



Ricerca di Sistema elettrico

Analisi tecnico-economica del retrofit di un ciclo turbogas in assetto EGR

Giuseppe Messina

Report RdS/PAR2017/190

Analisi tecnico-economica del retrofit di un ciclo turbogas in assetto EGR

Giuseppe Messina

Settembre 2018

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Annuale di Realizzazione 2017

Area: Tecnologie per l'impiantistica energetica "low carbon".

Progetto: Polo Tecnologico del SULCIS: Tecnologie e Metodologie "Low Carbon" e Edifici ad energia quasi zero(nZEB)

Parte A1 – Tecnologie per impiantistica energetica "low carbon"

Obiettivo: a.1: Cicli turbogas EGR

Responsabile del Progetto: Dott.ssa Franca Rita Picchia, ENEA

Indice

SOMMARIO.....	4
1 INTRODUZIONE	5
2 APPLICAZIONE DELLA TECNOLOGIA EGR AI CICLI COMBINATI	6
2.1 IPOTESI ALLA BASE DEL MODELLO TECNICO-ECONOMICO.....	6
2.2 ANALISI DEI RISULTATI	8
3 CONCLUSIONI.....	10
4 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	11

Sommario

L'incremento di efficienza a carico parziale è fortemente correlato con la crescente richiesta di flessibilità operativa dei cicli combinati che hanno visto traslare il loro segmento commerciale da risorsa primaria per il carico di base all'esercizio flessibile per il backup delle fonti rinnovabili non programmabili. In questo contesto operativo, il funzionamento a carico nominale è divenuto sempre più raro e, se si escludono i picchi giornalieri coincidenti con l'intersezione tra l'incremento della domanda di carico elettrico e la mancata disponibilità di produzione da rinnovabile, i CCGT sono costretti ad operare al minimo tecnico ambientale (MCL) o nella migliore delle ipotesi in *load following* (LF), con costi operativi che sempre più spesso rendono l'esercizio non remunerativo. Lo scopo di questo lavoro consiste nel valutare il potenziale impatto economico dell'applicazione della tecnologia EGR a cicli combinati tentando di quantificare l'eventuale convenienza economica sia nella realizzazione di nuovi impianti sia nel retrofit della flotta esistente, tema di notevolissimo interesse se si considera la mole di impianti CCGT realizzati nel decennio a ridosso del 2000 e oggi sottoutilizzati perché resi non competitivi dal mutato contesto operativo.

1 Introduzione

La tecnologia Exhaust Gas Recirculation (EGR) applicata agli impianti turbogas spesso viene associata all'applicazione delle CCS (Carbon Capture and Storage) ai cicli combinati (CCGT), ovvero come mezzo per incrementare la concentrazione della CO₂ ai gas di scarico e, di conseguenza, renderne più efficace ed efficiente la cattura. Non è parimenti nota l'applicazione dell'EGR quale "influencer" del ciclo Brayton in termini di incremento dell'efficienza termodinamica ai carichi parziali quando è prevista la valorizzazione termodinamica dei gas di scarico, opzione, come noto, alla base del successo tecnologico e commerciale dei cicli combinati. L'incremento di efficienza a carico parziale è fortemente correlato con la crescente richiesta di flessibilità operativa dei cicli combinati che hanno visto traslare il loro segmento commerciale da risorsa primaria per il carico di base all'esercizio flessibile per il backup delle fonti rinnovabili non programmabili. In questo contesto operativo, il funzionamento a carico nominale è divenuto sempre più raro e, se si escludono i picchi giornalieri coincidenti con l'intersezione tra l'incremento della domanda di carico elettrico e la mancata disponibilità di produzione da rinnovabile, i CCGT sono costretti ad operare al minimo tecnico ambientale (MCL) o nella migliore delle ipotesi in *load following* (LF), con costi operativi che sempre più spesso rendono l'esercizio non remunerativo. Lo scopo di questo lavoro consiste nel valutare il potenziale impatto economico dell'applicazione della tecnologia EGR a cicli combinati tentando di quantificare l'eventuale convenienza economica sia nella realizzazione di nuovi impianti sia nel retrofit della flotta esistente, tema di notevolissimo interesse se si considera la mole di impianti CCGT realizzati nel decennio a ridosso del 2000 e oggi non utilizzati perché resi non competitivi dal mutato contesto operativo.

