



MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO
DIREZIONE GENERALE PER LA LOTTA ALLA CONTRAFFAZIONE
UFFICIO ITALIANO BREVETTI E MARCHI

DOMANDA DI INVENZIONE NUMERO	102010901862071
Data Deposito	29/07/2010
Data Pubblicazione	29/01/2012

Classifiche IPC

Titolo

METODO PER LA GESTIONE DEL MARGINE DI RISERVA PRIMARIA IN UN IMPIANTO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA E IMPIANTO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

DESCRIZIONE

del brevetto per invenzione industriale dal titolo:

"METODO PER LA GESTIONE DEL MARGINE DI RISERVA PRIMARIA IN UN IMPIANTO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA E IMPIANTO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA"

di ANSALDO ENERGIA S.P.A.

di nazionalità italiana

con sede: VIA NICOLA LORENZI, 8

GENOVA (GE)

Inventori: PESCE Paolo, ALECCI Marco, CACCIACARNE Stefano

*** ***** ***

La presente invenzione è relativa a un metodo per la gestione del margine di riserva primaria in un impianto per la produzione di energia elettrica e a un impianto per la produzione di energia elettrica.

Come è noto, le attuali normative che regolano la produzione e la distribuzione dell'energia elettrica richiedono ai gestori di mantenere dei margini operativi di riserva per intervenire, quando necessario, nella regolazione di frequenza in sistemi formati da impianti di produzione, da una rete di distribuzione e da utilizzatori collegati alla rete. Oltre alle variazioni di carico prevedibili e normalmente determinate dalle richieste dagli utilizzatori con periodicità ad esempio giornaliera o stagionale, occorre talvolta far fronte a variazioni di

carico improvvise che, in assenza di contromisure, possono causare instabilità nella distribuzione e, nei casi più critici, il collasso della rete.

Più precisamente, il margine di riserva richiesto, detto anche margine di riserva primaria, è una percentuale della potenza massima erogabile da un impianto, la quale deve essere mantenuta disponibile ed effettivamente erogata solo in caso di variazioni di frequenza di rete. Il margine di riserva primaria ha lo scopo di sostenere e mantenere la frequenza di rete in caso di rapide variazioni di potenza assorbita.

Il punto di lavoro dell'impianto (ossia il valore di riferimento per la potenza erogata dall'impianto verso la rete) deve essere quindi impostato in modo da garantire il margine di riserva primaria.

Dato che la gestione del margine di riserva primaria in pratica "congela" una quota della potenza effettivamente disponibile, rendendola di fatto inutilizzabile, c'è ovviamente interesse a limitare tale margine a quanto prescritto dalle normative, per ottimizzare lo sfruttamento dell'impianto senza venir meno agli obblighi di legge.

Tuttavia, questo obiettivo è molto difficile da raggiungere in pratica, perché occorre conoscere con una certa precisione la potenza massima che l'impianto è in grado di erogare, per poter stabilire la riserva esistente

rispetto al punto di lavoro corrente. La potenza massima varia però in funzione delle condizioni ambientali (pressione, temperatura) e, inoltre, è influenzata dall'invecchiamento e dall'usura dei componenti dell'impianto.

Ad oggi, la gestione del margine di riserva primaria è affidata a operatori che fissano manualmente un limite alla potenza erogabile dall'impianto, tenendo conto di un piano di carico richiesto, di previsioni meteorologiche (temperatura e pressione ambientali) per il periodo corrispondente al piano di carico e di una stima dello stato di funzionamento dell'impianto (invecchiamento, usura, manutenzione).

La definizione del margine di riserva primaria è perciò largamente incerta.

Scopo della presente invenzione è quindi fornire un metodo per la gestione del margine di riserva primaria in un impianto per la produzione di energia elettrica e un impianto per la produzione di energia elettrica che permettano di superare le limitazioni descritte.

Secondo la presente invenzione, vengono realizzati un metodo per la gestione del margine di riserva primaria in un impianto per la produzione di energia elettrica e un impianto per la produzione di energia elettrica come definiti rispettivamente nelle rivendicazioni 1 e 10.

