

# Estimación del potencial geotérmico del sistema hidrotermal profundo de Bahía Blanca

Oscar M Zambrano<sup>1,2</sup>, Emiliano A Fernández<sup>1</sup>, Noelia C Mamani Apaza<sup>1</sup>, Sol Saubidet Pugliese<sup>1</sup>, Tomás De Arteché<sup>1</sup>, Agustina D'Amico<sup>1</sup>, Hernán Navarro<sup>1</sup>, Héctor A Oстера<sup>1,3</sup>, Luciano Machain<sup>4</sup>

**Resumen** El presente trabajo tiene como objetivo determinar el potencial de producción del Sistema Hidrotermal Profundo (SHP) en el área metropolitana de Bahía Blanca propiamente dicha, mediante la estimación de las reservas de energía térmica. Para ello se implementó el método volumétrico de estimación de reservas USGS “calor in situ”, en combinación con el método de simulación Monte Carlo. Se determinaron el calor almacenado en el reservorio, el calor recuperable, la potencia térmica neta y la capacidad de generación de energía eléctrica (potencia eléctrica), en función del tiempo de vida de utilización del recurso, considerando variaciones en los factores de recuperación y de conversión. Las funciones de densidad de probabilidad de los parámetros intervinientes en el cómputo de las reservas, como el área y espesor del recurso, la temperatura del fluido hidrotermal en reservorio y la porosidad de la roca contenedora, entre otras, fueron ajustadas conforme a la información de los valores de medición correspondientes obtenidos en estudios previos hidrogeológicos y petrofísicos. Las reservas fueron estimadas con niveles de confianza: alto (probabilidad  $p > 0.9$ ), intermedio (probabilidad  $p > 0.5$ ) y bajo (probabilidad  $p > 0.1$ ), en base a las distribuciones de frecuencia relativa obtenidas de las simulaciones numéricas. De este modo, para el área de Bahía Blanca, pudo estimarse un potencial productivo de 25 MW de potencia eléctrica (240 MW de potencia térmica neta) con  $p > 0.9$ , 80 MW de potencia eléctrica (745 MW de potencia térmica neta) con  $p > 0.5$ , y 190 MW de potencia eléctrica (1670 MW de potencia térmica neta) con  $p > 0.1$ , durante un lapso establecido de 10 años de empleo ininterrumpido del recurso, sin restablecimiento del calor in situ. Asimismo, el potencial productivo fue caracterizado para diferentes períodos de tiempo de utilización del recurso. A partir del análisis de los resultados, se concluye que el Sistema Hidrotermal Profundo en el área de Bahía Blanca representa un recurso hidrotermal de significativo potencial energético, y por lo tanto con posibilidad de poder ser empleado como fuente alternativa y complementaria de abastecimiento de energía térmica y/o eléctrica a la región de Bahía Blanca.

**Palabras clave** Sistema Hidrotermal Profundo, Bahía Blanca, potencial geotérmico, estimación de reservas, método volumétrico USGS “calor in situ”, simulación Monte Carlo.

## INTRODUCCIÓN

El Sistema Hidrotermal Profundo (SHP) (Bonorino, 1988), se localiza en la Cuenca de Bahía Blanca: ámbito continental de la Cuenca del Colorado comprendido entre el Macizo Norpatagónico y el Sistema de Ventania.

Representa un play geotérmico predominantemente conductivo, mesotermal a hipertermal, con un fuerte control estructural basamental y litofacial intracuenca.

La recarga del SHP proviene de la infiltración de los excedentes del agua de lluvia en toda la superficie de la cuenca, siendo más importante en el sector periserrano de la vertiente suroccidental de Sierra de la Ventana, y disminuyendo hacia el nivel base regional (Bonorino et al., 2001). La circulación se realiza a través de vías preferenciales tales como paleocauces y superficies de fallas, ganando

<sup>1</sup>Universidad de Buenos Aires (UBA), Facultad de Ciencias Exactas y Naturales (FCEN), Departamento de Ciencias Geológicas, Argentina. Email: omzambrano1966@gmail.com, osz@mrecic.gov.ar

<sup>2</sup>Instituto Antártico Argentino (IAA), Argentina.