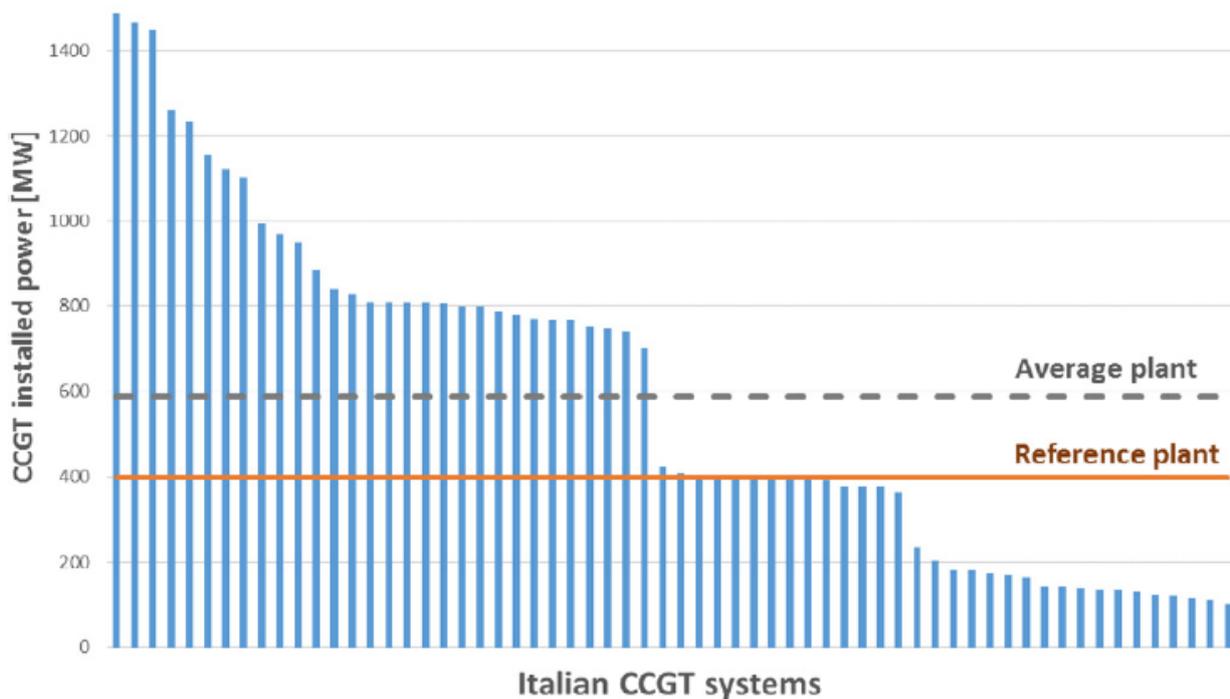


Figura 1. Numero e distribuzione in termini di potenza dei cicli combinati in Italia [1].

