



Estimación preliminar del potencial geotérmico del sistema hidrotermal profundo en la zona de Bahía Blanca

Oscar Marcos ZAMBRANO^{1,2(*)}, Emiliano Agustín FERNANDEZ¹, Noelia Cynthia MAMANI APAZA¹, Sol Saubidet PUGLIESE¹, Tomás DE ARTECHE¹, Agustina D'AMICO¹, Hernán NAVARRO¹, Héctor Adolfo OSTERA^{1,3} y Luciano MACHAIN⁴

¹Universidad de Buenos Aires (UBA), Facultad de Ciencias Exactas y Naturales (FCEN), Departamento de Ciencias Geológicas, Argentina.

²Instituto Antártico Argentino (IAA), Argentina.

³DTP Laboratorios S.R.L., Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina.

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

*E-mail: omzabrano1966@gmail.com; osz@mrecic.gov.ar

Editor: Ricardo A. Astini

Recibido: 19/06/2024

Aceptado: 20/01/2025

RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo determinar el potencial geotérmico del Sistema Hidrotermal Profundo (SHP) en el área metropolitana de Bahía Blanca. Se aplicó el método volumétrico USGS "calor in situ" con simulación Monte Carlo para estimar el calor almacenado, el recuperable y las potencias térmica y eléctrica netas extraíbles, considerando variaciones en los factores de recuperación y conversión durante 30 años de aprovechamiento. Se obtuvieron potenciales productivos de 31.4–52.2 MW de potencia térmica y de 0.51–0.63 MW de potencia eléctrica (eficiencia de conversión 1.5%, $p > 0.9$). Para un área efectiva de 100 km², la potencia eléctrica es comparable a la del complejo Termas de Río Hondo (275 kW en 36 km²), pero considerando que el SHP abarca entre 2000 y 10000 km² (promedio 6000 km²), se infiere un potencial eléctrico de 30.6 a 37.8 MW, superando al de Termas de Río Hondo e equiparándose al de otros sistemas volcánicos en Argentina, como Tuzgle y Copahue. Futuros estudios permitirán afinar la distribución espacial y las propiedades físicas del SHP, consolidándolo como una prometedora alternativa renovable para abastecer a la región de Bahía Blanca.

Palabras claves: Cuenca del Colorado; Recurso geotérmico; Método volumétrico USGS "calor in situ"; Simulación Monte Carlo.

ABSTRACT

Preliminary estimation of the geothermal potential of the Deep Hydrothermal System in the Bahía Blanca area.

The objective of this work is to assess the geothermal potential of the Deep Hydrothermal System (SHP) in the Bahía Blanca metropolitan area. Using the USGS volumetric "heat in place" method combined with Monte Carlo simulation, we determined the reservoir's stored heat, recoverable heat, and net extractable thermal and electrical powers over a 30-year period, accounting for variations in heat recovery and conversion factors. Our estimates indicate a productive potential ranging from 31.4 MW to 52.2 MW of thermal power and from 0.51 MW to 0.63 MW of electrical power, with a conversion efficiency of 1.5% ($p > 0.9$). For an effective well area of 100 km², the resulting electrical power is comparable to that of the Termas de Río Hondo complex (275 kW over 36 km²). Considering that the SHP spans a regional area of 2,000–10,000 km² (average 6,000 km²), the inferred electrical output ranges from 30.6 MW to 37.8 MW—surpassing Termas de Río Hondo and matching the potential of other volcanic geothermal systems in Argentina, such as Tuzgle and Copahue. Future studies will refine the spatial distribution and physical properties of the SHP, further enhancing the precision of its geothermal potential assessment. Overall, the SHP emerges as a promising renewable energy alternative for the Bahía Blanca region.

Keywords: Colorado basin; Geothermal resource; USGS volumetric "heat in place" method; Monte Carlo simulation.

INTRODUCCIÓN

Entre las energías renovables de mayor relevancia para el abastecimiento de la civilización humana, presente y futura, la energía geotérmica se proyecta como una alternativa altamente viable (ej.: Boden 2016). Adquiere especial importancia en virtud de la magnitud de su reserva mundial, ya que se estima que la cantidad de calor almacenado en los primeros 10 km de la corteza terrestre representa más de 50000 veces la energía contenida en todos los reservorios de petróleo y gas del mundo (Shere 2013). Asimismo, representa un recurso cuya reposición se produce en forma natural a escala de tiempo humana, por lo cual no se encuentra afectada por el agotamiento inevitable e irreversible que experimentan las energías fósiles. Entre algunos de los muchos beneficios que reporta dicho recurso, se cuentan la mitigación al cambio climático acelerado, el aporte a la salud pública, y el menor costo de implementación en comparación con el de la energía fósil (Picighelli et al. 2023). La energía geotérmica puede aprovecharse de tres maneras posibles: uso directo, bombas de calor, y generación de electricidad (Boden 2016).

En América Latina, la potencia instalada, o capacidad de generación de energía para abastecer la demanda eléctrica de los ciudadanos, servicios y empresas, superó los 275000 MW en el año 2015, donde Brasil, Venezuela y Argentina representan el 75 % del total. Aproximadamente el 50 % corresponde a uso de energía limpia con predominio de la hidroelectricidad, mientras que el resto de las energías renovables representan sólo el 9 % (Di Sbroiavacca et al. 2019). De acuerdo a un estudio de CIER (2015), la matriz energética de Argentina aparece fuertemente sesgada hacia el empleo de la energía convencional, representando el 73 %, en tanto que las energías hidroeléctrica y eólica se encuentran subordinadas con el 27 % y 1 %, respectivamente, y las restantes energías, como la solar y geotérmica, se sitúan por debajo del 1%.

Tanto Argentina como los restantes países de la región Andina, constituyen un ámbito prometedor para la exploración geotérmica debido a la dinámica tectónico-magmática vinculada al Cinturón de Fuego del Pacífico, que favorece la formación de sistemas geotermiales de significativo potencial energético (Chiodi et al. 2019).

De acuerdo a la orientación de empleo del recurso, en Argentina pueden distinguirse dos grandes categorías de sistemas geotermiales (Chiodi et al. 2019): a) sistemas geotermiales magmáticos, localizados en el sector occidental del país (Zonas Volcánicas Central y Sur de los Andes), asociados al arco volcánico Neógeno-Cuaternario (Chiodi et al. 2020), y b)

sistemas geotermiales no magmáticos, situados en el centro y este del país, mayormente asociados a la circulación conductiva de las aguas meteóricas profundas (Picighelli et al. 2023). Al presente, más de 300 puntos de interés geotérmico fueron identificados en el país, de los cuales alrededor de una veintena son estudiados como prospectos (Naón 2020).

Considerando la tecnologías que se manejan actualmente en el mundo en materia de plantas geotérmicas, para Argentina puede preverse un potencial termoeléctrico de 490 a 2010 MWe (Bona y Coviello 2016). Sin embargo, a pesar del potencial prometedor, en el pasado los recursos geotérmicos del país fueron destinados al uso directo del calor en diversas actividades, como balneología, industria, derretimiento de nieve y calefacción doméstica, entre otras (Chiodi et al. 2020).

En la actualidad, en Argentina existen algunos proyectos geotérmicos orientados a la generación de energía eléctrica, dentro de los cuales los que se encuentran en fase de mayor desarrollo son: Tuzgle (Jujuy), Tocomar (Salta), Copahue y Domuyo (Neuquén), Los Despoblados (San Juan) y Termas de Río Hondo (Santiago del Estero). Otros proyectos se encuentran en la etapa inicial de exploración, tal como: Volcán Socompa (Salta), Caldera del Cerro Blanco y Cerro Galán (Catamarca), Volcán Peteroa, Los Molles y Laguna del Maule (Mendoza) (Chiodi et al. 2020).

En la región de la Puna Central, los campos geotérmicos asociados a los centros volcánicos Tuzgle y Tocomar, presentan temperaturas de reservorio de 235 °C (Chiodi et al. 2019) y 134 °C (Coria 1995), respectivamente, con potenciales eléctricos estimados de 28 MW a 34 MW para Tuzgle (Carrizo 2016) y 6 MW a 56 MW para Tocomar (Filipovich et al. 2017).

En Patagonia, provincia de Neuquén, los complejos volcánicos Domuyo y Copahue, albergan campos geotermiales de gran extensión areal y notable potencial geotérmico, con potenciales eléctricos estimados de 1100 MW (Chiodini et al. 2014) y 107.5 MW (Chiodini et al. 2015), respectivamente. El volcán Copahue representó el primer escenario de funcionamiento de un prototipo de planta binaria, durante el año 1996, con una entrega de potencia eléctrica de 670 kW (Picighelli et al. 2023, Mas et al. 2024).

En cuanto a los sistemas geotermiales no volcánicos de Argentina: manifestaciones hidrotermales asociadas a las fallas plegadas y corridas y cuencas de antepaís, los mismos son destinados tanto al uso directo del recurso como al empleo de bombas de calor (Chiodi et al., 2020). Dentro de dichas manifestaciones destaca la del proyecto Termas de Río Hondo, en Santiago del Estero, con una capacidad de 62.76 MW de potencia térmica (Chiodi et al. 2020). Abarca un área de 36 Km², donde las temperaturas del reservorio, situado a

unos 900 m de profundidad, oscilan entre 80 °C y 90 °C (SE-GEMAR 2014). El geotermalismo de Termas de Río Hondo se interpreta como el producto de un adelgazamiento cortical e incremento del gradiente geotérmico por ascenso del manto astenosférico (Febrer et al. 1982). Teniendo en cuenta el empleo de un sistema de ciclo binario de tipo Rankine, Farina (2018) estimó un potencial eléctrico de 275 kW para Termas de Río Hondo.

El objetivo del presente trabajo es realizar una estimación preliminar del potencial geotérmico del SHP en la zona de Bahía Blanca, mediante la estimación del calor almacenado en el reservorio, del calor recuperable, y de la capacidad de generación de energía eléctrica. Para lograrlo, se implementó el método volumétrico de estimación de reservas USGS "calor in situ" (Nathenson 1975, Muffler y Cataldi 1977) en combinación con el método Monte Carlo (Tarantola 2005), estrategia de simulación numérica probabilística frecuentemente empleada para abordar la capacidad energética de sistemas geotermales (ej.: Halldórsdóttir et al. 2010, AGRCC 2010, Williams 2014, Carrizo 2016, Filipovich et al. 2017, Nádor et al. 2019, Barcelona et al. 2020, Turan et al. 2021, Barcelona et al. 2023, Filipovich et al. 2023, entre otros).

Se obtuvieron resultados con margen de probabilidad 0.9, que indican, para un área promedio de pozos de 100 km² concentrados en la ciudad de Bahía Blanca, un potencial termoeléctrico comparable al del complejo Termas de Río Hondo con área estimada 36 km².

Considerando al SHP en su extensión regional (área promedio estimativa 6000 km²), se infiere para dicho sistema un potencial eléctrico comprendido de 30.6 MW a 37.8 MW, superando ampliamente al de Termas de Río Hondo e incluso equiparándose al potencial termoeléctrico previsto para otros sistemas geotermales de tipo volcánico en Argentina, como Tuzgle y Copahue.

MARCO GEOLÓGICO

El sector sudeste de la Provincia de Buenos Aires se caracteriza por el desarrollo de un basamento fuertemente estructurado, con elementos positivos y negativos (altos y bajos estructurales) que evidencian la compleja historia de fragmentación del Gondwana con la formación concomitante del Océano Atlántico Sur durante el Mesozoico tardío. Sobre los elementos negativos del basamento asientan potentes depocentros sedimentarios, de orientación aproximada NO-SE, que fueron conformándose a medida que los sistemas distensivos evolucionaron, siendo indirectamente afectados por las distintas fases de la Orogenia Andina.

Uno de dichos depocentros corresponde a la actual Cuenca del Colorado, la cual se encuentra limitada al sur por el Macizo Norpatagónico y al norte por el Positivo Bonaerense: sistemas de Ventania y Tandilia (Yrigoyen 1975). La cuenca del Colorado fue reconocida por primera vez en secciones sísmicas por Ewing et al. (1963), en tanto que su naturaleza aulacogénica fue interpretada posteriormente por diversos autores (de Wit 1977, Harding 1984, Urien y Zambrano 1996, Yrigoyen 1999). Se originó durante la apertura del Océano Atlántico Sur en el Cretácico-tardío, dando lugar a procesos de reactivación de fracturas y antiguas zonas de sutura en el basamento Precámbrico-Paleozoico (Yrigoyen 1999). A nivel regional, se encuentra afectada por un sistema de cizalla maestra que inclina hacia el Sur, comprendido entre los 18 km y 30 km de profundidad (Pángaro et al. 2011).

La evolución de la Cuenca del Colorado registra tres etapas principales: fase de prerift, fase de rift y fase de sag o de hundimiento térmico (ej.: Harding 1984, Folguera et al. 2015, 2017, entre otros), sucedidas por una fase final de relleno de margen pasivo durante el Cenozoico. Durante la etapa de rift, las estructuras dominantes fueron hemigrábenes limitados por fallas normales de rumbo NO-SE. Posteriormente, durante la etapa de postrift, se produjeron reactivaciones de las fallas de rift, asociadas a procesos de compactación y subsidencia diferencial (Juan et al. 1996). Las tres cuartas partes de la actual superficie de la Cuenca del Colorado, se desarrolla mar adentro en la Plataforma Continental Argentina (Zambrano 1972).

Como subsistema perteneciente al ambiente continental de la Cuenca del Colorado, se desarrolla la Cuenca de Bahía Blanca, en la cual se halla contenido el Sistema Hidrotermal Profundo (SHP) (Bonorino 1988) (Fig. 1).

El SHP se aloja en: i) las secuencias de sag, integradas por las formaciones Colorado y Pedro Luro, de edades Cretácico-tardío y Mastrichiano-Daniana, respectivamente (Yrigoyen 1999), y en ii) las secuencias de relleno de margen pasivo sobreyacentes, correspondientes a las formaciones Elvira-Ombuctá, de edad Paleocena a Oligocena (Yrigoyen 1999) (Fig. 2).

