

(19) 日本国特許庁(JP)

(12) 特 許 公 報(B2)

(11) 特許番号

特許第6157901号
(P6157901)

(45) 発行日 平成29年7月5日(2017.7.5)

(24) 登録日 平成29年6月16日(2017.6.16)

(51) Int. Cl.		F I		
H02J	3/24	(2006.01)	H02J	3/24
H02J	3/38	(2006.01)	H02J	3/38 110
H02J	3/46	(2006.01)	H02J	3/46

請求項の数 8 (全 15 頁)

<p>(21) 出願番号 特願2013-79780 (P2013-79780)</p> <p>(22) 出願日 平成25年4月5日(2013.4.5)</p> <p>(65) 公開番号 特開2014-204577 (P2014-204577A)</p> <p>(43) 公開日 平成26年10月27日(2014.10.27)</p> <p>審査請求日 平成28年4月1日(2016.4.1)</p>	<p>(73) 特許権者 000003078 株式会社東芝 東京都港区芝浦一丁目1番1号</p> <p>(74) 代理人 100081961 弁理士 木内 光春</p> <p>(72) 発明者 廣政 勝利 東京都港区芝浦一丁目1番1号 株式会社東芝内</p> <p>(72) 発明者 高崎 耕太郎 東京都港区芝浦一丁目1番1号 株式会社東芝内</p> <p>審査官 早川 卓哉</p>
---	--

最終頁に続く

(54) 【発明の名称】 電力系統の需給制御システム及び需給制御装置

(57) 【特許請求の範囲】

【請求項1】

負荷周波数制御(LFC)発電機又は経済負荷配分制御(ELD)発電機として使用される複数の発電機と、電力系統において周波数変化量(F)を検出するF検出部と、連系線潮流変化量(PT)を検出するPT検出部と、自然エネルギー(N)を検出する自然エネルギー検出部と、を備え、かつ、

前記周波数変化量(F)と前記連系線潮流変化量(PT)と自然エネルギー検出部(N)の出力を用いて地域要求電力(AR)を算出するAR計算部と、算出した地域要求電力(AR)を平滑化処理するAR平滑部と、平滑化した地域要求電力(AR)を発電機毎に配分するAR配分部と、当該配分された地域要求電力(AR)及び経済負荷配分制御(ELD)にて算出したELDスケジュールから目標指令値を算出する目標指令値算出部と、各発電機に前記目標指令値を発すると共に、発電機をLFC発電機又はELD発電機のどちらかに切替える指令を発する指令部と、を有する電力系統の需給制御システムにおいて、

前記AR計算部は、自然エネルギーの出力変動と一般負荷の需要変動を分離した上でAR算出を行い、

前記AR平滑部は、前記AR計算部において前記分離して算出された自然エネルギーの出力変動による地域要求電力(AR)と、一般負荷の需要変動による地域要求電力(AR)に対して、それぞれ別の平滑化処理を行った後に合算することで、平滑化した地域要求電力(AR)を求めることを特徴とする電力系統の需給制御システム。

10

20

【請求項 2】

前記指令部は、前記地域要求電力（AR）がプラス方向の所定の値の閾値を超えたとき又はマイナス方向の所定の値の閾値を下回ったときに、該当するELD対象発電機をELD除外発電機に切替え、かつLFC除外発電機からLFC対象発電機に切替えることを特徴とする請求項1記載の電力系統の需給制御システム。

【請求項 3】

前記指令部は、前記地域要求電力（AR）が所定の値の第1の閾値未満で、当該第1の閾値より小さい値の第2の閾値を超えるとときに、該当するLFC対象発電機をLFC除外発電機に切替え、かつ、ELD除外発電機からELD対象発電機に切替えることを特徴とする請求項1記載の電力系統の需給制御システム。

10

【請求項 4】

該当するLFC対象発電機若しくはLFC除外発電機、又はELD対象発電機若しくはELD除外発電機が複数台の場合は、運用者が付した優先順位に応じた発電機を選択して当該発電機の切替えを行なうことを特徴とする請求項1乃至3のいずれか1項記載の電力系統の需給制御システム。

【請求項 5】

電力系統における周波数変化量（F）と連系線潮流変化量（PT）と自然エネルギー検出部（N）の出力を用いて地域要求電力（AR）を算出するAR計算部と、算出した地域要求電力（AR）を平滑化处理するAR平滑部と、平滑化した地域要求電力（AR）を発電機毎に配分するAR配分部と、当該配分された地域要求電力（AR）及び経済負荷配分制御（ELD）にて算出したELDスケジュールから目標指令値を算出する目標指令値算出部と、各発電機に前記目標指令値を発すると共に、発電機をLFC発電機またはELD発電機のどちらかに切替える指令を発する指令部と、を有する電力系統の需給制御装置において、

20

前記AR計算部は、自然エネルギーの出力変動と一般負荷の需要変動を分離した上でAR算出を行い、

前記AR平滑部は、前記AR計算部において前記分離して算出された自然エネルギーの出力変動による地域要求電力（AR）と、一般負荷の需要変動による地域要求電力（AR）に対して、それぞれ別の平滑化处理を行った後に合算することで、平滑化した地域要求電力（AR）を求めることを特徴とする電力系統の需給制御装置。

30

【請求項 6】

前記指令部は、前記地域要求電力（AR）がプラス方向の所定の値の閾値を超えたとき又はマイナス方向の所定の値の閾値を下回ったときに、該当するELD対象発電機をELD除外発電機に切替え、かつLFC除外発電機からLFC対象発電機に切替えることを特徴とする請求項5記載の電力系統の需給制御装置。

