

SCELTA OTTIMALE DELLE PAT PER I SISTEMI ACQUEDOTTISTICI MEDIANTE ANALISI MULTI-OBIETTIVO

Carla Tricarico ^{1*}, Rudy Gargano ¹ & Giovanni de Marinis ¹

(1) Dipartimento di Ingegneria Civile e Meccanica, Università degli Studi di Cassino e del Lazio Meridionale (Cassino-FR)

*email: c.tricarico@unicas.it

ASPETTI CHIAVE

- Pump as Turbine (PAT) per il recupero energetico nei sistemi idropotabili.
- Curve caratteristiche delle PAT
- Ottimizzazione multi-obiettivo mediante algoritmi genetici.

1 INTRODUZIONE

In molti sistemi acquedottistici, soprattutto se asserviti a comprensori orograficamente accidentati, occorre ridurre pressioni eccessive in alcuni nodi della rete mantenendo corretti livelli di servizio, e di contro garantire il servizio attraverso impianti di sollevamento in altre zone del sistema (e.g. Giustolisi *et al.*, 2013). In tali situazioni, attente scelte gestionali, oltre a considerare la riduzione del consumo energetico delle pompe in funzione della tariffa oraria della corrente elettrica (e.g. Morley *et al.* 2013), possono mirare a dissipare il carico in eccesso per produrre energia mediante l'inserimento di turbine, o meglio di pompe funzionanti come turbine, *Pump As Turbine* - PAT (e.g. Carravetta *et al.*, 2013; Fontana *et al.*, 2012; Tricarico *et al.* 2014; 2018).

Nella pratica tecnica questi dispositivi risultano ancora poco diffusi, anche perchè in genere le informazioni in merito alle caratteristiche prestazionali delle PAT sono carenti. Al fine di ovviare a tali carenze diversi ricercatori hanno studiato sperimentalmente il funzionamento delle PAT, proponendo relazioni che potessero simulare il comportamento di una pompa in modalità turbina (Barbarelli *et al.*, 2017; Carravetta *et al.*, 2012; Fecarotta *et al.*, 2011; Derakhshan and Nourbakhsh, 2008; Pugliese *et al.* 2016; Williams, 1995).

In questo lavoro, riprendendo una tecnica di ottimizzazione multi-obiettivo per la gestione operativa di un sistema acquedottistico già presentata dagli Autori (Tricarico *et al.* 2014; 2018), si sono posti a confronto i risultati ottenuti dall'applicazione della metodologia proposta inserendo quali input sia le curve caratteristiche ottenute mediante l'utilizzo di una nota relazione di letteratura (Williams, 1995; Derakhshan & Nourbakhsh, 2008) che permette di risalire alle caratteristiche di una turbina dalle caratteristiche di una pompa, sia le curve del funzionamento diretto di PAT, fornite da una casa costruttrice (KSB). L'applicazione ad un semplice caso di letteratura ha evidenziato, dal confronto di tali curve, il loro ruolo in merito alla scelta ottimale delle PAT.

2 METODOLOGIA

La metodologia proposta si basa su di un processo di ottimizzazione a tre obiettivi: la minimizzazione dei costi operativi di pompaggio (APC) in funzione della tariffa elettrica oraria giornaliera; la minimizzazione del eccesso di pressione (SP) ai nodi rispetto al valore minimo necessario per una corretta erogazione del servizio idrico; la massimizzazione degli introiti ottenuti dalla produzione di energia elettrica dovuta all'inserimento di PAT nel sistema (API). Le Eq. (1)-(3) formalizzano le funzioni obiettivo dell'approccio di ottimizzazione:

Minimizzare:
$$APC = \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^{N_p} P_k^t c^t \quad (1)$$

$$\text{Minimizzare:} \quad SP = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^n (P_{i,t} - P_{\min}) \quad (2)$$

$$\text{Massimizzare:} \quad API = E \cdot e - M_{PAT} \quad (3)$$

In cui: T – il numero di intervalli temporali in cui è stata discretizzata la giornata; N_p – il numero di pompe nel sistema; P_k^t – la Potenza della k -sima pompa all'istante t ; c^t – il costo dell'energia per la k -sima pompa all'istante t ; $P_{i,t}$ - pressione calcolata al nodo i all'istante t ; P_{\min} - minima pressione necessaria per soddisfare il servizio idrico; E - energia annua prodotta dalla PAT (cfr equazione 4); e - prezzo dell'energia prodotta; M_{PAT} - costo annuale di una PAT (somma dei costi di manutenzione e di installazione della turbina, questi ultimi ammortizzati);

Il rispetto dei vincoli idraulici è inoltre garantito per ogni intervallo temporale di analisi imponendo che in ogni nodo del sistema la pressione sia tale da soddisfare pienamente la richiesta idropotabile. Inoltre, si è assunto, al fine di ottenere una corretta operatività di gestione del sistema, che al termine della simulazione i livelli di ogni serbatoio presente in rete debbano corrispondere a quelli impostati all'inizio delle analisi.