<sup>3</sup>DTP Laboratorios S.R.L., Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina.

<sup>4</sup>Universidad Nacional de Rosario (UNR), Facultad de Ciencias Económicas y Estadística (FCECON), Rosario, Argentina.

profundidad hacia los niveles de acuíferos intermedios y profundos, en tanto que la descarga se produce en el litoral marino (Bonorino et al., 2001).

El gradiente geotérmico regional de la cuenca oscila entre 46 y 70°C/km, el cual representa el doble del valor de un gradiente típico que se espera para un margen pasivo (33 °C/km) (Bonorino, 1988). Los sectores de mayor flujo calórico de la cuenca estarían asociados al sistema de fallas distensivas originadas durante la fase de apertura del Océano Atlántico Sur en el Cretácico Inferior, dando lugar a procesos de reactivación de fracturas y antiguas zonas de sutura en el basamento Precámbrico-Paleozoico (Yrigoyen, 1999), las cuales facilitarían la penetración del agua a niveles más profundos (Kostadinoff & Reartes, 1993). De este modo, el termalismo del SHP estaría provocado por el adelgazamiento de la corteza terrestre y la presencia de un mayor flujo calórico (Bonorino, 1988; Kostadinoff & Vallvé, 1991; Kostadinoff & Reartes, 1993; Introcaso et al., 2008; COPLA, 2017, entre otros).

El SHP comprende aguas bicarbonatadas, bicarbonatadas cloruradas, cloruradas bicarbonatadas y cloruradas, cuyas temperaturas dependen de la profundidad de captación de la misma y de la circulación rápida dentro de las capas permeables (Bonorino, 1988; Gambarota & Lorda, 2019). Determinaciones geotermométricas en el área de Bahía Blanca, indican para el SHP temperaturas de reservorio comprendidas entre 72°C y 103°C (Bonorino, 1988; Pesce & Miranda, 2000).

El objetivo del presente trabajo es determinar el potencial geotérmico de SHP en el área de Bahía Blanca mediante la estimación de las reservas de calor almacenado en el reservorio, del calor recuperable, y de la capacidad de generación de energía eléctrica. Para ello se aplica el método volumétrico de estimación de reservas USGS “calor in situ” (Nathenson, 1975; Muffler & Cataldi, 1977) mediante simulación Monte Carlo (Tarantola, 2005).

## MÉTODOS Y DATOS

El método volumétrico de estimación de reservas USGS “calor in situ” (Nathenson, 1975; Muffler & Cataldi, 1977) consiste en obtener una predicción de las reservas de energía térmica y de la capacidad de producción del sistema geotermal, a partir de la caracterización estadística de los parámetros petrofísicos y termodinámicos que intervienen en dicha predicción. Las ecuaciones empleadas para el método son las propuestas por Garg & Combs (2011):

- Calor en el reservorio:  $Q_{\text{tot}} = A \cdot d \cdot (\rho_r \cdot C_r \cdot (1 - \phi) + \rho_w \cdot C_w \cdot \phi) \cdot (T_i - T_f)$  (1)

- Calor recuperable:  $Q_{\text{rec}} = Q_{\text{tot}} \cdot R_f$  (2)

- Potencia neta térmica:  $P_Q = \frac{Q_{\text{rec}}}{P_f \cdot t}$  (3)

- Potencia eléctrica neta:  $P_e = \frac{Q_{\text{rec}} \cdot C_e}{P_f \cdot t}$  (4)

con  $A$ : extensión areal del reservorio,  $d$ : espesor medio representativo,  $T_i$ : temperatura media del reservorio en condiciones iniciales de empleo del recurso,  $T_f$ : temperatura de rechazo del sistema de extracción del calor,  $\rho_r$ : densidad de la roca reservorio,  $\rho_w$ : densidad del fluido en reservorio,  $C_r$ : capacidad calorífica de la roca reservorio,  $C_w$ : capacidad calorífica del fluido en reservorio,  $\phi$ : porosidad efectiva de la roca hospedante,  $R_f$ : factor de recuperación,  $C_e$ : eficiencia de conversión de la planta geotérmica,  $P_f$ : factor de capacidad de la planta geotérmica, y  $t$ : tiempo de utilización del recurso.

