

Design for Decommissioning e Risk Analysis negli impianti di generazione elettrica

La valutazione di questi fattori nella fase progettuale, attraverso un approccio di tipo probabilistico, consente di aumentare la redditività dell'impianto e prevenire l'inquinamento

Antonio Calabrese, Politecnico di Milano

Andrea Castoldi, Cannon Bono Energia

Fabrizio Losini, Weir Gabbioneta

Nicola Rossi, Partner di Kwantis



di decommissioning) in impianti onshore al fine di tracciare un quadro di riferimento rispetto ad alcuni casi caratterizzati da problematiche differenti. In particolare, per ogni caso

Per *decommissioning* si intende un'attività multidisciplinare necessaria sia per smantellare un impianto che per gestire e condizionare in modo proprio i rifiuti primari e secondari da dismissione e i rifiuti operazionali.

La dismissione può prevedere sia la demolizione totale dell'impianto e la conseguente restituzione dell'ambiente alla sua naturale destinazione (*green-field*), sia la demolizione parziale con l'eventuale costruzione di nuove opere (*brown-field*). Il risultato ottenuto può costituire una minaccia o un'opportunità per l'immagine dell'azienda ed è quindi fondamentale che i programmi operativi siano gestiti in modo coordinato fra le diverse discipline e nel rispetto delle disposizioni normative.

L'obiettivo di questo studio consiste nel valutare l'effetto dell'introduzione del decommissioning nella fase progettuale di un ciclo combinato cogenerativo onshore, al fine di prevenire l'inquinamento ambientale e aumentare la redditività dell'impianto. Dopo aver analizzato le normative vigenti in materia di decommissioning e gli obblighi legislativi sul tema della gestione dei rifiuti industriali, abbiamo approfondito le implicazioni e le criticità che potrebbero sorgere (dalla fase di engineering a quella

trattato, abbiamo realizzato una casistica mettendo in evidenza lo stato dell'impianto e le relative criticità, le attività svolte e le problematiche riscontrate durante la realizzazione del decommissioning. Più in dettaglio si è giunti a sintetizzare le difficoltà in quattro aree:

- gestionale;
- tecnica;
- ambientale;
- della sicurezza.

Molte di queste sono risolvibili, almeno in parte, mediante l'integrazione della fase di decommissioning all'interno del processo di progettazione.

1. Design for Decommissioning

Appare quindi del tutto ragionevole definire il *Design for Decommissioning* (DfD) una metodologia progettuale che integra lo studio del decommissioning nella fase di progettazione, con l'obiettivo di rendere lo smantellamento di un impianto più semplice, economico, sicuro e con il minor impatto am-

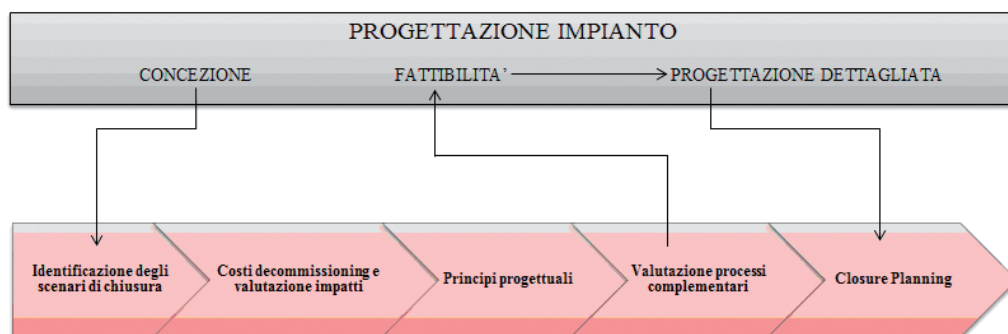


Fig. 1 - Progettazione DfD (Design for Decommissioning)

bientale possibile. Tale metodologia vuole contribuire a ottenere uno sviluppo sostenibile mediante:

- riduzione dell'impiego di risorse durante la fase di disattivazione;
- riduzione dell'impatto ambientale durante l'intero ciclo di vita dell'impianto;
- realizzazione di strutture allo stato dell'arte in modo da minimizzare l'impatto ambientale che esse avranno quando dovranno essere smantellate.

La **figura 1** illustra come integrare il DfD all'interno della metodologia progettuale: successivamente alla fase di concezione dell'impianto occorre valutare i possibili scenari di chiusura dello stesso e, per ognuno di essi, definire i costi di decommissioning e i relativi impatti ambientali.

