

知識工学を適用した系統運用に関する研究

2003 年 3 月

熊本大学大学院自然科学研究科

古閑 誠二

目次

| | |
|-------------------------------|------|
| 第 1 章 序章 | … 1 |
| 1.1 本研究の背景と目的 | … 1 |
| 1.2 本論文の内容 | … 4 |
| 第 2 章 ルールベース型経済負荷配分方式 | … 6 |
| 2.1 はじめに | … 6 |
| 2.2 等増分燃料費則 | … 7 |
| 2.3 起動費を考慮した ELD 方式 | … 11 |
| 2.3.1 運転優先順位の決定 | … 11 |
| 2.4 各種制約のルールベース化 | … 13 |
| 2.4.1 運用範囲制約 | … 13 |
| 2.4.2 発電量増加減制約 | … 14 |
| 2.4.3 補機切替時間制約 | … 15 |
| 2.4.4 連続運転制約 | … 15 |
| 2.4.5 発電予備力制約 | … 16 |
| 2.4.6 LFC 予備力制約 | … 17 |
| 2.4.7 幹線潮流制約 | … 19 |
| 2.4.8 ルールベース型 ELD 計算手順 | … 20 |
| 2.5 例題系統 | … 21 |
| 2.6 ELD シミュレータ | … 32 |
| 2.6.1 MATLAB/Simulink | … 32 |
| 2.6.2 ELD シミュレータメインブロック | … 33 |
| 2.6.3 サブブロック | … 35 |
| 2.6.4 フィードバック部 | … 36 |
| 2.6.5 シミュレーション用パーソナルコンピュータの仕様 | … 37 |
| 2.7 例題系統における火力ユニットの週間運用 | … 38 |
| 2.7.1 提案手法の運用実績との比較 | … 39 |
| 2.7.2 ラグランジェ緩和法との比較 | … 48 |
| 2.7.3 優先順位を変更した場合の比較 | … 49 |
| 2.7.4 週間総発電費用の比較 | … 51 |

| | |
|---|------|
| 2.7.5 シミュレーション計算時間 | … 52 |
| 2.8 まとめ | … 53 |
| 第3章 火力ユニットの実時間経済負荷配分方式 | … 54 |
| 3.1 はじめに | … 54 |
| 3.2 実時間経済運用方式 | … 54 |
| 3.3 実時間 ELD シミュレータメインブロック | … 56 |
| 3.4 GUIを使用した操作インターフェース | … 58 |
| 3.5 シミュレーション結果 | … 60 |
| 3.6 まとめ | … 64 |
| 第4章 機能拡張型負荷周波数制御方式 | … 65 |
| 4.1 はじめに | … 65 |
| 4.2 負荷周波数制御の目的と各種方式 | … 66 |
| 4.3 ファジィ論理型負荷周波数制御方式 | … 67 |
| 4.4 例題システムの構成 | … 70 |
| 4.5 例題システムの解析法 | … 71 |
| 4.5.1 線形モデル | … 72 |
| 4.5.2 非線形モデル | … 73 |
| 4.6 例題システムのモデリング | … 74 |
| 4.7 Real-Time Workshop を用いたシミュレーションの高速化 | … 80 |
| 4.8 シミュレーション結果 | … 81 |
| 4.8.1 提案手法 | … 83 |
| 4.8.2 従来型 TBC 方式 | … 86 |
| 4.8.3 シミュレーションの計算時間 | … 89 |
| 4.9 まとめ | … 89 |
| 第5章 総括 | … 91 |
| 謝辞 | … 94 |
| 参考文献 | … 95 |

図目次

第 2 章

| | | |
|--------|-------------------------------------|------|
| 図 2.1 | ある日間の総合負荷曲線 | … 7 |
| 図 2.2 | 2 機の火力発電機による経済負荷配分 | … 8 |
| 図 2.3 | 2 機の発電機の燃料費曲線 | … 8 |
| 図 2.4 | ユニット A とユニット B との発電費用の差分 | … 12 |
| 図 2.5 | 運用範囲制約 | … 14 |
| 図 2.6 | 発電量増加減制約 | … 14 |
| 図 2.7 | 補機切替時間制約 | … 15 |
| 図 2.8 | 連続運転制約 | … 16 |
| 図 2.9 | 発電予備力制約 | … 17 |
| 図 2.10 | LFC 予備力制約 | … 18 |
| 図 2.11 | 発電予備力・LFC 予備力を考慮した優先順位 決定方法 | … 19 |
| 図 2.12 | 幹線潮流制約の一例 | … 20 |
| 図 2.13 | 例題系統 | … 21 |
| 図 2.14 | ELD シミュレータメインブロック | … 34 |
| 図 2.15 | ELD シミュレータサブブロック | … 35 |
| 図 2.16 | 動特性表現部 | … 35 |
| 図 2.17 | 発電費用の計算方法 | … 36 |
| 図 2.18 | フィードバック部 | … 37 |
| 図 2.19 | 週間シミュレーションの概要 | … 39 |
| 図 2.20 | 火力発電所とそれ以外の発電所の分担出力 (7 月のある 1 週) | … 39 |
| 図 2.21 | 運用状況 (7 月のある 1 週、左:提案方式、右:運用実績) | … 41 |
| 図 2.22 | 発電予備力 (7 月のある 1 週、左:提案方式、右:運用実績) | … 42 |

| | | |
|--------|---------------------------------------|------|
| 図 2.23 | LFC 予備力 | |
| | (7 月のある 1 週、左:提案方式、右:運用実績) | … 42 |
| 図 2.24 | 幹線 CA の潮流 | |
| | (7 月のある 1 週、左:提案方式、右:運用実績) | … 42 |
| 図 2.25 | 火力発電所とそれ以外の発電所の分担出力 | |
| | (8 月のある 1 週) | … 43 |
| 図 2.26 | 運用状況 | |
| | (8 月のある 1 週、右:提案方式、左:運用実績) | … 44 |
| 図 2.27 | 発電予備力 | |
| | (8 月のある 1 週、左:提案方式、右:運用実績) | … 44 |
| 図 2.28 | LFC 予備力 | |
| | (8 月のある 1 週、左:提案方式、右:運用実績) | … 45 |
| 図 2.29 | 幹線 CA の潮流 | |
| | (8 月のある 1 週、左:提案方式、右:運用実績) | … 45 |
| 図 2.30 | 火力発電所とそれ以外の発電所の分担出力 | |
| | (9 月のある 1 週) | … 46 |
| 図 2.31 | 運用状況 | |
| | (9 月のある 1 週、右:提案方式、左:運用実績) | … 46 |
| 図 2.32 | 発電予備力 | |
| | (9 月のある 1 週、左:提案方式、右:運用実績) | … 47 |
| 図 2.33 | LFC 予備力 | |
| | (9 月のある 1 週、左:提案方式、右:運用実績) | … 47 |
| 図 2.34 | 幹線 CA の潮流 | |
| | (9 月のある 1 週、左:提案方式、右:運用実績) | … 48 |
| 図 2.35 | 運用状況 | |
| | (9 月のある 1 週、左:提案方式、右:LR 法) | … 49 |
| 図 2.36 | 運用状況(7 月のある 1 週、 左:提案方式、右:優先順位変更後) | … 50 |
| 図 2.37 | 運用状況(8 月のある 1 週、 左:提案方式、右:優先順位変更後) | … 50 |

| | |
|---|------|
| 図 2.38 運用状況(9月のある1週、 左:提案方式、右:優先順位変更後) | … 51 |
|---|------|

第 3 章

| | |
|---|------|
| 図 3.1 実時間経済運用方式の概略図 | … 55 |
| 図 3.2 需要電力の模擬方法 | … 55 |
| 図 3.3 実時間 ELD シミュレータメインブロック | … 56 |
| 図 3.4 パラメータ設定部 | … 57 |
| 図 3.5 発電機出力数値表示部 | … 57 |
| 図 3.6 全火力ユニットの発電機出力の状況 | … 58 |
| 図 3.7 実時間 ELD シミュレータ実行画面 | … 59 |
| 図 3.8 運用結果(7月平日の3時15～30分、 1937MW→1863MW) | … 61 |
| 図 3.9 運用結果(7月平日の3時30～45分、 1863MW→1790MW) | … 62 |
| 図 3.10 運用結果(7月平日の3時45～4時、 1790MW→1774MW) | … 63 |

第 4 章

| | |
|---------------------------------|------|
| 図 4.1 定周波数制御(FFC) | … 66 |
| 図 4.2 周波数バイアス連系線潮流制御(TBC) | … 66 |
| 図 4.3 3次元ファジィ位相平面図 | … 68 |
| 図 4.4 3次元ファジィ位相空間図 | … 69 |
| 図 4.5 位相角 θ に関するメンバシップ関数 | … 70 |
| 図 4.6 距離に関するメンバシップ関数 | … 70 |
| 図 4.7 例題系統 | … 71 |
| 図 4.8 例題系統 | … 72 |
| 図 4.9 地区 s における電力の流れ | … 73 |
| 図 4.10 メインブロック | … 74 |
| 図 4.11 3次元ファジィ制御部 | … 75 |
| 図 4.12 地区BCDの制御部 | … 75 |
| 図 4.13 発電ブロック | … 76 |

| | | |
|--------|---|------|
| 図 4.14 | LFC 対応型発電所ブロック | … 77 |
| 図 4.15 | 外部系統のブロック図 | … 78 |
| 図 4.16 | 潮流計算部 | … 79 |
| 図 4.17 | 負荷変動部 | … 80 |
| 図 4.18 | 連系線および幹線潮流 | … 84 |
| 図 4.19 | 総負荷、LFC 対応発電所発電量、 | … 84 |
| 図 4.20 | A 地区の LFC 対応型火力ユニットの総発電量、 A 地区の LFC 非対応型火力ユニットの総発電量、 B 地区の LFC 対応型火力ユニットの総発電量、 調整容量確保制御の状況 | … 85 |
| 図 4.21 | 周波数偏差 | … 86 |
| 図 4.22 | 連系線・幹線潮流 | … 87 |
| 図 4.23 | 総負荷、LFC 対応発電所発電量、 LFC 非対応型発電所発電量、 連系線潮流偏差の積算値 | … 87 |
| 図 4.24 | A 地区の LFC 対応型火力ユニットの総発電量、 A 地区の LFC 非対応型火力ユニットの総発電量、 B 地区の LFC 対応型火力ユニットの総発電量、 調整容量確保制御の状況 | … 88 |
| 図 4.25 | 周波数偏差 | … 89 |

表 目 次

第 1 章

| | | |
|--------|--|------|
| 表 2.1 | 燃 料 費 特 性 定 数、発 電 単 価 | … 22 |
| 表 2.2 | 燃 料、最 高・最 低 出 力、補 機 切 替 点 出 力、 変 化 速 度、起 動 費 | … 23 |
| 表 2.3 | A 地 区 の ユ ニ ッ ト を 基 準 と し た 場 合 の 各 ユ ニ ッ ト の 指 標 値 | … 24 |
| 表 2.4 | B 地 区 の ユ ニ ッ ト を 基 準 と し た 場 合 の 各 ユ ニ ッ ト の 指 標 値 | … 25 |
| 表 2.5 | C 地 区 の ユ ニ ッ ト を 基 準 と し た 場 合 の 各 ユ ニ ッ ト の 指 標 値 | … 26 |
| 表 2.6 | D 地 区 の ユ ニ ッ ト を 基 準 と し た 場 合 の 各 ユ ニ ッ ト の 指 標 値 | … 27 |
| 表 2.7 | A 地 区 の ユ ニ ッ ト を 基 準 と し た 場 合 の 各 ユ ニ ッ ト の 順 位 | … 28 |
| 表 2.8 | B 地 区 の ユ ニ ッ ト を 基 準 と し た 場 合 の 各 ユ ニ ッ ト の 順 位 | … 29 |
| 表 2.9 | C 地 区 の ユ ニ ッ ト を 基 準 と し た 場 合 の 各 ユ ニ ッ ト の 順 位 | … 30 |
| 表 2.10 | D 地 区 の ユ ニ ッ ト を 基 準 と し た 場 合 の 各 ユ ニ ッ ト の 順 位 | … 31 |
| 表 2.11 | 優 先 順 位 | … 32 |
| 表 2.12 | シ ミ ュ レ ー シ ョ ン 用 パ ー ソ ナ ル コ ン プ ュ ー タ の 仕 様 | … 37 |
| 表 2.13 | 幹 線 潮 流 の 制 限 値 | … 38 |
| 表 2.14 | 地 区 負 荷 比 率 | … 38 |
| 表 2.15 | 優 先 順 位 | … 49 |
| 表 2.16 | 週 間 の 総 発 電 費 用 (万 円) | … 52 |
| 表 2.17 | 提 案 方 式 の 週 間 の シ ミ ュ レ ー シ ョ ン 計 算 時 間 | … 53 |

第 4 章

| | | | |
|-------|-----------------|---|----|
| 表 4.1 | 地区におけるユニット数 | … | 77 |
| 表 4.2 | 定常発電量 | … | 82 |
| 表 4.3 | 定常負荷と負荷変動 | … | 82 |
| 表 4.4 | 線および系統幹線の定常電力潮流 | … | 82 |
| 表 4.5 | 主要な系統定数 | … | 83 |
| 表 4.6 | 計算時間 | … | 89 |

用語・略語解説

第 1 章

ELD : Economic Load Dispatch、経済負荷配分、火力発電の発電費用を最小化する問題

増分燃料費 : 発電機の出力を変化させたときの燃料費の変化量

等増分燃料費則 : 運転を行う全ての火力発電機の増分燃料費が等しいとき燃料費が最小となる法則

GA : Genetic Algorithm、遺伝的アルゴリズム、生物（遺伝子）の進化は各種変遷しながらもよい方向にすすむ（条件に適合しないものは淘汰する）という概念を応用した最適化手法

LR 法 : Lagrangian Relaxation Method、ラグランジェ緩和法、制約条件を緩和して考える最適化手法

ファジィ推論 : Fuzzy Logic、命題論理の演算に、あいまいさを用いることにより拡張を行った推論法

ニューラルネットワーク : Neural Network、人間の脳内の神経回路網を模擬した手法

ルールベース : Rule-Base、制約条件を if～then 形式で表現する手法

運用範囲制約 : 各火力発電機によって異なる発電機出力の上限値、下限値を考慮する制約

発電量増加減制約 : 発電機の変化速度を考慮する制約

補機切替時間制約 : 蒸気バルブの系列変更に伴う補機切替時に、ある時間出力一定運転を行う制約

発電予備力制約 : 実際の需要電力と想定需要電力に食い違いが生じた場合に必要となる発電可能な余裕分を確保する制約

LFC 予備力制約 : 電力系統に急激な負荷変動が生じた場合に出力調整可能な余裕分を確保する制約

幹線潮流制約 : 電力系統の地区間を結ぶ幹線の潮流を制限する制約

連続運転制約 : 運転を開始した火力発電機について最小運用時間以上連続運転を行う制約

LFC : Load Frequency Control、負荷周波数制御、電力系統の負荷変動を系統周波数の定格周波数からのずれを観測することによって検出し、これを抑制するために応答速度の速い火力ユニットの出力を調節することにより、周波数を規定値に保つ制御

LFC 対応型発電所 : LNG を使用燃料としている応答速度の速い発電所

LNG : Liquefied Natural Gas、液化天然ガス

FFC : 定周波数制御、Flat Frequency Control、周波数偏差を積分し発電量変更指令値を求める負荷周波数制御方式

TBC : 周波数バイアス連系線潮流制御、Tie-line Bias Control、周波数偏差と連系線潮流偏差から得られる地域制御誤差の積分値により発電量変更指令値を導出する負荷周波数制御方式

MATLAB : 本研究で用いたプログラム言語

Simulink : MATLAB のシミュレーションツール

第 2 章

n : 全ての火力ユニット数

k : 現在時刻

F : 単位時間あたりの燃料費 (円/h)

P : 単位時間あたりの発電機出力 (MWh)

PC : 発電単価 (円/MWh)、為替レートなどによって変化し、化石燃料の種類により異なる

a, b, c : 燃料費特性定数、各火力ユニット特有のパラメータで時刻等によって変化しない定数

λ : 増分燃料費、発電機の出力を変化させたときの燃料費の変化量

PL : 想定需要電力 (MWh)

FT : 総燃料費 (円)

C : 発電費用 (円)、燃料費と起動費の合計

CS : 深夜停止時の起動費 (円)

T^{\min} : 最小運用時間 (h)

G : 優先順位決定に用いた指標

m : 運転を行う火力ユニット数

P_i^{\max} : 最高出力 (MW)

P_i^{\min} : 最低出力 (MW)

U_i : 1 時間で変更可能な出力の最大増加量

L_i : 1 時間で減少可能な出力の最大減少量

P_i^{sr} : 補機切替点出力 (MW)

T_i : 時刻 k での火力ユニットの連続運転時間 (h)

PT^{SR} : 発電予備力

PL^{all} : 火力ユニットとその他の発電方式での分担出力を合計した総需要電力

α : LFC 予備力係数

P_i^{LR} : LFC 対応ユニットの LFC 予備力 (MW)

β : LFC 予備力係数

γ : 総需要電力のうち、各地区で消費される負荷の割合を示す地区負荷比率

PT^{Th} : 各地区の火力ユニットの発電量 (MW)

PT^{NTh} : 各地区の火力ユニット以外の発電量 (MW)

PT : 全ユニットの総発電量 (MW)

第 3 章

GUI : Graphical User Interface、グラフィカルオブジェクトを使って作成するユーザインタフェース

CUI : Characteristic User Interface、コマンド入力によって操作するユーザインタフェース

第 4 章

Δf : 周波数偏差、周波数と定格周波数の差

ΔP_{AEX} : 連系線潮流偏差、連系線潮流と定常潮流の差

ACE : Area Control Error、周波数偏差、連系線潮流遊偏差から求められる地域制御誤差

$\Sigma \Delta P_{AEX}$: 連系線潮流偏差の積算値

Za : ACE の変化率

Zs : 地域制御誤差 ACE

Zp : 連系線潮流偏差の積算値

β : 周波数バイアス、周波数の変動量を電力量に換算するための係数

$p(k)$: 電力系統の動作点

α : 領域 A と領域 B の重なる領域の位相角

$\theta(k)$: 動作点 $p(k)$ の横軸に対する位相角

$D(k)$: 動作点 $p(k)$ と原点 O との距離

As : スケーリングファクタ

Sg : シフトゲイン

$ZSS(k)$: O から O^* への過渡的なシフト量

O : 原点

O^* : 過渡的な原点

$G(k)$: 制御信号の導出に必要な原点 O と点 $p(k)$ との距離に関するメンバーシップ関数

U_{max} : 制御信号の最大値

Dr : 動作点距離 $D(k)$ に関する制御パラメータ

T_{power} : 発電量調整指令値

pf_i : 地区負荷分担率

U_i : LFC ユニットの出力調整信号

$Governor_i$: ガバナの速度制御信号

P_{Gi} : 火力ユニットの発電量

P_{other_i} : 原子力・水力・他社火力の発電量

$Capa_A$: A 地区の LFC 対応型発電所の発電容量閾値

第 1 章 序章

1.1. 本研究の背景と目的

電気エネルギーは輸送性、制御性、安全性、変換効率といった様々な点でもっとも実用的なエネルギーであり、生活の快適指向の高まりや社会の高度情報化が進むにつれてその重要性はますます高まってきている。

電力システムは経済性と信頼性を考慮して広域に渡って連系され、大規模複雑化している。一方、物理的・社会的な問題により発電設備の増強が困難となっている。この状況で電力供給の信頼性を確保するためには、電力システムの系統運用が非常に重要であるといえる。

系統運用では、翌日から数年先までの需要の予測とそれを基にした発電計画の立案、刻々と変化する需要電力に応じた発電所の出力配分・調整、系統制御、発電設備のメンテナンスのための停止計画などを行っており、系統運用の中核をなすものとして経済負荷配分（Economic Load Dispatch：ELD）とともに、負荷周波数制御（Load Frequency Control：LFC）を挙げることができる。