Para la obtención de las reservas del SHP en el área de Bahía Blanca mediante implementación del método volumétrico USGS, se aplicó el esquema probabilístico del método Monte Carlo (Tarantola,

2005; Garg & Combs, 2011). La implementación del método Monte Carlo se llevó a cabo en el software SimulAr, programa desarrollado en Argentina por Machain (2010, 2015). Dicha prestación permite adaptar la aplicación del método Monte Carlo a cualquier sistema de ecuaciones explícitas. El procedimiento consistió en los siguientes pasos:

**Paso 1** (Parámetros de entrada): Asignación de funciones de densidad de probabilidad (fdp) a los parámetros que intervienen en el problema (ecs. (1), (2), (3) y (4)), establecidas en base a: i) determinaciones termodinámicas, petrofísicas e hidrogeoquímicas, de los pozos surgentes del área de estudio, ii) tablas internacionales de propiedades de vapor y agua, iii) información geológica e hidrogeológica del área de estudio iv) datos climáticos de la región de estudio, v) normas y recomendaciones internacionales para la definición y reporte de recursos y reservas geotermales.

- Área del reservorio ( $A$ ): fdp triangular (mínimo: 144 km<sup>2</sup>, máximo: 351 km<sup>2</sup>, probable 247.5 km<sup>2</sup>).
- Espesor del reservorio ( $d$ ): fdp gaussiana (media 32.5 m, desvío estándar 19 m).
- Densidad de la roca reservorio ( $\rho_r$ ): fdp triangular (mínimo: 2000 kg/m<sup>3</sup>, máximo: 2700 kg/m<sup>3</sup>, probable: 2650 kg/m<sup>3</sup>).
- Porosidad ( $\phi$ ): fdp triangular (mínimo: 0.05, máximo: 0.35, probable: 0.18).
- Factor de recuperación ( $R_f$ ): fdp uniforme (mínimo: 0.08, máximo: 0.25).
- Calor específico de la roca reservorio ( $C_r$ ): fdp triangular (mínimo: 0.855 kJ/kg\*K, máximo: 0.955 kJ/kg\*K, probable: 0.905 kJ/kg\*K).
- Temperatura del fluido en el reservorio ( $T_i$ ): fdp triangular (mínimo: 72°C, máximo: 103°C, probable: 79°C).
- Densidad del fluido hidrotermal ( $\rho_w$ ): fdp triangular (mínimo: 951 kg/m<sup>3</sup>, máximo: 981 kg/m<sup>3</sup>, probable: 966 kg/m<sup>3</sup>).
- Eficiencia de conversión ( $C_e$ ): fdp uniforme (mínimo: 0.10, máximo: 0.12).
- Calor específico del fluido ( $C_w$ ): fdp triangular (mínimo: 4.155 kJ/kg\*K, máximo: 4.21 kJ/kg\*K, probable: 4.1825 kJ/kg\*K).
- Factor de capacidad de la planta ( $P_f$ ): fdp uniforme (mínimo: 0.90, máximo: 0.95).
- Temperatura base o de rechazo ( $T_f$ ): caso 1: fdp triangular (mínimo: 8°C, máximo: 25°C, probable: 15°C); caso 2: fdp triangular (mínimo: 35°C, máximo: 45°C, probable: 40°C); caso 3: fdp uniforme (mínimo: 8°C, máximo: 50°C).
- Tiempo de vida de la planta ( $t$ ): fdp triangulares (mínimo: ( $t_0 - 1$ ) años, máximo: ( $t_0 + 1$ ) años, probable:  $t_0$  años, con  $t_0=10, 15, 20, 25, 30, 35, 40, 45$  y 50 años).