Dall'analisi dei risultati ottenuti si definiscono poi gli interventi migliorativi del progetto di partenza in ottica DfD.

Prima di procedere con la progettazione di dettaglio, si valuta la realizzabilità del progetto con uno studio di fattibilità dedicato. Infine, per assicurare l'eseguibilità tecnica della dismissione e la conclusione del progetto, si realizza un piano di chiusura dell'insediamento industriale. Tra i principali costi di dismissione si annoverano:

- ingegneria di decommissioning;
- costi di demolizione;
- rimozione e smaltimento;
- costi di bonifica del sito.

Per questo tipo di impianti si è stimato che, fatto 100 il costo totale di decommissioning, il costo di ingegneria decommissioning è pari a circa il 17% del totale, la demolizione delle opere in cemento armato l'8%, lo smantellamento di macchinari e servizi ausiliari il 38%, le bonifiche e i lavaggi il 31% e, infine, il trasporto 6%.

2. Il caso di studio e la valutazione dell'investimento

L'idea di fondo dello studio condotto è quella di realizzare un confronto di redditività tra una progettazione tradizionale che non tiene conto del decommissioning e una che ne tenga conto sia in termini deterministici che probabilistici.

Per l'analisi si è fatto riferimento a una tipologia di impianto di generazione elettrica, il ciclo combinato cogenerativo (da cui deriva una buona parte della potenza elettrica installata in Italia), scegliendo una taglia 180 MWe e 100 MWth max. Si è partiti da una configurazione monoalbero che, grazie alla sua caratteristica compattezza e alla possibilità di sfruttare l'economia di scala,

comporta un minore costo di investimento iniziale rispetto agli altri layout possibili.

L'analisi economica è stata condotta dapprima con un approccio deterministico, nelle due ipotesi di includere e di escludere i costi di dismissione, ipotizzando una vita utile di 25 anni e un tempo di funzionamento pari a 8000 ore/anno.

I costi di investimento iniziale, operativi e di dismissione derivano da informazioni e dati raccolti grazie al contributo di progettisti e gestori d'impianto; i prezzi di acquisto e vendita dell'energia elettrica e termica sono stati ottenuti realizzando proiezioni sul futuro sfruttando i dati messi a disposizione dal GSE e dal Ministero dell'Economia. Nella **tabella 1** sono sintetizzati i risultati ottenuti.

Come è possibile ricavare facilmente dalla tabella 1 e come è naturale attendersi da un'analisi deterministica, non valutare i costi di dismissione porta a un aumento, per la verità piuttosto marginale, dell'NPV (NPV=Net Present Value) in quanto non verrebbero inclusi i costi relativi a ingegneria di decommissioning, smontaggi, demolizioni e scavi,

Per l'analisi si è fatto riferimento a una tipologia di impianto di generazione elettrica, il ciclo combinato cogenerativo (da cui deriva una buona parte della potenza elettrica installata in Italia), scegliendo una taglia 180 MWe e 100 MWth max

	NPV (euro)	PBT	IRR (%)
Monoalbero con decommissioning	41.104.355	2023	12,1
Monoalbero senza decommissioning	42.479.159	2023	12,2

Tabella 1 - Valutazione di investimento con e senza decommissioning (analisi deterministica, caso monoalbero): NPV=Net Present Value; PBT= Pay Back Time, IRR=Internal Rate of Return

trasporto in discarica e bonifiche, solo parzialmente bilanciabili dalla vendita dei materiali di risulta riciclabili.

Tuttavia una buona valutazione e gestione di un simile progetto di investimento deve prendere in considerazione l'incertezza legata a previsioni e ipotesi che vengono fatte sul futuro, la mancanza o la variabilità delle informazioni e la presenza di stakeholder con interessi diversi. La combinazione di questi fattori può portare a risultati anche molto diversi rispetto a quelli normalmente attesi. Occorre quindi applicare opportune tecniche che permettano di identificare i rischi, analizzarli e gestirli.

Tecniche di *risk management* (o di gestione del rischio) permettono quindi di pianificare e controllare le attività, anticipando le criticità che potrebbero verificarsi nel futuro e intraprendendo con sufficiente anticipo opportune azioni correttive e di mitigazione del rischio

3. Analisi e mitigazione del rischio

L'analisi di rischio (*risk analysis*) è un insieme di metodologie e strumenti che, attraverso l'uso sistematico delle informazioni disponibili, permette di stimare la frequenza di eventi specifici che potrebbero verificarsi e l'entità delle loro conseguenze. Essa è quindi un supporto necessario per identificare i rischi più significativi e sviluppare misure che consentano la gestione e la prevenzione dei relativi impatti.