電力会社が行っている発電方式のうち、刻々と変動する需要電力に応じて主に出力調整を行っているのが火力発電である。火力発電に使用される化石燃料としては石油・重油・石炭・LNGなどがある。発電を行う際に生じる燃料費は燃料を輸入する際の為替レートによって異なってくるほか、各火力発電機固有の燃料費特性から、発電機出力によって燃料費が変化し、これは発電機出力の2次式で模擬することができる。電力会社は電力需要予測を基に発電計画を立案する際に、燃料費特性が異なる各火力発電機から、需要電力に応じて運転に使用する発電機の最適な選択と出力配分を行い、発電費用を最小化している。この発電費用を最小化する問題は経済負荷配分（Economic Load Dispatch：ELD）と呼ばれている。経済負荷配分の現行方式では等増分燃料費則を用いた手法が挙げられる。等増分燃料費則とは、発電機の出力を変化させたときの燃料費の変化量(増分燃料費)が、運転を行う全発電機で等しくなるように各発電機の出力を配分すると、燃料費の合計が最小となる法則である[参考

文献(2)]。しかし、火力発電機の運用を行う際には各発電機によって異なる出力の上限値、下限値の運用範囲が存在し、単位時間あたりに変更可能な出力の変化速度が異なっている。また出力を増加、減少する際に、ある出力において蒸気バルブの系列変更に伴う補機切替時の出力一定運転を行う制約などが存在し、そのため、等増分燃料費則で求めた結果がこれらの制約を違反することが考えられる。そこで、これらを考慮して発電費用を最小化することは組み合わせ最適化問題として考えられており、これまで遺伝的アルゴリズム (Genetic Algorithm: GA)、ラグランジェ緩和法 (Lagrange Relaxation Method)、ファジィ推論、ニューラルネットワークなどの知識工学[参考文献(3)]を適用した様々な手法[参考文献(4)-(14)]が提案されている。しかし、そのいずれの方法でも火力発電を行う際の一部の制約のみしか考慮されていない。

本研究で提案するルールベース型経済負荷配分方式[参考文献(23).(25)-(28).(30)-(32)]では、上記で述べた運用範囲制約、発電量増加減制約、補機切替時間制約のほかに、発電予備力制約、LFC予備力制約、幹線潮流制約、連続運転制約という、火力発電を行う際に考える必要があるすべての制約をルールベースで表現している。ルールベースとは知識工学の古典的なもので専門家の知識をルール形式で表現し、与えられた問題に対してルールを適用することで解を求める方式で、制約を if～then 形式によって表現している。例えば等増分燃料費則を用いてある時間の最適な発電機出力を求める場合、増分燃料費の値を次第に大きくしながら繰り返し計算を行うのであるが、このとき、計算途中で補機切替点出力を通過した火力発電機についてはその出力を補機切替点出力に固定し、その他の火力発電機で引き続き繰り返し計算を行い、これらの発電機出力の合計が必要電力予測値と等しくなる増分燃料費となるときの計算を終了している。このルールベース方式で計算に必要なデータは現在の発電機出力の情報との先行需要電力の情報のみであり、週間での繰り返し計算を行うことなく次の時間の最適な出力配分の決定が可能となっている。また短時間で計算が可能であることから実時間での計算が可能であるという利点を持っている。これまでの手法では、例えばラグ

ランジェ緩和法を使用した経済負荷配分方式[参考文献(6),(14)]では、週間のELD計算を行う場合、需要予測データを基に週間にわたる繰り返し計算を行っているため、ある時間の発電機出力だけを求めることができず、実時間での経済負荷配分は不可能なので、実運用可能な方式であるとはいえない。

また等増分燃料費則は燃料費を最小化する法則であるが、発電機が運転を開始する際に必要となる起動費について考慮されていない。そこで提案するルールベース型経済負荷配分方式に起動費を考慮した優先順位を設定し、この優先順位の高いユニットから優先的に運転を行い、起動費と燃料費の合計である発電費用の削減を行っている。提案方式の有効性を検証するため、例題系統として23機の火力発電機を有する実システムを対象とし、MATLAB/Simulink環境においてシミュレータを作成し、週間運用シミュレーションを行って運用実績とラグランジェ緩和法を用いた経済負荷配分方式との発電費用の比較を行っている。また、提案方式の特徴である実時間運用の可能性を検証するためのシミュレータの作成も行っている。

LFCとは電力系統の負荷変動を系統周波数の定格周波数からのずれを観測することによって検出し、これを抑制するために応答速度の速い火力ユニットの出力を調節することにより、周波数を規定値に保つ制御である[参考文献(1),(2),(15),(16)]。LFCの現行方式としては定周波数制御(Flat Frequency Control:FFC)、周波数バイアス連系線潮流制御(Tie-line Bias Control:TBC)方式が挙げられる。FFC方式は電力会社間を結ぶ連系線の電力潮流に関わらず、電力系統からの定格周波数からの偏差を検出して規定値に保つように制御を行っている。ただし、連系線潮流も大幅に変動し、これを別に制御する必要がある。これに対し、TBC方式では、系統の周波数変動と連系線潮流変動の双方を検出し、どの系統に負荷変動が発生したかを検知して、自分のところであれば自系統内の発電機出力を調整し、他系統内の負荷の変動であると、周波数偏差に比例して連系線潮流制御の設定値を自動的に変化させて協調をとる方式である。通常、連系線で結ばれた電力会社間では単位時間内に融通する電力量につ

いて契約を行っているが、現行の TBC 方式ではこの融通電力量を一定に保つことは考慮されておらず、これを別に制御する必要がある。そこで本研究では、TBC 方式で使用されている制御パラメータである周波数偏差、連系線潮流偏差とともに、連系線潮流偏差の積算値を制御パラメータとして追加した 3 次元ファジィ制御則による負荷周波数制御方式を提案している[参考文献(17)-(21),(24),(33)]。これにより融通電力量を自動的に一定に保つことが可能となっている。また、現行の TBC 方式では急激な負荷変動が発生した場合、応答性を重視した LFC 対応型火力発電所によって出力調整を行っているが、負荷変動が連続して発生する場合、その調整能力に限界が生じる可能性がある。そこで提案方式に LFC 対応型発電所から、応答速度の劣る経済性を重視した LFC 非対応型発電機に負荷分担を移行し、常に調整容量を確保する機能を追加している。この機能拡張型負荷周波数制御方式の有効性の検証するために、ルールベース型経済負荷配分方式で使った実システムの例題系統と、そのシミュレーション結果から得られたある時間での出力配分値をそれぞれ各発電機の出力の初期値として使用したシミュレータを作成し、現行の TBC 方式との制御性能の比較を行っている。

1.2 本論文の内容

本論文の構成は 5 章からなっている。以下に各章の内容についての要約を述べる。

第 1 章では序章として本研究に係わる系統運用についての役割について概略を述べ、系統運用の中核をなしている経済負荷配分方式と負荷周波数制御方式に現在適用されている手法についてまとめ、本研究の目的を示した。

第 2 章では等増分燃料費則を基に、運転を行う火力ユニットの選択について起動費を考慮した優先順位を設定した新しいルールベース型経済負荷配分方式を提案している。

第 3 章では、第 2 章で提案したルールベース型経済負荷配分方式が繰り返し計算を不要としていることと、短時間での計算が可能であること

に着目し、これを実時間運用に適用した場合の有効性について検証を行っている。

第4章ではLFCの現行方式の一つであるTBC方式を基本とし、これをファジィ論理型制御に置き換えた新しい負荷周波数制御方式を提案している。

第5章では総括として、本研究で得られた結果をまとめるとともに、今後の展望について述べている。

第 2 章 ルールベース型経済負荷配分方式

2.1 はじめに

電力需要の増大に伴い、電力系統は広域にわたって連系され大規模複雑化してきている。一方、物理的・社会的要因による、発電設備の増強の遅れから、厳しい系統運用が迫られている。このような状況において電力供給の信頼性を確保するためには、系統運用が非常に重要であると言える。系統運用において、電力系統の経済的に効率な運用を行うために行っている制御として、経済負荷配分 (Economic Load Dispatch: ELD) を挙げることができる。

電力会社は翌日の電力需要予測を基に発電計画を立案している。図 2.1 に夏のある 1 日の総合負荷曲線を示す。この図から、電力会社が行う発電方式のうち、原子力発電は出力一定運転を原則としており、地熱発電は出力調整が困難なため、これらは需要電力の内のベース負荷を担当していることが分かる。また、水力発電は常には安定した発電を期待できないことから、出力調整が可能である火力発電の経済性を考えた発電計画の立案が重要であることが分かる。火力発電については火力ユニット毎に燃料費特性、使用燃料が異なるために、使用ユニットの選択により発電コストは大きく異なってくる。この発電コストを最小化する問題は経済負荷配分 (ELD) 問題として広く知られている。この ELD 問題を解く手法として現行では等増分燃料費則が用いられている。系統運用者は等増分燃料費則を基に発電機出力の最適な配分を求め、これに火力ユニットを運用する際に考慮しなければならない各種制約を満足するよう調整を行い、最終的な発電機出力を決定している。

本章では、運転に使用するユニットの選択の方法として、運転を開始する際に必要となる起動費を考慮した優先順位を設定し、系統運用者が考慮している各種制約について、専門家の知識をルール形式で表現し、与えられた問題に対してルールを適用することで解を求めるルールベース推論を適用した新しい経済負荷配分方式を提案している。このルールベース型経済負荷配分方式を短期・中期の発電計画立案に適用した場合

の有用性の検証を行うため、MATLAB/Simulink 環境においてシミュレータを作成して週間運用のシミュレーションを行い、火力ユニットの運用状況を調べ、運用実績と、組み合わせ最適化手法のひとつであるラグランジェ緩和法(LR 法)を用いた経済負荷配分方式との発電費用の比較を行っている。

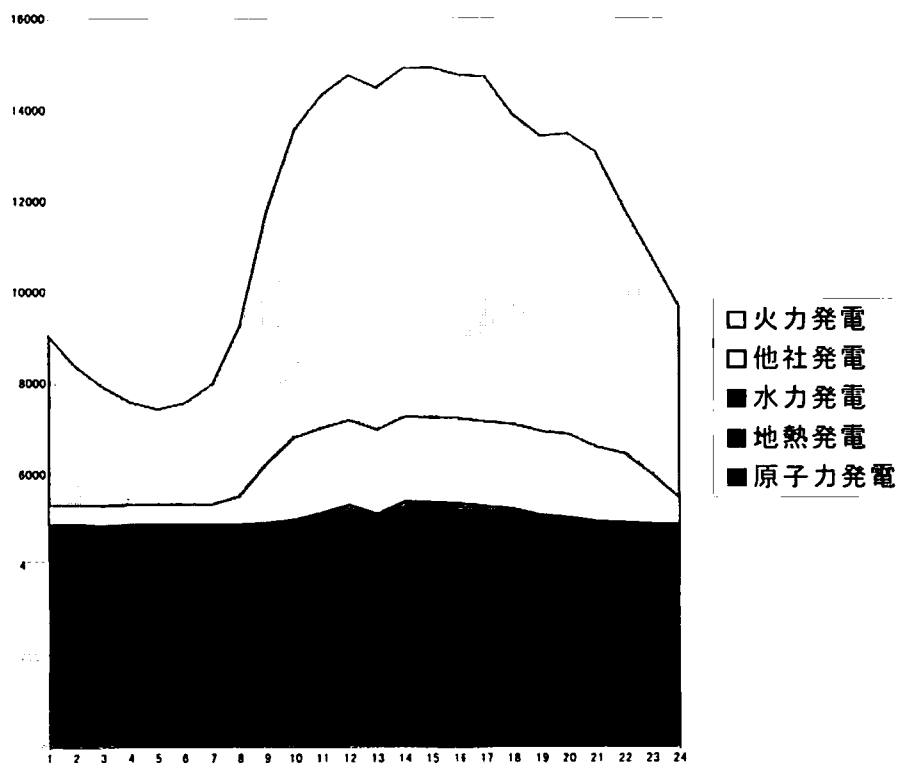


図 2.1 ある日間の総合負荷曲線

2.2 等増分燃料費則

図 2.2 のように二つの火力発電機 G_1 、 G_2 があり、それぞれ P_1 、 P_2 の出力で、負荷に PL の電力を供給している場合に、 G_1 、 G_2 で消費される総燃料費を最小にするには、各発電機の出力 P_1 、 P_2 をいかに定めたらよいかを考える。

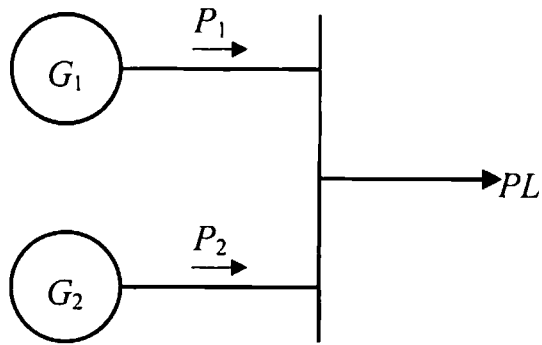


図 2.2 2機の火力発電機による経済負荷配分

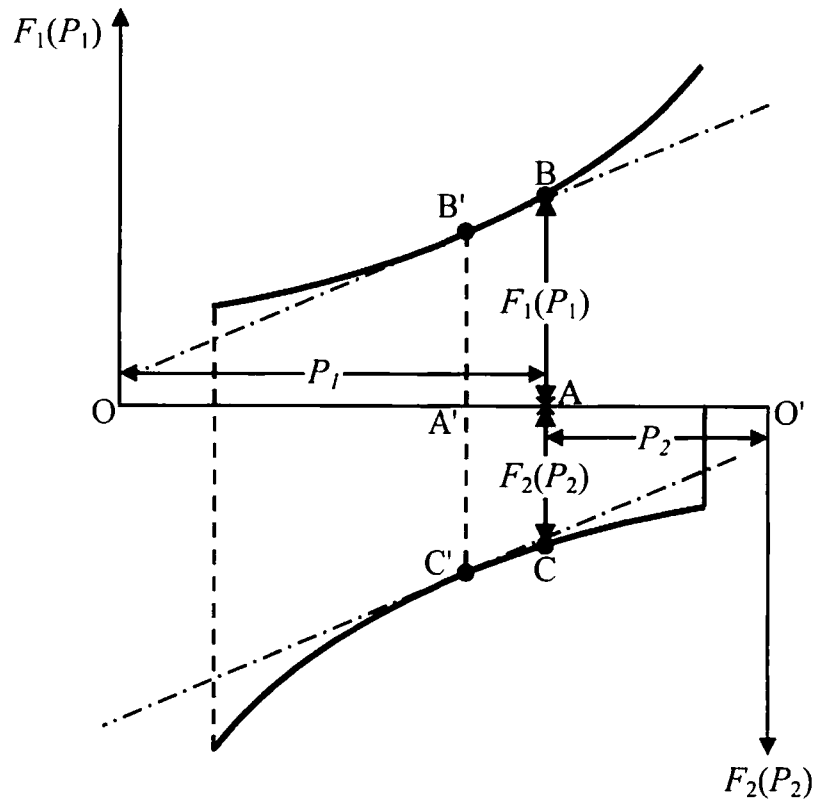


図 2.3 2機の発電機の燃料費曲線

図 2.3 は 2 つの発電機の出力と燃料費の関係を描いたものである。横軸に負荷電力 PL に等しい値をとり、左の縦軸は発電機 G_1 の発電量を示し、上向きに正としている。右の縦軸は発電機 G_2 の発電量を表しており、下向きに正となっている。 OO' 上の任意の点 A は、発電機 G_1 が \overline{OA} に相当

する出力 P_1 、発電機 G_2 が $\overline{O'A}$ に相当する出力 P_2 を出し、 $P_1 + P_2 = PL$ となる関係が成り立っていることを示している。A 点に対応する各発電機の燃料費曲線 $F_1(P_1)$ 、 $F_2(P_2)$ 上の点をそれぞれ B、C とすれば $\overline{AB} = F_1(P_1)$ となるから、図 2.3 において、 \overline{BC} の長さは 2 つの火力発電機の総燃料費となる。したがって燃料費が最小となる 2 つの発電機の出力は、2 つの曲線の間に挟まれた縦軸の長さがもっとも短くなるような A 点を探せばよいことになる。これは明らかに A'、B'、C' の点のように、その点における両曲線の接線が平行になる所に他ならない。この接線の傾きは増分燃料費と呼ばれるもので、燃料費曲線を微分し、接点での出力を代入したものである。すなわち、燃料費が最小となる各発電機の出力は、 $P_1 + P_2 = PL$ を満足し、かつ、増分燃料費が等しくなる発電機出力 P_1 、 P_2 を求めればよい。

このことを数学的に扱うために、n 機の発電機で発電を行う場合を考える。ある時間 k での各発電機の出力を $P_1(k), P_2(k), \dots, P_n(k)$ とし、燃料費を $F_1(k), F_2(k), \dots, F_n(k)$ とすれば、燃料費は次の 2 次式で表すことができる。

$$F_i(P_i(k)) = PC_i \left(a_i P_i(k)^2 + b_i P_i(k) + c_i \right) = a_i' P_i(k)^2 + b_i' P_i(k) + c_i' \quad (i=1, \dots, n) \quad (2-1)$$

ここで、 F ：燃料費 (円/h)

P ：発電機出力 (MWh)

PC ：発電単価 (円/MWh)

a, b, c ：燃料費特性定数

この n 機の発電機の総燃料費 FT を最小化するためには、

$$P_1(k) + P_2(k) + \dots + P_n(k) = PL \quad (2-2)$$

$$FT = F_1(P_1(k)) + F_2(P_2(k)) + \dots + F_n(P_n(k)) \quad (2-3)$$

(2-2) 式を満足する P_1, P_2, \dots, P_n のうち、(2-3) 式を最小にする組み合わせを見出せばよい。ただし、 PL は想定需要電力 (MWh) をあらわし、 P_1 から P_n は運転中のユニットの出力を示している。(2-2) 式のような制約条件式のもとで (2-3) 式を最小にするには、ラグランジェの未定係数法といわれる方法がある。未定係数 λ を導入し (2-4) 式を最小化する。

$$I = F_1(P_1(k)) + F_2(P_2(k)) + \dots + F_n(P_n(k)) - \lambda(P_1(k) + P_2(k) + \dots + P_n(k) - P_L(k)) \quad (2-4)$$

λ の値を適当に選んで(2-2)式を満足させることができるとすれば、(2-4)式の λ が含まれる項は 0 となるので、その点の近くでは、(2-5)式となり、これが求める値となる。

$$I(P_1(k), P_2(k), \dots, P_n(k)) = FT(P_1(k), P_2(k), \dots, P_n(k)) \quad (2-5)$$

(2-4)式の I を最小にするため P_1, P_2, \dots, P_n について(2-6)のように偏微分し 0 とおけば、(2-7)式のような関係が成り立つことから、2 台の発電機の場合と同じく、各発電機の増分燃料費が等しくなるように P_1, P_2, \dots, P_n を決めれば、もっとも経済的な出力配分が実現できることを意味している。この原理を等増分燃料費の原則とよぶ。

$$\begin{aligned} \frac{\partial I}{\partial P_1} &= \frac{dF_1}{dP_1} - \lambda = 0 \\ \frac{\partial I}{\partial P_2} &= \frac{dF_2}{dP_2} - \lambda = 0 \\ &\dots\dots\dots \end{aligned} \quad (2-6)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial I}{\partial P_n} &= \frac{dF_n}{dP_n} - \lambda = 0 \\ \frac{dF_1}{dP_1} &= \frac{dF_2}{dP_2} = \dots\dots\dots = \frac{dF_n}{dP_n} = \lambda \\ &= 2a'_1 P_1(k) + b'_1 = \dots = 2a'_n P_n(k) + b'_n \end{aligned} \quad (2-7)$$

(2-7)式を変形すると、各発電機の出力 P_i は(2-8)式となる。

$$P_1(k) = \frac{\lambda - b'_1}{2a'_1}, \dots, P_n(k) = \frac{\lambda - b'_n}{2a'_n} \quad (2-8)$$

(2-8)式を(2-2)式に代入することで(2-9)式が求められる。

$$\begin{aligned} PL &= P_1(k) + P_2(k) + \dots + P_n(k) \\ &= \frac{\lambda - b'_1}{2a'_1} + \dots + \frac{\lambda - b'_n}{2a'_n} \end{aligned} \quad (2-9)$$

