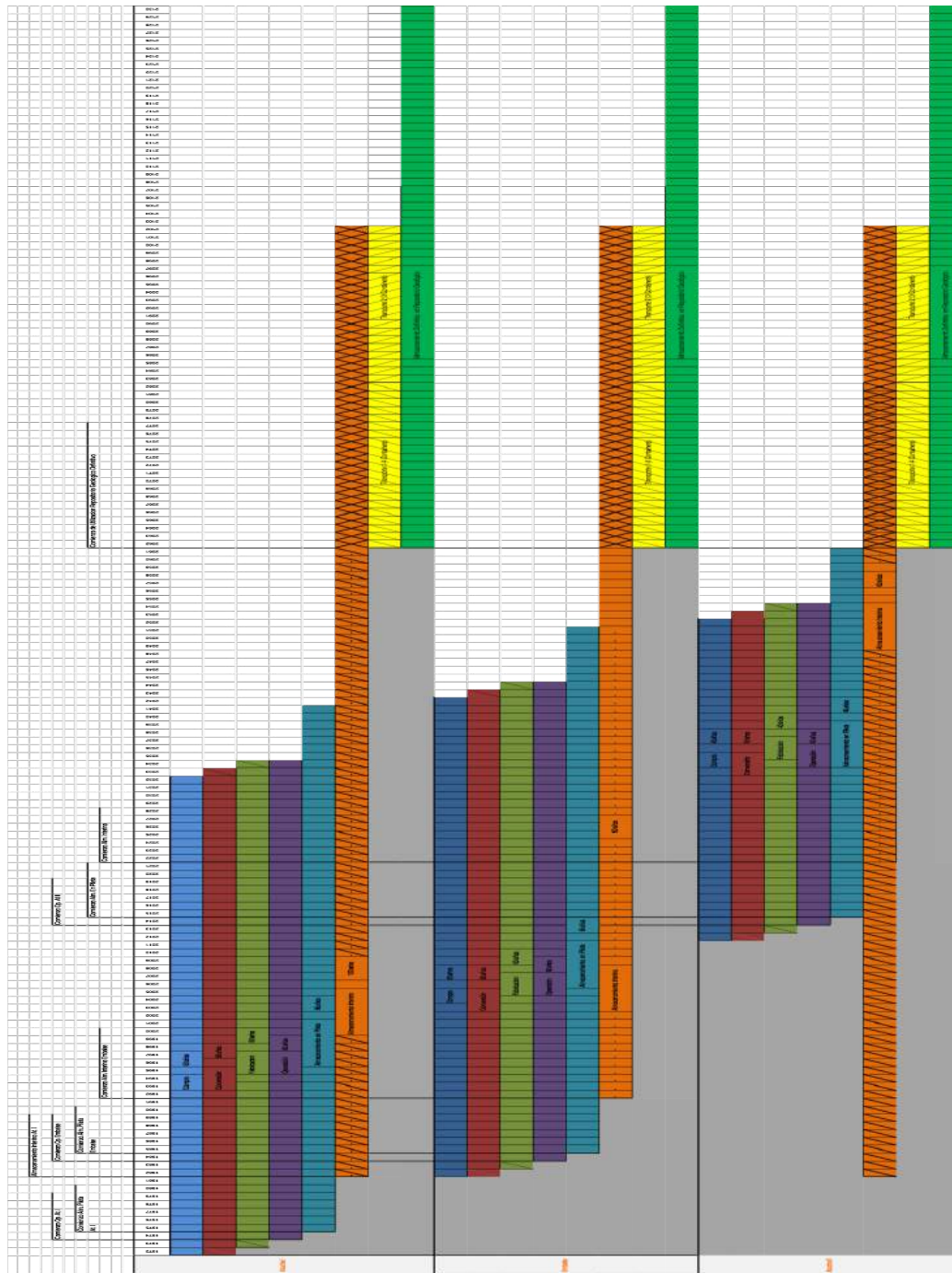


Figura 6: Diagrama de gant de la propuesta de ciclo N° 1.