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

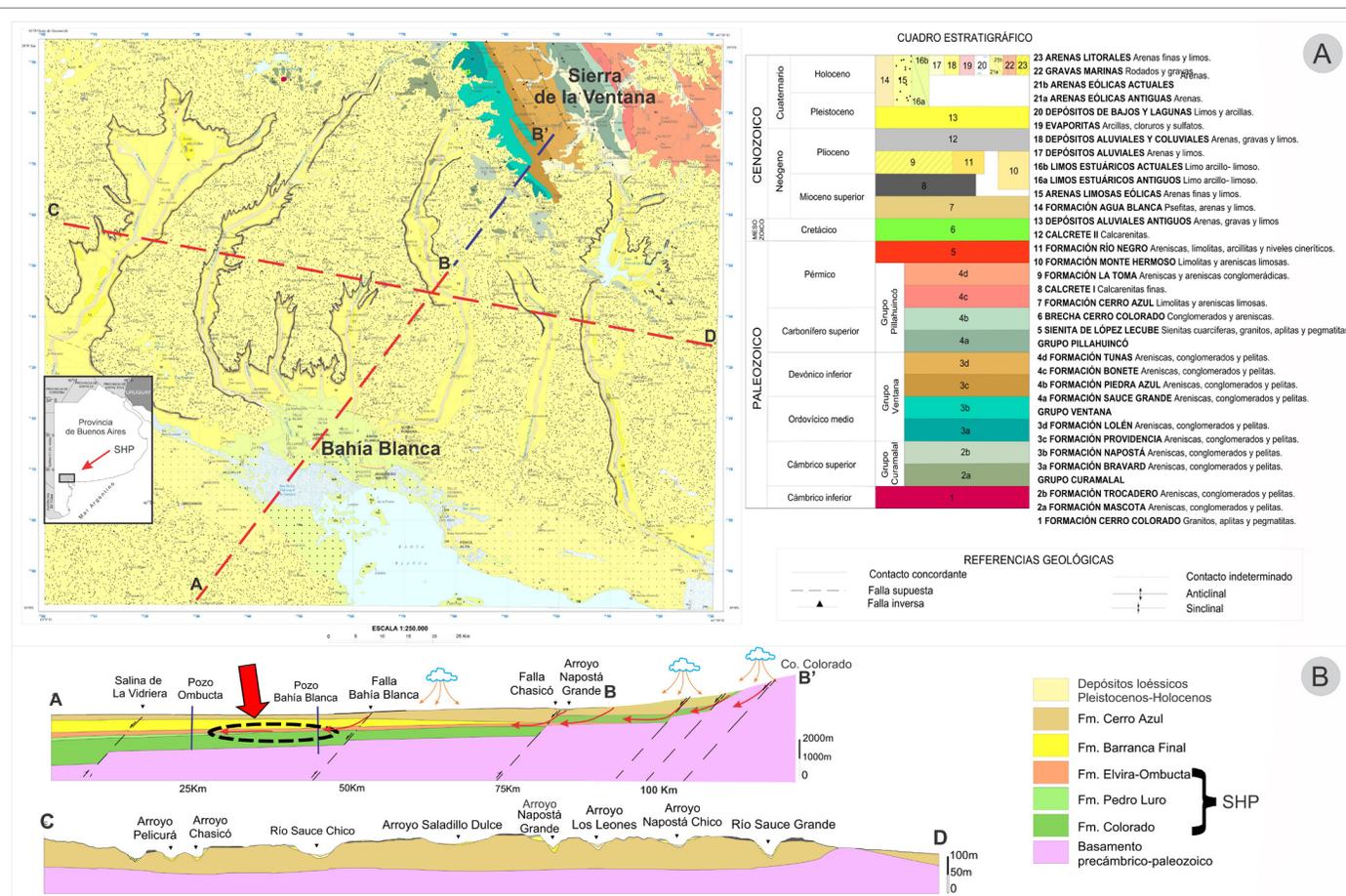


Figura 1. A) Mapa geológico correspondiente al sector de la cuenca fluvial de Bahía Blanca, en el sudeste de la Provincia de Buenos Aires. Dicho sistema constituye la fuente de recarga del SHP infrayacente (Bonorino et al. 2001). Mapa extraído y modificado de Folguera et al. (2017). B) Representación esquemática del modelo conceptual del SHP a través de perfiles, donde se representan las zonas de recarga, el sistema de hemigrábenes y la circulación general del agua de infiltración a través de dichas estructuras. Se indica (flecha roja) la localización del SHP restringido al área metropolitana de Bahía Blanca (sector de estudio del presente trabajo). Perfiles extraídos y modificados de Folguera et al. (2017).

De acuerdo a datos de pozos, el gradiente geotérmico vertical de la cuenca oscila entre 46 y 70 °C/km, mayor al gradiente geotérmico promedio (25 °C/km) de la corteza superior terrestre (Grant 2013). Los sectores de mayor flujo calórico de la cuenca, estarían asociados al sistema de fallas distensivas (hemigrábenes) que facilitarían la penetración del agua a niveles más profundos (Kostadinoff y Reartes 1993). De este modo, el termalismo del SHP estaría provocado por el adelgazamiento de la corteza terrestre asociado con corrientes convectivas de agua de infiltración en zonas de fracturas distensivas heredadas de la fase de rift desde el Cretácico-tardío (ej.: Bonorino 1988, Kostadinoff y Vallvé 1991, Kostadinoff y Reartes 1993, Introcaso et al. 2008, COPLA 2017).

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 más permeables (ej.: Bonorino 1988, Gambarota y Lorda 2019). De acuerdo a determinaciones mediante geotermóme-

tros de sílice a partir del fluido hidrotermal obtenido en bocas de pozo, en la zona metropolitana y perimetral de Bahía Blanca, la temperatura del SHP se halla comprendida entre 72°C y 103°C (Fournier y Truesdell 1970, Pesce y Miranda 2000).

De este modo, el SHP representa un play geotérmico de tipo sedimentario, conductivo dominante, mesotermal a hipertermal, con un fuerte control estructural basamental (basamento fracturado en bloques formando fosas y pilares tectónicos) y litofacial intracuenal (porosidad sedimentaria y sistemas de paleocanales) (Bonorino 1988). La constitución litológica está representada por: i) areniscas cuarcílicas finas a conglomerádicas, correspondientes a la Fm. Colorado, ii) arcillitas arenosas y limonitas arcillo-arenosas calcáreas con presencia de anhidrita, correspondientes a la Fm. Pedro Luro y iii) areniscas cuarzosas medianas a gruesas y rodados de cuarcitas y areniscas silíceas, correspondientes a la Fm. Elvira-Ombuctá (Figs. 1 y 2).

MÉTODOS

Para determinar el potencial geotérmico del SHP en el área de Bahía Blanca, a través de la estimación del calor almacenado en el reservorio, del calor recuperable, y de la capacidad de generación de energía eléctrica, se implementó el método volumétrico USGS “calor in situ” (Nathenson 1975, Muffler y Cataldi 1977), considerado uno de los procedimientos más idóneos para estimar un recurso geotérmico en la etapa temprana de su caracterización (Sanyal y Sarmiento 2005).

El método consiste en obtener una predicción probabilística de la energía térmica y la capacidad productiva del sistema geotermal, a partir de la caracterización estadística de parámetros petrofísicos y termodinámicos que intervienen en dicha predicción (Garg y Combs 2015).

Las ecuaciones empleadas para el método son las propuestas por Garg y Combs (2011), donde la capacidad calorífica por unidad de volumen (C) de un reservorio saturado con fluido hidrotermal, en condiciones iniciales de empleo del recurso, está dada por:

$$C = \rho_r \cdot C_r \cdot (1 - \phi) + \rho_w \cdot C_w \cdot \phi \quad (1)$$

con ρ_r : densidad de la roca reservorio, ρ_w : densidad del fluido, C_r : capacidad calorífica de la roca reservorio, C_w : capacidad calorífica del fluido, y ϕ : porosidad efectiva. C_w y ρ_w son evaluadas a la temperatura del reservorio.

De este modo, el calor total Q_{tot} almacenado en el reservorio está dado por:

$$Q_{tot} = A \cdot d \cdot C \cdot (T_i - T_f) \quad (2)$$

donde A denota la extensión areal del reservorio, d es el espesor medio representativo, T_i es la temperatura media del reservorio en condiciones iniciales, y T_f representa la temperatura del fluido reservorio por debajo de la cual dicho recurso se convierte en inutilizable (o equivalentemente: temperatura de rechazo) dependiendo fundamentalmente de: i) el empleo de los medios tecnológicos de extracción y conversión de la energía geotérmica y ii) la temperatura media anual en superficie (o temperatura ambiental).

El calor recuperable (Q_{rec}) a partir del calor inicial almacenado en el reservorio (Q_{tot}) se obtiene aplicando a este último un factor de recuperación (R_f) que indica la fracción de calor del reservorio que el fluido es capaz de transportar hacia la

boca del pozo productor (AGRCC 2010), donde será puesto a disposición para su aprovechamiento. De este modo, el calor recuperable queda expresado en la forma:

$$Q_{rec} = Q_{tot} \cdot R_f \quad (3)$$

Por último, la capacidad de producción de energía eléctrica (W), expresada en términos de la potencia eléctrica media ($E=W/t$) desarrollada a partir del calor recuperable (ec.(3)), se obtiene aplicando a este último un factor de eficiencia de conversión (C_e) el cual depende fundamentalmente del tipo y combinación de los ciclos de potencia que emplean las tecnologías que se aplican para generar la energía eléctrica, como así también de la temperatura media del recurso y la temperatura media anual de la región (AGRCC 2010). A su vez, se aplica un factor de planta (P_f) que combina tanto operatividad como capacidad de la planta geotérmica. De este modo, la potencia eléctrica que puede brindar el recurso durante un tiempo (t) de vida de la planta es:

$$P_e = \frac{Q_{rec} \cdot C_e}{P_f \cdot t} \quad (4)$$

Si todo el calor recuperable es empleado como tal, la potencia térmica neta P_Q viene dada por la expresión:

$$P_Q = \frac{Q_{rec}}{P_f \cdot t} \quad (5)$$

Para obtener una predicción del recurso geotérmico del SHP en la zona de Bahía Blanca empleando el método volumétrico USGS, se aplicó el esquema probabilístico del método Monte Carlo (Tarantola 2005). De acuerdo a Garg y Combs (2011), dicha metodología es comúnmente empleada como herramienta fundamental para acceder a la capacidad térmica y eléctrica de un reservorio geotermal (ej.: Halldórsdóttir et al. 2010, AGRCC 2010, Williams 2014, Carrizo 2016, Filipovich 2017, Nádor et al. 2019, Barcelona et al. 2020, Turan et al. 2021, Barcelona et al. 2023, Filipovich et al. 2023, entre otros).

La técnica Monte Carlo evalúa de forma iterativa las ecuaciones (2), (3), (4) y (5), usando como dato de entrada un conjunto ordenado de números aleatorios (D) dado por el arreglo paramétrico n-dimensional:

$$D = (A, d, C, T_i, T_f, R_f, C_e, P_f, t) \quad (6)$$

donde n denota el número de variables independientes del problema volumétrico (Fig. 3). En cada iteración, el valor

que adopta cada variable surge de la asignación probabilística de su correspondiente función de densidad de probabilidad, la cual convive en el espacio n-funcional:

$$(f_{dp}(A), f_{dp}(d), f_{dp}(C), f_{dp}(T_i), f_{dp}(T_f), f_{dp}(R_f), f_{dp}(C_e), f_{dp}(P_f), f_{dp}(t)) \tag{7}$$

donde $f_{dp}(\cdot)$, representa la función de densidad de probabilidad de la i -ésima variable (Fig. 3). De este modo pueden determinarse las funciones de densidad de probabilidad del calor almacenado en el reservorio, del calor recuperable, y de las potencias térmica y eléctrica netas, a partir de las respectivas funciones de frecuencias relativas $fr(\cdot)$, para un número suficientemente grande de iteraciones ($N \rightarrow \infty$) (Fig. 3):

$$(f_{dp}(Q_{tot}), f_{dp}(Q_{rec}), f_{dp}(P_Q), f_{dp}(P_e)) = \lim_{N \rightarrow \infty} (fr(Q_{tot})_N, fr(Q_{rec})_N, fr(P_Q)_N, fr(P_e)_N) \tag{8}$$

Finalmente, a partir de las funciones de densidad de probabilidad obtenidas (ec.(8)), es posible determinar los estimadores Q_{tot} , Q_{rec} , P_Q y P_e (las variables dependientes del problema volumétrico) con distintos márgenes de confianza o probabilidad.

Para la implementación del método Monte Carlo se utilizó el software SimulAr, desarrollado por Machain (2010, 2015). SimulAr es un software de simulación numérica Monte Carlo diseñado en origen para el análisis y evaluación de negocios y toma de decisiones que involucran riesgo (Machain 2006; Machain y Tarallo 2018). No obstante, dicha prestación puede, por equivalencia, adaptar la aplicación del método Monte Carlo a cualquier sistema de ecuaciones explícitas, como por ejemplo las del problema del cálculo volumétrico de estima-

ción de reservas USGS “calor in situ”.

DATOS Y AJUSTES

Las variables independientes o parámetros de entrada necesarios para poder abordar el método volumétrico USGS (ver sección Métodos), pueden agruparse en tres categorías de acuerdo a la naturaleza del dato requerido:

Parámetros dimensionales del reservorio: A (extensión areal) y d (espesor), determinados a partir de observaciones de campo y de datos de pozos.