2 Applicazione della tecnologia EGR ai cicli combinati

L'esercizio a carico parziale dei CCGT dipende essenzialmente dalla modulazione di carico della turbina a gas che avviene, sempre, mediante regolazione della portata combustibile, associando a questa, ove possibile, la contemporanea correzione della portata del fluido di lavoro, allo scopo di mantenere quanto più possibile al valore ottimale le grandezze termodinamiche responsabili dell'efficienza del ciclo, prima fra tutte, la temperatura di ingresso in turbina (TIT). In estrema sintesi, ad una richiesta di variazione di carico a *scendere* o a *salire* il sistema di controllo di una turbina a gas reagisce rispettivamente decrementando o incrementando la portata combustibile e, al fine di mantenere quanto più possibile la TIT al valore nominale, il sistema di controllo può contemporaneamente intervenire sul numero di giri della macchina, sulla palettatura a calettamento variabile del compressore (IGV e VGV) o su entrambe. Le macchine industriali di grossa taglia¹ sono vincolate alla frequenza di rete che impone la rotazione a velocità costante, pertanto l'unica alternativa possibile rimane la regolazione mediante IGV e VGV. Allo stato dell'arte, essendo più semplice misurare la temperatura in uscita alla turbina (TOT), la regolazione congiunta di portata combustibile e portata d'aria ha come obiettivo di mantenere la TOT costante al variare del carico e, di conseguenza, contenere le variazioni di rendimento al variare del carico. Come noto, l'efficienza dei CCGT è fortemente correlata all'efficacia del recupero termico che alimenta il ciclo bottoming, pertanto è facile intuire l'importanza di mantenere la TOT quanto più possibile prossima al valore nominale. Tuttavia, la regolazione della portata d'aria aspirata mediante IGV (VGV) ha dei limiti intrinseci che non ne consentono la variazione continua in tutto l'inviluppo operativo della macchina, di conseguenza, al di sotto di un certo valore di potenza è possibile modulare il carico agendo solamente sulla portata combustibile a portata d'aria costante, determinando l'inevitabile declino della TOT.

Un'ulteriore margine di regolazione della portata d'aria aspirata potrebbe essere ottenuto variandone la temperatura in aspirazione, ovvero diminuendone la densità e conseguentemente la portata massica pur rimanendo costante la portata volumetrica. L'EGR potrebbe agire in questo senso: modulando opportunamente la portata (calda) dei gas di ricircolo sarebbe possibile intervenire sulla temperatura all'aspirazione ottenuta a valle del miscelamento tra l'aria ambiente e i gas riciclati. L'EGR potrebbe quindi operare in sinergia con l'IGV, ampliando notevolmente il margine di regolazione della portata d'aria aspirata rispetto allo stato dell'arte delle turbine a gas e, conseguentemente, l'efficienza dei CCGT a carico parziale.

2.1 Ipotesi alla base del modello tecnico-economico

Per valutare l'impatto economico dell'EGR sui CCGT è stato preso come riferimento un impianto di taglia media, 400 MW, basato su una turbina a gas di classe F, rappresentativo di una gran parte dei cicli combinati presenti in Italia. In [2] vengono esposti i risultati delle simulazioni numeriche di un ciclo CCGT equipaggiato con EGR allo scopo di incrementare il margine di regolazione del ciclo combinato e valutare l'impatto in termini di efficienza ai carichi parziali. I risultati estratti da [2] sono stati rielaborati con l'obiettivo di realizzare un modello per l'analisi tecnico-economica in grado di valutare l'impatto dell'EGR sulla redditività del ciclo combinato in un contesto operativo coerente con l'attuale mix energetico italiano.

A tal fine sono state ipotizzate due famiglie di casi studio:

- a) valutazione dell'impatto dell'EGR su un CCGT "in naftalina" basato su turbina a gas di classe F ipotizzando il retrofit su un impianto completamente ammortizzato ma dotato di vita tecnica residua;
- b) configurazione di un nuovo impianto CCGT basato su turbina a gas di classe F e comparazione tra le varianti standard (STD –CCGT) e con EGR (EGR – CCGT).

¹ Non aeroderivative.

Per ciascuna famiglia di casi studio sono state ipotizzate due stati dimensionali rappresentativi di due diversi valori del minimo tecnico ambientale (MCL), per tenere conto anche del potenziale impatto dell'EGR nella mitigazione delle emissioni e nella corrispondente risposta in termini di performance ambientale². I due stati dimensionali prevedono valori di MCL rispettivamente pari al 45% e al 50% della potenza nominale del CCGT, corrispondenti rispettivamente al 33% e al 41% della potenza nominale della turbina a gas. Nella costruzione del profilo operativo si è ipotizzato il potenziale impatto del Capacity Market sulla stima del costo livellizzato dell'energia elettrica prodotta (LCOE). Non essendo completamente nota (né definitiva) la normativa di riferimento per il Capacity Market è stata effettuata un'analisi di sensibilità utilizzando i valori economici e lo schema di finanziamento esposto in [3].