## 8.2 Ciclo 2

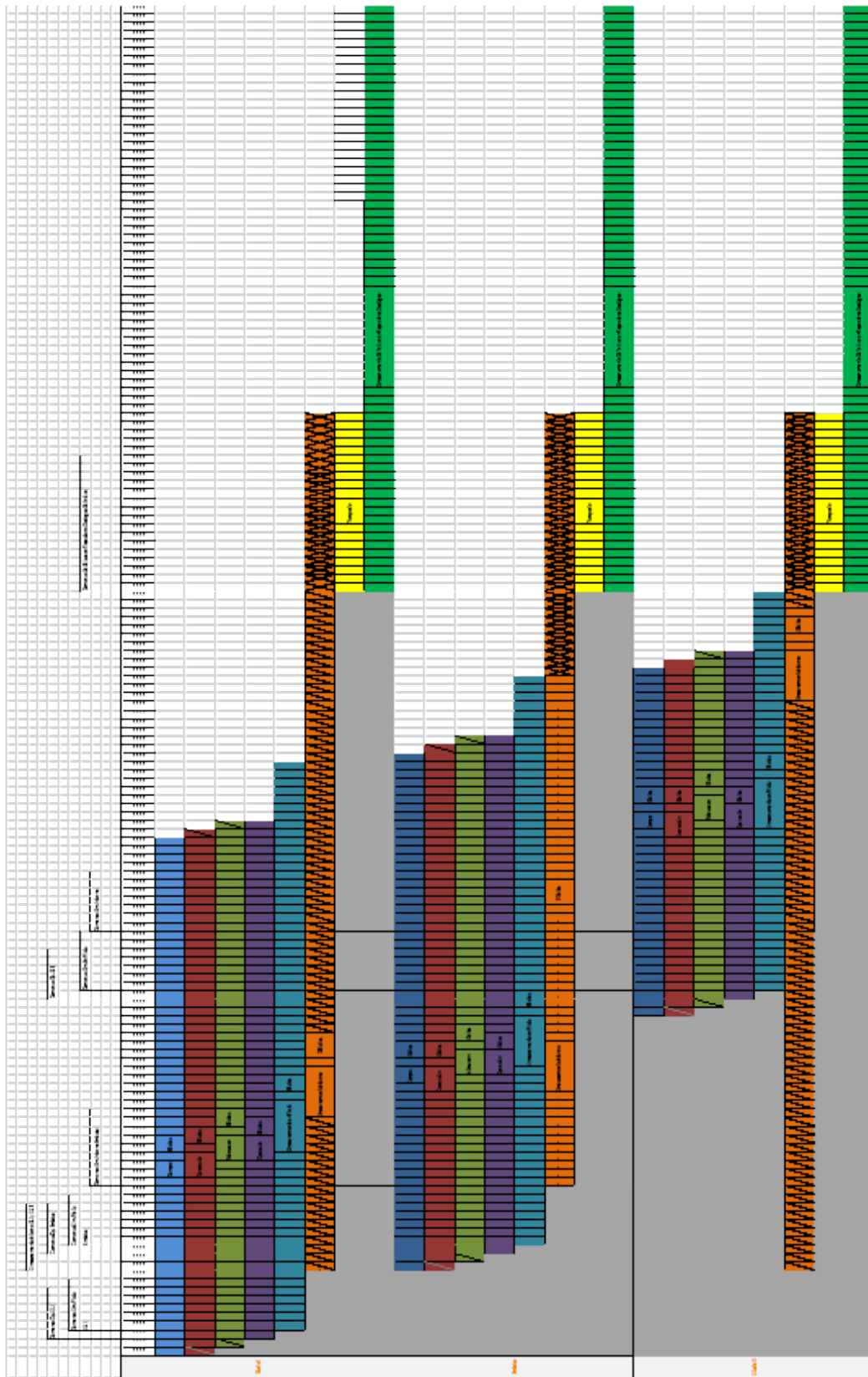


Figura 7: Diagrama de gant de la propuesta de ciclo N° 2.

