

DIMENSIONAMIENTO Y ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD TÉCNICO Y ECONÓMICA DE ACCESO DE UNA CENTRAL DE BIOGÁS EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN

Francisco Espíndola¹, Ulises Manassero¹, Carlos, I. Sanseverinatti¹⁻², Lautaro Rossi¹

¹ Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Lavaise 610, CP 3000

² CONICET, Instituto de Desarrollo Tecnológico para la Industria Química (INTEC), Ruta Nacional 168, Km 0, CP 3000.

ulisesmanassero@hotmail.com

Resumen

Las centrales térmicas de biogás se presentan como una importante alternativa para su explotación, dado que, a diferencia de otras fuentes de generación de energía renovable, operan como centrales de tipo gestionables, con niveles de disponibilidad y factores de carga que resultan comparables con centrales térmicas convencionales de combustibles fósiles. En este trabajo, se propone una metodología para la evaluación de factibilidad técnica y económica de acceso a la red de distribución de una central de generación de biogás en base a los efluentes agroindustriales existentes en la zona de influencia de la localidad de Gobernador Crespo, provincia de Santa Fe. En una primera etapa, en función al volumen y composición de los sustratos de la región de análisis, se calcula el potencial de producción de biogás, su conversión en energía eléctrica, y el módulo de potencia nominal de dimensionamiento teórico de la central de biogás. En base a la localización de la central de biogás, se analiza su acceso en las redes aledañas de 33 kV y 13,2 kV. Para ello, se modela la red eléctrica mediante un software de simulación de sistemas de distribución para escenarios de pico y valle de demanda. Luego, se efectúan estudios eléctricos estáticos en condiciones de red normal y de emergencia, a los fines de cuantificar el impacto de la nueva central en las variables de operación de la red. Los resultados verifican condiciones admisibles de los niveles de carga de la infraestructura de la red, y en los perfiles de tensión de los nodos de demanda. Verificada la viabilidad técnica de acceso de la central, en una segunda etapa se procede a la evaluación económica a partir de la elaboración del flujo de fondos resultante de los ingresos y egresos del proyecto para un período de análisis de 20 años. Los egresos contemplan los costos de inversión, operación y mantenimiento de la central. Se obtienen índices de rentabilidad económica del proyecto, resultando en un payback de 11 años y valor actual neto cercano a cero. Finalmente, se efectúa un balance energético para evaluar el impacto de la nueva central en el abastecimiento de la energía anual operada por la red, así como también en sus pérdidas. Se advierte que la central aporta aproximadamente un 10% del consumo anual de energía de la red de estudio y logra una reducción del 5% en las pérdidas eléctricas.

Palabras Clave: Biogás, Balance Energético, Payback, Valor Actual Neto, Flujo de Cargas.

Introducción

Actualmente, la generación distribuida a base de energías renovables cumple un rol preponderante en el desarrollo de las redes de energía modernas. En particular, el manejo adecuado de desechos rurales en la actividad agropecuaria puede contribuir significativamente a la producción y conversión de residuos animales y vegetales en distintas formas de energía. La digestión anaeróbica, como método de tratamiento de residuos, permite reducir el potencial contaminante de la materia orgánica y producir biogás, el cual puede utilizarse como combustible para calefacción y producción de energía eléctrica. Por lo tanto, la biotecnología anaeróbica juega un importante papel en el control de la contaminación y para la obtención de valiosos recursos: energía y productos con valor agregado (Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura FAO, 2011).

Dadas las condiciones agronómicas y las ventajas competitivas del sector agroindustrial del país, Argentina presenta un gran potencial energético como productor de biomasa. Con el objetivo de diversificar la matriz energética Argentina, en el año 2015, se sanciona la ley 27.191 para el fomento de la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. Esta ley tiene como principal objetivo lograr una contribución de fuentes de energía renovables del 8% del consumo de energía eléctrica nacional para el 2018 y del 20% para el 2025. Para lograr estos objetivos, el gobierno nacional lanzó en 2016 el programa “RenovAr”; este programa comprende licitaciones públicas periódicas en las que distintas empresas presentan sus proyectos de inversión y el precio al cual están dispuestos a vender su capacidad, siendo la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) la encargada de regular los contratos a largo plazo.

Entre las tecnologías de fuentes de generación distribuida renovable (GDR), las centrales térmicas a base de biogás (CTB) poseen notables ventajas, principalmente por la posibilidad de generación de energía de manera flexible y controlada, lo que permite garantizar una potencia firme y con un alto factor de utilización (Markus Lauer. Octubre 2020).

La energía derivada de biomasa es una fuente de energía renovable constante y almacenable que permite la generación de energía eléctrica y térmica firme agregando valor a través de la transformación de desechos en recursos productivos, promoviendo inversiones, creando empleo de calidad y brindando oportunidades de acceso energético a poblaciones aisladas (CEPAL, 2003).

En este trabajo se realiza el relevamiento de parte de las actividades agroindustriales llevadas a cabo en el distrito de Gobernador Crespo de la provincia de Santa Fe y de efluentes factibles de ser utilizados como sustratos para la instalación de una central eléctrica de biogás. De acuerdo al potencial energético de los sustratos, se dimensiona un módulo de potencia viable de la central de biogás para luego analizar su contribución a la mejora de la operación de la red de MT a la cual se pretende vincular la nueva generación.