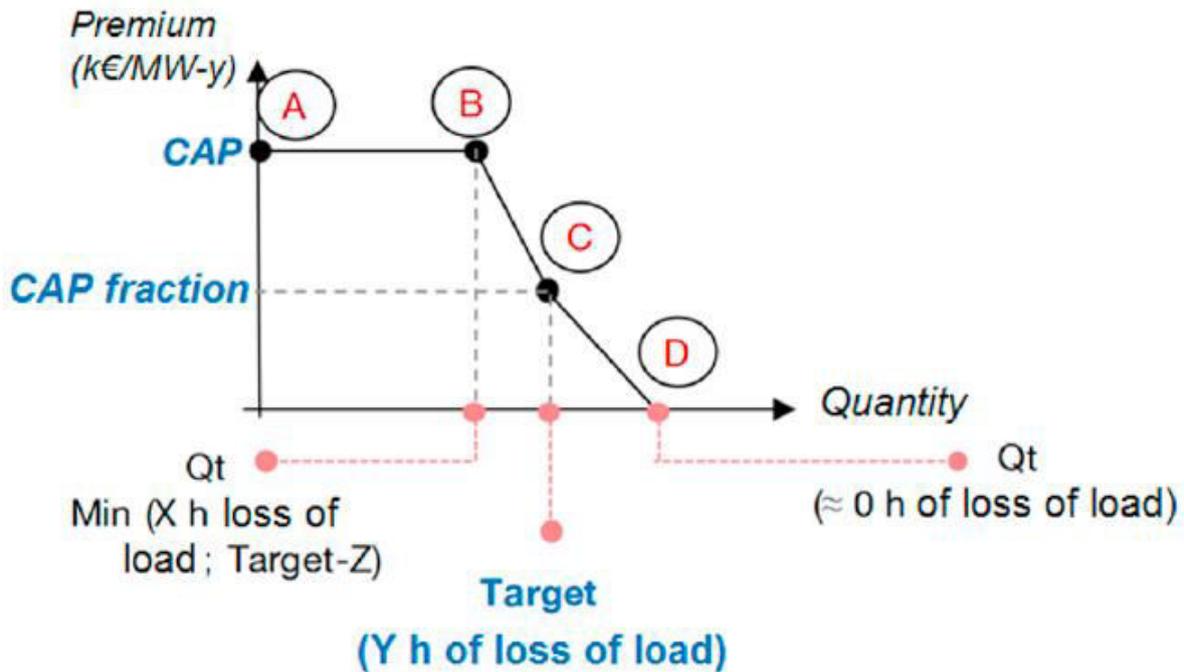


Figura 2. Curva a "4 punti" utilizzata come modello di riferimento per definire il prezzo della capacità in funzione della richiesta e dell'offerta.

Nello specifico, considerata la curva di domanda a "4 punti" in figura 2 [3], sono stati definiti 4 scenari di accesso al mercato della capacità, valorizzando il CAP pari a 75.000 Euro/MWh-yr [3], il CAP fraction pari 55.000 Euro/MWh-yr [3] e due punti intermedi a valle del CAP fraction pari rispettivamente a 35.000 Euro/MWh-yr e 0 Euro/MWh-yr (ovvero nessun accesso al Capacity Market). Tutta la potenza dell'impianto è stata resa disponibile nelle 24 ore di 5 giorni a settimana, con spegnimento durante il fine settimana. Il profilo operativo prevede il cycling tra *full load* (FULL), MCL e LF seguendo la proporzione 4/12/8 ore/giorno e assegnando a LF un carico medio pari al 70% della potenza nominale del CCGT. È stato valutato l'impatto economico dello spegnimento settimanale ipotizzando 52 *warm start-ups* per anno, valorizzandoli secondo quanto esposto in [1] come media del costo tra il peggior e il miglior caso riportati, ovvero circa 51.000 Euro per *warm start-up*. È stato inoltre ipotizzato uno scenario mediamente aggressivo rispetto ai costi associati alle emissioni della CO₂, ipotizzando un escalation factor pari al 5,84% che dal valore di 6.48 Euro/tonnellata ricavato da [4] modifica il prezzo annualmente portandolo a 50 Euro/tonnellata nel 2050. Per le due famiglie di casi studio, nel caso del retrofit si è ipotizzata una vita operativa pari 5 anni a valle dell'intervento di retrofit, mentre per l'impianto di nuova realizzazione è stata ipotizzata una vita operativa pari a 30 anni. Il costo di capitale dell'intervento di installazione del loop EGR è