Le tecniche di *risk management* (o di gestione del rischio) permettono quindi di pianificare e controllare le attività, anticipando le criticità che potrebbero verificarsi nel futuro e intraprendendo con sufficiente anticipo opportune azioni correttive e di mitigazione del rischio.

Una volta identificati i rischi, la loro gestione si articola fondamentalmente in quattro fasi:

- identificazione delle opzioni per la riduzione delle probabilità di accadimento e degli impatti per ogni rischio di livello alto e medio;
- determinazione dei benefici potenziali e dei costi di ogni opzione definita nella fase precedente;
- selezione dell'opzione migliore per il progetto;
- sviluppo e implementazione di un *risk action plan* dettagliato.

Sfruttando queste tecniche si possono prendere decisioni utili (in termini ad esempio di tempi, costi, qualità del progetto e servizi forniti) a ridurre i rischi e l'esposizione ad essi.

Bisogna ricordare che, in mancanza di dati o di conoscenze che permettano una stima quantitativa affidabile, lo studio probabilistico di per sé non rappresenta una garanzia di obiettività; sono necessarie competenze mirate per rivedere i dati statistici o costruire distribuzioni per ciascuno dei

rischi identificati. Per questo motivo le analisi probabilistiche sono state sviluppate attraverso uno strutturato lavoro di Project Risk Analysis and Management che prevede una prima fase di identificazione dei rischi, una seconda di analisi qualitativa e una terza di analisi quantitativa. Questo approccio è applicabile in contesti differenti anche se, ovviamente, i risultati conseguiti in questo studio sono riferibili esclusivamente al caso oggetto di studio.

Per ottenere dati attendibili, e quindi dare validità allo studio, sono stati organizzati due workshop per ogni società di ingegneria operante nel settore intervistata. Il primo incontro aveva l'obiettivo di esaminare le voci di costo da includere nell'analisi, mentre il secondo è stato dedicato all'analisi di rischio. In particolare, in quest'ultima riunione, è stata fatta un'analisi dei problemi verificatisi negli impianti da loro progettati e/o gestiti, ripercorrendo gli eventi dalla fase di progettazione fino alla fase di dismissione.

Il *brainstorming* ha lasciato libertà di intervento, incoraggiando i presenti a individuare ogni evento indesiderato che è accaduto o che sarebbe potuto accadere. Infine, si è sottoposto loro un elenco di criticità precedentemente identificate (di natura politica, economica, sociale e tecnica) come ulteriore stimolo per l'analisi onde evitare di tralasciare alcuni rischi potenzialmente significativi.

Il secondo workshop ha dunque permesso di identificare – presumibilmente – tutti i rischi che potrebbero manifestarsi durante le varie fasi di vita dell'impianto. Nella **tabella 2** si riassumono i principali rischi identificati di natura politica, economica, sociale e tecnica.

