

# LA SIMULAZIONE DINAMICA: UNO STRUMENTO EFFICACE DI PROGETTAZIONE DEGLI IMPIANTI DI POTENZA

R. Domenichini, L. Ottoboni

Foster Wheeler Italiana Spa  
Power Division  
Via Caboto, 7  
20094 Corsico (Milano)

## Sommario

La simulazione dinamica è uno strumento estremamente importante da applicare per progettare correttamente gli impianti di potenza che sono spesso chiamati a rispondere a disturbi delle condizioni stazionarie di operazione, quali frequenti variazioni di carico, sconnessione dalla rete elettrica con conseguente operazione in isola, possibile fermata dei loro componenti principali. I transitori conseguenti vengono imposti ad impianti che sono composti da sezioni con diversi tempi di risposta: molto veloci per le macchine (turbine a gas e/o turbine a vapore), molto più lunghi per il ciclo vapore.

Queste dinamiche sono ulteriormente evidenti negli impianti IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle) dove il gas alimentato al ciclo combinato proviene da un insieme di unità che connettono intrinsecamente la produzione di combustibile e di potenza: l'integrazione tra la sezione di gassificazione e il ciclo combinato è essenziale per un'operazione flessibile e sicura dell'impianto.

Nella presente memoria vengono brevemente descritti gli obiettivi di uno studio di simulazione dinamica e il percorso seguito per mettere a punto un modello dinamico. Vengono infine presentati alcuni esempi di transitori tratti da studi di simulazione dinamica eseguiti da FWI nel passato, o in fase di esecuzione, per impianti a ciclo combinato e IGCC.

## Scopi di una simulazione dinamica

Generalmente gli obiettivi perseguiti con una simulazione dinamica sono collegati alla valutazione del comportamento di un sistema quando esso è soggetto a disturbi, interni o esterni, che portano il sistema stesso da un particolare stato di equilibrio ad un altro differente stato di equilibrio.

La valutazione del comportamento di un sistema durante i transitori è ottenuto mediante l'analisi dello sviluppo nel tempo di opportune variabili meccaniche e termodinamiche scelte come parametri di stato significativi, prestando particolare attenzione ai seguenti punti:

- verifica che le variabili selezionate non siano soggette, durante i transitori, a variazioni così grandi da compromettere il corretto funzionamento del sistema;
- verifica che i componenti del sistema, apparecchiature, linee, valvole di controllo,

strumentazione, progettati per operare in determinate condizioni di regime, siano in grado di affrontare i transitori determinati da uno sviluppo critico delle variabili considerate;

- verifica della correttezza delle logiche di controllo dell'impianto di potenza, in particolare nel caso in cui si consideri il distacco del carico dovuto ad una interruzione della connessione alla rete elettrica ed alla conseguente transizione a funzionamento in isola;
- eventuale sviluppo di una nuova logica di controllo per poter meglio affrontare situazioni critiche.

Oltre le verifiche sopra menzionate, una simulazione dinamica consente di ottenere, prima dell'avviamento dell'impianto, un set accettabile di parametri del sistema di controllo (valori di set-point, costanti di tempo proporzionali, derivate e integrali) con cui è possibile iniziare e completare più facilmente la fase di regolazione dell'impianto, riducendo nello stesso tempo la durata dell'avviamento.

Questo tipo di parametrizzazione *anticipata* è particolarmente utile per quei *loop* di controllo difficilmente regolabili con impianto in funzione (ad esempio i controllori dedicati all'operazione in isola).

## Creazione di un modello dinamico

Il modello dinamico dell'impianto viene costruito utilizzando un software di modellizzazione dinamica per impianti di potenza, il ProTRAX sviluppato e commercializzato dalla società americana TRAX Corp. La *piattaforma* offre un ambiente di modellizzazione dinamica con un'estesa libreria di moduli predefiniti per componenti di impianti di potenza. Se un componente è unico, ProTRAX offre la possibilità di creare un componente personalizzato utilizzando un linguaggio di modellizzazione dinamica standard.

Il software costruisce il sistema di equazioni differenziali che rappresentano la conservazione della massa, dell'energia e della quantità di moto e l'insieme di equazioni algebriche che definiscono le caratteristiche di ciascun componente. Le equazioni differenziali vengono poi ridotte ad un sistema di equazioni di primo grado e

risolte simultaneamente utilizzando il metodo di integrazione numerica di Eulero. L'evento dinamico inizia da un punto di regime stazionario definito dal progettista.

Durante la costruzione del modello dinamico devono essere raccolti i seguenti dati relativi all'impianto e alle apparecchiature:

- schemi di processo dell'impianto;
- dati fisici delle apparecchiature, tra cui volumi, superfici, dimensioni, disposizioni geometriche e caratteristiche di progetto delle apparecchiature meccaniche, per poter simulare il comportamento in condizioni non di progetto dei componenti, delle relative linee e valvole;
- dati operativi riguardanti i bilanci materiali e termici in condizioni di progetto; questo include tutte le informazioni relative ai flussi (portate, pressioni, temperature, entalpie e composizioni);
- logiche e schemi di controllo per l'impianto e le apparecchiature; dati relativi alle valvole di controllo ed ai controllori (PID etc.);
- filosofia generale di controllo e supervisione dell'impianto.