² La presenza della CO₂ nei gas combusti riciclati ha un potenziale effetto benefico sulla riduzione della produzione di NOx, soprattutto ai bassi carichi, di conseguenza potrebbe consentire la riduzione del minimo tecnico ambientale delle turbine a gas.

stato stimato pari al 4% del del costo overnight di un impianto di nuova realizzazione alla data di riferimento (2014), elaborando le informazioni tecnico-economiche ricavate in [5]. La maggior parte delle informazioni sui costi di capitale, operativi, fissi e variabili sono state estrapolate da [6] e [7]. Si ipotizza che il capitale necessario alla realizzazione degli impianti venga recuperato sul mercato ad un interesse del 7%. Con riferimento ai casi di retrofit, si ipotizza un CCGT completamente ammortizzato, per cui il costo di investimento coincide in questo caso con il capitale necessario alla realizzazione del loop EGR.

Design parameters and performance of the CCGT plant.	
Parameter/Variable	Value
Gas turbine	
Air pressure (kPa)	101.3
Air temperature (°C)	15.0
Air relative humidity (%)	60.0
Inlet air flow (kg s ⁻¹)	635.0
Inlet air pressure loss (%)	0.5
Compressor pressure ratio	15.4
Compressor isentropic efficiency (%)	88.0
Compressor mechanical efficiency (%)	99.0
Fuel flow (kg s ⁻¹)	14.74
Combustor efficiency (%)	99.5
Combustor pressure loss (%)	3.5
Combustor exit temperature (°C)	1405.0
Turbine inlet temperature (°C)	1328.0
Turbine exhaust temperature (°C)	615.0
Heat recovery steam generator (HRSG)	
HP/IP/LP steam temperatures (°C)	565.0/297.0/295.0
HP/IP/LP pinch point temperatures (°C)	10.0/10.0/10.0
HP/IP/LP approach point temperatures (°C)	8.0/10.0/16.4
HP SPHT 1 steam outlet temperature (°C)	510.0
RHT 1/2 steam outlet temperature (°C)	520.0/565.0
HP ECON 1/2 water outlet temperature (°C)	208.0/280.0
Pressure losses on gas/water/steam sides (%)	1.5/5.0/3.0
Steam turbines (STs)	
HP/IP/LP ST inlet pressure (bar)	98.8/24.0/4.0
HP/IP/LP ST isentropic efficiency (%)	87.0/91.0/89.0
Condenser	
Pressure (kPa)	7.4
Cooling water temperature (°C)	25.0
Cooling water temperature rise (°C)	10.0
Generator	
Generator efficiency (%)	98.5
Shaft speed (rpm)	3000
CCGT performance	
Gas turbine power (MW)	253.2
Gas turbine efficiency (%)	36.17
Steam cycle power (MW)	139.8
Plant net power (MW)	393.0
Plant efficiency (%)	56.14

Figura 3. Parametri di progetto del ciclo combinato di riferimento.

2.2 Analisi dei risultati

Sono stati complessivamente esaminati 12 casi studio, suddivisi in due famiglie, *NEW PLANT* e *RETROFIT* (Figura 8). Con riferimento alle prestazioni termodinamiche dei CCGT in assetto standard ed EGR si è fatto riferimento alle figure 4, 5, 6,7, che riportano le grandezze più significative delle due