n°	Rischio	Descrizione
1	Ritardi nelle autorizzazioni alla costruzione	Ritardi nelle autorizzazioni possono produrre un ritardo nell'inizio della costruzione e un conseguente aumento dei costi di gestione (legali e consulenziali)
2	Mancate autorizzazioni alla costruzione a progetto già avviato	Mancate autorizzazioni a progetto già iniziato e limitazioni per modifiche non sostanziali in opera possono creare ritardi
3	Perdita Incentivi	Una riduzione della disponibilità di incentivi può portare a una perdita di redditività
4	Variabilità prezzo energia	La variazione del prezzo dell'energia sul mercato può obbligare il funzionamento dell'impianto a carico variabile con relativa perdita di competitività e incremento dei costi di manutenzione
5	Riduzione richiesta di energia	La congestione della rete elettrica e la riduzione della richiesta di vapore può comportare lo spegnimento temporaneo dell'impianto con conseguente perdita di produttività
6	Recupero del combustibile	Problemi di fornitura del combustibile (sciopero, trasporto, tensioni internazionali) possono fermare l'impianto con conseguente blocco della produttività
7	Variabilità prezzo combustibile	Variazione costo del combustibile può portare a una variazione dei costi operativi dell'impianto
8	Rivendibilità delle macchine	Scarsa rivendibilità delle macchine / componenti
9	Recupero materiali da costruzione	Vista la presenza di tanti fornitori la possibilità che falliscano o che ci siano lunghi tempi di consegna per la produzione di strumenti specifici possono determinare ritardi nella costruzione.
10	Emissioni inquinanti per mal funzionamento dell'impianto o errore umano	Per mal funzionamento dell'impianto o errore umano possono verificarsi sversamento di sostanze inquinanti con costi per la mitigazione e le bonifiche.
11	Emissioni inquinanti identificate solo in fase di Decommissioning	Sversamenti non identificati che inquinano il suolo potrebbero determinare la necessità di bonifiche ambientali per il ripristino "a prato" in fase decommissioning
12	Inquinamento acustico	Rumore eccessivo comporta l'introduzione di strutture mitigative.
13	Opposizione sociale	Rumore, odori, modifica del paesaggio, campagne di disinformazione possono portare alla nascita di opposizione da parte di comitati cittadini con conseguenti ritardi, manifestazioni, picchetti e rivalutazioni delle autorizzazioni anche se già approvate.
14	Limiti normativi	Il non rispetto dei limiti normativi di emissione può obbligare a modifiche strutturali all'impianto oppure a sanzioni
15	Trasporti ingombranti	La necessità di trasportare materiali ingombranti durante la costruzione dell'impianto può determinare la necessità di modificare la viabilità.
16	Connessione alla rete	Bassa affidabilità della connessione e qualità della rete (stabilità della rete, soggezione a guasti, ripristino dei blocchi) possono generare ritardi di messa in servizio
17	Manutenzioni straordinarie	Durante le fasi di manutenzione si possono determinare rotture di componenti ausiliari e sensoristica di monitoraggio con l'aumento di costi
18	Perdita della documentazione	Mancanza di documenti dove recuperare informazioni sul tipo di inquinanti, sul tipo di materiali o sul tipo di materiali potrebbe rendere difficili le fasi di decommissioning
19	Interruzione della produzione	La scarsa modularità dell'impianto potrebbe obbligare il fermo impianto per procedure di decommissioning parziale

Tabella 2 - I rischi principali di natura politica, economica, sociale e tecnica identificati nel workshop

Completata l'identificazione dei rischi, è possibile procedere a una loro valutazione: prima qualitativa e poi quantitativa. L'analisi qualitativa si realizza associando a ogni rischio una probabilità di accadimento e una stima dell'impatto, al fine di ottenere un livello di magnitudo per ognuno di essi. È possibile visualizzare i risultati ottenuti ricorrendo alla matrice di rischio (*risk mapping*); i risultati ottenuti sono riportati nella **figura 2**. Si ricava dunque che i rischi che possono avere un impatto maggiore sul progetto sono quelli inclusi nella zona rossa della matrice, ovvero rischio 1 (di natura politica) e rischi 4, 5, 7 (di natura economica).

L'analisi quantitativa permette di realizzare delle curve probabilistiche per l'indice NPV, ossia curve

in grado di legare le variazioni di tale indice a un valore di probabilità ottenuto combinando le probabilità di accadimento e l'impatto di tutti i rischi. La combinazione dei rischi è effettuata tramite il metodo di simulazione Monte Carlo (**figura 3**).

Quando si analizzano dei grafici probabilistici cumulati, le grandezze di riferimento utili per l'analisi specifica e comparativa sono (**figura 4 e tabella 3**):

- P10: indica che si ha la probabilità del 10% che i valori reali siano superiori a quelli definiti dalla simulazione (indicato dalla linea gialla);
- P50: indica che si ha la probabilità del 50% che i valori reali siano superiori a quelli definiti dalla simulazione (indicato dalla linea verde);