Per completare il modello vengono poi effettuati i seguenti passaggi:

- innanzitutto partendo dagli schemi di processo dell'impianto viene generato un modello schematico che definisce l'estensione dell'impianto che verrà modellizzato;
- viene poi creato uno schema che descrive i moduli predefiniti del software e le relative connessioni utilizzate per simulare il processo;
- la maggior parte dei componenti possono essere simulati utilizzando moduli predefiniti contenuti nella libreria standard, mentre componenti particolari vengono simulati con moduli creati *ad hoc* dal progettista;
- il passaggio successivo consiste nell'imporre un bilancio materiale e termico con informazioni sufficienti a definire pressione, portata, entalpia e composizione di ciascun flusso nelle condizioni di progetto;
- gli schemi di controllo vengono ricavati dalle procedure operative, dalla filosofia e dalle logiche di controllo;
- viene configurato il modello dinamico dell'impianto, contenente tutti i principali componenti visti come una serie di resistenze e volumi interconnessi in una rete termico-idraulica;
- una volta che il modello è costruito e tutte le variabili sono state inizializzate, viene testato il comportamento in regime stazionario per verificare che il sistema rispecchi i dati contenuti nei bilanci materiali e termici di progetto;
- infine il modello viene testato dinamicamente: disturbi esterni e interni sono introdotti nel modello e si osserva la risposta del sistema in termini di

flussi, pressioni, livelli e temperature; il sistema deve passare dal regime stazionario originale ad uno differente, attraverso un transitorio, che deve essere attentamente analizzato per verificarne l'accettabilità.

Come detto precedentemente, tutti i componenti principali vengono simulati dinamicamente introducendo, dove possibile, delle semplificazioni che permettono di evitare inutili appesantimenti del modello. Ad esempio, nel caso di un ciclo combinato, considerato che il ciclo vapore risponde lentamente (nell'ordine dei minuti) e la turbina a gas rapidamente (nell'ordine dei secondi), il comportamento dinamico del ciclo combinato è prevalentemente influenzato dalle dinamiche del ciclo vapore. Tenendo conto di questo, le apparecchiature del ciclo vapore vengono simulate in maniera dettagliata e rigorosa, mentre la turbina a gas non viene modellizzata attraverso i singoli componenti (compressore, combustore e turbina), ma viene rappresentata da correlazioni semplificate tra potenza prodotta, efficienza, temperatura e portata dei fumi che riproducono i dati di funzionamento forniti dal costruttore della turbina.

Il sistema di controllo e di alimentazione del combustibile simulato in maniera precisa, si interfaccia con le correlazioni sopra menzionate per identificare istante per istante l'assetto operativo della macchina.

### Analisi dei transitori

Sulla base della filosofia di controllo e delle esperienze operative di impianti simili, vengono identificati eventi programmati e non, che inducono transitori operativi. Eventi programmati sono le variazioni di carico dell'impianto per le quali la simulazione dinamica definisce la rampa più veloce di salita/discesa carico accettata dalle apparecchiature con un minimo impatto sulla loro vita. Le situazioni operative di emergenza previste per un ciclo combinato sono:

- la sconnessione dell'unità dalla rete elettrica nazionale;
- l'operazione in isola con l'alimentazione dei soli ausiliari di centrale;
- la fermata in emergenza di una turbina a gas;
- la fermata in emergenza di una turbina a vapore.

Per un impianto IGCC possono essere aggiunte situazioni di emergenza quali la fermata di uno o più gassificatori, con conseguente passaggio a combustibile di riserva della (delle) turbina(e) a gas.

Una volta selezionati gli eventi programmati e non programmati che devono essere simulati, il modello viene esercitato per ciascun transitorio.

La simulazione permette di riprodurre una completa risposta dell'impianto al disturbo imposto, con la costruzione di grafici che delineano la variazione nel tempo delle variabili di processo, portate, temperature e pressioni delle correnti principali, livelli, potenza elettrica e frequenza.

Questi andamenti vengono analizzati per verificarne la ragionevolezza e accettabilità. Se una certa risposta è potenzialmente pericolosa perchè può indurre danneggiamenti delle apparecchiature o condizioni operative di rischio, vengono investigate possibili modifiche alla progettazione dell'impianto e alla filosofia di controllo per evitare tali condizioni operative. La configurazione dell'impianto modificata viene ulteriormente studiata dinamicamente fino a rimuovere qualsiasi situazione di criticità.

Nel seguito vengono riportati e discussi a titolo di esempio alcuni transitori significativi tratti da studi di simulazione dinamica di impianti a ciclo combinato e IGCC.

### Centro Energia Teverola, Ciclo Combinato da 140 MWe

L'unità a cui si applica la simulazione dinamica, è il ciclo combinato installato a Teverola (CE), in operazione dal 1998. L'unità è costituita principalmente da due treni identici, ciascuno composto da una turbina a gas Ansaldo V64.3, con relativi alternatore e trasformatore, ed una caldaia a recupero Foster Wheeler a circolazione forzata con due livelli di generazione di vapore. Il vapore prodotto dalle due caldaie è alimentato ad una turbina a vapore Ansaldo, con relativo alternatore e trasformatore.

Tra i transitori analizzati nello studio di simulazione dinamica si è scelto quello conseguente all'apertura dell'interruttore di una turbina a gas, partendo dalle seguenti condizioni operative:

- entrambe le turbine in marcia allineate a pieno carico (ciascuna turbina genera circa 57 MWe);
- potenza complessiva prodotta pari a 168 MWe, con il ciclo combinato in controllo di potenza.

