

Risk factors of conceiving a project to produce electrical energy

Fattori di rischio nello sviluppo di un progetto per la produzione di energia elettrica

Matteo Cultrera

Department of Geosciences, University of Padua, Italy
matteo.cultrera@gmail.com

Keywords: *geothermal energy, risk, business plan.*

Parole chiave: energia geotermica; rischio, business plan.

Il ricorso al vapore endogeno per la produzione di energia elettrica ha avuto inizio proprio nel nostro Paese, nei primi anni del XX secolo, con la prima installazione sperimentale realizzata a Larderello, nel 1904 grazie all'opera pionieristica di Pietro Ginori Conti (Di Pippo 2015, Quick 2010) (Fig. 1).



Fig.1: Stazione geotermica di Larderello, 2009. Via Wikimedia Commons: https://en.wikipedia.org/wiki/Geothermal_power#/media/File:Larderello_001.JPG

Fig.1: Larderello geothermal station, in Italy (2009). Via Wikimedia Commons: https://en.wikipedia.org/wiki/Geothermal_power#/media/File:Larderello_001.JPG

Si stima che alla fine del 2014 la produzione totale di energia elettrica da fonti geotermiche fosse superiore ai 70 MWt (capacità termica) con un incremento di quasi l'8% annuo tra il 2010 ed il 2015 (Lund and Boyd 2016). In tale analisi non è incluso il contributo derivante da eventuali impianti a pompa di calore. L'obiettivo di raggiungere nel 2050 l'8,3% della produzione energetica totale per servire il 17% della popolazione globale (Bertani 2016) attraverso l'energia geotermica, sembra ambizioso, sebbene ancora attuabile.

Tra gli innumerevoli aspetti positivi caratteristici della produzione di energia elettrica da fonti geotermiche, si deve ricordare il cosiddetto *capacity factor*; tale CF viene definito come:

$$CF = \frac{\text{generation}}{\text{nameplate} \times 8760} \quad (1)$$

dove *generation* corrisponde alla potenza netta annuale prodotta (MWhr) e *nameplate* rappresenta la capacità nominale della centrale (in MW); 8760 sono le ore annue (Mines et al. 2015).

Come si vede dalla figura 2, il CF degli impianti geotermici risulta estremamente appetibile nel mercato energetico in termini sia di continuità di produzione, che di sviluppo complessivo delle potenzialità produttive dell'impianto stesso.

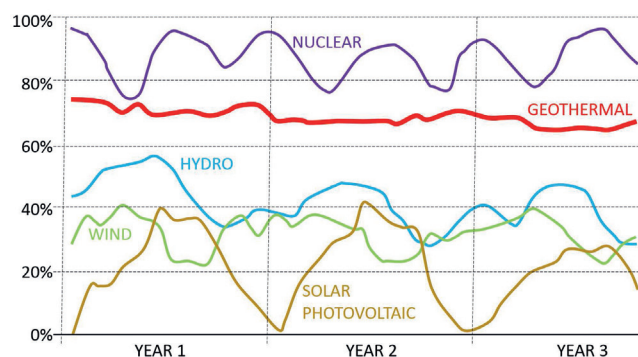


Fig.2: Capacity factor per alcuni tipi di tecnologie di energia rinnovabile.

Fig.2: Capacity factor of some types of renewable energy technologies.

Ci si chiede, quindi, quali siano le motivazioni che potrebbero celarsi dietro ad un ricorso ancora limitato all'energia geotermica, rispetto alle reali grandi potenzialità di questa risorsa rinnovabile.

Si sorvolano per ora gli aspetti legati alla politica nazionale di programmazione energetica, che sono tutt'altro che trascurabili e che meriterebbero una più ampia analisi e discussione che esula dagli obiettivi primari della presente rivista (Zhao et al. 2016). Così come si tralasciano in questa sede anche i numerosi aspetti sociali, che invece meriterebbero ulteriori commenti (Borzoni et al. 2014).

È invece opportuno analizzare alcune delle motivazioni che offrirebbero una spiegazione – almeno parziale – alle possibili resistenze da parte dei potenziali portatori d'interesse per uno sviluppo ulteriore dei progetti per la produzione di energia geotermica.

Tra queste motivazioni, un ruolo di primo piano è giocato dal fattore rischio. Infatti, nonostante le enormi potenzialità offerte dalle risorse geotermiche, i progetti di sfruttamento presentano un fattore di rischio iniziale relativamente elevato, soprattutto se paragonato ad altre fonti di produzione elettrica da fonti rinnovabili (Feili et al. 2013). Di conseguenza, un progetto di sviluppo della risorsa geotermica ai fini della produzione di energia elettrica richiede un'attenta analisi dei costi, benefici, risorse economiche disponibili, piani di finanziamento, ecc.

Da questo punto di vista, negli ultimi anni si assiste ad un incremento di eventuali standard, linee guida, modelli di business di supporto ai portatori di interesse (Serdjuk et al. 2013). In particolare, il Gruppo della Banca Mondiale ha realizzato – attraverso l'*Energy Sector Management Assistance Program* (ESMAP) – una serie di documenti che forniscono un indirizzo per la progettazione ed il finanziamento per l'energia geotermica (Gehring and Loksa 2012). In tale rapporto gli Autori mettono in evidenza i possibili rischi che possono dipendere da numerosi fattori: da un rischio prettamente geologico, nel caso in cui la risorsa geotermica non sia sfruttabile, ai rischi di natura finanziaria, giuridica, amministrativa, ecc. Un progetto di una centrale geotermica può essere suddiviso in una serie di fasi di sviluppo prima dell'inizio della sua operatività e gestione finale: indagini preliminari (comprese quelle di mercato); i) esplorazione; ii) *well testing*; iii) revisione del progetto e programmazione; iv) sviluppo e realizzazione dei pozzi di produzione/reimmissione; v) costruzione della centrale; vi) avvio; ed infine vii) produzione e manutenzione.

