第 54 回自動制御連合講演会
2011 年 11 月 19 日，20 日　豊橋技術科学大学

直線探索付き勾配法を用いた分散制御による電力ネットワークの系統周波数制御

○加藤太一郎　滑川徹　(慶應義塾大学)

Distributed Control for Load Frequency of Power Networks based on Gradient Methods with line search

∗T. Kato and T. Namerikawa (Keio University)

Abstract– This paper deals with a distributed control based on gradient methods for load frequency of power networks including distributed generations, batteries, and renewable energies. The control objective is to minimize the cost function of load frequency control problem of power networks and to operate power systems optimally by means of distributed control based on gradient methods with Armijo-type line search. Finally, simulation results of power networks including distributed generations shows the effectiveness of the load frequency control and compare with decentralized control and centralized control.

Key Words: gradient method with line search, distributed control, load frequency control, distributed generator, power networks,

1　はじめに

1950 年代の後半以降, 不確実性の下の異なる情報を用いる意思決定問題が研究されてきた．代表的なものとしてゲーム問題やチーム問題があり, 1970 年代に入り現代制御理論が成熟の時期を迎えたころ分散制御との関わりが強くなり, 分散制御の研究は盛んに行われた[1)2)]．近年, 協調制御に関する研究の高まりやセンサネットワーク, MEMS, 生体システムなどに代表される分散制御理論を応用できる新たな大規模システムが多数出現したため, 分散制御への関心が高まっている[3)4)]．

さらにエネルギー問題や地球温暖化が世界的に大きな問題となっており, 省エネルギー, コスト削減の観点から世界中で太陽光発電や風力発電などの分散型電源が大量に電力系統に連系されるようになっている．しかし同時に, その影響で周波数変動や電圧変動が生じ, 安全性を確保した上で, 各発電機をうまく協調させ, 最適な発電を行う必要がある．

電力システムへの最適制御の適用は以前から行われている[5)]．最近では, 風力発電や太陽光発電, 大容量蓄電池, ヒートポンプを導入した系統の周波数制御に関しても研究が盛んに行われており[6)7)], 理論的はは分散予測制御を電力システムに応用した研究も行われている[8, 9)]．文献[9)]では分散型電源を導入した電力ネットワークに対して, 反復勾配法に基づく分散制御[3)]を用いた系統周波数制御法を提案している．しかし文献[9)]ではフィードバックゲインの更新を行うため, 情報交換を行う情報量が多くなるという問題があった．

本稿では制御入力を逐次的に更新する直線探索付き勾配法による分散制御を用いた電力ネットワークの系統周波数制御を提案する．本稿の提案制御則は文献[9)]と比較し, 制御入力を直接勾配法を用いて更新するため, 情報を交換するデータを抑える事ができる．また新たに系統を加える場合, 新たに加える系統に隣接する系統のコントローラの変更のみで良いという文献[9)]の利点も含まれている．

最後に分散型電源を導入した電力ネットワークの周波数制御に対して提案手法を応用し, シミュレーションでその有効性を示す．

2　問題設定

本稿では複数の系統からなる電力ネットワークを考える．ここで全ての系統の数を $N(\geq 2)$ とすると i 番目 $(i = 1, \cdots, N)$ の電力系統は (1) 式の LTI システムで表されるとする．

$$x_i(k+1) = \sum_{j=1}^{N} A_{ij}x_j(k) + B_iu_i(k) + w_i(k) \quad (1)$$

ただし, 時刻 $k \in \mathbb{Z}_+$, 状態 $x_i(k) \in \mathbb{R}^{n_{xi}}$, $A_{ii} \in \mathbb{R}^{n_{xi}\times n_{xi}}$, $j \neq i$ のとき $A_{ij} \in \mathbb{R}^{n_{xj}\times n_{xj}}$, 入力 $u_i(k) \in \mathbb{R}^{n_{ui}}$, 外乱 $w_i(k) \in \mathbb{R}^{n_{wi}}$ であり, $w_i(t)$ は平均 0 の白色雑音であるとする．系統 i に与えられる制御入力 u_i は系統 i にのみに与えられると仮定する．

電力系統の i と j が連系線で結ばれている時は $(i, j) \in E$ と表記し, 結ばれていない時は以下のように表すことができる．

$$A_{ij} = 0 \qquad \text{if } (i, j) \notin E \quad (2)$$

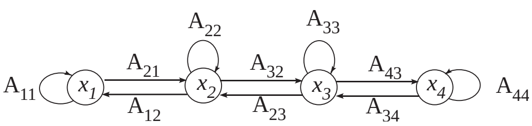

Fig. 1: Example of the system

A_{ij} は電力系統 i の j への影響を表している．具体例として Fig.1 のような構造の電力ネットワークの A 行列は以下のように表わすことができる．

$$A = \begin{bmatrix} A_{11} & A_{12} & 0 & 0 \\ A_{21} & A_{22} & A_{23} & 0 \\ 0 & A_{32} & A_{33} & A_{34} \\ 0 & 0 & A_{43} & A_{44} \end{bmatrix} \quad (3)$$