【請求項 7】

前記指令部は、前記地域要求電力（AR）が所定の値の第1の閾値未満で、当該第1の閾値より小さい値の第2の閾値を超えるとときに、該当するLFC対象発電機をLFC除外発電機に切替え、かつ、ELD除外発電機からELD対象発電機に切替えることを特徴とする請求項5記載の電力系統の需給制御装置。

40

【請求項 8】

該当するLFC対象発電機若しくはLFC除外発電機、又はELD対象発電機若しくはELD除外発電機が複数台の場合は、運用者が付した優先順位に応じた発電機を選択して当該発電機の切替えを行なうことを特徴とする請求項5乃至7のいずれか1項記載の電力系統の需給制御装置。

【発明の詳細な説明】

【技術分野】

【0001】

本発明の実施形態は、電力系統の需給制御性能を向上できる需給制御システム及び需給制御装置に関する。

50

【背景技術】

【0002】

電力システムの需要（負荷）は、季節的・時間的・瞬間的に時々刻々絶えず変動している。その負荷変動については、変化幅の小さい種々の振動及び周期を有する脈動成分や不規則な変動成分が重畳したものと考えられ、数分周期までの微小変動分のサイクリック分、数分から10数分程度までの短周期変動分のフリンジ分、及び、10数分以上の長周期変動分のサステンド分の主に3つの成分に分けられる。

【0003】

サイクリック分のような極めて短周期のものはシステムの負荷特性より、また、それ以上の数分程度の周期変動のものはガバナフリー運転する発電所の调速機の特性を適正にすれば、自動的に調整される。それ以上の周期成分においては、電力会社の中央給電指令所において、それぞれの周期成分を対象とした制御分担が行われている。

10

【0004】

フリンジ分のような変動周期が10数分までの負荷変動については、サイクリック分 비해変動量も大きくなりガバナフリーだけでは調整しきれなくなる。このため、負荷周波数制御（LFC: Load Frequency Control）により、周波数偏差、電力変動量を検出して発電機の出力を調整する。

【0005】

変動周期がそれ以上の長い負荷変動のサステンド分においては、負荷変動もかなり大きく、1日の負荷曲線によって支配される変化の一部と考えることができる。このため、負荷周波数制御だけでは発電所の出力変化能力が不足することがあり、発電所間の経済的な負荷配分が問題となってくる。従って、このような長周期の負荷変動に対しては、発電所の経済運用が主体となり、経済負荷配分制御（ELD: Economic Load Dispatch）による給電調整を行う。

20

【0006】

これらの負荷周波数制御システム、ならびに経済負荷配分制御システムは、電力会社における中央給電指令所の最重要機能であり、LFCの最大の目的は、連系線潮流、系統周波数を一定に維持すること、また、ELDにおいては最経済となるような運用計画を行うことである。以下、LFCとELDを合わせて需給制御方式または需給制御と記す。

【0007】

LFCでは、中央給電指令所にてシステムの周波数や他系統との連系線潮流の変化に応じて各発電機（発電ユニット）の出力調整の指令を行う。この出力調整の指令は全ての発電ユニットに対して出されるのではなく、速い出力変動を行っても問題とならない石油焼き火力発電ユニットや水力ユニットに対して出され、原子力ユニットや石炭焼き火力ユニット、さらには運用上の理由で出力変動を避けたい発電ユニットには出さないのが一般的である。このように、LFCでは中央給電指令所から指令が出されるため、実際に出力が変化するまでには数十秒程度の遅れがあるのが一般的である。

30

【0008】

LFCにおいては、主として、以下の3方式に分類することができる。

第1の方式は、周波数変化量（ F ）を検出して、これを少なくするように発電機の出力を調整し、系統周波数のみを規定値に保とうとする定周波数制御方式（FFC: Flat Frequency Control）である。

40

【0009】

第2の方式は、連系線潮流変化量（ PT ）を検出して、これを少なくするように発電機の出力を調整し、連系線潮流のみを規定値に保とうとする定連系電力制御方式（FTC: Flat Tie Line Control）である。

【0010】

第3の方式は、周波数変化量（ F ）と連系線潮流変化量（ PT ）とを検出し、これらから需給アンバランス分である地域要求電力（ AR ）を算出し、その量に応じて発電機の出力を調整する周波数バイアス連系線電力制御方式（TBC: Tie Line Bias Control

50

)である。

【0011】

前記の3方式のうち、現在、日本の殆どの電力会社でTBC方式が行なわれている。このTBC方式は、以下の手順にて行われている。

【0012】

まず、周波数変化量(ΔF)と連系線潮流変化量(ΔPT)を用い、(1)式により地域要求電力(AR)を算出する。

【数1】

$$AR = -K \cdot \Delta F + \Delta PT \quad \dots\dots(1)$$

10

ここで、

K : 系統定数

ΔPT : 自系統に流入する潮流がプラス方向

【0013】

前記の地域要求電力(AR)の値が正であれば、系統全体として発電機出力を上げる必要があり、逆に、負の値であれば、系統全体として発電機出力を下げる必要がある。

【0014】

次に、地域要求電力(AR)をフィルタリングする。このためには、過去の地域要求電力(AR)を用いて指数平滑等によるフィルタリングを行い、地域要求電力(AR)を低速機(例えば、出力変化速度の遅い火力機)と高速機(例えば、出力変化速度の速い水力機)にて分担する。また、地域要求電力(AR)を周波数分解し、周期成分の短いものは低速機にて分担し、周期成分の長いものは高速機にて分担するような方法もある。

20

【0015】

さらに、フィルタリング又は周波数分解した地域要求電力(AR)を各発電機へ配分する。この際、低速機、高速機別に負荷周波数制御が行われている全ての発電機に対して、その発電機の出力変化速度比又は出力余裕比等にて配分する。