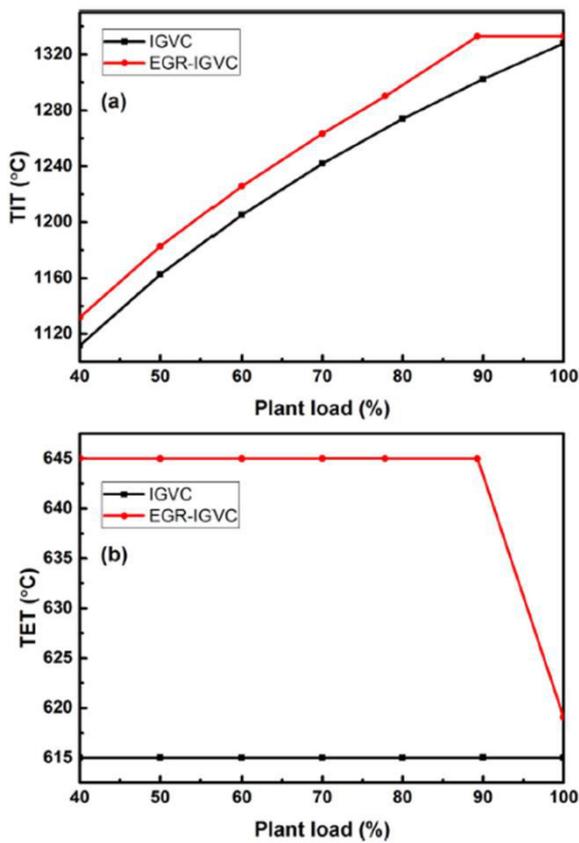


Figura 4. Profili di TIT e TOT al variare del carico.

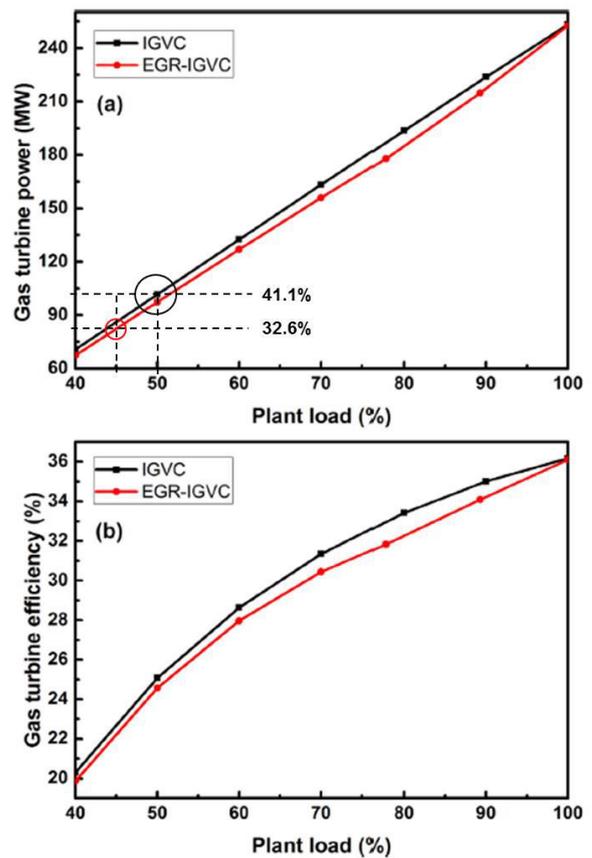


Figura 5. Curve di potenza ed efficienza GT.

