



## **Trabajo Final**

# **Análisis de proyecto de producción de energía a partir de residuos de la industria limonera**

**Alumno: Paula Balbi**

**Profesor: Horacio G. Roura**

**Diciembre 2023**

## ÍNDICE

1. Definición y justificación del Proyecto	5
1.1. Definición del Proyecto	5
1.2. Enfoque y supuestos principales del análisis	5
1.3. Justificación del Proyecto: descripción de la situación actual	5
2. Estudio técnico	8
2.1. Estudio de mercado. Funcionamiento de las energías renovables en Argentina	8
2.2. San Miguel y el uso de la energía	9
2.3. El costo de la energía en Argentina	12
2.4. El biogás como alternativa	12
2.5. Proceso de biodigestión de efluentes de limón. El caso de Citrusvil S.A.	13
2.6. Instalación de plantas de generación de biogás y producción actual en el caso de Citrusvil	15
2.7. Otros casos en la provincia de Tucumán	18
2.7.1. Acherall S.A.	18
2.7.2. Citromax S.A.C.I.	18
2.7.3. Cota Ltda.	18
2.8. Situación actual de San Miguel. Conclusiones	19
3. Flujo de fondos relevantes. Evaluación de caso base y análisis de casos alternativos	21
3.1. Proyecto 1. Instalación de dos nuevos biodigestores, un sistema de purificación de biogás y dos generadores eléctricos	21
3.1.1. Inversión inicial. Planteo del Proyecto	21
3.1.1.1. Instalación de piletas anaeróbicas	21
3.1.1.2. Biodigestores	21
3.1.1.3. Postratamiento de los efluentes	22
3.1.1.4. Sistema de purificación y almacenamiento	22

3.1.1.5. Generación de energía eléctrica	22
3.1.1.6. Quemador de gas	23
3.1.1.7. Conclusiones. Inversión inicial requerida	23
3.1.2. Ingresos del Proyecto. Producción estimada de biogás a través del Proyecto 1	23
3.1.3. Egresos del Proyecto. Costos estimados	24
3.1.4. Tasa impositiva	24
3.1.5. Estimación de inflación	24
3.1.6. Estimación del costo de capital	25
3.1.7. Conclusiones. Conveniencia del proyecto	26
3.2. Proyecto 2. Instalación de un sistema de purificación de biogás y un generador eléctrico	27
3.2.1. Inversión inicial. Planteo del proyecto	27
3.2.2. Ingresos del Proyecto. Producción estimada de biogás a través del Proyecto 2	28
3.2.3. Egresos del Proyecto. Costos estimados. Tasa impositiva	28
3.2.4. Estimación de la inflación y el costo de capital	29
3.2.5. Conclusiones. Conveniencia del proyecto	29
3.3. Proyecto 3. Instalación de un sistema de purificación de biogás	30
3.3.1. Inversión inicial. Planteo del proyecto	30
3.3.2. Ingresos del Proyecto. Producción estimada de biogás a través del Proyecto 3	30
3.3.3. Egresos del Proyecto. Costos estimados. Tasa impositiva	31
3.3.4. Estimación de la inflación y el costo de capital	31
3.3.5. Conclusiones. Conveniencia del proyecto	32
4. Análisis de sensibilidad. Método de Monte Carlo	33
4.1. Planteo del caso y establecimiento de variables aleatorias	33
4.2. Conclusiones	34
4.3. Planteo de caso macroeconómico extremo para el Proyecto 3	36

5. Análisis de financiamiento	37
6. Conclusiones y recomendaciones	39
Bibliografía	40
Anexos	43

## **1. DEFINICIÓN Y JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO**

### **1.1. Definición del Proyecto**

El propósito del presente Proyecto es doble: el tratamiento y aprovechamiento de residuos orgánicos originados en el procesamiento de cítricos a partir de la introducción de biodigestores en la planta de una empresa dedicada a la producción de limones y de productos industriales derivados, y la generación de energía utilizando la biomasa proveniente de su proceso productivo. Los beneficios esperados del Proyecto son el ahorro de costos energéticos para la empresa y la menor generación de dióxido de carbono derivada de sustituir gas natural y/o energía eléctrica por energía renovable.

La compañía bajo análisis cuenta actualmente con una planta de tratamiento de efluentes. No obstante, la misma no incorpora el biogás generado a su proceso productivo en tanto el mismo requiere un tratamiento de purificación. De esta forma, la incorporación de procesos adicionales a través del Proyecto permitirá transformar el biogás para su utilización en la planta o bien producir energía eléctrica.

### **1.2. Enfoque y supuestos principales del análisis**

Tomaremos como ejemplo práctico el caso de San Miguel S.A. (en adelante, “San Miguel” o la “Sociedad”), una compañía en marcha que se encuentra en la oferta pública argentina. El Proyecto se analizará desde el punto de vista de la empresa, considerando los efectos que tendrá sobre sus costos la introducción de esta nueva manera de gestión de residuos y obtención de energía renovable.

### **1.3. Justificación del Proyecto: descripción de la situación actual**

A partir del Acuerdo de París, vigente desde 2016, los estados miembros de la Comisión Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático se comprometieron a llevar a cabo medidas para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Es así que distintos actores del mercado han asumido compromisos con el fin de acelerar e intensificar las acciones e inversiones destinadas a construir un futuro sostenible con bajas emisiones de carbono.

Parte de los grandes proyectos en este marco son los vinculados con la producción y consumo de energía eléctrica de fuentes renovables, objetivos con los cuales la compañía bajo análisis se encuentra alineada: en 2022, San Miguel logró que un 57% del total de su energía consumida en la planta sea eólica, porcentaje significativamente superior al 16% exigido por las Leyes N° 26.190 y 27.190. Asimismo, con fecha 3 de noviembre de 2022, la Sociedad firmó un acuerdo de suministro para abastecerse de energía

renovable por el plazo de 5 años, vigente a partir de julio de 2023, a través del cual se estima se aportará un total de 7.500MWh/año de energía renovable a la compañía<sup>1</sup>.

En relación a ello, un paso más para lograr la obtención de energía renovable podría ser el aprovechamiento de residuos de la propia compañía: la Sociedad comercializa alimentos derivados del procesamiento de 270.000 toneladas de cítricos al año, producidos en la planta de molienda que posee en la localidad tucumana de Famaillá<sup>2</sup> y, de acuerdo con su último informe de sostenibilidad, en 2022 produjo 25.781 toneladas de residuos, de las cuales 25.063 son orgánicos<sup>3</sup>.

Actualmente, San Miguel utiliza para el tratamiento de sus efluentes un sistema integrado que consiste en un tratamiento primario diseñado para remover los sólidos insolubles, compuesto por una serie de filtros parabólicos, seguido de un DAF (Dissolved Air Flotation) que acondiciona el efluente para su entrada a un reactor biológico montado en 2009 con una tecnología UASB (Upflow Anaerobic Sludge Blanket), adquirido de la Empresa Belga/Francesa Enprotech. El reactor tiene un volumen de 7.600 m<sup>3</sup>, que genera entre 22.000 y 25.000 m<sup>3</sup> de biogás diarios.

Al día de hoy, la compañía no aprovecha en su planta el biogás generado por este proceso: el 70% es utilizado como combustible en una caldera de agua y vapor para calefaccionar el mismo reactor y el 30% restante se quema en una antorcha. Esto sucede porque la compañía no cuenta con un sistema de purificación del biogás y, debido a ello, el mismo podría dañar las tuberías y calderas existentes. Es así que el sistema planteado actualmente tiene como objetivo el tratamiento de efluentes y no la utilización de energía renovable de fuente propia.

Por su parte, el biol (abono) del digestato continúa por una etapa de “pulido aeróbico” en una laguna aireada, donde se reduce al mínimo la carga orgánica, mientras que el biosol (fermento) es separado y devuelto al reactor para mantener los valores de carga. Además, en caso de haber excedentes, los lodos son cedidos para su uso en otros reactores.

---

<sup>1</sup> San Miguel S.A., “Prospecto de Programa Global de Emisión de Obligaciones Negociables Simples por hasta V/N US\$250.000.000 (o su equivalente en otras monedas)”, 23/05/2023. Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/cnv/empresas>.

<sup>2</sup> San Miguel S.A., cit.

<sup>3</sup> San Miguel S.A., “Reporte de Sustentabilidad 2022”, 2023. Disponible en: <https://static1.squarespace.com/static/63eea45262584c3023fb22ed/t/64cf053e3fd19b6af5e3f3a4/1691288923667/San+Miguel+Reporte+de+Sustentabilidad+2022.pdf>

El reactor presenta dificultades tales como la pérdida excesiva de biomasa por no contar para su arranque con lodos granulares y la acumulación de sólidos inertes en su interior, entre otros problemas de mantenimiento como roturas de paneles internos<sup>4</sup>.

Como veremos más adelante, los residuos de la compañía podrían ser mejor tratados para utilizarse como fuente de energía a través de la instalación de nuevos biodigestores en la misma planta de molienda, un sistema de purificación del biogás y una planta para su transformación en energía eléctrica. De esta forma, la introducción de esta tecnología se traduciría en la producción de energía renovable dentro de la misma compañía, ahorrando también costos en este aspecto que ya se encuentra alineado a los objetivos de la empresa.

---

<sup>4</sup> Estación Experimental Agroindustrial Obispo Colombres, “Estado de situación y potencial de producción de biogás en la provincia de Tucumán”, mayo 2023. Disponible en: <https://www.eeaoc.gob.ar/wp-content/uploads/2023/07/Estado-de-situacion-y-potencial-de-produccion-de-biogas.pdf>.

## 2. ESTUDIO TÉCNICO

### 2.1. Estudio de mercado. Funcionamiento de las energías renovables en Argentina

De acuerdo con un informe emitido por el Ministerio de Economía<sup>5</sup>, en 2022 únicamente el 13,9% de la demanda total de energía eléctrica en Argentina fue abastecida a partir de fuentes renovables (con un pico de 17,8% en octubre), cifra que en 2021 había ascendido al 13%.

Durante dicho año, se habilitaron 8 proyectos de gran escala que añadieron un total de 47,57 MW al Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Actualmente, el país cuenta con 192 proyectos operativos que suman más de 5 GW de potencia (5.188 MW) a la matriz energética, permitiendo abastecer la demanda eléctrica de más de 5,3 millones de hogares.

En cuanto a la generación, la tecnología eólica fue la de mayor participación, aportando el 73% de la generación eléctrica por fuentes renovables, seguida de la solar (15%), las bioenergías (6%) y los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (5%), según datos de la CAMMESA. De este modo, en 2022 se habilitaron 3 nuevos parques solares-fotovoltaicos, 2 pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, 2 centrales térmicas a biogás y 1 parque eólico; localizados en las provincias de Mendoza, Buenos Aires, Catamarca, Córdoba, San Juan y San Luis.

Por otro lado, la Generación Distribuida de Energías Renovables registró un crecimiento del 50% respecto a la cantidad de Usuarios-Generadores (UG) inscriptos (1.072 en 2022 respecto a los 714 en 2021) y del 100% en la potencia instalada (18.192 kW en 2022 vs 9.106 kW en 2021). El aumento se dio por la incorporación de más de 9.000 kW, que equivalen al 50% del total de potencia en el Régimen establecido por la Ley 27.424.

De este modo, podemos ver pequeños avances durante 2022 respecto a la incorporación de iniciativas para la generación de energía de fuentes renovables. Como veremos a continuación, San Miguel cuenta con ciertos proyectos en este sentido, tanto para el ahorro de energía como para la incorporación de energías de fuente renovable.

De los datos indicados podemos ver que el autoabastecimiento de energía renovable que plantea el proyecto resulta clave para el cumplimiento de los objetivos de la Sociedad, debido a que por el

---

<sup>5</sup> Ministerio de Economía, Secretaría de Energía, “Energías Renovables 2022: se cubrió el 13,9% de la demanda y se inauguraron 8 proyectos por más de 47 MW de potencia instalada”, 31/01/2023. Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/noticias/energias-renovables-2022-se-cubrio-el-139-de-la-demanda-y-se-inauguraron-8-proyectos-por>



momento la energía de fuentes renovables disponibles a nivel nacional únicamente satisface a poco menos del 14% de la demanda, en un contexto en el que San Miguel requiere de este tipo de energía. En consecuencia, una mayor demanda de energías renovables y la falta de avances en la producción por parte de los generadores hace aún más atractiva la producción con recursos propios, a fin de cumplir con la normativa vigente y las metas propuestas por la Sociedad.

## 2.2. San Miguel y el uso de la energía

Cerca del 70% de la fruta producida por San Miguel se procesa, mientras que el 30% se comercializa en fresco. Es así que la planta que la compañía tiene en Famaillá genera un gasto energético ligado al funcionamiento de las maquinarias, dado que para el procesamiento de limón los equipos necesitan, de marzo a septiembre, un suministro continuo de energía, todos los días durante 24 horas<sup>6</sup>. Además, es importante mencionar que la compañía utiliza también gas natural para su caldera y el secado de cáscaras<sup>7</sup>.

El ahorro de la energía y la utilización de energía renovable para reducir los gases de efecto invernadero es un tema de importancia para la compañía. Así se observa que, desde fines de 2022, San Miguel realizó mejoras y actualizaciones en los inventarios de GEI en base al Protocolo GHG del World Business Council for Sustainable Development y el World Resources Institute, con la finalidad de estandarizar el proceso de cálculo y sentar las bases para una gestión más eficiente. A partir de estas métricas, la compañía logró formular metas e identificar oportunidades de reducción y eficiencia a lo largo de toda su cadena de valor.

En materia de energía, la Sociedad implementa año tras año una serie de iniciativas para reducir su consumo o hacer un uso más responsable de la misma, tales como la incorporación de energías renovables junto a estrategias que permiten mejorar la eficiencia energética en las operaciones. Los contratos que celebró San Miguel hasta la fecha para asegurar un suministro a su planta de energía eólica generada por terceros habilitados, con el fin de alcanzar una evolución positiva en su desempeño ambiental, fueron los siguientes:

1. Un Power Purchase Agreement (“PPA1”) con el Parque Eólico Los Olivos, ubicado en la Provincia de Córdoba, con vigencia desde febrero a 2020 hasta enero de 2030.

---

<sup>6</sup> El Economista, “San Miguel renueva su matriz con energías limpias”, 29/10/2019. Disponible en: <https://eleconomista.com.ar/negocios/san-miguel-renueva-su-matriz-energias-limpias-n29094>

<sup>7</sup> La Gaceta, “La citrícola que procese 60 t/h de limón puede autoabastecerse de gas”, 6/08/2022. Disponible en: <https://www.lagaceta.com.ar/nota/955605/economia/citricola-procese-60-t-h-limon-puede-autoabastecerse-gas.html>

2. Un Contrato Remanente (“CR”) con el Parque Eólico Manque, ubicado en la Provincia de Córdoba, con vigencia desde agosto de 2020 hasta julio de 2025.

3. Un Power Purchase Agreement (“PPA2”) que la Sociedad firmó PCR con fecha 3 de noviembre de 2022 por el plazo de cinco años, iniciando el suministro por parte de PCR a partir de julio de 2023 y a través del cual se estima que aportará un total de 7.500MWh/año de energía renovable a San Miguel.