【0016】

次に、各発電機の目標指令値を算出する。この際、配分された地域要求電力(AR)と、経済負荷配分制御(ELD)にて算出したELDスケジュールを足し合わせる等により算出する。目標指令値には、ある基準値以上を逸脱しないように上下限值が設けられている場合もある。

30

【0017】

さらに、各発電機が中央給電指令所からの目標指令値を受取り、各発電機の出力が変動し、その結果、系統周波数、並びに連系線潮流が変化する。その後、地域要求電力(AR)を算出する最初の手順に戻る。

【先行技術文献】

【特許文献】

【0018】

【特許文献1】特許第3930218号公報

40

【非特許文献】

【0019】

【非特許文献1】「電力システム工学」丸善 P104

【発明の概要】

【発明が解決しようとする課題】

【0020】

TBC方式にてLFC発電機、ELD発電機の出力を調整することにより、系統全体の周波数、ならびに電力会社間の連系線潮流を規定値に近づける制御を行うことができるが、以下のような課題が挙げられる。

50

【 0 0 2 1 】

前記手順にて示したように、フィルタリング又は周波数分解した地域要求電力（A R）は各発電機に配分されることになるが、近年、自然エネルギーの増加に伴い、今後は太陽光発電、風力発電等の出力制御ができない供給源が増えることが予想される。その場合、需給アンバランス量が増大し、また、自然エネルギーの急激な出力変動により、地域要求電力（A R）の変動が増大することが予想される。特に、地域要求電力（A R）には平滑化処理が行われていることが多く、自然エネルギーの急激な出力変動に対してL F C発電機の出力追従が遅れる可能性があり、制御性能を阻害するおそれがある。

【 0 0 2 2 】

他方、自然エネルギーによる出力変動が小さくなるような場合、需給アンバランス量は減少し、その場合、地域要求電力（A R）が比較的小さく変動することが予想される。そのような場合においては、L F C調整量（各発電機に対するA R配分量）は小さく確保しておくだけでよく、L F C対象発電機台数を少なく投入すべきである。しかし、L F C対象発電機台数が多い状態で運用されていたときに、運用者によるL F C対象発電機の切替えが行われなかったとすれば、本来、経済負荷配分にて求めたE L Dスケジュールの出力から極力変動させたくない発電機に対しても地域要求電力（A R）を配分することになり、ベース出力から外れ、経済性を阻害しているおそれがある。

【 0 0 2 3 】

前述した理由により、自然エネルギー増大に伴う需給アンバランス量が増加した際に、現行のL F C方式では、地域要求電力（A R）を十分に配分しきれず、制御残の増大を招き、制御性能が低下していた。また、本来、必要ないL F C対象発電機やE L D発電機が並列されていたことにより経済性が低下していた。

【 0 0 2 4 】

本発明の実施形態は、電力系統の需給制御性能を向上できる需給制御システム及び需給制御装置を提供することを目的とする。

【 課題を解決するための手段 】

【 0 0 2 5 】

上述の目的を達成するため、本発明の実施形態は、負荷周波数制御（L F C）発電機又は経済負荷配分制御（E L D）発電機として使用される複数の発電機と、電力系統において周波数変化量（ F ）を検出する F 検出部と、連系線潮流変化量（ P T ）を検出する P T 検出部と、自然エネルギー（ N ）を検出する自然エネルギー検出部と、を備え、かつ、前記周波数変化量（ F ）と前記連系線潮流変化量（ P T ）と自然エネルギー検出部（ N ）の出力を用いて地域要求電力（ A R ）を算出する A R 計算部と、算出した地域要求電力（ A R ）を平滑化処理する A R 平滑部と、平滑化した地域要求電力（ A R ）を発電機毎に配分する A R 配分部と、当該配分された地域要求電力（ A R ）及び経済負荷配分制御（ E L D ）にて算出した E L D スケジュールから目標指令値を算出する目標指令値算出部と、各発電機に前記目標指令値を発すると共に、発電機を L F C 発電機又は E L D 発電機のどちらかに切替える指令を発する指令部と、を有する電力系統の需給制御システムにおいて、前記 A R 計算部は、自然エネルギーの出力変動と一般負荷の需要変動を分離した上で A R 算出を行い、前記 A R 平滑部は、前記 A R 計算部において前記分離して算出された自然エネルギーの出力変動による地域要求電力（ A R ）と、一般負荷の需要変動による地域要求電力（ A R ）に対して、それぞれ別の平滑化処理を行った後に合算することで、平滑化した地域要求電力（ A R ）を求めることを特徴とする。

【 0 0 2 6 】

また、本発明の実施形態は、電力系統における周波数変化量（ F ）と連系線潮流変化量（ P T ）と自然エネルギー検出部（ N ）の出力を用いて地域要求電力（ A R ）を算出する A R 計算部と、算出した地域要求電力（ A R ）を平滑化処理する A R 平滑部と、平滑化した地域要求電力（ A R ）を発電機毎に配分する A R 配分部と、当該配分された地域要求電力（ A R ）及び経済負荷配分制御（ E L D ）にて算出した E L D スケジュールから目標指令値を算出する目標指令値算出部と、各発電機に前記目標指令値を発すると共に、発電

10

20

30

40

50

機をLFC発電機またはELD発電機のどちらかに切替える指令を発する指令部と、を有する電力系統の需給制御装置において、前記AR計算部は、自然エネルギーの出力変動と一般負荷の需要変動を分離した上でAR算出を行い、前記AR平滑部は、前記AR計算部において前記分離して算出された自然エネルギーの出力変動による地域要求電力(AR)と、一般負荷の需要変動による地域要求電力(AR)に対して、それぞれ別の平滑化処理を行った後に合算することで、平滑化した地域要求電力(AR)を求めることを特徴とする。