La presente invenzione verrà ora descritta con riferimento ai disegni annessi, che ne illustrano un esempio di attuazione non limitativo, in cui:

- la figura 1 è uno schema a blocchi semplificato di un impianto per la produzione di energia elettrica in accordo a una forma di realizzazione della presente invenzione;

- la figura 2 è uno schema a blocchi più dettagliato relativo a una porzione di un'apparecchiatura di controllo incorporata nell'impianto di figura 1;

- la figura 3 è uno schema a blocchi più dettagliato di un componente dell'apparecchiatura di controllo di figura 2.

Come mostrato in figura 1, un impianto a ciclo combinato per la produzione di energia elettrica comprende un compressore 2, una camera di combustione 3, una turbina a gas 5, una turbina a vapore 7, due alternatori 8, 9, rispettivamente accoppiati alla turbina a gas 5 e alla turbina a vapore 7 e collegati a una rete di distribuzione (non mostrata), una caldaia a recupero 10, che opera come generatore di vapore, un condensatore 11 e un'apparecchiatura dispositivo di controllo 12.

Il compressore 2 aspira una portata di aria dall'esterno attraverso un condotto di aspirazione non mostrato e la alimenta alla camera di combustione 3. La

portata d'aria aspirata è regolabile attraverso un primo stadio di pale statoriche orientabili o IGV ("Inlet Guide Vanes") 2a.

La turbina a gas 5 è accoppiata alla camera di combustione 3 per ricevere ed espandere una portata di gas di scarico. I fumi di scarico della turbina a gas 5 sono convogliati verso la caldaia a recupero 10 e sono utilizzati per la produzione di vapore.

La turbina a vapore 7, che nell'esempio descritto comprende una sezione di alta pressione 7a e una sezione di media-bassa pressione 7b, riceve portate di vapore di alta pressione e di medio-bassa pressione dalla caldaia a recupero 10 e fornisce una portata di vapore al condensatore 11 attraverso lo scarico della sezione di medio-bassa pressione 7b e attraverso un sistema di by-pass di tipo noto e qui non mostrato per semplicità.

Il condensatore 11 è del tipo ad aria (ventilazione forzata). Mediante un flusso controllato di aria di raffreddamento forzata, il condensatore 11 raffredda il vapore ricevuto dalla turbina a vapore, causandone la condensazione.

L'apparecchiatura di controllo 12 comprende un regolatore di impianto 14, un regolatore turbina a gas 15, un regolatore turbina a vapore 16 e un'interfaccia di acquisizione 17, per ricevere da sensori e trasduttori

(noti e non mostrati) dell'impianto 1 misure di grandezze indicative dello stato dell'impianto 1 stesso.

Il regolatore di impianto 14 determina un riferimento (set-point) di potenza generale W_M per l'intero impianto 1 e, inoltre, determina un riferimento di potenza parziale W_{TG} per la turbina a gas 5, sottraendo dal riferimento di potenza generale W_M la potenza fornita mediante la turbina a vapore 7 (la turbina a vapore 7 opera normalmente in condizioni di "sliding pressure" e non è parzializzata)

Il regolatore turbina a gas 15 riceve il riferimento di potenza parziale W_{TG} e agisce sugli attuatori 18 in modo che la turbina a gas 5 fornisca la potenza richiesta. In particolare, gli attuatori 18 (non illustrati in dettaglio) per la turbina a gas 5 comprendono un attuatore per determinare l'orientazione delle IGV 2a del compressore 2 e un attuatore per determinare il grado di apertura di una valvola di alimentazione combustibile ("fuel valve", non mostrata) alla camera di combustione 3. Durante il normale funzionamento, il regolatore turbina a vapore 16 è inattivo e interviene sulla turbina a vapore 7 attraverso gli attuatori 19 in pratica solo nelle fasi di avvio o in seguito a condizioni operative anomale (ad esempio, in caso di blocco).

Il regolatore di turbina a gas 15, inoltre, modifica se necessario il riferimento di potenza parziale W_{TG} in

modo da garantire un margine di riserva primaria MRP per la regolazione primaria di frequenza, ossia il margine di potenza che l'impianto 1 deve mantenere disponibile in caso di necessità per la regolazione primaria di frequenza della rete 9. Il margine di riserva primaria MRP viene posto interamente a carico della turbina a gas 5 perché i tempi di risposta sono molto più rapidi rispetto alla turbina a vapore 7 (decine di secondi contro alcuni minuti).

Con riferimento alla figura 2, il regolatore di turbina a gas 15 comprende un modulo stimatore 20, un nodo sottrattore 21, un selettore controllato 22, una porta di minimo 23, un modulo regolatore 25 e un modulo di memoria 24 programmabile.

