
Anexo 16

Metodología para Determinar el Riesgo Asociado de los Proyectos de Generación

METODOLOGIA PARA DETERMINAR EL RIESGO ASOCIADO DE LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN

El solo listado de las variables incluidas en la preparación de los flujos de caja de la inversión de los proyectos de generación eléctrica deja de manifiesto el origen de la incertidumbre, en donde se entremezclan múltiples factores de riesgo, de orden endógeno y exógenos a los proyectos.

Los valores de las variables (endógenas) dependen de la visión de futuro del sector eléctrico y de la calidad de ejecución del proyecto. En resumen, el riesgo intrínseco de un proyecto estará determinado por los riesgos implícitos en cada una de las variables usadas para modelar los flujos de caja.

Entre las principales variables endógenas a considerar tenemos: el precio del producto (precio de venta de la electricidad), la evolución del mercado (demanda y competencia), organización y solvencia de los promotores (Pre-inversión), la solvencia y capacidad técnica de los promotores (Ejecución), financiamiento (disponibilidad de capital y volatilidad de la tasa de interés), la disponibilidad de equipos y estabilidad de precios de los materiales. Entre las variables exógenas podemos enumerar, la volatilidad de precios de insumos (combustibles), la volatilidad del entorno exterior al cambio de políticas gubernamentales, entre otras.

MARCO CONCEPTUAL DE LOS RIESGOS

Es este punto es necesario mencionar algunas consideraciones al proceso metodológico utilizado en el desarrollo del Plan Indicativo de Generación (PEG 2009). En primer lugar, la Gerencia de Planeamiento optimiza la inversión en generación con el programa OPTGEN, un paquete computacional de PSR que modela la expansión del sistema a mínimo costo. Es un modelo de expansión integrado formulado como un problema de optimización uni-criterio, tomando en cuenta la incertidumbre en las afluencias hídricas, con restricciones en capacidad mínima.

En una etapa posterior, se valida la viabilidad del despacho de los proyectos de generación que se derivan de los diversos casos modelados por el OPTGEN de acuerdo a los lineamientos generales de la Comisión de Política Energética (COPE), por medio del modelos Stochastic Dual Dynamic Programming (SDDP), aplicando los criterios de confiabilidad.

Como su nombre lo indica, el SDDP es un modelo de despachos isotérmicos estocástico a mínimo costo que considera la incertidumbre hidrológica y los efectos de fenómenos climáticos. Por consiguiente, *los riesgos hidrológicos de operación, son implícitos en la optimización.*

A instancias de la Secretaría Nacional de Energía (SEN), se trabajó con tres escenarios: Hidro-Térmico con Carbón (REGMHTCB9), Hidro - Térmico con Gas Natural y Carbón (REGMHTGDC9) y el Hidro-Térmico con todas las fuentes disponibles, incluso generación eólica en desarrollo (REGMHTTLA9). Como una consideración adicional, estos casos fueron analizados dentro un escenario de suministro y despacho regional, Centroamérica con SIEPAC.

Los riesgos de entrada oportuna de estos proyectos, dentro de los casos analizados en Plan Indicativo de Generación 2009 es muy sensible ante el atraso de los aproximadamente 1000 MW de fuente hídrica y también a los aproximadamente 450 MW que se agregarán a la oferta del sistema en los próximos cuatro años. Este riesgo se analizará a través del retraso de un año en los proyectos más relevantes, específicamente aquellos que inician operaciones en el periodo crítico (2009-2012), como son los casos de Chan I (223 MW) y Chan II (214 MW), Pando (32 MW) y Monte Lirio (52 MW); y una opción de posible incorporación de una planta Térmica adicional CB 250 MW en el año 2013.

La Gerencia de Planeamiento modela el Plan de Generación Indicativo con precios de combustibles indicados por la SEN, los cuales están basados en los pronósticos “*High Price*” del “*Annual Energy Outlook*” del EIA-DOE. Por consiguiente, el riesgo asociado a la volatilidad de los precios de los combustibles en los planes de expansión será considerado por medio de la utilización de la proyección alta como un escenario alternativo de precios, que comprende incremento sobre el nivel general de precios de los combustibles insumidos en la generación eléctrica.