**Paso 2** (Correlación entre parámetros): Asignación de coeficientes de correlación ( $C_{corr}$ ) y aplicación de los correspondientes operadores matriciales de correlación, entre los parámetros del problema que presentan una fuerte a moderada correlación estadística:

- $C_{corr} = +0.90$ , entre  $R_f$  y  $\phi$ .
- $C_{corr} = +0.75$ , entre  $C_r$  y  $T_i$ .
- $C_{corr} = -0.65$ , entre  $\rho_w$  y  $T_i$ .
- $C_{corr} = +0.95$ , entre  $C_w$  y  $T_i$ .

**Paso 3** (Cómputo y parámetros estimados): Aplicación reiterativa del método Monte Carlo a las ecs. (1) a (4), hasta la obtención de un modelo estable de densidad de probabilidad (modelo de frecuencias relativas) como estimación de  $P_O$  y  $P_e$ , respectivamente.

Con el objetivo de abarcar un espectro amplio de posibilidades de aprovechamiento del potencial termodinámico del SHP en el área de Bahía Blanca, o sea para calefaccionar y/o para convertirlo en trabajo mecánico o eléctrico, bajo condiciones de tecnologías de extracción y ambientales diversas, se consideraron tres casos en función de la temperatura de rechazo:

- Caso 1:  $T_f$  entre 8 y 25°C, equivalente al rango de variación de la temperatura media estacional en el sector de Bahía Blanca (Ferrelli, 2016) (ver paso 1).
- Caso 2:  $T_f$  entre 35 y 45°C, de acuerdo a las temperaturas de rechazo típicas de un condensador de planta de ciclo binario (Colpan et al., 2021) (ver paso 1).
- Caso 3:  $T_f$  entre 8 y 50°C, con la finalidad de abarcar todas las formas de aprovechamiento del recurso, extraído mediante diferentes tecnologías de extracción y conversión, bajo distintas condiciones ambientales de temperatura (AGRCC, 2010) (ver paso 1).

A su vez, los casos fueron resueltos para tiempos de vida de empleo del recurso de 10, 15, 20, 25, 30, 35, 40, 45 y 50 años, sin restablecimiento del calor en el reservorio.

Para cada caso considerado (27 en total), se realizaron 2500 asignaciones pseudoaleatorias generadas a partir de las funciones de densidad de probabilidad definidas en el Paso 1. De este modo se obtuvieron los modelos estables de frecuencias relativas para  $P_Q$  y  $P_e$ , respectivamente, determinados con nivel de confianza: alto (probabilidad  $p > 0.9$ ), intermedio (probabilidad  $p > 0.5$ ) y bajo (probabilidad  $p > 0.1$ ).