ここで、各発電機の a, b と想定需要電力 PL は既知の値であるから、 λ を求めることができ、この λ を(2-8)式に代入して各発電機への最適な配分を求めることができる。

2.3 起動費を考慮した ELD 方式

火力ユニットの運用を行う際には、運転を行っている際にかかる燃料費のほかに、運転を開始する際に必要な起動費と言うものが存在し、これもユニット毎に大きく異なる。また、等増分燃料費則では起動ユニットの選定について定義されていないので、これを基に経済運用を行う場合、各火力ユニットの燃料費特性を基に総燃料費が最小となるよう起動ユニットと出力分担を決定しても、選択した起動ユニットの起動費が大きい場合、総燃料費と総起動費の合計である総発電費用についてはこれが最小とはいえない。そこで、本研究では各火力ユニットに対し、起動費を考慮した運転優先順位を設定し、常にこの優先順位の高いものから発電を行うことにより、総発電費用の削減が期待できる ELD 方式を提案している。

2.3.1 運転優先順位の決定

火力ユニットがある出力 P で時間 T だけ連続運転を行う場合の発電費用は次式で与えられる。

$$C = CS + \int_0^T (a' \cdot P^2 + b' \cdot P + c') dt \quad (2-10)$$

ここで、 C は発電費用、 CS は起動費を表している。

このユニットの最小運用時間を T^{\min} とすると次の関係が成り立つことになる。

$$C \leq \int_0^T \left\{ a' \cdot P^2 + b' \cdot P + \left(c' + \frac{CS}{T^{\min}} \right) \right\} dt \quad (2-11)$$

すなわち、最小運用時間だけ発電を行ったときに単位時間あたりの起動費用は最大となることがわかる。優先順位を決定するための指標として図 2.4 および次式に示す各火力ユニット間の運用範囲の共通部分での発電費用差分の平均値を用いている。

$$G = \int_{P_B^{\min}}^{P_A^{\max}} (g_A(P) - g_B(P)) dP / (P_A^{\max} - P_B^{\min})$$

$$g(P) = a \cdot P^2 + b \cdot P + \left(c + \frac{CS}{T^{\min}} \right) \quad (2-12)$$

上式中、記号*はユニット A とユニット B の運用範囲の共通部分を示している。この指標 G の値により、ある火力ユニットを基準とした相対的な起動優先順位が求められる。すべての火力ユニットを基準にして、この相対順位を決定し、これから平均順位、すなわち多数決による優先順位を求め、最終的な優先順位を決定している。

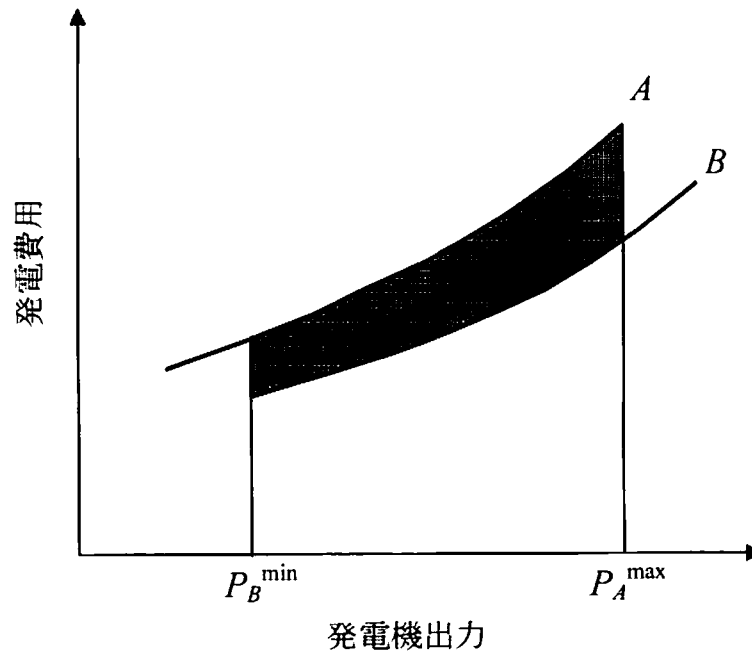


図 2.4 ユニット A とユニット B との発電費用の差分

ELD 計算ではこの優先順位を基にして火力ユニットが起動されることになる。すなわち、優先順位の高いものから順に各火力ユニットの出力上限値の和をとり、想定需要電力 PL に応じた発電を行うのに最低限必要な優先順位 m 位までの火力ユニットを対象として、式(2-1)～(2-9)により ELD 計算を行うことになる。このとき、次式が満足されることになる。

$$PL \leq \sum_{i=1}^m P_i^{\max} \quad (2-13)$$

2.4 各種制約のルールベース化

ルールベース推論とは、専門家の知識をルール形式で表現し、与えられた問題に対してルールを適用することで解を求める方式である。ルールベース推論に基づく問題解決システムは、知識工学およびエキスパートシステムにおいて最も歴史が古く、かつ最も基本的なシステムである。ルールベース推論の利点として、以下のような点があげられる。

- ・ ルールの表現形式が一定である
- ・ モジュール性が高い
- ・ 説明機能の付加が容易である

本研究では実運用に耐えるように以下に示す実運用で考慮されている各種制約をルールベースとして提案する ELD 方式に付加している。

2.4.1 運用範囲制約

火力発電所ではその規模によって発電可能な出力の範囲が異なる。等増分燃料費則で得られる λ より求めた各火力ユニットの発電機出力指示値は図 2.5 に示すように、必ずしも運用範囲に収まるとは限らない。そこで ELD 計算結果がその運用範囲を逸脱している場合は以下の修正を行う。

$$\begin{aligned} P_i(k) \geq P_i^{\max} \text{ のとき } P_i(k) &= P_i^{\max} \\ P_i(k) \leq P_i^{\min} \text{ のとき } P_i(k) &= P_i^{\min} \end{aligned} \quad (2-14)$$

ここで P_i^{\max} は各火力ユニットの最高出力であり、 P_i^{\min} は各火力ユニットの最低出力である。

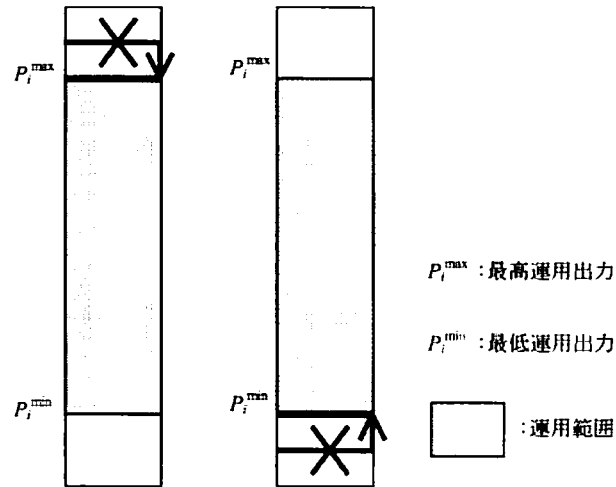


図 2.5 運用範囲制約

2.4.2 発電量増加減制約

図 2.6 に示すように、発電機出力増加減速度を上まわる出力調整が行われないように必要に応じて以下の修正を行う。

$$\begin{aligned}
 P_i(k) &\geq P_i(k-1) + U_i \text{ のとき } P_i(k) = P_i(k-1) + U_i \\
 P_i(k) &\leq P_i(k-1) + L_i \text{ のとき } P_i(k) = P_i(k-1) + L_i
 \end{aligned}
 \tag{2-15}$$

ここで $k-1$ は現在時刻を表し、 k は 1 時間後を表している。 U_i は 1 時間で変更可能な出力の最大増加量、 L_i は 1 時間で減少可能な出力の最大減少量を示している。

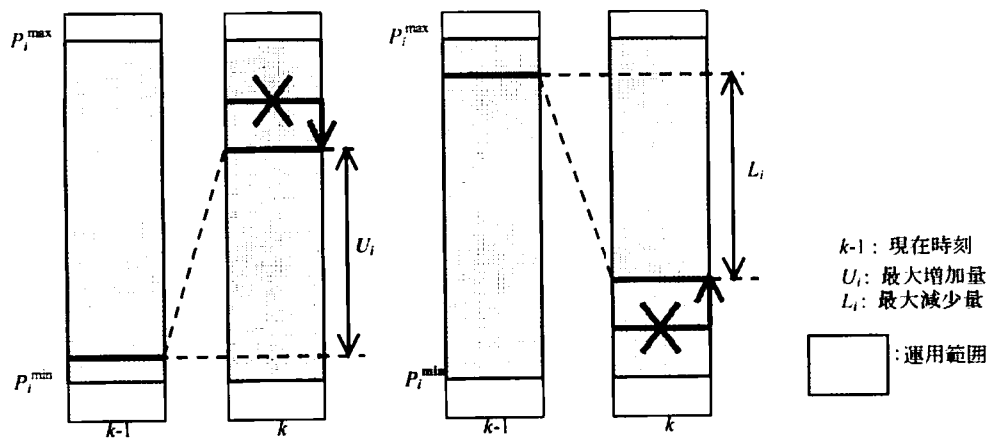


図 2.6 発電量増加減制約

2.4.3 補機切替時間制約

火力ユニットにおける出力調整は、大型ファン、ポンプの出力調整用ダンパや弁を絞ることで制御している。これらは補機と呼ばれており、出力を調整する際にある出力点において補機の運転台数の変更やそれに伴う制御の入れ替えが必要となる。この補機切替が完了するまで図 2.7 に示すように 20～60 分程度の時間がかかるが、この間は出力一定運転が行われることになる。本研究では 1 時間毎の予測需要電力に対して経済負荷配分を行っているので、発電機出力の増加、減少時に補機切替点において 1 時間の出力一定運転を行うように設定している。各火力ユニットの出力が増加中、あるいは減少中に補機切替出力を通過する場合には補機切替出力に出力を修正する。

$$\begin{aligned} P_i(k-1) > P_i^{\text{sor}} \text{ かつ } P_i(k) < P_i^{\text{sor}} \text{ のとき } P_i(k) &= P_i^{\text{sor}} \\ P_i(k-1) < P_i^{\text{sor}} \text{ かつ } P_i(k) > P_i^{\text{sor}} \text{ のとき } P_i(k) &= P_i^{\text{sor}} \end{aligned} \quad (2-16)$$

ここで P_i^{sor} は各火力ユニットの補機切替出力を示している。

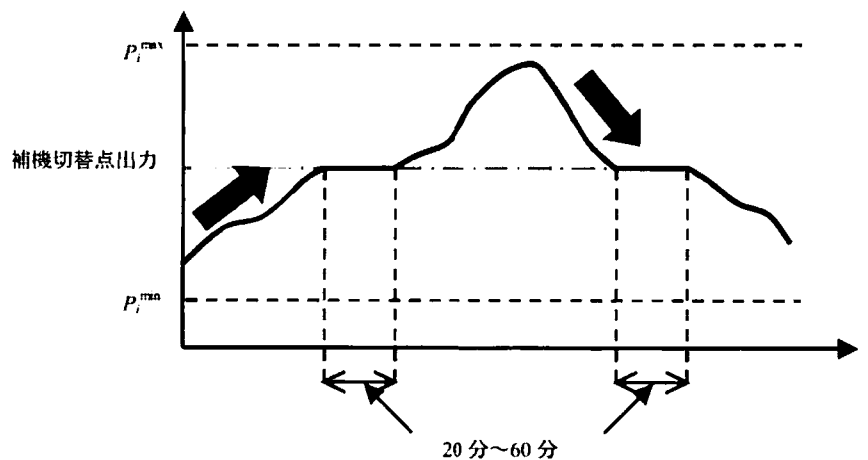


図 2.7 補機切替時間制約

2.4.4 連続運転制約

ELD 計算中は火力ユニットが運転を開始してからの運転時間を記録し、運転時間が連続運転制約時間以内の場合は、図 2.8 に示すように優先順位が低いために運転ユニットとして選ばれていなくても運転を行わなければならない。そこで、

$$T_i(k) < T_i^{\min} \quad (2-17)$$

となる火力ユニットを運転ユニットとして選択することになっている。ここで T_i は時刻 k での各火力ユニットの連続運転時間を示している。また、 T_i^{\min} は火力ユニット i の最小運用時間である。

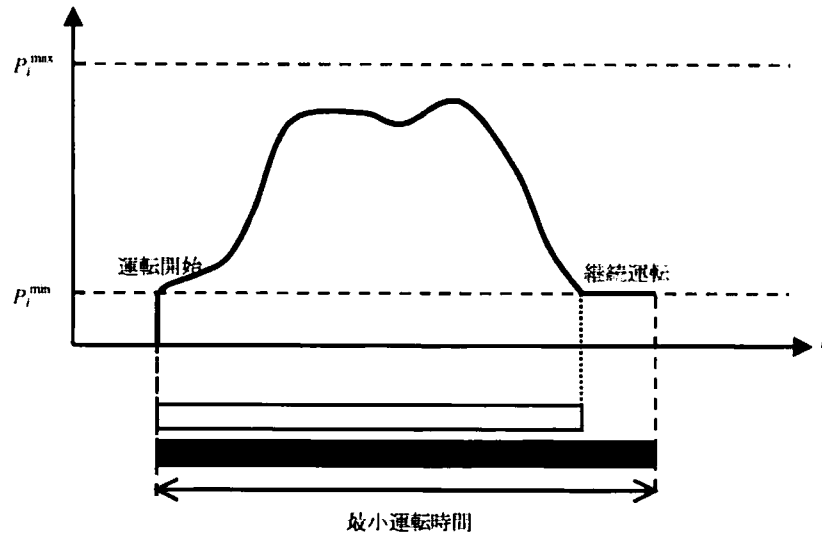


図 2.8 連続運転制約

2.4.5 発電予備力制約

経済負荷配分では需要予測値より火力ユニットの運転計画が立案されるが、図 2.9 に示すように実際の需要電力が需要予測値からずれてくる場合がある。このずれに対応するためには発電量の調整を行う必要があるのであるが、発電を行っている火力ユニットがすべて最高出力付近で運転を行っている場合、需要電力とのずれに対応するために出力を増加することが困難となる。また、この調整を行うために停止しているユニットを起動するためには時間を要するので、運転している火力ユニットの発電能力にある程度の余裕が必要となってくる。これが発電予備力と呼ばれるものである。運転状態にある各火力ユニットの発電予備力(MW)は次式で与えられる。

$$P_i^{\text{SR}}(k) = P_i^{\text{max}}(k) - P_i(k) \quad (2-18)$$

従って、発電予備力 PT^{SR} は次式で与えられることになる。

$$PT^{SR} = \sum_{i=1}^n P_i^{SR} \quad (2-19)$$

発電予備力が以下の条件を満足している場合には、運転を行っていない火力ユニットの中で最も優先順位の高いユニットを起動ユニットとして選択し、再びELD計算を行うことで発電予備力を確保している。

$$PT^{SR} < PL^{all} \cdot \alpha \quad (2-20)$$

このときの PL^{all} は火力ユニットの分担する電力と原子力・水力・地熱・他社火力の分担する電力の総和を示している。また、 α は発電予備力係数を表している。

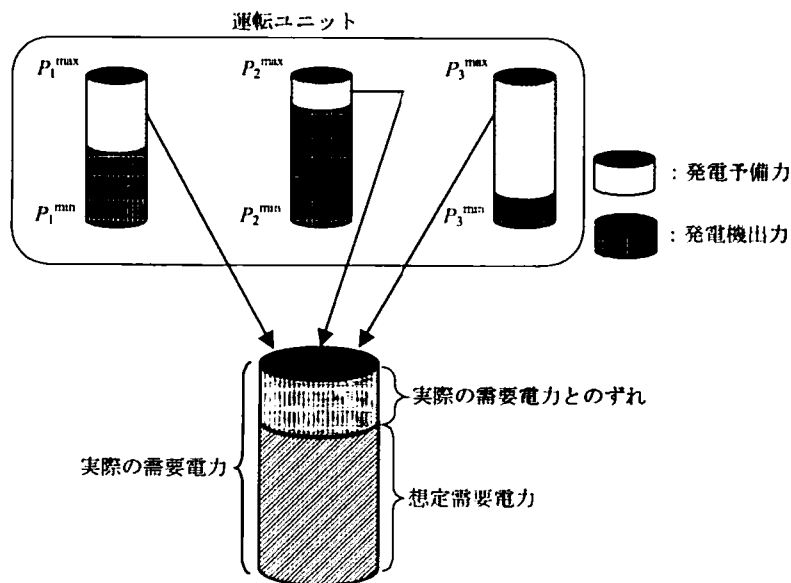


図 2.9 発電予備力制約

2.4.6 LFC 予備力制約

電力系統に急激な負荷変動が起こった場合、受給バランスをとるための発電電力調整は図 2.10 に示すような負荷周波数制御(LFC)を担当する火力ユニットによって行われる。LFC は応答速度の速い火力ユニットを用いて行われるので、LFC 対応型火力ユニットについては、発電予備力とは別に LFC 予備力を考慮する必要がある。運転状態にある各 LFC 対応型火力ユニットの LFC 予備力は次の式で表される。

$$P_i^{L,R}(k) = P_i^{\max}(k) - P_i(k) \quad (2-21)$$

ここで、 $P_i^{L,R}$ は LFC 対応ユニット i の LFC 予備力 (MW) である。

$$P_{total}^{L,R} = \sum_{i=1}^m P_i^{L,R} \quad (2-22)$$

LFC 対応型火力ユニットの LFC 予備力の合計は次式で与えられる。

$$PT^{L,R} \leq PL^{all} \cdot \beta \quad (2-23)$$

この LFC 予備力が以下の条件を満足する場合には図 2.11 に示すように運転を行っていない LFC 対応型火力ユニットのなかで最も優先順位の高いものを起動ユニットとして選択し、再び ELD 計算を行って LFC 予備力を確保している。上式中、 β は LFC 予備力係数を表している。

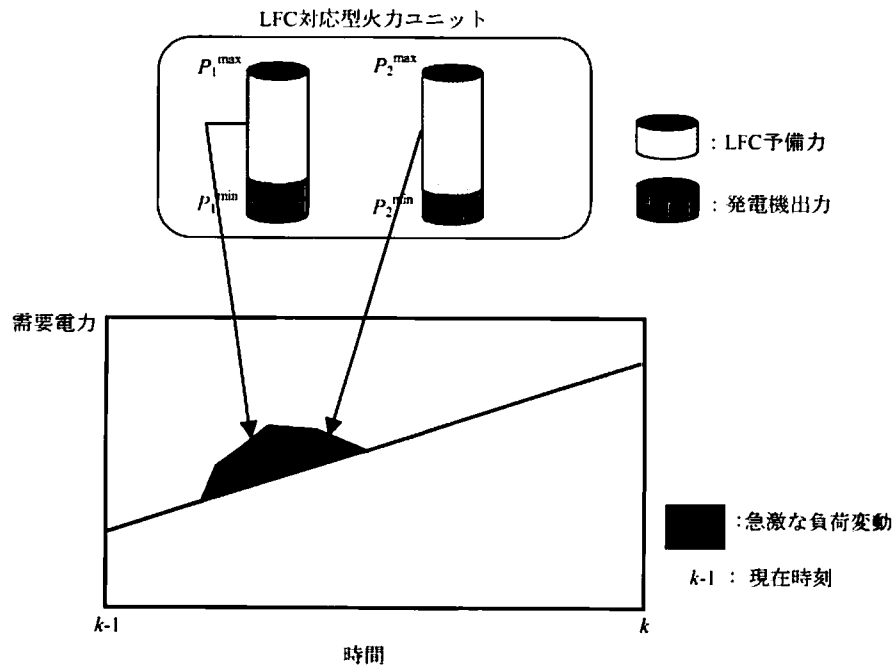


図 2.10 LFC 予備力制約

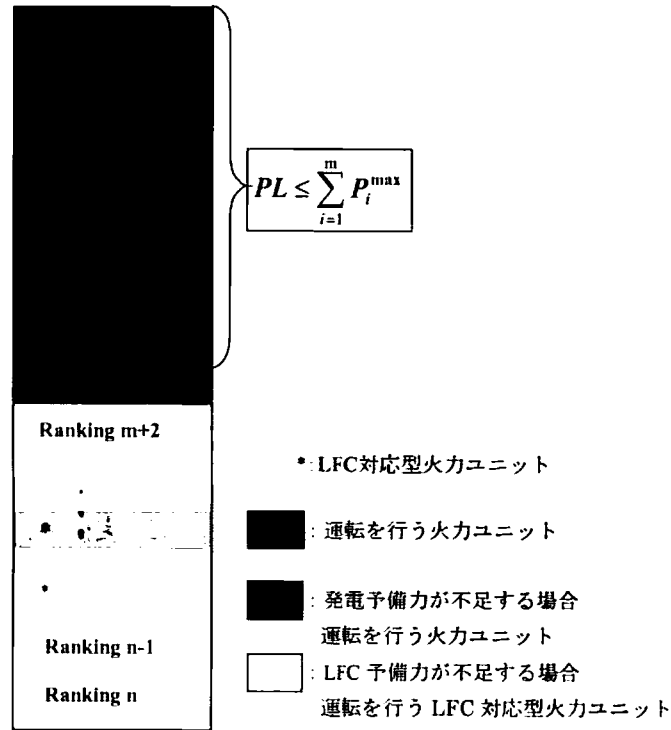


図 2.11 発電予備力・LFC 予備力を考慮した優先順位決定方法

2.4.7 幹線潮流制約

系統内各幹線の電力潮流は、各地区での火力ユニットと水力・原子力・地熱・他社火力の発電量から、各地区での需要電力を差し引いたもので表される。各地区での需要電力は過去の実績データより、総需要電力に対する割合である地区負荷比率 γ を求め、これにより決定している。このとき幹線潮流は次の式で表される。

$$P_{KA} = PT_K^{\text{Th}} + PT_K^{\text{NTh}} - PT \cdot \gamma_K \quad (2-24)$$