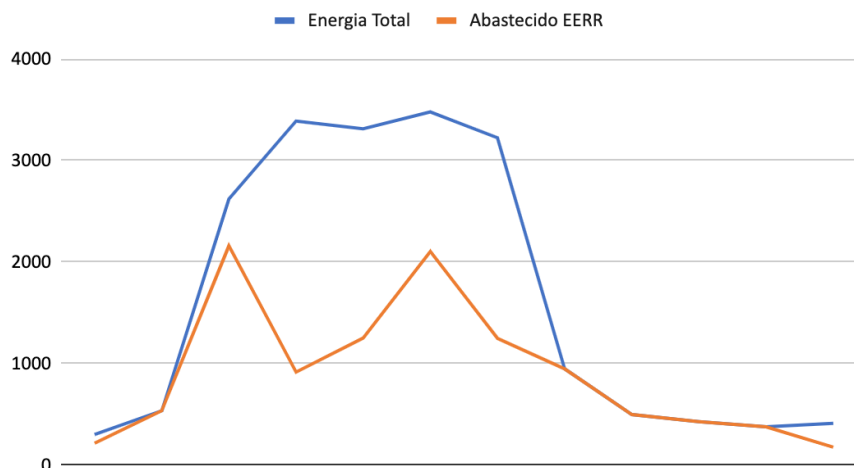
En el PPA1 se establecieron la energía mensual y anual comprometida, así como las obligaciones del generador. En tal sentido se acordó que al menos el 90% de lo pactado debe ser entregado, de lo contrario, se cobrará una penalidad. Específicamente se tratan de 7830 MWh/año, siendo así 8700 MWh el 100%.

Por otro lado, en el Contrato Remanente, se especificó que San Miguel como receptor de la energía se encuentra en segundo lugar, luego de otro privado, en orden de prioridad energética. Cabe destacar que la prioridad para el suministro por parte de generadores a privados se establece por medio de una notificación firmada a CAMMESA y dicho organismo no transacciona ninguna prioridad unilateralmente. Esto significa que San Miguel recibirá la energía que la compañía con prioridad más alta no demande, y dicha energía remanente se complementa con la base que suministra el PPA. El PPA2 se firmó para poder compensar aquello que el CR no pueda proveer por los motivos mencionados.

Además, es importante señalar que la temporada alta del privado con prioridad en el Parque Eólico Manque es contrapuesta a la de San Miguel. De esta forma, durante sus períodos de baja demanda energética, la Sociedad alcanza valores cercanos al 100% del suministro de energía libre de emisiones de GEI.

De esta forma, se observa que en el año 2022, el complejo industrial de San Miguel recibió 10.855 MWh de energía renovable sobre un total de energía demandada de 19.523 MWh, por lo que se cerró el año calendario con 56%. San Miguel estima que, a partir del 2023, la suma de la energía suministrada a través de los tres contratos será gran parte de la energía que recibirá el Complejo Industrial de la Sociedad en Famaillá.

Porcentaje de energía abastecida con fuentes renovables en 2022. Fuente: San Miguel



Por todo lo expuesto anteriormente, San Miguel ha definido en el marco de sus emisiones en el mercado de capitales un objetivo de desempeño en sostenibilidad de una participación del 70% de energía renovable para abastecimiento de su complejo industrial, lo cual implicaría alcanzar una reducción del 49% de las emisiones de GEI (CO2 Equivalente) de este subgrupo de sitios de trabajo, en el plazo de 12 meses que comienza el 31 de agosto de 2023 y finaliza el 31 de agosto de 2024. Además de estar muy por encima de lo exigido por la normativa argentina, triplicando el resultado máximo solicitado (+60% vs 20%) con dos años de anticipación, este objetivo se encuentra alineado con el Contenido GRI 302-1 (Global Reporting Initiative), que cubre el consumo total de energía, distinguiendo sus fuentes renovables y no renovables. Asimismo, a través de dicha iniciativa, la Sociedad busca contribuir principalmente a los Objetivos de Desarrollo Sostenible de Acción por el Clima, Producción y Consumo Responsable, y Energía Sostenible<sup>8</sup>.

El proyecto planteado en el presente contribuiría a cumplir con los objetivos antes mencionados, permitiendo a la compañía, entre otros beneficios, la reducción de emisiones de GEI y el mantenimiento de un sistema de tratamiento de efluentes adecuado y sostenible, además del cumplimiento de objetivos vinculados a la sostenibilidad, el acceso a financiamiento sostenible y la eventual emisión de bonos de carbono en caso de existir un contexto que así lo permita.

<sup>8</sup> San Miguel S.A., “Suplemento de Prospecto”, 22/09/2023. Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/cnv/empresas>.

### 2.3. El costo de la energía en Argentina

Además de la incorporación de energías renovables, el autoabastecimiento y la reducción de costos en el uso de la energía es un tema de importancia para las compañías argentinas. De acuerdo con CAMMESA, el precio promedio correspondiente al segundo trimestre de 2023 fue de 21.049 \$/MWh, un 74.3% por encima del promedio del año anterior. Además, el precio promedio de gas fue de 21,89 \$/m<sup>3</sup> durante el mismo período<sup>9</sup>. Ambos datos son importantes a fin de calcular el ahorro estimado de energía en caso de que la compañía lleve adelante el proyecto.

### 2.4. El biogás como alternativa

Podemos definir a las energías renovables como aquellas derivadas de fuentes que, debido a sus procesos de transformación y aprovechamiento, no se consumen ni se agotan en una escala humana. Entre estas fuentes de energías renovables se encuentran la hidráulica, la solar, la eólica y la producida por el movimiento de los océanos (mareas) y, particularmente, la bioenergía, que es una forma de energía que se obtiene a partir de biomasa. Por su parte, la biomasa es toda materia orgánica originada en un proceso biológico espontáneo o provocado, es decir, toda planta o materia que existe sobre la superficie (residuos agrícolas, residuos forestales, restos de todas las agroindustrias y cultivos energéticos, entre otros).

Particularmente, el biogás es el producto de la conversión bioquímica o digestión de biomasa orgánica. Se llama biogás a la mezcla constituida por metano (CH<sub>4</sub>) en una proporción que oscila entre un 50% y un 70% y dióxido de carbono, que contiene además pequeñas proporciones de otros gases tales como hidrógeno, nitrógeno y sulfuro de hidrógeno. El proceso de producción de biogás genera además un subproducto importante que se denomina digestato o biol, el cual contiene nitrógeno, fósforo, potasio, calcio y otros elementos y se emplea como fertilizante y mejorador del suelo<sup>10</sup>.

El biogás se utiliza en calderas, para producir calor, como combustible para vehículos en el transporte, en motores o turbinas para generar electricidad, purificado para introducirlo en redes de gas natural, o bien como material base para la síntesis de metanol, un producto de alto valor agregado. Un m<sup>3</sup> de biogás con un 60% de metano y un 40% de CO<sub>2</sub> equivale a 0,7 litros de gasolina, 2,4 kW-hora de electricidad, 0,6 m<sup>3</sup>

---

<sup>9</sup> Ministerio de Economía, Secretaría de Energía, “Informe Trimestral de Coyuntura Energética”, Segundo trimestre 2023. Disponible en:

[https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/informacion\\_del\\_mercado/publicaciones/energia\\_en\\_gral/trimes/t22023.pdf](https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/informacion_del_mercado/publicaciones/energia_en_gral/trimes/t22023.pdf)

<sup>10</sup> ENARGAS, “Precios y Tarifas”. Disponible en:

<https://www.enargas.gob.ar/secciones/precios-y-tarifas/cuadros-tarifarios.php>

de gas natural o 1,3 kg de madera. Además, en contraposición a otras energías renovables, el biogás puede estar disponible en todo momento debido a su gran facilidad para ser almacenado (en garrafas y pulmones, entre otros medios posibles).

Este producto se obtiene en ausencia de oxígeno por la acción de distintos tipos de bacterias en dispositivos herméticos llamados biodigestores, en un proceso que se conoce como digestión anaeróbica. Los procesos bacterianos y enzimáticos de la digestión anaeróbica son sensibles a variación en temperatura, contenido de agua, y composición general de la mezcla en el biodigestor. Es por esto que en el mundo existen diversas tecnologías de digestores, dependiendo particularmente de los sustratos o materias primas empleadas y el tiempo de retención<sup>11</sup>.

## 2.5. Proceso de biodigestión de efluentes de limón. El caso de Citrusvil S.A.

El proceso controlado de biodigestión es uno de los más idóneos para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, el aprovechamiento energético de los residuos orgánicos y el mantenimiento y mejora del valor fertilizante de los productos tratados.

Para explicar este proceso, tomaremos como ejemplo el caso de Citrusvil S.A. ("Citrusvil"), líder en la industria limonera argentina por su capacidad y nivel de molienda de 350.000 toneladas por campaña, a través de sus dos plantas industriales localizadas en Tucumán. Al igual que San Miguel, Citrusvil elabora diferentes productos derivados del limón (aceites, jugos, pulpa y cáscara)<sup>12</sup>, y la producción de la compañía genera diariamente alrededor de 10.000 m<sup>3</sup> de efluente líquido, con caudales que oscilan entre los 400 y 500 m<sup>3</sup>/h<sup>13</sup>.

En 2008, Citrusvil se convirtió en la primera industria de la limonicultura en el mundo en desarrollar un sistema para el tratamiento del efluente originado en sus procesos productivos, aprobado como Mecanismo de Desarrollo Limpio por Naciones Unidas. Su planta de tratamiento permite generar biogás desde sus biodigestores, combustible que se destinó desde sus inicios a la producción de vapor en las calderas de la industria y actualmente se utiliza para la producción de energía eléctrica, con el beneficio adicional de evitar la emisión de gas metano a la atmósfera<sup>14</sup>.

---

<sup>11</sup> TOBARES, Lorena, "La importancia y el futuro del biogás en la Argentina", octubre 2012. Disponible en: [https://www.petrotecnica.com.ar/1\\_2013/Petrotecnica/PdfsSinPublic/LaImportancia.pdf](https://www.petrotecnica.com.ar/1_2013/Petrotecnica/PdfsSinPublic/LaImportancia.pdf)

<sup>12</sup> Citrusvil S.A., "Prospecto de Emisión", 21/6/2022. Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/cnv/empresas>

<sup>13</sup> Fix SCR, "Citrusvil S.A., Calificación bono verde", 31/05/2022. Disponible en: [https://www.byma.com.ar/wp-content/uploads/2022/07/CITRUSVIL-ON\\_PyME\\_CNV\\_Garantizada\\_Serie\\_I\\_Clase\\_I\\_y\\_II-Calificaci\\_n\\_Bono\\_Verde.pdf](https://www.byma.com.ar/wp-content/uploads/2022/07/CITRUSVIL-ON_PyME_CNV_Garantizada_Serie_I_Clase_I_y_II-Calificaci_n_Bono_Verde.pdf)

<sup>14</sup> Citrusvil, "Premio a la Ciudadanía Empresaria", 22° Edición. Disponible en: [https://www.premiociudadania.com.ar/materiales/49-PRESENTACION\\_CITRUSVIL.pdf](https://www.premiociudadania.com.ar/materiales/49-PRESENTACION_CITRUSVIL.pdf)

El sistema de tratamiento del efluente de Citrusvil consta de tres fases, con una duración total de 25 días por tanda<sup>15</sup>:

- Pretratamiento o tratamiento primario: Los sólidos presentes en el efluente líquido generado en los procesos productivos son retenidos en rejillas y tamices antes de ingresar a los biodigestores. Aproximadamente 50 toneladas diarias de residuos sólidos se retienen y envían a tratamiento aeróbico en la playa de compostaje, para luego aplicarlos en sus fincas como aporte de nutrientes.

- Biodigestión o tratamiento secundario: La planta cuenta con 3 biodigestores anaeróbicos, en donde se dispone el efluente sin sólidos que se somete a la acción de microorganismos para la remoción de materia orgánica y la producción de biogás, que actualmente es purificado (por sus grandes concentraciones de metano), y luego conducido a la planta de generación de energía eléctrica renovable. A partir del tratamiento del efluente generado, se producen 5.500.000 m<sup>3</sup> de biogás por temporada, suficiente para inyectar 3MW de potencia de energía eléctrica<sup>16</sup>. La planta tiene capacidad de generar unos 1750 m<sup>3</sup>/h de biogás.

- Post-tratamiento o tratamiento terciario: Luego de la digestión anaeróbica, el efluente continúa su tratamiento en 9 lagunas aeróbicas, para finalmente ser utilizado en el fertirriego de 600 Ha de fincas propias, disminuyendo así el uso de fertilizantes.

Para la digestión anaeróbica deben mantenerse ciertas condiciones, entre otras:

(i) pH, que debe mantenerse cercano a la neutralidad.

(ii) Alcalinidad, siendo recomendable que sea superior a 1,5 g/l CaCO<sub>3</sub>.

(iii) Potencial redox (oxidación-reducción) con valores recomendables inferiores a -350 mV.

(iv) Nutrientes, con valores que aseguren el crecimiento de los microorganismos.

(v) Tóxicos e inhibidores, cuya concentración debe ser la mínima posible.

(vi) Temperatura, que debe ser adecuada para las tasas de crecimiento y reacción que el proceso necesita.

---

<sup>15</sup> MARTINEZ DODDA, Juan I, "Bioeconomía circular: del limón al biogás", Clarín, 3/03/2018. Disponible en: <https://www.federcitrus.org/bioeconomia-circular-del-limon-al-biogas/>

<sup>16</sup> Citrusvil, "Premio a la Ciudadanía Empresaria", cit.

(vii) Agitación. En función de la tipología de reactor, debe transferirse al sistema el nivel de energía necesario para favorecer la transferencia de substrato a cada población o agregados de bacterias, así como homogeneizar para mantener concentraciones medias bajas de inhibidores.

(viii) Tiempo de retención. Es el cociente entre el volumen y el caudal de tratamiento, es decir, el tiempo medio de permanencia del influente en el reactor, sometido a la acción de los microorganismos.

(ix) Velocidad de carga orgánica (OLR en inglés), que es la cantidad de materia orgánica introducida por unidad de volumen y tiempo. El incremento en la OLR implica una reducción en la producción de gas por unidad de materia orgánica introducida, debiendo encontrar un valor óptimo técnico/económico para cada instalación y residuo a tratar<sup>17</sup>.

## 2.6. Instalación de plantas de generación de biogás y producción actual en el caso de Citrusvil

La instalación inicial de la planta de tratamiento en el caso de Citrusvil implicó la realización de dos lagunas anaeróbicas y una laguna de homogeneización con una altura total de 8 metros, largo total de 170 metros y ancho total de 50 metros, siendo cada laguna de 170 metros de largo y 21 metros de ancho. Para la instalación de las lagunas se movieron unos 45.000 m<sup>3</sup> de tierra y se impermeabilizaron 25.000 m<sup>2</sup>. Luego de impermeabilizar, se instalaron los sistemas de alimentación y agitación interna y los sistemas de captación de biogás.