### 8.3 Ciclo 3

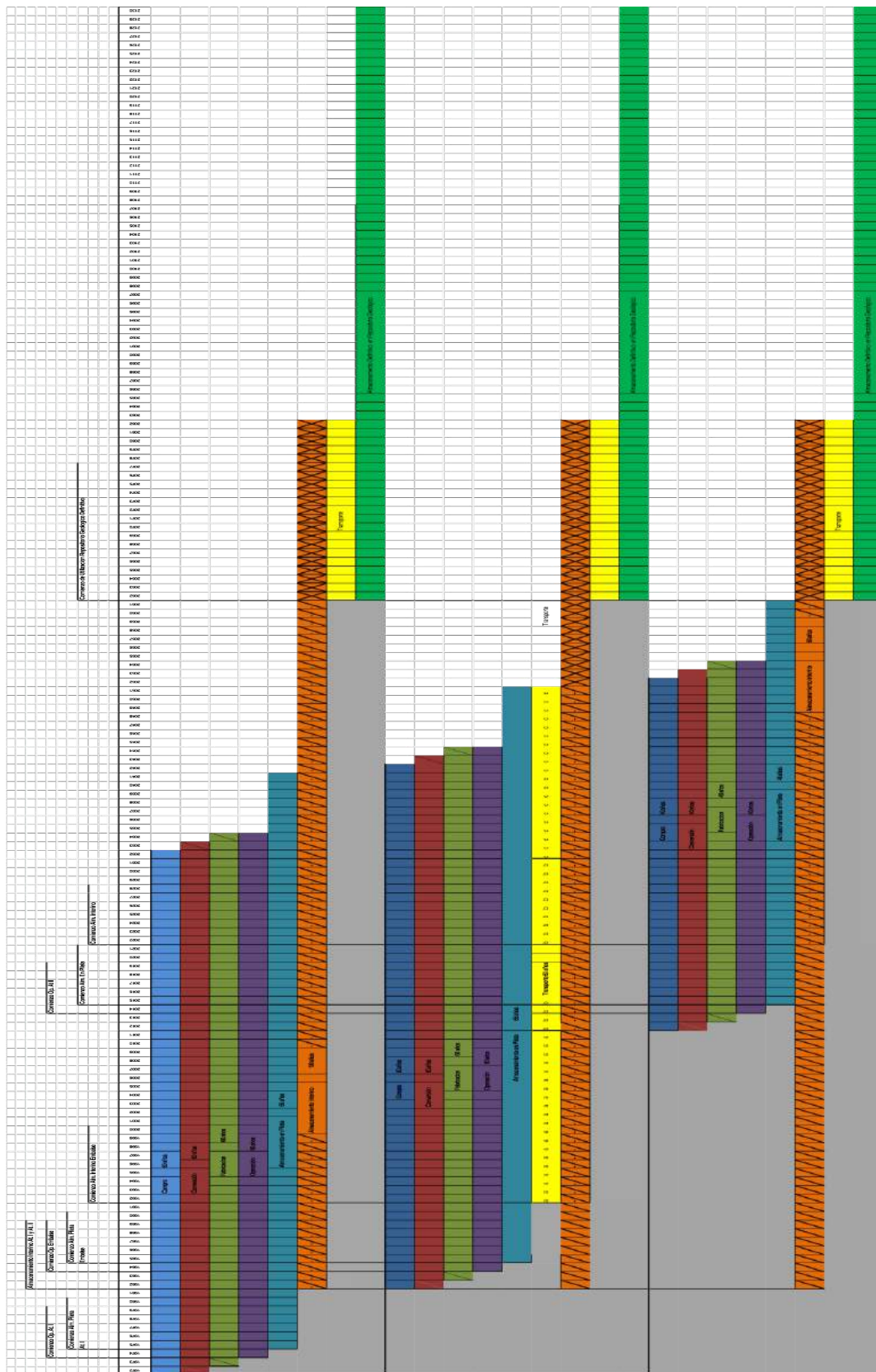


Figura 8: Diagrama de gant de la propuesta de ciclo N° 3.