次に ℓ_i を次式のように定義する．

$$\ell_i(x_i(k), u_i(k)) = x_i(k)^T Q_i x_i(k) + u_i^T(k) R_i u_i(k) \quad (4)$$

ただし, $Q_i \geq 0$, $R_i > 0$ とし, $i = 1, \cdots, N$ とし, 以下の最適制御入力を求める事とする.

$$J = \sum_{i=1}^{N} J_i = \min_{\mu} \sum_{i=1}^{N} \mathbf{E}\{\ell_i(x_i(k), u_i(k))\} \tag{5}$$

ここで分散されたコントローラから得られる状態 x_i は次式のような LTI で表現できる.

$$x_i(k+1) = A_{ii}x_i(k) + B_i u_i(k) + z_i(k) + w_i(k) \tag{6}$$

ただし, 時刻 $k \in \mathbb{Z}_+$, 状態 $x_i(k) \in \mathbb{R}^{n_{xi}}$, 接続された系統からの干渉 $z_i(k) \in \mathbb{R}^{n_{zi}}$, $A_{ii} \in \mathbb{R}^{n_{xi} \times n_{xi}}$, 入力 $u_i(k) \in \mathbb{R}^{n_{ui}}$, 外乱 $w_i(k) \in \mathbb{R}^{n_{wi}}$ であり, $w_i(k)$ は平均 0 の白色雑音であるとする. 拘束条件として

$$z_i(k) = \sum_{j \neq i} A_{ij} x_j(k) \quad \text{for all } k \tag{7}$$

と表現でき, コントローラが情報を隣接する系統と情報を交換できるかできないかで $z_i(k)$ が取得できるかできないかが決まる.

2.1 Decentralized Control(コントローラ間の情報交換がない場合)

Decentralized 型の場合は (6) 式であらわされ, 干渉を知ることができないとする. ここでラグランジェ乗数を導入するとは次式のように表わせる.

$$\begin{aligned} L(x,u,p) &= \sum_{i=1}^{N} L_i(x_i, u_i, p_i) \\ &= \sum_{i=1}^{N} [\ell_i(x, u_i) \\ &\quad + p_i(k+1)^T \{A_{ii}x_i(k) + B_i u_i(k) + z_i(k) + w_i(k) - x_i(k+1)\}] \end{aligned} \tag{8}$$

ハミルトン関数は次式のように定義される.

$$\begin{aligned} H(x,u,z,p) &= \sum_{i=1}^{N} H_i(x_i, u_i, z_i, p_i) \\ &= \sum_{i=1}^{N} [\ell_i(x_i, u_i) + p_i(k+1)^T \{A_{ii}x_i(k) + B_i u_i(k) + z_i(k) + w_i(k)\}] \end{aligned} \tag{9}$$

このとき次式の最適性条件が得られる.

$$\frac{\partial H}{\partial x_i(k)} = p_i(k) = A_{ii}^T p_i(k+1) + 2Q_i x_i(k) \tag{10a}$$

$$\frac{\partial H}{\partial p_i(k+1)} = x_i(k+1) = A_{ii}x_i(k) + B_i u_i(k) + z_i(k) + w_i(k) \tag{10b}$$

$$\bigtriangledown_{u_i} J = \frac{\partial H}{\partial u_i(k)} = 2R_i u_i(k) + B_i^T p_i(k+1) = 0 \tag{10c}$$

ここで (10c) 式の左辺は評価関数の勾配を意味する事は良く知られている. 本稿では (10c) 式を満たす制御入力を使用せず, 勾配法を用いて制御入力を更新する事を考える. その理由は電力ネットワークの状態数は状態数が膨大となることが想定されるため, 直接法によって制御入力の計算は計算コストが大きくなってしまうと考えられるからだ

Algorithm 1 エージェント i の時刻 k の状態を $x_i(k)$, 随伴状態を $p_i(k)$ とし, 予測区間を n とする. ϵ は適切な値で十分小さいとする.