ここで γ ：地区負荷比率

PT^{Th} ：各地区の火力ユニットの発電量（MW）

PT^{NTh} ：各地区の火力ユニット以外の発電量（MW）

PT ：全ユニットの総発電量（MW）

K ：注目地区

A ：注目地区より電力が送られる外部地区

たとえば図 2.12 に示すように幹線 KA の潮流がその制限値を上まわったとき、幹線 KA の潮流がこの潮流制約にかからないように K 地区の火

力ユニットの発電量を削減し、削減後の K 地区での発電量を K 地区での想定需要電力として、 K 地区での ELD 計算を実施する。また想定需要電力から K 地区での発電電力を引いたものを他の地区での想定需要電力として ELD 計算を別途実施している。

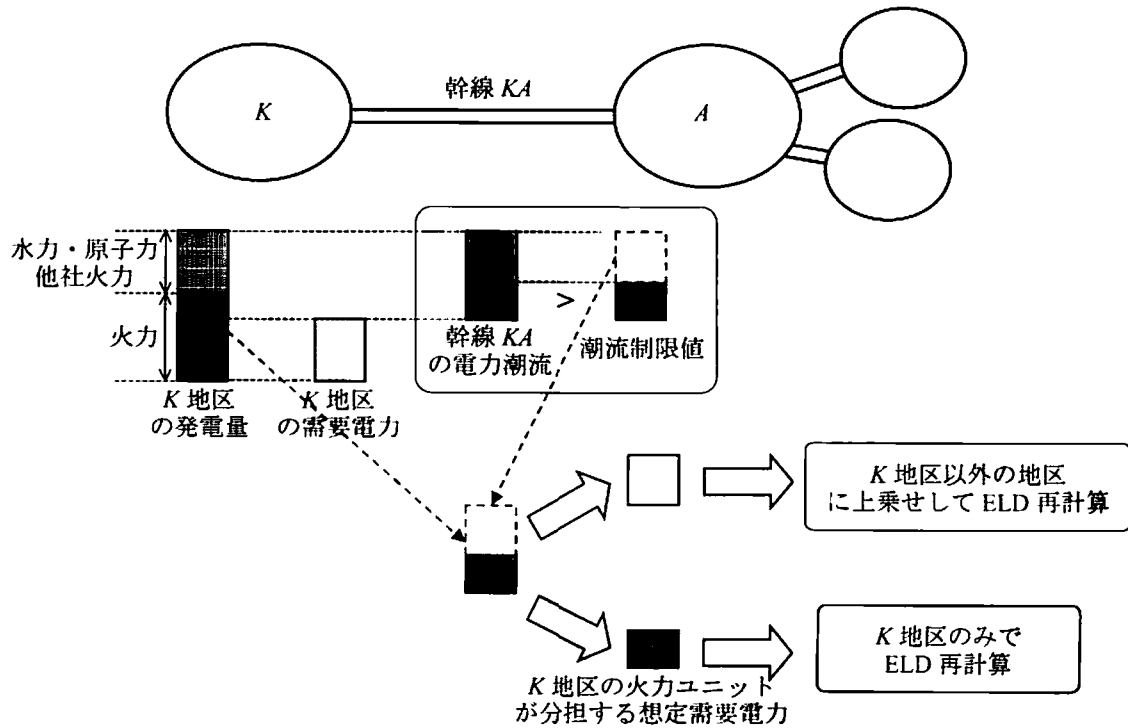


図 2.12 幹線潮流制約の一例

2.4.8 ルールベース型 ELD 計算手順

提案するルールベース型経済負荷配分方式での計算手順を以下に示す。

Step 1. $P_L \leq \sum_{i=1}^m P_i^{\max}$ となる最小の m を探索

Step 2. 優先順位 m 位までの火力ユニットを用いて運用範囲制約、発電量増加減制約、連続運転制約を満足するように ELD 計算を行う。

Step 3. 発電予備力が不足している場合には、停止中のユニットの中でもっとも優先順位の高いユニットを起動ユニットとして選択し、再び ELD 計算を行う。

Step 4. LFC 予備力が不足している場合には、停止中の LFC ユニット

の中でもっとも優先順位の高いユニットを起動ユニットとして選択し、再び ELD 計算を行う。

Step 5. 例えば幹線 KA の潮流がその制限値を超えている場合には地区 K で行う発電を抑えて K 地区での ELD の再計算を行い、残りの地区では C 地区での発電量の削減分を上乗せして ELD の再計算を行う。これにより K 地区からその外部地区への幹線潮流をその制限値とすることができる。

2.5 例題系統

本研究では、例題系統として図 2.13 に示す 4 地区 A 、 B 、 C 、 D より構成される系統を想定している。稼動可能な火力ユニットは A 地区に 8 機、 B 地区に 5 機、 C 地区に 7 機、 D 地区に 3 機の計 23 機としている。また幹線潮流 P_{BA} 、 P_{CA} 、 P_{DA} は矢印の向きを正としている。

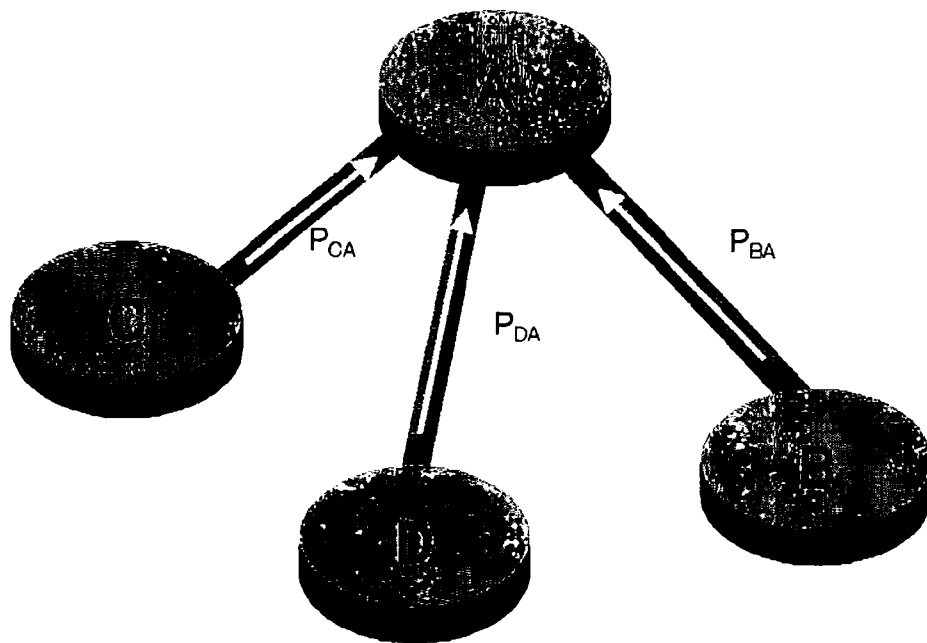


図 2.13 例題系統

例題系統における 23 機の火力ユニットの燃料費特性 a 、 b 、 c 、発電単価 PC を表 2.1 に示す。ここで a 、 b 、 c は各火力ユニット特有のパラメータで時刻等によって変化することはない。 PC とは 発電単価のことで、

この値は、化石燃料の種別、為替レートなどによって毎月変化するが、表 2.1 では平成 10 年の 7 月のデータを用いている。

表 2.1 燃料費特性定数、発電単価

| 地区 | 番号 | 燃料費特性定数 | | | 発電単価 PC (円/MWh) |
|----|----|----------|---------|----------|-----------------------|
| | | a | b | c | |
| A | 1 | 0.000404 | 2.08427 | 33.41417 | 1524 |
| | 2 | 0.001909 | 1.78524 | 50.59647 | 1524 |
| | 3 | 0.000287 | 1.85991 | 139.8340 | 1524 |
| | 4 | 0.000280 | 1.86586 | 138.6103 | 1524 |
| | 5 | 0.000220 | 1.94034 | 70.15283 | 1524 |
| | 6 | 0.000438 | 1.88006 | 88.67709 | 2108 |
| | 7 | 0.000320 | 1.89523 | 133.6337 | 1654 |
| | 8 | 0.000154 | 2.02682 | 104.7399 | 1654 |
| B | 1 | 0.000423 | 1.98050 | 51.67166 | 2018 |
| | 2 | 0.000160 | 2.07753 | 40.56528 | 2018 |
| | 3 | 0.000220 | 1.94034 | 70.15283 | 1662 |
| | 4 | 0.000220 | 1.94034 | 70.15283 | 1662 |
| | 5 | 0.000220 | 1.94034 | 70.15283 | 1662 |
| C | 1 | 0.002099 | 2.02583 | 57.00427 | 937 |
| | 2 | 0.000475 | 1.91226 | 101.5636 | 1610 |
| | 3 | 0.000201 | 1.96828 | 110.8204 | 1610 |
| | 4 | 0.000413 | 1.81696 | 123.7074 | 1657 |
| | 5 | 0.000005 | 2.12655 | 106.2046 | 1716 |
| | 6 | 0.000249 | 2.01804 | 126.7393 | 924 |
| | 7 | 0.002640 | 1.94703 | 61.60616 | 2378 |
| D | 1 | 0.000020 | 1.77154 | 63.79031 | 869 |
| | 2 | 0.000406 | 1.68753 | 157.7391 | 1854 |
| | 3 | 0.000187 | 1.94461 | 105.0354 | 1854 |

起動費、最高出力、最低出力、補機切替点出力、起動費を表 2.2 に示す。ここでの起動費は、前日の昼間起動していてその夜間に停止してか

ら起動するときのは夜間停止時の起動費を使用している。一度停止した火力ユニットを完全に冷え切ってから再起動する時にはこの値の数倍の起動費がかかる。

表 2.2 使用燃料、最高・最低出力、
補機切替点出力、変化速度、起動費

| 地区 | 番号 | 使用燃料 | 最高出力 (MW) | 最低出力 (MW) | 補機切替点出力 (MW) | 変化速度 (MW/h) | 起動費 (千円) |
|----|----|-----------|--------------|--------------|-----------------|----------------|-------------|
| A | 1 | LNG | 156 | 30 | 90 | 318 | 100 |
| | 2 | LNG | 156 | 60 | 80 | 318 | 400 |
| | 3 | LNG | 600 | 120 | 300 | 900 | 600 |
| | 4 | LNG | 600 | 120 | 300 | 900 | 900 |
| | 5 | LNG | 600 | 120 | 240 | 900 | 600 |
| | 6 | 重油、原油 | 375 | 75 | 188 | 300 | 1000 |
| | 7 | 重油、原油 | 500 | 140 | 230 | 900 | 1700 |
| | 8 | 重油、原油 | 500 | 140 | 230 | 900 | 1700 |
| B | 1 | 重油 | 250 | 50 | 125 | 150 | 1800 |
| | 2 | 重油 | 250 | 50 | 125 | 150 | 1800 |
| | 3 | LNG | 690 | 35 | - | 318 | 100 |
| | 4 | LNG | 870 | 60 | - | 600 | 200 |
| | 5 | LNG | 735 | 50 | - | 600 | 200 |
| C | 1 | 石炭、重油 | 156 | 50 | - | 318 | 700 |
| | 2 | 重油、原油 | 375 | 75 | 170 | 360 | 1100 |
| | 3 | 重油、原油 | 500 | 85 | 230 | 1200 | 1400 |
| | 4 | 重油、原油 | 375 | 75 | 180 | 360 | 900 |
| | 5 | 重油、原油 | 500 | 100 | 230 | 900 | 1100 |
| | 6 | 石炭、重油 | 700 | 105 | 350 | 1560 | 1000 |
| | 7 | 石炭、重油 | 156 | 50 | - | 318 | 3200 |
| D | 1 | 石炭、重油 | 700 | 105 | 350 | 1560 | 2200 |
| | 2 | 重油、原油 | 500 | 130 | 250 | 900 | 2000 |
| | 3 | 重油、原油、LPG | 500 | 125 | 250 | 900 | 1100 |

(2-11)式における最小運用時間 T^{\min} をすべての火力ユニットで 12 時間

とし、表 2.1、表 2.2 のデータを使用した場合の例題系統におけるすべての火力ユニットを基準としたときの指標 G の値を表 2.3、2.4、2.5、2.6 に示す。なおこの指標値は、基準ユニットより大きい場合その基準ユニットより順位が高く、低い場合順位が低くなる。

表 2.3 A 地区のユニットを基準とした場合の各ユニットの指標値

| 基準ユニット | A-1 | A-2 | A-3 | A-4 | A-5 | A-6 | A-7 | A-8 |
|--------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| A-1 | 0 | -0.8774 | 0.1173 | 0.3591 | -0.8784 | 1.8668 | 1.3454 | 1.091 |
| A-2 | 0.8774 | 0 | 1.2936 | 1.5354 | 0.2979 | 2.918 | 2.6134 | 2.359 |
| A-3 | -0.1173 | -1.2936 | 0 | 0.2481 | -0.8559 | 3.189 | 1.9772 | 1.6865 |
| A-4 | -0.3591 | -1.5354 | -0.2481 | 0 | -1.1041 | 2.9423 | 1.7289 | 1.4382 |
| A-5 | 0.8784 | -0.2979 | 0.8559 | 1.1041 | 0 | 4.099 | 2.8459 | 2.5552 |
| A-6 | -1.8668 | -2.918 | -3.189 | -2.9423 | -4.099 | 0 | -1.5717 | -1.8082 |
| A-7 | -1.3454 | -2.6134 | -1.9772 | -1.7289 | -2.8459 | 1.5717 | 0 | -0.2907 |
| A-8 | -1.091 | -2.359 | -1.6865 | -1.4382 | -2.5552 | 1.8082 | 0.2907 | 0 |
| B-1 | -1.9411 | -2.8108 | -2.3766 | -2.1323 | -3.3315 | -0.0423 | -0.9732 | -1.2023 |
| B-2 | -1.8573 | -2.7321 | -2.3256 | -2.0813 | -3.2805 | 0.0128 | -0.9237 | -1.1528 |
| B-3 | 0.4625 | -0.2898 | 0.25 | 0.4981 | -0.6059 | 3.6948 | 2.3578 | 2.0671 |
| B-4 | 0.3905 | -0.4564 | 0.0833 | 0.3315 | -0.7726 | 3.5281 | 2.1912 | 1.9005 |
| B-5 | 0.4261 | -0.4566 | 0.0833 | 0.3315 | -0.7726 | 3.5281 | 2.1912 | 1.9005 |
| C-1 | 1.7671 | 0.9924 | 2.5961 | 2.838 | 1.6004 | 4.0833 | 4.0244 | 3.7699 |
| C-2 | -0.7744 | -1.7298 | -0.8269 | -0.5802 | -1.7368 | 2.2391 | 0.8856 | 0.6491 |
| C-3 | -1.1607 | -2.1669 | -1.3168 | -1.0689 | -2.1925 | 1.9002 | 0.6328 | 0.342 |
| C-4 | -0.6908 | -1.6462 | -0.5716 | -0.3249 | -1.4816 | 2.4781 | 1.1556 | 0.9191 |
| C-5 | -1.343 | -2.4236 | -2.1698 | -1.9218 | -3.0455 | 1.2829 | -0.2523 | -0.543 |
| C-6 | 1.7008 | 0.5959 | 4.4266 | 4.6747 | 3.5706 | 6.1761 | 5.9421 | 5.6514 |
| C-7 | -4.9276 | -5.8414 | -5.347 | -5.1052 | -6.3427 | -3.3664 | -4.3115 | -4.566 |
| D-1 | 1.5286 | 0.4237 | 5.2805 | 5.5286 | 4.4246 | 6.4587 | 6.5902 | 6.2995 |
| D-2 | -2.8219 | -4.0446 | -3.569 | -3.3208 | -4.4411 | 0.0025 | -1.6145 | -1.9052 |
| D-3 | -3.0154 | -3.9709 | -5.6293 | -5.3813 | -6.505 | -1.4266 | -3.8091 | -4.0998 |

表 2.4 B 地区のユニットを基準とした場合の各ユニットの指標値

| 基準ユニット | B-1 | B-2 | B-3 | B-4 | B-5 |
|--------|---------|---------|---------|---------|---------|
| A-1 | 1.9411 | 1.8573 | -0.4625 | -0.3905 | -0.4261 |
| A-2 | 2.8108 | 2.7321 | 0.2898 | 0.4564 | 0.4566 |
| A-3 | 2.3766 | 2.3256 | -0.25 | -0.0833 | -0.0833 |
| A-4 | 2.1323 | 2.0813 | -0.4981 | -0.3315 | -0.3315 |
| A-5 | 3.3315 | 3.2805 | 0.6059 | 0.7726 | 0.7726 |
| A-6 | 0.0423 | -0.0128 | -3.6948 | -3.5281 | -3.5281 |
| A-7 | 0.9732 | 0.9237 | -2.3578 | -2.1912 | -2.1912 |
| A-8 | 1.2023 | 1.1528 | -2.0671 | -1.9005 | -1.9005 |
| B-1 | 0 | -0.0675 | -2.9106 | -2.7616 | -2.7928 |
| B-2 | 0.0675 | 0 | -2.8431 | -2.6955 | -2.729 |
| B-3 | 2.9106 | 2.8431 | 0 | 0.1667 | 0.1667 |
| B-4 | 2.7616 | 2.6955 | -0.1667 | 0 | 0 |
| B-5 | 2.7928 | 2.729 | -0.1667 | 0 | 0 |
| C-1 | 3.7082 | 3.6244 | 1.2301 | 1.4177 | 1.454 |
| C-2 | 1.5916 | 1.5319 | -1.4558 | -1.2892 | -1.2892 |
| C-3 | 1.2224 | 1.1653 | -1.746 | -1.5794 | -1.5794 |
| C-4 | 1.7081 | 1.6484 | -1.2265 | -1.0598 | -1.0598 |
| C-5 | 0.853 | 0.7991 | -2.5605 | -2.3938 | -2.3938 |
| C-6 | 4.6966 | 4.6436 | 4.7378 | 4.9792 | 4.9792 |
| C-7 | -2.9903 | -3.0715 | -5.4898 | -5.3232 | -5.3975 |
| D-1 | 4.7113 | 4.6583 | 5.7939 | 6.0622 | 6.0622 |
| D-2 | -0.5283 | -0.5784 | -3.9672 | -3.8006 | -3.8006 |
| D-3 | -1.225 | -1.2846 | -5.7719 | -5.6053 | -5.6053 |