Il modulo stimatore 20 riceve segnali di misura dall'interfaccia di acquisizione 17 e li utilizza per determinare una stima di potenza massima W_{TGMAX} , indicativa della massima potenza che la turbina a gas 5 è in grado di erogare nelle condizioni di funzionamento correnti. In particolare, il modulo stimatore 20 riceve una misura di potenza S_W , indicativa della potenza effettiva W_A correntemente erogata dall'impianto 1 per mezzo della turbina a gas 5; una misura di posizione IGV S_{IGV} , indicativa di una posizione corrente delle IGV; una prima misura di temperatura S_{TI} , indicativa della temperatura dell'aria all'ingresso del compressore 2; una misura di

pressione S_P , indicativa della pressione dell'aria all'ingresso del compressore 2; e una seconda misura di temperatura S_{TE} , indicativa della temperatura dei gas di scarico della turbina a gas 5. In una forma di realizzazione, la potenza effettiva W_A misurata è la potenza meccanica all'albero della turbina a gas 5. In una diversa forma di realizzazione, la potenza effettiva W_A misurata è la potenza elettrica attiva effettivamente erogata dall'alternatore 8 accoppiato alla turbina a gas 5.

Il nodo sottrattore 21 riceve rispettivamente la stima di potenza massima W_{TGMAX} dal modulo stimatore 20, a un ingresso minuendo 21a, e il margine di riserva primaria MRP, memorizzato nell'elemento di memoria 24, a un ingresso sottraendo 21b.

L'uscita del nodo sottrattore 21 fornisce a un ingresso del selettore controllato 22 un riferimento di potenza massimo stimato W_{TGMAX}^* per la turbina a gas 5. Il riferimento di potenza massimo stimato W_{TGMAX}^* è indicativo della massima potenza che la turbina a gas 5 può fornire, conservando il margine di riserva primaria MRP per la regolazione primaria di frequenza.

Un ulteriore ingresso del selettore controllato 22 riceve un riferimento di potenza massimo nominale W_{TGMAXN} , memorizzato nell'elemento di memoria 24. Il riferimento di potenza massimo nominale W_{TGMAXN} è indicativo della massima

potenza erogabile dalla turbina a gas 5 in condizioni operative ottimali.

Attraverso un segnale di controllo S_c , il regolatore di impianto 14 comanda il selettore controllato 22 in modo che sull'uscita del selettore controllato 22 sia trasmesso il riferimento di potenza massimo stimato W_{TGMAX}^* durante il normale funzionamento dell'impianto 1 e il riferimento di potenza massimo nominale W_{TGMAXN} durante il funzionamento in regolazione primaria di frequenza.

La porta di minimo 23 ha un ingresso 23a collegato all'uscita del selettore controllato 22 per ricevere uno fra il riferimento di potenza massimo stimato W_{TGMAX}^* e il riferimento di potenza massimo nominale W_{TGMAXN} , secondo le condizioni di funzionamento dell'impianto 1; e un ingresso 23b collegato al regolatore di impianto 14 (non mostrato in figura 2), per ricevere il primo riferimento di potenza W_{TG} .

La porta di minimo 23 fornisce al modulo regolatore 25 un riferimento di potenza effettivo W_{TG}^* che è dato a ogni istante dal minimo il primo riferimento di potenza W_{TG} e il riferimento di potenza selezionato dal selettore controllato 22 fra il riferimento di potenza massimo stimato W_{TGMAX}^* e il riferimento di potenza massimo nominale W_{TGMAXN} .

Il modulo regolatore 25 è di tipo noto (ad esempio

basato su un regolatore proporzionale-integrale) e agisce sugli attuatori 18 della turbina a gas 5 in modo che la potenza effettivamente erogata attraverso la turbina a gas 5 sia mantenuta attorno al riferimento di potenza effettivo W_{TG}^* . Il regolatore può inoltre operare in modo noto come limitatore per grandezze significative della turbina a gas 5 (ad esempio per la temperatura di scarico), utilizzando segnali forniti dall'interfaccia di acquisizione 17.