【図面の簡単な説明】

【0027】

【図1】本発明の各実施形態で用いられる電力系統の需給制御システムの構成を示すブロック図。

10

【図2】発電機への地域要求電力(AR)の配分手順を示すフローチャート。

【図3】地域要求電力(AR)の配分を判定する手順を示すフローチャート。

【図4】経済負荷配分計算の実施を判定する手順を示すフローチャート。

【図5】LFC方式によるARの算出方法を説明するブロック図。

【図6】第1の実施形態によるARの算出方法を説明するブロック図。

【図7】第2の実施形態によるLFC発電機及びELD発電機の切替え手順を示すフローチャート。

【図8】第2の実施形態によるLFC発電機及びELD発電機の切替えタイミングを示すグラフ。

【図9】第2の実施形態によるLFC発電機及びELD発電機の切替えタイミングを示すグラフ。

20

【図10】第3の実施形態によるLFC発電機及びELD発電機の切替え手順を示すフローチャート。

【図11】第3の実施形態によるLFC発電機及びELD発電機の切替えタイミングを示すグラフ。

【図12】第4の実施形態における優先順位モードへの変更手順を示すフローチャート。

【発明を実施するための形態】

【0028】

以下、本発明の実施形態について、図面を参照して具体的に説明する。

(システムの全体構成)

30

図1は、本発明の各実施形態で用いられる電力系統の需給制御システムの構成を示すブロック図である。

【0029】

図1において、電力系統1は、その内部に複数の発電機G1、G2、...、Gnを有し、他系統3との間で連系線4を介して連系されている。発電機G1、G2、...、Gnは、それぞれLFC発電機またはELD発電機のいずれにも使用可能とされており、所定のタイミングでLFC発電機からELD発電機へ、またはELD発電機からLFC発電機へ切替えて使用される。

【0030】

各発電機G1、G2、...、Gnは、検出用の信号線11を介して計算機2内の夫々の発電機出力信号入力部20-1、20-2、...、20-nに接続され、制御用の信号線12を介して夫々の指令部23-1、23-2、...、23-nに接続されている。さらに、発電機出力信号入力部20-1、20-2、...、20-nと指令部23-1、23-2、...、23-nは、共に目標指令値作成部22-1、22-2、...、22-nに接続されている。

40

【0031】

また、電力系統1の内部には、PT検出部とF検出部とを有するデータ検出部10が設けられ、信号線13を介して、計算機2の内部に設けられた自然エネルギー考慮AR計算部24と接続されている。さらに、自然エネルギー検出部N1~NXが信号線13'を介して自然エネルギー考慮AR計算部24と接続されている。

50

【 0 0 3 2 】

自然エネルギー考慮 A R 計算部 2 4 の出力側には、順に、A R 平滑部 2 5、A R 配分部 2 6 が配置される。A R 平滑部 2 5 は、E L D スケジュール計算部 3 0 とも接続され、この E L D スケジュール計算部 3 0 はさらに目標指令値作成部 2 2 - 1 ~ 2 2 - n に接続されている。また、発電機出力信号入力部 2 0 - 1、2 0 - 2、...、2 0 - n の出力側には発電端総需要計算部 2 7 が接続され、この発電端総需要計算部 2 7 の出力側にオンライン予測需要部 2 8 が設けられる。このオンライン予測需要部 2 8 と前日運転計画部 2 9 が、共に E L D スケジュール計算部 3 0 と接続される。

【 0 0 3 3 】

(発電機出力信号入力部、目標指令値作成部)

10

発電機出力信号入力部 2 0 - 1、2 0 - 2、...、2 0 - n は、それぞれ、目標指令値作成部 2 2 - 1、2 2 - 2、...、2 2 - n に各発電機出力信号を出力する。目標指令値作成部 2 2 - 1、2 2 - 2、...、2 2 - n は、受信した信号に基づいて各発電機出力信号を作成し、それぞれ、指令部 2 3 - 1、2 3 - 2、...、2 3 - n に伝送する。

【 0 0 3 4 】

(指令部)

指令部 2 3 - 1、2 3 - 2、...、2 3 - n は、各発電機に指令値を発する機能と、発電機を L F C 発電機または E L D 発電機のどちらかに切替える指令を発する機能を備えている。

【 0 0 3 5 】

20

(自然エネルギー考慮 A R 計算部)

自然エネルギー考慮 A R 計算部 2 4 は、電力系統のデータ検出部 1 0 から検出された周波数変化量 (F) と連系線潮流変化量 (P T) と、電力系統に並列する自然エネルギー検出部からの自然エネルギー (N 1 ~ N X) の出力値とを入力して、A R 値の計算を行う。自然エネルギー考慮 A R 計算部 2 4 からの出力は、A R 平滑部 2 5 に入力され、A R 配分部 2 6 を経由して、各発電機への目標指令値作成部 2 2 - 1、2 2 - 2、...、2 2 - n に入力される。

【 0 0 3 6 】

(発電端総需要計算部)

30

発電端総需要計算部 2 7 は、各発電機出力信号入力部 2 0 - 1、2 0 - 2、...、2 0 - n からの発電機出力を取り込んで、発電端総需要を計算する。そして、オンライン予測需要部 2 8 によるオンライン予測需要と前日運転計画部 2 9 による前日運転計画が E L D スケジュール計算部 3 0 に入力される。E L D スケジュール計算部 3 0 による経済負荷配分の計算結果 (E L D 値) は、各目標指令値作成部 2 2 - 1、2 2 - 2、...、2 2 - n へ入力される。