Desarrollo

Procedimiento aplicado

La metodología aplicada en el desarrollo del proyecto, se representa en el diagrama de flujo de la Figura 1.

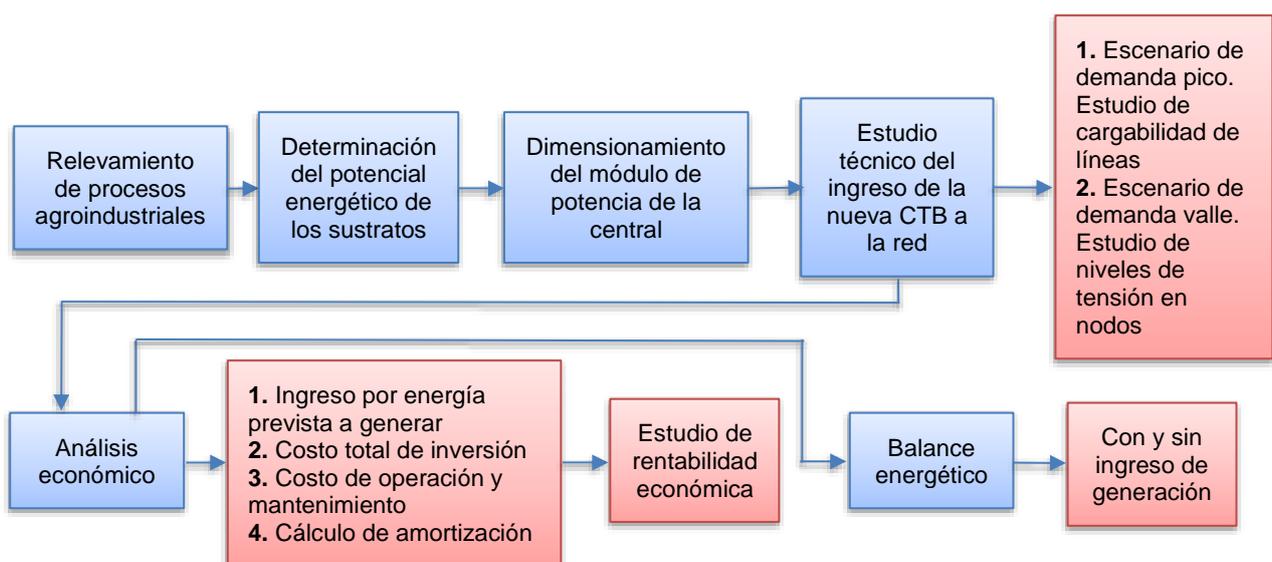


Fig. 1. Metodología aplicada para el dimensionamiento y estudio de factibilidad técnica y económica de la CTB

En primer lugar, se lleva a cabo el relevamiento de procesos agroindustriales y efluentes de la zona factibles de utilizar como sustrato para la instalación de la CTB.

Luego, se procede al dimensionamiento de un módulo de potencia factible de acuerdo al potencial energético de los sustratos y a las posibles restricciones de la red de MT a la cual se pretende vincular la nueva generación.

Finalmente, se realiza el análisis técnico, la evaluación económica y el balance energético de la inyección de potencia de la CTB a la red, priorizando su contribución a la mejora en la operación del sistema.

Descripción de la red en estudio

El estudio de inserción de la CTB se realiza sobre la red de 33 kV y 13,2 kV perteneciente a la Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe (EPESF), la cual abastece los distritos de Gobernador Crespo, Colonia Dolores, La Penca y Caraguatá, La Criolla y Colonia Silva, pertenecientes al departamento San Justo de la provincia de Santa Fe.

La red de subtransmisión en 33 kV abastece de energía eléctrica a una fábrica de productos lácteos y a la estación de rebaje (ER) Crespo de 33/13,2 kV. La misma posee una topología radial y es abastecida desde la estación transformadora (ET) Crespo de 132/33/13,2 kV.

Por su parte la ER Crespo, en el nivel de 13,2 kV, posee un esquema de simple barra con tres distribuidores de salida, denominados Crespo, La Criolla y Silva, los cuales están conformados por líneas aéreas trifásicas y rurales monofásicas con conductores de aluminio de 25 mm². La topología de la red descrita se puede visualizar en la Figura 2.