Dopo un minuto, durante il quale vengono mantenute le condizioni stazionarie, l'interruttore di una delle turbine a gas viene aperto ed il sistema di controllo della turbina reagisce chiudendo la valvola di ammissione del combustibile. Poichè il vapore generato dalla caldaia a recupero collegata non può soddisfare, in termini di pressione e temperatura, i requisiti della turbina a vapore, il treno deve essere disconnesso con il vapore che viene bypassato al condensatore. Le valvole di intercettazione del vapore all'uscita caldaia ricevono pertanto il comando di chiusura (il tempo di chiusura ammonta a 10 minuti). La simulazione procede per 30

minuti, durante i quali il sistema di controllo del ciclo combinato risponde alle perturbazioni cercando di raggiungere un nuovo stato di equilibrio.

### Produzione di energia elettrica

Nel grafico n°1 sono mostrate le seguenti variabili:

- energia elettrica prodotta dall'impianto [MWe];
- energia elettrica prodotta dalla turbina a gas operativa [MWe];
- energia elettrica prodotta dalla turbina a gas con interruttore aperto [MWe];
- energia elettrica prodotta dalla turbina a vapore [MWe].

Quando l'interruttore della turbina a gas viene aperto, la produzione complessiva di energia elettrica dell'impianto perde immediatamente il contributo della turbina stessa (57 MWe ca.). Dato che il set point del controllo di potenza del ciclo combinato è fissato a 168 MWe, l'altra turbina a gas aumenta il proprio carico fino a che non entra in funzione il sistema di termoregolazione. Il grafico mostra come questo sistema di termoregolazione funzioni correttamente: l'energia elettrica prodotta dalla turbina a gas operativa arriva ad eccedere leggermente il valore massimo (62 MWe) che poi viene mantenuto fino alla fine del transitorio.

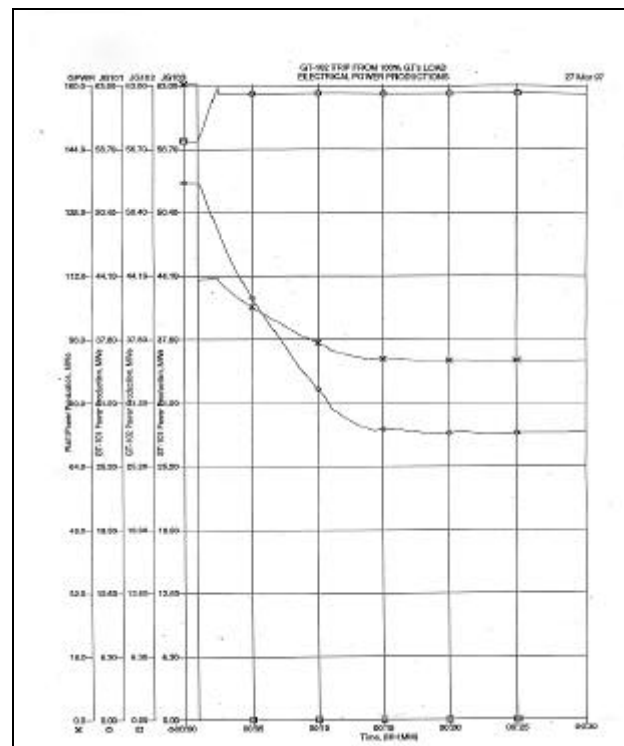


Grafico n° 1

### Controllo dei livelli

Nel grafico n°2 sono mostrate le seguenti variabili:

- livello [cm] del corpo cilindrico di alta pressione del treno perturbato;
- portata di vapore di alta pressione prodotto [kg/s] dal treno perturbato;
- portata di acqua di alimento alla prima sezione dell'economizzatore di alta pressione [kg/s] del treno perturbato.

Il grafico mostra chiaramente l'azione del controllore di livello: all'inizio della simulazione il livello è controllato in maniera efficace dal controllore a tre elementi (portata acqua alimento, portata vapore e livello) che agisce sulla valvola di controllo dell'acqua alimento; quando la produzione di vapore scende sotto il 30% del valore di progetto, entra in funzione il controllore ad un solo elemento (livello del corpo cilindrico). Il passaggio a questo nuovo sistema di controllo provoca un'improvvisa richiesta di acqua di alimento, con conseguente aumento del livello, fino a quando il controllore ad un elemento riesce a stabilizzare il livello ad un nuovo valore di equilibrio, pari a 112 cm.

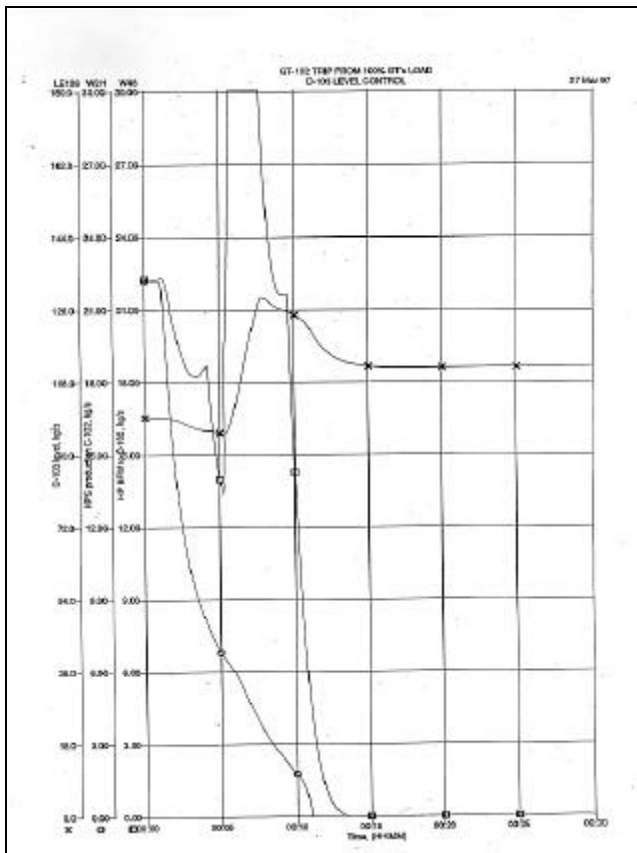


Grafico n° 2

### ICHP Conoco, Ciclo Combinato Cogenerativo da 750 MWe

L'impianto ICHP (Immingham Combined Heat and Power), è attualmente in fase di costruzione a Immingham, North Lincolnshire, in Inghilterra. Esso deve fornire energia elettrica e vapore a due raffinerie adiacenti. L'eccesso di energia elettrica viene immesso nella rete elettrica nazionale.