【 0 0 3 7 】

以上説明したように、各目標指令値作成部 2 2 - 1、2 2 - 2、...、2 2 - n への入力には、各発電機出力信号入力部 2 0 - 1、2 0 - 2、...、2 0 - n の出力と、A R 配分部 2 6 からの配分量と、E L D スケジュール計算部 3 0 からの経済負荷配分の計算結果 (E L D 値) がある。各目標指令値作成部 2 2 - 1、2 2 - 2、...、2 2 - n は、各発電機 G 1、G 2、...、G n の出力信号と、A R 値と、E L D 値とを入力して目標値を作成する。

40

【 0 0 3 8 】

なお、計算機 2 には、作業者と機械との間で情報のやりとりを行なうための M M I (M a n M a c h i n e I n t e r f a c e) 5 が設けられている。

【 0 0 3 9 】

(本システムにおける処理手順)

図 2 は、図 1 の電力系統の需給制御システムを用いた発電機への地域要求電力 (A R) の配分手順を示すフローチャートである。

【 0 0 4 0 】

まず、ステップ S 2 0 で、電力系統から検出された周波数変化量 (F) と連系線潮流

50

変化量 (P T) と自然エネルギーの出力値 (N 1 ~ N X) が計算機 2 内の自然エネルギー考慮 A R 計算部 2 4 に入力され、ここで地域要求電力 (A R) が計算される。

【 0 0 4 1 】

次いで、ステップ S 2 1 において、A R 平滑部 2 5 により地域要求電力 (A R) が平滑化される。平滑化後は、A R 配分部 2 6 によるステップ S 2 2 と、E L D スケジュール計算部 3 0 によるステップ S 2 0 2 に分岐される。ステップ S 2 2 では、A R 配分部 2 6 により各発電機に対する地域要求電力 (A R) の配分量が算出され、ステップ S 2 3 で、目標指令値作成部 2 2 - 1、2 2 - 2、...、2 2 - n へそれぞれ入力される。

【 0 0 4 2 】

その後、ステップ S 2 4 で、目標指令値作成部 2 2 - 1、2 2 - 2、...、2 2 - n からの目標指令値がそれぞれ指令部 2 3 - 1、2 3 - 2、...、2 3 - n に伝達され、ステップ S 2 5 で、各発電機 G 1、G 2、...、G n に指令を出すことになる。

10

【 0 0 4 3 】

一方、ステップ S 2 0 1 において、オンライン予測需要部 2 8 によりオンライン予測需要の運用データが作成され、前日運転計画部 2 9 により前日運転計画の運用データが作成される。

【 0 0 4 4 】

また、ステップ S 2 0 2 において、E L D スケジュール計算部 3 0 により経済負荷配分の計算結果 (E L D 値) が作成され、各目標指令値作成部 2 2 - 1、2 2 - 2、...、2 2 - n に入力される。その後は、前述したステップ S 2 3 ~ ステップ S 2 5 が行われる。

20

【 0 0 4 5 】

図 3 は、地域要求電力 (A R) の配分を判定する手順を示すフローチャートである。

【 0 0 4 6 】

まず、ステップ S 3 1 において、指令部 2 3 - 1、2 3 - 2、...、2 3 - n は、発電機毎に予め決められた設定や、運用者による任意の設定を基に、L F C 対象となっている発電機か否かを判断する。L F C 対象となっている発電機の場合 (ステップ S 3 1 で Y e s)、ステップ S 3 2 で A R 配分部 2 6 は、地域要求電力 (A R) を配分する。一方、L F C 対象外の発電機の場合 (ステップ S 3 1 で N o) は、ステップ S 3 3 で地域要求電力 (A R) を配分しない。

【 0 0 4 7 】

30

図 4 は、経済負荷配分計算の実施を判定する手順を示すフローチャートである。

【 0 0 4 8 】

まず、ステップ S 4 1 において、指令部 2 3 - 1、2 3 - 2、...、2 3 - n は、発電機毎に予め決められた設定や、運用者による任意の設定を基に、E L D 対象となっている発電機か否かを判断する (ステップ S 4 1)。E L D 対象となっている発電機の場合 (ステップ S 4 1 で Y e s)、ステップ S 4 2 で E L D スケジュール計算部 3 0 は、E L D 計算により経済負荷配分計算を行う。一方、E L D 対象外の発電機の場合 (ステップ S 4 1 で N o) は、ステップ S 4 3 で E L D 計算を実施しない。

【 0 0 4 9 】

以上、本発明の各実施形態に共通するシステムの構成とそのプロセスの関係について説明した。以下に各実施形態における処理手順について説明する。

40

【 0 0 5 0 】

[第 1 の実施形態]

(自然エネルギーと一般負荷を分離した A R の算出方法)

本実施形態では、図 1 に示す電力システムの需給制御システムの自然エネルギー考慮 A R 計算部 2 4 によって、自然エネルギーと一般負荷を分離して地域要求電力 (A R) を算出する点を特徴とする。以下、L F C 方式により A R を算出する方法を例にして説明する。

【 0 0 5 1 】

(L F C 方式による A R の算出)

L F C を行う場合、周波数変化量 (F) と連系線潮流変化量 (P T) により地域要

50

求電力（AR）を算出することになるが、今後、自然エネルギーが増大すると、需給アンバランス量が増大することが予想され、自然エネルギーの急激な出力変動により、地域要求電力（AR）も短時間で急激な増加／減少が行われることになる。従来のLFC方式では、（1）式により地域要求電力（AR）を算出した後、図5に示すような平滑化处理により、短周期成分（例えば、10秒以下）を除去し、各発電機に地域要求電力（AR）を配分する処理がされていた。

【0052】

この際、自然エネルギーによる短時間で急激な出力変動が生じた場合、地域要求電力（AR）も急激な変動になるが、平滑化处理により平滑後のARの変動は緩やかなものとなる。そのため、本来は自然エネルギーにて急激に出力が増加したことにより、地域要求電力（AR）を早急に下げる（発電機の出力を下げる）必要があるが、平滑化处理により、地域要求電力（AR）の変動は緩やかなものになってしまう。その結果、LFC発電機への出力追従が遅れてしまい、結果的には制御性能の悪化に繋がっていた。