表 2.5 C 地区のユニットを基準とした場合の各ユニットの指標値

| 基準ユニット | C-1 | C-2 | C-3 | C-4 | C-5 | C-6 | C-7 |
|--------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|--------|
| A-1 | -1.7671 | 0.7744 | 1.1607 | 0.6908 | 1.343 | -1.7008 | 4.9276 |
| A-2 | -0.9924 | 1.7298 | 2.1669 | 1.6462 | 2.4236 | -0.5959 | 5.8414 |
| A-3 | -2.5961 | 0.8269 | 1.3168 | 0.5716 | 2.1698 | -4.4266 | 5.347 |
| A-4 | -2.838 | 0.5802 | 1.0689 | 0.3249 | 1.9218 | -4.6747 | 5.1052 |
| A-5 | -1.6004 | 1.7368 | 2.1925 | 1.4816 | 3.0455 | -3.5706 | 6.3427 |
| A-6 | -4.0833 | -2.2391 | -1.9002 | -2.4781 | -1.2829 | -6.1761 | 3.3664 |
| A-7 | -4.0244 | -0.8856 | -0.6328 | -1.1556 | 0.2523 | -5.9421 | 4.3115 |
| A-8 | -3.7699 | -0.6491 | -0.342 | -0.9191 | 0.543 | -5.6514 | 4.566 |
| B-1 | -3.7082 | -1.5916 | -1.2224 | -1.7081 | -0.853 | -4.6966 | 2.9903 |
| B-2 | -3.6244 | -1.5319 | -1.1653 | -1.6484 | -0.7991 | -4.6436 | 3.0715 |
| B-3 | -1.2301 | 1.4558 | 1.746 | 1.2265 | 2.5605 | -4.7378 | 5.4898 |
| B-4 | -1.4177 | 1.2892 | 1.5794 | 1.0598 | 2.3938 | -4.9792 | 5.3232 |
| B-5 | -1.454 | 1.2892 | 1.5794 | 1.0598 | 2.3938 | -4.9792 | 5.3975 |
| C-1 | 0 | 2.7976 | 3.2858 | 2.7141 | 3.6203 | 0.627 | 6.7461 |
| C-2 | -2.7976 | 0 | 0.3422 | -0.2294 | 0.9845 | -3.885 | 4.3039 |
| C-3 | -3.2858 | -0.3422 | 0 | -0.5764 | 0.8201 | -5.0729 | 3.9977 |
| C-4 | -2.7141 | 0.2294 | 0.5764 | 0 | 1.227 | -3.6395 | 4.3874 |
| C-5 | -3.6203 | -0.9845 | -0.8201 | -1.227 | 0 | -5.9013 | 3.9416 |
| C-6 | -0.627 | 3.885 | 5.0729 | 3.6395 | 5.9013 | 0 | 7.0291 |
| C-7 | -6.7461 | -4.3039 | -3.9977 | -4.3874 | -3.9416 | -7.0291 | 0 |
| D-1 | -0.7992 | 4.1676 | 5.6457 | 3.9222 | 6.4741 | 1.083 | 6.8569 |
| D-2 | -5.401 | -2.4072 | -2.2383 | -2.6695 | -1.3692 | -7.48 | 2.7371 |
| D-3 | -5.0387 | -3.5507 | -4.0866 | -3.7801 | -3.3632 | -9.2885 | 2.0628 |

表 2.6 D 地区のユニットを基準とした場合の各ユニットの指標値

| 基準ユニット | D-1 | D-2 | D-3 |
|--------|---------|---------|---------|
| A-1 | -1.5286 | 2.8219 | 3.0154 |
| A-2 | -0.4237 | 4.0446 | 3.9709 |
| A-3 | -5.2805 | 3.569 | 5.6293 |
| A-4 | -5.5286 | 3.3208 | 5.3813 |
| A-5 | -4.4246 | 4.4411 | 6.505 |
| A-6 | -6.4587 | -0.0025 | 1.4266 |
| A-7 | -6.5902 | 1.6145 | 3.8091 |
| A-8 | -6.2995 | 1.9052 | 4.0998 |
| B-1 | -4.7113 | 0.5283 | 1.225 |
| B-2 | -4.6583 | 0.5784 | 1.2846 |
| B-3 | -5.7939 | 3.9672 | 5.7719 |
| B-4 | -6.0622 | 3.8006 | 5.6053 |
| B-5 | -6.0622 | 3.8006 | 5.6053 |
| C-1 | 0.7992 | 5.401 | 5.0387 |
| C-2 | -4.1676 | 2.4072 | 3.5507 |
| C-3 | -5.6457 | 2.2383 | 4.0866 |
| C-4 | -3.9222 | 2.6695 | 3.7801 |
| C-5 | -6.4741 | 1.3692 | 3.3632 |
| C-6 | -1.083 | 7.48 | 9.2885 |
| C-7 | -6.8569 | -2.7371 | -2.0628 |
| D-1 | 0 | 8.1064 | 9.8612 |
| D-2 | -8.1064 | 0 | 2.1389 |
| D-3 | -9.8612 | -2.1389 | 0 |

表 2.3、2.4、2.5、2.6 の指標から求められる各ユニットを基準とした場合の順位、順位の合計、平均順位と優先順位を表 2.7、2.8、2.9、2.10 に示す。

表 2.7 A 地区のユニットを基準とした場合の各ユニットの順位

| 基準ユニット | A-1 | A-2 | A-3 | A-4 | A-5 | A-6 | A-7 | A-8 |
|--------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| A-1 | 9 | 9 | 7 | 7 | 9 | 13 | 10 | 10 |
| A-2 | 5 | 4 | 4 | 4 | 4 | 9 | 5 | 5 |
| A-3 | 10 | 10 | 9 | 9 | 8 | 7 | 8 | 8 |
| A-4 | 11 | 11 | 10 | 10 | 10 | 8 | 9 | 9 |
| A-5 | 4 | 6 | 5 | 5 | 5 | 3 | 4 | 4 |
| A-6 | 19 | 20 | 19 | 19 | 19 | 19 | 19 | 19 |
| A-7 | 17 | 17 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 |
| A-8 | 14 | 15 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 |
| B-1 | 20 | 19 | 18 | 18 | 18 | 20 | 18 | 18 |
| B-2 | 18 | 18 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 |
| B-3 | 6 | 5 | 6 | 6 | 6 | 5 | 6 | 6 |
| B-4 | 8 | 7 | 8 | 8 | 7 | 6 | 7 | 7 |
| B-5 | 7 | 8 | 8 | 8 | 7 | 6 | 7 | 7 |
| C-1 | 1 | 1 | 3 | 3 | 3 | 4 | 3 | 3 |
| C-2 | 13 | 13 | 12 | 12 | 12 | 11 | 12 | 12 |
| C-3 | 15 | 14 | 13 | 13 | 13 | 12 | 13 | 13 |
| C-4 | 12 | 12 | 11 | 11 | 11 | 10 | 11 | 11 |
| C-5 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 |
| C-6 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| C-7 | 23 | 23 | 21 | 21 | 21 | 22 | 22 | 22 |
| D-1 | 3 | 3 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| D-2 | 21 | 22 | 20 | 20 | 20 | 18 | 20 | 20 |
| D-3 | 22 | 21 | 22 | 22 | 22 | 21 | 21 | 21 |

表 2.8 B 地区のユニットを基準とした場合の各ユニットの順位

| 基準ユニット | B-1 | B-2 | B-3 | B-4 | B-5 |
|--------|-----|-----|-----|-----|-----|
| A-1 | 11 | 11 | 9 | 10 | 10 |
| A-2 | 6 | 6 | 5 | 5 | 5 |
| A-3 | 9 | 9 | 8 | 8 | 8 |
| A-4 | 10 | 10 | 10 | 9 | 9 |
| A-5 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 |
| A-6 | 19 | 19 | 19 | 19 | 19 |
| A-7 | 16 | 16 | 15 | 15 | 15 |
| A-8 | 15 | 15 | 14 | 14 | 14 |
| B-1 | 20 | 20 | 18 | 18 | 18 |
| B-2 | 18 | 18 | 17 | 17 | 17 |
| B-3 | 5 | 5 | 6 | 6 | 6 |
| B-4 | 8 | 8 | 7 | 7 | 7 |
| B-5 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 |
| C-1 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| C-2 | 13 | 13 | 12 | 12 | 12 |
| C-3 | 14 | 14 | 13 | 13 | 13 |
| C-4 | 12 | 12 | 11 | 11 | 11 |
| C-5 | 17 | 17 | 16 | 16 | 16 |
| C-6 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| C-7 | 23 | 23 | 21 | 21 | 21 |
| D-1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| D-2 | 21 | 21 | 20 | 20 | 20 |
| D-3 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 |

表 2.9 C 地区のユニットを基準とした場合の各ユニットの順位

| 基準ユニット | C-1 | C-2 | C-3 | C-4 | C-5 | C-6 | C-7 |
|--------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| A-1 | 9 | 9 | 9 | 8 | 10 | 5 | 11 |
| A-2 | 4 | 5 | 5 | 4 | 6 | 4 | 5 |
| A-3 | 10 | 8 | 8 | 9 | 8 | 9 | 8 |
| A-4 | 13 | 10 | 10 | 10 | 9 | 11 | 10 |
| A-5 | 8 | 4 | 4 | 5 | 4 | 6 | 4 |
| A-6 | 20 | 19 | 19 | 19 | 19 | 19 | 18 |
| A-7 | 19 | 15 | 15 | 15 | 15 | 18 | 14 |
| A-8 | 18 | 14 | 14 | 14 | 14 | 16 | 12 |
| B-1 | 17 | 18 | 18 | 18 | 18 | 12 | 20 |
| B-2 | 16 | 17 | 17 | 17 | 17 | 10 | 19 |
| B-3 | 5 | 6 | 6 | 6 | 5 | 13 | 6 |
| B-4 | 6 | 7 | 7 | 7 | 7 | 14 | 9 |
| B-5 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 14 | 7 |
| C-1 | 1 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 | 3 |
| C-2 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 8 | 15 |
| C-3 | 14 | 13 | 13 | 13 | 13 | 15 | 16 |
| C-4 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 7 | 13 |
| C-5 | 15 | 16 | 16 | 16 | 16 | 17 | 17 |
| C-6 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 3 | 1 |
| C-7 | 23 | 22 | 21 | 22 | 22 | 20 | 23 |
| D-1 | 3 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 |
| D-2 | 22 | 20 | 20 | 20 | 20 | 21 | 21 |
| D-3 | 21 | 21 | 22 | 21 | 21 | 22 | 22 |

表 2.10 D 地区のユニットを基準とした場合の各ユニットの順位

| 基準ユニット | D-1 | D-2 | D-3 | 合計 |
|--------|-----|-----|-----|-----|
| A-1 | 5 | 10 | 16 | 217 |
| A-2 | 3 | 5 | 11 | 119 |
| A-3 | 11 | 8 | 5 | 195 |
| A-4 | 12 | 9 | 7 | 227 |
| A-5 | 8 | 4 | 3 | 106 |
| A-6 | 17 | 20 | 18 | 436 |
| A-7 | 19 | 15 | 12 | 358 |
| A-8 | 16 | 14 | 9 | 326 |
| B-1 | 10 | 18 | 20 | 412 |
| B-2 | 9 | 17 | 19 | 383 |
| B-3 | 14 | 6 | 4 | 145 |
| B-4 | 15 | 7 | 6 | 180 |
| B-5 | 15 | 7 | 6 | 177 |
| C-1 | 1 | 3 | 8 | 66 |
| C-2 | 7 | 12 | 14 | 275 |
| C-3 | 13 | 13 | 10 | 306 |
| C-4 | 6 | 11 | 13 | 251 |
| C-5 | 18 | 16 | 15 | 372 |
| C-6 | 4 | 2 | 2 | 48 |
| C-7 | 20 | 22 | 22 | 501 |
| D-1 | 2 | 1 | 1 | 31 |
| D-2 | 21 | 19 | 17 | 464 |
| D-3 | 22 | 21 | 21 | 496 |

表 2.10 の合計した順位から平均をとり、ユニット番号別に並べなおしたものが表 2.11 となる。なお、*で示した火力ユニットは LNG を使用燃料とする応答性の速いユニットで、これらは LFC 対応型火力ユニットとして使用されるものである。

表 2.11 優先順位

| 優先順位 | 平均順位 | ユニット | 優先順位 | 平均順位 | ユニット |
|------|----------|-------|---------------------|----------|------|
| 1 | 1.347826 | D-1 | 14 | 13.30435 | C-3 |
| 2 | 2.086957 | C-6 | 15 | 14.17391 | A-8 |
| 3 | 2.869565 | C-1 | 16 | 15.56522 | A-7 |
| 4 | 4.608696 | A-5 * | 17 | 16.17391 | C-5 |
| 5 | 5.173913 | A-2 * | 18 | 16.65217 | B-2 |
| 6 | 6.304348 | B-3 * | 19 | 17.91304 | B-1 |
| 7 | 7.695652 | B-5 * | 20 | 18.95652 | A-6 |
| 8 | 7.826087 | B-4 * | 21 | 20.17391 | D-2 |
| 9 | 8.478261 | A-3 * | 22 | 21.56522 | D-3 |
| 10 | 9.434783 | A-1 * | 23 | 21.78261 | C-7 |
| 11 | 9.869565 | A-4 * | (* は LFC 対応型火力ユニット) | | |
| 12 | 10.91304 | C-4 | | | |
| 13 | 11.95652 | C-2 | | | |

2.6 ELD シミュレータ

提案するルールベース型 ELD 方式の有効性を検証するために、シミュレーションツールとして MATLAB/Simulink を用い、23 機の火力ユニットを含むシステムを例題とした週間シミュレータを作成している。

2.6.1 MATLAB/Simulink

本研究の解析ツールとして、MATLAB/Simulink を用いた。MATLAB は高性能な数値計算機能と、多彩な可視化機能を備えた技術計算ソフトウェアで、従来のようにプログラミングしなくとも、問題とその解をちょうど数学的に表現することができ、使いやすい環境になっている。基本データ要素は行列であり配列宣言する必要がなく、Fortran、Basic、C といった言語でプログラムを記述するのに必要な時間と比べ、MATLAB は非常に少ない時間で多くの問題のプログラミングが簡単に行える。Simulink はダイナミックシステムのモデル化、シミュレーションするためのツールである。モデルを定義するために、Simulink は block diagram

ウィンドウを開き、マウスのクリックアンドドラッグ操作を用いて、ブロック線図を作成し、修正していく。これは、言語やプログラムで微分方程式や差分方程式を作成する必要があったこれまでのプログラムとは大きく異なっている。シミュレーションの進行状態は、シミュレーションの実行とともに表示することができ、最終的な結果を、シミュレーションが終了したとき、MATLABのワークスペースに転送保持し利用することができる。

2.6.2 ELD シミュレータメインブロック

図 2.14 に、ELD シミュレータのメインブロックを示す。メインブロックは火力ユニットが分担する需要電力を出力するためのブロック、火力ユニット以外のユニットが分担する需要電力、ELD 計算ブロック (MATLAB Function)、A、B、C、D の各地区毎に火力ユニット動特性表現部と燃料費計算部をまとめたサブシステム (Area A,B,C,D)、起動時間・現在の各火力ユニットの発電機出力を MATLAB Function にフィードバックするために設けたサブシステム (Feedback) により構成されている。なお、このシミュレータ上では、シミュレーション時間 1 秒を実時間 1 時間相当とする時間換算が行われており、シミュレータ上で 168 時間のシミュレーションを行うことにより、週間の火力ユニットの運用計画が出力されることになる。

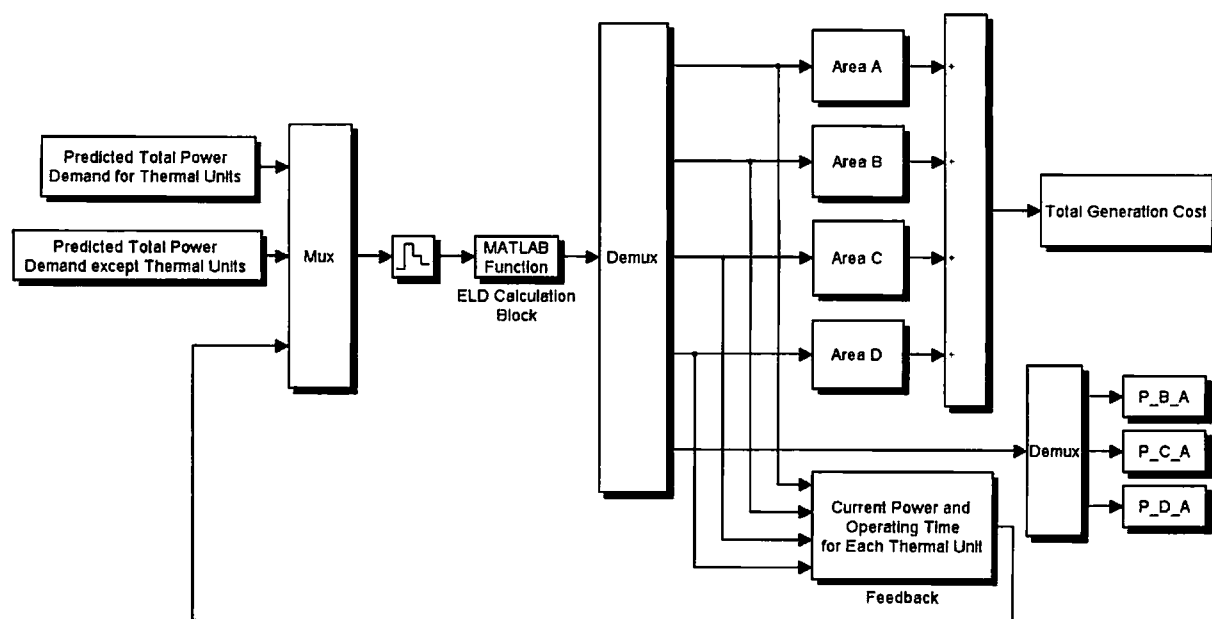


図 2.14 ELD シミュレータメインブロック

シミュレーションの概要を説明すると、まず左のブロックから火力ユニットの 1 時間毎の想定需要電力と、水力・原子力・他社火力の分担出力が出力され、MATLAB Function 部において 2.4.8 にまとめているルールベース型 ELD 方式の計算を行い、そこで得られた各火力ユニットへの出力分担を Area A,B,C,D へのサブブロックへ分解する。またこの各火力ユニットへの出力分担やその他の情報は ELD 計算に必要なため、Feedback 部へまとめられる。さらに、各地区のサブシステム内で動特性表現と燃料費計算を行い、各地区ごとの発電費用が求められる。それらの総和により総発電費用が求められる。

2.6.3 サブブロック

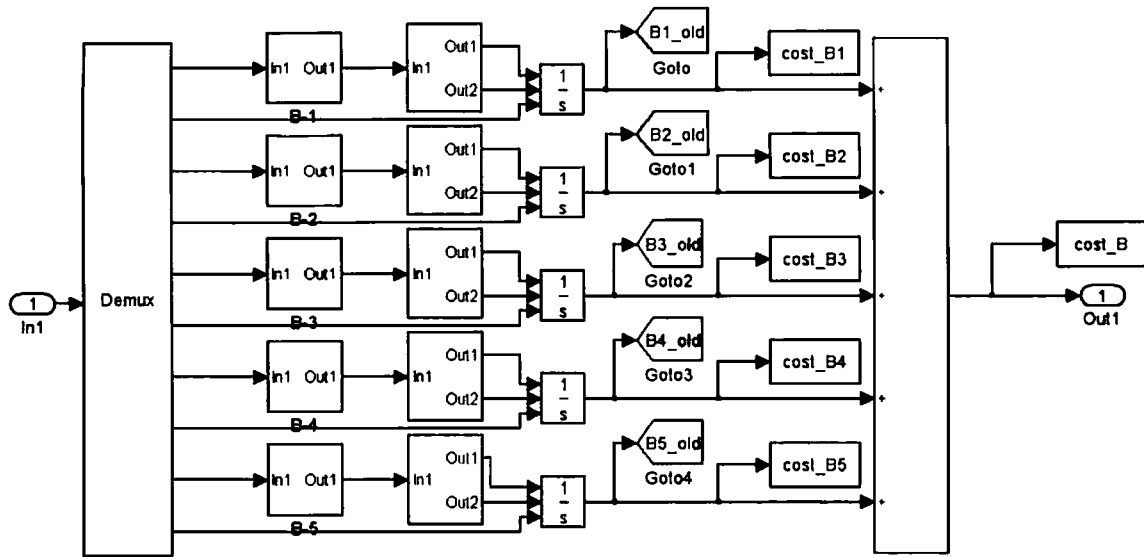


図 2.15 ELD シミュレータサブブロック

図 2.15 に ELD シミュレータメインブロック内の B 地区のサブブロックを示す。このブロックにおいてはまず、ELD 計算部から得られた信号のベクトルを Demux ブロックにおいて火力ユニット毎に分解し、出力分担を基に動特性を表現し、次のブロックで燃料費を計算する。