Il ciclo combinato è composto da due turbine a gas FR9 FA della General Electric, con relative caldaie a recupero a due livelli di generazione di vapore con postcombustione, e due turbine a vapore; una terza fonte di vapore è costituita da una coppia di caldaie ausiliarie, di cui una viene mantenuta al minimo carico ed una in standby caldo, in grado di generare 600 t/h di vapore.

Le caldaie a recupero generano vapore surriscaldato a circa 100 bar g e a 15 bar g. Il vapore allo scarico della sezione di alta pressione della turbina a vapore alimenta un collettore a 50 bar g da cui partono le esportazioni verso le raffinerie.

La simulazione dinamica, in fase di svolgimento, è finalizzata ad una verifica del progetto e ad una ottimizzazione del sistema di controllo e dell'operabilità dell'impianto: l'obiettivo principale è verificare la capacità dell'impianto a soddisfare in ogni situazione operativa le richieste di vapore delle raffinerie, assicurando contemporaneamente la fornitura di energia elettrica con i requisiti di regolazione di frequenza imposti dalla rete. In particolare vengono esaminati i casi di fermata accidentale delle apparecchiature principali (turbina a gas, turbina a vapore, postcombustione di caldaia).

Nel grafico allegato n° 3 è possibile osservare la struttura del modello.

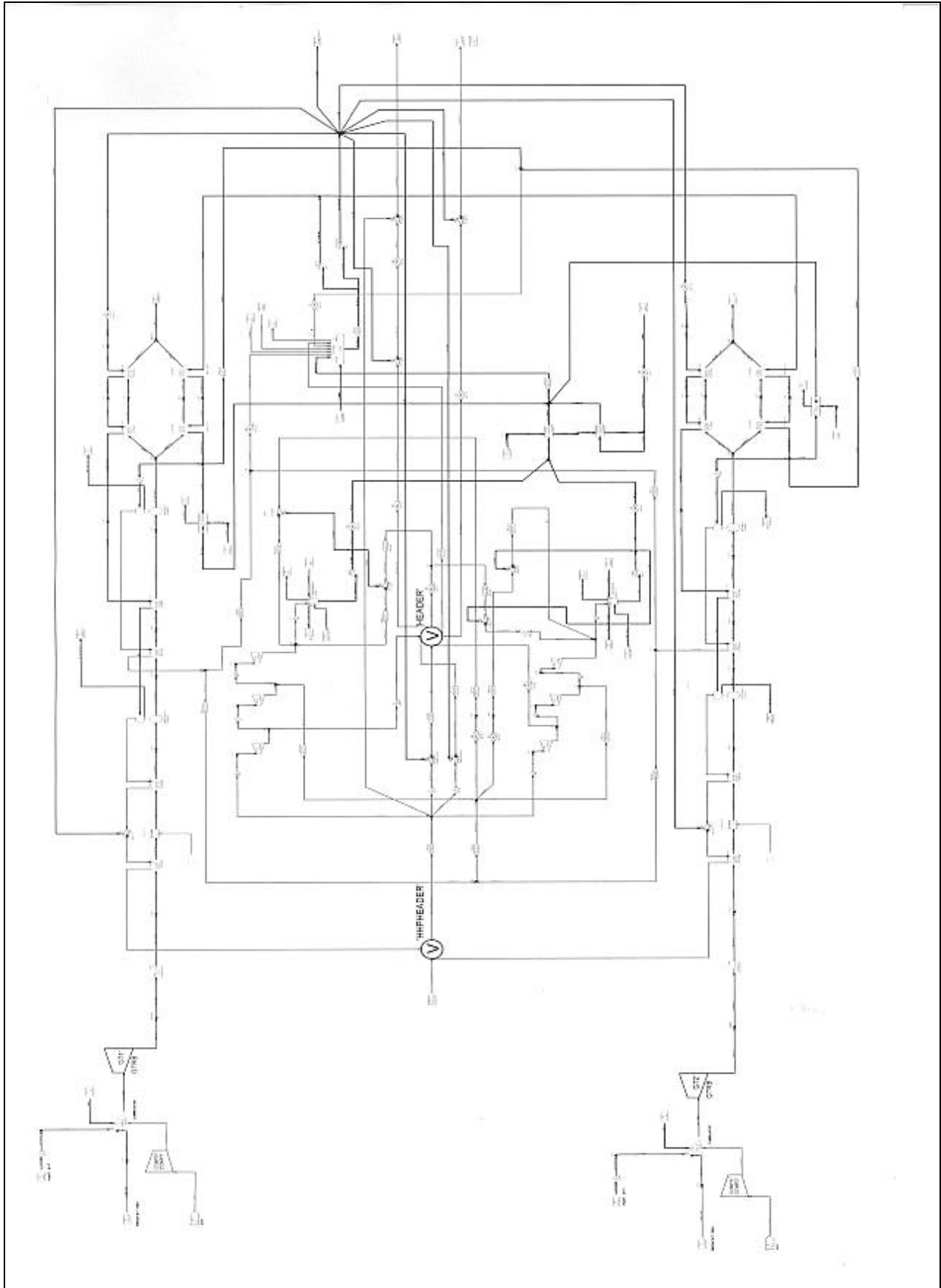


Grafico n° 3

## ISAB Energy, Impianto IGCC da 560 MWe

L'impianto IGCC di ISAB Energy processa oli pesanti ad alto tenore di zolfo prodotti dalle lavorazioni del greggio della Raffineria ERG adiacente, per generare, con un minimo impatto ambientale, energia elettrica che viene immessa nella rete elettrica nazionale.