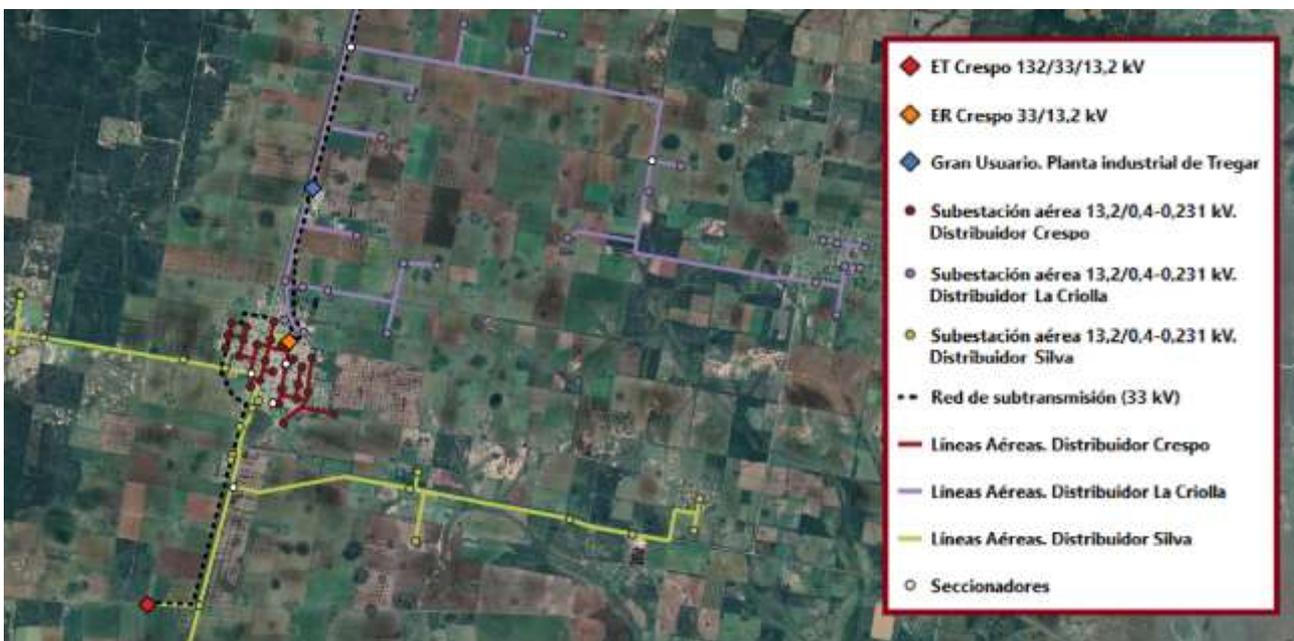


Fig. 2. Diagrama georreferenciado de la red bajo análisis para la inserción de la CTB

Hipótesis generales adoptadas en el estudio

El estudio se realizó en base a las hipótesis detalladas a continuación:

1. Se analiza el funcionamiento de la red de subtransmisión y distribución en condiciones de operación normal y en contingencia simple.

2. Se considera el escenario de demanda pico para el análisis de la cargabilidad de líneas aéreas y el escenario de valle para verificar que no se produzcan sobretensiones en ningún nodo al ingresar la nueva generación.

3. El motogenerador de la CTB opera en modo factor de potencia (fp) constante con un rango de 0,90 y 0,85 inductivo.

4. Las variaciones de tensión en el nodo de conexión de la nueva generación no debe superar un valor de $\pm 3\%$ en comparación de la tensión sin sistema de generación presente.

Resultados

Cálculo del potencial de producción de biogás

En base al relevamiento de actividades agroindustriales llevadas a cabo en el distrito de Gobernador Crespo, se obtienen los datos que se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1: Efluentes factibles de ser utilizados como sustrato para la central de biogás

Procedencia	Efluentes diarios m ³ /día	DBO mg/litro
Producción de lácteos	4.000	2.500
Criadero de cerdos	45	35.000

El volumen diario de efluentes del criadero de cerdos es de 45.000 litros diarios, lo que equivale a 46.215 kg de materia húmeda que ingresa diariamente al biodigestor. Si la producción específica de biogás es de 0,06 m³ por cada kg de estiércol (FAO, 2011), la producción diaria es de aproximadamente 2.773 m³. Al considerar que cada m³ de biogás producido por purines porcinos contiene un 60% de metano (Dirección de sustentabilidad, medio ambiente y cambio climático. Bs. As. Provincia, 2017), la cantidad producida diariamente solo por los efluentes del criadero de cerdos es de alrededor de 1.664 m³ diarios.

Los efluentes de la industria láctea contienen desechos lácteos, suero, agua de limpieza de equipos e instalaciones, aguas provenientes de los servicios sanitarios del personal, etc. Para estimar la cantidad de desechos orgánicos factibles de ser utilizados para la producción de biogás, se considera la Demanda Biológica de Oxígeno (DBO) de los efluentes producidos, la cual es de 2.500 mg/litro. Si la DBO de los componentes lácteos presentes en los efluentes es de 110.000 mg/litro (Schmidth, 2013), y aplicando como hipótesis simplificadora la existencia de una relación lineal entre la DBO y el contenido de componentes lácteos en los efluentes, resulta en una producción total aproximada de 90.910 m³ diarios de desechos orgánicos lácteos, lo que equivale a 93.501 toneladas de materia húmeda factible de ingresar en el biodigestor para su descomposición anaeróbica. Considerando como referencia la cantidad de biogás producida por el lactosuero, la cual es de 50 m³ por tonelada (Muset y Castells, 2015), el potencial de producción diaria de biogás es de aproximadamente 4.675 m³, lo que equivale a alrededor de 2.478 m³ diarios de metano producido sólo por medio de los lactosueros al ser su concentración en el biogás producido de un 53% (Dirección de sustentabilidad, medio ambiente y cambio climático. Buenos Aires Provincia, 2017).