## RESULTADOS Y DISCUSIÓN

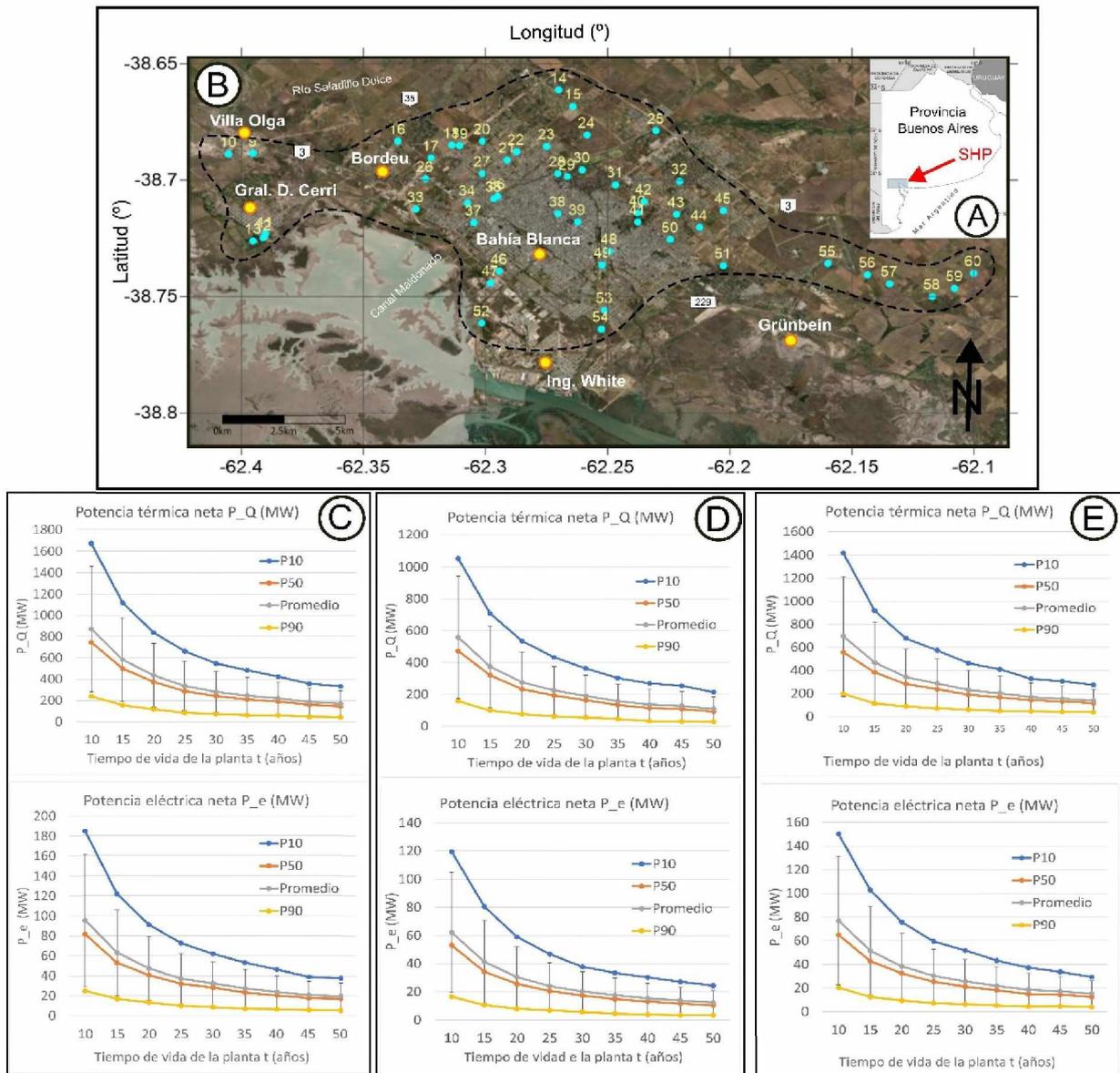
En base a los modelos numéricos obtenidos se analizó la dependencia de las potencias térmica y eléctrica netas en función de los tiempos de vida de la planta, para cada uno de los casos de temperatura de rechazo planteados (Fig. 1).

Los resultados indican un calor contenido en reservorio  $Q_{tot} = 3 \times 10^{14}$  kJ (con  $p > 0.9$ ), de los cuales son recuperables, para el caso 1:  $Q_{rec} = 6.6 \times 10^{13}$  kJ (con  $p > 0.9$  y 20% de recuperación), para el caso 2:  $Q_{rec} = 4.3 \times 10^{13}$  kJ (con  $p > 0.9$  y 15% de recuperación), y para el caso 3:  $Q_{rec} = 5.2 \times 10^{13}$  kJ (con  $p > 0.9$  y 17% de recuperación).

La situación de mayor obtención de calor utilizable, se da para un sistema de extracción que lleva la temperatura de rechazo al límite de la temperatura media estacional de la región (caso 1); no obstante el caso de transformación del calor extraíble en energía eléctrica mediante un sistema de ciclo binario (caso 2), no dista apreciablemente del primer caso.