1) 時刻 k にて, $t_k, \ldots, t_k + n$ の間を次式で状態 x_i 予測する.

$$x_i(k+1) = A_{ii}x_i(k) + B_i u_i(k) + w_i(k) \tag{11}$$

2) 時刻 k にて, $t_k, \ldots, t_k + n$ の間を次式で状態 p_i 予測する.

$$p_i(k) = A_{ii}^T p_i(k+1) + 2Q_i x_i(k) \tag{12}$$

3) 勾配を次式で計算する.

$$\bigtriangledown_{u_i}^k J = 2R_i u_i(t_k) + B_i^T p_i(t_k + 1) \tag{13}$$

4) $\bigtriangledown_{u_i} J = 0$ の時はストップする.
5) $d^k = -\bigtriangledown_{u_i}^k J$ とし, $\xi \in (0,1)$, $\mu \in (0,1)$ で $0 < \xi < \mu < 1$ を満たす定数とした時に 以下の問題から ϵ^k を得る.

$$\begin{aligned} &\min_{\epsilon^k > 0} \; J(u^k + \epsilon^k d^k) \\ &\text{sub. to} \; J(u^k + \epsilon^k d^k) - J(u^k) \leq \xi \bigtriangledown J(u^k)^T \cdot (\epsilon^k d^k) \\ &\qquad \mu \bigtriangledown J(u^k)^T \cdot d^k \leq \bigtriangledown J(u^k + \epsilon^k d^k)^T \cdot d^k \end{aligned} \tag{14}$$

6) 制御入力 u_i は次式のように更新する.

$$u_i(k+1) = u_i(k) + \epsilon^k d^k \tag{15}$$

7) $k = k + 1$ としてステップ 1 に戻る.

注意 1 ステップ 1) で z_i がないのはコントローラー間で情報交換が行えないので分からないものとする.

2.2 Distributed Control(コントローラ間の情報交換がある場合)

ここでエージェント i は接続されたエージェントからの干渉 (7) 式を知ることができると仮定する. また隣接するコントローラとは状態更新される前に情報を数回交換できる状況を考える.

$$x_i(k+1) = A_{ii}x_i + \sum_{j \neq i} A_{ij}x_j(k) + B_i u_i(k) + w_i(k) \tag{16}$$

と表現できる. ラグランジェ乗数を導入すると次式のようにあらわすことができる.

$$\begin{aligned} L(x,u,p) &= \sum_{i=1}^{N} L_i(x_i, u_i, p_i) \\ &= \sum_{i=1}^{N} [\ell_i(x, u_i) \\ &\quad + p_i(k+1)^T \{A_{ii}x_i(k) + B_i u_i(k) + \sum_{j \neq i} A_{ij}x_j(k) + w_i(k) - x_i(k+1)\}] \end{aligned} \tag{17}$$

ハミルトン関数は次式のように定義する.

$$\begin{aligned} H(x,u,p) &= \sum_{i=1}^{N} H_i(x_i, u_i, p_i) \\ &= \sum_{i=1}^{N} [\ell_i(x_i, u_i) \\ &\quad + p_i(k+1)^T \{A_{ii}x_i(k) + B_i u_i(k) + \sum_{j \neq i} A_{ij}x_j(k) + w_i(k)\}] \end{aligned} \tag{18}$$

このとき次式の最適性条件が得られる．

$$\frac{\partial H}{\partial x_i(k)} = p_i(k) = A_{ii}^T p_i(k+1) + \sum_{j \in E} A_{ji}^T p_j(k+1) + 2Q_i x_i(k) \tag{19a}$$

$$\frac{\partial H}{\partial p_i(k+1)} = x_i(k+1) = A_{ii} x_i(k) + \sum_{j \neq i} A_{ij} x_j(k) + B_i u_i(k) + w_i(k) \tag{19b}$$

$$\triangledown_{u_i} J = \frac{\partial H}{\partial u_i(k)} = 2R_i u_i(k) + B_i^T p_i(k+1) = 0 \tag{19c}$$

ここで前節と同様に (19c) 式は評価関数の勾配この時以下のアルゴリズム 2 が与えられる．

Algorithm 2 エージェント i の時刻 k の状態を $x_i(k)$，随伴状態を $p_i(k)$ とし，予測区間を n とする．

1) 時刻 k にて，$t_k, \ldots, t_k + n$ の間を次式で状態 x_i 予測する．

$$x_i(k+1) = A_{ii} x_i + \sum_{j \neq i} A_{ij} x_j(k) + B_i u_i(k) + w_i(k) \tag{20}$$

2) 時刻 k にて，$t_k, \ldots, t_k + n$ の間を次式で状態 p_i 予測する．

$$p_i(k) = A_{ii}^T p_i(k+1) + \sum_{j \in E} A_{ji}^T p_j(k+1) + 2Q_i x_i(k) \tag{21}$$

3) 勾配を次式で計算する．

$$\triangledown_{u_i}^k J = 2R_i u_i(t_k) + B_i^T p_i(t_k + 1) \tag{22}$$

4) $\triangledown_{u_i} J = 0$ の時はストップする．

5) $d^k = -\triangledown_{u_i}^k J$ とし，$\xi \in (0,1)$, $\mu \in (0,1)$ で $0 < \xi < \mu < 1$ を満たす定数とした時に 以下の問題から ϵ^k を得る．

$$\begin{aligned} &\min_{\epsilon^k > 0} \quad J(u^k + \epsilon^k d^k) \\ &\text{sub. to} \quad J(u^k + \epsilon^k d^k) - J(u^k) \leq \xi \triangledown J(u^k)^T \cdot (\epsilon^k d^k) \\ &\qquad\qquad \mu \triangledown J(u^k)^T \cdot d^k \leq \triangledown J(u^k + \epsilon^k d^k)^T \cdot d^k \end{aligned} \tag{23}$$