# 8.4 Ciclo 4

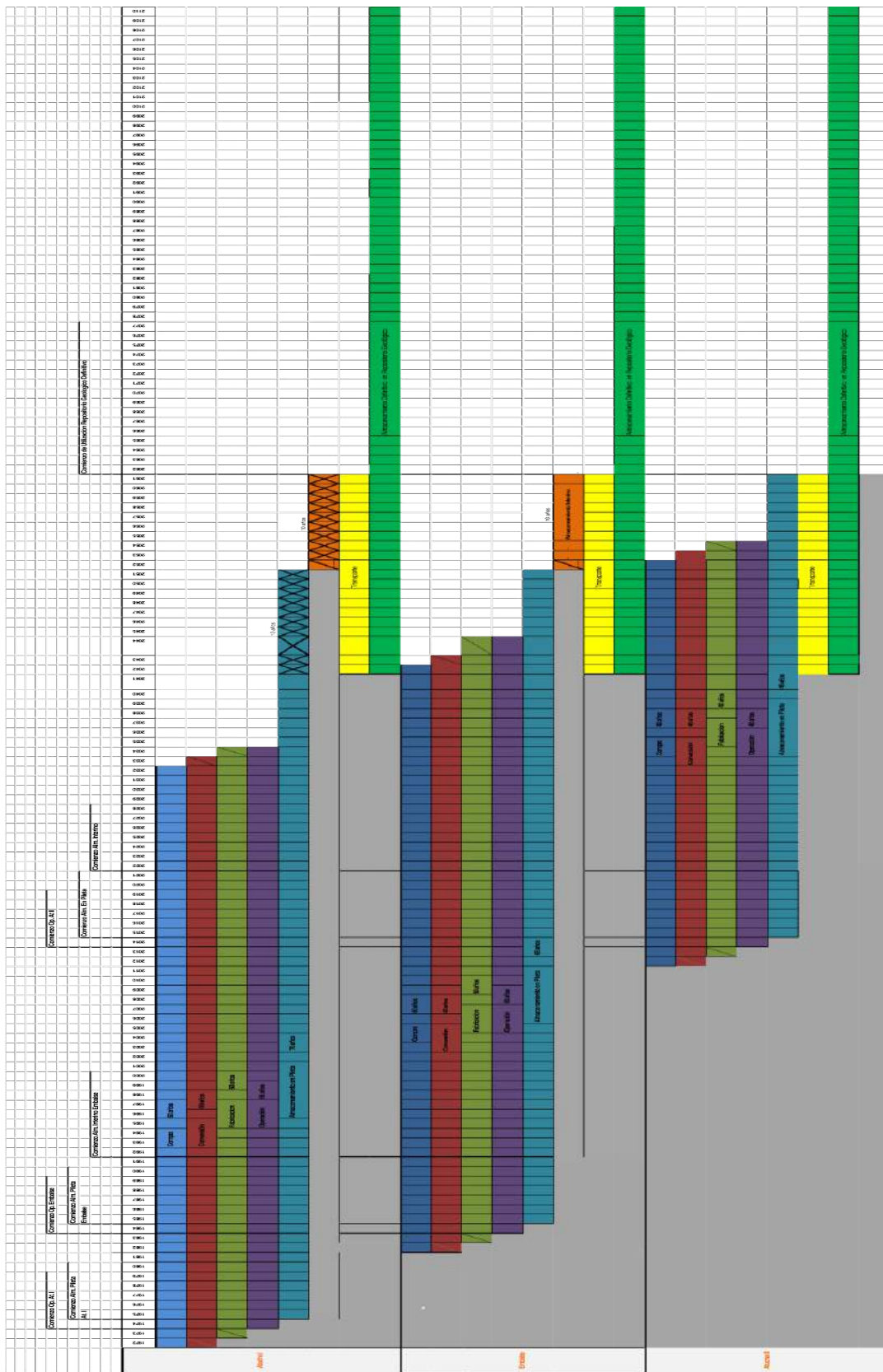


Figura 9: Diagrama de gant de la propuesta de ciclo N° 4.

## 9. Anexo 2

### Costos de las distintas etapas del ciclo

Tabla 1: Costos de las distintas etapas del ciclo de combustible para las tres centrales analizadas.

Central	Compra de Uranio [\$kgU <sub>3</sub> O <sub>8</sub> ]	Conversión [\$/kgU]	Enriquecimiento [\$/kgU]	Fabricación [\$/kgU]	Almacenamiento en Pileta		Almacenamiento Interino		Transporte		Deposición Definitiva [\$/kgU]
					Costo de Capital [\$/kgU]	Costo de Mantenimiento [\$/(kg*año)]	Costo de Capital [\$/kgU]	Costo de Mantenimiento [\$/(kg*año)]	Costo de Container	Costo de Transporte [\$/km]	
Atucha I	49,5	30	110	300	25	2	15	0,5	2500000	2	300
Embalse	49,5	30		100	25	2	15	0,5	2500000	2	300
Atucha II	49,5	30		300	25	2	15	0,5	2500000	2	300

Como se puede observar en la Tabla 1, se tomó valores similares de costos incurridos en las distintas etapas del ciclo debido a que el mismo es aproximado y un análisis exhaustivo de los costos de cada una de las etapas excede los alcances del trabajo.

## 10. Referencias

- 1) "The economics of Nuclear Fuel Cycle"- NEA - 1994;
- 2) "A methodology for calculating the levelized cost of electricity in nuclear power systems with fuel recycling"- Guillaume De Roo a, John E. Parsons – Energy Economics – 2011;
- 3) "Economic Assessment of Used Nuclear Fuel Management in the United States" – Boston Consulting Group – 2006;
- 4) "Gestión de Residuos Radiactivos" – Norma AR 10.12.1 – Autoridad Regulatoria Nuclear – 2008;
- 5) "Programa Nacional de Residuos Radiactivos" - INFORME AL HONORABLE CONGRESO DE LA NACIÓN CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO 2013 SEGÚN LO PRESCRIPTO POR LA LEY Nº 25.018