L'impianto è in operazione commerciale dall'aprile 2000.

L'impianto è sostanzialmente composto da tre sezioni principali, chiamate ad operare in maniera integrata:

1. la sezione di gassificazione, dove la carica costituita da asfalto viene sottoposta ad una ossidazione parziale con tecnologia ChevronTexaco, che utilizza ossigeno al 95% come ossidante, e vapore ad alta pressione come moderatore della reazione. Il prodotto della reazione è un gas di sintesi ricco in idrogeno e in ossido di carbonio, ma contenente anche composti solforati e solidi che devono essere eliminati prima della combustione in turbina. Il lavaggio del gas di sintesi da ceneri ed incombusti è effettuato nella sezione 'quench' del gassificatore e nello scrubber posto immediatamente a valle;
2. la sezione di recupero calore e depurazione del gas di sintesi prodotto dove il gas di sintesi viene raffreddato a 40°C producendo vapore a media e bassa pressione, e riscaldando acqua di processo, per poter essere desolforato attraverso il lavaggio selettivo con una soluzione amminica. Nella sezione di recupero calore è anche inserito un reattore che idrolizza il COS prodotto nel gassificatore ad H<sub>2</sub>S, successivamente rimosso attraverso il lavaggio sopra menzionato. Dato che la pressione di gassificazione è superiore a quanto richiesto dalle turbine a gas, il gas di sintesi pulito viene inviato ad un espansore che produce energia elettrica sfruttando tale differenza di pressione. Da ultimo il gas viene saturato con l'acqua di processo riscaldata nella sezione di recupero calore. L'elevato contenuto di acqua del syngas consente di ridurre la formazione di NO<sub>x</sub> nella successiva combustione nelle turbine a gas, nonché di incrementare la produzione di energia elettrica delle stesse;
3. il ciclo combinato composto da due turbine a gas Ansaldo V94.2, due caldaie a recupero con postcombustione e due turbine a vapore. L'operazione del ciclo combinato è strettamente integrata con quella delle altre due sezioni con cui interscambia vapore ad alta pressione utilizzato come moderatore della reazione di gassificazione,

vapore a media e bassa prodotto dalla sezione di recupero e condensato. I successivi trattamenti di lavaggio, conversione catalitica e saturazione a cui è sottoposto il gas di sintesi consentono di generare potenza elettrica dal ciclo combinato con minime emissioni gassose.

Tra le numerose simulazioni effettuate, si è scelta quella relativa alla sconnessione del ciclo combinato dalla rete elettrica con passaggio ad operazione in isola. Gli obiettivi della simulazione sono la verifica della filosofia di controllo selezionata per fronteggiare questa emergenza, e in particolare la verifica delle capacità del ciclo combinato di garantire nel transitorio la portata di vapore alta pressione richiesto dalla gassificazione.

Le condizioni di partenza sono l'operazione dell'impianto IGCC a pieno carico. All'apertura dell'interruttore sulla rete a 380 kV il sistema di controllo comanda l'apertura dell'interruttore di macchina di una turbina a gas con la macchina che si porta in condizione "idle", mentre l'altra macchina prende il controllo di frequenza della rete interna alimentando gli ausiliari del ciclo combinato. Le turbine a vapore vengono fermate, mentre i sistemi di postcombustione delle due caldaie sono portati alla loro massima capacità per mantenere portate e condizioni di temperatura e pressione del vapore alta pressione esportato ai gassificatori.

Questi ultimi riducono il loro carico con la massima rampa per minimizzare lo scarico di syngas a fiaccola.

I grafici n°4 e 5 mostrano la portata di vapore esportato e la pressione ai limiti di batteria. Come si può notare entrambi i parametri sono controllati in maniera molto efficiente a causa dell'inerzia termica del sistema.

La frequenza di ciascuna turbina a gas è mostrata nel grafico n°6. L'oscillazione rimane al di sotto del limite del  $\pm 10$  % rispetto al numero di giri originali pari a 3000, che causerebbe il blocco della macchina, pur avendo eseguito la simulazione con un approccio molto conservativo, ossia applicando un ritardo elevato, pari a 200 secondi, nell'acquisizione del segnale di passaggio in isola.