10

【0053】

（自然エネルギーと一般負荷を分離したARの算出方法）

これに対して、本実施形態に係る需給制御方法では、図6に示すように、系統Iを一般負荷、系統IIを自然エネルギーとして分離し、別々に平滑化处理を施す。平滑化处理は、例えば、一般負荷では10秒以下の短周期性分を除去し、自然エネルギーでは2秒以下の短周期性分を除去するように、それぞれ別の平滑化处理にて地域要求電力（AR）が必要とする電力量を求める。この際、図6に示すように、グループ1～Xに分けて個々のグループ毎に自然エネルギー出力データを合算後、各平滑化处理1～Xを施すこともできる。また、自然エネルギーにおいては、中央給電指令所にて直接監視可能な場合は、自然エネルギーの出力をそのまま用いることができるが、直接計測できない場合は自然エネルギーの出力予測値などを用いることも可能である。

20

【0054】

（効果）

本実施形態によれば、自然エネルギー考慮AR計算部24により、自然エネルギーによる出力変動と一般負荷による需要変動を切り分けて地域要求電力（AR）を算出することにより、自然エネルギーの急激な出力変動に対してもLFC発電機の出力追従が可能となり、需給制御性能を向上させることが可能となる。

30

【0055】

〔第2の実施形態〕

（ELD対象発電機からELD除外発電機への切替え、及びLFC除外発電機からLFC対象発電機への切替え手順）

本実施形態では、図7乃至図9に従い、ELD対象発電機からELD除外発電機への切替え、及びLFC除外発電機からLFC対象発電機への切替え手順について説明する。

【0056】

図7は、LFC発電機及びELD発電機の切替え手順を示すフローチャートである。図7に示すように、ステップS51で、指令部23-1、23-2、…、23-nは、自然エネルギー考慮AR計算部24からの地域要求電力（AR）がプラス方向の特定の閾値Aを超えたか否かを判定する。超えた場合（ステップS51でYes）は、該当するELD対象発電機をELD除外発電機に切替え（ステップS52）、かつLFC除外発電機からLFC対象発電機に切替え（ステップS53）、それらの発電機においても地域要求電力（AR）を配分対応可能とする。

40

【0057】

即ち、前記処理手順は、地域要求電力（AR）が過剰にプラス方向にずれた場合には、ELD対象発電機台数を減らし、かつ、LFC対象発電機台数を増やし、地域要求電力（AR）の配分残を無くすという思想に基づいている。

【0058】

また、図8は、LFC発電機及びELD発電機の切替えタイミングを示すグラフである

50

。LFC対象発電機となる期間は、ARが閾値Aを超えて図8に示す領域Iに入っている期間のみとし、閾値を下回ればLFC除外発電機となり、再度ELD対象発電機に戻る。さらに、LFC除外発電機において、LFC対象発電機に切り替りが可能な発電機は事前に選択可能とし、また、任意に運用者が発電機を選択を変更できるものとする。

【0059】

これに対して、図7のステップS51で、地域要求電力(AR)がプラス方向の特定の閾値Aを超えない場合(ステップS51でNo)は、ステップS54で、地域要求電力(AR)がマイナス方向の特定の閾値Bより小さいか否かが判定される。小さい場合(ステップS54でYes)は、該当するELD対象発電機をELD除外発電機に切替え(ステップS55)、かつLFC除外発電機からLFC対象発電機に切替え(ステップS56)、それらの発電機においても地域要求電力(AR)を配分対応可能とする。

10

【0060】

一方、ステップS54で、地域要求電力(AR)がマイナス方向の特定の閾値B以上の場合(ステップS54でNo)は、処理を行わずに終了する。

【0061】

即ち、前記処理手順は、地域要求電力(AR)が過剰にマイナス方向にずれた場合には、ELD対象発電機台数を減らし、かつ、LFC対象発電機台数を増やし、地域要求電力(AR)の配分残を無くすという思想に基づいている。

【0062】

また、図9は、LFC発電機及びELD発電機の切替えタイミングを示すグラフである。LFC対象発電機となる期間は、ARが閾値Bをマイナス方向に超えて図9に示す領域IIに入っている期間のみとし、閾値を上回ればLFC除外発電機となり、再度ELD対象発電機に戻る。さらに、LFC除外発電機において、LFC対象発電機に切り替りが可能な発電機は事前に選択可能とし、また、任意に運用者が発電機を選択を変更できるものとする。

20

【0063】

(効果)

本実施形態によれば、地域要求電力(AR)が過剰にプラス方向、若しくはマイナス方向にずれた場合に、ELD対象発電機台数を減らし、かつ、LFC対象発電機台数を増やすことで、配分残が少なくなり、需給制御性能を向上させることが可能となる。また、自動的にLFC及びELD発電機の対象/除外の切り替えが可能となり運用者の負担軽減となる。

30

【0064】

[第3の実施形態]

(LFC対象発電機からLFC除外発電機への切替え、及びELD除外発電機からELD対象発電機への切替え手順)

本実施形態では、図10及び図11に従い、LFC対象発電機からLFC除外発電機への切替え、及びELD除外発電機からELD対象発電機への切替え手順について説明する。

【0065】

図10は、LFC発電機及びELD発電機の切替え手順を示すフローチャートである。図10に示すように、ステップS61で、指令部23-1、23-2、...、23-nは、自然エネルギー考慮AR計算部24からの地域要求電力(AR)がプラス方向の特定の閾値C(第1の閾値)未満か否かを判定する。未満の場合(ステップS61でYes)は、ステップS62で、地域要求電力(AR)がマイナス方向の特定の閾値D(第2の閾値)を超えたか否かを判定する。特定の閾値Dを超えた場合(ステップS62でYes)は、該当するLFC対象発電機をLFC除外発電機に切替え(ステップS63)、かつ、ELD除外発電機からELD対象発電機に切替える(ステップS64)。