Le condizioni di funzionamento degli impianti di sollevamento sono variabili decisionali del problema e possono essere considerate singolarmente per ogni pompa e per ogni istante della giornata quale accesa o spenta. Inoltre, è possibile considerare all'inizio di ogni simulazione che una pompa possa essere sempre accesa o spenta, oppure, nel rispetto di condizioni di funzionamento definite nel modello idraulico, escluderla dal processo di ottimizzazione.

L'individuazione delle PAT da inserire nel sistema può avvenire in modo globale considerando tutte le possibili PAT simultaneamente oppure fissando a priori uno specifico numero di PAT da installare. Per ogni punto di installazione si può scegliere una differente curva caratteristica (i.e. una differente PAT) in funzione della portata e del carico disponibili. La Potenza di ogni PAT (kW) può essere calcolata per ogni istante di tempo t in cui è stato suddiviso il giorno di analisi ed il suo prodotto per l'intervallo Δt in cui si considera la PAT lavori in un anno, fornisce l'Energia [kWh]:

$$E = \sum_{PAT=1}^{NPAT} \sum_{t=1}^{24} \rho \cdot g \cdot Q_t \cdot H_t \cdot \eta_t \cdot \Delta t \quad (4)$$

dove ρ è la densità dell'acqua, g l'accelerazione di gravità, Q_t , H_t e η_t rispettivamente la portata, il carico e il rendimento della PAT all'istante di tempo t .

L'introito annuale di una PAT può essere stimato moltiplicando la (4) per la tariffa dell'energia. Quest'ultima varia in funzione della potenza totale prodotta. A titolo di esempio, in questo lavoro è stato considerato un prezzo dell'energia pari a 220 €/MWh. L'introito dovuto all'installazione di PAT che necessita di essere massimizzato nel processo di ottimizzazione è ottenuto sottraendo il costo annuale M_{PAT} , come prima definito, dal guadagno annuale. A tal fine, si è considerato un costo di manutenzione pari al 15% del costo totale di installazione della turbina, funzione quest'ultimo non solo del costo proprio del macchinario ma anche dei costi di installazione, che sono stati approssimativamente considerati pari al 30% del costo della PAT (Fontana et al., 2012). Infine il costo della PAT è calcolato in funzione della potenza installata ed è stato assunto pari a 545 €/kW, considerando la somma dei costi della PAT, del generatore e dell'inverter richiesti per connettere l'installazione alla rete di distribuzione elettrica (Carravetta et al., 2013a).

La procedura di ottimizzazione è effettuata tramite algoritmi evolutivi, in particolare l'utilizzo dell'algoritmo genetico NSGAI (Deb et al., 2002).

3 CASO IN STUDIO E RISULTATI

La metodologia presentata è stata applicata ad un semplice caso di letteratura (Net1.inp) riportato negli esempi di Epanet (Rossmann, 2000) modificato per le unità di misura che sono state convertite nel SI e per l'inserimento di un pattern di richiesta idrica giornaliera in ogni nodo della rete, al fine di poter effettuare simulazioni non stazionarie (Figure 1A e 1B).