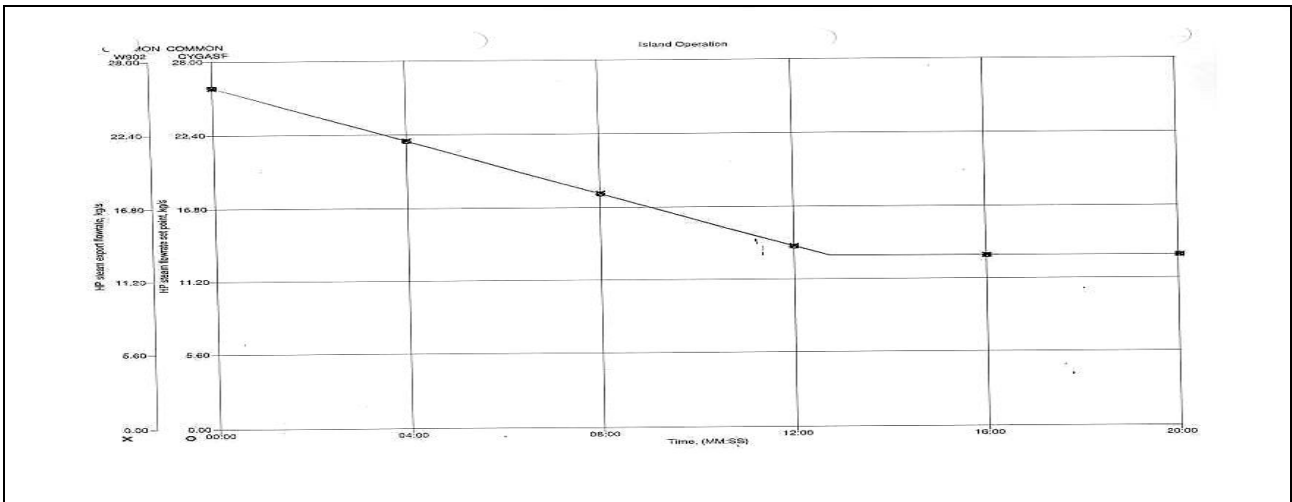


Grafico n° 4

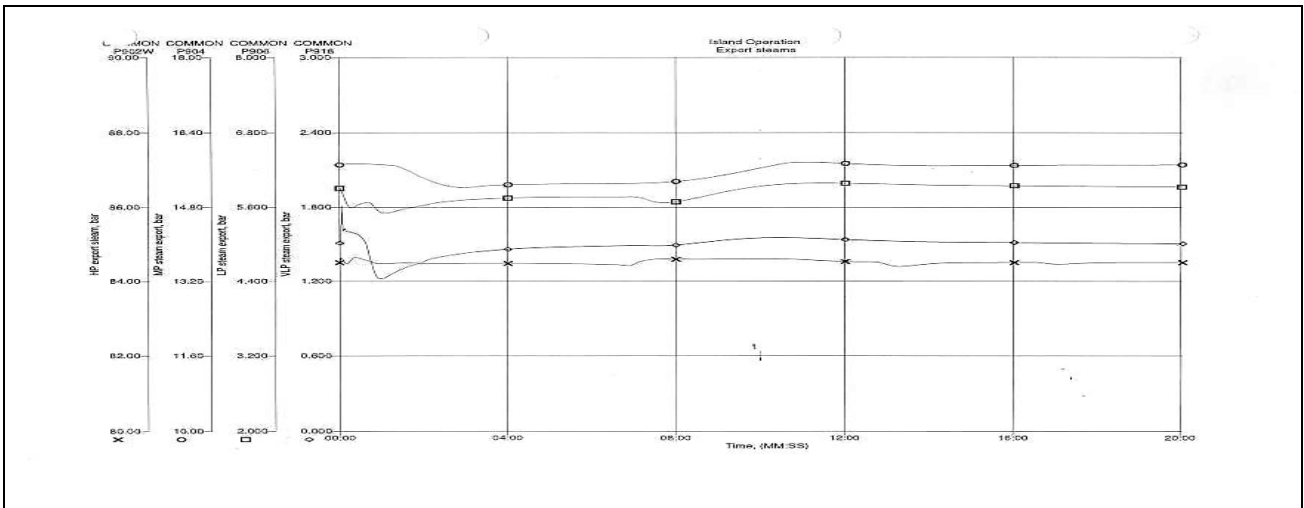


Grafico n° 5

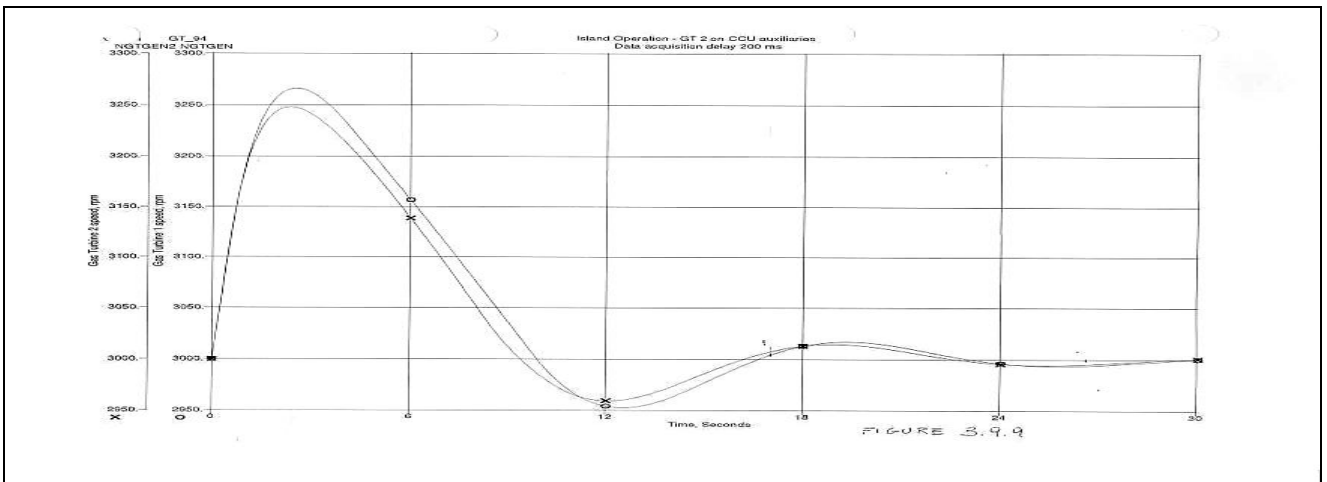


Grafico n° 6

## api ENERGIA, Impianto IGCC da 284 MWe

L'impianto localizzato a Falconara (AN) in prossimità della Raffineria API è in operazione dal 2000. Esso consente di produrre energia elettrica processando in maniera ambientalmente compatibile un olio pesante con elevato contenuto di zolfo, residuo della lavorazione dell'adiacente raffineria.