Parámetros petrofísicos y termodinámicos del reservorio: C (Capacidad calorífica volumétrica del reservorio) como función de ρ_r (densidad de la roca reservorio), ρ_w (densidad del fluido en el reservorio), C_r (capacidad calorífica de la roca reservorio), C_w (capacidad calorífica del fluido en el reservorio) y ϕ (porosidad de la roca reservorio); T_i (temperatura media del reservorio); determinados a partir de estudios de laboratorio sobre muestras de roca y de fluido hidrotermal obtenidos en el campo y/o de los pozos de exploración.

Parámetros termodinámicos dependientes de las tecnologías de aprovechamiento del recurso y de las condiciones fisicoquímicas del suelo y climáticas de la región: T_f (temperatura de rechazo), R_f (factor de recuperación), C_e (eficiencia de conversión), P_f (factor de capacidad de la planta).

En los casos en que la estadística requerida para la caracterización de un determinado parámetro resultó insuficiente: escasas de mediciones o faltante del dato de medición, para lograr establecer una función de densidad de probabilidad que sea representativa, se recurrió al consenso general acerca del campo de variabilidad de dicho parámetro, de acuerdo a lo establecido en la literatura. Cuando fue necesario, se

Período	Formación	Etapas tectónicas
Plioceno	Fm. Río Negro	DERIVA
Mioceno	Fm. Cerro Azul Fm. Barranca Final	
Oligoceno	Fms. Elvira-Ombucta	MARGEN PASIVO
Paleoceno-Eoceno		
Cretácico	Fm. Pedro Luro	SAG
	Fm. Colorado	
	Fm. Fortín	SINRIFT
Paleozoico superior Precámbrico	Basamento	PIRERIFT

Figura 2. Esquema estratigráfico y etapas de evolución tectónica correspondiente a la Cuenca del Colorado. Localización del SHP en el contexto evolutivo de la cuenca. En la Cuenca del Colorado el SHP denota profundidades de yacencia entre 500 m y 1300 m (Folguera et al. 2017). Modificado de Yrigoyen (1999).

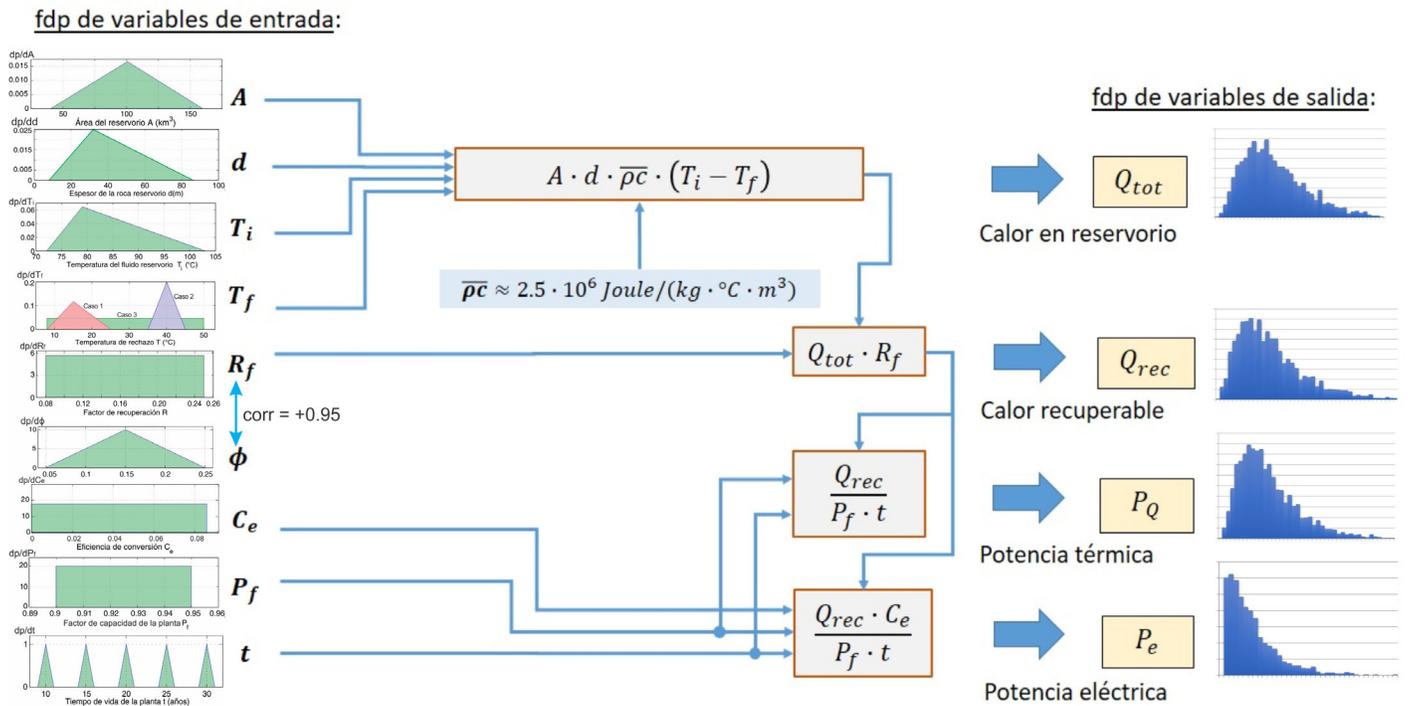


Figura 3. Implementación del método Monte Carlo adaptada a la estimación volumétrica del recurso del presente trabajo. Esquema representativo de un ciclo de asignación probabilística de las variables independientes (o variables de entrada) y correspondiente especialización de las ecuaciones del problema. Se representan las funciones de densidad de probabilidad (fdp) correspondientes a cada variable (ver detalles en la sección Datos y Ajustes). Obtención, por cada ciclo realizado, de un único valor de: calor contenido en reservorio, calor recuperable, potencia térmica neta y potencia eléctrica neta. Para un número suficientemente grande de ciclos de asignación, se obtuvieron funciones de frecuencia relativa estables para las variables dependientes (o variables de salida), las cuales son equivalentes a las respectivas fdp que representan la solución probabilística del problema planteado.

adoptaron las recomendaciones propuestas por el Australian Geothermal Reporting Code Committee (AGRCC 2010) referente a la estimación de un recurso geotérmico.

Determinación de las funciones de densidad de probabilidad de los parámetros del problema:

Área del reservorio (A):

Algunos autores han informado una extensión continental comprobada para el SHP de alrededor de 3000 km² (Bonorino 1988, Auge et al. 2006, Folguera et al. 2017). Sin embargo, en la actualidad no existe un consenso general acerca del valor preciso de la misma, siendo que diferentes autores proponen extensiones areales tan disímiles entre sí, como por ejemplo de 2000 km² (Coriale et al. 2014) en contraste con valores que oscilan entre 8000 y 10000 km² (Gambarota et al. 2016, Auge et al. 2022, entre otros).

No obstante, en el presente trabajo, la estimación del recurso geotérmico del SHP se restringe exclusivamente al sector de los pozos situados en el área de Bahía Blanca (IGRM-SEGEMAR 1995, Pesce y Miranda 2000) por lo que el área del recurso fue estimada a partir de dicho cubrimiento.

Por un lado, como valor objetivo del área mínima se adop-

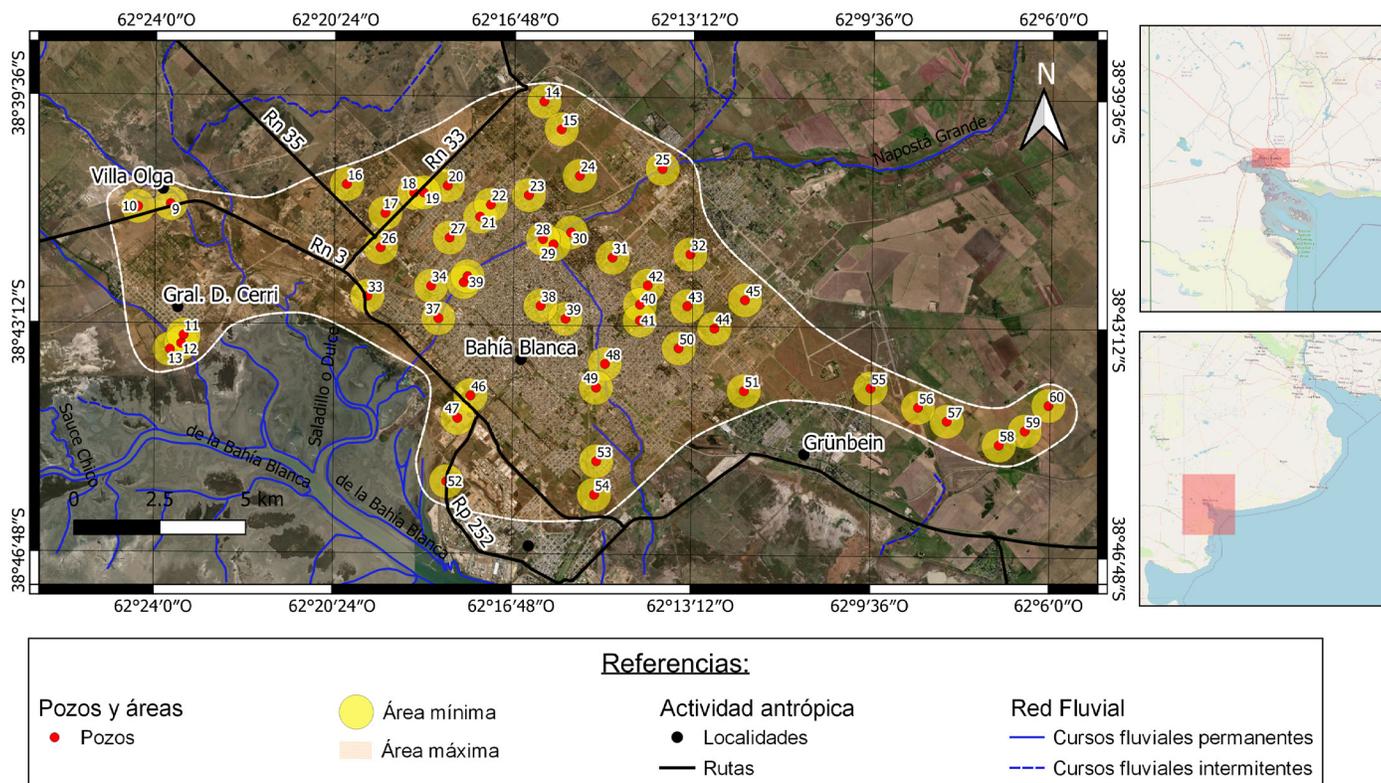
tó el criterio propuesto por Wilmarth y Stimac (2015), que considera como área productiva de un campo de pozos la resultante de la unión de áreas circulares menores de radio 500 m con centro en cada pozo. Aplicando dicho criterio a los pozos con manifestación hidrotermal distribuidos en el área de Bahía Blanca, pozos 9 a 60 de acuerdo a la nomenclatura del Catálogo de Manifestaciones Termales de la República Argentina (Pesce y Miranda 2000), se obtuvo como área mínima la sumatoria de las áreas circulares menores, ya que dichas áreas prácticamente no se intersectan (Fig. 4). Por otro lado, se consideró como área máxima la delimitada por una curva compacta circunscrita al correspondiente conjunto de pozos (Fig. 4).

Se obtuvieron valores mínimo y máximo de 40.8 y 160 km², respectivamente (Fig.5). De este modo, al área del recurso se le asignó una función de densidad de probabilidad triangular, con valor mínimo: 41 km², valor máximo: 160 km² y valor más probable el promedio de los últimos: 100.5 km² (Fig. 5).

Espesor del reservorio (d):

Los estudios indican que el SHP se halla alojado en: i) la sección superior de la Fm. Colorado (25 - 146 m de potencia), la Fm. Pedro Luro (75 - 90 m de espesor) y la Fm. Elvira-Om-

Mapa de las áreas de estimación geotérmica en la zona de Bahía Blanca



Bibliografía:

Pesce, A.H. y F. Miranda, 2000. Catálogo de Manifestaciones Termales de la República Argentina. Volumen II, Región Noroeste, Centro y Sur. Provincias de Formosa, Córdoba, San Luis, La Pampa, Neuquén, Chubut, Chaco, Entre Ríos, Mendoza, Buenos Aires, Río Negro, Santa Cruz, Tierra del Fuego y Antártida e Islas del Atlántico Sur. Pp.159. Buenos Aires, Servicio Geológico Minero Argentino. Instituto de Geología y Recursos Minerales. <https://repositorio.segemar.gov.ar/308849217/2517>

Figura 4. Mapa de Bahía Blanca y localidades aledañas, con la localización de los pozos hidrotermales, y su respectiva numeración de acuerdo al Catálogo de Manifestaciones Termales de la República Argentina (Pesce y Miranda 2000). La curva de trazo discontinuo representa el contorno del área máxima fijada para el recurso. Los círculos menores centrados en los pozos tienen un radio de 500 m. La suma de todas las áreas circulares representa el valor de área mínima fijada para el recurso. Mapa confeccionado por Emiliano Fernandez.

buctá (250 - 520 m de potencia) (Fig. 5). En cuanto al espesor neto del SHP, o sea al espesor aprovechable como recurso geotermal, este resulta inferior a la sumatoria de los espesores de dichas formaciones. Esto es debido a que: i) por una parte la Fm. Pedro Luro se encuentra dominada por sedimentitas de grano fino a muy fino: arcilitas arenosas y limonitas arcillo-arenosas, que restringen la extracción del agua contenida en dicha formación, ii) por otra parte, dentro de la Fm. Colorado, el SHP ocupa exclusivamente la sección superior. De este modo, el espesor máximo esperable del SHP se aproxima a los 300 m – 380 m sugeridos por Bonorino (2005) y Auge et al. (2006).

En base a los datos de espesor de los niveles discretos del acuífero, suministrados por los pozos localizados en el área de Bahía Blanca (Fig. 4), se realizó una estadística para determinar la potencia del SHP en dicho sector. Los resultados indican un espesor promedio de 32.5 m con una desviación estándar 19 m. De este modo, al espesor del recurso se le asignó una función de densidad de probabilidad triangular,

con valor más probable 32.5 m, y valores mínimo y máximo de 8 m y 86 m, respectivamente (correspondientes al mínimo y máximo valor de los espesores medidos en los pozos) (Fig.5).