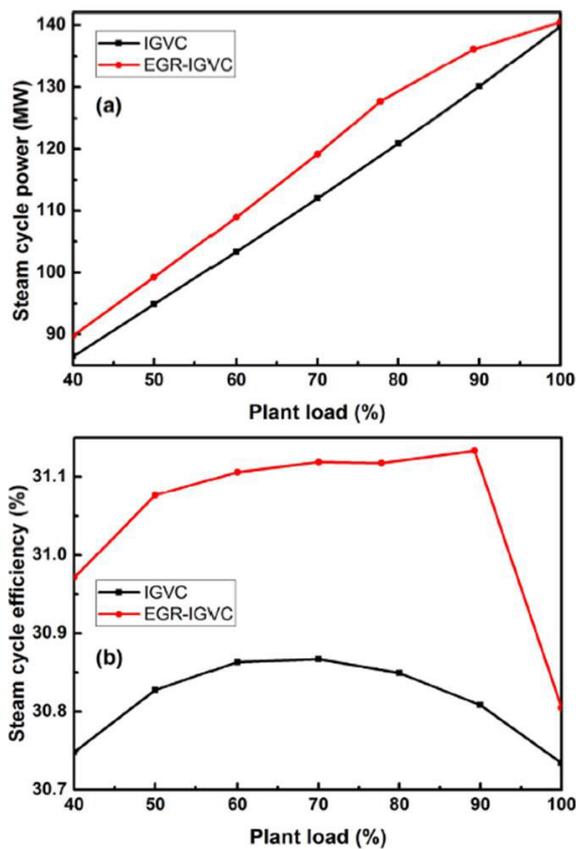


Figura 6. Curve di potenza ed efficienza lato vapore

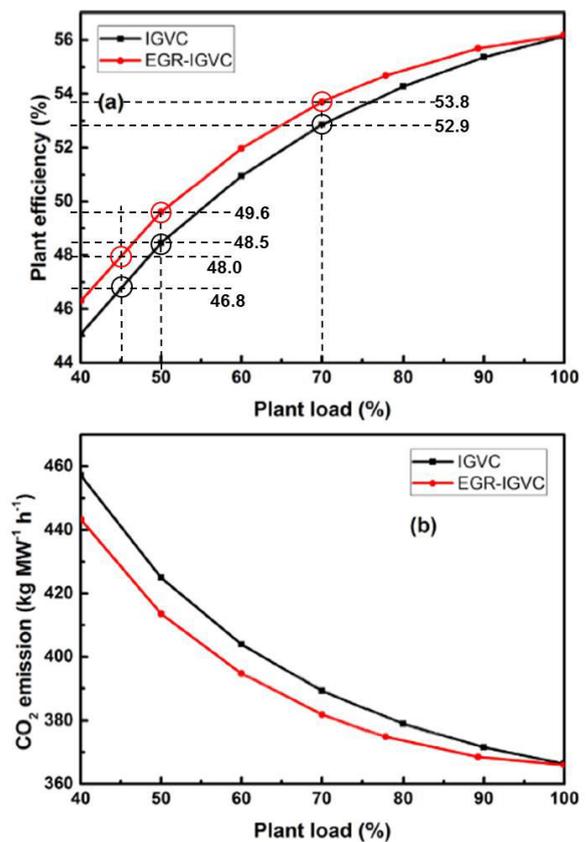


Figura 7. Efficienza ed emissioni di CO₂ del CCGT.

	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4	Case 5	Case 6	Case 7	Case 8	Case 9	Case 10	Case 11	Case 12
CCGT MCL	45%	45%	45%	45%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%
GT MCL	33%	33%	33%	33%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%
Load factor	48%	48%	48%	48%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%
Capacity premium - EUR/MW-yr	€ 0	€ 35,000	€ 55,000	€ 75,000	€ 0	€ 35,000	€ 55,000	€ 75,000	€ 0	€ 35,000	€ 55,000	€ 75,000
Plant commitment FULL/MCL/LF - hr/day	4/12/8	4/12/8	4/12/8	4/12/8	4/12/8	4/12/8	4/12/8	4/12/9	4/12/8	4/12/8	4/12/8	4/12/9
STD CCGT LCOE - EUR/MWh	87	78	73	68	86	77	72	67	66	57	53	48
EGR CCGT LCOE - EUR/MWh	84	75	70	65	83	74	69	64	64	55	50	45
Plant life - yrs	30	30	30	30	30	30	30	30	5	5	5	5
	NEW PLANT								RETROFIT			

Figura 8. Sintesi delle assunzioni e dei risultati per i 12 casi analizzati.