La configurazione d'impianto è simile a quella descritta per l'impianto ISAB Energy anche se la taglia è più piccola. In particolare i due impianti adottano la stessa tecnologia di gassificazione (Texaco con gasificatori di tipo "quench"). Il gas di sintesi prima della combustione turbina a gas, non viene saturato con acqua bensì viene miscelato con azoto per ridurre la formazione di NO<sub>x</sub> e aumentare la produzione di energia elettrica dalla turbina.

Il ciclo combinato di api ENERGIA è costituito da un solo treno composto da una turbina a gas Alstom GT 13E2, da una caldaia a recupero e una turbina a vapore.

La sezione di gassificazione è stata oggetto di una simulazione dinamica mirata a studiare i transitori legati al blocco di uno o di entrambi i gasificatori ed alla conseguente commutazione, nell'alimentazione della turbina a gas, da syngas a gasolio.

Il modello descrive la porzione di impianto compresa tra i gasificatori e la turbina a gas, partendo dalla camera di quench dei gasificatori attraverso gli scrubber, i generatori di vapore, gli scambiatori di calore con relativi separatori di condensa, i reattori di idrolisi, l'assorbitore dell'H<sub>2</sub>S e il serbatoio di miscelazione del syngas con azoto.

In caso di blocco di un gasificatore, il carico della turbina a gas viene diminuito fino al 36% con una rampa di 80 MW/min e viene mantenuto a questo valore per almeno due minuti prima di consentire il passaggio ad operazione mista, syngas-diesel.

Nella prima simulazione viene considerata la configurazione di controllo originariamente utilizzata in impianto e, come si può vedere dal grafico n° 7 (pressure of the LP section), la pressione crolla fino a 15 barg, causando il blocco della turbina.

Nella simulazione successiva riportata nel grafico n° 8 viene invece considerata una nuova configurazione di controllo che permette di mantenere la pressione di ammissione in turbina sopra i 27 barg richiesti.

Questa nuova configurazione è stata adottata in impianto ed ha consentito di evitare il blocco della turbina a gas.

Nel caso di blocco di entrambi i gasificatori, con perdita totale della produzione di syngas, la turbina a gas viene convertita automaticamente a gasolio (change-over).

La simulazione ha dimostrato che questa conversione non viene operata in tempo, e quindi la turbina a gas si blocca per bassa pressione syngas, nel caso si applichi la normale procedura di change-over turbina a gas al momento del trip gasificatore.

La conversione avviene invece in maniera corretta se si applica una procedura di change over di emergenza (più veloce della prima), che al momento non viene utilizzata.

Il risultato della simulazione è stato quindi di confermare la necessità di finalizzare ed applicare questa procedura.

Un altro risultato è stato quello di introdurre un sistema di controllo della pressione del syngas nella zona di generazione e trattamento, che limiti la rampa di variazione pressione entro valori ottimali per il buon funzionamento del gasificatore e della colonna di assorbimento H<sub>2</sub>S.

## Bibliografia

- Maderni L., Icardi G. e Fontana M., 1989, "Control System for a Combined Cycle", ASME International Gas Turbine & Aeroengine Congress & Exposition, Toronto - Canada.
- Ahluwalia K.S. e Domenichini R., 1989, "Dynamic Modeling of a Combined Cycle Plant", ASME International Gas Turbine & Aeroengine Congress & Exposition, Toronto - Canada.
- Giglio R., Cerabolini M. e Pisacane F., 1996, "The Dynamic Simulation of the Progetto Energia Combined Cycle Power Plants", International Joint Power Generation Conference, Houston, Texas - USA.
- Domenichini R., 1997, "Dynamic Simulation: An Engineering Tool to Optimize ISAB Energy IGCC Plant Design, Control and Operability", IChemE Gasification Technology in Practise Conference, Milan - Italy.
- Arienti S. e Vitali I., 1997, "Simulazione Dinamica dei Transitori Operativi in una Unità di Cogenerazione", IX Convegno ATI Tecnologie e Sistemi Energetici Complessi, Milano - Italia.
- Pisacane F., Domenichini R. e Fadabini L., 1998, "Dynamic Modeling of the ISAB Energy IGCC Complex, 1998, Gasification Technologies Conference, San Francisco, California - USA.