Capacidad calorífica volumétrica del reservorio (C):

En un sistema geotermal, alrededor del 90% del calor se encuentra alojado en la roca reservorio (Quinao y Zarrouk 2014). Por lo tanto, para estimar el recurso puede despreciarse la contribución del calor correspondiente a la fase fluida, de lo contrario hubiera implicado tener que inferir la densidad y calor específico de dicha fase en condiciones de reservorio (ec. (1)). De acuerdo a Ciriaco et al. (2020), para estimar un recurso mediante el método volumétrico, es suficiente considerar una capacidad calorífica volumétrica constante de $2.5 \cdot 10^6$ Joule/(K·m³). Esto se debe a que existen pequeñas diferencias entre los calores específicos de diferentes tipos de rocas, en el rango de temperaturas que exhiben los plays geotérmicos (Vosteen y Schellschmidt 2003, Schön 2015, Ciriaco et al. 2020).

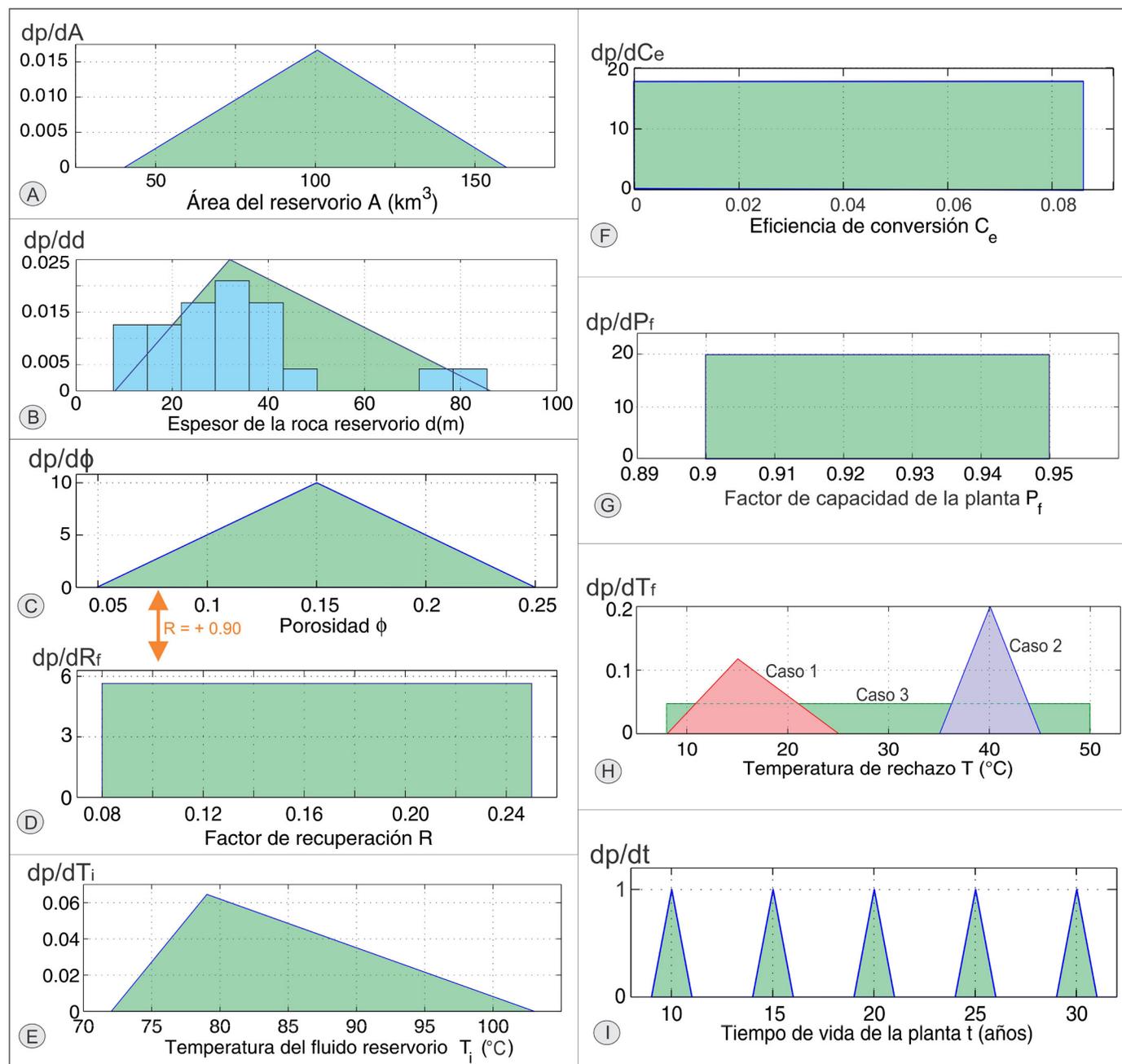


Figura 5 . A) Funciones de densidad de probabilidad (fdp) empleadas para: A) Área del recurso, B) Espesor del recurso, C) Porosidad de la roca reservorio, D) Factor de recuperación, E) Temperatura del fluido en reservorio, F) Eficiencia de conversión, G) Factor de capacidad de la planta, H) Temperatura de rechazo, I) Tiempo de vida de la planta. Debido a que existe una fuerte correlación positiva entre el factor de recuperación y la porosidad de la roca reservorio (AGRCC 2010, Quinao y Zarrouk 2014), las correspondientes fdp fueron vinculadas a través de un coeficiente de correlación positivo de +0.90. En B) se representa el histograma de frecuencias relativas correspondiente a los datos de espesor, construido en base a intervalos de clase de amplitud 6.7 m.

Porosidad (ϕ) y factor de recuperación (R_f):

De acuerdo a la información provista por Bonorino et al. (1998), la porosidad promedio del SHP es de 18 %. Al no contar con más datos de porosidad para dicho sistema, se optó por emplear el rango de porosidades típico observado en reservorios geotermales de tipo sedimentario silicoclásticos: entre 5 % y 25 % (Moeck 2014), aunque algunos sistemas del mismo tipo pueden exhibir porosidades incluso mayores

(Moeck 2014). De este modo, a la porosidad de la roca reservorio se le asignó una función de densidad de probabilidad triangular, con valor mínimo 0.05 (5 %), valor máximo 0.25 (25 %) y valor más probable 0.15 (15 %) (Fig. 5).

El factor de recuperación indica la fracción del calor recuperable a partir del calor total contenido en el reservorio. Su estimación fue basada en las recomendaciones del AGRCC (2010). De acuerdo a AGRCC, cuando la información acerca

de dicho parámetro es insuficiente, se puede adoptar: i) una función de densidad de probabilidad uniforme definida entre 0.08 y 0.20 si el *play* geotérmico se encuentra dominado por fracturamiento; ii) una función de densidad de probabilidad uniforme definida entre 0.10 y 0.25 si el *play* geotérmico denota porosidad sedimentaria. En el caso del SHP se verifica la superposición de ambas condiciones o características (ver sección *Introducción*), por lo tanto, al factor de recuperación se le asignó una función de densidad de probabilidad uniforme comprendida entre 0.08 y 0.25, producto de la unión de dichos intervalos (Fig. 5). Por otra parte, la experiencia indica una fuerte correlación positiva entre las variables R_f y ϕ (AGRCC 2010, Quinao y Zarrouk 2014), por lo cual se estableció un coeficiente de correlación positivo para vincular a las correspondientes funciones de densidad de probabilidad (Fig. 5).

Temperatura del fluido en el reservorio (T_r):

Se consideraron las temperaturas obtenidas en base a geotermómetros de sílice a partir de un conjunto de veintidós pozos distribuidos en el área de Bahía Blanca (Fournier y Truesdell 1970, en Pesce y Miranda 2000). Dichos estudios indican temperaturas del fluido en reservorio entre 72 y 103 °C, y un promedio estadístico de 79 °C. De este modo, a la temperatura del fluido hidrotermal en condiciones de reservorio se le asignó una función de densidad de probabilidad triangular, con valor mínimo 72 °C, valor máximo 103 °C, y valor más probable 79 °C (Fig. 5). Considerando la existencia de un estado de equilibrio térmico entre el fluido hidrotermal y la roca reservorio, se sigue que, para un volumen suficientemente pequeño, ambas fases deben compartir las mismas temperaturas, por lo que bajo dicha hipótesis las temperaturas obtenidas mediante los geotermómetros representan asimismo las temperaturas de la roca reservorio.

Temperatura base o de rechazo (T_r):

Existe un mínimo de temperatura útil (*cut-off temperature*) en el reservorio por encima de la cual la energía térmica almacenada puede ser extraída y puesta a disponibilidad de los sistemas de extracción y de conversión (planta geotérmica) para su aprovechamiento (AGRCC 2010) (ver sección *Temperatura del fluido en el reservorio*). Por otro lado, la temperatura de rechazo (T_r) representa aquella por debajo de la cual el fluido hidrotermal se hace inutilizable para su aprovechamiento, luego de haberle extraído la totalidad del calor inicial recuperable.

La temperatura del fluido hidrotermal medida en boca de pozo (o temperatura de producción) a partir de un conjunto de veintidós pozos productivos distribuidos en el área de Bahía Blanca, indica un valor promedio de 57 °C con una desviación estándar de 3.3 °C, y valores mínimo y máximo de 46 °C y

62 °C, respectivamente (Pesce y Miranda 2000). Teniendo en cuenta dicho resultado, cualquier temperatura base o temperatura de rechazo que resulte menor a la temperatura estadística $57 \text{ °C} \pm 6.6 \text{ °C}$ (es decir menor a la temperatura estadística en boca de pozo determinada con 5 % de incertidumbre), provee el potencial termodinámico para poder aprovechar el calor recuperable del recurso hidrotermal, o sea para calefaccionar, refrigerar o producir electricidad. Por otro lado, cualquier temperatura base, como ser la temperatura de rechazo (*rejecting temperature*) o la temperatura de reinyección (*rejection temperature*), está condicionada por la finalidad y diseño de la planta geotérmica, el requerimiento económico y de consumo de la región, y por las condiciones ambientales (temperatura ambiente) bajo las cuales opera dicha planta.

La temperatura media ambiental impone un límite inferior a la temperatura base, si para calefaccionar se trata de emplear al recurso hidrotermal. De acuerdo a Ferrelli (2016), la temperatura media anual del aire en Bahía Blanca, durante las últimas décadas, se situó en alrededor de los 15 °C; no obstante, dicho marcador experimentó, entre los años 1960 y 2014, un incremento lineal paulatino de ~15 °C a ~15.5 °C. La estacionalidad térmica en la región es importante, con amplitudes anuales significativas (Ferrelli 2016). El rango de las temperaturas medias estacionales oscila entre ~8 °C y ~25 °C, con una media de ~15 °C (Ferrelli 2016).

Considerando las temperaturas estadísticas del sistema hidrotermal y las del clima de la región, se propusieron tres funciones de densidad de probabilidad que fueran representativas de la temperatura de rechazo:

Función de densidad de probabilidad triangular entre 8 °C y 25 °C, con valor más probable 15 °C, adaptada a las condiciones de temperatura ambiental media de Bahía Blanca, en consistencia con aplicaciones previas del método volumétrico USGS (Garg y Combs 2010, AGRCC 2010, Garg y Combs 2011, 2015) (Fig. 5).

Función de densidad de probabilidad triangular entre 35 °C y 45 °C (centrada en 40 °C), de acuerdo a las temperaturas de rechazo típicas de un condensador de planta de ciclo binario (Garg y Combs 2010, AGRCC 2010, Garg y Combs 2011, Roset 2011, 2015, Colpan et al. 2021) (Fig. 5).

Función de densidad de probabilidad uniforme entre 8 °C y 50 °C, con la finalidad de abarcar todas las formas de aprovechamiento del recurso, que fuera extraído mediante diferentes tecnologías de extracción y conversión, bajo distintas condiciones ambientales de temperatura (Garg y Combs 2010, AGRCC 2010, Garg y Combs 2011, Roset 2011, 2015, Colpan et al. 2021) (Fig. 5).

Eficiencia de conversión (C_c):

Dicho parámetro representa la eficiencia termodinámica

de una planta geotérmica en el proceso de transformación del calor en energía eléctrica (AGRCC 2010). Por un lado, depende básicamente del tipo y combinación de los ciclos de potencia que emplean las tecnologías que se aplican para generar electricidad (AGRCC 2010). Por otro lado, resulta dependiente de la temperatura media ambiental de la región como así también de la temperatura media del recurso en reservorio, fundamentalmente cuando se emplean plantas geotérmicas que trabajan en ciclo binario (AGRCC 2010, Coplan et al. 2021). Incluso en los escenarios más convencionales de transformación del recurso geotérmico en electricidad, la temperatura ambiental representa un factor relevante que afecta en forma sensible la eficiencia de conversión, donde una variación de 5 °C de la temperatura ambiental modifica en alrededor del 1 % dicha eficiencia (AGRCC 2010) (ver Fig. 6).

Todos los ciclos de conversión de calor en electricidad que puede emplear una planta geotérmica (vapor seco, *single-flash*, *double-flash*), a excepción del ciclo binario, operan para temperaturas de la fuente geotérmica, por encima de los 150 °C, típicamente entre 110 y 180 °C (Colpan et al. 2021). La generación de energía eléctrica a partir de recursos de baja entalpía, sólo es económicamente viable a través de plantas binarias que siguen el proceso Orgánico Rankine (ORC: Organic Rankine Cycle) o el proceso Kalina (Guzmán et al. 2021, Colpan et al. 2021). Si de extracción de energía

eléctrica se trata, y debido a las características termodinámicas que sitúan al SHP como recurso geotérmico de baja entalpía, sólo sería posible aplicar a dicho recurso un sistema de ciclo binario. Por lo cual la eficiencia de conversión que se adopta en el presente trabajo se adecúa a la de un sistema con dichas características (Fig. 6).