In condizioni operative ordinarie, l'impianto 1 non partecipa alla regolazione primaria di frequenza. Il regolatore di impianto 14 agisce sul selettore controllato 22 in modo da selezionare il riferimento di potenza massimo stimato W_{TGMAX}^* , che, come accennato in precedenza, è una stima della massima potenza che la turbina a gas 5 è effettivamente in grado di erogare nelle condizioni operative correnti, conservando il margine di riserva primaria MRP per la regolazione primaria di frequenza.

La porta di minimo 22 determina il riferimento di potenza effettivo W_{TG}^* in base al minimo fra il riferimento di potenza massimo stimato W_{TGMAX}^* e il primo riferimento di potenza W_{TG} determinato dal regolatore di impianto 14 per la turbina a gas 5. In pratica, il massimo riferimento di potenza fornito al modulo regolatore 25 viene automaticamente limitato dal regolatore turbina a gas 15 in modo che il margine di riserva primaria MRP sia comunque

disponibile. Non è quindi necessario l'intervento di operatori per fissare il margine di riserva primaria.

Quando invece l'impianto 1 opera in regolazione primaria di frequenza, il regolatore di impianto 14 agisce sul selettore controllato 22 in modo da selezionare il riferimento di potenza massimo nominale W_{TGMAXN} . In questo modo, la porta di minimo 23 trasmette comunque il primo riferimento di potenza W_{TG} determinato dal regolatore di impianto 14 e tutta la potenza effettivamente richiesta viene resa disponibile.

La figura 3 mostra più in dettaglio il modulo stimatore 20, che è configurato per stimare la potenza massima erogabile dalla turbina a gas 5 nelle condizioni operative correnti a partire dalla potenza effettiva W_A effettivamente erogata, dall'orientazione delle IGV 2a del compressore 2 e dalla differenza fra la temperatura dei gas allo scarico della turbina a gas 5 rispetto a una temperatura di riferimento.

In una forma di realizzazione, in particolare, il modulo stimatore 20 comprende stadi di elaborazione 26, 27, 28, 29, un nodo moltiplicatore 30 e un nodo sommatore 31.

Gli stadi di elaborazione 26, 27, 28 determinano e il nodo moltiplicatore 30 determinano un primo contributo residuo di potenza W_{IGV} dovuto alla differenza fra la posizione corrente delle IGV 2a e la posizione di massima

apertura. Il primo contributo residuo di potenza W_{IGV} è la potenza ancora disponibile per il fatto che le IGV 2a non sono nella posizione di massima apertura, a cui corrisponde la massima erogazione di potenza. Nella posizione di massima apertura delle IGV 2a, il primo contributo residuo di potenza W_{IGV} è nullo.

Più in dettaglio, lo stadio di elaborazione 26 determina, mediante una funzione F_1 , un contributo base W_{IGV}' . Gli stadi di elaborazione 27, 28 applicano rispettive funzioni di peso F_2 , F_3 alla prima misura di temperatura S_{TI} e alla misura di pressione S_P per determinare rispettivamente un coefficiente di correzione di temperatura K_T e un coefficiente di correzione di pressione K_P .

Il contributo base W_{IGV}^* , il coefficiente di correzione di temperatura K_T e il coefficiente di correzione di pressione K_P vengono alimentati al nodo moltiplicatore 30, che calcola il primo contributo residuo di potenza W_{IGV} e lo comunica al nodo sommatore 31. In pratica, il modulo stimatore 20 utilizza il coefficiente di correzione di temperatura K_T e il coefficiente di correzione di pressione K_P per correggere il contributo base W_{IGV}^* in funzione delle attuali condizioni ambientali (temperatura e pressione dell'aria).

Lo stadio di elaborazione 29 determina, mediante una

funzione F4, un secondo contributo residuo di potenza W_{TE} , dovuto alla differenza fra la temperatura attuale dei gas di scarico della turbina a gas 5 e una temperatura di riferimento. Il secondo contributo residuo di potenza W_{TE} è la potenza ancora disponibile per il fatto che la temperatura attuale dei gas di scarico è inferiore alla temperatura di riferimento. In una forma di realizzazione, la temperatura di riferimento è una temperatura dei gas di scarico in condizioni di carico base ("baseload") e lo stadio di elaborazione 29 determina il secondo contributo residuo di potenza W_{TE} moltiplicando la differenza fra la temperatura attuale dei gas di scarico e la temperatura di riferimento per un coefficiente. In un esempio non limitativo, il coefficiente è $0,6 \text{ MW/}^{\circ}\text{C}$.