Finalmente, el volumen diario de biogás se obtiene sumando la producción a partir del estiércol de cerdo y los desechos lácteos, lo cual da un total de 7.448 m³. Conociendo la concentración de metano en el biogás producido por los diferentes sustratos, el potencial de producción diaria de metano en el biodigestor es de 4.142 m³, lo que equivale a una concentración de metano de 56% en la mezcla gaseosa. El poder calorífico del biogás es de 4.801 kCal/ m³.

Dimensionamiento del módulo de generación de energía eléctrica

A partir del producto entre la producción media horaria de biogás y su poder calorífico, se determina la potencia térmica desarrollada por la CTB, de acuerdo a lo indicado en la Ecuación 1.

$$P_{term} = P_{c_{biogas}} * PBG_{horaria} = P_{c_{biogas}} * \frac{PBG_{diaria}}{24} \quad 1$$

Siendo P_{term} la potencia térmica desarrollada, PBG_{diaria} la producción diaria de biogás, $PBG_{horaria}$ la producción media horaria y $P_{c_{biogas}}$ es el poder calorífico del biogás producido por la mezcla de sustratos.

Como resultado, se determina que la potencia térmica de la CTB es de 1.732 kW. A partir de dicho potencial térmico, se selecciona como módulo de potencia factible de la central un motogenerador Jenbacher Tipo 3 - Modelo J312, el cual operando a potencia activa nominal requiere una potencia térmica que es acorde al potencial energético de la central. Las características del equipo seleccionado se resumen en la Tabla 2.

Tabla 2: Parámetros del motogenerador Jenbacher Tipo 3 J312

Parámetro	Valor
Velocidad	1500 rpm (50 Hz)
Tensión nominal	34,5 kV
Potencia activa nominal	635 kW
Rendimiento a potencia nominal	40,2 %

Se observa que la potencia térmica del biogás producido resulta ser mayor a la requerida por el equipo seleccionado. El biogás en exceso puede ser utilizado para la calefacción de procesos industriales o del propio biodigestor de la central.

Análisis técnico

A partir del modelo final de la CTB, se evalúan las condiciones operativas de la red a la cual se pretende vincular la nueva generación, considerando el año 2021 como año base. La nueva generación es vinculada al nodo de 33 kV desde el cuál es abastecida la demanda de la industria láctea (GU TREGAR).

En la Figura 3 se observa el diagrama georreferenciado de un tramo de la red de 33 kV en el cual está representada la CTB en un área factible para su emplazamiento, dada su proximidad con la planta láctea y el criadero de cerdos.



Fig. 3. Imagen satelital con el diagrama georreferenciado de la red de 33 kV y la CTB proyectada

Para analizar la evolución de los indicadores técnicos de la red, se llevan a cabo simulaciones de flujo de potencia con y sin el ingreso de la nueva generación.

En condiciones de operación normal y de demanda pico, se evalúan los valores de cargabilidad en la red de 33 kV. En la Figura 4 se representan los porcentajes de cargabilidad del alimentador entre la salida de la ET Crespo y la ER Crespo, denominado A-CRE-1, con y sin el ingreso de la CTB.

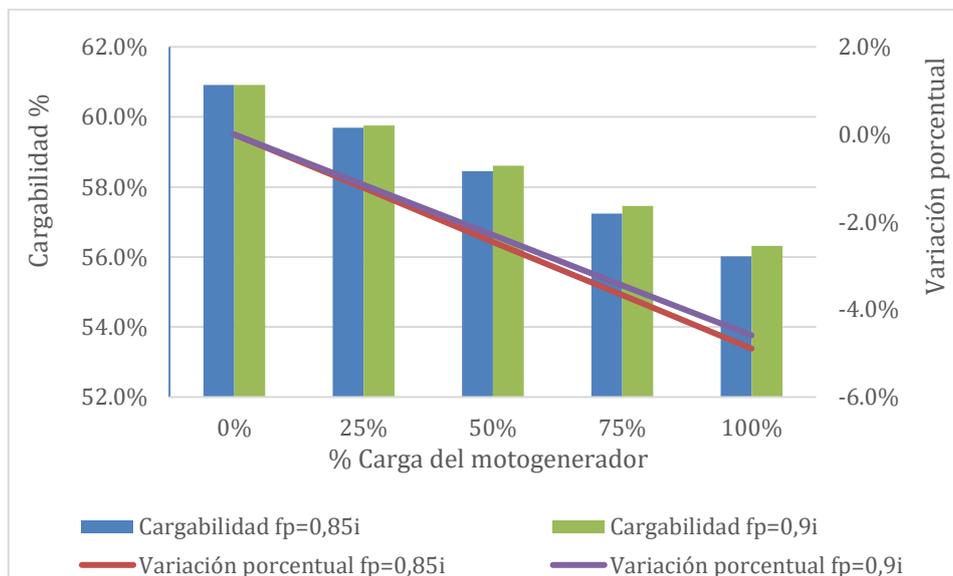


Fig. 4. Cargabilidad del alimentador A-CRE-1. Red en operación normal. Escenario pico

En base a las simulaciones realizadas y con el motogenerador operando en modo factor de potencia constante, se observa que la cargabilidad del alimentador A-CRE-1 disminuye a medida que se va incrementando la potencia activa y reactiva inyectada a la red, lo cual, desde el punto de vista operativo, se logra modificando el caudal de biogás del motor primario del motogenerador y la corriente de excitación respectivamente.