40

【0066】

一方、ステップS61で、地域要求電力(AR)がプラス方向の特定の閾値C以上の場

50

合（ステップS 6 1でNo）及びステップS 6 2で、地域要求電力（AR）が特定の閾値D以下の場合（ステップS 6 2でNo）は、処理を行わずに終了する。

【0067】

即ち、地域要求電力（AR）が閾値C未満でかつ閾値Dを超える場合には、最大・最小出力ならびにベース出力付近にいる発電機については、地域要求電力（AR）を配分しないという思想に基づいている。

【0068】

また、図11は、LFC発電機及びELD発電機の切替えタイミングを示すグラフである。LFC除外発電機となる期間は、閾値Cと閾値Dとの間で形成され領域IIIにARが入っている期間のみとし、領域IIIから外れれば、ELD除外発電機となり、再度LFC対象発電機に戻る。さらに、LFC対象発電機において、LFC除外発電機に切り替わり可能な発電機は事前に選択可能とし、また、任意に運用者が発電機の変更できるものとする。

【0069】

（効果）

本実施形態によれば、ELDスケジュール等のベース出力付近にいる発電機に対して地域要求電力（AR）を配分しないことになり、最経済に近い運用が可能となり、経済性向上に有効なものとなる。また、自動的にLFC及びELD発電機の対象/除外の切り替えが可能となり運用者の負担軽減となる。

【0070】

[第4の実施形態]

（優先順位モードへの変更手順）

本実施形態では、図12に従い、優先順位モードへの変更手順について説明する。

【0071】

第1の実施形態ないし第2の実施形態では、地域要求電力（AR）に応じてLFC対象発電機又はLFC除外発電機への切替えが行われるが、切替対象となる発電機は1台とは限らず、複数台となることも考えられる。その場合、該当する全ての発電機に対して同時に切替えを行うことも可能であるが、本実施形態では、運用者が任意に優先順位を設定して発電機を選択できるように、また、当該発電機の切替え対象とするか否かを任意に決定できるように、選択モードを有する手順とする。

【0072】

図12は、第4の実施形態における優先順位モードへの変更手順を示すフローチャートである。図12に示すように、まず、ステップS71で、指令部23-1、23-2、...、23-nは、該当するLFC対象発電機又はLFC除外発電機、ELD対象発電機又はELD除外発電機が1台か否かを判定する。1台の場合（ステップS71でYes）は、第1の実施形態ないし第2の実施形態で説明した通常の切替えモードで処理を行う（ステップS72）。一方、複数台の場合は（ステップS71でNo）、自動切替えモードとするか否かの判断を行い（ステップS73）、通常の自動切替えモードとする（ステップS74）以外は、優先順位モードとする。優先順位モードでは、運用者が任意に優先順位を設定して発電機を選択でき、又は当該発電機の切替対象とするか否かを任意に決定する（ステップS75）。

【0073】

（効果）

本実施の形態によれば、該当するLFC対象発電機又はLFC除外発電機、ELD対象発電機又はELD除外発電機を任意に選択できることが可能となる。従って、運転状況に応じた運用が可能となる。

【0074】

[他の実施形態]

（1）図6において自然エネルギーをグループ毎に纏めて平滑化処理を行う際、設置されている場所によって同じグループとすることもできる。

10

20

30

40

50

【 0 0 7 5 】

(2) 前記第 1 の実施形態 (図 7) では、指令部 2 3 - 1、2 3 - 2、...、2 3 - n により地域要求電力 (A R) がプラス方向の特定の閾値 A を超えたか否かを判定した (ステップ S 5 1) 後、マイナス方向の特定の閾値 B より小さいか否かを判定したが (ステップ S 5 4)、逆にすることもできる。即ち、マイナス方向の特定の閾値 B より小さいか否かを判定した後、プラス方向の特定の閾値 A を超えたか否かを判定しても良い。

【 0 0 7 6 】

(3) 前記第 2 の実施形態 (図 1 0) では指令部 2 3 - 1、2 3 - 2、...、2 3 - n により地域要求電力 (A R) がプラス方向の特定の閾値 C 未満か否かを判定した (ステップ S 6 1) 後、マイナス方向の特定の閾値 D を超えたか否かを判定したが (ステップ S 6 2)、逆にすることもできる。即ち、マイナス方向の特定の閾値 D を超えたか否かを判定した後、プラス方向の特定の閾値 C 未満か否かを判定することもできる。

10

【 0 0 7 7 】

(4) 以上、本発明のいくつかの実施形態を説明したが、これらの実施形態は、例として提示したものであり、発明の範囲を限定することは意図していない。これら実施形態は、その他の様々な形態で実施されることが可能であり、発明の要旨を逸脱しない範囲で、種々の省略、置き換え、変更を行うことができる。これら実施形態やその変形は、発明の範囲や要旨に含まれると同様に、特許請求の範囲に記載された発明とその均等の範囲に含まれるものである。