Investigaciones de los últimos años concernientes a la implementación de configuraciones híbridas en plantas geotérmicas modernas, tal como la del tipo solar-geotermal, indican mayores eficiencias de conversión respecto de las configuraciones más simples (Colpan et al. 2021, Guzmán et al. 2011).

Teniendo en cuenta las consideraciones previas, y que las eficiencias de conversión de plantas geotérmicas que fueron desarrolladas con anterioridad a las más recientes y sofisticadas, resultan sensiblemente menores (ej.: Bodvarsson 1970, AGRCC 2010, Garg y Combs 2010, entre otros), se asignó a la eficiencia de conversión una función de densidad de probabilidad uniforme entre los valores mínimo de 0 y máximo de 0.85, de manera que abarque todo el rango de las bajas eficiencias hasta la máxima posible correspondiente a una planta de ciclo binario operando en Bahía Blanca, a una temperatura media anual de ~15 °C (Ferrelli 2016), en el máximo de temperatura inferida para el SHP en dicho sector (Fig. 6) (AGRCC 2010).

Factor de capacidad de la planta (P_f):

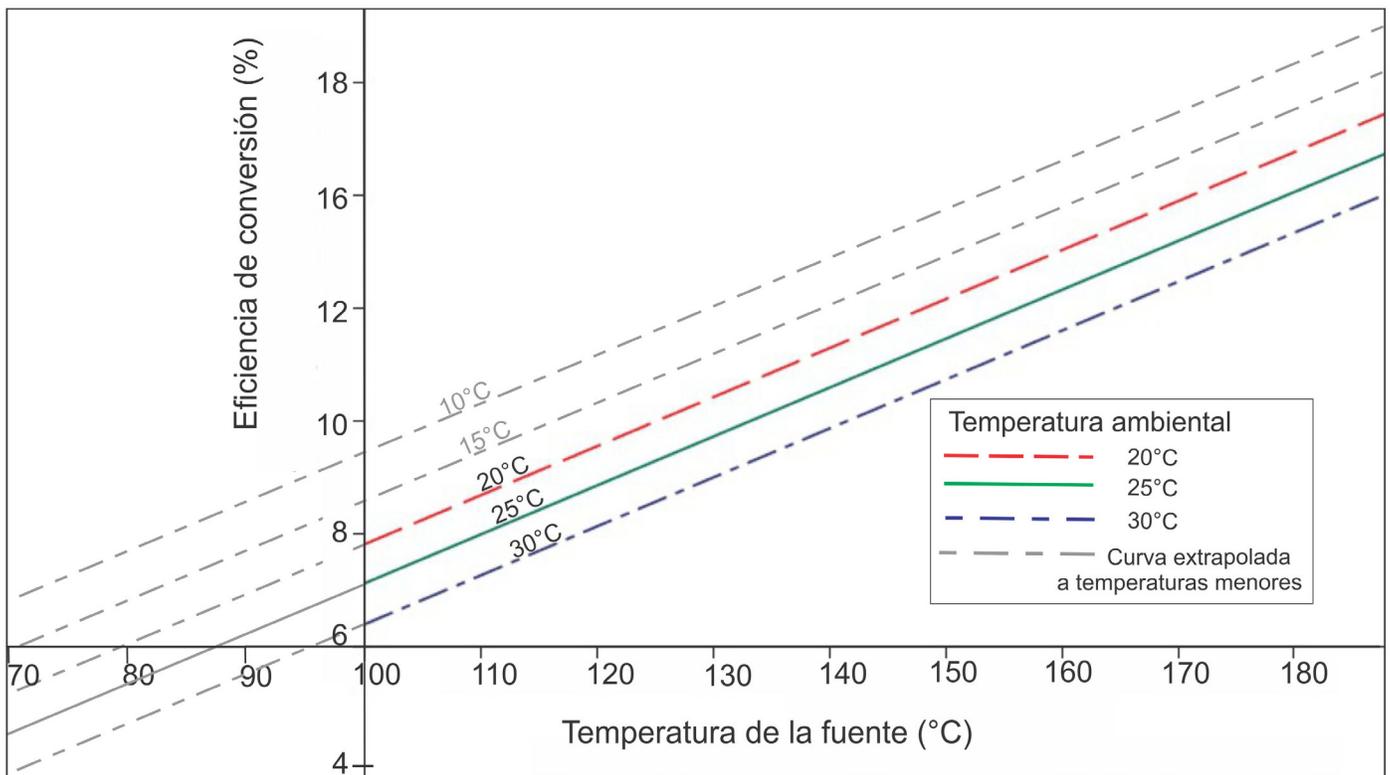


Figura 6. Eficiencia de conversión típica de una planta de ciclo binario ORC (Organic Rankine Cycle) en función de la temperatura de la fuente geotérmica, para distintas temperaturas ambientales, asumiendo para el fluido hidrotermal recepción de fase líquida únicamente.

El factor de capacidad de la planta indica la fracción de tiempo con respecto al tiempo total de aprovechamiento del recurso hasta su agotamiento, durante el cual la planta geotérmica se encuentra operativa. Combina tanto disponibilidad como capacidad de la planta. Dicho factor permite prever las actividades de mantenimiento que fueron planificadas y/o los problemas imprevistos que provocan un detenimiento del funcionamiento de la planta (AGRCC 2010). En la mayoría de las plantas geotérmicas que existen en el mundo, el factor de capacidad de la planta se encuentra comprendido entre 0.90 y 0.95, aunque para algunos proyectos que utilizan tecnologías novedosas o con requisitos de bombeo exigentes, dicho factor puede resultar menor (AGRCC 2010).

De este modo, al factor de capacidad de la planta se le asigna una función de densidad de probabilidad uniforme con valor mínimo 0.9 y valor máximo 0.95 (Fig. 5).

Tiempo de vida de la planta (t):

Es típico emplear 20 a 30 años como tiempo de vida de un proyecto de planta geotérmica en la estimación de un recurso geotérmico y de su potencial; pero si se trata de proyectos con períodos de recuperación del recurso más cortos pueden plantearse tiempos de vida menores (AGRCC 2010). De este modo, la estimación del recurso fue realizada para los tiempos de vida $t_0 = 10, 15, 20, 25$ y 30 años, cubriendo así un rango temporal de posibilidades futuras de extracción y empleo del recurso. A cada uno de los tiempos de vida establecidos se le asignó una función de densidad de probabilidad triangular con valor más probable $t=t_0$, valor mínimo $t=(t_0-1)$ años, y valor máximo $t=(t_0+1)$ años (Fig. 5).

RESULTADOS

Una vez que los parámetros del problema de estimación del recurso fueron caracterizados mediante funciones de densidad de probabilidad representativas de las propiedades petrofísicas y termodinámicas del SHP, de su entorno ambiental y de las tecnologías de aprovechamiento del recurso, los mismos fueron usados como datos de entrada en el esquema de simulación Monte Carlo adaptado a la resolución del método volumétrico.

Se simularon un total de quince casos, los cuales surgieron de combinar distintas alternativas de temperaturas de rechazo y tiempos de vida para un sistema de aprovechamiento del recurso (ver sección Métodos). En base a la temperatura de rechazo se plantearon tres casos (sección Datos y ajustes), los cuales implican formas distintas de uso del recurso en base a la cantidad de calor empleado y al diseño del sistema de aprovechamiento:

Caso 1: Un sistema de aprovechamiento que lleve la temperatura de rechazo al límite de la temperatura media ambiental sin producción de electricidad (ver sección Temperatura base o de rechazo). Este caso implicaría la implementación de tecnologías que adapten la temperatura de rechazo a la temperatura media estacional de la región, y un uso posible en calefacción y/o refrigeración y/o uso directo.

Caso 2: Un sistema de aprovechamiento que opere exclusivamente en ciclo binario (ver sección Temperatura base o de rechazo). Desde el punto de vista de la producción de energía eléctrica, esta tecnología es la adecuada para ser implementada en el SHP debido a su naturaleza de recurso de baja entalpía (Roset 2011, Colpan et al. 2021). Este caso implica mantener una temperatura de rechazo estable en el tiempo, típica de un condensador de planta de ciclo binario (ver sección Temperatura base o de rechazo).

Caso 3: Un sistema de aprovechamiento que opere en un rango amplio de temperaturas de rechazo, desde un valor que sea adaptable a la variación periódica de la temperatura media estacional de la región a un valor equiparable a la temperatura media estadística de boca de pozo. Este caso implicaría un sistema de aprovechamiento diseñado en etapas, más complejo que el caso 1, con uso posible en calefacción y/o refrigeración y/o producción de electricidad. Por ejemplo, en una primera etapa se emplea el recurso para producir electricidad llevando el fluido "residual" a la temperatura final de un ciclo binario (~ 40 °C), y en una segunda etapa dicho fluido es empleado en un sistema de calefacción o para uso directo.

Los resultados de la simulación numérica alcanzan buena estabilidad a partir de las 1500 iteraciones (Fig. 7 A). A su vez, la estabilidad aumenta a medida que aumenta el margen de probabilidad de estimación de las potencias térmica y eléctrica (Fig. 7 A). Por otra parte, se observan pequeñas diferencias insustanciales de estabilidad, cuando se comparan las soluciones que surgen de los distintos casos de temperatura de rechazo que fueron planteados (Fig. 7 A).

Teniendo en cuenta los resultados precedentes, se realizaron 2500 iteraciones de manera de asegurar un margen suficiente de estabilidad y convergencia de las soluciones obtenidas, y por lo tanto de las fdp que surgen y que son requeridas para su ulterior análisis (Fig. 7 A) y ecs.(8)).

Se estimó un calor contenido en reservorio $Q_T = 2.56 \times 10^{14}$ kJ con probabilidad $p > 0.9$, del cual son recuperables:

Caso 1: $Q_{Rf} = 4.56 \times 10^{13}$ kJ, con probabilidad $p > 0.9$, representando una recuperación del 18 % del calor inicial en reservorio (Fig. 7 B).

Caso 2: $Q_{Rf} = 3.13 \times 10^{13}$ kJ, con probabilidad $p > 0.9$, representando una recuperación del 12 % del calor inicial en reservorio (Fig. 7 B).

Caso 3: $Q_{RF}=3.36 \times 10^{13}$ kJ, con probabilidad $p > 0.9$, representando una recuperación del 13 % del calor inicial en reservorio (Fig. 7 B).

Los porcentajes de recuperación obtenidos para cada caso y nivel de probabilidad resultan consistentes la fdp del factor de recuperación que fue planteada (Fig. 7 B).

Un análisis de la relación que guardan entre sí la potencia térmica con la potencia eléctrica, en función del tiempo de vida de aprovechamiento del recurso geotérmico (Fig. 8), indica que la situación de mayor obtención de calor utilizable corresponde a la de un sistema de planta de uso combinado que lleve la temperatura de rechazo al límite de la temperatura media estacional de la región (caso 1). Dicha situación implica hacer circular el calor recuperable a través de etapas que involucren distintas formas de empleo del mismo, como calefacción, refrigeración y/o uso directo. En segundo lugar,

le sigue la implementación de un sistema híbrido con uso combinado de calor y electricidad que tenga capacidad de adaptar la temperatura de rechazo a la media estacional de la región (caso 3). En último caso, muy próximo al anterior en cuanto a cantidad de calor utilizable, corresponde a la implementación de una planta de ciclo binario para conversión exclusiva del calor en electricidad.

Los resultados muestran que la potencia eléctrica neta, representa apenas el 1.5 % de la potencia térmica neta, cuando éstas se estiman con una proyección de 30 años vida de la planta, con nivel de probabilidad $p > 0.9$. Dicho porcentaje refleja el valor de la eficiencia de conversión (0.015) bajo las circunstancias y condiciones consideradas del problema de estimación.

Los resultados de las potencias térmica y eléctrica previstos para 30 y 10 años de empleo del recurso, son:

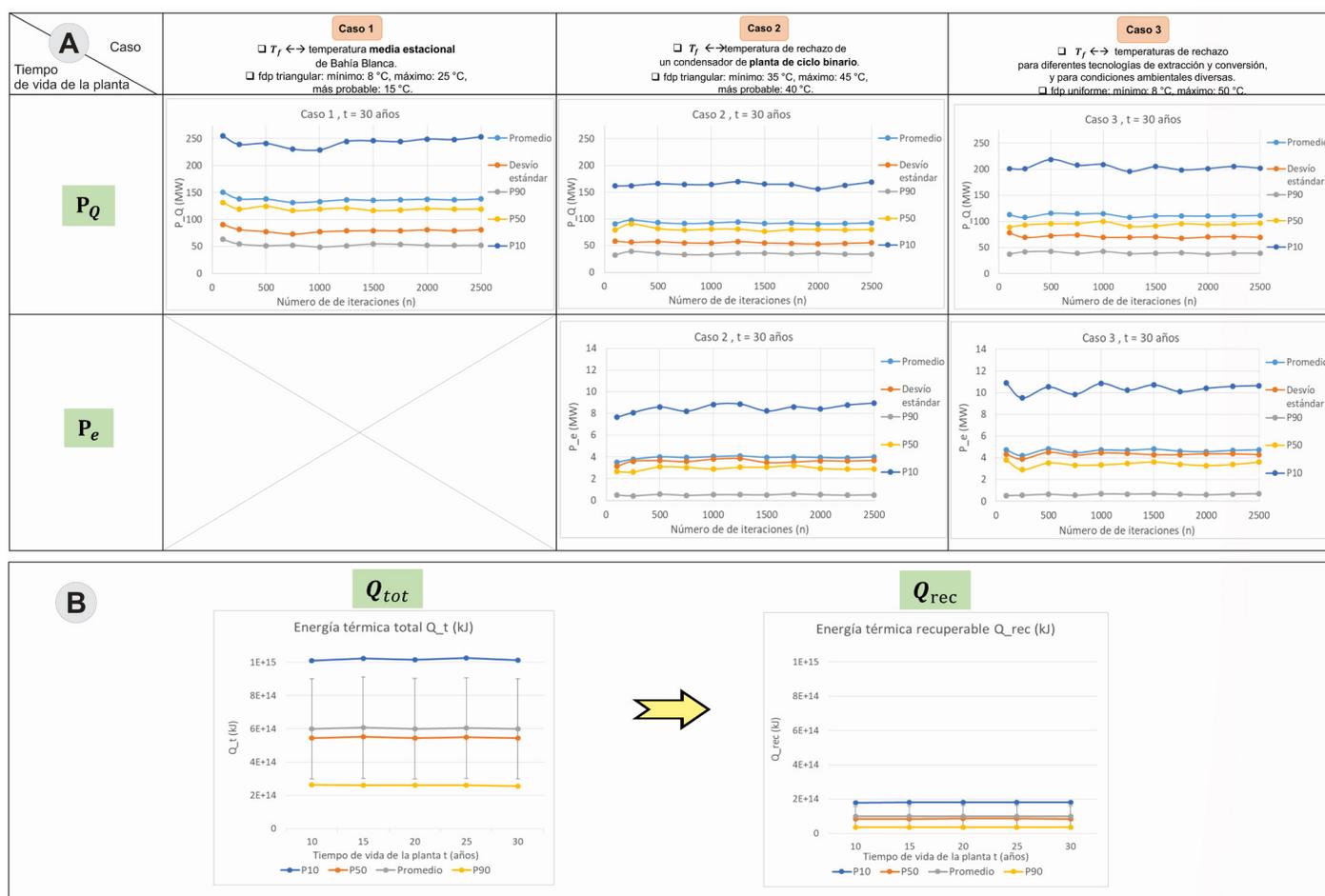


Figura 7. A) Estabilidad de las soluciones del problema volumétrico USGS calor “in situ” aplicando el esquema Monte Carlo, para obtención del potencial geotérmico del SHP en el área de Bahía Blanca. Se representan las potencias térmica y eléctrica netas para los casos de temperatura de rechazo planteados y un tiempo de vida de aprovechamiento del recurso de 30 años. Las soluciones se presentan con margen de probabilidad $p > 0.1$, $p > 0.5$ y $p > 0.9$, y a través de la media y desvío estándar. La potencia térmica denota similar estabilidad que la potencia eléctrica. Esto es debido a que ambas potencias se encuentran vinculadas a través del factor de eficiencia de conversión (ecs.(4) y (5)), que en el problema de estimación volumétrica se encuentra representado por una variable acotada (ver sección Datos y ajustes). El método denota buena estabilidad, en especial a partir de las 1500 iteraciones. Obsérvese también la estabilidad de la media y de su desvío estándar. B) Solución del calor contenido en reservorio y del calor recuperable, representado con distintos márgenes de probabilidad: $p > 0.1$, $p > 0.5$ y $p > 0.9$. Se representa también la media y desvío estándar de la solución.

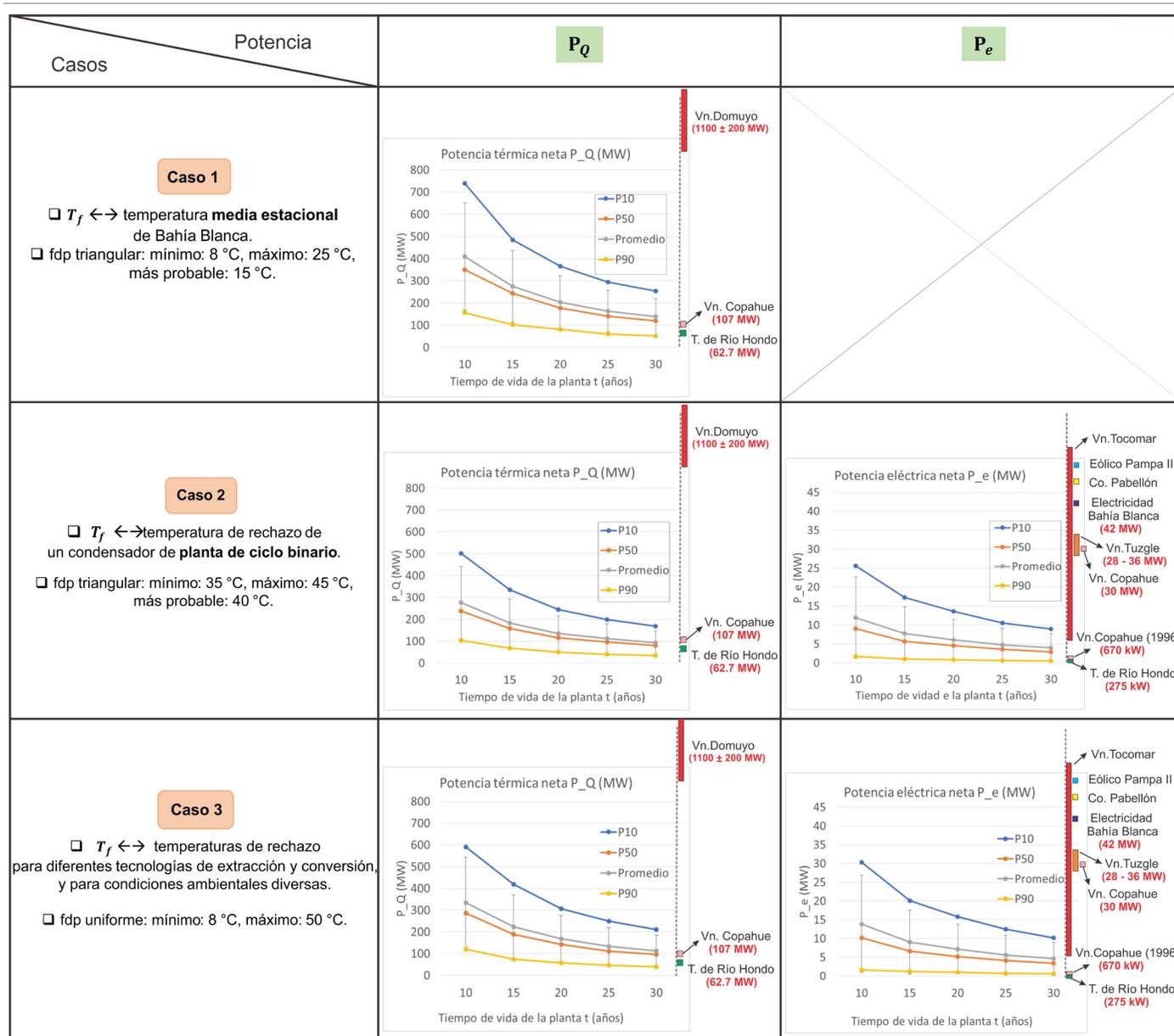


Figura 8. Potencias térmica y eléctrica obtenidas para el SHP en el área de Bahía Blanca, en función del tiempo de vida programado para la extracción total del calor inicial recuperable, considerando distintos casos de temperatura de rechazo. Comparación con los potenciales térmico y eléctrico de otros sistemas geotermiales de importancia presentes en la región. Se representan los sistemas geotermiales asociados a los centros volcánicos: Tocomar (Filipovich et al. 2017), Tuzgle (Carrizo 2016), Domuyo (Chiodini et al. 2014), Copahue (Bertani 2010, Chiodini et al. 2015, Picighelli et al. 2023, Mas et al. 2024), y Cerro Pabellón (en Chile) (Picighelli, 2023). También se representa el complejo de tipo sedimentario Termas de Río Hondo (Farina 2018, Chiodi et al. 2020). A su vez se indica el nivel de consumo eléctrico de Bahía Blanca (CREEBBA 2013), y la potencia eléctrica que desarrolla el parque eólico Pampa II (en la zona de Bahía Blanca) (Pong et al. 2020). Nótese que la estimación del recurso del SHP y su potencial termoeléctrico, fue realizado para un área estimativa promedio de 100 km² (abarcando la zona metropolitana de Bahía Blanca). Teniendo en cuenta que la extensión regional del SHP supera en alrededor de 60 veces dicha área, puede esperarse para la totalidad del SHP valores del recurso y de su potencial geotérmico significativamente superiores a los determinados para el sector del presente trabajo.

Caso 1:
 $P_Q = 52.2$ MW, para 30 años, con probabilidad $p > 0.9$ (Fig. 8).
 $P_Q = 157$ MW, para 10 años, con probabilidad $p > 0.9$ (Fig. 8).
 Caso 2:
 $P_Q/P_e = 34.1$ MW / 0.51 MW, para 30 años, con probabilidad $p > 0.9$ (Fig. 8).

$P_Q/P_e = 103.5$ MW / 1.79 MW, para 10 años, con probabilidad $p > 0.9$ (Fig. 8).
 Caso 3:
 $P_Q/P_e = 39.5$ MW / 0.63 MW, para 30 años, con probabilidad $p > 0.9$ (Fig. 8).
 $P_Q/P_e = 121.3$ MW / 1.63 MW, para 10 años, con probabilidad $p > 0.9$ (Fig. 8).
 En la Fig. 8 se grafican los resultados de las potencias

térmica y eléctrica extraíbles con distintos márgenes de probabilidad, en función de los casos planteados y tiempo de empleo del recurso.

El análisis de sensibilidad (Fig. 9) indica correlaciones estables, moderadas a bajas, entre la potencia eléctrica/térmica y el factor de recuperación, porosidad y temperatura del reservorio, con valores comprendidos entre 0.2 y 0.6. Las correlaciones establecidas con las restantes variables denotan inestabilidad, pero con coeficientes de correlación muy bajos (< 0.05), lo cual estaría indicando un ruido estadístico. Dichas inestabilidades son el resultado de las fluctuaciones propias que genera el método probabilístico aplicado (ver sección Métodos).

DISCUSIONES

De acuerdo a los datos provistos CREEBBA (Centro Regional de Estudios Económicos de Bahía Blanca, Argentina) (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 alrededor de 42 MW. De acuerdo a la estimación del potencial del SHP de presente trabajo, realizada sobre un área estimativa promedio de 100 km² (ver sección Datos y ajustes), para el caso de un sistema de planta geotérmica operando en ciclo binario (caso 2), la misma puede entregar una potencia eléctrica de 0.51 MW ($p > 0.9$) durante 30 años de operatividad, y 1.79 MW ($p > 0.9$) durante 10 años de operatividad. Sin embargo, si se extrapola dicho potencial a la extensión total del SHP (entre 2000 km² y 10000 km², y área estimativa 6000 km²) (ver sección Datos y ajustes), se infiere para el SHP en su conjunto un potencial eléctrico de 30.6 MW y 179 MW, para 30 y 10 años respectivamente. Dicho potencial cubre con buen margen el requerimiento metropolitano y rural para un tiempo de operatividad de la planta geotérmica del orden de 20 años.

Por otra parte, Bahía Blanca se localiza en una posición geográficamente favorable para el aprovechamiento de la energía eólica, debido a las condiciones climáticas regionales que favorecen el desarrollo de fuertes vientos con intensidad suficiente para lograr cubrir el requerimiento de energía eléctrica acorde al desenvolvimiento económico de la región

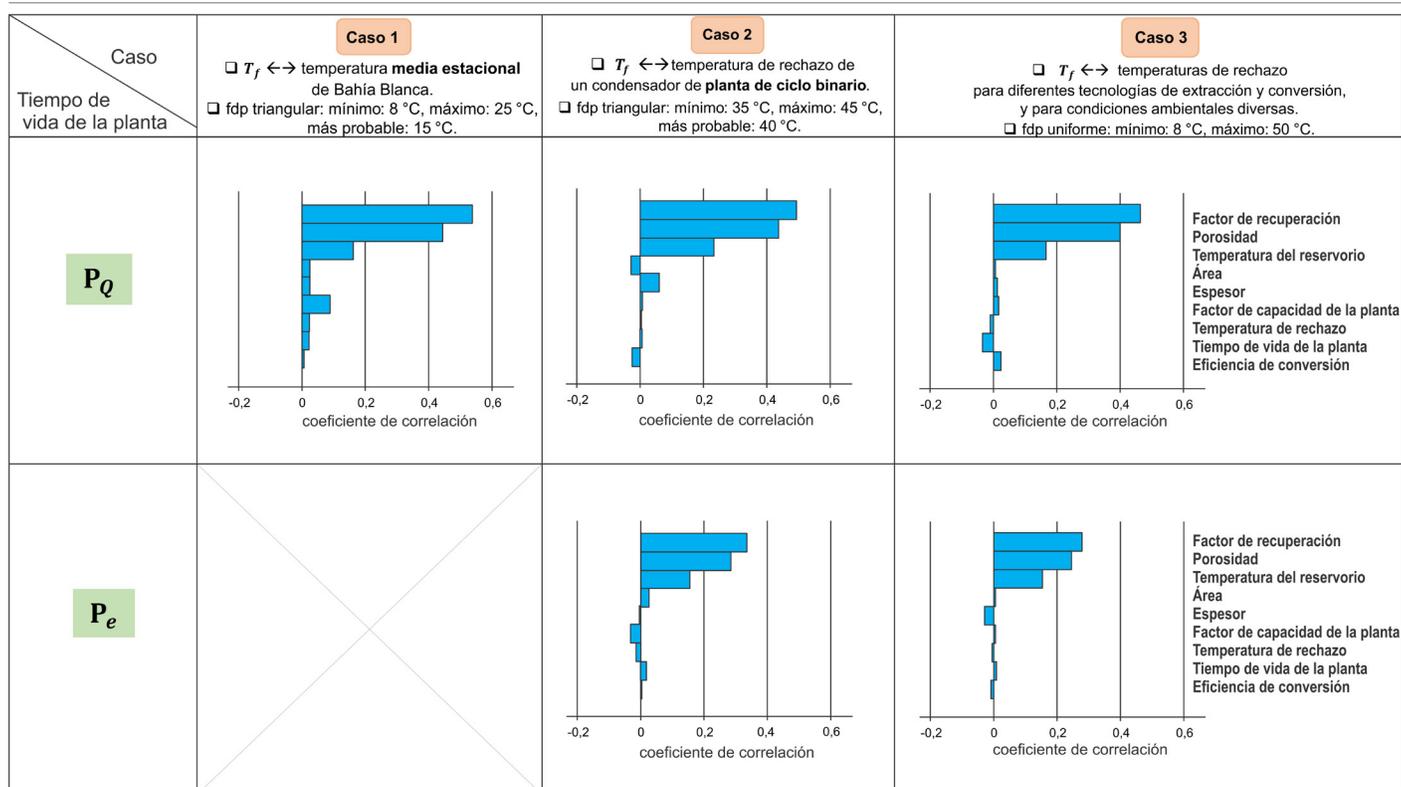


Figura 9. Sensibilidad de las potencias térmica y eléctrica con respecto a las variables independientes del problema de estimación volumétrico USGS (ver sección Datos y ajustes), expresada en función del coeficiente de correlación. Se dan correlaciones moderadas a bajas entre la potencia eléctrica/térmica y los parámetros factor de recuperación, porosidad y temperatura del reservorio, con valores comprendidos entre 0.2 y 0.6. La estabilidad observada refleja las correlaciones que fueron inicialmente impuestas como condiciones de contorno entre dichas variables (ver sección Datos y ajustes). Las restantes variables exhiben correlaciones muy débiles e inestables las cuales son el resultado de las fluctuaciones propias del esquema probabilístico aplicado.