Si se incrementa la corriente de excitación sin modificar el caudal de combustible, se reduce el factor de potencia del motogenerador, el cual si se encuentra operando a potencia nominal, se logra una reducción adicional de la cargabilidad del alimentador.

La cargabilidad mínima se logra con el motogenerador operando a potencia activa nominal y con un factor de potencia de 0,85 inductivo, la cual es de 56,82% significando una reducción de aproximadamente un 5% respecto de la cargabilidad del alimentador sin ingreso de generación.

En condiciones de operación normal y demanda valle, se realizan simulaciones de flujo de potencia con el fin de determinar los niveles de tensión en los nodos de la red de 33 kV al ingresar la nueva generación. En la Figura 5 se observan las tensiones en los nodos de vinculación a la red de 33 kV de la ER Crespo y en el nodo GU Tregar.

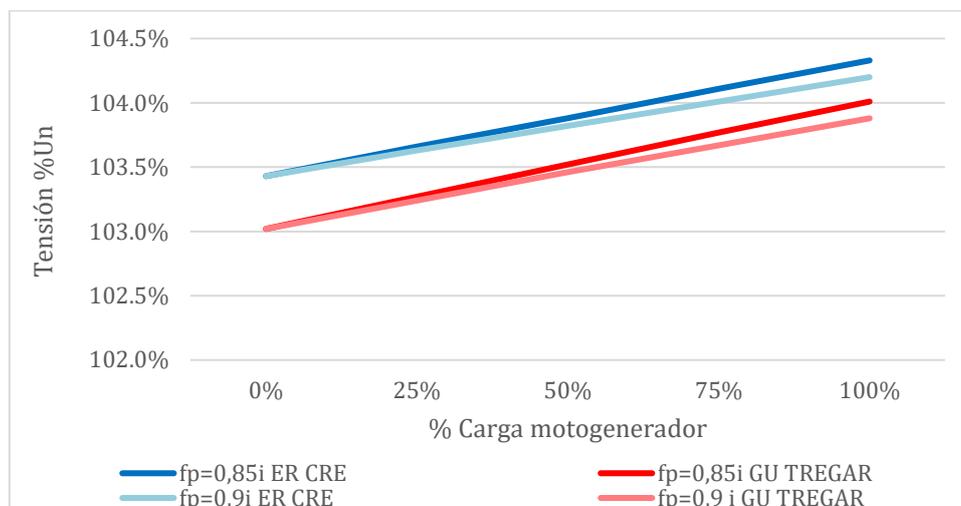


Fig. 5. Tensiones en los nodos de 33 kV de la ER Crespo y el nodo GU Tregar. Red en operación normal. Escenario valle

El ingreso de la nueva generación resulta en un aumento en los niveles de tensión en los nodos mencionados, el cual se acentúa a medida que incrementa la potencia activa y reactiva inyectada a la red, operando el motogenerador en modo factor de potencia constante.

Los mayores niveles de tensión se presentan operando a potencia activa nominal y con un factor de potencia de 0,85 inductivo. En estas condiciones, la tensión máxima en el nodo de 33 kV de la ER Crespo es de 104,33% de U_n y de 104,01% en el nodo del GU Tregar, significando una variación respecto de sus tensiones sin el ingreso de generación de 0,90% y 0,99% respectivamente.

En ningún caso se presentaron sobretensiones en nodos de carga de la red de subtransmisión, por lo cual la misma no representa ninguna limitación al ingreso de la CTB.

Análisis económico

A continuación, se presenta el estudio de rentabilidad de la instalación de la central de generación de energía eléctrica de biogás, considerando la inversión global asignada a la construcción de la central, la valorización de los costos de operación y mantenimiento, y los ingresos percibidos a partir de la energía eléctrica generada.

Ingreso por energía generada

En primer término, se determina la energía prevista factible de generarse en la CTB considerando un factor de carga del 95%, un factor de disponibilidad anual del 93% (contemplando las salidas de

servicio programadas por mantenimiento) y una cantidad de horas anuales de operación prevista de 6500 horas. Con esta información se determina la energía anual prevista a generarse, tal como se indica en la Ecuación 2.

$$E_{el\,anual} = f_c * \frac{93}{100} * t_{op\,anual} * P_{inst} = 0,95 * \frac{93}{100} * 6.500 \left[\frac{hs}{año} \right] * 0,635 [MW] \cong 3.647 \left[\frac{MWh}{año} \right] \quad 2$$

Siendo $E_{el\,anual}$ la energía anual prevista a generar, f_c el factor de carga, $t_{op\,anual}$ la cantidad de horas anuales de operación y P_{inst} la potencia instalada de la CTB.

Adoptando como referencia de precio 157 U\$\$/MWh, correspondiente al precio ponderado de los proyectos de CTB adjudicados en la provincia de Santa Fe en el marco del programa RenovAr (Ministerio de Energía y Minería, 2019), el ingreso anual por energía generada es de 572.579 U\$\$/Año.