Por otro lado, la potencia eléctrica neta que puede obtenerse, resulta un orden de magnitud inferior a la potencia térmica neta (con  $p > 0.9$ ), mientras que el requerimiento de un mayor tiempo de vida de utilización del recurso implica una reducción de la capacidad de generación de potencia para ambas formas de energía (térmica/eléctrica), a saber: caso 1) desde  $P_Q/P_e = 242/25$  MW a  $P_Q/P_e = 46/5$  MW (con  $p > 0.9$ ), para 10 y 50 años, respectivamente, caso 2) desde  $P_Q/P_e = 157/17$  MW a  $P_Q/P_e = 28/4$  MW (con  $p > 0.9$ ), para 10 y 50 años, respectivamente, caso 3) desde  $P_Q/P_e = 198/20$  MW a  $P_Q/P_e = 37/4$  MW (con  $p > 0.9$ ), para 10 y 50 años, respectivamente.

De acuerdo a los datos provistos CREEBBA (2013), para el año 2011, el consumo de energía eléctrica en términos de potencia eléctrica requerida, correspondiente a los sectores: residencial, comercial, servicios sanitarios, alumbrado público, oficial y rural de Bahía Blanca, fue de 41.88 MW. De acuerdo al método aplicado en este trabajo, dicho requerimiento puede ser cubierto por un sistema de conversión de ciclo binario (caso 2) con  $p > 0.63$  en un plazo de 10 años ininterrumpido del recurso. Dicha probabilidad representa una cota inferior para el modelo obtenido, debido a que la estimación del potencial del recurso se realiza bajo la hipótesis de no restablecimiento del calor en el reservorio, o



**Figura 1.** A) Localización del Sistema Hidrotermal Profundo (SHP) (Bonorino 1988) en el contexto regional. B) Imagen satelital de la zona metropolitana de Bahía Blanca. Localización de los pozos surgentes. La curva de trazo discontinuo delimita el área de cubrimiento de los pozos, que fue empleada para el cálculo de las reservas y del potencial productivo del reservorio hidrotermal en dicho sector. C) Potencia térmica y eléctrica netas obtenidas mediante simulación numérica, en función del tiempo de vida de empleo del recurso (10, 15, 20, 25, 30, 35, 40, 45 y 50 años), para el caso de una planta geotérmica que opera con temperatura de rechazo entre 8 y 25° C (equivalente al rango de variación de la temperatura media estacional en el sector de Bahía Blanca). Los valores se indican con probabilidad  $p > 0.9$ ,  $p > 0.5$  y  $p > 0.1$ . Adicionalmente, se indica el valor promedio y su desviación estándar. D) Ídem a C, pero para una planta de ciclo binario que opera con temperatura de rechazo típica de  $40 \pm 5$  °C. E) Ídem a C, pero para un conjunto hipotético de tecnologías de extracción que operan en un rango de temperaturas (8 a 50 °C) comprendido entre la temperatura media de la estación invernal y la temperatura media del fluido hidrotermal en boca de pozo:  $57 \pm 3$  °C.

sea corresponde al caso ideal más desfavorable. Esto implica que en una situación real de extracción del calor, pueden esperarse valores aún mayores de reservas y del potencial del reservorio.

## CONCLUSIONES

A partir del análisis de los resultados se concluye:

El mayor aprovechamiento del Sistema Hidrotermal Profundo en el área de Bahía Blanca (caso óptimo) requiere del empleo un sistema de conversión de energía que lleve la temperatura de rechazo a la temperatura media estacional de la región propiamente dicha.

La demanda de energía eléctrica de Bahía Blanca puede ser cubierta por un sistema de ciclo binario, con probabilidad  $p > 0.63$  en un plazo de 10 años de empleo del recurso.

El Sistema Hidrotermal Profundo representa un recurso hidrotermal de significativo potencial energético, y por lo tanto con posibilidad de poder ser empleado como fuente alternativa y complementaria de abastecimiento de energía térmica y/o eléctrica a la región de Bahía Blanca.