6) 制御入力 u_i は次式のように更新する．

$$u_i(k+1) = u_i(k) + \epsilon^k d^k \tag{24}$$

7) $k = k + 1$ としてステップ 1 に戻る．

3 電力ネットワークの系統周波数制御

3.1 電力系統モデル

想定する電力ネットワークを以下の Fig.2 とする．2 つの電力系統の構成は同じと仮定し，系統内にはガスタービン発電機，風力発電があり，これらの発電設備により電力需要に対して電力供給を行う．電力系統の周波数制御として TBC 方式を用い，他系統との潮流を考慮し系統周波数の周波数変動 Δf を零に近づけるようにガスタービン発電機出力を制御する．Δf は系統内で発生した供給誤差より Fig.3 のように計算できる．

Fig.3 ではエリアごとの発電機がすべて完全同期運転を行われていると仮定し，系統内の全ての発電機は統合した 1 台の等価的なモデルで表わせる [10]．さらに Fig.2 の電力ネットワークを 2 系統からなる周波数解析モデルで考えると Fig.4 のように表現できる．本稿では一つの系統容量を 40MW として，単位法における基準

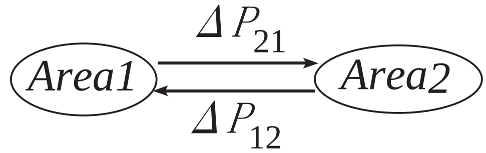

Fig. 2: Power networks of the system

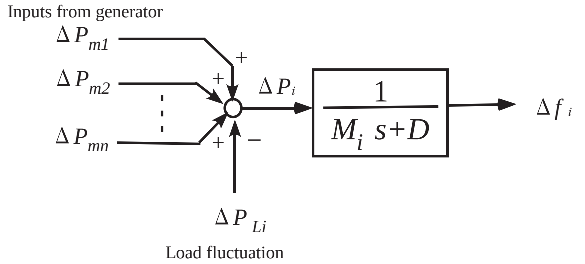

Fig. 3: Equivalent generator model of multi-generator system

値としている．本稿では需要側に分散配置された大容量負荷は消費電力制御を行うため可制御とみなし，可制御負荷として電気温水器（ヒートポンプ等）及び蓄電池（電気自動車等）を用いる．それぞれ系統容量の 5%，15% とする．また本稿ではヒートポンプ群，電気蓄電池群を 1 次遅れ系で模擬し，ヒートポンプ群及び蓄電池群の容量に関しては考えないものとし，全ての可制御群が一定の特性の動作をするものとする．ここで時定数 T_H は 4[s] とし，T_E は 0.2[s] とする．

Fig.4 の ΔP_{gi}，Δx_{gi}，ΔP_{Wi}，ΔP_{Li}，ΔP_{Ei}，ΔP_{Hi}，ΔP_{tie_i} はそれぞれエリア i のガスタービン発電機の出力電力，ガスタービンのガバナー入力，風力発電出力電力，可制御負荷以外の全ての負荷消費電力, 蓄電池システム群の充放電の電力，ヒートポンプ群の消費電力，連系線潮流の変動とする．(25) 式の ΔP_i はエリア i の発電電力と消費電力の供給誤差を表す．

$$\Delta P_i = \Delta P_{gi} + \Delta P_{Wi} - \Delta P_{Li} + \Delta P_{tie\ i} + \Delta P_{Ei} - \Delta P_{Hi} \tag{25}$$

エリア i の潮流変動は隣接するエリアを j とすると，$\Delta P_{tie_i} = T_{ij}(\Delta f_j - f_i)$ と表わされ，地域要求量（AR）は $AR_i = \Delta P_{tie_i} - B_i \Delta f_i$ で表わされるものとし，$U_{AR_i} = \int AR_i \ dt$ と定義し．各発電機の比率で振り分けるようにした．a_g，a_E，a_H はそれぞれガスタービン，蓄電池群，ヒートポンプ群の系統容量の比率とし $a_g + a_E + a_H = 1$ を満たす．ここで B_i，T_{ij}，R_g はそれぞれ周波数バイアス，同期化係数，速度調定率とする．

3.2 電力ネットワークの状態空間表現

N 系統（$1 \leq i \leq N$）からなる電力系統を状態空間表現すると (26) 式のようになる．

ここで $x_c(t) = [x_1^T(t), \cdots, x_N^T(t)]^T \in R^{7N}$，$u_c(t) = [u_1^T(t), \cdots, u_N^T(t)]^T \in R^{7N}$，

$$A_c = \begin{bmatrix} A_{11} & \cdots & A_{1N} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ A_{N1} & \cdots & A_{NN} \end{bmatrix}, \quad B_c = \mathrm{diag}[B_{11}, \cdots, B_{NN}]$$