Il primo contributo residuo di potenza W_{IGV} (corretto in funzione della temperatura e della pressione ambientali attuali) e il secondo contributo residuo di potenza W_{TE} vengono forniti al nodo sommatore 31 e sommati alla misura di potenza S_w per determinare la stima di potenza massima W_{TGMAX} , che viene fornito al selettore controllato 22, come sopra descritto.

La stima di potenza massima W_{TGMAX} serve per fissare il riferimento di potenza effettivo W_{TG}^* in modo da garantire il margine di riserva primaria MRP, secondo quanto descritto con riferimento alla figura 2. Per determinare la

stima di potenza massima W_{TGMAX} , il modulo stimatore 20 somma la misura di potenza S_W , relativa alla potenza attualmente erogata, e i margini residui non erogati per effetto della regolazione, rispetto alle condizioni di massima potenza. In particolare, il modulo stimatore 20 utilizza i contributi dovuti all'incompleta apertura delle IGV 2a e alla differenza di temperatura allo scarico rispetto alla temperatura di riferimento. La misura di potenza S_W rispecchia le effettive condizioni di funzionamento dell'impianto 1 e dà conto, oltre che delle condizioni ambientali di temperatura e pressione, anche dello stato di tutti i componenti che concorrono a definire la potenza erogata. I margini residui non erogati per effetto della regolazione possono essere determinati con elevata precisione e quindi anche la stima di potenza massima W_{TGMAX} , ossia la stima della massima potenza che la turbina a gas 5 è in grado di erogare nelle condizioni di funzionamento attuali, è estremamente accurata. L'apparecchiatura di controllo 12 è quindi in grado di gestire in modo completamente automatico il margine di riserva primaria e di limitare allo stretto necessario la quota di energia "congelata", garantendo comunque che i requisiti di legge siano soddisfatti. Lo sfruttamento dell'impianto 1 è quindi nel complesso migliorato.

Risulta infine evidente che al metodo e all'impianto

descritti possono essere apportate modifiche e varianti,
senza uscire dall'ambito della presente invenzione, come
definito nelle rivendicazioni allegate.

RIVENDICAZIONI

1. Metodo per la gestione del margine di riserva primaria in un impianto per la produzione di energia elettrica, in cui l'impianto (1) include una turbina a gas (5);

il metodo comprendendo:

determinare una stima (W_{TGMAX}) di una potenza massima erogabile dalla turbina a gas (5);

sottrarre un margine (MRP) dalla stima (W_{TGMAX}), per determinare un riferimento di potenza massimo stimato (W_{TGMAX}^*) per la turbina a gas (5); e

in una condizione operativa, determinare un riferimento di potenza effettivo (W_{TG}^*) per la turbina a gas (5) in modo che il riferimento di potenza effettivo (W_{TG}^*) sia non superiore al riferimento di potenza massimo stimato (W_{TGMAX}^*);

il metodo essendo caratterizzato dal fatto che determinare la stima (W_{TGMAX}) comprende:

determinare una misura di potenza (S_W), indicativa di una potenza effettiva (W_A) fornita dall'impianto (1) attraverso la turbina a gas (5);

determinare un primo contributo di potenza (W_{IGV}), correlato a una differenza fra una posizione corrente di pale orientabili (2a) di un compressore (2) accoppiato alla turbina a gas (5) e una posizione di riferimento delle pale

orientabili (2a);

determinare un secondo contributo di potenza (W_{TE}), correlato a una differenza fra una temperatura attuale dei gas di scarico della turbina a gas (5) e una temperatura di riferimento dei gas di scarico della turbina a gas (5); e

sommare il primo contributo di potenza (W_{IGV}) e il secondo contributo di potenza (W_{TE}) alla misura di potenza (S_W).

2. Metodo secondo la rivendicazione 1, in cui determinare il primo contributo di potenza (W_{IGV}) comprende determinare un contributo base (W_{IGV}^*) in funzione della posizione corrente delle pale orientabili (2a) del compressore (2).

3. Metodo secondo la rivendicazione 2, in cui determinare il primo contributo di potenza (W_{IGV}) comprende correggere il contributo base (W_{IGV}^*) in funzione di una temperatura dell'aria all'ingresso del compressore (2).