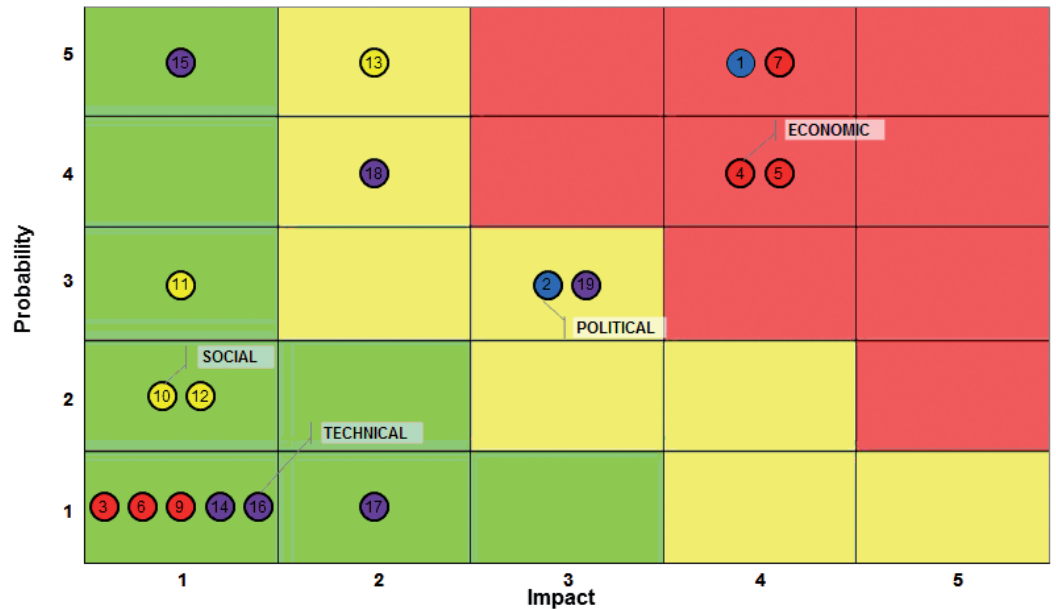


Fig. 2 - Risk mapping (caso monoalbero)

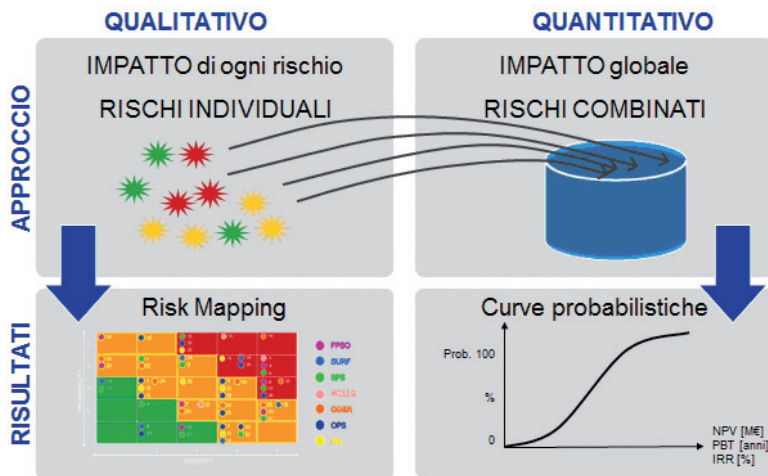


Fig. 3 - Workflow dell'analisi probabilistica

	NPV monoalbero (milioni di euro)
P90	-32
P50	0,2
P10	36

Tabella 3 - NPV monoalbero

- P90: indica che si ha la probabilità del 90% che i valori reali siano superiori a quelli definiti dalla simulazione (indicato dalla linea rossa).

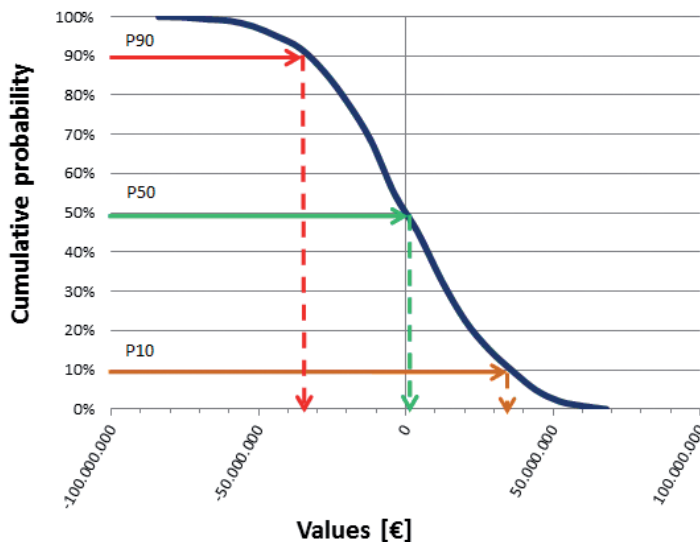


Fig. 4 - NPV monoalbero (analisi probabilistica)