## REFERENCIAS

- AGRCC** (2010). *Geothermal Lexicon for Resources and Reserves Definition and Reporting* (2 ed.). Australian Geothermal Reporting Code Committee (AGRCC).
- Bonorino, A. G.** (1988). *Geohidrología del Sistema Hidrotermal Profundo de la Región de Bahía Blanca*. Universidad Nacional del Sur.
- Bonorino, A. G., Albouy, R., & Carrica, J.** (2001). Hidroquímica de un acuífero loésico. *Geoacta*, 26, 33–45.
- Colpan, C. O., Ezan, M. A., & Kizilkan, O.** (2021). *Thermodynamic Analysis and Optimization of Geothermal Power Plants*. Elsevier.
- COPLA** (2017). *El Margen Continental Argentino: Entre los 35°S y los 55°S en el Contexto del Artículo 76 de la Convención de la Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar*. Ministerio de Relaciones Exteriores y Culto. Edición bilingüe, archivo digital online.
- CREEBBA** (2013). *Generación y distribución de electricidad: Su aporte a la economía bahiense*. IAE #129 – julio de 2013. Centro Regional de Estudios Económicos de Bahía Blanca, Argentina (CREEBBA).
- Ferrelli, F.** (2016). *Análisis del Clima Local y Micro-Local de la Ciudad de Bahía Blanca*. Universidad Nacional del Sur.
- Gambarota, D. M. & Lorda, M. A.** (2019). El termalismo: Un recurso potencial de Bahía Blanca. *Estudios Socioterritoriales*, 25, 1–15.
- Garg, S. K. & Combs, J.** (2011). A reexamination of USGS volumetric “heat in place” method. *Proceedings 36th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*. January 31 - February 2, 2011, SGP-TR-191.
- Introcaso, A., Ghidella, M. E., Ruiz, F., Crovetto, C. B., Introcaso, B., & Paterlini, C. M.** (2008). Métodos gravimagnéticos modernos para analizar las características estructurales de la plataforma continental argentina. *Geoacta*, 33, 1–20.
- Kostadinoff, J. & Reartes, W. A.** (1993). Medición e interpretación del flujo de calor terrestre en el sur de la Provincia de Buenos Aires. *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, 48(2), 147–153.
- Kostadinoff, J. & Vallvé, M.** (1991). Estudio del alto estructural de Bahía Blanca; su continuación en la plataforma marina de la Provincia de Buenos Aires. *Geoacta*, 18, 69–79.
- Machain, L.** (2010). *SimulAr, simulación de monte carlo en Excel, toma de decisiones en condiciones de incertidumbre*. <http://www.simularsoft.com.ar/SimulAr1.htm>
- Machain, L.** (2015). *Simulación de Modelos Financieros*. Alfaomega Grupo Editor Argentino.
- Muffler, P. & Cataldi, R.** (1977). Methods for regional assessment of geothermal resources. Open-File Report 77-870, U. S. Geological Survey.
- Nathenson, M.** (1975). Physical factors determining the fraction of stored energy recoverable from hydrothermal convection systems and conduction-dominated areas. Open-File Report 75-525, U.S. Geological Survey.
- Pesce, A. H. & Miranda, F.** (2000). *Catálogo de Manifestaciones Termales de la República Argentina. Volumen II, Región Noroeste, Centro y Sur*. Servicio Geológico Minero Argentino, Instituto de Geología y Recursos Minerales. <https://repositorio.segemar.gov.ar/308849217/2517>
- Tarantola, A.** (2005). *Inverse Problem Theory and Methods for Model Parameter Estimation*. Society for Industrial and Applied Mathematics.
- Yrigoyen, M.** (1999). Los depósitos cretácicos y terciarios de las cuencas del Salado y del Colorado. *Geología Argentina*, volumen 29 (21), 645–649. Instituto de Geología y Recursos Minerales, Anales.