(Pong et. al., 2021). En la actualidad, la ciudad de Bahía Blanca y sus alrededores cuentan con tres parques eólicos activos: el parque eólico Corti, el parque eólico Pampa II, y el parque eólico Mario Cebreiro, los cuales proveen a dicha región una potencia eléctrica de 100 MW, 53 MW y 100 MW, respectivamente (Pong et. al., 2021). Dichas potencias resultan significativamente mayores (53 MW y 100 MW) a la estimada para el SHP en el área de Bahía Blanca (0.61 MW– 1.79 MW). Sin embargo, considerando el SHP en toda su extensión, su potencia eléctrica estimativa (30.6 MW – 179 MW) se hace equiparable a la que entregan los parques eólicos.

En Argentina, en la región centro-este se localizan numerosas manifestaciones hidrotermales asociados a fajas plegadas y corridas y cuencas sedimentarias de antepaís (Chiodi et al. 2020) (sección Introducción). Dichas manifestaciones son empleadas en su mayoría en uso directo del calor geotérmico y en la implementación de bombas de calor. Dentro de las manifestaciones se destaca el proyecto de Termas de Río Hondo, en Santiago del Estero, cuyo potencial generador de energía se estima en 62.76 MW de potencia térmica (Chiodi et al. 2020) y 275 KW de potencia eléctrica mediante el empleo de un sistema de ciclo binario (Farina et al. 2018). Termas de Río Hondo presenta similitud con el SHP en cuanto al tipo y origen del play geotérmico. Ambos sistemas se hayan emplazados a profundidades parecidas (de alrededor de 1 km) en cuencas sedimentarias que rellenan depresiones tectónicas resultantes de adelgazamiento cortical y ascenso astenosférico (ej.: Febrer et al. 1982), asimismo son similares sus temperaturas de reservorio: 72 °C a 103 °C para la zona de Bahía Blanca (Fournier y Truesdell 1970, en Pesce y Miranda 2000) (ver sección Datos y ajustes, y entre 80 °C a 90 °C en Termas de Río Hondo (SEGEMAR 2014).

A continuación se comparan las potencias térmica y eléctrica de ambos sistemas:

Termas de Río Hondo:

$P_Q = 63$ MW (Chiodi et al. 2020) (Fig. 8).

$P_e = 275$ kW (Farina et al. 2018) (Fig. 8).

$P_{ef} = 7.64$ kW/km² (Este trabajo, Farina et al. 2018)

Área estimada: 36 km² (SEGEMAR 2014)

SHP (sector de Bahía Blanca):

$P_Q = 34.1$ MW- 52.2 MW para 30-10 años, con $p > 0.9$ (este trabajo) (Fig. 8).

$P_e = 510$ kW- 630 kW para 30-10 años, con $p > 0.9$ (este trabajo) (Fig. 8).

$P_{ef} = 5.10$ kW/km²- 6.30 kW/km² para 30-10 años, con $p > 0.9$ (Este trabajo).

Área estimada promedio: 100 km² (Este trabajo)

Se observa que el potencial térmico/eléctrico estimado para el SHP (restringido al área metropolitana de Bahía Blanca) es comparable en magnitud al estimado para el complejo Termas de Río Hondo. El SHP puede aportar una potencia eléctrica de 510 - 630 kW en un área promedio de 100 km², mientras que Termas de Río Hondo aporta 275 KW en un área estimada de 36 km². De este modo la potencia eléctrica efectiva de Termas de Río Hondo (7.64 kW/km²) es un 15 % a 20 % mayor que la potencia efectiva del SHP en el sector de Bahía Blanca (5.10 kW/km² – 6.30 kW/km²). Estos resultados son consistentes con Chiodi et. al (2020), quienes indican que Bahía Blanca presenta un gran potencial termoeléctrico por detrás del proyecto de Termas de Río Hondo, con 23.5 MW de potencia térmica. Otras manifestaciones termales de menor porte se encuentran en Buenos Aires, Catamarca, Chubut, Córdoba, Corrientes, Entre Ríos, Jujuy, La Pampa, Mendoza, Misiones, Neuquén, Salta, San Juan, Santa Fe, Santiago del Estero y Tierra del Fuego; pero éstas tienen un potencial termoeléctrico mucho menor que Termas de Río Hondo y el SHP en Bahía Blanca (Chiodi et al. 2020).

No obstante, teniendo en cuenta que el SHP se extiende mucho más allá de los límites metropolitanos de Bahía Blanca, sobre un área regional que ha sido estimada por diversos autores entre 2000 km² y 10000 km² (ver sección Datos y ajustes), mediante extrapolación se puede estimar un potencial eléctrico comprendido entre 30.6 MW y 37.8 MW. Dicho potencial supera ampliamente al de Termas de Río Hondo y se equipara a otros potenciales termoeléctricos previstos para sistemas geotermiales de tipo volcánico como Tuzgle y Copahue (Fig. 8).

Se destaca la gran extensión areal del SHP y el que futuros estudios permitirán determinar con mayor precisión su distribución espacial y propiedades físicas, las cuales podrán aportar un mayor ajuste y precisión a la estimación del recurso y de su potencial para producir energía termoeléctrica.

CONCLUSIONES

Se realizó una estimación preliminar del recurso y potencial geotérmico del Sistema Hidrotermal Profundo (SHP) en el área metropolitana de Bahía Blanca, empleando el método volumétrico “calor in situ” mediante el esquema probabilístico Monte Carlo.

Los resultados indican que el mayor aprovechamiento que puede hacerse del calor alojado en el SHP bajo la ciudad de Bahía Blanca requiere la implementación de un sistema de empleo del recurso que combine etapas de uso directo y bombas de calor, llevando la temperatura de rechazo a la

temperatura media estacional de la región. En segundo lugar, le sigue la implementación de un sistema híbrido con uso combinado de calor y electricidad, y temperatura de rechazo ajustable a la media estacional; o en su defecto una planta de ciclo binario para conversión exclusiva del calor en electricidad, con una eficiencia de conversión resultante de 0.015 (1.5 %).

Para el área de estimación correspondiente, se obtuvo una energía térmica alojada en reservorio de 2.56×10^{14} kJ, una energía térmica recuperable comprendida entre 3.13×10^{13} kJ y 4.56×10^{13} kJ; una potencia térmica comprendida entre 34.1 MW y 52.2 MW; y una potencia eléctrica comprendida entre 0.51 MW (510 kW) y 0.63 MW (630 kW); todas estimaciones realizadas con probabilidad $p > 0.9$, a 30 años de empleo del recurso, en un área promedio de 100 km².

Se concluye que potencia estimada para el SHP restringido al área metropolitana de Bahía Blanca, es comparable en magnitud a la estimada para el complejo Termas de Río Hondo (275 kW), sistema geotermal de baja entalpía que abarca un área de 36 km².

No obstante, teniendo en cuenta que el SHP se extiende sobre un área regional que ha sido estimada entre 2000 km² y 10000 km² (con promedio 6000 km²), se infiere para dicho sistema un potencial eléctrico comprendido entre 30.6 MW y 37.8 MW, superando ampliamente al de Termas de Río Hondo y equiparándose al potencial termoeléctrico previsto para otros sistemas geotermales (de tipo volcánico) como Tuzgle y Copahue. Por otro lado, el potencial inferido cubre en gran medida la demanda eléctrica actual de la región metropolitana y rural de Bahía Blanca, equiparándose a su vez a la potencia eléctrica que suministran los parques eólicos a la región.

Es de destacar la notable extensión areal del SHP y que futuros estudios permitirán determinar con mayor precisión su distribución espacial y propiedades físicas, las cuales aportarán mayor ajuste y precisión a la determinación de su potencial geotérmico.

La energía geotérmica provista por el SHP se posiciona como una alternativa renovable de significativo potencial para abastecer a la región de Bahía Blanca.

AGRADECIMIENTOS

Se agradece a la Dra. Agustina Chiodi (Editora asociada de la RAGA) y al Dr. Ricardo Astini (Editor en Jefe de la RAGA), por sus sugerencias y comentarios constructivos que han resultado de gran utilidad para la adecuada presentación y enriquecimiento del manuscrito original. Asimismo, se agradece a los árbitros anónimos cuyas correcciones, indicacio-

nes y comentarios valiosos significaron una mejora sustancial del trabajo.

El presente trabajo de investigación fue incentivado por el Dr. Héctor A. Ostera, profesor de la Cátedra Geotermia del Departamento de Ciencias Geológicas, Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, Universidad de Buenos Aires, cuyas enseñanzas y orientación facilitaron la realización del mismo. El Dr. Luciano Machain, profesor en la Facultad de Ciencias Económicas y Estadística, Universidad Nacional de Rosario, es creador del software SimulAr mediante el cual fue posible resolver la simulación numérica Monte Carlo del presente trabajo.

REFERENCIAS

- Auge, M. P., Wetten, C., Baudino, G., Bonorino, A. G., Gianni, R., González, N., Gianni, R., González, N., Griznik, N., Hernández, M., Rodríguez, J., Sisul, A., Tineo, A. y Torres, C. 2006. Hidrogeología de Argentina. Boletín Geológico y Minero, 117 (1): 7-23.
- Auge, M. P. 2022. Ambientes hidrogeológicos de la Provincia de Buenos Aires. XI Congreso Argentino de Hidrogeología, Bahía Blanca, 25 al 28 de octubre de 2022.
- AGRCC-Australian Geothermal Reporting Code Committee. 2010. Geothermal lexicon for resources and reserves definition and reporting. Australian Geothermal Energy Assoc.-Australian Geothermal Energy Group, Edition 2, 82.
- Halldórsdóttir, S., Björnsson, H., Mortensen, A.K. y Guðmundsson, A. 2010. Temperature Model and Volumetric Assessment of the Krafla Geothermal Field in N-Iceland. Proceedings World Geothermal Congress 2010 Bali, Indonesia, 25-29 April 2010.
- Barcelona, H., Maffucci, R., Yagupsky, D., Senger, M. y Bigi, S. 2020. Discrete fracture network model of the vapor zone leakages at the Copahue geothermal field. Journal of structural Geology, 140, 104155.
- Barcelona, H., Chiodi, A., Yagupsky, D., Peri, G., Winocur, D., y Kleiman, P. 2023. Resource assessment of the Cerro Blanco geothermal system. Journal of South American Earth Sciences, 123, 104247.
- Bertani, R. 2010. Geothermal power generation in the world, 2005-2010 Update Report. Proceedings World Geothermal Congress, 25-29 April, Indonesia, Bali, p. 41.
- Boden, D. R. 2016. Geologic fundamentals of geothermal energy. CRC Press.
- Bodvarsson, G. 1970. Evaluation of geothermal prospects and the objectives of geothermal exploration. Geoprospection, 8(1), 7-17.
- Bona, P. y Coviello, M. 2016. Valoración y gobernanza de los proyectos geotérmicos en América del Sur. Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).
- Bonorino, A. G. 1988. Geohidrología del Sistema Hidrotermal Profundo de la región de Bahía Blanca. Tesis Doctoral, Dpto de Geología, Universidad Nacional del Sur, Bahía Blanca, Argentina.
- Bonorino, A.; Carrica, J. y Lenox, C. 1998. Recuperación de pozos sur-