Costo total de inversión

El costo unitario de referencia de ejecución de la CTB es de 5.500.000 U\$\$/MW (Ministerio de Energía y Minería, 2017). El monto de inversión a amortizar es de 3.492.000 U\$\$.

Costos de operación y mantenimiento

Los costos totales de operación y mantenimiento (O&M) de la central están representados en la Tabla 3.

Tabla 3: Costos de operación y mantenimiento de la CTB

Tipo de Costo de O&M	Costos unitarios
Costos Fijos	42.000 [U\$\$/MW-Año]
Costos variables	45 [U\$\$/MWh]

El costo total anual en O&M es de 190.785 U\$\$/Año.

Amortización

Para el cálculo de amortización se consideran los siguientes datos financieros de referencia; una tasa de interés del 12%, un período de amortización de 10 años y un monto total a amortizar de 3.492.000 U\$\$.

Aplicando el sistema de amortización francés, la cuota anual es de 497.000 U\$\$/Año. De esta forma se deberá pagar la misma cuota anual durante 10 años hasta lograr la cancelación total de la deuda asociada a la instalación de la central.

Flujo de caja de inversión

Los ingresos se dan en concepto de energía generada y los egresos abarcan la cuota anual de amortización, los costos fijos y los costos variables de O&M de la central.

En la Figura 6 se muestra el flujo de caja acumulado asociado a la instalación de la nueva CTB.

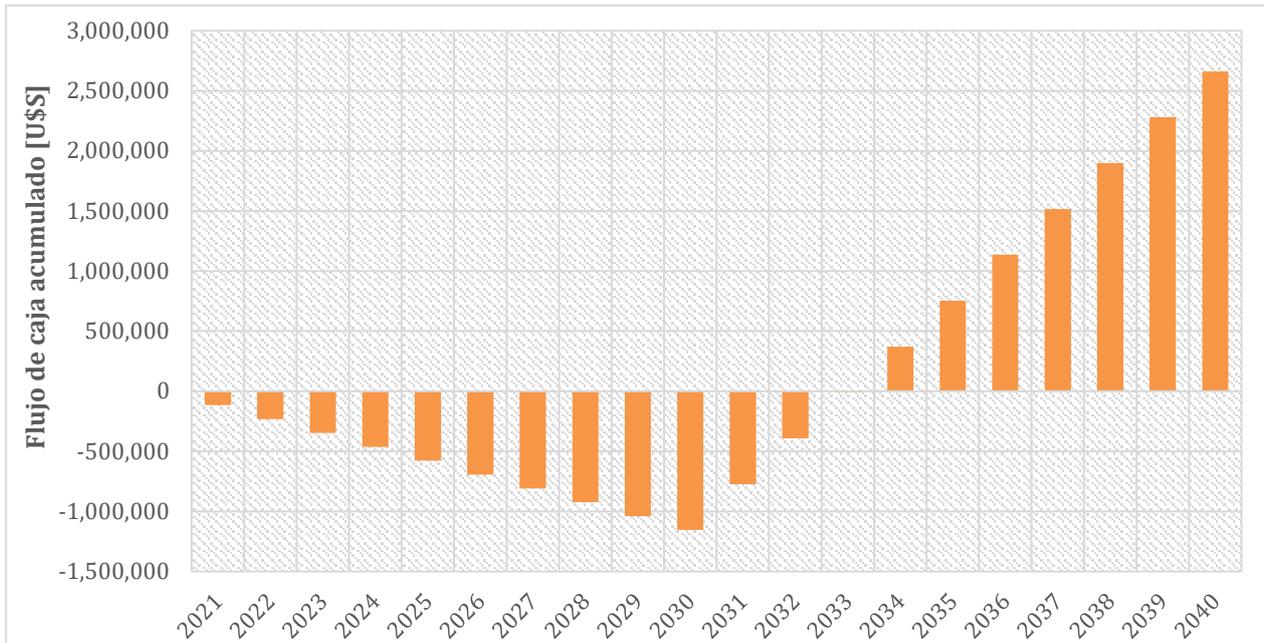


Fig. 6. Flujo de caja acumulado. Período 2021/2040

El flujo de fondos netos anuales es negativo durante todo el período de amortización. A partir del año 2031 y hasta la finalización de la vida útil de la central, el flujo de caja es positivo ya que las únicas erogaciones se dan en concepto de costos fijos y costos variables de O&M.

Analizando el flujo de caja acumulado, la instalación de la CTB presenta un payback de 11 años. El déficit se va incrementando durante el período de amortización superando el millón de dólares en el año 2030. Una vez finalizado, el déficit comienza a reducirse y se mantiene hasta el año 2033. Al año siguiente el flujo de caja acumulado comienza a ser positivo hasta el final de la vida útil de la central. El cash flow acumulado en el último año de vida útil de la central es de 2.662.235 dólares.

Indicadores económicos

Por medio de indicadores financieros como el valor actual neto VAN y la inversión a valor presente Ivp se calcula el indicador VAN/Ivp, el cuál expresa la utilidad neta obtenida en el período de análisis considerado con relación al monto total efectivizado. Si el mismo da un valor positivo, el proyecto es rentable y crea valor en la empresa que lo lleva adelante y, si es negativo, no es rentable y destruye valor en la empresa.