Es importante mencionar que el biogás generado por Citrusvil contiene una media de 2.500 ppm de sulfuro de hidrógeno con picos de 6.000, corrosivo para los cogeneradores y calderas. Por lo tanto, es indispensable depurarlo, para lo cual se instaló con una planta desulfuradora compuesta por 4 columnas de lavado de biogás realizada en polipropileno de 1,2 metros de diámetro y 8 metros de altura, 2 tanques de oxidación de sulfuro de hidrógeno realizados en fibra de vidrio de 3 metros de diámetro y 5 de altura, y un sedimentador de drenaje de azufre realizado en fibra de vidrio de 2,2 metros de diámetro y 4 de altura.

Además, para la implementación del proyecto de transformación de biogás en energía eléctrica, Citrusvil realizó una platea de anclaje sobre la cual se montaron dos motogeneradores de 15m de largo y 3,5 m de ancho, una platea de soporte y anclaje para el sistema de desulfuración del tamaño suficiente para instalar 4 torres de desulfuración, 2 tanques de oxidación y un clarificador, y una sala que contiene los

---

<sup>17</sup> Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, "Biomasa: Digestores anaerobios", Madrid, octubre 2007. Disponible en: [https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones\\_idae/documentos\\_10737\\_biomasa\\_digestores\\_anaerobios\\_a2007\\_0d62926d.pdf](https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/documentos_10737_biomasa_digestores_anaerobios_a2007_0d62926d.pdf)

transformadores elevadores de tensión, los tableros de baja tensión y las celdas de media tensión. Por otro lado, Citrusvil cuenta con dos motogeneradores Caterpillar modelo CG170-20, combustible BIOGAS, 2.200 kW potencia continua nominal, 1.500 rpm, 50Hz, 220/240 Volts trifásico con factor de Potencia 1.0.

Además, la compañía realizó la conexión eléctrica con la Estación Transformadora de Cevil Pozo, sobre la barra de 13,2 kV que opera TRANSNOA S.A., para lo cual se instaló una línea mayormente enterrada en terrenos propios de 1.050 metros desde la estación de generación de Citrusvil hasta la estación transformadora. La inversión total de este último proyecto fue de USD 5.040.215,58, y la generación sostenida de energía eléctrica se realizó desde el mes de abril de 2020.

De esta forma, a junio de 2022, el sistema de tratamiento de efluentes de Citrusvil permitía recuperar biogás suficiente para abastecer aproximadamente el 20% del consumo de sus calderas, en tanto la planta es capaz de generar unos 1750 m<sup>3</sup>/h de biogás con un contenido de metano promedio de 55%.

Debido a la condición de estacionalidad en la producción del biogás y consumo de energía de Citrusvil, sumado a los precios de energía eléctrica que manejaba el mercado mayorista, en un principio este biocombustible se destinaba a la producción de vapor en las calderas<sup>18</sup> y para el secado de la cáscara del limón: Citrusvil logró reemplazar el 35% del gas natural usado para alimentar las calderas de una de las plantas, lo que representa un ahorro de más de 550.000 dólares por año<sup>19</sup>. Al día de hoy, el biogás generado es utilizado como combustible para la generación de energía eléctrica, a través de los motores mencionados acoplados a generadores eléctricos que se conectan a la red pública mediante transformadores de tensión.

De esta forma y teniendo en cuenta la estacionalidad de la producción en la industria, Citrusvil realizó la siguiente proyección anual de generación de biogás y energía eléctrica en función del efluente tratado, según los parámetros normales de marcha<sup>20</sup> y teniendo en cuenta que, dado el comportamiento estacional del proceso de Citrusvil, la planta trabaja 24 horas durante 150 días por año<sup>21</sup>:

---

<sup>18</sup> Citrusvil, "Premio a la Ciudadanía Empresaria", cit.

<sup>19</sup> MARTÍNEZ DODDA, Juan I., cit.

<sup>20</sup> Citrusvil S.A., "Prospecto de Emisión", cit.

<sup>21</sup> Fix SCR, "Citrusvil S.A., Calificación bono verde", cit.



Estimación	Efluente crudo de ingreso a la planta (m <sup>3</sup> )	Biogás Generado (m <sup>3</sup> )	Energía generada por mes (kWh)
Enero	0	0	0
Febrero	0	0	0
Marzo	28.409	113.636	250.000
Abril	113.636	454.545	1.000.000
Mayo	227.273	909.091	2.000.000
Junio	227.273	909.091	2.000.000
Julio	227.273	909.091	2.000.000
Agosto	227.273	909.091	2.000.000
Septiembre	227.273	909.091	2.000.000
Octubre	28.409	113.636	250.000
Noviembre	0	0	0
Diciembre	0	0	0
TOTAL	1.306.818	5.227.273	11.500.000

Figura 2. Proyección anual de generación de biogás y energía eléctrica de Citrusvil. Fuente: Citrusvil

En cuanto a los costos del proyecto, a mayo de 2022 la planta contaba con un plantel de 15 empleados compuesto por 11 operadores, 2 electromecánicos, 1 analista químico, 1 supervisor de mantenimiento y un jefe de planta. Además, es importante mencionar que la planta de recuperación de Biogás consume un total de 159.332 W<sup>22</sup> de energía.

En conclusión, vemos que con una alimentación de 10.000 m<sup>3</sup> diarios de efluentes, el proyecto planteado por Citrusvil genera, al día de hoy, unos 5.230.000 m<sup>3</sup> de biogás por temporada que alimentan a su vez motogeneradores para producir 3 MW de potencia, la fracción sólida del digestato es recirculada al

<sup>22</sup> MIGLIAVACCA, Julieta, "Proyecto de tratamiento de efluentes con captación y valorización del biogas", 2009.

Disponible en:

[http://redplycs.ambiente.gob.ar/archivos/web/UPLCS/File/Presentaciones\\_Seminario%20Abril2009/Ing.%20Julieta%20Migliavacca%20-%20Recuperacin%20de%20energia%20de%20los%20efluentes%20citrcolas.pdf](http://redplycs.ambiente.gob.ar/archivos/web/UPLCS/File/Presentaciones_Seminario%20Abril2009/Ing.%20Julieta%20Migliavacca%20-%20Recuperacin%20de%20energia%20de%20los%20efluentes%20citrcolas.pdf)

reactor y la parte líquida, unos 1.400.000 m<sup>3</sup> por temporada, se utilizan para fertirrigación de cultivos propios. Un proceso completamente eficiente de autogeneración de energía renovable y tratamiento de residuos orgánicos.

## 2.7. Otros casos en la provincia de Tucumán

Se pueden observar tres casos más de cítricos tucumanos que cuentan con sistemas de digestión anaeróbica, cuyas características se describen brevemente a continuación.

### 2.7.1. Acheral S.A.

La cítrica Acheral tiene en operaciones un reactor anaeróbico de alta carga (RAAC), tipo UASB con modificaciones que le permiten retener la biomasa dentro del reactor. Se trata de un reactor de 567 m<sup>3</sup> de volumen, el cual se alimenta con efluente cítrico que ha sufrido un tratamiento primario de eliminación de sólidos mediante lagunas de sedimentación y tamices parabólicos. El caudal de alimentación es de 890 m<sup>3</sup>/h que generan unos 8.000 m<sup>3</sup>/día de biogás (160.200 m<sup>3</sup>/temporada) con 70% de metano, que son quemados íntegramente en una antorcha. El digestato que sale del reactor, continúa el tratamiento en un humedal, donde se termina de estabilizar y sirve de fuente para el riego de fincas de la propia empresa

### 2.7.2. Citromax S.A.C.I.

Citromax cuenta con un reactor de alta carga tipo UASB, adquirido a la empresa belga/Francesa Enprotech. Se trata de un reactor de sección circular de 7.000 m<sup>3</sup> de capacidad, alimentado con efluente cítrico despojado de los sólidos suspendidos por un tratamiento primario. El reactor produce alrededor de 20.000 m<sup>3</sup> de biogás por mes, unos 3.900.000 m<sup>3</sup>/temporada que son utilizados como combustible en una caldera, previo paso por un filtro coalescente, para el calentamiento de agua que se utiliza para mantener la temperatura del propio reactor. El digestato se utiliza para la fertirrigación de fincas que pertenecen a la firma.

### 2.7.3. Cota Ltda.

La cítrica Cota tiene en operación desde 2011 un reactor anaeróbico de alta carga tipo UASB para el tratamiento de parte de sus efluentes líquidos. El mismo posee un volumen de 1.000 m<sup>3</sup> y fue diseñado por PROIMI (Planta Piloto de Procesos Industriales Microbiológicos). El efluente que entra al reactor pasa

previamente por un tratamiento primario que reduce la concentración de sólidos en suspensión, y la generación de biogás en el biorreactor es íntegramente quemada en una antorcha<sup>23</sup>.

## 2.8. Situación actual de San Miguel. Conclusiones

Tal como comentamos al comienzo del presente, San Miguel utiliza para el tratamiento de sus efluentes un sistema integrado que consiste en un tratamiento primario, diseñado para remover los sólidos insolubles, compuesto por una serie de filtros parabólicos, seguido de un DAF (Dissolved Air Flotation) que acondiciona el efluente para su entrada a un reactor biológico montado en 2009 con una tecnología UASB (Upflow Anaerobic Sludge Blanket), adquirido de la Empresa Belga/Francesa Enprotech. El reactor tiene un volumen de 7.600 m<sup>3</sup>, que genera entre 22.000 y 25.000 m<sup>3</sup> de biogás diarios.

Si bien el sistema de pretratamiento y biodigestión guarda ciertas similitudes con Citrusvil, la compañía no aprovecha en su planta el biogás generado por este proceso, en tanto el 70% es utilizado como combustible en una caldera de agua y vapor para calefaccionar el mismo reactor y el 30% restante se quema en una antorcha. Esto sucede porque la compañía no cuenta con un sistema de purificación del biogás y, debido a ello, el mismo podría dañar las tuberías y calderas existentes<sup>24</sup>.

Es así que el sistema planteado actualmente tiene como objetivo el tratamiento de efluentes y no la utilización de energía renovable de fuente propia. Además, debido al tiempo que lleva instalada la planta de tratamiento existen actualmente otros problemas de mantenimiento, como roturas de paneles internos.

De esta manera, se plantean tres opciones posibles a fin de lograr un aprovechamiento del biogás generado por San Miguel:

1. Instalación de dos nuevos biodigestores, un sistema de purificación de biogás y dos generadores eléctricos.
2. Instalación de un sistema de purificación de biogás y un generador eléctrico, para producir energía eléctrica a partir del 30% remanente de la generación de biogás.
3. Instalación de un sistema de purificación de biogás, para el aprovechamiento del 30% del biogás remanente del proceso actual.

---

<sup>23</sup> Estación Experimental Agroindustrial Obispo Colombres, "Estado de situación y potencial de producción de biogas en la provincial de Tucumán", cit.

<sup>24</sup> Estación Experimental Agroindustrial Obispo Colombres, "Estado de situación y potencial de producción de biogas en la provincial de Tucumán", cit.

A lo largo de los próximos capítulos analizaremos los flujos de fondos relevantes que implicaría la introducción de cada una de estas alternativas al proceso productivo de la compañía, a fin de evaluar su conveniencia y cuál sería la mejor alternativa.

### **3. FLUJO DE FONDOS RELEVANTES. EVALUACIÓN DE CASO BASE Y ANÁLISIS DE CASOS ALTERNATIVOS**

#### **3.1. Proyecto 1. Instalación de dos nuevos biodigestores, un sistema de purificación de biogás y dos generadores eléctricos**

Plantearemos en primer lugar el reemplazo del reactor biológico existente en San Miguel por dos piletas anaeróbicas, y la introducción un sistema de purificación del biogás y una planta de generación de energía eléctrica (en adelante, el “Proyecto 1”).

Luego del planteo de caso base, veremos un segundo proyecto consistente en mantener el biodigestor existente e instalar los sistemas mencionados para la transformación del biogás en gas purificado y en energía eléctrica. Finalmente, analizaremos un tercer caso en el que únicamente se instalará un sistema de purificación del biogás.

##### **3.1.1. Inversión inicial. Planteo del proyecto**

###### **3.1.1.1. Instalación de piletas anaeróbicas**

Teniendo en cuenta la cantidad aproximada de efluentes que produce la compañía y que el biodigestor con el que cuenta tiene un volumen de 7.600 m<sup>3</sup>, analizaremos un proyecto existente de tamaño similar.

Basados en un estudio de factibilidad realizado por AGRACONSA<sup>25</sup> para cubrir los requerimientos de galeras de cría de pollos (que requirió un sistema a menor escala que el planteado por Citrusvil), veremos, en primer lugar, el proyecto de construcción de dos biodigestores de hormigón armado con fondo de membrana EPDM de 30 metros de largo, por 20 metros de ancho y una altura/profundidad de 4 metros, con un sistema de captación de biogás, agitación, mezcla y descarga en lagunas aeróbicas para su posterior uso en riego. Se estima un área efectiva de 4,840 m<sup>2</sup>, y para todas las estructuras se hará una excavación menor a 4 metros con retro excavadora, para lo cual se estima la remoción de 4,800 m<sup>3</sup>.

###### **3.1.1.2. Biodigestores**

Se prevé la construcción de dos biodigestores rectangulares de hormigón armado con fondo y cubierta de Etileno, Polipropileno, Dieno tipo M (EPDM). Se los construye 3 m bajo tierra y 1 m sobre tierra y, sobre la cubierta del digestor, se ha previsto la instalación de válvulas de seguridad para la regulación de presión.

---

<sup>25</sup> AGRACONSA, “Estudio de Factibilidad Proyecto de Biodigestor en el Negrito, Yoro”, noviembre 2010. Disponible en: <https://www.sica.int/download/?86349>

El biogás se captará a los dos costados de los digestores a graves de mangueras reforzadas de Polietileno (PE). Las tuberías de carga y descarga del biodigestor son de PE de 1 MPa, rectas y tienen un diámetro nominal de 200 milímetros, y estarán conectadas a la planta de tratamiento primario.

Para garantizar una homogeneización del sustrato al interior del digestor, incluiremos un sistema de agitación con eje vertical, de 4 agitadores en cada digestor. Esta estructura de agitación consiste básicamente en un mezclador con aspas de hierro galvanizado de longitud variable de aspas de hasta 1.5 metros accionadas por un motor exterior ubicado en un pozo de hormigón armado construido exteriormente a los costados de cada digestor.

#### 3.1.1.3. Postratamiento de los efluentes

Tal como vimos anteriormente, el biol (abono) del digestato continúa por una etapa de “pulido aeróbico” en una laguna aireada, donde se reduce al mínimo la carga orgánica, mientras que el biosol (fermento que contiene a los microorganismos) es separado y devuelto al reactor para mantener los valores de carga. Además, en caso de haber excedentes, los lodos son cedidos para su uso en otros reactores. Este proceso ya es realizado por la compañía y no se introducen cambios, por lo cual no se lo contará en el cash flow del proyecto.