L'analisi dei risultati suggerisce che investire su questo tipo d'impianto può non essere redditizio come invece indicherebbe un'analisi deterministica; per migliorare la redditività d'impianto diventa quindi necessario intervenire sulle criticità rilevate. Per mitigare l'effetto che la congestione della rete elettrica e la riduzione della richiesta di vapore possono comportare, ossia lo spegnimento temporaneo dell'impianto con conseguente perdita di produttività (rischio 5), sarebbe auspicabile tenerne conto nella scelta dell'ubicazione dell'impianto. Un'alternativa potrebbe essere quella di studiare in fase di ingegneria una rete di distribuzione il più eterogenea possibile: non legarsi contrattualmente a un unico cliente per quanto riguarda la cessione di calore permette di limitare i danni dovuti all'oscillazione della domanda di energia e quindi garantirsi una produzione il più costante possibile.

Per mitigare l'effetto generato dai ritardi nel rilascio delle autorizzazioni (rischio 1) si dovrebbe, ad esempio, conoscere anticipatamente e dettagliatamente le caratteristiche tecniche richieste a impianti simili presenti sul territorio; tutte le autorizzazioni integrate ambientali per la costruzione di impianti analoghi sono disponibili e consultabili. Per mitigare l'effetto dei rischi 4 e 7 sarebbe invece possibile intervenire sfruttando un differente layout, a cui si darà il nome di "2+1" in quanto costituito da due turbine a gas ognuna avente metà della potenza totale della turbina del sistema monoalbero (sommando le potenze delle singole

	NPV (euro)	PBT	IRR (%)
Monoalbero con decommissioning	41.104.355	2023	12,41
"2+1" con decommissioning	25.066.132	2024	9,93

Tabella 4 - Valutazione di investimento con decommissioning (analisi deterministica) per caso monoalbero e caso "2+1"

turbine si ottiene quella del monoalbero) e ognuna dotata di un generatore di vapore dedicato; la turbina a vapore rimane identica a quella della configurazione monoalbero. Con questo tipo di soluzione risulta possibile garantire un maggior grado di flessibilità al sistema e usarlo per rispondere alle richieste di picco di energia elettrica (più redditizio), garantendo contemporaneamente la potenza termica richiesta dall'utenza.

Prima di stimare l'effetto che la mitigazione dei rischi comporta in termini di redditività, si prova ad analizzare il sistema attraverso un'analisi economica deterministica. La **tabella 4** permette di confrontare i risultati con quelli del sistema monoalbero, includendo i costi di decommissioning. Il risultato dell'analisi d'investimento deterministica porta a scartare a priori la configurazione "2+1" in quanto si avrebbe un forte decremento di NPV dovuto a un investimento iniziale superiore di circa il 10% (i costi operativi e i profitti rimangono

per ipotesi costanti al variare del layout). Inoltre, il PBT è superiore di un anno. Queste valutazioni però prescindono dalla presenza dei rischi: si ricorda infatti che la configurazione "2+1" determina una mitigazione dei rischi 4, 5, 7 e 19.

Dopo un'attenta analisi probabilistica basata sull'uso del metodo Monte Carlo si può osservare che, da un punto di vista probabilistico, un incremento del costo d'investimento iniziale (legato a scelte tecniche atte a favorire una riduzione dell'impatto economico dei rischi identificati) può essere compensato da un maggior ritorno economico dovuto alla maggior fruibilità dell'impianto (**figura 5 e tabella 5**). Dai risultati riportati si può vedere come, attraverso una modifica del layout (inteso come configurazione di impianto), si possa ottenere un aumento di redditività a ogni livello di confidenza.

A questo punto si vuole valutare, relativamente alla configurazione "2+1", se un'opera di prevenzione contro l'inquinamento del sottosuolo e delle falde acquifere possa portare a risparmi in fase di de-