とする．

$$\dot{x_c} = A_c x_c(t) + B_c u_c(t) + w\,(t) \tag{26}$$

各行列要素の構成は以下で与えられる．

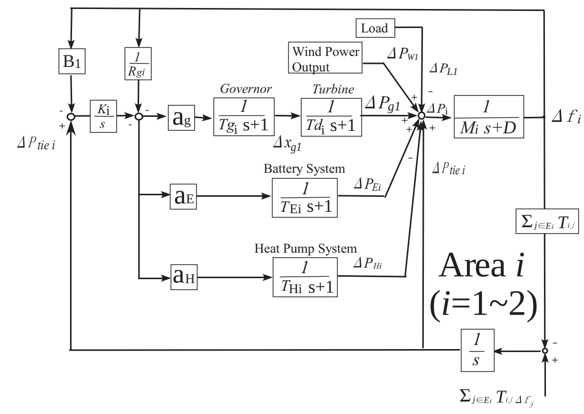

Fig. 4: Frequency analysis model

$$x_i=\begin{bmatrix}\Delta P_{tie_i}\\ \Delta f_i\\ \Delta P_{g_i}\\ \Delta x_{vg_i}\\ \Delta P_{E_i}\\ \Delta P_{H_i}\\ U_{AR_i}\end{bmatrix},\ B_{ii}=\begin{bmatrix}0&0&0&0&0&0&0\\0&0&0&0&0&0&0\\0&0&0&0&0&0&0\\0&0&0&\frac{1}{T_{gi}}&0&0&0\\0&0&0&0&\frac{1}{T_{Ei}}&0&0\\0&0&0&0&0&\frac{1}{T_{Hi}}&0\\0&0&0&0&0&0&0\end{bmatrix} \tag{27}$$

$$A_{ii}=\begin{bmatrix}0&-\sum_{j\in E_i}T_{ij}&0&0&0&0&0\\ \frac{1}{M_i}&-\frac{D}{M_i}&\frac{1}{M_i}&0&\frac{1}{M_i}&-\frac{1}{M_i}&0\\ 0&0&-\frac{1}{T_{di}}&\frac{1}{T_{di}}&0&0&0\\ 0&-\frac{1}{T_{gi}R_{gi}}&0&-\frac{1}{T_{gi}}&0&0&\frac{a_gK_i}{T_g}\\ 0&-\frac{1}{T_{Ei}R_{gi}}&0&0&-\frac{1}{T_{Ei}}&0&\frac{a_EK_i}{T_E}\\ 0&-\frac{1}{T_{Hi}R_{gi}}&0&0&0&-\frac{1}{T_{Hi}}&\frac{a_HK_i}{T_H}\\ 1&-B_i&0&0&0&0&0\end{bmatrix} \tag{28}$$

$$A_{ij}=A_{ji}=\begin{bmatrix}0&T_{ij}&0&0&0&0&0\\0&0&0&0&0&0&0\\0&0&0&0&0&0&0\\0&0&0&0&0&0&0\\0&0&0&0&0&0&0\\0&0&0&0&0&0&0\\0&0&0&0&0&0&0\end{bmatrix}\ \text{if}\ \ (i,j)\in E \tag{29}$$

$$A_{ij}=\mathbf{0}\quad \text{if}\ \ (i,j)\notin E \tag{30}$$

ここで，A_{ij} は他系統との干渉項となっている．この電力ネットワークにアルゴリズム 1 に基づく反復勾配法の分散制御を応用するため (26) 式を離散時間で表現した．ただし, サンプリング時間 $T_s=1.0$[s] とし $A=\exp($ $A_cT_s)$，$B=\int_0^{T_s}\exp(A\tau)\,d\tau\cdot B_c$ として変換した．

$$x\,(k+1)=Ax\,(k)+Bu\,(k)+w\,(k) \tag{31}$$

ここで $w\,(k)$ は白色雑音とし，$10^{-4}\times I$ の大きさで与える. 白色雑音は外乱として状態に加わるとし，負荷変動，風力発電の変動，その他の白色性の雑音を想定している．制御目的は次式の評価関数を最小化することを目的とする．

$$J\,(L)=\boldsymbol{E}\,(\,|x|_Q^2+|u|_R^2\,) \tag{32}$$

$R=I$ とし,$Q=\begin{bmatrix}Q_{11}&\cdots&Q_{1N}\\ \vdots&\ddots&\vdots\\ Q_{N1}&\cdots&Q_{NN}\end{bmatrix}$ として次式のように設計した．

$$Q_{ii}=\begin{bmatrix}0.5&0&0&0&0&0&0\\0&1.0&0&0&0&0&0\\0&0&0.5&0&0&0&0\\0&0&0&0.5&0&0&0\\0&0&0&0&0.5&0&0\\0&0&0&0&0&0.5&0\\0&0&0&0&0&0&0.5\end{bmatrix}\ Q_{ij}=0 \tag{33}$$