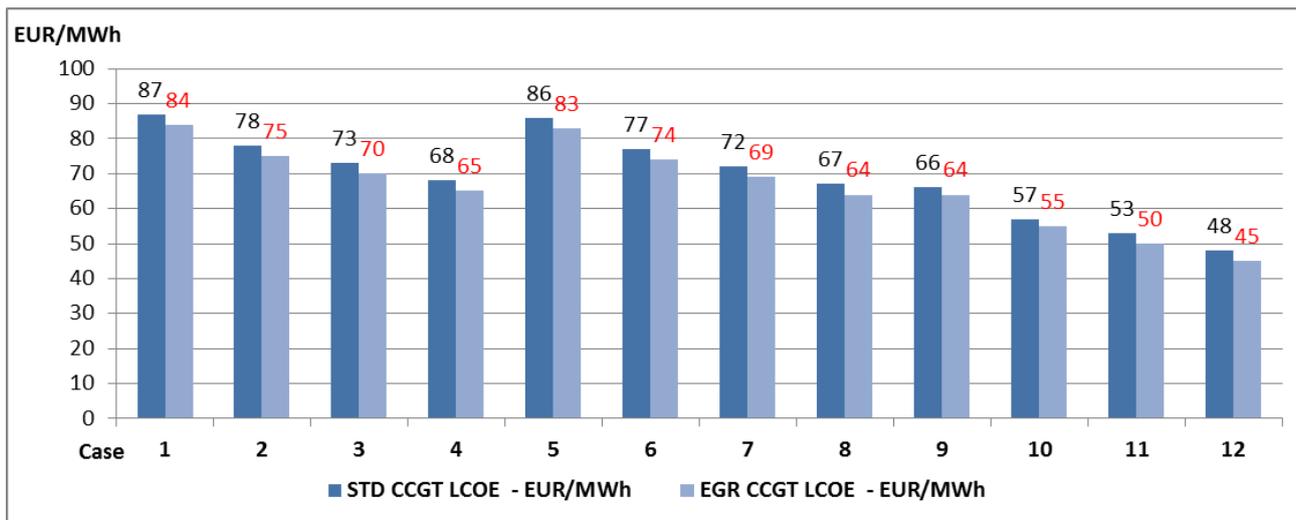


Figura 9. Valori di LCOE relativi agli scenari descritti in figura 8 per i CCGT in assetto standard ed EGR.

configurazioni al variare del carico elettrico. Nello specifico, dalle figure 5a e 7a sono stati ricavati rispettivamente i valori di MCL della turbina a gas con e senza EGR corrispondenti a valori di MCL per l'intero CCGT pari al 45% e al 50% della potenza nominale. In tutti i casi analizzati, la soluzione con EGR risulta avere un LCOE sensibilmente più performante della corrispondente configurazione standard, nonostante i costi d'investimento aggiuntivi per la sezione EGR. Ciò è dovuto alla superiore efficienza ai carichi parziali dei CCGT in assetto EGR che, il cui peso risulta preponderante dato il particolare profilo operativo che obbliga a rendere disponibile la potenza dell'impianto per onorare gli impegni assunti tramite il meccanismo di *Capacity Market*. La tendenza viene comunque confermata anche in assenza del *Capacity Premium*.

Si ritengono senz'altro interessanti i risultati relativi al retrofit degli impianti esistenti che, a fronte di esigui investimenti di capitale offrono le performance economiche più significative.

3 Conclusioni

I risultati esposti, per quanto provenienti da un modello che, per ovvi motivi, non può che essere generalizzato, offrono una visione chiara del potenziale impatto tecnico-economico dell'EGR sui cicli combinati, con particolare riferimento alle potenzialità in termini di retrofit della flotta nazionale. Quest'ultimo aspetto potrebbe essere meritorio di approfondimento e preso in considerazione per ulteriori attività di ricerca.

4 Riferimenti bibliografici

- [1] M.T. Prina et Al., "Incorporating combined cycle gas turbine flexibility constraints and additional costs into the EPLANopt model: The Italian case study". Energy(160 (2018)), 33-43.
- [2] Z. Liu, I. A. Karimi, "New operating strategy for a combined cycle gas turbine power plant", Energy Conversion and Management, 171 (2018), 1675 - 1684.
- [3] P. Mastropietro et Al., "The Italian capacity remuneration mechanism: Critical review and open questions", Energy Policy 123 (2018), 659-669.
- [4] GSE, "Rapporto Annuale Sulle Aste delle Quote di Emissione 2014", 2014
- [5] IEAGHG, "CO2 Capture at Gas Fired Power Plants", Report 2012/8, 2012
- [6] IEA, "Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition", 2015
- [7] RSE, "Energia elettrica, Anatomia dei costi", 2014