#### 3.1.1.4. Sistema de purificación y almacenamiento

De acuerdo con lo indicado, el biogás generado a través de este proceso contiene un 0,1-1% aproximadamente de sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S), que tiene un efecto corrosivo en los generadores de energía eléctrica y en general en todo equipo electromecánico que conforma la planta de biogás. En tal sentido, planteamos la instalación de un sistema de purificación.

Además, en tanto la producción de biogás es continua y casi uniforme durante un período de 150 días por año, mientras que su consumo depende de la demanda y los requerimientos de los generadores, para suplir mayores periodos de demanda de biogás o picos en el consumo plantearemos la instalación de tanques de almacenamiento.

#### 3.1.1.5. Generación de energía eléctrica

Para la generación de energía eléctrica se prevé la instalación de dos generadores con una potencia de 250 kW/h.

### 3.1.1.6. Quemador de gas

Como vimos, la empresa ya cuenta con un quemador del biogás generado en exceso, o para cuando no sea utilizado o se estén realizando trabajos de mantenimiento.

### 3.1.1.7. Conclusiones. Inversión inicial requerida

Teniendo en cuenta el proyecto planteado, y tomando como base el estudio de factibilidad realizado por AGRACONSA antes mencionado convertido a pesos un tipo de cambio de \$730, así como precios aproximados de mano de obra publicados en internet, podemos concluir que la inversión inicial requerida para realizar el proyecto es de alrededor de \$ 808.754.225. Podemos encontrar el detalle de los costos de inversión inicial requeridos para este proyecto en el Anexo I.

### 3.1.2. Ingresos del Proyecto. Producción estimada de biogás a través del Proyecto 1

Teniendo en cuenta que a través del proyecto se lograría una capacidad máxima mensual de tratamiento de 165.000 m<sup>3</sup> de efluente, y dada la estacionalidad de la producción de San Miguel, podemos estimar una producción anual de biogás de 3.728.587 m<sup>3</sup>. Además, si consideramos que los generadores tienen una potencia máxima de 450 MW por mes, anualmente se lograría producir 2.657 MW de electricidad. Finalmente, notamos que los meses de mayor producción existiría un sobrante de biogás de aproximadamente 144.225 m<sup>3</sup>, el cual se utilizará también en la planta.

Estimación	Efluente crudo de ingreso a la planta (m <sup>3</sup> )	Biogás Generado (m <sup>3</sup> )	Energía generada por mes (MW)	Biogás restante (m <sup>3</sup> )
Enero	0	0	0	0
Febrero	0	0	0	0
Marzo	20.625	81.056	68	0
Abril	82.500	324.225	271	0
Mayo	165.000	648.450	450	144.225
Junio	165.000	648.450	450	144.225
Julio	165.000	648.450	450	144.225
Agosto	165.000	648.450	450	144.225
Septiembre	165.000	648.450	450	144.225
Octubre	20.625	81.056	68	0
Noviembre	0	0	0	0
Diciembre	0	0	0	0
TOTAL	948.750	3.728.587	2.657	721.125

Figura 3. Proyección anual de generación de biogás y energía eléctrica de San Miguel.

Teniendo en cuenta la producción indicada y los precios publicados en el mercado de aproximadamente \$21,89<sup>26</sup> por m<sup>3</sup> de gas y de alrededor de \$21.049<sup>27</sup> por MW de energía eléctrica, vemos que el ahorro total estimado total sería de aproximadamente \$71.707.357 anuales.

Ahorro Estimado (ARS)	
Precio estimado de Biogás por m <sup>3</sup>	21,89
Ahorro anual estimado en Biogás	15.785.426
Precio estimado Energía Renovable por MW	21.049
Ahorro anual estimado en Energía Renovable	55.921.931
Ahorro Total Estimado	71.707.357

### 3.1.3. Egresos del Proyecto. Costos estimados

Tomando como base el análisis del proyecto planteado por AGRACONSA, se estima que el proyecto tendrá un costo de mantenimiento anual de alrededor de \$9.349.600. En cuanto a la mano de obra, para el manejo del sistema de purificación y los generadores se prevé la contratación de un empleado full time adicional a los ya existentes en la planta, lo cual representa un costo aproximado anual de \$6.000.000.

### 3.1.4. Tasa impositiva

De acuerdo con lo observado en el último balance anual presentado por la compañía en CNV y, basados en la Nota N°11 de los mencionados estados financieros, utilizaremos una tasa impositiva del 35%.<sup>28</sup>

### 3.1.5. Estimación de inflación

Argentina se ha encontrado transitando niveles muy altos de inflación en los últimos años. A septiembre de 2023, el Índice de Precios al Consumidor (IPC) registró un alza mensual de 12,7%, acumulando una variación de 103,2% en el año. En la comparación interanual, el incremento alcanzó el 138,3%<sup>29</sup>.

Si bien el IPC se utiliza para realizar una estimación general, la inflación ha sido distinta para cada segmento analizado en el presente trabajo. Es así que vemos que, en el año 2022, la inflación en la

<sup>26</sup> ENARGAS, “Precios y Tarifas”, cit.

<sup>27</sup> CAMMESA, “Precios Medios Estacionales”. Disponible en: <https://cammesaweb.cammesa.com/pme-res56-23/>

<sup>28</sup> S.A. San Miguel A.G.I.C.I y F., “Estados Financieros Correspondientes a los ejercicios económicos finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021”, Nota 11, 13/03/2023. Disponible en: <https://www.cnv.gov.ar/SitioWeb/Empresas>.

<sup>29</sup> INDEC, “Índice de precios al consumidor (IPC)”, octubre de 2023. Disponible en: [https://www.indec.gob.ar/uploads/informesdeprensa/ipc\\_11\\_231B28D924C4.pdf](https://www.indec.gob.ar/uploads/informesdeprensa/ipc_11_231B28D924C4.pdf)



energía eléctrica estuvo un 24,97%<sup>30</sup> por debajo del índice de precios al consumidor, y el precio del gas estuvo un 14,99% por debajo del mismo índice<sup>31</sup>. En cuanto a los costos de la construcción, vemos que en el mismo año la inflación estuvo un 26,2% por debajo del IPC, y que el índice de salarios estuvo un 26,7% por debajo del mismo<sup>32</sup>.

En conclusión, corresponde analizar la inflación anual correspondiente a cada rubro del flujo de fondos y en base a ella intentar hacer una proyección para la duración estimada del proyecto. Podemos encontrar este detalle en el Anexo II. En este caso, haremos una estimación optimista respecto a la inflación, la cual estimamos descenderá hasta encontrarse en un nivel de estabilidad del 4% a partir del año 2030.

### 3.1.6. Estimación del costo de capital

Para la estimación del costo de capital, elemento clave para calcular el valor actual neto del proyecto, necesitamos tomar en cuenta la tasa libre de riesgo, la prima de riesgo del mercado y el beta correspondiente a la industria.

Respecto de la tasa libre de riesgo, tomaremos la tasa de un Bono del Tesoro de los Estados Unidos a 10 años, la cual es actualmente del 4,55%<sup>33</sup>. En cuanto al beta, tomaremos los datos publicados por Aswath Damodaran, el cual se establece en 0,88 para la industria de las energías renovables<sup>34</sup>.

El elemento que más llama la atención para este proyecto y del cual dependerá, en gran medida, la conveniencia en su realización, es la prima de riesgo de mercado en Argentina. De acuerdo con un estudio realizado por la IESE Business School, debido a la coyuntura económica del país, la prima de riesgo asciende a 28,1%<sup>35</sup>.

Con estos datos obtenemos un costo de capital del 29,28%, cifras abismales a la hora de llevar a cabo un proyecto. Si tenemos en cuenta que nuestra estimación implica una reducción en la inflación y una estabilización económica, no parecería adecuado aplicar esta tasa a todos los flujos de fondos. Es por esto que tomaremos esta tasa para 2025 y haremos una reducción gradual de la prima de riesgo similar a la evolución planteada para la inflación, hasta llegar a una tasa estable en 2028.

---

<sup>30</sup> CAMMESA, "Reportes Históricos". Disponible en: <https://cammesaweb.cammesa.com/informes-y-estadisticas/>

<sup>31</sup> ENARGAS, "Serie histórica de cuadros tarifarios". Disponible en: <https://www.enargas.gob.ar/secciones/precios-y-tarifas/cuadros-tarifarios.php>

<sup>32</sup> INDEC, "Índice del Costo de la Construcción". Disponible en: <https://www.indec.gob.ar/indec/web/Nivel4-Tema-3-5-33>

<sup>33</sup> CBOE Interest Rate 10 Year T No (^TNX). Disponible en: <https://es-us.finanzas.yahoo.com/quote/%5ETNX/>

<sup>34</sup> DAMODARAN, Aswath. "Betas by Sector (US)", enero 2023. Disponible en: [https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New\\_Home\\_Page/datafile/Betas.html](https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html)

<sup>35</sup> FERNANDEZ, Pablo; GARCÍA DE LA GARZA, Diego; FERNANDEZ ACIN, Javier "Market Risk Premium and Risk-Free Rate used for 80 countries in 2023", abril 2023. Disponible en: <https://deliverypdf.ssrn.com/delivery.php?ID=77410606909709610102502401908000406509903806603702807108806710108812700508902311507600701102705602000604208202100209809812608604800805901206110400708301606400602309306011409010006400602300500711702911500508107811609801700307008001410306500087007&EXT=pdf&INDEX=TRUE>

En tal sentido, podemos tomar la prima de riesgo de países de la región que han presentado baja inflación, tales como México (4,45%), Chile (5,1%) y Brasil (5,19%)<sup>36</sup>. Cada uno de estos países presenta, respectivamente, una prima de riesgo de 7,7%, 6,9% y 9,3%.

De esta forma, estimamos un costo de capital de 23,09% para 2026, 13,83% para 2027 y 10,71% para 2028 en adelante.

### 3.1.7. Conclusiones. Conveniencia del proyecto

Teniendo en cuenta los datos indicados llegamos al flujo de fondos detallado en el Anexo III, con un flujo neto de \$409.249.165. En consecuencia, el proyecto tiene un VAN negativo de -\$399.505.060 y, en virtud de ello, no sería conveniente realizarlo.

Podemos atribuir este resultado a diferentes cuestiones que convergen:

- En relación con el apartado anterior, el costo de capital de Argentina es alto en comparación con otros países. Tal es así que el mercado está exigiendo actualmente una tasa de 24,73% por encima de la tasa libre de riesgo para realizar una inversión en el país, al menos para los proyectos vinculados con la industria de las energías renovables. Esto genera que el proyecto deba producir ganancias mucho mayores en comparación con otras geografías para compensar esa tasa, que representa el riesgo de invertir en Argentina actualmente.
- Vemos que la inversión inicial es de muy alto costo en comparación con los cash flows del proyecto (en un ratio de 18 veces en comparación con lo producido en cada período). Teniendo en cuenta que el proyecto es a largo plazo y se realiza con materiales de alta durabilidad, tal vez sea conveniente proyectar los flujos por una mayor cantidad de años para analizar si generan retornos que hagan que valga la pena la inversión inicial.
- En relación con la inversión inicial, también es importante ver que el tipo de cambio afecta en gran medida a la mayoría de los rubros, en tanto los costos van a estar altamente relacionados a los precios en que las maquinarias puedan importarse. La última devaluación de octubre (del 21%) ha impactado negativamente en este sentido.
- Respecto a los ingresos, vemos que al día de hoy el costo de las energías renovables es igual al costo de la energía proveniente de fuentes no renovables y que, en consecuencia, el precio local de la energía hace que el proyecto sea poco atractivo en cuanto a los cash flows. Esto podría cambiar en el futuro en virtud de las regulaciones que han surgido a nivel internacional en materia de cambio climático, lo cual haría más atractivo un proyecto de autogeneración.

---

<sup>36</sup>ÁLVAREZ, Juan Pablo, "Así está el ranking de inflación acumulada en 2023 en Latinoamérica", Bloomberg Línea, 13/10/2023. Disponible en: <https://www.bloomberglinea.com/2023/10/13/asi-esta-el-ranking-de-inflacion-acumulada-en-2023-en-latinoamerica/>

- Otro punto a tener en cuenta es la tasa impositiva. A nivel global se considera generalmente una tasa impositiva del 21%, mientras que, en Argentina, la tasa impositiva es del 35%. Ello hace que los flujos de fondos sean menos atractivos en el país que en el exterior, representando un costo aún más que los costos del propio proyecto (que representan el 27% de los ingresos).

En consecuencia, y teniendo en cuenta la estructura de flujos de fondos planteada y el VAN obtenido, no es conveniente llevar a cabo el Proyecto 1.

### 3.2. Proyecto 2. Instalación de un sistema de purificación de biogás y un generador eléctrico

Teniendo en cuenta que el Proyecto 1 presenta un VAN negativo, veremos a continuación la alternativa de mantener el reactor biológico existente en San Miguel e introducir un sistema de purificación y un generador, a fin de purificar el biogás generado para poder utilizarlo para generar energía eléctrica (en adelante, el “Proyecto 2”).

Para este proyecto, deberá tenerse en cuenta lo indicado en el principio de este trabajo: actualmente, el 70% de la producción del reactor de San Miguel es utilizada como combustible en una caldera de agua y vapor para calefaccionar el mismo reactor, con lo cual únicamente el 30% del biogás generado podrá destinarse a la utilización en la planta.

#### 3.2.1. Inversión inicial. Planteo del proyecto

Tal como vimos, a fin de poder aprovechar el biogás generado por San Miguel en la planta, introduciremos un sistema de purificación y almacenamiento similar al planteado para el Proyecto 1. Además, para la generación de energía eléctrica se prevé la instalación de un generador con una potencia de 250 kW/h.

Volvemos a mencionar que la empresa ya cuenta con un quemador del biogás generado en exceso, o para cuando no sea utilizado o se estén realizando trabajos de mantenimiento, con lo cual no será necesaria ninguna inversión adicional en este sentido.

Teniendo en cuenta el proyecto planteado, y tomando como base el estudio de factibilidad realizado por AGRACONSA antes mencionado convertido a pesos un tipo de cambio de \$730, así como precios aproximados de mano de obra publicados en internet, podemos concluir que la inversión inicial requerida para realizar el proyecto es de alrededor de \$ 128.910.700. Podemos encontrar el detalle de los costos de inversión inicial requeridos para este proyecto en el Anexo IV.

### 3.2.2. Ingresos del Proyecto. Producción estimada de biogás a través del Proyecto 2

Teniendo en cuenta que a través del Proyecto 2 se logra una producción máxima mensual de 211.500 m<sup>3</sup> de biogás utilizable, y dada la estacionalidad de la producción de San Miguel, podemos considerar una producción anual de biogás de 1.216.125 m<sup>3</sup>. Además, si consideramos que el generador tiene una potencia máxima de 225 MW por mes, anualmente se lograría producir 1.085 MW de electricidad, sin sobrante de biogás.