Table 1: Parameters of Powernetwork

Parameter	Symbol	Value	Unit
inertia constant	M	0.20	puMW・s/Hz
damping constant	D	0.08	puMW/Hz
governer time constant	T_g	0.20	s
gas turbine constant	T_d	5.0	s
BESS time constant	T_E	0.20	s
HP time constant	T_H	4.5	s
Regulation constant	R_g	2.5	Hz/pu MW
Synchronising coefficient	T_{ij}	0.54	pu MW

3.3 シミュレーションによる検証

シミュレーションは全ての発電機が正常に稼働している場合と系統 1 のガスタービン発電機が故障した場合の 2 種類行う．ここではあくまでも最適運用を考えるものとし，具体的な運用上の制約は考慮しないものとする．さらに，最適制御系の設計方法の比較のため,全てのコントローラが全く同一の情報を得る場合，つまり集中制御と見なせる場合（Centralized Control）,及びコントローラが隣接する系統の情報を交換し使用できる場合（Distributed Control），コントローラ間の情報交換がない場合（Decentralized Control）に関して検証を行う．Decentralized Control は Fig.5 のように構成される分散制御でコントローラ間の情報交換がない．一方 Distributed Control は Fig.6 のような構造でコントローラ間でプラント情報の交換を行う分散制御のことを指す．ここでは Decentralized Control と Distributed Control は Altorithm1, 2 をそれぞれ使用する．Centralized Control は固定最適フィードバックゲインを用いる．また反復時間 N は 5 とする．シミュレーション条件を Table 1 に示す．シミュレーションは Matlab 2007a の環境で，サンプリング時間 1[s] の固定ステップで 500[s] 行った．

3.3.1 発電機が正常に稼働している場合（Case 1）

本節は全ての系統の発電機が正常に稼働している場合を考える．全ての系統の発電機が正常に稼働している場合とはシステム行列が安定であると言い換える事ができる. 比較は本稿で提案した Algorithm1,2 と最適制御を導入していない従来法の PI 制御との比較を行う．シミュレーションは負荷変動としての大きさ 0.2 のステップ外乱を加える．これは (31) 式が

$$x(k+1)=Ax(k)+Bu(k)+d(k)+w(k) \tag{34}$$

のようになる事を意味しおり, これは状態が 0 にならない事を意味している．しかし全ての地域の周波数偏差が 0 になる事を評価関数は要求しているというジレンマがある. この問題を解決するために, 次式のように定常状態 x_{iss} を導入する [6]．

$$x_i^1=x_i-x_{iss} \tag{35}$$

そうすることにより, (34) 式は

$$\begin{aligned}x^1(k+1)&=Ax^1(k)+Bu^1(k)+w(k)\\ x^1(0)&=-x_{ss}\end{aligned} \tag{36}$$

と定義しなおす事ができ, システム行列 A,B は変化せずに議論が行う事が出来る．以上の議論を基にしたシミュレーション結果は Fig.7, Fig.8 となっており, それぞれ白色雑音が加わっている場合と白色雑音が除かれている場合の周波数変動を表わしている．Fig.7, Fig.8