【 符号の説明 】

20

【 0 0 7 8 】

1 ... 電力系統

2 ... 計算機

3 ... 他系統

4 ... 連系線

5 ... M M I

1 0 ... データ検出部

1 1 ... 検出用の信号線

1 2 ... 制御用の信号線

1 3、1 3 ' ... 信号線

30

2 0 - 1、2 0 - 2、...、2 0 - n ... 発電機出力信号入力部

2 2 - 1、2 2 - 2、...、2 2 - n ... 目標指令値作成部

2 3 - 1、2 3 - 2、...、2 3 - n ... 指令部

2 4 ... 自然エネルギー考慮 A R 計算部

2 5 ... A R 平滑部

2 6 ... A R 配分部

2 7 ... 発電端総需要計算部

2 8 ... オンライン予測需要部

2 9 ... 前日運転計画部

3 0 ... E L D スケジュール計算部

40

【図6】

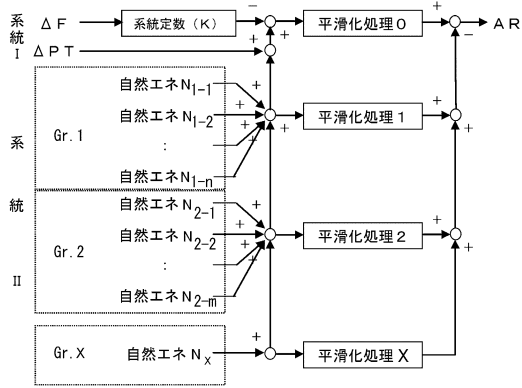


図6 第1の実施形態によるARの算出方法

【図7】

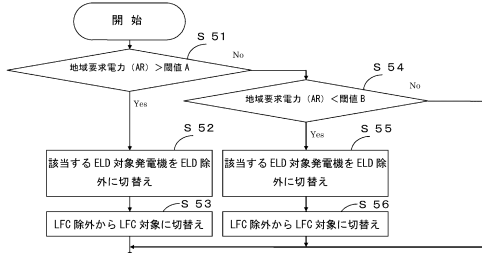


図7 第2の実施形態によるLFC発電機及びELD発電機の切替え手順

【図10】

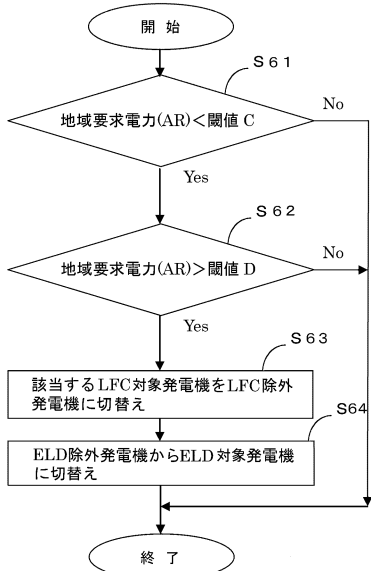
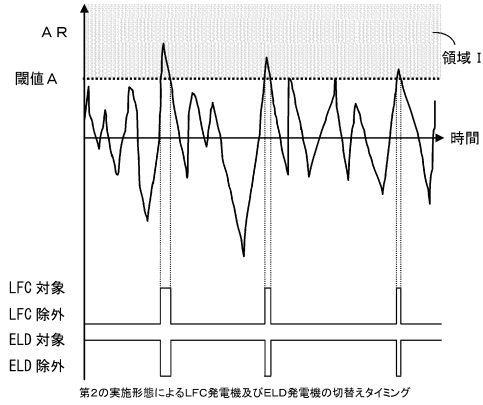


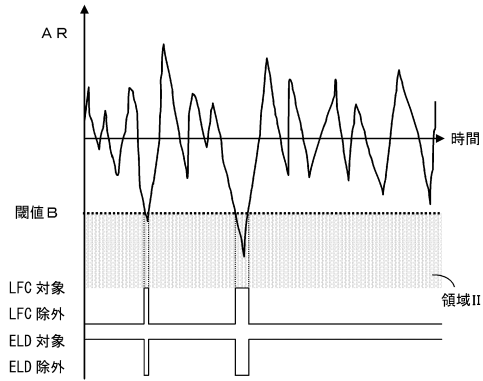
図10 第3の実施形態によるLFC発電機及びELD発電機の切替え手順

【図8】



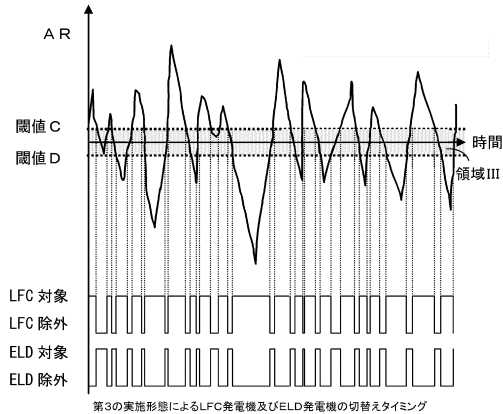
第2の実施形態によるLFC発電機及びELD発電機の切替えタイミング

【図9】



第2の実施形態によるLFC発電機及びELD発電機の切替えタイミング

【図11】



第3の実施形態によるLFC発電機及びELD発電機の切替えタイミング

【図12】

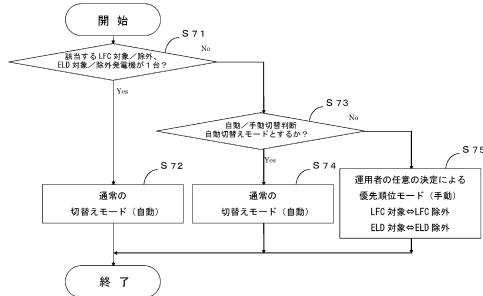


図12 第4の実施形態における優先順位モードへの変更手順

フロントページの続き

(56)参考文献 特開2013-034324(JP,A)
特開2011-234563(JP,A)
特開2011-114899(JP,A)
特開2002-209336(JP,A)
特開2006-333563(JP,A)

(58)調査した分野(Int.Cl., DB名)

H02J3/00-5/00

H02J13/00

G06Q50/06