Estimación	Biogás Generado (m <sup>3</sup> )	Energía generada por mes (MW)
Enero	0	0
Febrero	0	0
Marzo	26.438	24
Abril	105.750	94
Mayo	211.500	189
Junio	211.500	189
Julio	211.500	189
Agosto	211.500	189
Septiembre	211.500	189
Octubre	26.438	24
Noviembre	0	0
Diciembre	0	0
TOTAL	1.216.125	1.085

En consecuencia, y de acuerdo con los precios publicados en el mercado de aproximadamente de alrededor de \$21.049<sup>37</sup> por MW de energía eléctrica, vemos que el ahorro total estimado total sería de \$22.844.480 anuales.

### 3.2.3. Egresos del Proyecto. Costos estimados. Tasa impositiva

Teniendo en cuenta el análisis del proyecto planteado por AGRACONSA, se estima que el proyecto tendrá un costo de mantenimiento anual de alrededor de \$3.739.840, un 40% en relación con el costo de mantenimiento del Proyecto 1. En cuanto a la mano de obra, para el manejo del sistema de purificación y los generadores se prevé la contratación de un empleado full time, lo cual adiciona un costo aproximado anual de \$6.000.000.

<sup>37</sup> CAMMESA, "Precios Medios Estacionales", cit.

En cuanto a la tasa impositiva y al igual que el Proyecto 1, basados en la Nota Nº11 de los estados financieros de la compañía, la misma será del 35%<sup>38</sup>.

#### 3.2.4. Estimación de la inflación y el costo de capital

Respecto de la inflación y el costo de capital, utilizaremos las mismas estimaciones que el Proyecto 1.

#### 3.2.5. Conclusiones. Conveniencia del proyecto

Teniendo en cuenta los datos indicados, llegamos al flujo de fondos detallado en el Anexo V, con un flujo neto de \$107.432.495. En consecuencia, el proyecto tiene un VAN negativo de -\$21.478.205, por lo cual no sería conveniente realizarlo.

Respecto de este proyecto podemos arribar a las siguientes conclusiones:

- Se mantiene nuestro comentario respecto al costo de capital de Argentina, respecto del cual se exige una tasa muy por encima de la tasa libre de riesgo los primeros años, lo cual causa que el proyecto deba generar ganancias mucho mayores en comparación con otras geografías para compensar esa tasa.
- Vemos que la inversión inicial es muy alta en comparación con los cash flows del proyecto (en un ratio de 11 veces por flujo), siendo el generador de energía eléctrica el elemento de mayor costo. Además, debemos tener en cuenta que la producción únicamente representa el 30% del biogás generado por el reactor de San Miguel, con lo cual el ahorro estimado es mucho menor al indicado en el Proyecto 1.  
  
Nuevamente, teniendo en cuenta que el proyecto es a largo plazo y se realiza con materiales de alta durabilidad, tal vez sea conveniente proyectar los flujos por una mayor cantidad de años para analizar si generan retornos que hagan que valga la pena la inversión inicial. Además, la compañía deberá considerar que tal vez los costos de mantenimiento del biodigestor existente aumenten con el paso del tiempo, debido a los años de uso.
- El tipo de cambio también afecta en gran medida, sobre todo teniendo en cuenta que el generador, su elemento de mayor costo, es importado.
- Vale la pena volver a mencionar que el costo de las energías renovables es igual al costo de la energía proveniente de fuentes no renovables y que, en consecuencia, el precio local de la energía hace que el proyecto sea poco atractivo en cuanto a los cash flows. Esto podría cambiar en el futuro en virtud de las regulaciones que han surgido a nivel internacional en materia de cambio climático que podrían aumentar la demanda y con ello encarecer el precio de las energías renovables, lo cual haría más atractivo un proyecto de autogeneración.

---

<sup>38</sup> S.A. San Miguel A.G.I.C.I y F., "Estados Financieros Correspondientes a los ejercicios económicos finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021", cit.

- Otro punto a tener en cuenta es la tasa impositiva del 35%, la cual también afecta negativamente a los egresos del proyecto.

En consecuencia, y teniendo en cuenta la estructura de flujos de fondos planteada y el VAN obtenido, tampoco resulta conveniente llevar a cabo el Proyecto 2.

### 3.3. Proyecto 3. Instalación de un sistema de purificación de biogás

Teniendo en cuenta que tanto el Proyecto 1 como el Proyecto 2 presentan un VAN negativo, consideraremos la posibilidad de mantener el reactor biológico existente en San Miguel e introducir un sistema de purificación del biogás, para poder utilizar el gas purificado en la planta (en adelante, el “Proyecto 3”).

Nuevamente, debemos tener en cuenta que el 70% es utilizado como combustible en una caldera para calefaccionar el mismo reactor, con lo cual únicamente el 30% del biogás generado podrá destinarse a la utilización en la planta.

#### 3.3.1. Inversión inicial. Planteo del proyecto

A fin de poder aprovechar el biogás en la planta, introduciremos un sistema de purificación y almacenamiento. La empresa ya cuenta con un quemador del biogás generado en exceso, o para cuando no sea utilizado o se estén realizando trabajos de mantenimiento.

Tomando como base el estudio de factibilidad realizado por AGRACONSA antes mencionado convertido a pesos un tipo de cambio de \$730, así como precios aproximados de mano de obra publicados en internet, podemos concluir que la inversión inicial requerida para realizar el proyecto es de alrededor de \$ 33.127.400. Podemos encontrar el detalle de los costos de inversión inicial requeridos para este proyecto en el Anexo VI.

#### 3.3.2. Ingresos del Proyecto. Producción estimada de biogás a través del Proyecto 3

Teniendo en cuenta que a través del proyecto se logra una producción máxima mensual de 211.500 m<sup>3</sup> de biogás, y dada la estacionalidad de la producción de San Miguel, podemos considerar una producción anual de biogás de 1.216.125 m<sup>3</sup>, a ser utilizada en la planta de la compañía.

Estimación	Biogás Generado (m <sup>3</sup> )
Enero	0
Febrero	0
Marzo	26.438
Abril	105.750
Mayo	211.500
Junio	211.500
Julio	211.500
Agosto	211.500
Septiembre	211.500
Octubre	26.438
Noviembre	0
Diciembre	0
TOTAL	1.216.125

En consecuencia, y de acuerdo con los precios publicados en el mercado de alrededor de alrededor de \$21,89 por m<sup>3</sup> de gas<sup>39</sup>, vemos que el ahorro total estimado total sería de \$26.620.976 anuales.

### 3.3.3. Egresos del Proyecto. Costos estimados. Tasa impositiva

Teniendo en cuenta el análisis del proyecto planteado por AGRACONSA, se estima que el proyecto tendrá un costo de mantenimiento anual de alrededor de \$1.869.920, un 20% en relación con el costo de mantenimiento del Proyecto 1. En cuanto a la mano de obra, para el manejo del sistema de purificación se prevé la contratación de un empleado adicional part time, lo cual adiciona un costo aproximado anual de \$3.000.000.

En cuanto a la tasa impositiva y al igual que los proyectos antes evaluados, basados en la Nota N°11 de los estados financieros de la compañía, la misma será del 35%<sup>40</sup>.

### 3.3.4. Estimación de la inflación y el costo de capital

Respecto de la inflación y el costo de capital, utilizaremos las mismas estimaciones que el Proyecto 1.

<sup>39</sup> Secretaría de Energía, “Informe Trimestral de Coyuntura Energética”, cit.

<sup>40</sup> S.A. San Miguel A.G.I.C.I y F., “Estados Financieros Correspondientes a los ejercicios económicos finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021”, cit.

### 3.3.5. Conclusiones. Conveniencia del proyecto

Teniendo en cuenta los datos indicados, llegamos al flujo de fondos detallado en el Anexo VII, con un flujo neto de \$140.719.937. En consecuencia, el proyecto tiene un VAN positivo de \$107.592.537, por lo cual es conveniente realizarlo.

Respecto de este proyecto podemos arribar a las siguientes conclusiones:

- Vemos que la inversión inicial no es tan alta en comparación con los cash flows del proyecto, en tanto se reduce notablemente al quitar el costo del generador. Esto hace que, aún con altos costos de capital al principio, el proyecto genere un VAN positivo.
- Además, vemos que el ahorro en gas del proyecto 3 es mayor que el ahorro en energía eléctrica del Proyecto 2 debido al mayor costo del gas, lo cual también impacta positivamente en el VAN.
- Aunque el VAN de este proyecto ya es positivo, damos por sentado que el costo de las energías renovables es igual al costo de la energía proveniente de fuentes no renovables. Esto podría cambiar en el futuro en virtud de las regulaciones que han surgido a nivel internacional en materia de cambio climático que podrían aumentar la demanda y con ello encarecer el precio de las energías renovables, lo cual haría más atractivo un proyecto de autogeneración.
- Aún tomando todas las condiciones macroeconómicas desfavorables al día de hoy, resulta razonable y atractivo el desarrollo del proyecto, con lo cual el mismo podría generar aún mejores resultados en caso de que la situación del país mejore. Ahora bien, hemos planteado un escenario optimista de estabilización, con lo cual el resultado podría no ser positivo en caso de mantenerse o empeorar la situación actual en el largo plazo.

Teniendo en cuenta lo indicado, el Proyecto 3 resulta el único conveniente en términos de VAN para la compañía. No obstante, San Miguel deberá analizar si corresponde incluir dentro de su estrategia la autogeneración de energía eléctrica para lograr cierta soberanía en materia de energías renovables en el futuro, por más que el VAN del Proyecto 2 sea negativo en abstracto.



## 4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD. MÉTODO DE MONTE CARLO

### 4.1. Planteo del caso y establecimiento de variables aleatorias

Teniendo en cuenta los resultados otorgados para cada proyecto, corresponde realizar un análisis de sensibilidad a fin de evaluar la reacción que cada uno de ellos tiene frente a la modificación de las variables consideradas. Con el objetivo de analizar la conveniencia de realizar el proyecto frente a diferentes contextos, podemos realizar distintas variaciones de cada ítem tenido en cuenta para el flujo de fondos a través del método de Monte Carlo.

Este método consiste en resolver un problema mediante la invención de juegos de azar cuyo comportamiento simula algún fenómeno real gobernado por una distribución de probabilidad. Más técnicamente, un Monte Carlo es un proceso estocástico numérico, es decir, una secuencia de estados cuya evolución viene determinada por sucesos aleatorios<sup>41</sup>. En este caso particular, utilizaremos 200 iteraciones.

Para diseñar los modelos de cada proyecto, consideramos las siguientes variables independientes:

- Precio del gas: hoy el precio del gas es de \$21,89 por m<sup>3</sup>, pero teniendo en cuenta que ha existido un retraso con respecto a los niveles generales de inflación de los últimos años, consideramos un monto mínimo de precio de \$20 y un monto máximo de \$35 (un 75% más que el precio actual), para contemplar el caso de que se produzca una actualización en el corto plazo.
- Inflación específica del gas: teniendo en cuenta que en el caso del gas calculamos una inflación promedio del 22,77% anual, consideraremos una inflación específica mínima del 10% y una máxima del 30%.
- Precio de la energía: considerando que el precio actual de la energía es de \$21.049 por mw, y que también en este caso existió un retraso respecto de los niveles generales de inflación de los últimos años, consideraremos un monto mínimo de \$20.000 y un monto máximo de \$35.000 (también, cerca de un 75% más que el precio actual), para contemplar el caso de que se produzca una actualización en el corto plazo.
- Inflación específica de la energía: teniendo en cuenta que en el caso de la energía eléctrica calculamos una inflación promedio del 25,45% anual, consideraremos una inflación específica mínima del 10% y una máxima del 35%.
- Sobrecosto de la energía renovable: si bien aún no existen incentivos en el país para incorporar energías de fuente renovable más allá del 16% exigido por las Leyes N° 26.190 y 27.190, han existido avances a nivel internacional que podrían aumentar su demanda por parte de empresas internacionales o proveedores de las mismas. Esto podría generar que el precio de las energías de fuente renovable sea superior debido a una alta demanda: recordemos que en 2022 solo el

---

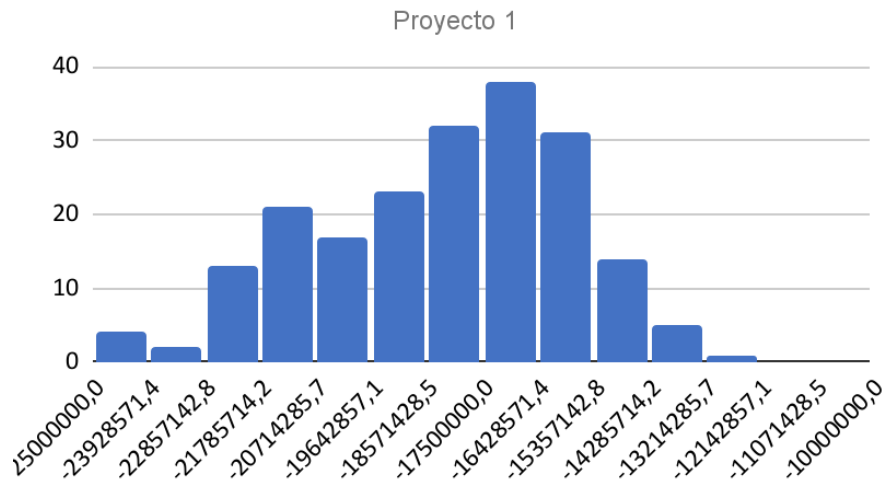
<sup>41</sup> ILLANA, Jose Ignacio, "Métodos Monte Carlo", enero de 2013. Disponible en: <https://www.ugr.es/~jillana/Docencia/FM/mc.pdf>

13,9% de la demanda total de energía eléctrica fue abastecida a partir de fuentes renovables. En tal sentido, hemos incorporado posibilidades de sobre costo, con un mínimo del 0% y un máximo del 12%.