METODOLOGÍA APLICADA

La evaluación de riesgos de un proyecto depende, en primer lugar, de la identificación de los principales riesgos que imposibilitarían al proyecto generar los flujos esperados que a su vez identifican las variables claves del proyecto; y, por otro lado, de los instrumentos y metodología utilizados para procesar sus implicaciones de riesgo sobre el rendimiento del proyecto.

Por consiguiente, el análisis de riesgos consiste, en su primera etapa, en la creación de un modelo que represente los flujos del proyecto en base a los mejores estimados. Estos estimados de valor único usualmente son la moda, el promedio aritmético o un estimado conservador. El riesgo surge de la incertidumbre que incluyen estas variables proyectadas.

La segunda etapa implica la selección de las variables de riesgo del modelo, para lo cual se aplica el análisis de sensibilidad y el de incertidumbre. El primero identifica las variables más importantes en el flujo, aquellas cuya variación influyen positiva o negativamente en los resultados del proyecto. El análisis de incertidumbre permite conocer el tipo y magnitud del riesgo.

La razones para incluir en un análisis de riesgos solamente las variables más importantes, tiene dos aristas principales. En primer lugar, cuanto mayor sean la probabilidad de generar escenarios inconsistentes y no realistas es mayor. Segundo, el costo en términos del dinero y tiempo de personal experto necesario para definir el comportamiento exacto de variables con un pequeño impacto sobre el resultado probablemente supere cualquier beneficio del estudio, razón costo/beneficio.

Dada cantidad de proyectos hidroeléctricos y térmoelectricos que conforman los casos analizados, a lo complejo de los propios proyectos de generación, la incertidumbre de la información entregada por los promotores, la estimación del costo-beneficio del propio proceso de planeación y la propia factibilidad de implementación de los casos sugeridos por la COPE, la Gerencia de Planeamiento de ETESA, decidió evaluar los riesgos asociados a algunos proyectos incorporados al Caso de Demanda Media con Carbón, especialmente de aquellos que inician operaciones en el periodo crítico 2008-2011 o en consideración de su significativo aporte al suministro del sistema, a la diversidad de la fuente de insumo para la generación, como representación idónea de los riesgos de los propios proyectos o, por ende, al cumplimiento del caso analizado.

Por consiguiente, el proceso metodológico general consiste en:

- Construir un modelo determinístico (simulación), de la rentabilidad de los proyectos de generación que conforman los casos analizados.
- Estimar el VPN y otros criterios de decisión de los proyectos con la tasa de descuento, generación, retorno etcétera, del modelo determinístico.
- Identificar variables de riesgo a las que los diferentes resultados del análisis son más sensibles.
- Calcular la sensibilidad de los proyectos a riesgos por medio de la variación VPN a cambios significativos de los proyectos ante variables financieras usadas en el modelo (flujo de caja de los proyectos).
- Valorizar los posibles costos a incurrir derivados de la medición de diferencial de los resultados de los flujos de caja por los cambios analizados.

RIESGOS ANALIZADOS

Los riesgos a analizar en el PESIN 2009 son los siguientes:

1. Caso REGMHTCB9A: Atraso de un año en el inicio de operaciones de los proyectos hidroeléctricos Chan I y Chan II
2. Caso REGMHTCB9D: Atraso de un año en el inicio de operaciones de los proyectos hidroeléctricos Pando y Monte Lirio



-
3. Caso REGMHTCB9F: Incorporación de una Planta de Carbón de 250 MW en el año 2013.
 4. Caso REGMHTCB9H: Atraso de un año del proyecto SIEPAC
 5. Caso REGMHTCB9I: Plan del Caso de Referencia REGMHTCB9 considerando la proyección alta de combustibles.