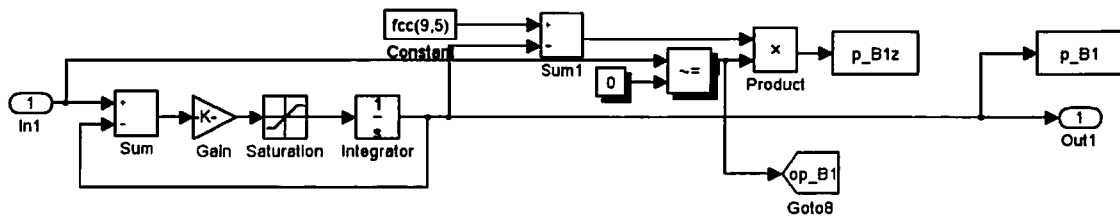


図 2.16 動特性表現部

図 2.16 に各火力ユニットの動特性模擬部を示す。ここでは、発電出力の今回値を入力しフィードバックされた前回値と足し合わせ、Gain ブロックにおいて発電機の時定数を与え、同時に時間換算を行っている。なお、このシミュレータ上では、シミュレーション時間 1 秒を実時間 1 時間相当とする時間換算を行っているので、その時間換算分である 3600

から火力ユニットの時定数 10 秒を割ることで 360 をゲインとして与えている。その後 Saturation ブロックにおいて火力ユニット毎に定められた出力の変化速度をもとに発電機の出力の増加限制約を行い、これを積分する。これにより各火力ユニットの動特性を考慮した発電機出力を得ることができる。燃料費計算部では(2-1)式の燃料費の計算を行い、この燃料費を積算することによって発電費用を算出するが、週間運用の場合は起動を複数回行う火力ユニットが存在するため、積算部に外部からリセットと初期状態の設定を行えるようにし、起動費の計算を可能としている。起動費の計算方法は、図 2.17 に示すように運転状態を表す信号(運転時 1、停止時 0)を発電機出力から求め、この信号が 0→1 に変化したときに積分をリセットするようにし、次回起動するときは前回までの発電費用に起動費を加えたものを積算の初期状態として ELD 計算部で計算しておき、これを外部から与えることにより、起動費を含めた発電費用の計算が可能となっている。

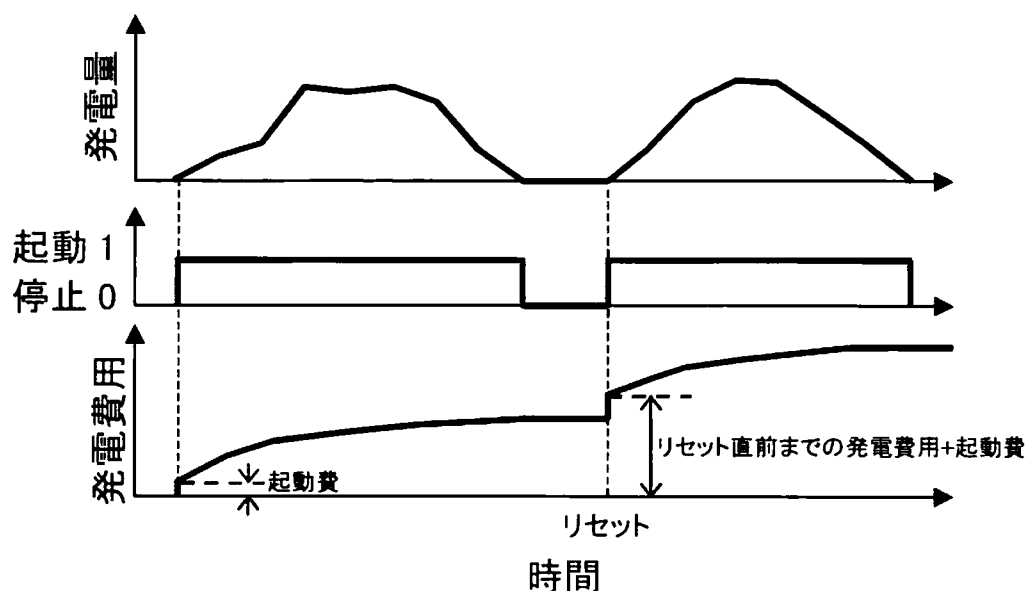


図 2.17 発電費用の計算方法

2.6.4 フィードバック部

フィードバック部では図 2.18 に示すように各火力ユニットの発電機

出力と、発電機連続運転時間、発電費用を Mux ブロックでベクトル化して ELD 計算部にフィードバックしている。発電機の運転時間は、発電機出力を用いて起動停止状態を計算し、更にその信号を用いて積算ブロックを用いることで算出している。またこの積算ブロックは、発電機出力が 0 になるとリセットされ、連続運転時間が 0 となる。

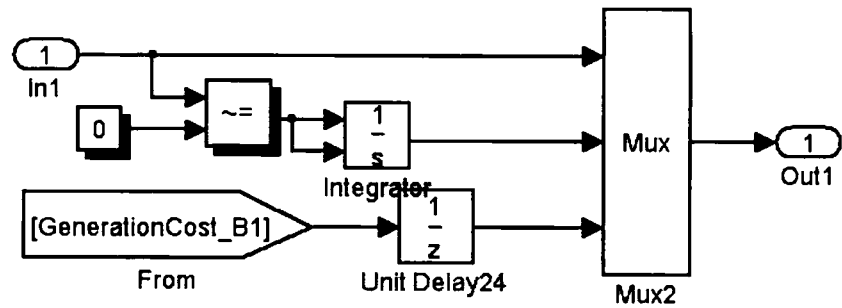


図 2.18 フィードバック部

2.6.5 シミュレーション用パーソナルコンピュータの仕様

シミュレーションに使用したパーソナルコンピュータの仕様を表 2.12 に示す。

表 2.12 シミュレーション用パーソナルコンピュータの仕様

| | |
|--------------|---|
| CPU | AMD AthlonXP 2100+ 1.73GHz |
| 1 次/2 次キャッシュ | 128KB/256KB |
| チップセット | VIA KM133A |
| 主記憶容量 | 768MB SDR SDRAM |
| ビデオチップ | ATI Radeon 7500 |
| ビデオメモリ | 64MB DDR SDRAM |
| ハードディスクドライブ | 80GB(Ultra ATA-100、7200rpm)、 20GB(Ultra ATA-100、7200rpm) |
| 拡張スロット | AGP×1 スロット、PCI×5 スロット、 PCI/ISA×1 スロット |
| OS | Windows2000 Professional |

2.7 例題系統における火力ユニットの週間運用

提案手法を用いて例題系統での火力ユニットの週間運用を行った場合の結果を示す。ここでは発電予備力係数を $\alpha=0.1$ 、LFC 予備力係数を $\beta=0.03$ と設定し、最小運用時間はすべてのユニットで12時間と設定している。また幹線潮流については幹線CAの潮流のみに注目し、各月によってその潮流の大きさに違いがあるため、実運用での幹線潮流の最大値を参考にして表2.13に示すように幹線潮流の制限値 P_{CAmax} を設定している。また、表2.14には実運用での各地区の電力需要から求めた地区負荷比率を示す。

表 2.13 幹線潮流の制限値

| | 7月 | 8月 | 9月 |
|-------------|--------|--------|--------|
| 実運用最大値 | 4336.3 | 4269.0 | 2745.4 |
| P_{CAmax} | 4300 | 4250 | 2700 |

表 2.14 地区負荷比率

| | A | B | C | D |
|----------|------|------|-----|------|
| γ | 0.42 | 0.16 | 0.1 | 0.32 |

提案方式の比較対照として、運用実績およびラグランジェ緩和法(LR法)による経済負荷配分方式を使用している。しかし、運用実績のデータ間隔は1時間であり、ラグランジェ緩和法で得られた出力結果についても動特性を考慮していない1時間毎のデータのため、ELDシミュレータの動特性模擬部と発電費用計算部のみを使用して図2.19に示すように、これらの運用状況と総発電費用の計算を行っている。また、提案方式により運転優先順位が適切に設定されていることを確認するために、提案方式で使った運転優先順位を変更して週間運用を行った場合の発電費用の計算を行っている。

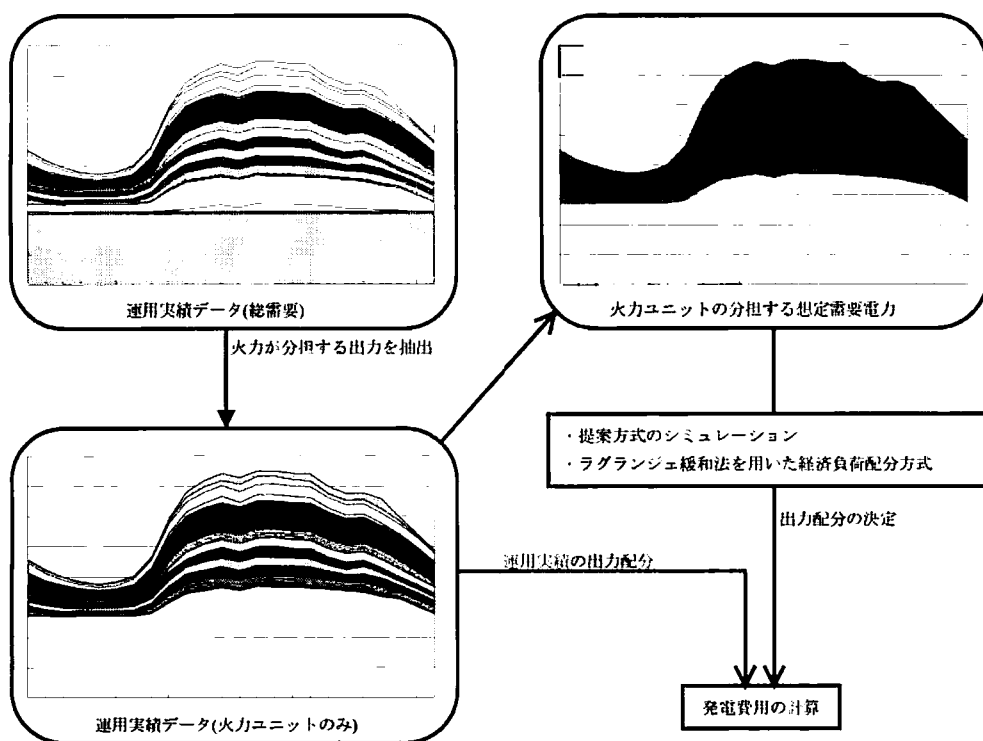


図 2.19 週間シミュレーションの概要

2.7.1 提案手法の運用実績との比較

<7月>

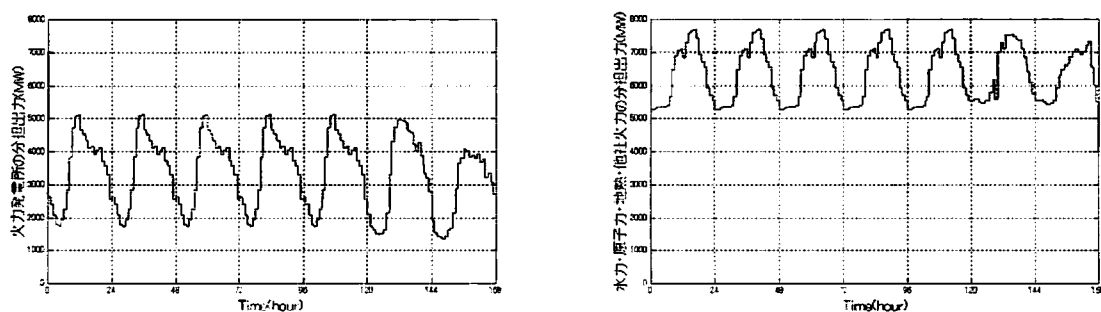


図 2.20 火力発電所とそれ以外の発電所の分担出力(7月のある1週)

図 2.20 に実運用で行われた 7 月のある 1 週における火力発電所と、水力・原子力・地熱・他社火力の分担出力を示す。これらは、例題系統で実際に行われたすべての発電所での発電機出力を火力発電所とそれ以外の発電所に分けて合計したものである。1 週間のうち、月曜から金曜ま

での平日については同じデータを5つ組み合わせ、これに土曜・日曜のデータを組み合わせて1週間分の分担出力としている。ここでの火力ユニットの発電機出力の合計を火力ユニットが分担する想定需要電力としてシミュレーションを行っている。

図 2.21 の左に提案するルールベース型経済負荷配分方式を適用した場合、右に運用実績での週間の運用状況を示す。ここでの運用状況は運転を行っているとき1、停止しているときは0を表しており、提案方式には併せて運転を行っているユニットの優先順位とLFCユニットには*を右に示している。この運用状況より、提案方式では優先順位が13位までの火力ユニットでこの週間運用が行われていることがわかる。A地区で5機、B地区で3機、C地区で4機、D地区では1機が運転を行っている。運用実績では提案方式より1機多い14機の火力ユニットで週間運用を行っており、A地区で5機、B地区で3機、C地区で4機、D地区では2機が運転を行っている。LFCユニットについては提案方式では8機全部のユニットが運転を行っているが、運用実績では7機が運転を行っている。提案方式では優先順位3位までのユニットについては週間運用において常時発電を行っているが、それより下位の順位の運転ユニットについては、昼間の過負荷時に運転を行っており、夜間の軽負荷時と、平日よりも負荷の軽い土曜、日曜には停止している事がわかる。しかし、最小運用時間である12時間以上の連続運転はどのユニットにおいても行われている。運用実績では平日に常時運転を行い、土曜、日曜に停止しているユニットが多いことが分かる。

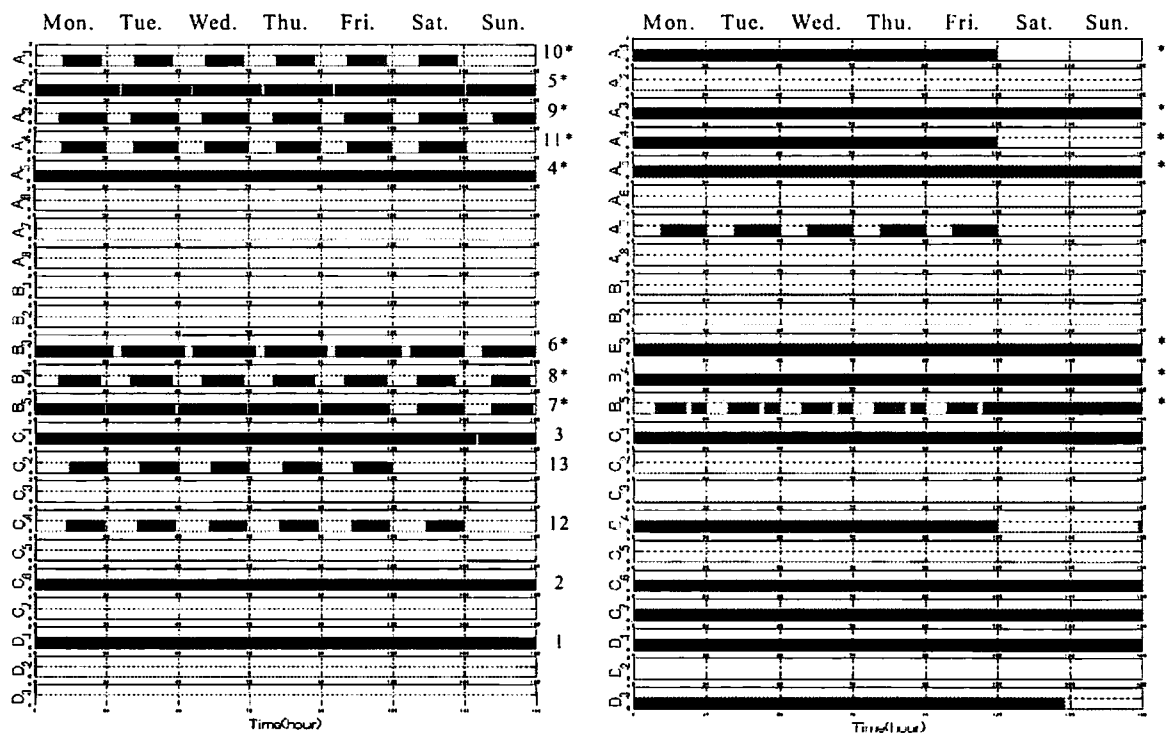


図 2.21 運用状況(7月のある1週、左:提案方式、右:運用実績)

図 2.22、2.23 に発電予備力と、LFC 予備力を示す。提案方式ではどちらについても設定した総需要電力の 10%、3%以上の予備力を確保していることが分かる。運用実績では発電予備力が深夜、早朝時に 60%を超えているが、これは夜間においても運転を行っている LFC ユニットが多いためと考えられる。また、土日に停止するユニットが多いため、土曜日の昼間の過負荷時に発電予備力が急激に低下していることが分かる。図 2.24 の幹線 CA の潮流を見てみると、設定した潮流制約値である 4300MW を超えていないことが分かる。

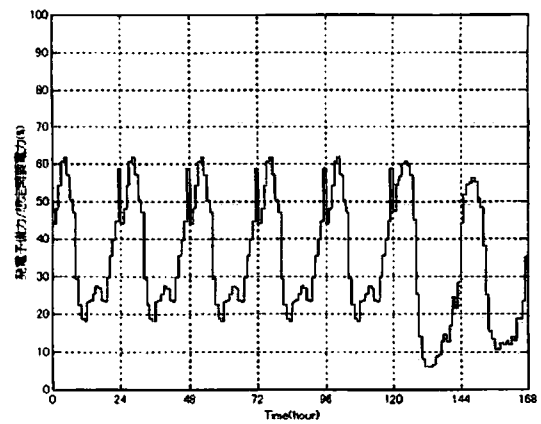
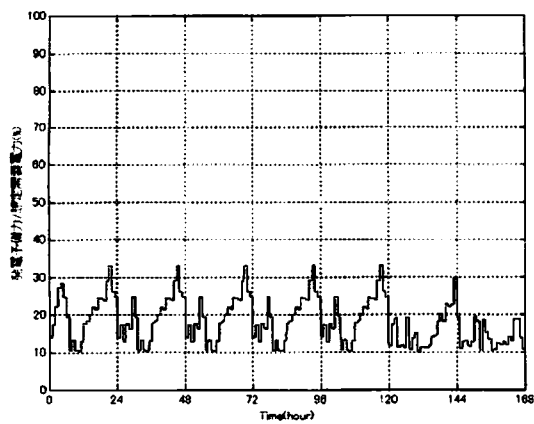


図 2.22 発電予備力(7月のある1週、左:提案方式、右:運用実績)

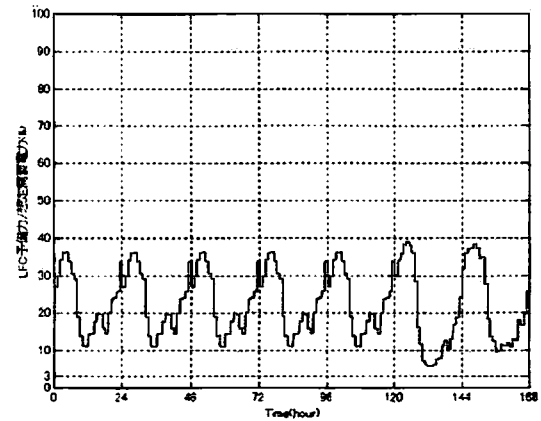
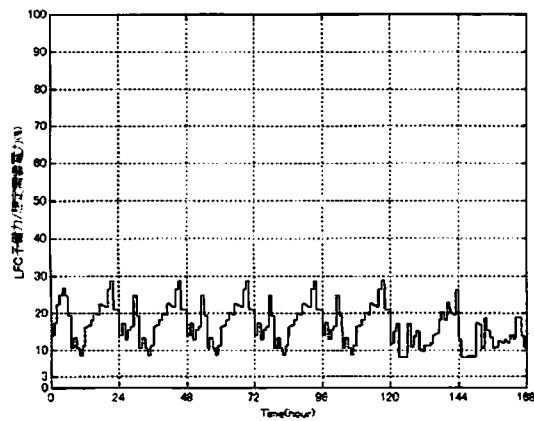