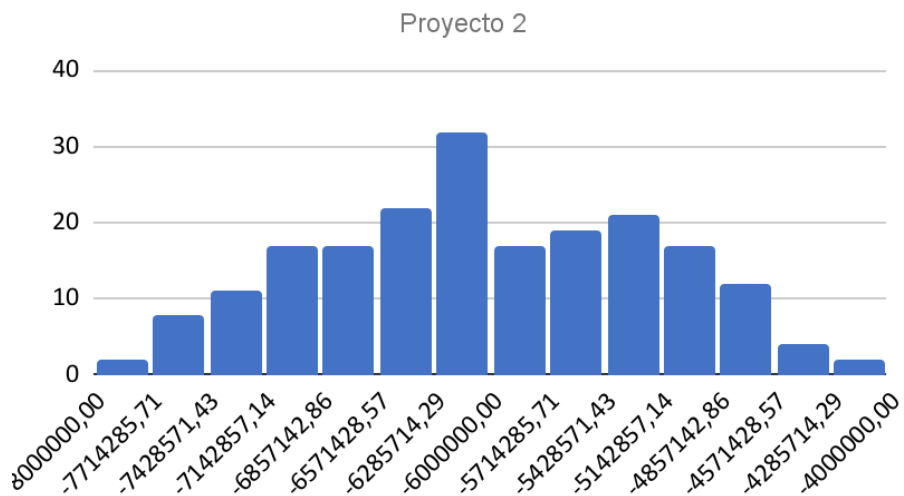
- Costos de mantenimiento: teniendo en cuenta el costo de mantenimiento de cada proyecto, incluiremos una variación del 5% para establecer el mínimo y el máximo.
- Inflación de costos de mantenimiento: teniendo en cuenta que proyectamos una inflación promedio del 22,66%, consideraremos una inflación específica mínima del 10% y una máxima del 30%.
- Costos de mano de obra: teniendo en cuenta el costo de mano de obra de cada proyecto, incluiremos una variación del 5% para establecer el mínimo y el máximo.
- Inflación de costos de mano de obra: teniendo en cuenta que proyectamos una inflación promedio del 19,88%, consideraremos una inflación específica mínima del 8% y una máxima del 28%.
- Costos de inversión: teniendo en cuenta el costo de inversión de cada proyecto, incluiremos una variación del 5% para establecer el mínimo y el máximo.
- Vida útil de la tecnología: se establece para el Proyecto 1 un espectro entre 30 y 40 períodos, mientras que para los Proyectos 2 y 3 una variación entre 15 y 20 períodos, debido a que se utilizará el biodigestor ya existente que cuenta con alrededor de 15 años de uso.
- Costo de Capital: en tanto el proyecto tiene un costo del capital promedio de 14,49%, tomaremos un costo de capital mínimo de 10% y un máximo de 18%.
- Tasa Impositiva: teniendo en cuenta que en Argentina existe actualmente una tasa impositiva muy alta, incluiremos en las iteraciones la posibilidad de que la misma baje, con un mínimo del 20% y estableciendo el máximo en el 35% actual.

#### 4.2. Conclusiones

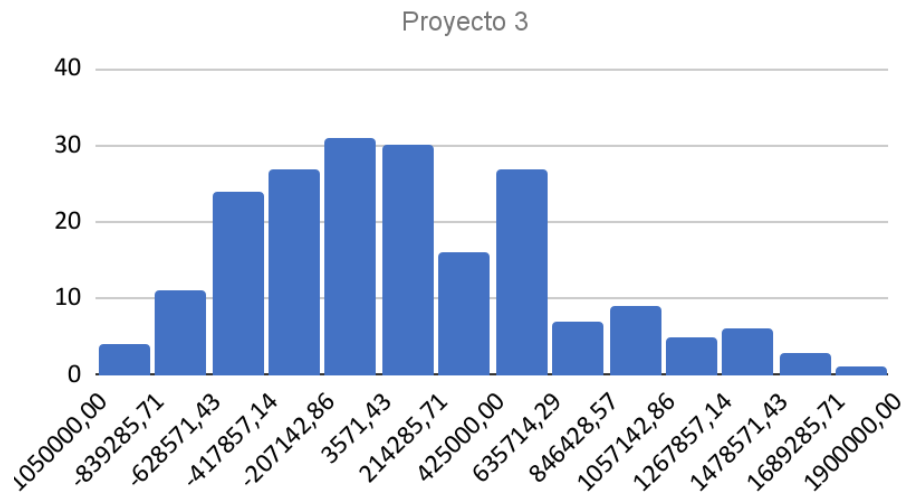
Respecto del Proyecto 1, este análisis nos sirve para determinar que, aún frente a escenarios más favorables el VAN continúa siendo negativo en todos los casos, con pérdidas desde los -\$12.000.000 hasta, en algunos casos, superiores a los -\$24.000.000. Ello se atribuye mayormente a los costos del proyecto, los cuales son altamente superiores a los flujos que el mismo puede generar, tal como lo hemos indicado en apartados anteriores.



Respecto del Proyecto 2 podemos concluir que, si bien los flujos son negativos, en la mayoría de los casos son inferiores a los -\$7.700.000, llegando en algunos casos a los -\$4.500.000. Recordemos que en nuestro cash flow el VAN era de alrededor de -\$21.478.205, con lo cual la ampliación de los años de vida del Proyecto 2 genera un impacto altamente positivo.



Finalmente, respecto del Proyecto 3 vemos que hay 91 de los 200 casos que tienen un VAN negativo, lo cual representa un 45% de las iteraciones. No obstante, el peor VAN posible es menor a -\$1.120.000, y el mejor ronda los \$1.900.000



En conclusión, la revisión del proyecto a través del método de Monte Carlo ha permitido el análisis de distintos escenarios, para obtener una respuesta más amplia respecto de su viabilidad, siempre dentro de un contexto de mejora en las condiciones económicas existentes.

#### 4.3. Planteo de caso macroeconómico extremo para el Proyecto 3

Dado que el Proyecto 3 fue el único que generó un VAN positivo, planteamos la introducción de un escenario macroeconómico altamente negativo para el cash flow propuesto en dicho proyecto.

De esta forma, introduciremos una inflación general del 150% en todos los años, una inflación del gas mucho menor (110%), y una inflación de mantenimiento y mano de obra igual a la inflación general. Por otro lado, planteamos una prima de riesgo del 150%, lo cual genera un costo de capital del 136,55%.

De esta forma, encontramos un resultado altamente positivo: aún en este contexto altamente desfavorable para el proyecto 3, nos hemos encontrado con un VAN positivo de \$17.820.124. De esta forma, confirmamos que el cash flow base planteado resiste modificaciones macroeconómicas altamente negativas, determinando nuevamente su conveniencia.

## 5. ANÁLISIS DE FINANCIAMIENTO

Respecto del financiamiento, es importante mencionar que la Sociedad logró una emisión exitosa el pasado 2 de octubre de obligaciones negociables adicionales a la Serie IX, vinculadas a la sostenibilidad. Las obligaciones negociables fueron emitidas bajo la modalidad dollar linked, a una tasa del 5% nominal anual pagaderas trimestralmente y con una fecha de vencimiento 26 de junio de 2025<sup>42</sup>. De acuerdo con el aviso de resultados de la compañía, logró emitirse el equivalente a USD 33.600.000<sup>43</sup>, que al tipo de cambio inicial equivale a \$11.760.672.000.

Es importante mencionar que la tasa de estas obligaciones negociables se encuentra afectada por el tipo de cambio aplicable a la fecha del pago. Si bien la compañía realiza exportaciones y la emisión se relaciona a su actividad operativa más que a un proyecto en particular, los proyectos planteados cuentan con flujos únicamente en pesos y, en virtud de la volatilidad actual, sería importante analizar cuál podría ser la tasa equivalente al tipo de cambio aplicable. Es por eso que veremos la tasa forward del dólar Com. A 3500 para dentro de un año, a fin de prever ese spread y calcular una tasa equivalente en pesos.

De acuerdo con el Rofex, la tasa correspondiente es del 302,11%<sup>44</sup>. En consecuencia, la tasa de interés compuesta por la tasa anual de las obligaciones negociables y la tasa de interés para contemplar este dólar futuro sería de un 307,11%, obteniendo de esta manera un costo de deuda mucho mayor al costo de equity, el cual vimos que rondaba el 26,19%. Tal es así que aún tomando en cuenta el tax yield que generaría incorporar deuda, la tasa de interés implícita de esta deuda es muy poco conveniente, al menos en el corto plazo.

Respecto de la posibilidad de obtener financiamiento bancario, de acuerdo con lo indicado por un banco de primera línea en Argentina, la tasa anual habitual para este tipo de industrias al 10 de noviembre de 2023 es BADLAR privada corregida más 6%, es decir, aproximadamente un 136%.

Teniendo en cuenta que a octubre de 2023 la inflación interanual fue del 142,7%<sup>45</sup>, que la tasa BADLAR depende de la política económica a llevar a cabo y que dicha tasa actualmente se encuentra un 5% por debajo de la tasa de inflación, podemos considerar tomar endeudamiento para afrontar los costos del proyecto y actualizarlo anualmente para restablecer la tasa a valores de inflación de cada período.

Podemos encontrar el impacto de la introducción de endeudamiento en la tasa de descuento y el cash flow en el Anexo VIII, incluyendo tasas con relación similar a la inflación proyectada para cada período.

Del análisis realizado podemos concluir que, en los tres casos, el endeudamiento tiene un efecto positivo en los flujos de fondos. Tal es así que el VAN del Proyecto 1 pasó de rondar los -\$399.505.060 a ser de -310.294.010. Si bien el mismo es negativo y confirma la inviabilidad del proyecto, también demuestra el efecto positivo que puede generar el endeudamiento en ciertas circunstancias.

---

<sup>42</sup> San Miguel, "Aviso de Suscripción ONs Serie IX", 22/09/2023. Disponible en: <https://www.cnv.gov.ar/SitioWeb/Empresas>

<sup>43</sup> San Miguel, "Aviso de Resultados ONs Serie IX", 28/09/2023. Disponible en: <https://www.cnv.gov.ar/SitioWeb/Empresas>

<sup>44</sup> MATBA ROFEX, "Futuros Financieros". Disponible en: <https://matbarofex.primary.ventures/futuros/financieros>

<sup>45</sup> INDEC, "Índice de precios al consumidor (IPC)", cit.

Por su parte, el VAN del Proyecto 2 pasó de ser -\$21.478.205 a ser de \$10.812.918, lo cual indica que, a una tasa de endeudamiento adecuada, existe mayor viabilidad en la realización del Proyecto 2, el cual conlleva la introducción de energía eléctrica renovable autogenerada en la planta. No obstante, la inclusión de endeudamiento en el proyecto implicaría flujos negativos en 2025, 2026 y 2033, los cuales deberán ser tenidos en cuenta por parte de la compañía en caso de avanzar con este proyecto.

Finalmente, el VAN del Proyecto 3 aumenta de \$107.592.537 a \$164.332.375, sin flujos negativos en ningún período, con lo cual continúa siendo de los tres proyectos el que genera mayor VAN y el más conveniente en tal sentido.

## 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De los estudios realizados en el presente trabajo resulta clara la viabilidad del Proyecto 3. Sus bajos costos respecto de la incorporación en el cash flow del ahorro en gas que implica la producción propia generan que sea el proyecto que mayor VAN genera en abstracto e incluso frente al planteo de un escenario macroeconómico desfavorable.

No obstante, corresponde analizar el contexto actual a fin de considerar si debería ponderarse el autoabastecimiento de energía eléctrica. Tal como vimos, la introducción de endeudamiento haría que el VAN del Proyecto 2 sea positivo, pero, aunque no lo sea, los niveles de producción nacional de energía renovable hacen que existan altas posibilidades de que las mismas sean cada vez menos accesibles en el mercado (y con ello, más caras). Frente a una crisis energética, la autogeneración se impone como una solución únicamente frente a casos de emergencia, teniendo en cuenta que la producción de energía no alcanzaría para abastecer ni siquiera una porción sustancial de la producción.

Por otro lado, vale decir que no se ha incluido en este análisis el efecto positivo que generan los proyectos planteados respecto de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Si bien no se ha llevado a cabo la introducción institucionalizada de mercados de carbono en el país a la fecha del presente trabajo, es posible que en el futuro este tipo de mercados sean moneda corriente y eso genere nuevas oportunidades para la compañía.

Finalmente, es importante mencionar las dificultades de encarar un proyecto de energías renovables de cero, tal como vimos en el Proyecto 1. El análisis de este proyecto nos permitió darnos cuenta de los altos costos que tiene la introducción del tratamiento de desechos biológicos y su aprovechamiento energético, al punto tal que resulta necesario el financiamiento y la absorción de costos por parte de ciertos actores del mercado para que este tipo de propuestas logren ser llevadas a cabo. Este punto es importante dada la importancia que se le ha dado a las energías renovables en los últimos años, por su impacto en la reducción en la emisión de gases de efecto invernadero.

En conclusión, la introducción de eficiencias al proceso de tratamiento de efluentes ya existentes genera efectos positivos para este caso particular. Quedará en cabeza de la compañía la elección de introducir generadores eléctricos, pero la conveniencia de la introducción de purificadores de gas se impone claramente frente a la situación actual, creando efectos positivos tanto para San Miguel como para la sociedad en general.

## BIBLIOGRAFÍA

### Registros Públicos

- Ministerio de Economía, Secretaría de Energía, “Energías Renovables 2022: se cubrió el 13,9% de la demanda y se inauguraron 8 proyectos por más de 47 MW de potencia instalada”, 31/01/2023. Disponible en:  
<https://www.argentina.gob.ar/noticias/energias-renovables-2022-se-cubrio-el-139-de-la-demanda-y-se-inauguraron-8-proyectos-por>
- Ministerio de Economía, Secretaría de Energía, “Informe Trimestral de Coyuntura Energética”, Segundo trimestre 2023. Disponible en:  
[https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/informacion\\_del\\_mercado/publicaciones/energia\\_en\\_gral/trimes/t22023.pdf](https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/informacion_del_mercado/publicaciones/energia_en_gral/trimes/t22023.pdf)
- ENARGAS, “Precios y Tarifas”. Disponible en:  
<https://www.enargas.gob.ar/secciones/precios-y-tarifas/cuadros-tarifarios.php>
- ENARGAS, “Serie histórica de cuadros tarifarios”. Disponible en:  
<https://www.enargas.gob.ar/secciones/precios-y-tarifas/cuadros-tarifarios.php>
- CAMMESA, “Reportes Históricos”. Disponible en:  
<https://cammesaweb.cammesa.com/informes-y-estadisticas/>
- CAMMESA, “Precios Medios Estacionales”. Disponible en:  
<https://cammesaweb.cammesa.com/pme-res56-23/>
- INDEC, “Índice de precios al consumidor (IPC)”, octubre de 2023. Disponible en:  
[https://www.indec.gob.ar/uploads/informesdeprensa/ipc\\_11\\_231B28D924C4.pdf](https://www.indec.gob.ar/uploads/informesdeprensa/ipc_11_231B28D924C4.pdf)
- INDEC, “Índice del Costo de la Construcción”. Disponible en:  
<https://www.indec.gob.ar/indec/web/Nivel4-Tema-3-5-33>
- MATBA ROFEX, “Futuros Financieros”. Disponible en:  
<https://matbarofex.primary.ventures/futuros/financieros>

### Publicaciones de San Miguel S.A.

- San Miguel S.A., “Reporte de Sustentabilidad 2022”, 2023. Disponible en:  
<https://static1.squarespace.com/static/63eea45262584c3023fb22ed/t/64cf053e3fd19b6af5e3f3a4/1691288923667/San+Miguel+Reporte+de+Sustentabilidad+2022.pdf>
- S.A. San Miguel A.G.I.C.I y F., “Estados Financieros Correspondientes a los ejercicios económicos finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021”, 13/03/2023. Disponible en:  
<https://www.cnv.gov.ar/SitioWeb/Empresas>.
- San Miguel S.A., “Prospecto de Programa Global de Emisión de Obligaciones Negociables Simples por hasta V/N US\$250.000.000 (o su equivalente en otras monedas)”, 23/05/2023. Disponible en:  
<https://www.argentina.gob.ar/cnv/empresas>.
- San Miguel S.A., “Suplemento de Prospecto”, 22/09/2023. Disponible en:  
<https://www.argentina.gob.ar/cnv/empresas>.