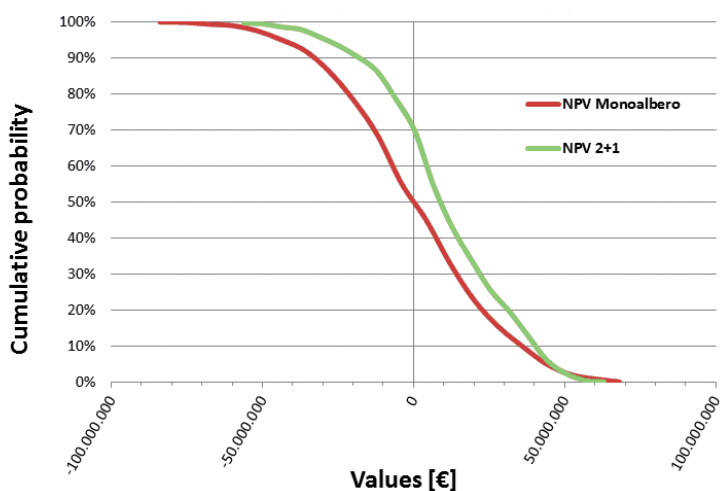


Fig. 5 - Confronto NPV probabilistico tra layout

	NPV monoalbero (milioni di euro)	NPV "2+1" (milioni di euro)
P90	-32	-18
P50	0,2	10
P10	36	39,5

Tabella 5 - Confronto NPV probabilistico tra layout

Dopo un'attenta analisi probabilistica basata sull'uso del metodo Monte Carlo si può osservare che, da un punto di vista probabilistico, un incremento del costo d'investimento iniziale (legato a scelte tecniche atte a favorire una riduzione dell'impatto economico dei rischi identificati) può essere compensato da un maggior ritorno economico dovuto alla maggior fruibilità dell'impianto

commissioning (valutazione da fare in sede di DfD). Si ipotizzi quindi che, investendo in strutture di contenimento quali vasche di raccolta e impermeabilizzazioni totali del sottosuolo in fase di costruzione dell'impianto (ovvero due fra le soluzioni più comuni ai fini del contenimento dell'inquinamento del sottosuolo), si riesca a eliminare completamente i costi di bonifica. Nell'ulteriore ipotesi che l'incremento del Capex sia pari al costo di bonifica calcolato (560.000 euro) si può osservare quali sono stati i risultati ottenuti, sempre attraverso un'analisi di tipo probabilistico (**figura 6 e tabella 6**).

I vantaggi risultano in questo caso evidenti in quanto, oltre alla riduzione di costo per la mancata necessità di bonifica, si ha l'annullamento dei rischi relativi all'inquinamento, la diminuzione dei

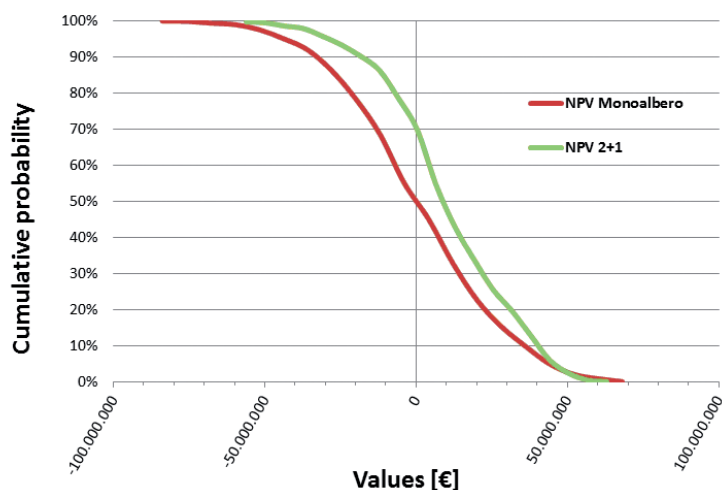


Fig. 6 - Valutazione con modifiche per prevenzione bonifica; confronto NPV tra layout

	"2+1" (milioni di euro)	"2+1" con prevenzione bonifica (milioni di euro)
P90	-18	-9
P50	10	15
P10	39,5	43

Tabella 6 - Valutazione NPV" con modifiche per prevenzione bonifica

rischi di ritardi dovuti al rilascio delle autorizzazioni e all'opposizione sociale.

4. Conclusioni

L'analisi di redditività dell'investimento realizzata sfruttando la metodologia progettuale Design

for Decommissioning e realizzata tramite un approccio deterministico non permette di apprezzare la riduzione dei rischi correlati alla fase di decommissioning. Ne consegue che diventa necessario valutare l'impatto del DfD attraverso un approccio di tipo probabilistico, che consente di integrare meglio la valutazione dei rischi all'interno della valutazione di redditività.

Nei casi presi in considerazione, l'analisi di rischio si è dimostrata un valido strumento di supporto alle decisioni in quanto permette di valutare con maggiore accuratezza gli investimenti, scegliendo la soluzione che consente di ottenere

Cicli combinati, progettati in origine per soddisfare il carico di base, si trovano oggi a competere con sistemi di produzione da fonte rinnovabile e, a causa anche di una normativa che favorisce quest'ultimi, si trovano spesso costretti a lavorare per poche ore al giorno

una maggior redditività mediante la mitigazione dei rischi (economici, ambientali e sociali) lungo l'intero ciclo di vita dell'impianto (decommissioning compreso).