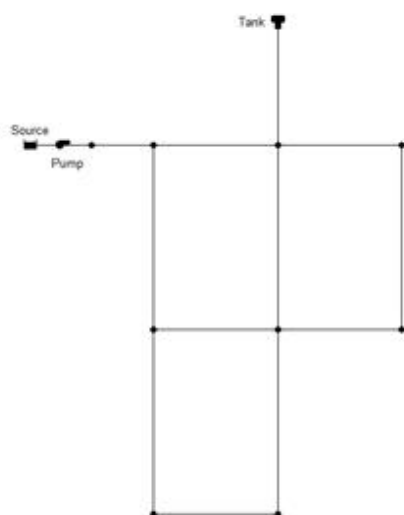


Figura 1A Schema topologico della rete esaminata - Net 1

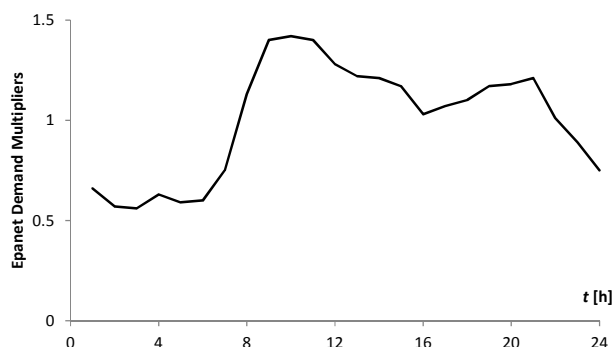


Figura 1B Pattern di richiesta idrica giornaliera assunto

Nella modellazione è stata prevista la possibilità di installare in qualsiasi tratto della rete una PAT, e le prime simulazioni sono state effettuate considerando quali dati di input le curve caratteristiche delle PAT proprie fornite dalla casa costruttrice (indicate come simulazione PAT). Differenti simulazioni hanno assunto quali dati di input le curve caratteristiche ottenute tramite l'applicazione delle formule di Williams (1995) e di Derakhshan & Nourbakhsh (2008), partendo dalle caratteristiche delle pompe usate come turbine (indicate come simulazione PUMP/TURBINE). Le simulazioni sono state eseguite su 24h con $\Delta t = 1$ ora.

I risultati ottenuti dall'approccio sopra descritto hanno prodotto il Pareto Front riportato in Figura 2A, in cui si è riportato sull'asse delle ordinate la differenza tra i costi operativi di pompaggio (APC) e i ricavi annui derivanti dal recupero energetico delle PAT (API). Dovendo prendere in considerazione i tre obiettivi simultaneamente (Eq.(1)-(3)), le soluzioni ottimali sono quelle che considerano i minimi SP con la minima differenza di APC-API. In particolare i risultati ottenuti attestano che l'inserimento di PAT per quelle soluzioni con differenza APC-API negativa comportano un guadagno in termini di energia elettrica prodotta, in quanto gli introiti dovuti all'inserimento di PAT sono maggiori dei costi operativi necessari per il funzionamento del sistema. Come può evincersi dalla Figura 2A, le configurazioni relative alle simulazioni effettuate considerando direttamente le curve caratteristiche delle PAT fornite dalla casa costruttrice quali dati di input, conducono a soluzioni dominanti nel rispetto degli obiettivi fissati per il caso in studio esaminato.

In Tabella 1 si riportano i valori ottenuti per le tre soluzioni cerchiare in Figura 2A: una configurazione ottenuta nella modalità PUMP/TURBINE e due soluzioni relative alla simulazione PAT, la prima (PAT1) avente lo stesso ricavo API ma come può evincersi un minore costo operativo di pompaggio, la seconda (PAT2) riportante lo stesso costo di funzionamento degli impianti di sollevamento (APC) ma allo stesso tempo un maggiore ricavo energetico (API). Le soluzioni riportate localizzano altresì le PAT in corrispondenza anche di diversi tratti del sistema, come ad esempio si riporta in Figura 2B confrontando la soluzione PUMP/TURBINE con la soluzione PAT1.

	APC [€]	SP [m]	API [€]
PUMP/TURBINE	16077	158	80809
PAT 1	3111	128	81116
PAT 2	15970	126	118312

Tabella 1. Confronto dei risultati ottenuti dalle due diverse simulazioni PAT e PUMP/TURBINE