- gentes en el área de Bahía Blanca. Bahía Blanca, Buenos Aires: FUNS.
- Bonorino, A.G., Albouy, R. y Carrica, J., 2001. "Hidroquímica de un acuífero loésico". *Geoacta*, 26, 33-45.
- Bonorino, A. G., 2005. Acuíferos profundos e Hidrotermalismo. En: R.E. de Barrio, R.O. Etcheverry, M.F. Caballé y E. Llambías (editores): *Geología y Recursos Minerales de la Provincia de Buenos Aires. Relatorio del 16 Congreso Geológico Argentino*. 2005. Cap. 20: 327-346.
- Carrizo, N. 2016. Aplicación del método volumétrico USGS Heat in Place y probabilístico (Monte Carlo) para la estimación del potencial eléctrico del campo Geotérmico Tuzgle, Jujuy. *Asociación Argentina de Geólogos Economistas*, 1-17p.
- Chiodi, A. Filipovich, R., Báez, W., Giordano, G., Tassi, F. & Viramonte, J.G. 2019. Modelo conceptual preliminar del Sistema geotermal Tocomar (Puna Central, Argentina) a partir de estudios de geoquímica de fluidos. *Sending to 1º Congreso de la Asociación Latinoamericana de Volcanología, Antofagasta, Noviembre, Chile*.
- Chiodi Agostina, L., Filipovich, R. E., Esteban, C., Pesce, A. H., y Stefanini, V. A. 2020. Geothermal country update of Argentina: 2015-2020. In *Proceedings World Geothermal Congress* (p. 1).
- Chiodini, G., Liccioli, C., Vaselli, O., Calabrese, S., Tassi, F., Caliro, S., ... y D'alessandro, W. 2014. The Domuyo volcanic system: an enormous geothermal resource in Argentine Patagonia. *Journal of volcanology and geothermal research*, 274, 71-77.
- Chiodini, G., Cardellini, C., Lamberti, M. C., Agosto, M., Caselli, A., Liccioli, C., ... y Caliro, S. 2015. Carbon dioxide diffuse emission and thermal energy release from hydrothermal systems at Copahue–Caviahue Volcanic Complex (Argentina). *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 304, 294-303.
- CIER 2015. "Síntesis informativa energética de los países de la CIER, información del sector energético en países de América del Sur, América Central y el Caribe".
- Ciriaco, A. E., Zarrouk, S. J., y Zakeri, G. 2020. Geothermal resource and reserve assessment methodology: Overview, analysis and future directions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 119, 109515.
- Colpan, C. O., Ezan, M. A., y Kizilkan, O. (Eds.). 2021. *Thermodynamic Analysis and Optimization of Geothermal Power Plants*. Elsevier. Amsterdam, Netherlands.
- Coira, B. 1995. Cerro Tuzgle Geothermal Prospect, Jujuy, Argentina. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, 1161-1165
- Coriale, O. A., Casado, J. M., Valdes, S. P., y Lopolito, M. F. 2014. Eficiencia Energética: Evaluación en la explotación del acuífero artesiano de Bahía Blanca. *XIII Simpósio Iberoamericano de Redes de Água, Esgoto e Drenagem. Línguas Ibéricas como Instrumento de Conhecimento, Ciência e Tecnologia*, 3.
- 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. - la edición bilingüe. – Ciudad Autónoma de Buenos Aires: Ministerio de Relaciones Exteriores y Culto, 2017.
- Archivo Digital: online. ISBN 978-987-1767-33-5.
- CREEBBA (Centro Regional de Estudios Económicos de Bahía Blanca, Argentina) 2013. *Generación y distribución de electricidad: Su aporte a la economía Bahiense*. IAE#129 – julio de 2013. Bahía Blanca. www.creebba.org.ar
- De Wit, M. J. 1977. The evolution of the Scotia arc as a key of the reconstruction of Southern Gondwanaland. *Tectonophysics*, 37 (1-3): 53-82. Amsterdam.
- Di Sbroiavacca, N., Dubrovsky, H., Nadal, G., y Contreras Lisperguer, R. 2019. Rol y perspectivas del gas natural en la transformación energética de América Latina: aportes a la implementación del Observatorio Regional sobre Energías Sostenibles (No. 44596). *Naciones Unidas Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL)*.
- Ewing, M., Ludwing, W. J. y Ewing, J. 1963. Geophysical investigations in the submerged Argentine coastal plains. *Geological Society of American Bulletin* 74: 275-292.
- Farina, Z. 2018. Geothermal energy in Santiago del Estero, Argentina: a flexibility study of power generation from medium enthalpy thermal sources. *Thesis Work*, (inedito), Instituto Tecnológico de Buenos Aires, Argentina and Karlsruhe Institute of Technology, Alemania, 76p.
- Febrer, J. M., Baldís, B., Gasco, J. C., Mamani, M., y Pomposiello, C. 1982. La anomalía geotérmica Calchaqui en el noroeste argentino: un nuevo proceso geodinámico asociado a la subducción de la placa de Nazca. *Quinto Congreso Latino Americano de Geología, Argentina*, 3, 691-703.
- Ferrelli, F. 2016. Análisis del clima local y micro-local de la ciudad de Bahía Blanca. *Tesis Doctoral*. Universidad Nacional del Sur, Bahía Blanca. Argentina.
- Filipovich, R., Barrios, A., Ahumada, M.F., Chiodi, A., Báez, W., Giordano, G. y Viramonte, J.G. 2017. Evaluación probabilística del potencial eléctrico del campo geotérmico Tocomar (Puna Central), mediante el método volumétrico, in: Grosse, P. (Ed.), *XX Congreso Geológico Argentino*. Asociación Geológica Argentina, San Miguel de Tucumán, pp. 46–52.
- Filipovich, R., Chiodi, A., Báez, W., Ahumada, M. F., Invernizzi, C., Taviani, S., ... y Giordano, G. 2022. Structural analysis and fluid geochemistry as tools to assess the potential of the Tocomar geothermal system, Central Puna (Argentina). *Geothermics*, 98, 102297.
- Folguera, A., Etcheverría, M., Zárate, M.A., Miranda, F., Faroux, A.J., y Getino, P.R. 2015. Hoja Geológica 3963-I, Río Colorado. *Provincias de La Pampa, Buenos Aires y Río Negro*. Instituto de Geología y Recursos Minerales, Servicio Geológico Minero Argentino. *Boletín* 410, 70p. Buenos Aires.
- Folguera, A. M. Etcheverría, P., Zarate, M. y Escosteguy, L. 2017. Hoja Geológica 3963-II Bahía Blanca. *Provincia de Buenos Aires*. Instituto de Geología y Recursos Minerales, Servicio Geológico Minero Argentino. *Boletín* 425, 96pp., Buenos Aires.
- Gambarota, D. M., y Leonardi, V. S. 2016. Propuesta para transformar un recurso en un atractivo turístico: Centro termal "Termas de La Bahía",

- Argentina.
- Gambarota, D. M., y Lorda, M. A. 2019. El termalismo: un recurso potencial de Bahía Blanca. *Estudios Socioterritoriales*, 25, 1-15.
- Garg, S. K., y Combs, J. 2010. Appropriate use of USGS volumetric "heat in place" method and Monte Carlo calculations. In *Proceedings 34th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford university, Stanford, California, USA. February 1-3, 2010 SGP-TR-188
- Garg, S. K., y Combs, J. 2011. A reexamination of USGS volumetric "Heat in Place" method. In *Proceedings 36th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University*, Stanford, California, January 31 - February 2, 2011SGP-TR-191
- Garg, S. K., y Combs, J. 2015. A reformulation of USGS volumetric "heat in place" resource estimation method. *Geothermics*, 55, 150-158.
- Grant, M. 2013. *Geothermal reservoir engineering*. Elsevier.
- Guzmán, J. S., López, L. S., y Robles, L. O. 2011. Evaluación del potencial de energía geotérmica. *Estudio Técnico PER*, 2020, 2011.
- Harding, T. 1984. Graben hydrocarbon occurrences and tectonic style. *Bulletin American Association of Petroleum Geologists* 68: 333-363.
- IGRM-SEGEMAR 1995. Inventario de pozos profundos en el ámbito de la ciudad de Bahía Blanca. Resultados de las campañas 1994-1995. Proyecto de geotermia, fuentes de baja entalpía en la cuenca del Colorado Departamento de Geotermia. IGRM-SEGEMAR, Argentina.
- Introcaso, A., Ghidella, M. E., Ruiz, F., Crovetto, C. B., Introcaso, B., y Paterlini, C. M. 2008. Métodos gravi-magnetométricos modernos para analizar las características estructurales de la plataforma continental argentina. *Geoacta*, 33, 1-20.
- Juan, R., De Jager, J., Russell, J. y Gebhard, I. 1996. Flanco norte de la Cuenca del Colorado. En: Ramos, V.A. y M.A. Turic (Eds.), *Geología y Recursos Naturales de la Plataforma Continental Argentina*. 13° Congreso Geológico Argentino y 3° Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Relatorio 7: 117-133. Buenos Aires.
- Kostadinoff y Vallvé 1991. Estudio del alto estructural de Bahía Blanca; su continuación en la plataforma marina de la Provincia de Buenos Aires. *GEOACTA*, Vol.18: 69-79
- Kostadinoff J. y 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.
- Machain, L. 2006. Generando valor en la toma de decisiones empresariales: Simulación de Montecarlo. *Análisis Financiero*, (101), 48-55.
- Machain, L. 2010. *SimulAr*, Simulación de Monte Carlo en Excel, Toma de decisiones en condiciones de incertidumbre, Manual del usuario. <http://www.simularsoft.com.ar/SimulAr1.htm>.
- Machain, L. 2015. *Simulación de modelos financieros*. 1ª Edición, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Alfaomega Grupo Editor Argentino, 2015. 528 p. ISBN 978-987-1609-68-0
- Machain, L., y Tarallo, A. S. 2018. Metodología de cálculo de capital económico por riesgo de crédito y riesgo operacional para una entidad financiera.
- Mas, L. C., Mas, G. R., y Bengochea, L. 2024. Recursos geotérmicos. XVIII Congreso Geológico Argentino, Neuquén. Relatorio: 825 – 830.
- Moeck, I. S. 2014. Catalog of geothermal play types based on geologic controls. *Renewable and sustainable energy reviews*, 37, 867-882.
- Muffler, P., y Cataldi, R. 1977. *Methods for Regional Assessment of Geothermal Resources*. U. S. Geological Survey Open-File Report 77-870, 78p.
- Nádor, A., Sebess-Zilahi, L., Rotár-Szalkai, Á., Gulyás, Á., y Markovic, T. 2019. New methods of geothermal potential assessment in the Pannonian basin. *Netherlands Journal of Geosciences*, 98, e10.
- Naón, V. 2020. Catálogo de Publicaciones Geocientíficas sobre 18 Prospectos Geotérmicos Seleccionados por el Servicio Geológico Minero Argentino. Argentina.
- Nathenson, M. 1975. Physical Factors Determining the Fraction of Stored Energy Recoverable from Hydrothermal Convection Systems and Conduction-Dominated Areas. U.S. Geological Survey Open-File Report 75-525, 38p.
- Pángaro F., Ramos, V.A. y Köhler, G. 2011. Las cuencas del Colorado y Salado: nueva interpretación sobre su origen y su impacto en la configuración del Gondwana durante el Paleozoico. 18° Congreso Geológico Argentino. Neuquén.
- Pesce, A.H. y Miranda, F. 2000. Catálogo de Manifestaciones Termales de la República Argentina. Volumen II, Región Noroeste, Centro y Sur. Provincias de Formosa, Córdoba, San Luis, La Pampa, Neuquén, Chubut, Chaco, Entre Ríos, Mendoza, Buenos Aires, Río Negro, Santa Cruz, Tierra del Fuego y Antártida e Islas del Atlántico Sur. Pp.159. Buenos Aires, Servicio Geológico Minero Argentino. Instituto de Geología y Recursos Minerales. <https://repositorio.segemar.gov.ar/308849217/2517>
- Picighelli, C. S. 2023. Energía geotérmica en la Argentina. *Ciencia y Tecnología*, 73(1), 25-44.
- Pong, C., Diez, J. I. y Dichiara, R. O. 2021. La coexistencia de energías renovables y convencionales en el partido de Bahía Blanca para el período 2013-2018. *ENERLAC. Revista de energía de Latinoamérica y el Caribe*, 5(1), 128-148.
- Quinao, J. J., y Zarrouk, S. J. 2014. A Review of the Volumetric Stored-Heat Resource Assessment: One Method, Different Result. In *Proceedings of 36th New Zealand Geothermal Workshop* (pp. 24-26).
- Roset, J. M. 2011. Evaluación del potencial de energía geotérmica. *Estudio técnico Período 2011-2020*. Madrid 2011.
- Sanyal, S. K y Sarmiento, Z. F. 2005. Booking Geothermal Reserves, *GRC Transactions*, Vol. 29, 2005, p.467-474.
- Schön J. 2015. *Physical Properties of Rocks, Volume 65: Fundamentals and Principles of Petrophysics*. Netherlands.
- SEGEMAR 2014. Informe Intermedio de Avance sobre Proyecto de Evaluación del Potencial Geotérmico en la Zona de Termas de Río Hondo para la Generación Eléctrica, Provincia de Santiago del Estero (Primera - Segunda y Tercera Etapa). <http://repositorio.segemar.gov.ar/308849217/2801><http://repositorio.segemar.gov.ar/308849217/2801>

- Shere, J. 2013. Renewable: the world-changing power of alternative energy. Macmillan. St Martin's Press, New York 2013.
- Tarantola, A. 2005. Inverse problem theory and methods for model parameter estimation. Society for Industrial and Applied Mathematics. Philadelphia.
- Turan A., Artun, E. y Saner, S. 2021. Probabilistic assessment of geothermal resources and their development in Dikili-Izmir región. SN Applied Sciences (2021) 3:634.
- Urien, C.M. y Zambrano, J.J. 1996. Estructura del margen continental. 13° Congreso Geológico Argentino y 3° Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Relatorio 3: 29-65. Buenos Aires.
- Vosteen, H.D. y Schellschmidt, R., 2003. Influence of temperature on thermal conductivity, thermal capacity and thermal diffusivity for different types of rock. Phys. Chem. Earth 28, 499–509.
- Williams, C. 2014. Evaluating the volume method in the assessment of identified geothermal resources. Geothermal Resources Council Transactions, 38, 967-974.
- Wilmarth, M., y Stimac, J. 2015. Power density in geothermal fields. Power, 19(2015), 25.
- Yrigoyen, M., 1975. Geología del subsuelo y plataforma continental. En: Geología de la provincia de Buenos Aires. 6° Congreso Geológico Argentino, Relatorio: 139-168. Buenos Aires.
- Yrigoyen, M. 1999. Los depósitos cretácicos y terciarios de las cuencas del Salado y del Colorado. En: Caminos, R. (Ed.), Geología Argentina. Instituto de Geología y Recursos Minerales, Anales 29 (21): 645-649. Buenos Aires.
- Zambrano, J.J. 1972. La cuenca del Colorado. En: Leanza, A. (Ed.), Geología Regional Argentina. Academia Nacional de Ciencias: 419-438. Córdoba.