Riguardo alla soluzione tecnologica utilizzata, la struttura d'impianto più modulare si è dimostrata in grado di soddisfare al meglio le richieste di energia in periodi di congiuntura economica sfavorevole e di bassa domanda. Si ricorda che i cicli combinati, progettati in origine per soddisfare il carico di base, si trovano oggi a competere con sistemi di produzione da fonte rinnovabile e, a causa anche di una normativa che favorisce quest'ultimi, si trovano spesso costretti a lavorare per poche ore al giorno.

L'ambiente è ormai una componente essenziale nella dinamica di un'impresa: l'attenzione a questa tematica non può essere procrastinata e non può essere argomento secondario. Questo

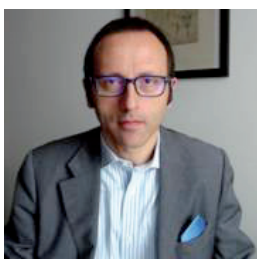
Design for Decommissioning and Risk Analysis in power plants

Based on the continuously evolving requirements in industrial power plants design, often caused by stricter regulations in terms of environmental protection, plant decommissioning is changing from a "nice to have" to a "must have" feature in plant engineering and design. Coming from this rationale, the authors carried out the analysis of the impact due to a "Design for Decommissioning (DfD)" approach in energy generation, particularly for a typical combined cycle cogeneration plant.

The analysis was aimed to assess the effects on the investment profitability comparing traditional design and a Design for Decommissioning both through a probabilistic and deterministic approach. The analysis is finally completed discussing some possible plant modifications in order to increase profitability.

aspetto dovrebbe invece essere integrato nel miglior modo possibile nella fase di progettazione al fine di abbattere i costi di bonifica una volta terminata la vita utile di un impianto per la produzione di energia elettrica. Dall'analisi condotta, e sempre con la limitazione delle va-

lutazioni ai casi considerati, è stato infatti messo in evidenza che investire preventivamente sulla tutela dell'ambiente crea valore aggiunto per l'impresa oltre a permettere una riduzione dell'esborso complessivo per gli investimenti in questo tipo di impianti.



Antonio Calabrese

Professore Associato presso la School of Management del Politecnico di Milano, è docente dei corsi di Impianti industriali e di Gestione degli impianti industriali. È inoltre Direttore del Master in Project Management e del Master in Strategic Project Management (European) del MIP. Fa parte del Consi-

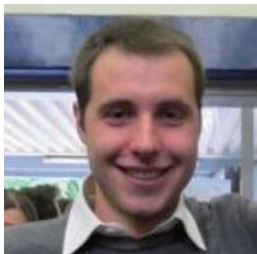
glio Direttivo di IPMA Italy ed è il Direttore scientifico dell'*IPMA Italy Journal of Applied Project Management*. Visiting professor presso varie università all'estero, si occupa principalmente di industrial engineering e project management.



Andrea Castoldi

Laureato in Ingegneria Meccanica presso l'Università degli studi di Pavia, ha successivamente conseguito la Laurea Magistrale in Ingegneria Meccanica presso il Politecnico di Milano scegliendo

l'indirizzo di specializzazione in Impianti Industriali. Da novembre 2014 lavora come Tecnico-Commerciale presso la multinazionale italiana Cannon Bono Energia.



Fabrizio Losini

Ha conseguito la Laurea in Ingegneria Meccanica con orientamento Macchine e Impianti di Produzione e la Laurea Magistrale in Ingegneria Meccanica, orientamento Impianti Industriali, presso il Politec-

nico di Milano. A partire da gennaio 2015 lavora come Process Engineer presso Weir Gabbioneta Srl, società operante nel settore oil & gas.



Nicola Rossi

Partner di Kwantis, società di consulenza specializzata nel Risk Management e nella valutazione dei progetti di investimento. Si occupa di business development ed è coinvolto attivamente in attività di Project Risk Management su importanti proget-

ti nel settore energetico e delle utilities. Ingegnere meccanico, ha una doppia laurea al Politecnico di Milano e al Politecnico di Torino e un diploma all'Alta Scuola Politecnica.