図 2.23 LFC 予備力(7月のある1週、左:提案方式、右:運用実績)

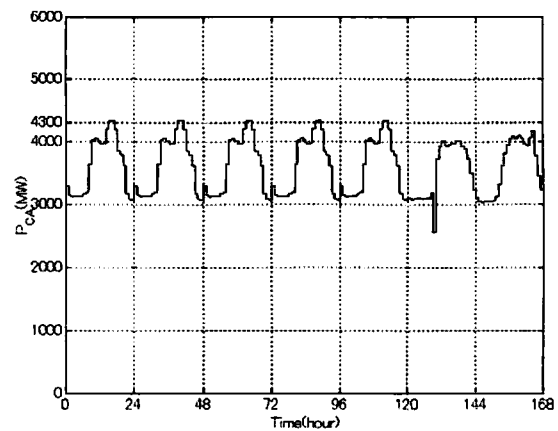
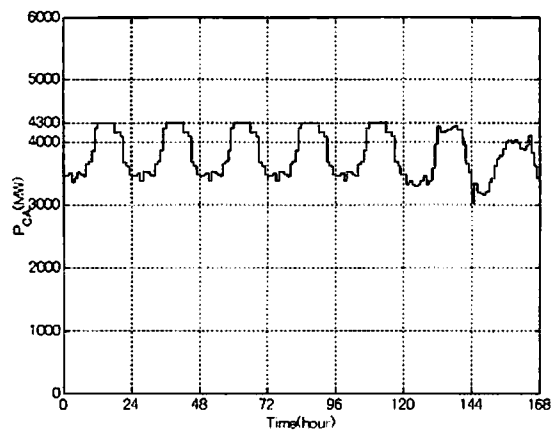


図 2.24 幹線 CA の潮流(7月のある1週、左:提案方式、右:運用実績)

< 8 月 >

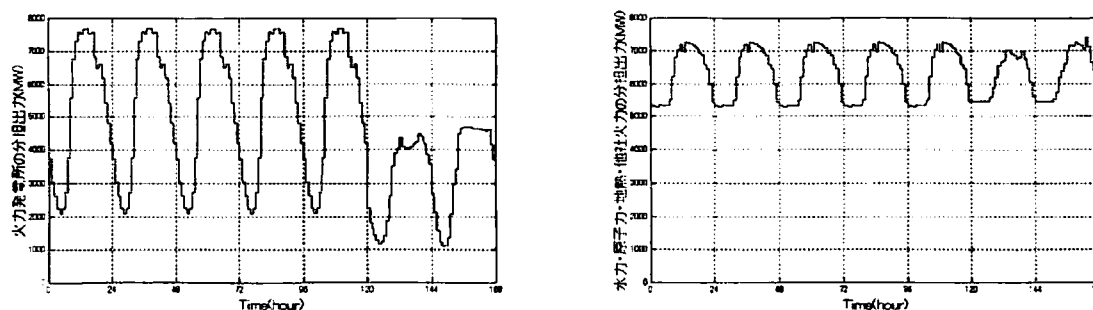


図 2.25 火力発電所とそれ以外の発電所の分担出力(8月のある1週)

日本において、8月は1年中もっとも気温が高く、そのため冷房需要が増加し、消費電力量が多くなる月であるが、図 2.25 を 7、9 月のものと比較すると、水力・原子力・地熱・他社火力の分担出力はそれほど変化が見られず、土日についても平日とほぼ同じ出力で運用が行われているが、火力発電所の分担出力については過負荷時と軽負荷時の出力の差が極端に大きく、平日と土日の出力についても大きく異なることが分かる。図 2.26 に 8 月のある 1 週の運用状況を示す。火力ユニットへの分担出力が他の月よりも大きいため、提案方式では優先順位 20 位までの火力ユニットが運転を行っていることがわかる。運用実績においては 17 機のユニットで運用を行っている。8 月の場合でも提案方式では優先順位 1・2 位のユニットのみが常時発電を行っており、それ以外のユニットでは夜間停止しているが、運用実績では土日に停止するユニットも含めてすべて常時運転を行っていることが分かる。LFC ユニットは提案方式、運用実績ともに全ユニットが運転を行っている。

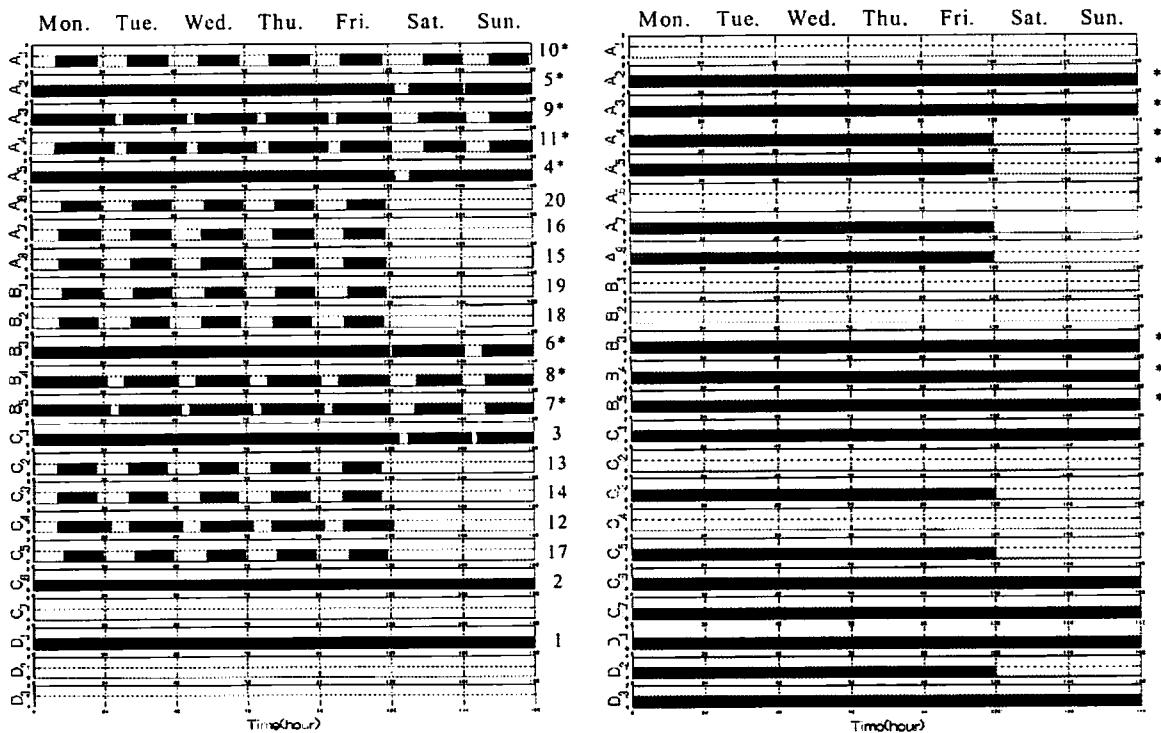


図 2.26 運用状況(8月のある1週、右:提案方式、左:運用実績)

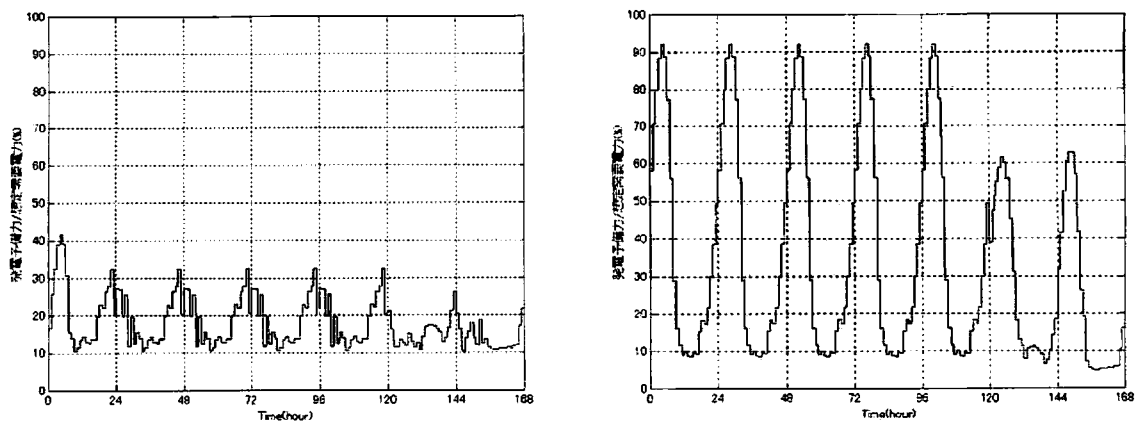


図 2.27 発電予備力(8月のある1週、左:提案方式、右:運用実績)

図 2.27 の発電予備力を見ると、提案方式では最大 40% 近くの予備力を確保している。運用実績では常時運転のユニットが多いため、平日の早朝時には 90% を超えている事がわかる。図 2.28 の LFC 予備力については、提案方式では昼間の過負荷時に総需要電力の 3% になっており、ここでは LFC 予備力制約によって LFC 予備力が確保されていることが分かる。

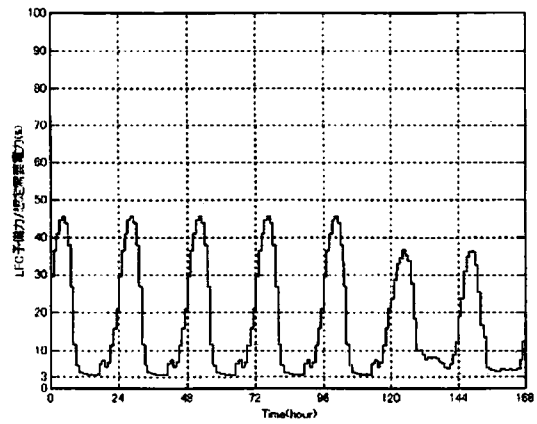
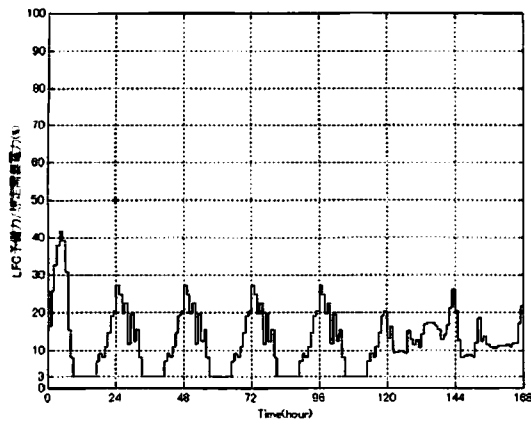


図 2.28 LFC 予備力(8月のある1週、左:提案方式、右:運用実績)

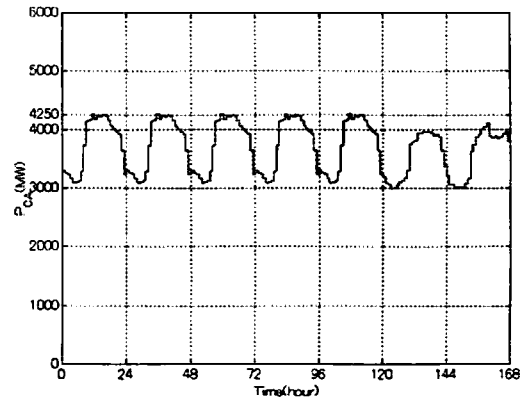
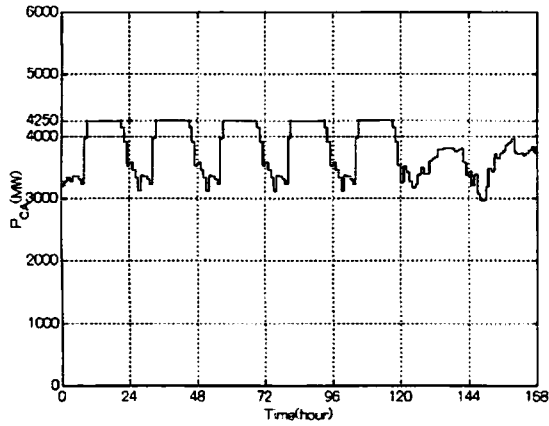


図 2.29 幹線 CA の潮流(8月のある1週、左:提案方式、右:運用実績)

図 2.26 から分かるように、C 地区では運用実績で 5 機、提案方式ではそれよりも 1 ユニット多い 6 機の火力ユニット運転を行っている。そのため、図 2.29 をみると昼間の過負荷時での幹線 CA の潮流が大きいですが、潮流制約を考慮し、C 地区において発電量の調整が行われたため、潮流制限値の 4300MW を超えていないことが分かる。

< 9 月 >

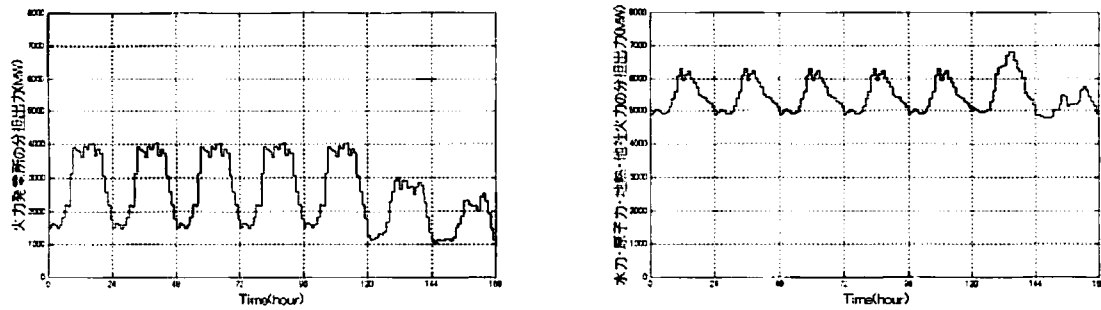


図 2.30 火力発電所とそれ以外の発電所の分担出力(9月のある1週)

図 2.30 は 9 月の火力発電所とそれ以外の発電所の分担出力を示している。7、8 月と比較して火力発電所の分担出力が非常に少ないことが分かる。

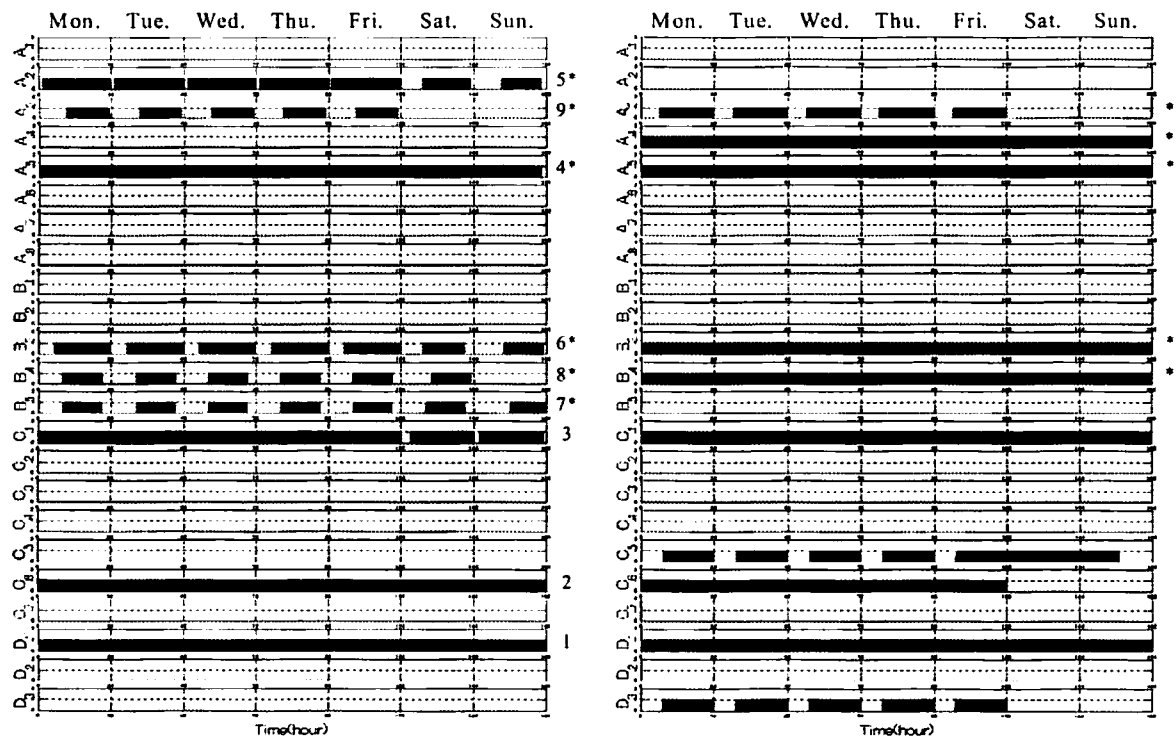


図 2.31 運用状況(9月のある1週、右:提案方式、左:運用実績)

図 2.31 に運用状況を示す。提案方式を採用した場合は 9 機の火力コ

ニットで運用が行われている。運用実績で使用されているユニットは 10 であり、提案方式よりも 1 ユニット多くなっている。図 2.32 から発電予備力、LFC 予備力がそれぞれ設定した総需要電力の 10%、および 3% 以上確保されていることが分かる。図 2.33 において提案方式では C 地区で運転を行っているユニットが優先順位 2・3 位のユニットのみであることから、図 2.34 に示すように幹線 CA の潮流が運用実績よりも小さく、制限値 2700MW を超えていないことが分かる。

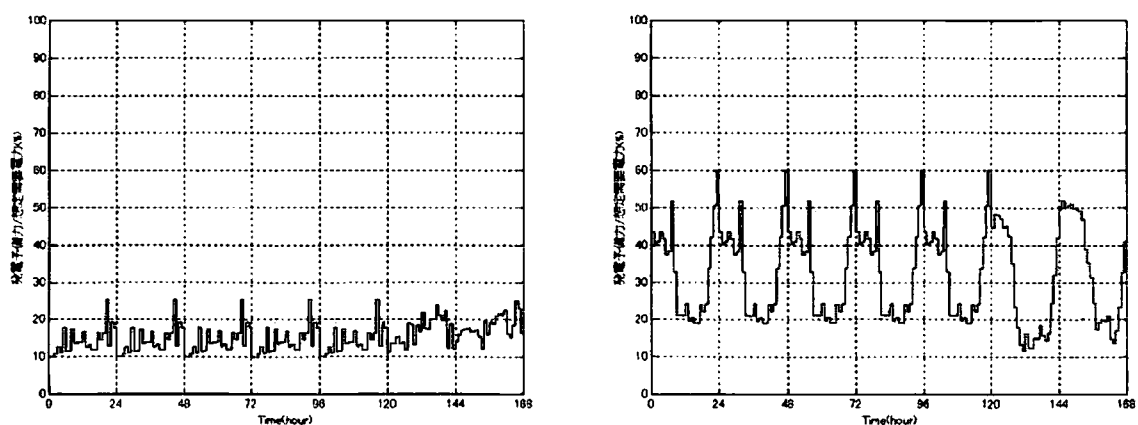


図 2.32 発電予備力(9月のある1週、左:提案方式、右:運用実績)