4. Metodo secondo la rivendicazione 3, in cui correggere il primo contributo di potenza (W_{IGV}) comprende determinare un coefficiente di correzione di temperatura (K_T) in funzione della temperatura dell'aria all'ingresso del compressore (2) e applicare il coefficiente di correzione di temperatura (K_T) al contributo base (W_{IGV}^*).

5. Metodo secondo una qualsiasi delle rivendicazioni da 2 a 4, in cui determinare il primo contributo di potenza

(W_{IGV}) comprende correggere il contributo base (W_{IGV}^*) in funzione di una pressione dell'aria all'ingresso del compressore (2).

6. Metodo secondo la rivendicazione 5, in cui correggere il primo contributo di potenza (W_{IGV}) comprende determinare un coefficiente di correzione di pressione (K_P) in funzione della pressione dell'aria all'ingresso del compressore (2) e applicare il coefficiente di correzione di pressione (K_P) al contributo base (W_{IGV}^*).

7. Metodo secondo una qualsiasi delle rivendicazioni precedenti, comprendente determinare un riferimento di potenza di turbina a gas (W_{TG}) e in cui determinare il riferimento di potenza effettivo (W_{TG}^*) comprende selezionare il minimo fra riferimento di potenza di turbina a gas (W_{TG}) e il riferimento di potenza massimo stimato (W_{TGMAX}^*) nella condizione operativa.

8. Metodo secondo una qualsiasi delle rivendicazioni precedenti, in cui la posizione di riferimento delle pale orientabili (2a) è una posizione di massima apertura.

9. Metodo secondo una qualsiasi delle rivendicazioni precedenti, in cui la temperatura di riferimento dei gas di scarico della turbina a gas (5) è una temperatura in condizioni di carico base.

10. Impianto per la produzione di energia elettrica comprendente:

un compressore (2), avente uno stadio di pale statoriche orientabili (2a);

una turbina a gas (5); e

un regolatore (14, 15) accoppiato alla turbina a gas (5);

in cui il regolatore (14, 15) comprende:

un modulo stimatore (20), configurato per determinare una stima (W_{TGMAX}) di una potenza massima erogabile dalla turbina a gas (5);

un sottrattore (21), per sottrarre un margine (MRP) dalla stima (W_{TGMAX}) e determinare un riferimento di potenza massimo stimato (W_{TGMAX}^*) per la turbina a gas (5); e

mezzi di selezione (22, 23), per determinare, in una condizione operativa, un riferimento di potenza effettivo (W_{TG}^*) per la turbina a gas (5) in modo che il riferimento di potenza effettivo (W_{TG}^*) sia non superiore al riferimento di potenza massimo stimato (W_{TGMAX}^*);

caratterizzato dal fatto che il modulo stimatore (20) comprende:

un'interfaccia di acquisizione (17), configurata per determinare una misura di potenza (S_W), indicativa di una potenza effettiva (W_A) fornita dall'impianto (1) attraverso la turbina a gas (5);

primi mezzi di calcolo (26, 27, 28, 30), configurati per determinare un primo contributo di potenza (W_{IGV}),

correlato a una differenza fra una posizione corrente di pale orientabili (2a) di un compressore (2) accoppiato alla turbina a gas (5) e una posizione di riferimento delle pale orientabili (2a);

secondi mezzi di calcolo (29), configurati per determinare un secondo contributo di potenza (W_{TE}), correlato a una differenza fra una temperatura attuale dei gas di scarico della turbina a gas (5) e una temperatura di riferimento dei gas di scarico della turbina a gas (5); e

un sommatore (31), per sommare il primo contributo di potenza (W_{IGV}) e il secondo contributo di potenza (W_{TE}) alla misura di potenza (S_W).

11. Impianto secondo la rivendicazione 10, in cui i primi mezzi di calcolo (26, 27, 28, 30) comprendono un primo stadio di elaborazione (26) configurato per determinare un contributo base (W_{IGV}^*) in funzione della posizione corrente delle pale orientabili (2a) del compressore (2).

12. Impianto secondo la rivendicazione 11, in cui i primi mezzi di calcolo (26, 27, 28, 30) comprendono un secondo stadio di elaborazione (27), configurato per correggere il contributo base (W_{IGV}^*) in funzione di una temperatura dell'aria all'ingresso del compressore (2).