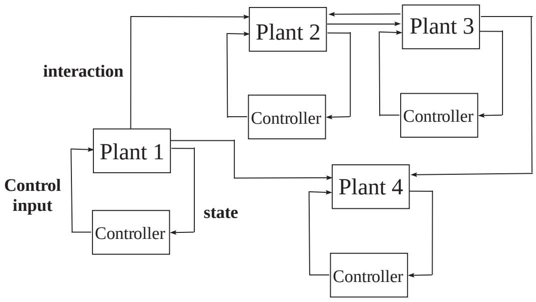

Fig. 5: Decentralized Control

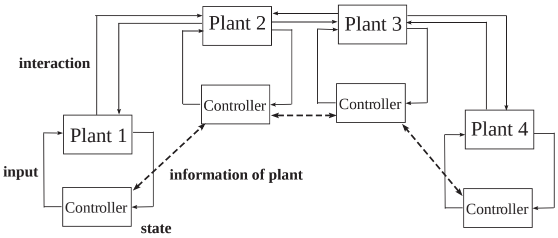

Fig. 6: Distributed Control

はそれぞれ従来法より提案制御則が速応性が増している事を意味している．

3.3.2 発電機が故障した場合（Case 2）

0 秒で系統 1 のガスタービンが故障した場合を本節では考える．この場合はシステム行列が不安定である事を意味している．Fig.7 は Area1 の周波数変動を表わしている．比較は本稿で提案した Algorithm1,2 と最適制御を導入していない従来法の PI 制御との比較を行う．ここでガスタービンが壊れた場合というのは致命的な故障であり，実際の運用上では大規模な停電が起こると考えられるが，システム行列が不安定な場合にでも，他の分散電源を使用して安定化できている事が分かる．しかし従来法である PI 制御は不安定化している．Fig.10 は，集中型の最適制御，本稿で提案した Distributed 型の分散制御，Decentralized 型の分散制御の周波数変動の比較を行った．Fig.10 はどの型の最適制御も安定化できている事が分かる．次に Centralized Control と Decentralized Control と Distributed Control の評価関数の比較を行う．結果を Fig.11 に示す．本稿の評価関数はステージコストとなっている事から比較がしずらくなっている．従って評価関数の時間平均をとると Fig.12 のようになる．この結果から Decentralized Control，Distributed Control，Centralized Control, の順に評価関数が低くなっており，評価関数からは Centralized Control が一番性能が良くなっていることが分かる．

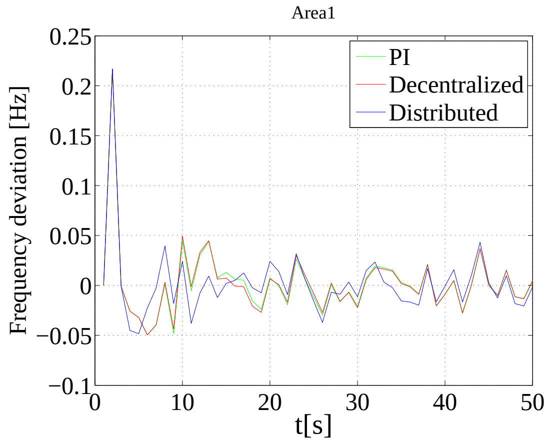

Fig. 7: Comparison between conventional method and proposed method in case1 with white noize

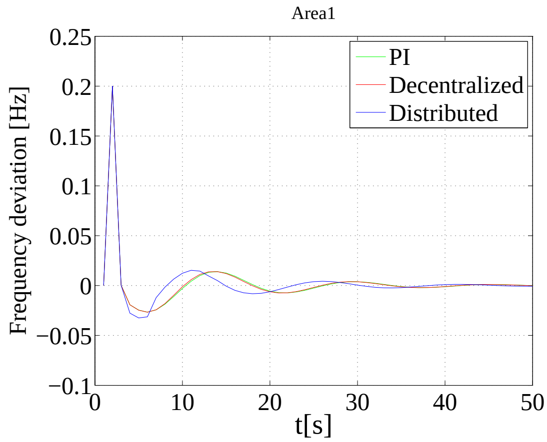

Fig. 8: Comparison between conventional method and proposed method in case1 without white noize

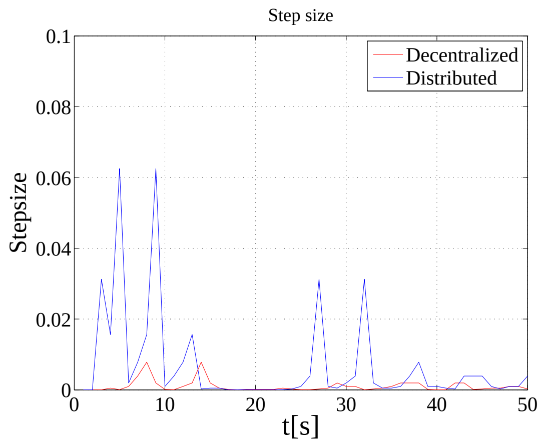

Fig. 9: Stepsize of decentralized control and distributed control

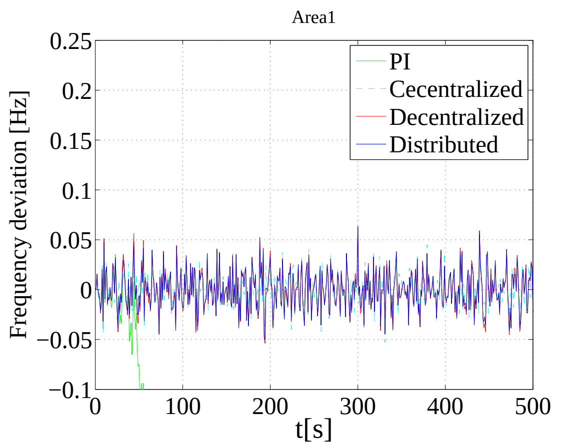

Fig. 10: Comparison between conventional method and proposed method in case2

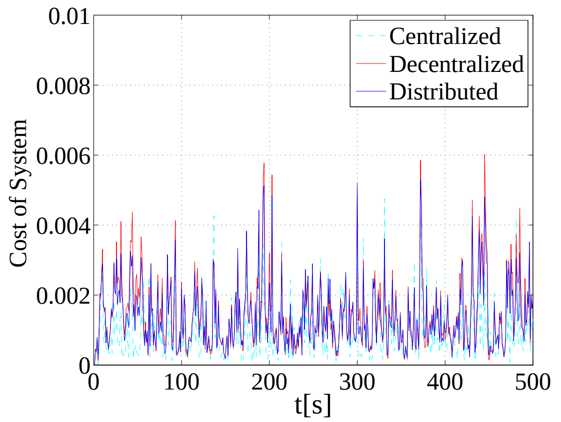

Fig. 11: Cost of centralized control and decentralized control control and distributed control