En la Tabla 4 se encuentran los indicadores económicos obtenidos aplicando una tasa de descuento del 7%, donde queda evidenciado que el proyecto de construcción de la CTB de biogás es poco rentable, dado principalmente por su indicador VAN/Ivp cercano a cero.

Tabla 4: Indicadores económicos de la instalación de la central de generación de biogás

VAN	Ivp	VAN/Ivp
USD 41.781	USD 4.972.534	0,008

Es importante mencionar que en el estudio económico solo se ha considerado los ingresos por energía eléctrica generada para solventar la totalidad de los gastos. La producción de energía térmica en el motogenerador y el biogás remanente podrían ser utilizados para la calefacción de una parte de los procesos industriales de la planta, resultando un ahorro en el uso de otros combustibles; además de producir biofertilizantes para uso agrícola que se pueden comercializar.

Estos ingresos adicionales pueden resultar en un payback más bajo y en una mayor rentabilidad del proyecto.

Balance energético

El balance energético es un conjunto de relaciones de equilibrio que permite cuantificar los flujos de energía desde su producción hasta su consumo final.

La inyección de potencia de la nueva CTB a la red da como resultado una modificación en el balance energético. Sin el ingreso de esta nueva fuente de energía, la totalidad de la demanda, como así también las pérdidas globales de la red, son abastecidas únicamente desde la ET Crespo. Al vincular la CTB a la red de 33 kV desde el nodo del GU Tregar, se disponen de dos puntos de suministro, lo cual deriva en una modificación de la energía distribuida desde la ET Crespo, como así también en una variación de las pérdidas eléctricas globales.

Sin el ingreso de generación de la CTB, la totalidad de la demanda y las pérdidas son abastecidas por la ET Crespo. En base al perfil de demanda horaria de la ET Crespo, se determina que la energía distribuida anualmente a la red en condiciones operativas normales es de 39.360,6 MWh/Año. Por otra parte, las pérdidas anuales de la red son de 1.280,55 MWh/Año.

Al conectarse la CTB en paralelo con la red de 33 kV, comienza a abastecer parcialmente la demanda del GU Tregar a través del nodo homónimo. Esto da como resultado una reducción de la energía anual suministrada desde la ET Crespo, tal como se indica en la Tabla 5.

Tabla 5: Energía anual suministrada desde la ET Crespo sin y con el ingreso de generación renovable

ENERGÍA ANUAL [MWh/Año]		
SIN GENERACIÓN	CON GENERACIÓN	
39360,60	Factor de potencia: 0,90 i	35652,98
	Factor de potencia: 0,85 i	35647,76

La reducción en la energía abastecida desde la ET Crespo se debe no sólo al abastecimiento parcial de la demanda de la industria láctea desde la CTB, sino también a causa de la reducción de las pérdidas globales de la red. Esto se debe a que se hace un uso menos intensivo del alimentador de 33 kV para el abastecimiento de la fábrica láctea, reduciéndose las corrientes de línea y por lo tanto las pérdidas.

Al incrementar la inyección de reactivo a la red, la componente inductiva de las corrientes de línea de los alimentadores se reduce dando como resultado una reducción adicional de las pérdidas, tal como se ilustra en la Figura 7

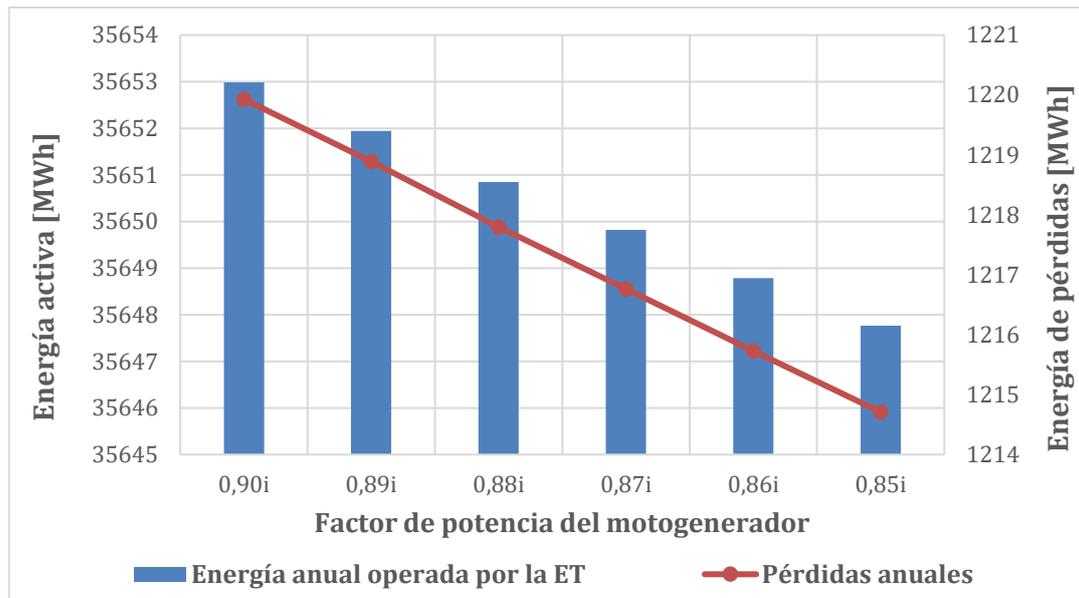


Figura 7: Pérdidas globales de energía en la red con el ingreso de la CTB

La energía anual abastecida desde la ET Crespo es de 3.712,84 MWh/Año con la central de biogás operando a plena carga y con un factor de potencia de 0,85 inductivo, lo cual representa una reducción de aproximadamente 9,4 % respecto de la energía anual suministrada sin el ingreso de generación.