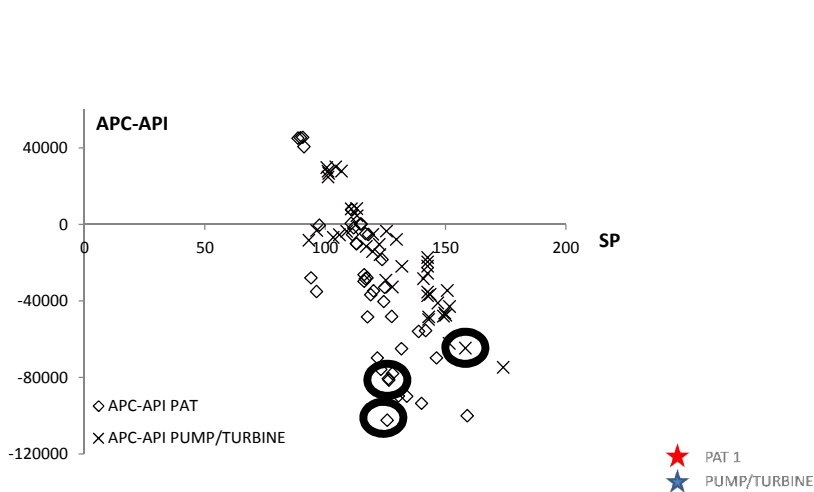


Figura 2A Risultati ottenuti dalle simulazioni PAT e PUMP/TURBINE

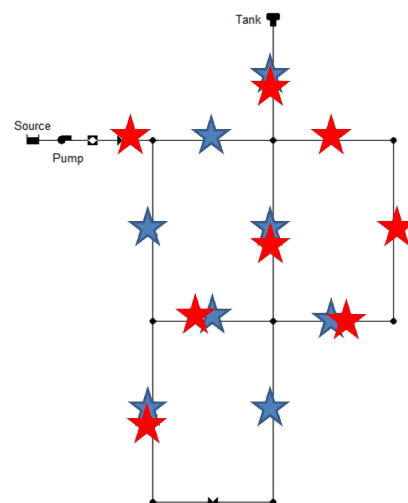


Figura 2B Localizzazione delle PAT per le due diverse simulazioni PUMP/TURBINE e PAT1

4 CONCLUSIONI

È stato proposto un approccio multi-obiettivo per la scelta ottimale e la localizzazione di PAT in un sistema acquedottistico, operando un confronto tra le curve caratteristiche fornite da una casa produttrice o desunte da una nota relazione sperimentale proposta in letteratura. L'applicazione ad un semplice caso di studio ha mostrato i limiti nell'applicazione della relazione sperimentale per la determinazione della curva caratteristica da assumere a riferimento nelle analisi di ottimizzazione al fine di individuare configurazioni che, con una differente disposizione delle PAT in rete, presentino un maggiore recupero energetico.

RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

- Barbarelli, S, M Amelio, and G Florio, 'Experimental Activity at Test Rig Validating Correlations to Select Pumps Running as Turbines in Microhydro Plants', Energy Conversion and Management, 2017
- Carravetta A., Del Giudice G., Fecarotta O., and Ramos H.M. (2012) Energy production in water distribution networks: a PAT design strategy. Water Resources Management ISSN 0920-4741
- Carravetta A., Del Giudice G., Fecarotta O., and Ramos H.M. (2013) PAT design strategy for energy recovery in water distribution networks by electrical regulation. Energies 2013, 6, 411-424; doi:10.3390/en6010411
- Deb K., Pratap A., Agarwal S., Meyarivan T., (2002) IEEE Transactions on Evolutionary Computation, Volume: 6 , issue 2
- Derakhshan, S. and Nourbakhsh, A. (2008) Experimental study of characteristic curves of centrifugal pumps working as turbines in different specific speeds, Science Direct, Experimental Thermal and Fluid Science 32 (2008) 800-807, Elsevier
- Fecarotta O., Carravetta A., and Ramos H. (2011) CFD and comparisons for a pump as turbine: mesh reliability and performance concerns. International Journal of Energy and Environment, Volume 2, issue 1, 2011, pp39-48
- Fontana N., Giugni M. & Portolano D. (2012) losses reduction and energy production in water distribution networks. Journal of water resources planning and management,138(3)
- Giustolisi, O., Laucelli, D., and Berardi, L. (2013). "Operational Optimization: Water Losses versus Energy Costs." J. Hydraul. Eng.,139(4), 410–423.
- Morley, M.S., Bello-Dambatta, A. & Kapelan, Z. (2013) Integrated Energy and pressure management optimization for water distribution systems, Asset management for enhancing energy efficiency in water and wastewater systems, International Water Association, Marbella - Spain, 24-26 April 2013
- Pugliese F., De Paola F., Fontana N., Giugni M., and Marini G., 'Experimental Characterization of Two Pumps As Turbines for Hydropower Generation', Renewable Energy, 2016
- Rossman, L.A. 2000. EPANET 2 User's Manual. United States Environmental Protection Agency, Cincinnati, U.S.A.
- Tricarico C., Morley M.S., Gargano R., Kapelan Z., de Marini G., Savic D., Granata F.,(2014) Integrated Optimal Cost and pressure Management for Water Distribution Systems. Procedia Engineering, DOI information: 10.1016/j.proeng.2014.02.183 (2014) pp. 1659-1668
- Tricarico C., Morley M., Gargano R., Kapelan Z., Savic D., Santopietro S., Granata F & de Marini G. 2018, Optimal energy recovery by means of pumps as turbines (PATs) for improved WDS management, Water Science & Technology: Water Supply, 18.4
- Williams, A. (1995) Pumps as turbines:a user's guide, Intermediate Technology Pub. Ltd, London