13. Impianto secondo la rivendicazione 12, in cui i primi mezzi di calcolo (26, 27, 28, 30) comprendono un

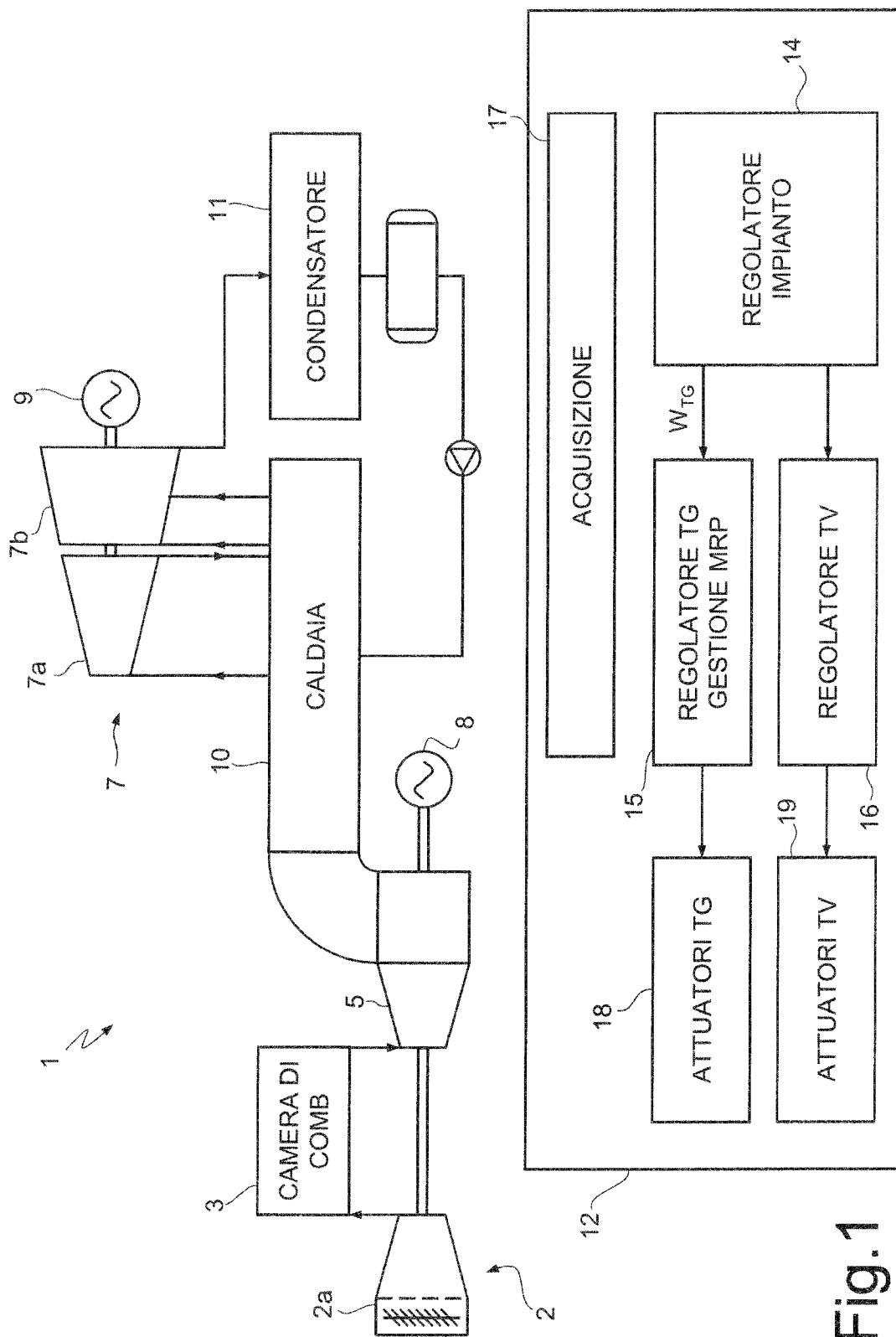
terzo stadio di elaborazione (28), configurato per correggere il contributo base (W_{IGV}^*) in funzione di una pressione dell'aria all'ingresso del compressore (2).

14. Impianto secondo una qualsiasi delle rivendicazioni da 11 a 13, in cui la posizione di riferimento delle pale orientabili (2a) è una posizione di massima apertura.