- San Miguel, "Aviso de Suscripción ONs Serie IX", 22/09/2023. Disponible en: <https://www.cnv.gov.ar/SitioWeb/Empresas>
- San Miguel, "Aviso de Resultados ONs Serie IX", 28/09/2023. Disponible en: <https://www.cnv.gov.ar/SitioWeb/Empresas>

#### **Publicaciones de Citrusvil S.A.**

- Fix SCR, "Citrusvil S.A., Calificación bono verde", 31/05/2022. Disponible en: [https://www.byma.com.ar/wp-content/uploads/2022/07/CITRUSVIL-ON\\_PyME\\_CNV\\_Garantizada\\_Serie\\_I\\_Clase\\_I\\_y\\_II-Calificaci\\_n\\_Bono\\_Verde.pdf](https://www.byma.com.ar/wp-content/uploads/2022/07/CITRUSVIL-ON_PyME_CNV_Garantizada_Serie_I_Clase_I_y_II-Calificaci_n_Bono_Verde.pdf)
- Citrusvil S.A., "Prospecto de Emisión", 21/6/2022. Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/cnv/empresas>
- Citrusvil, "Premio a la Ciudadanía Empresaria", 22° Edición. Disponible en: [https://www.premiocidadania.com.ar/materiales/49-PRESENTACION\\_CITRUSVIL.pdf](https://www.premiocidadania.com.ar/materiales/49-PRESENTACION_CITRUSVIL.pdf)

#### **Artículos y textos de investigación**

- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, "Biomasa: Digestores anaerobios", Madrid, octubre 2007. Disponible en: [https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones\\_idae/documentos\\_10737\\_biomasa\\_digestores\\_anaerobios\\_a2007\\_0d62926d.pdf](https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/documentos_10737_biomasa_digestores_anaerobios_a2007_0d62926d.pdf)
- MIGLIAVACCA, Julieta, "Proyecto de tratamiento de efluentes con captación y valorización del biogás", 2009. Disponible en: [http://redplycs.ambiente.gob.ar/archivos/web/UPLCS/File/Presentaciones\\_Seminario%20Abril2009/Ing.%20Julieta%20Migliavacca%20-%20Recuperacin%20de%20energia%20de%20los%20efluentes%20citrcolas.pdf](http://redplycs.ambiente.gob.ar/archivos/web/UPLCS/File/Presentaciones_Seminario%20Abril2009/Ing.%20Julieta%20Migliavacca%20-%20Recuperacin%20de%20energia%20de%20los%20efluentes%20citrcolas.pdf)
- AGRACONSA, "Estudio de Factibilidad Proyecto de Biodigestor en el Negrito, Yoro", noviembre 2010. Disponible en: <https://www.sica.int/download/?86349>
- TOBARES, Lorena, "La importancia y el futuro del biogás en la Argentina", octubre 2012. Disponible en: [https://www.petrotecnica.com.ar/1\\_2013/Petrotecnica/PdfsSinPublic/LaImportancia.pdf](https://www.petrotecnica.com.ar/1_2013/Petrotecnica/PdfsSinPublic/LaImportancia.pdf)
- ILLANA, Jose Ignacio, "Métodos Monte Carlo", enero de 2013. Disponible en: <https://www.ugr.es/~jillana/Docencia/FM/mc.pdf>
- DAMODARAN, Aswath. "Betas by Sector (US)", enero 2023. Disponible en: [https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New\\_Home\\_Page/datafile/Betas.html](https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html)
- FERNANDEZ, Pablo; GARCÍA DE LA GARZA, Diego; FERNANDEZ ACIN, Javier "Market Risk Premium and Risk-Free Rate used for 80 countries in 2023", abril 2023. Disponible en: <https://deliverypdf.ssrn.com/delivery.php?ID=774106069097096101025024019080004065099038066037028071088067101088127005089023115076007011027056020006042082021002098098126086048008059012061104007083016064006023093060114090100064006023005007117029115005081078116098017003070080014103065000087007&EXT=pdf&INDEX=TRUE>
- Estación Experimental Agroindustrial Obispo Colombes, "Estado de situación y potencial de producción de biogás en la provincia de Tucumán", mayo 2023. Disponible en:

- <https://www.eeaoc.gob.ar/wp-content/uploads/2023/07/Estado-de-situacion-y-potencial-de-produccion-de-biogas.pdf>.

#### **Artículos periodísticos**

- El Economista, “San Miguel renueva su matriz con energías limpias”, 29/10/2019. Disponible en: <https://eleconomista.com.ar/negocios/san-miguel-renueva-su-matriz-energias-limpias-n29094>
- La Gaceta, “La citrícola que procese 60 t/h de limón puede autoabastecerse de gas”, 6/08/2022. Disponible en: <https://www.lagaceta.com.ar/nota/955605/economia/citricola-procese-60-t-h-limon-puede-autoabastecerse-gas.html>
- MARTINEZ DODDA, Juan I, “Bioeconomía circular: del limón al biogás”, Clarín, 3/03/2018. Disponible en: <https://www.federcitrus.org/bioeconomia-circular-del-limon-al-biogas/>
- ÁLVAREZ, Juan Pablo, “Así está el ranking de inflación acumulada en 2023 en Latinoamérica”, Bloomberg Línea, 13/10/2023. Disponible en: <https://www.bloomberglinea.com/2023/10/13/asi-esta-el-ranking-de-inflacion-acumulada-en-2023-en-latinoamerica/>

## ANEXOS

**Anexo I - Costos de Inversión Proyecto 1**

<b>Proyecto 1: Instalación de Biodigestores, Purificadores y Generadores</b>						
	<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio Unidad (USD)</b>	<b>Subtotal (USD)</b>	<b>Subtotal (ARS)</b>
<b>I</b>	<b>Preliminares</b>					
	Limpieza, marcado y nivelado	1	1	2.000	<b>2.000</b>	<b>1.460.000</b>
<b>II</b>	<b>Biodigestores</b>					
	Excavación y compactación	m3	1850	1	2.146	1.566.580
	Construcción y compactación de terraplén	m3	1650	4	5.957	4.348.245
	Geomembrana fondo, sellado e instalación	m2	1200	6	6.720	4.905.600
	Geomembrana cubierta, sellado e instalación	m2	1650	8	12.870	9.395.100
	Hormigón sello hidráulico y amarres para la membrana de cubierta	m	920	130	119.600	87.308.000
	Platinas para sello	m	90	12	1.080	788.400
	Estructura de entrada en hormigón	m3	150	130	19.500	14.235.000
	Estructura de salida en PVC y excavación	m3	450	32	14.400	10.512.000
	Tuberías para la captación de biogás de PE alta densidad	m	900	6	5.040	3.679.200
	<b>Subtotal USD</b>				<b>187.313</b>	<b>136.738.125</b>
<b>III</b>	<b>Elementos mecánicos, filtros de reducción de H2S y generador</b>					
	Bombas de succión, tableros, conexión y pozos de succión	Unidad	2	5.600	11.200	8.176.000
	Agitadores	Unidad	3	180.000	540.000	394.200.000
	Blower	Unidad	3	6.250	18.750	13.687.500
	Válvulas de presión (seguridad)	Unidad	3	1.800	5.400	3.942.000
	Filtros de reducción de H2S (sulfuro de hidrógeno)	Unidad	6	9.200	55.200	40.296.000
	Accesorios, codos y válvulas secundarias	Global	1	5.400	5.400	3.942.000
	Fletes de equipo	Global	4	1.200	4.800	3.504.000
	Limpieza final	Global	3	390	1.170	854.100
	Pruebas y puesta en marcha	Global	3	1.800	5.400	3.942.000
	Generador completo con sistema de calibración de biogás	250kW	2	120.000	240.000	175.200.000
	Disposición de material sobrante de construcción	m3	1300	4	4.550	3.321.500
	<b>Subtotal USD</b>				<b>891.870</b>	<b>651.065.100</b>
<b>IV</b>	<b>Mano de Obra</b>					
	Mano de Obra (Ingeniero, MMO, obreros)				<b>26.700</b>	<b>19.491.000</b>
	<b>TOTAL</b>				<b>1.107.883</b>	<b>808.754.225</b>

## Anexo II - Análisis y proyección de la evolución de precios relevantes y costo de capital

Evolución del Precio de la energía eléctrica				
Año	AR/MWh	Aumento	Inflación	Diferencia
2016	1081		36,00%	
2017	1199,2	10,93%	24,80%	-13,87%
2018	2184,2	82,14%	47,60%	34,54%
2019	3359,5	53,81%	53,80%	0,01%
2020	4177,8	24,36%	36,10%	-11,74%
2021	6908,5	65,36%	50,90%	14,46%
2022	11732,4	69,83%	94,80%	-24,97%

Evolución del Precio del Gas						
Año	USD/MMBTu	TC		Aumento	Inflación	Diferencia
		USD	ARS/MMBTU			
2020	3,71	84,15	312,20			
2021	3,95	102,75	405,86	30,00%	50,90%	-20,90%
2022	4,12	177,13	729,78	79,81%	94,80%	-14,99%

Evolución del ICC				
Año	Materiales	Dif. Inflac.	M. Obra	Dif. Inflac
2016	24,60%	-11,40%	28,90%	-7,10%
2017	20,00%	-4,80%	24,50%	-0,30%
2018	49,60%	2,00%	26,90%	-20,70%
2019	42,30%	-11,50%	37,30%	-16,50%
2020	51,10%	15,00%	30,20%	-5,90%
2021	44,90%	-6,00%	44,90%	-6,00%
2022	68,60%	-26,20%	68,10%	-26,70%

Tasa inflación anual estimada					
Año	General	Energía	Gas	Mantenim	M. Obra
2025	80,00%	105,00%	75,00%	88,00%	65,00%
2026	60,00%	50,00%	65,00%	54,00%	55,00%
2027	30,00%	38,00%	27,00%	28,00%	27,00%
2028	12,00%	10,00%	14,00%	13,00%	10,00%
2029	8,00%	10,00%	9,00%	6,00%	7,00%
2030	4,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%
2031	4,00%	5,00%	4,00%	4,00%	4,00%
2032	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%
2033	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%

Tasa de Descuento	
2025	
Ke	29,28%
RF	4,55%
Beta	0,88
MRP	28,10%
2026	
Ke	23,09%
MRP	21,07%
2027	
Ke	13,83%
MRP	10,55%
2028 a 2033	
Ke	10,71%
MRP	7,00%

### Anexo III - Flujo de Fondos Proyecto 1

	2024	2025	2026	2027	2028
<b>Ingresos</b>					
Ahorro estimado en Biogás		27.624.496	45.580.418	57.887.130	65.991.329
Ahorro estimado en Energía Renovable		114.639.959	171.959.938	237.304.714	261.035.186
<b>TOTAL INGRESOS</b>		142.264.454	217.540.355	295.191.845	327.026.514
<b>Egresos</b>					
Costos de mantenimiento		-17.577.248	-27.068.962	-34.648.271	-39.152.547
Mano de Obra		-9.900.000	-15.345.000	-19.488.150	-21.436.965
<b>TOTAL EGRESOS</b>		-27.477.248	-42.413.962	-54.136.421	-60.589.512
<b>Resultado antes de impuestos</b>		114.787.206	175.126.393	241.055.423	266.437.003
<b>IMPUESTOS</b>		-40.175.522	-61.294.238	-84.369.398	-93.252.951
Inversión Inicial	-808.754.225				
<b>Flujo Neto</b>	-808.754.225	74.611.684	113.832.156	156.686.025	173.184.052
<b>Flujo sin inflación</b>	-808.754.225	41.450.936	47.430.065	58.031.861	61.412.784

	2029	2030	2031	2032	2033
<b>Ingresos</b>					
Ahorro estimado en Biogás	71.930.548	74.088.465	77.052.003	80.134.083	83.339.447
Ahorro estimado en Energía Renovable	287.138.704	295.752.865	310.540.509	322.962.129	335.880.614
<b>TOTAL INGRESOS</b>	359.069.252	369.841.330	387.592.512	403.096.212	419.220.061
<b>Egresos</b>					
Costos de mantenimiento	-41.501.699	-42.746.750	-44.456.620	-46.234.885	-48.084.281
Mano de Obra	-22.937.553	-23.625.679	-24.570.706	-25.553.535	-26.575.676
<b>TOTAL EGRESOS</b>	-64.439.252	-66.372.429	-69.027.327	-71.788.420	-74.659.956
<b>Resultado antes de impuestos</b>	294.630.000	303.468.900	318.565.185	331.307.793	344.560.104
<b>IMPUESTOS</b>	-103.120.500	-106.214.115	-111.497.815	-115.957.727	-120.596.036
Inversión Inicial					
<b>Flujo Neto</b>	191.509.500	197.254.785	207.067.370	215.350.065	223.964.068
<b>Flujo sin inflación</b>	66.037.759	67.093.464	69.485.695	71.307.969	73.190.872

<b>Flujo Neto</b>	409.249.165
<b>VAN</b>	-399.505.060

**Anexo IV - Costos de Inversión Proyecto 2**

<b>Proyecto 2: Instalación de Purificadores y Generadores</b>						
<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio Unidad (USD)</b>	<b>Subtotal (USD)</b>	<b>Subtotal (ARS)</b>	
<b>I Elementos mecánicos, filtros de reducción de H2S y generador</b>						
Válvulas de presión (seguridad)	Unidad	3	1.800	5.400	3.942.000	
Filtros de reducción de H2S (sulfuro de hidrógeno)	Unidad	2	9.200	18.400	13.432.000	
Accesorios, codos y válvulas secundarias	Global	1	5.400	5.400	3.942.000	
Fletes de equipo	Global	4	1.200	4.800	3.504.000	
Limpieza final	Global	3	390	1.170	854.100	
Pruebas y puesta en marcha	Global	3	1.800	5.400	3.942.000	
Generador completo con sistema de calibración de biogás	250kW	1	120.000	120.000	87.600.000	
<b>Subtotal USD</b>				<b>160.570</b>	<b>117.216.100</b>	
<b>II Mano de Obra</b>						
Mano de Obra (Ingeniero, MMO, obreros)				<b>16.020</b>	<b>11.694.600</b>	
<b>TOTAL</b>				<b>176.590</b>	<b>128.910.700</b>	



### Anexo V - Flujo de Fondos Proyecto 2

	2024	2025	2026	2027	2028
<b>Ingresos</b>					
Ahorro estimado en Energía Renovable		46.831.184	70.246.776	96.940.551	106.634.606
<b>TOTAL INGRESOS</b>		46.831.184	70.246.776	96.940.551	106.634.606
<b>Egresos</b>					
Costos de mantenimiento		-7.030.899	-10.827.585	-13.859.309	-15.661.019
Mano de Obra		-9.900.000	-15.345.000	-19.488.150	-21.436.965
<b>TOTAL EGRESOS</b>		-16.930.899	-26.172.585	-33.347.459	-37.097.984
<b>Resultado antes de impuestos</b>		29.900.285	44.074.191	63.593.092	69.536.622
<b>IMPUESTOS</b>		-10.465.100	-15.425.967	-22.257.582	-24.337.818
Inversión Inicial	-128.910.700				
<b>Flujo Neto</b>	-128.910.700	19.435.185	28.648.224	41.335.510	45.198.805
<b>Flujo sin inflación</b>	-128.910.700	10.797.325	11.936.760	15.309.448	16.027.945