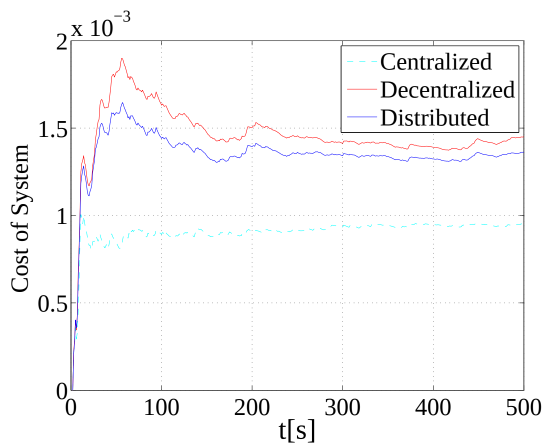

Fig. 12: Time average cost of centralized control and decentralized control and distributed control

4 おわりに

本稿は, 分散型電源を導入した電力ネットワークシステムに対して, 直線探索付き勾配法に基づく分散制御を用いた系統周波数制御の適用し, その有効性を検証した．扱う電力ネットワークは蓄電池群, ヒートポンプ群, 風力発電などの分散電源が導入された系統を想定している．そのような状況において発生する問題には, 分散電源による逆潮流と不規則な太陽光発電, 風力発電の出力が原因となる周波数変動や電圧変動がある．本稿では特に, 負荷変動, 風力発電の出力変動の影響を受ける場合の周波数問題を扱った．

適用したアルゴリズムの特徴は各系統が隣接する系統と情報交換を行う事で随伴状態と状態の推定を行い, それに基づき評価関数を小さくするように勾配を求め, 各系統の制御入力を更新する点にある．また, 提案制御則は文献 [9] と比較し, 制御入力を直接勾配法を用いて更新するため, 文献 [9] と比較して情報を交換するデータを抑える事ができる．加えて従来の集中型の最適制御の場合, 系統を新たに加える場合に全ての情報を測定した上でコントローラを 再設計しなくてはならなかったのに対し, 適用したアルゴリズムの利点は, 加えた系統に隣接する系統のコントローラの変更のみで良い．これによって既存のネットワークへの分散電源を含む小規模系統を加えた場合にも準最適運用が行えると考えられる．さらに本稿では制御系設計方法の Centralized Control と Decentralized Control, および Distributed Control の比較を行い反復勾配法を用いた分散制御の有効性を検証した．

参考文献

1) Yu-Chi Ho and Kai-Ching Chu, Team decision theory and information structures in optimal control problems-Part 1, *IEEE Transactions on Automatic Control*, Vol. 17, No.1, 15/22, (1972).

2) Nils R. Sandle and Michael Athans, Solution of some nonclassical LQG stochastic decision problems, *IEEE Transactions on Automatic Control*, Vol. 19, No. 2, 108/116, (1974).

3) Karl Martensson and Anders Rantzer, Gradient methods for iterative distributed control synthesis, *Proceeding of* 48*th IEEE CDC and 28th Chinese Control Conference*, 549/554, (2009) .

4) M.Rotkowitz and S.Lall, A Characterization of Convex Problems in Decentralized Control, *IEEE Transaction on Automatic Control*, Vol. 51, No. 2, 274/286, (2006).

5) Charles E. Fosha e Olle I.Elgerd, The Megawatt-Frequency Control Problem: A New Approach Via Optimal Control Theory, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-89, No. 4, 563/577, (1970).

6) 入江 寛, 横山 明彦, 多田 泰之, 大容量風力発電導入時における需要家ヒートポンプ給湯器と蓄電池の協調による系統周波数制御, 電気学会論文誌 B, Vol. 130, No. 3, 338/346, (2010).

7) 千住 智信, 徳留 元樹, 興那 篤史, 船橋 俊久, 小規模系統び分散配置された可制御負荷による系統周波数制御法, 電気学会論文誌 B, Vol. 129, No. 9, 1074/1080, (2009).

8) R.M.Hermans, M.Lazar, A.Jokic, Distributed Predictive Control of 7-Machine CIGRE Power System, *Proceedings of American Control Conference*, 5225/5230, (2011).

9) 加藤 太一郎, 滑川 徹, ”反復勾配法による分散制御を用いた電力ネットワークの系統周波数制御” 第 53 回自動制御連合, 1085/1090, (2010).

10) P.Kunder, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, (1994).