15. Metodo secondo una qualsiasi delle rivendicazioni da 11 a 14, in cui la temperatura di riferimento dei gas di scarico della turbina a gas (5) è una temperatura in condizioni di carico base.

p.i.: ANSALDO ENERGIA S.P.A.

Andrea BERNOTTI



p.i.: ANSALDO ENERGIA S.P.A.

Andrea BERNOTTI
(Iscrizione Albo nr. 1090/B)

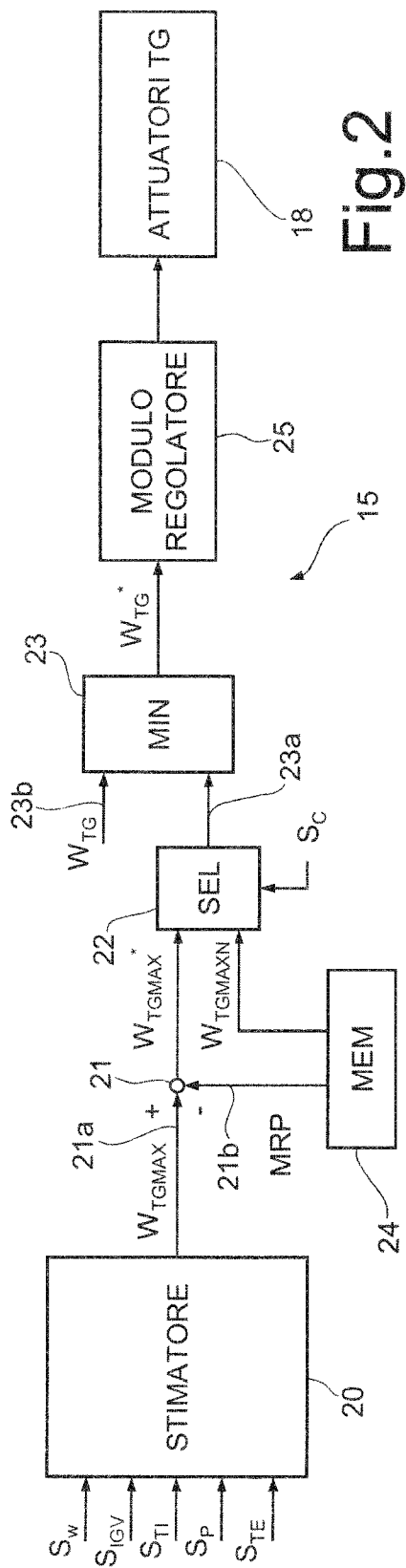


Fig.2

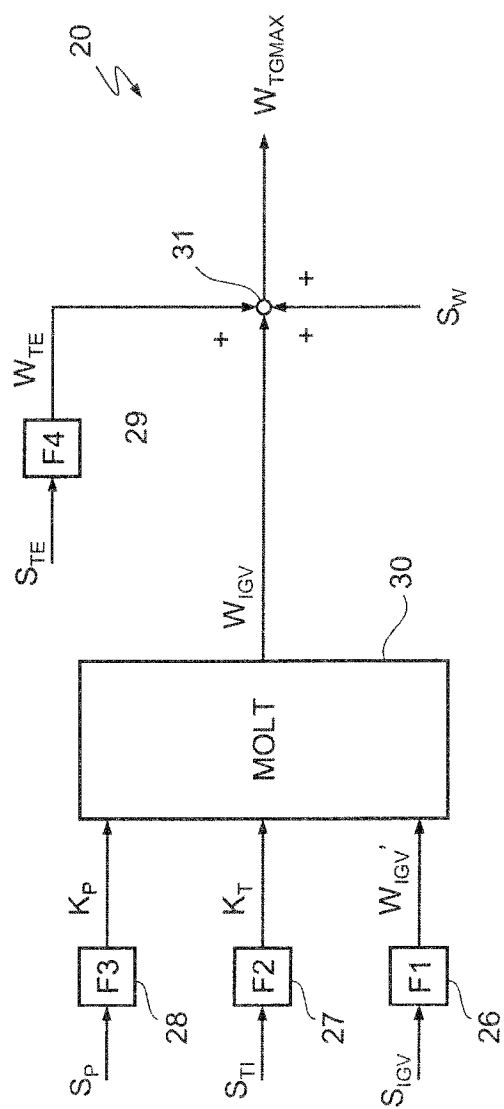


Fig.3