	2029	2030	2031	2032	2033
<b>Ingresos</b>					
Ahorro estimado en Energía Renovable	117.298.067	120.817.009	126.857.859	131.932.173	137.209.460
<b>TOTAL INGRESOS</b>	117.298.067	120.817.009	126.857.859	131.932.173	137.209.460
<b>Egresos</b>					
Costos de mantenimiento	-16.600.680	-17.098.700	-17.782.648	-18.493.954	-19.233.712
Mano de Obra	-22.937.553	-23.625.679	-24.570.706	-25.553.535	-26.575.676
<b>TOTAL EGRESOS</b>	-39.538.232	-40.724.379	-42.353.354	-44.047.489	-45.809.388
<b>Resultado antes de impuestos</b>	77.759.834	80.092.629	84.504.505	87.884.685	91.400.072
<b>IMPUESTOS</b>	-27.215.942	-28.032.420	-29.576.577	-30.759.640	-31.990.025
Inversión Inicial					
<b>Flujo Neto</b>	50.543.892	52.060.209	54.927.928	57.125.045	59.410.047
<b>Flujo sin inflación</b>	17.428.928	17.707.554	18.432.191	18.915.578	19.415.048

<b>Flujo Neto</b>	107.432.495
<b>VAN</b>	-21.478.205

**Anexo VI - Costos de Inversión Proyecto 3**

<b>Proyecto 3: Instalación de Purificadores</b>						
	<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio Unidad (USD)</b>	<b>Subtotal (USD)</b>	<b>Subtotal (ARS)</b>
<b>I</b>	<b>Elementos mecánicos y filtros de reducción de H2S</b>					
	Válvulas de presión (seguridad)	Unidad	3	1.800	5.400	3.942.000
	Filtros de reducción de H2S (sulfuro de hidrógeno)	Unidad	2	9.200	18.400	13.432.000
	Accesorios, codos y válvulas secundarias	Global	1	5.400	5.400	3.942.000
	Fletes de equipo	Global	4	1.200	4.800	3.504.000
	Limpieza final	Global	3	390	1.170	854.100
	Pruebas y puesta en marcha	Global	3	1.800	5.400	3.942.000
	<b>Subtotal USD</b>				<b>40.570</b>	29.616.100
<b>II</b>	<b>Mano de Obra</b>					
	Mano de Obra (Ingeniero, MMO, obreros)				<b>4.810</b>	<b>3.511.300</b>
	<b>TOTAL</b>				<b>45.380</b>	<b>33.127.400</b>

### Anexo VII - Flujo de Fondos Proyecto 3

	2024	2025	2026	2027	2028
<b>Ingresos</b>					
Ahorro estimado en Biogás		46.586.708	76.868.068	97.622.447	111.289.589
<b>TOTAL INGRESOS</b>		46.586.708	76.868.068	97.622.447	111.289.589
<b>Egresos</b>					
Costos de mantenimiento		-3.515.450	-5.413.792	-6.929.654	-7.830.509
Mano de Obra		-4.950.000	-7.672.500	-9.744.075	-10.718.483
<b>TOTAL EGRESOS</b>		-8.465.450	-13.086.292	-16.673.729	-18.548.992
<b>Resultado antes de impuestos</b>		38.121.258	63.781.776	80.948.717	92.740.597
<b>IMPUESTOS</b>		-13.342.440	-22.323.622	-28.332.051	-32.459.209
Inversión Inicial	-33.127.400				
<b>Flujo Neto</b>	-33.127.400	24.778.818	41.458.154	52.616.666	60.281.388
<b>Flujo sin inflación</b>	-33.127.400	13.766.010	17.274.231	19.487.654	21.376.379

	2029	2030	2031	2032	2033
<b>Ingresos</b>					
Ahorro estimado en Biogás	121.305.652	124.944.822	129.942.615	135.140.319	140.545.932
<b>TOTAL INGRESOS</b>	121.305.652	124.944.822	129.942.615	135.140.319	140.545.932
<b>Egresos</b>					
Costos de mantenimiento	-8.300.340	-8.549.350	-8.891.324	-9.246.977	-9.616.856
Mano de Obra	-11.468.776	-11.812.840	-12.285.353	-12.776.767	-13.287.838
<b>TOTAL EGRESOS</b>	-19.769.116	-20.362.190	-21.176.677	-22.023.744	-22.904.694
<b>Resultado antes de impuestos</b>	101.536.536	104.582.632	108.765.937	113.116.575	117.641.238
<b>IMPUESTOS</b>	-35.537.788	-36.603.921	-38.068.078	-39.590.801	-41.174.433
Inversión Inicial					
<b>Flujo Neto</b>	65.998.748	67.978.711	70.697.859	73.525.774	76.466.805
<b>Flujo sin inflación</b>	22.758.189	23.122.010	23.724.114	24.346.283	24.989.152

<b>Flujo Neto</b>	140.719.937
<b>VAN</b>	107.592.537

## Anexo VIII - Impacto del Endeudamiento en el WACC y en el cash Flow

Tasa de Descuento	
2025	
Ke	29,28%
RF	4,55%
Beta	0,88
MRP	28,10%
2026	
Ke	23,09%
MRP	21,07%
2027	
Ke	13,83%
MRP	10,55%
2028 a 2033	
Ke	10,71%
MRP	7,00%

Costo de deuda (Kd)	
2025	81,0%
2026	61,0%
2027	31,5%
2028	13,4%
2029	8,8%
2030 a 2033	4,8%

### Cash Flow Proyecto 1

WACC Proyecto 1	
2025	48,89%
2026	36,90%
2027	19,19%
2028	8,51%
2029	5,86%
2030 a 2033	3,55%

	2024	2025	2026	2027	2028
<b>Ingresos</b>					
Ahorro estimado en Biogás		27.624.496	45.580.418	57.887.130	65.991.329
Ahorro estimado en Energía Renovable		114.639.959	171.959.938	237.304.714	261.035.186
<b>TOTAL INGRESOS</b>		142.264.454	217.540.355	295.191.845	327.026.514
<b>Egresos</b>					
Costos de mantenimiento		-17.577.248	-27.068.962	-34.648.271	-39.152.547
Mano de Obra		-9.900.000	-15.345.000	-19.488.150	-21.436.965
Intereses		-364.500.000	-274.500.000	-141.750.000	-60.300.000
Repago préstamo					
<b>TOTAL EGRESOS</b>		-391.977.248	-316.913.962	-195.886.421	-120.889.512
<b>Resultado antes de impuestos</b>		-249.712.794	-99.373.607	99.305.423	206.137.003
<b>IMPUESTOS</b>		-87.399.478	-34.780.762	-34.756.898	-72.147.951
Inversión Inicial	-358.754.225				
<b>Flujo Neto</b>	-358.754.225	-337.112.272	-134.154.369	64.548.525	133.989.052
<b>Flujo sin inflación</b>	-358.754.225	-187.284.595	-55.897.654	23.906.861	47.513.848

	2029	2030	2031	2032	2033
<b>Ingresos</b>					
Ahorro estimado en Biogás	71.930.548	74.088.465	77.052.003	80.134.083	83.339.447
Ahorro estimado en Energía Renovable	287.138.704	295.752.865	310.540.509	322.962.129	335.880.614
<b>TOTAL INGRESOS</b>	359.069.252	369.841.330	387.592.512	403.096.212	419.220.061
<b>Egresos</b>					
Costos de mantenimiento	-41.501.699	-42.746.750	-44.456.620	-46.234.885	-48.084.281
Mano de Obra	-22.937.553	-23.625.679	-24.570.706	-25.553.535	-26.575.676
Intereses	-39.600.000	-21.600.000	-21.600.000	-21.600.000	-21.600.000
Repago préstamo					-450.000.000
<b>TOTAL EGRESOS</b>	-104.039.252	-87.972.429	-90.627.327	-93.388.420	-546.259.956
<b>Resultado antes de impuestos</b>	255.030.000	281.868.900	296.965.185	309.707.793	-127.039.896
<b>IMPUESTOS</b>	-89.260.500	-98.654.115	-103.937.815	-108.397.727	-44.463.964
Inversión Inicial					
<b>Flujo Neto</b>	165.769.500	183.214.785	193.027.370	201.310.065	-171.503.859
<b>Flujo sin inflación</b>	57.161.897	62.317.954	64.774.285	66.658.962	-56.047.013

<b>Flujo Neto</b>	48.460.215
<b>VAN</b>	-310.294.010

## Cash Flow Proyecto 2

WACC Proyecto 2	
2025	49,07%
2026	37,03%
2027	20,48%
2028	8,71%
2029	5,72%
2030 a 2033	3,12%

	2024	2025	2026	2027	2028
<b>Ingresos</b>					
Ahorro estimado en Energía Renovable		46.831.184	70.246.776	96.940.551	106.634.606
<b>TOTAL INGRESOS</b>		46.831.184	70.246.776	96.940.551	106.634.606
<b>Egresos</b>					
Costos de mantenimiento		-7.030.899	-10.827.585	-13.859.309	-15.661.019
Mano de Obra		-9.900.000	-15.345.000	-19.488.150	-21.436.965
Intereses		-97.200.000	-73.200.000	-37.800.000	-16.080.000
Repago préstamo					
<b>TOTAL EGRESOS</b>		-114.130.899	-99.372.585	-71.147.459	-53.177.984
<b>Resultado antes de impuestos</b>		-67.299.715	-29.125.809	25.793.092	53.456.622
<b>IMPUESTOS</b>		-23.554.900	-10.194.033	-9.027.582	-18.709.818
Inversión Inicial	-8.910.700				
<b>Flujo Neto</b>	-8.910.700	-90.854.616	-39.319.842	16.765.510	34.746.805
<b>Flujo sin inflación</b>	-8.910.700	-50.474.786	-16.383.267	6.209.448	12.321.562

	2029	2030	2031	2032	2033
<b>Ingresos</b>					
Ahorro estimado en Energía Renovable	117.298.067	120.817.009	126.857.859	131.932.173	137.209.460
<b>TOTAL INGRESOS</b>	117.298.067	120.817.009	126.857.859	131.932.173	137.209.460
<b>Egresos</b>					
Costos de mantenimiento	-16.600.680	-17.098.700	-17.782.648	-18.493.954	-19.233.712
Mano de Obra	-22.937.553	-23.625.679	-24.570.706	-25.553.535	-26.575.676
Intereses	-10.560.000	-5.760.000	-5.760.000	-5.760.000	-5.760.000
Repago préstamo					-120.000.000
<b>TOTAL EGRESOS</b>	-50.098.232	-46.484.379	-48.113.354	-49.807.489	-171.569.388
<b>Resultado antes de impuestos</b>	67.199.834	74.332.629	78.744.505	82.124.685	-34.359.928
<b>IMPUESTOS</b>	-23.519.942	-26.016.420	-27.560.577	-28.743.640	-12.025.975
Inversión Inicial					
<b>Flujo Neto</b>	43.679.892	48.316.209	51.183.928	53.381.045	-46.385.903
<b>Flujo sin inflación</b>	15.062.032	16.434.085	17.175.815	17.675.843	-15.158.792

<b>Flujo Neto</b>	65.969.277
<b>VAN</b>	57.058.577

### Cash Flow Proyecto 3

WACC Proyecto 3	
2025	47,77%
2026	36,07%
2027	18,81%
2028	8,46%
2029	5,90%
2030 a 2033	3,68%

	2024	2025	2026	2027	2028
<b>Ingresos</b>					
Ahorro estimado en Biogás		46.586.708	76.868.068	97.622.447	111.289.589
<b>TOTAL INGRESOS</b>		46.586.708	76.868.068	97.622.447	111.289.589
<b>Egresos</b>					
Costos de mantenimiento		-3.515.450	-5.413.792	-6.929.654	-7.830.509
Mano de Obra		-4.950.000	-7.672.500	-9.744.075	-10.718.483
Intereses		-24.300.000	-18.300.000	-9.450.000	-4.020.000
Repago préstamo					
<b>TOTAL EGRESOS</b>		-8.465.450	-13.086.292	-16.673.729	-18.548.992
<b>Resultado antes de impuestos</b>		38.121.258	63.781.776	80.948.717	92.740.597
<b>IMPUESTOS</b>		-13.342.440	-22.323.622	-28.332.051	-32.459.209
Inversión Inicial	-3.127.400				
<b>Flujo Neto</b>	-3.127.400	24.778.818	41.458.154	52.616.666	60.281.388
<b>Flujo sin inflación</b>	-3.127.400	13.766.010	17.274.231	19.487.654	21.376.379

	2029	2030	2031	2032	2033
<b>Ingresos</b>					
Ahorro estimado en Biogás	121.305.652	124.944.822	129.942.615	135.140.319	140.545.932
<b>TOTAL INGRESOS</b>	121.305.652	124.944.822	129.942.615	135.140.319	140.545.932
<b>Egresos</b>					
Costos de mantenimiento	-8.300.340	-8.549.350	-8.891.324	-9.246.977	-9.616.856
Mano de Obra	-11.468.776	-11.812.840	-12.285.353	-12.776.767	-13.287.838
Intereses	-2.640.000	-1.440.000	-1.440.000	-1.440.000	-1.440.000
Repago préstamo					-30.000.000
<b>TOTAL EGRESOS</b>	-19.769.116	-20.362.190	-21.176.677	-22.023.744	-22.904.694
<b>Resultado antes de impuestos</b>	101.536.536	104.582.632	108.765.937	113.116.575	117.641.238
<b>IMPUESTOS</b>	-35.537.788	-36.603.921	-38.068.078	-39.590.801	-41.174.433
Inversión Inicial					
<b>Flujo Neto</b>	65.998.748	67.978.711	70.697.859	73.525.774	76.466.805
<b>Flujo sin inflación</b>	22.758.189	23.122.010	23.724.114	24.346.283	24.989.152

<b>Flujo Neto</b>	167.459.775
<b>VAN</b>	164.332.375



### **Autorización para publicar los trabajos finales**

Completar cada punto con SI o NO:

#### **Repositorio Institucional** (completar con SI o NO):

- **SI autorizo** a la Universidad del CEMA a publicar y difundir en el **Repositorio Institucional** de la Universidad de la Biblioteca con fines exclusivamente académicos y didácticos el Trabajo Final de mi autoría.

#### **Catálogo en línea** (completar con SI o NO):

- SI autorizo a la Universidad del CEMA a publicar y difundir en el **Catálogo en línea** (acceso con usuario y contraseña) de la Biblioteca con fines exclusivamente académicos y didácticos el Trabajo Final de mi autoría.

#### **Página web UCEMA** (completar con SI o NO):

- SI autorizo a la Universidad del CEMA a publicar y difundir en la **página web de la Universidad** como Trabajo destacado, si el mismo obtuviese la distinción correspondiente, con fines exclusivamente académicos y didácticos el Trabajo Final de mi autoría.

Firma digital:



Aclaración: Paula Balbi

DNI: 37564558