De los 3712,84 MWh/Año suministrados anualmente a la red, 65,84 MWh/Año corresponde a pérdidas eléctricas, representando una reducción de más del 5% respecto de las pérdidas globales sin el ingreso de generación renovable.

Al incrementar la potencia reactiva inyectada no se logran variaciones significativas en la energía suministrada por la ET Crespo y en las pérdidas.

En conclusión, la vinculación a la red de 33 kV de la CTB da como resultado la reducción de la energía total anual suministrada desde la ET Crespo a raíz del autoabastecimiento parcial de la demanda del GU Tregar y de la reducción de pérdidas de la red, lo que a su vez implica un menor costo operativo del alimentador de 33 kV que abastece la ER Crespo y la fábrica láctea de Tregar.

Conclusiones

En este trabajo se ha analizado la viabilidad técnica y económica del ingreso de una central de generación de energía de biogás a la red de subtransmisión de 33 kV considerando el potencial de los sustratos producidos en dos de las principales actividades agro-ganadera e industrial que se llevan a cabo en la región de estudio.

Si bien la potencia instalada de la central no resulta significativa, la evolución de los indicadores técnicos de la red a la cual se vincula la nueva generación presenta beneficios técnicos resultantes de la generación distribuida, ya que la generación próxima a los puntos de consumo permite reducir la cargabilidad de las líneas de subtransmisión y de distribución, lo que conlleva a una reducción de las pérdidas energéticas en redes de potencia, y contribuye a la fiabilidad y calidad del sistema eléctrico. Por otro lado, la incorporación de generación distribuida, en particular de centrales de biogás, promueve el aprovechamiento de fuentes de energías de tipo renovables de fácil acceso significando un importante beneficio medioambiental al reducir el potencial contaminante de los desechos orgánicos derivados de actividades industriales y agro-ganaderas.

A pesar de presentar una baja rentabilidad y una tasa de retorno de once años, es posible mejorar su nivel de rentabilidad considerando los ingresos adicionales por energía térmica producida y los biofertilizantes.

Bibliografía

Documento digital: Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura FAO (Año 2011). Manual para la Producción de Biogás. Recuperado de:

https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/manual_de_biogas.pdf

Documento completo: Markus Lauer. Economic assessment of biogas plants as a flexibility option in future electricity systems (Año 2020). Recuperado de:

https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_37.pdf

Documento digital: CEPAL. Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe (Año 2003). Recuperado de:

https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/27838/1/S2003004_es.pdf

Documento digital: Guía Teórico Práctica Sobre el Biogás y los Biodigestores. FAO (Año 2020).

Disponible en el sitio web: http://www.probiomasa.gob.ar/_pdf/GuiadeBiogasyBiodigestores-19-08-29.pdf

Erica Schmidh. (Año 2013). Caracterización y Tratamiento de Efluentes Líquidos de la Industria Láctea. Instituto Nacional de Tecnología Industrial, INTI). Recuperado de:

<https://docplayer.es/39543993-Characterizacion-de-efluentes-liquidos-de-la-industria-lactea-principales-determinaciones-analiticas-lic-erica-schmidt-inti-lacteos.html>

Documento digital: Graciela Muset y María L. Castells. (Año 2015). Valorización del lactosuero. INTI. Recuperado de:

<https://ainfo.cnptia.embrapa.br/digital/bitstream/item/191130/1/Ana-Krolow-lactosuero.pdf>

Libro electrónico completo: Gobierno de la Provincia de Buenos Aires. Dirección de Sustentabilidad, Medio Ambiente y Cambio Climático. Manual de Biogás. Disponible en el sitio web:

https://www.gba.gob.ar/sites/default/files/agroindustria/docs/Manual_de_Biogas01.pdf

Libro electrónico completo: Cámara Argentina de Energías Renovables (Año 2021). Energías Renovables en Argentina. Disponible en el sitio web:

<https://assets.kpmg/content/dam/kpmg/ar/pdf/2021/energias-renovables-en-argentina.pdf>

Página web: Ministerio de Energía y Minería. (Año 2019). Precios adjudicados del Programa RenovAr. Rondas 1, 1.5 y 2. Recuperado de: <https://www.minem.gob.ar/www/833/25897/proyectos-adjudicados-del-programa-renovar>

Documento digital: Ministerio de Energía y Minería. (Año 2017). Resolución 275-E/2017. Recuperado de: <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-275-2017-278350/texto>