Al fine di comprendere in maniera più chiara la natura dei possibili rischi tipici nello sviluppo di una centrale geotermica, è utile analizzare i costi e i rischi nel corso delle varie fasi dell'intero progetto; la cosiddetta *bankability* del progetto cresce man mano che si superano con esito positivo le fasi iniziali. Pertanto si riduce il rischio delle fasi successive ed aumenta la capacità di attrarre investimenti.

Lo sviluppo di un intero progetto di produzione di energia da sistemi geotermici richiede mediamente dai 5 ai 10 anni. A causa di un periodo tanto lungo, molte problematiche possono non essere facilmente prevenibili. In linea generale, molti dei rischi sono assimilabili a quelli riscontrabili ad altri tipi di risorse rinnovabili, quali difficoltà operative o ritardi legati alla burocrazia, variazione sia dei prezzi che della domanda del mercato energetico, rischi legati alla normativa ed alla politica. Tuttavia, nell'ambito della produzione di energia elettrica nel settore geotermico vi sono ulteriori specifiche tematiche che presentano rischi peculiari che minano il positivo esito del progetto stesso. Tali rischi sono prevalentemente connessi al riconoscimento e alla corretta valutazione della risorsa sfruttabile e sono presenti nelle fasi iniziali del progetto (*upstream*). In particolare, la fase di esplorazione risulta spesso rilevante soprattutto nelle aree non tipicamente vocate allo sfruttamento geotermico (sistemi geotermici in aree vulcaniche) e dove, di conseguenza, le risorse risultano di non facile accesso. Inoltre le indagini indirette (geofisica e geochimica) sono di difficile interpretazione. La fase di testing rappresenta quella in cui si riscontrano i maggiori rischi, in quanto la riserva eventualmente sfruttabile (*geothermal reservoir*) non è nota, ma è comunque richiesto un rilevante investimento economico. D'altro canto, gli investimenti sono strettamente necessari per definire in modo quanto più preciso possibile i parametri della riserva geotermica che si intende sfruttare in termine di energia realmente estraibile (*exergy*) (DiPippo 2012; Jalilinasrabad et al. 2012). Infatti, la fase di testing è necessaria al fine di sviluppare un piano di coltivazione geotermica nel tempo; tale piano dovrà prevedere la definizione delle dimen-

sioni della centrale geotermica finale e il suo ciclo di produzione nel tempo. Una valutazione imprecisa in questa fase delle effettive capacità produttive delle riserve geotermiche avrebbe un impatto negativo sia nel caso di un sovradimensionamento delle risorse, sia di un sottodimensionamento. Inoltre, anche la stima della durata dello sfruttamento delle riserve definisce in via preliminare i tempi di ammortamento degli investimenti complessivi e - di conseguenza - sui tempi di generazione degli utili attesi.

Da quanto esposto finora, risulta quindi evidente come un progetto per lo sviluppo di una centrale geotermica per la produzione di energia elettrica risenta di un fattore di rischio elevato, soprattutto durante le fasi iniziali, quando le risorse non sono ancora state ben definite e valutate (Australian Geothermal Reporting Code Committee 2015).

BIBLIOGRAFIA

- Australian Geothermal Reporting Code Committee, 2015. The geothermal reporting code. Second Edition. Australian Geothermal Energy Group, Australian Geothermal Energy Association.
- Bertani R (2016). Geothermal power generation in the world 2010-2014 update report. *Geothermics* 60:31-43.
- Borzoni M, Rizzi F, Frey M (2014). Geothermal power in Italy: a social multi-criteria evaluation. *Renew Energy* 69:60-73.
- DiPippo R (2012). Exergy analysis applied to geothermal power systems. In: DiPippo R (ed) *Geothermal Power Plants* (Third Edition). Butterworth-Heinemann, Boston, pp 223-45.
- DiPippo R (2015) Geothermal power plants: Evolution and performance assessments. *Geothermics* 53:291-307.
- Feili HR, Akar N, Lotfizadeh H, et al (2013) Risk analysis of geothermal power plants using Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) technique. *Energy Convers Manag* 72:69-76.
- Gehring M, Loksa V (2012). *Geothermal Handbook: planning and financing power generation*. International Bank for Reconstruction And Development / THE WORLD BANK GROUP, Washington (USA)
- Jalilinasrabad S, Itoi R, Valdimarsson P, et al (2012). Flash cycle optimization of Sabalan geothermal power plant employing exergy concept. *Geothermics* 43:75-82.
- Lund JW, Boyd TL (2016) Direct utilization of geothermal energy 2015 worldwide review. *Geothermics* 60:66-93.
- Mines G, Richard C, Nathwani J, Hanson H, Wood R (2015). *Geothermal plant capacity factors*. Stanford, CA, Stanford University.
- Quick H, Michael J, Huber H, Arslan U (2010). History of international geothermal power plants and geothermal projects in Germany. In: *Proceedings World Geothermal Congress*.
- Serdjuk T, Dumas P, Angelino L, Tryggvadóttir L (2013). *Geothermal Investment Guide*.
- U.S. Energy Information Administration (2016). *Electric Power Monthly with Data for April 2016*. U.S. Energy Information Administration.
- Zhao Z-Y, Chen Y-L, Chang R-D (2016). How to stimulate renewable energy power generation effectively? China's incentive approaches and lessons. *Renew Energy* 92:147-56.