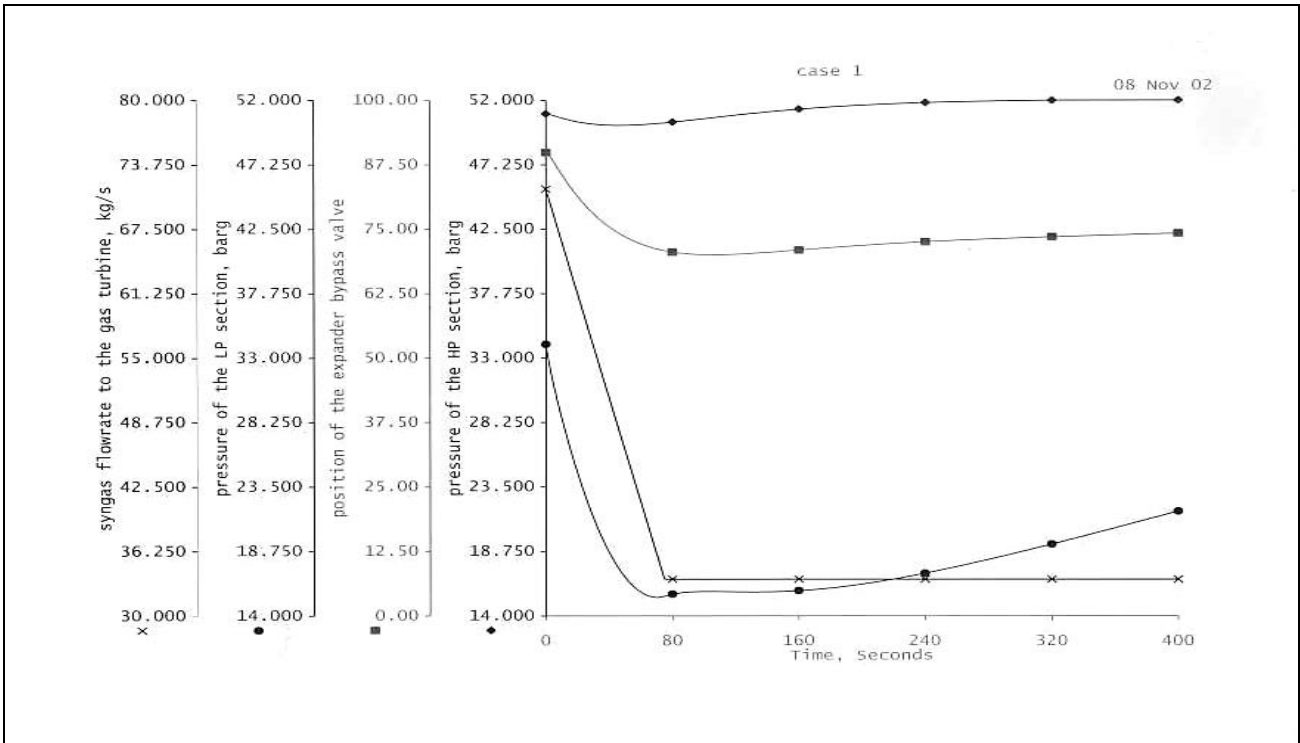


Grafico n° 7

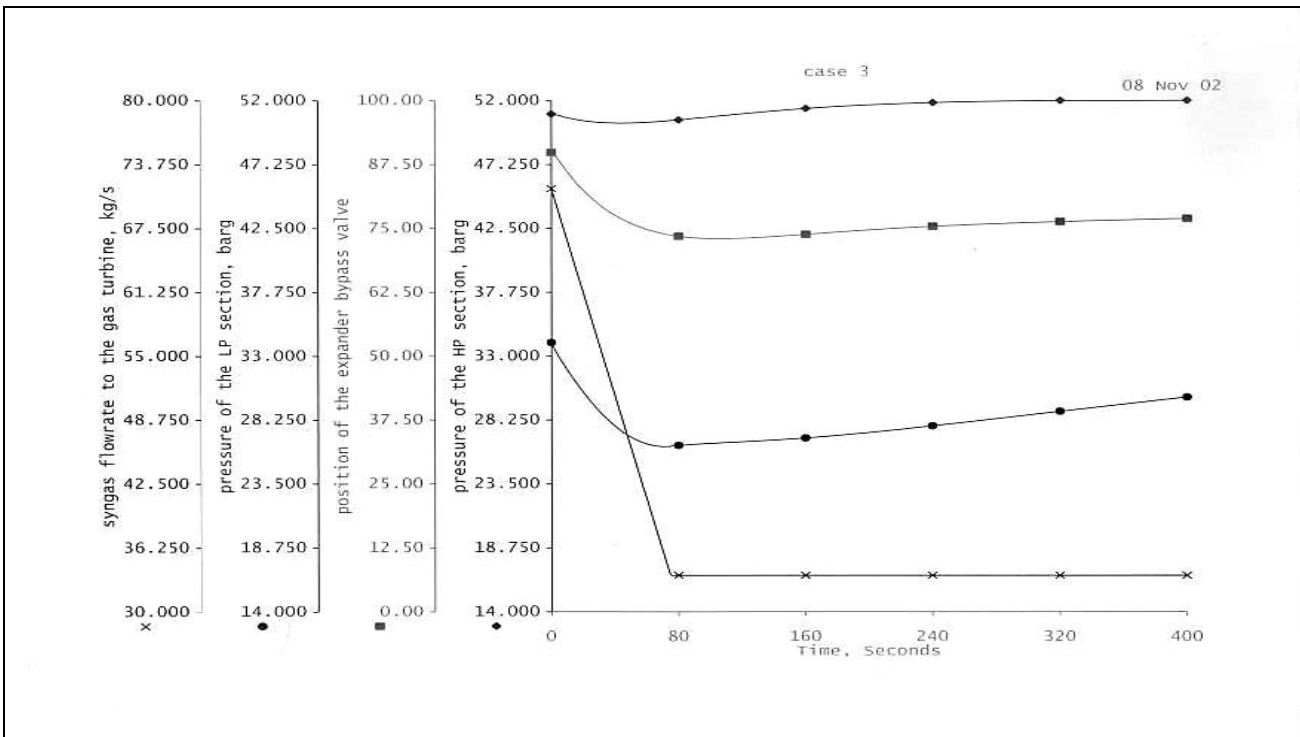


Grafico n° 8