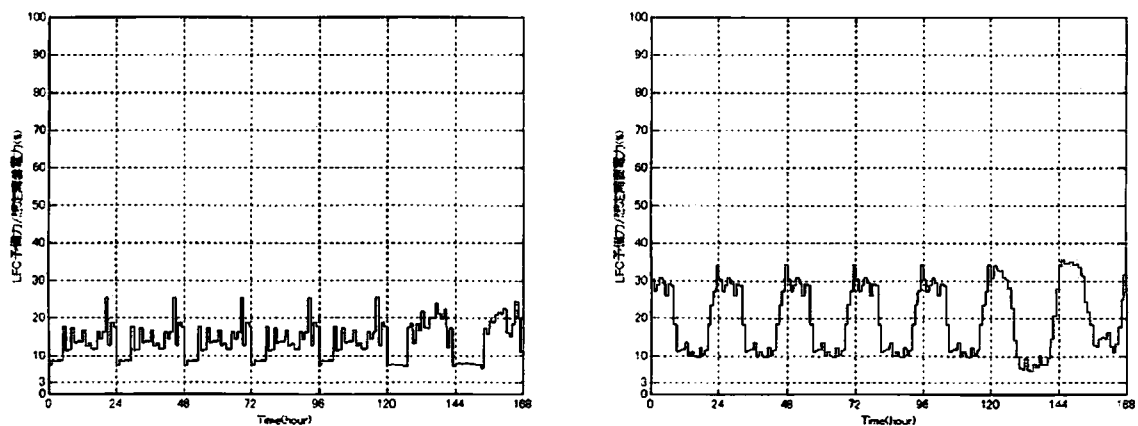


図 2.33 LFC 予備力(9月のある1週、左:提案方式、右:運用実績)

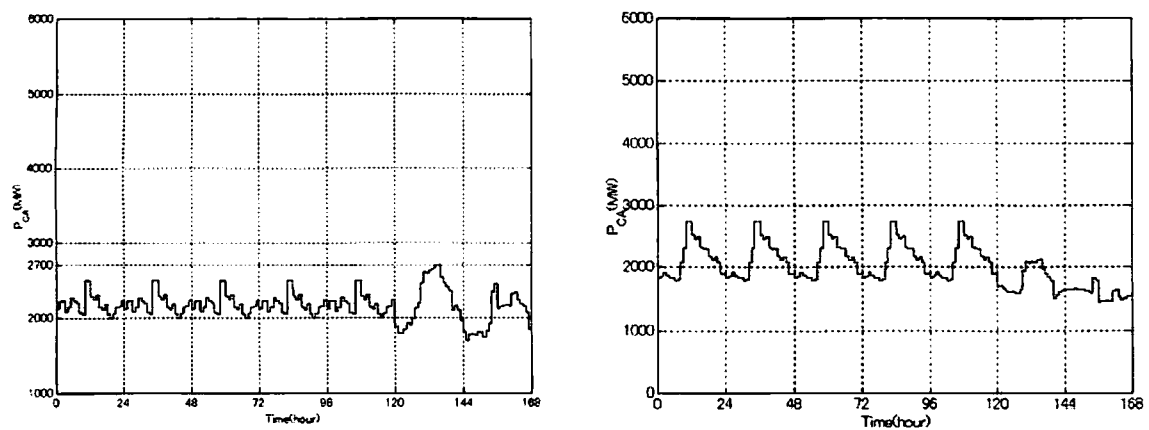


図 2.34 幹線 CA の潮流 (9 月のある 1 週、左:提案方式、右:運用実績)

2.7.2 ラグランジェ緩和法との比較

図 2.35 にラグランジェ緩和法により経済負荷配分を実施した場合の 9 月のある 1 週の週間運用状況を示す。運用状況は提案方式での運用状況に類似しているが、A-1 ユニットが提案方式での使用ユニットに追加された点が大きく異なっている。また、各ユニットの運転時間にも若干の違いがみられることが分かる。

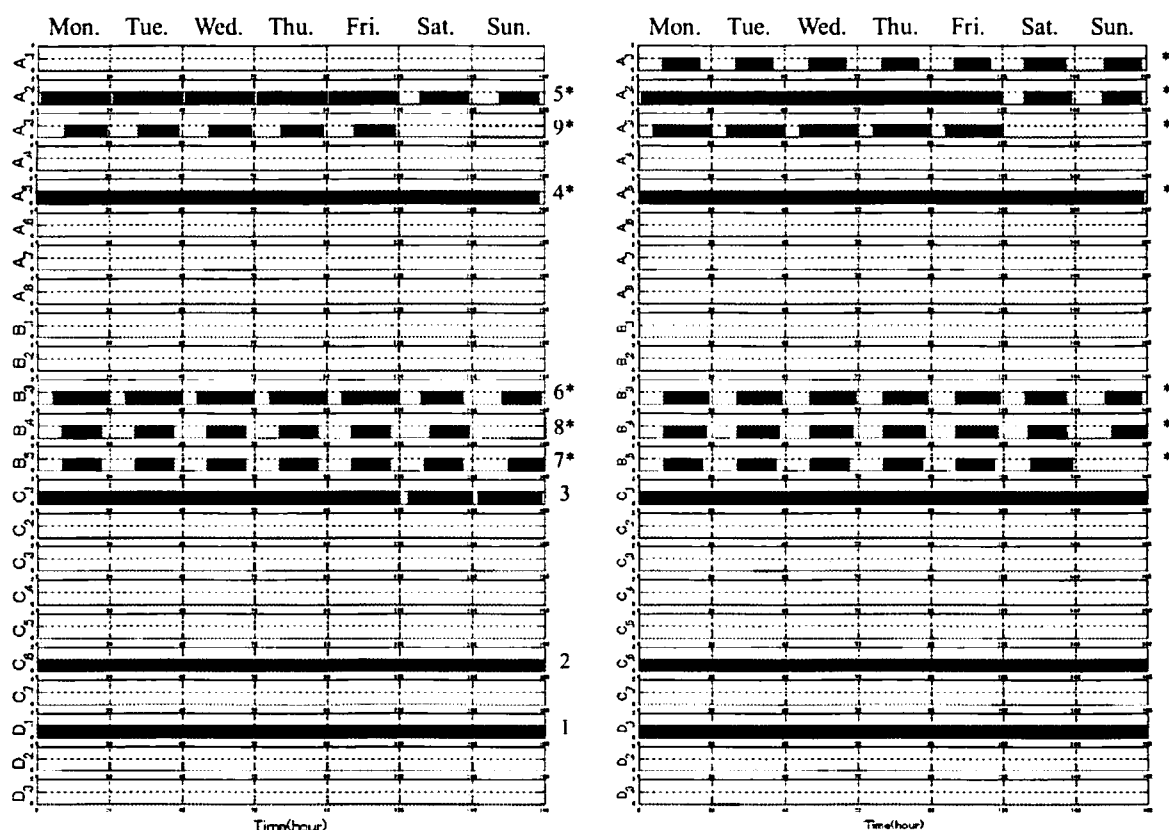


図 2.35 運用状況(9月のある1週、左:提案方式、右:LR法)

2.7.3 優先順位を変更した場合の比較

提案方式では7月は13位、8月では20位、9月では9位までの運転優先順位の火力ユニットが使用されているので、これらのユニットを表2.15に示すようにそれぞれ14位、20位、10位のユニットと優先順位を入れ替えてシミュレーションを行っている。

表 2.15 優先順位

| ケース | 7月 | | 8月 | | 9月 | |
|----------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 優先順位 | 13 | 14 | 20 | 21 | 9 | 10 |
| ユニット | C-2 | C-3 | A-6 | D-2 | A-3 | A-1 |
| 変更後のユニット | C-3 | C-2 | D-2 | A-6 | A-1 | A-3 |

<7 月>

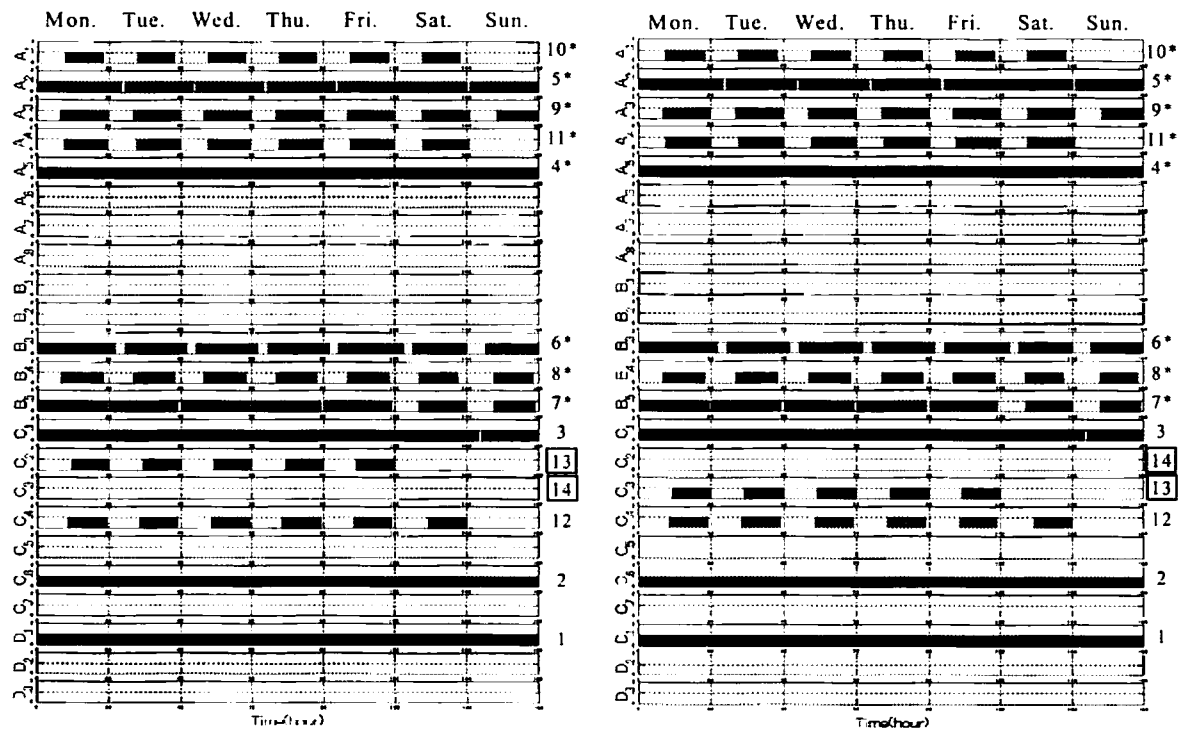


図 2.36 運用状況(7月のある1週、左:提案方式、右:優先順位変更後)

<8 月>

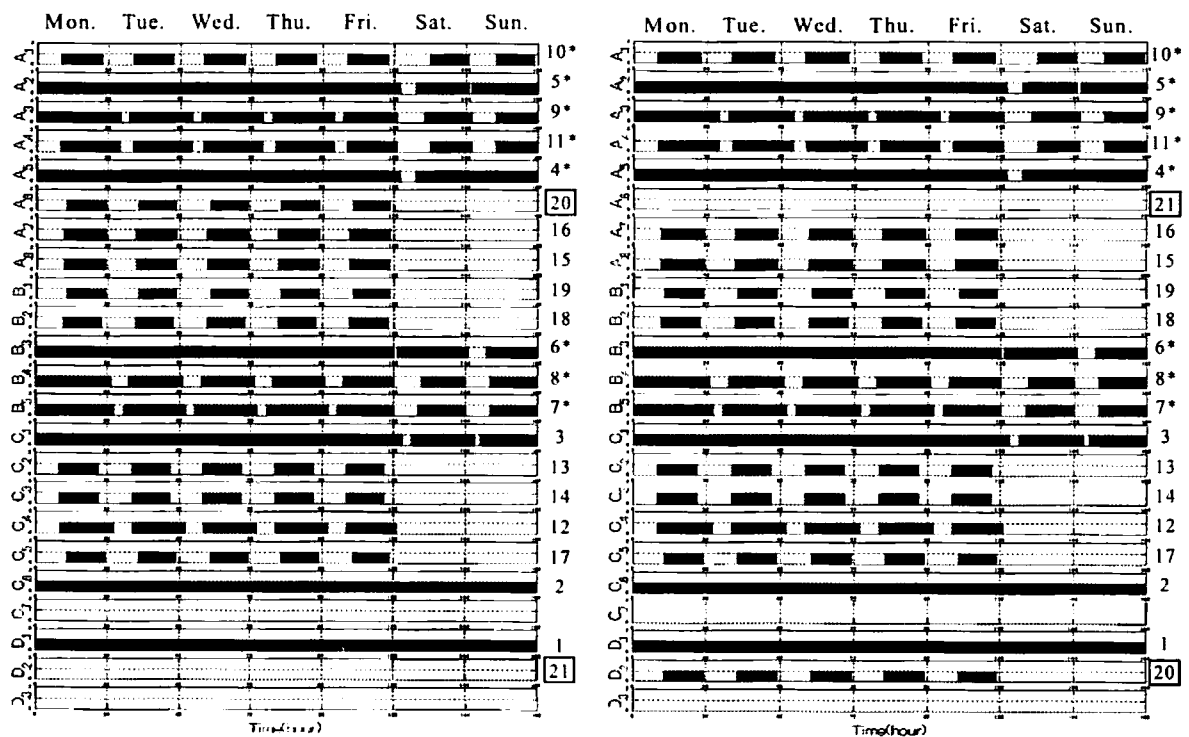


図 2.37 運用状況(8月のある1週、左:提案方式、右:優先順位変更後)

<9 月>

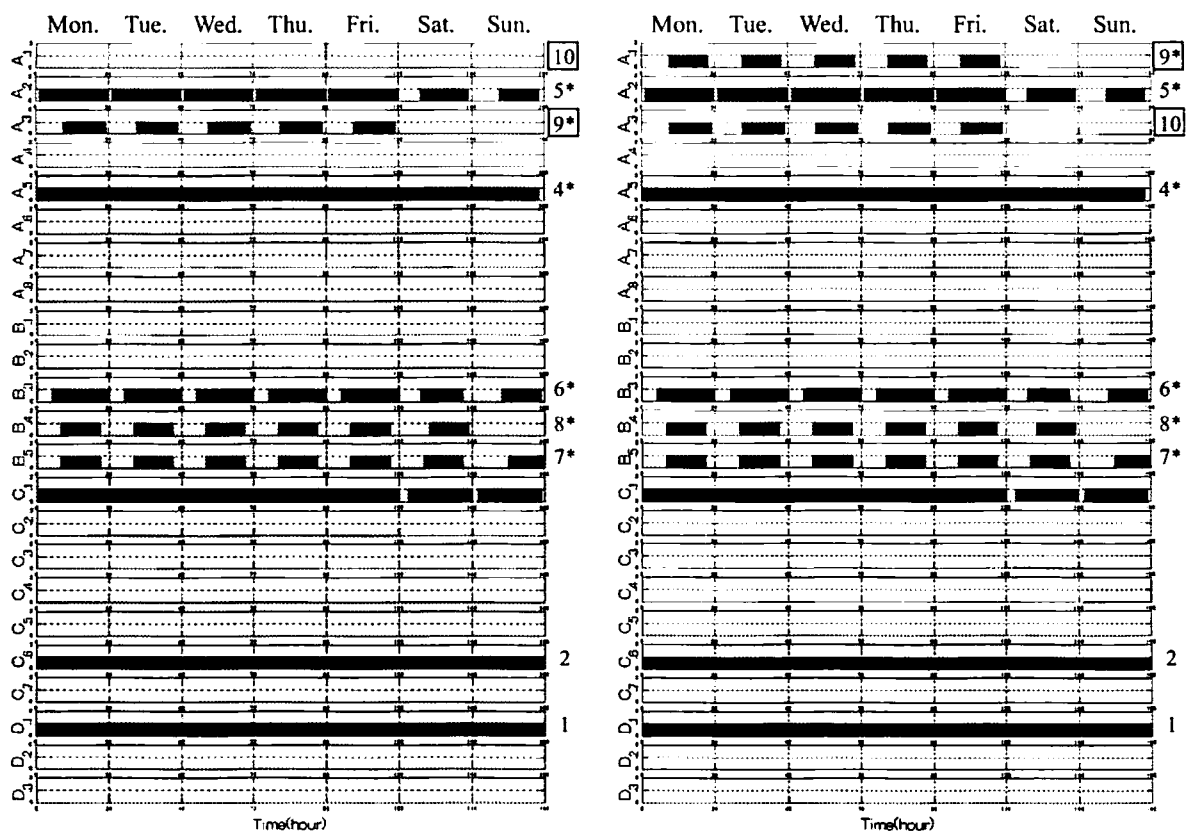


図 2.38 運用状況(9月のある1週、左:提案方式、右:優先順位変更後)

図 2.36、37、38 に 7、8、9 月の提案方式と優先順位を入れ替えた場合の週間の運用状況を示す。7、8 月では入れ替えが行われたユニットが運転を行っているが、運転時間は元の優先順位のユニットのものとほぼ同じであることが分かる。しかし、9 月は提案方式では 9 位までのユニットが使用されていたのに対し、入れ替えを行ったものでは 10 位のユニットも使用されていることが分かる。これは、入れ替え前に優先順位が 9 位であったユニット A-3 の最高出力が 600MW であったのに対し、入れ替え後のユニット A-1 の最高出力が 156MW であったことから、総需要電力に対してユニット数が不足したためと思われる。

2.7.4 週間総発電費用の比較

表 2.16 に 7、8、9 月での提案方式と運用実績、ラグランジェ緩和法に

については 9 月における週間総発電費用を示す。この表から、提案方式での週間総発電費用を運用実績での発電費用と比較したとき、提案方式により発電費用の大幅削減が可能となることが分かる。ラグランジェ緩和法と提案方式を比較すると、若干ではあるが提案方式を採用した場合の週間発電費用が安くなっていることが分かる。優先順位を変更した場合は、いずれの場合も入れ替えを行わない場合と比べて増加していることが分かる。このことから本章で提案する運転優先順位の決定手法は適切なものであるといえる。

表 2.16 週間の総発電費用(万円)

| ケース | 7 月 | 8 月 | 9 月 |
|--------------|--------|--------|--------|
| 提案方式 | 166487 | 262040 | 117839 |
| 運用実績 | 191416 | 280166 | 143306 |
| ラグランジェ緩和法 | - | - | 118700 |
| 提案方式(優先順位変更) | 166793 | 262619 | 118476 |

2.7.5 シミュレーション計算時間

提案方式のシミュレーションを行った場合にかかった計算時間を表 2.17 に示す。ここで、9 月の計算時間が一番短く、8 月では 9 月の倍以上の時間がかかっていることが分かる。これは 9 月では幹線 CA が潮流制限値を越えなかったことと、発電予備力と LFC 予備力が規定値以上に保たれており、それらの制約のルールベース計算が省かれたためである。7 月では幹線 CA の潮流制限を越えたため、C 地区の発電量を減少させて C 地区での ELD の再計算を行い、減少させた分の発電量を他の A・B・D 地区に上乗せして再計算を行っているため、計算時間が長くなっている。8 月ではさらに LFC 予備力が規定値以下になったため、それを確保するために LFC ユニットにおいて再計算を行ったために 7 月よりさらに計算時間がかかっている。しかし、どのケースにおいても 10 分以下で計算が完了しており、非常に短時間でのシミュレーションが可能であるといえる。

表 2.17 提案方式の週間のシミュレーション計算時間

| ケース | 7月 | 8月 | 9月 |
|-------|---------|---------|---------|
| 時間(s) | 351.595 | 537.945 | 241.567 |

2.8 まとめ

本章では、等増分燃料費則を基に、ユニット選択の方法として、運転を開始する際に必要となる起動費を考慮した優先順位を設定する方法を提案した。また、火力ユニットの運用を行う上で系統運用者が考慮している運用範囲制約・発電量変化速度制約・補機切替時間制約・最低運転時間制約・幹線潮流制約・発電予備力制約・LFC予備力制約について、ルールベース推論を適用した新しい経済負荷配分方式を提案した。このルールベース型経済負荷配分方式の有用性の検証を行うため、解析ツールとして MATLAB/Simulink を用いてシミュレータを作成し、23 機の火力ユニットを有する例題系統において週間運用のシミュレーションを行い、運用実績とラグランジュ緩和法(LR法)による経済負荷配分方式との運用状況と総発電費用の比較を行った。その結果、運用実績での発電費用と比較して発電費用の削減が可能となった。また、ラグランジュ緩和法との比較では、運用状況が非常に類似しており、若干ではあるが発電費用を抑えていることが分かった。週間の 168 時間のシミュレーションに要した計算時間は非常に短時間なものであった。以上のことから各種制約を考慮した経済的な火力ユニットの運転計画立案が可能となることが分かった。

第 3 章 火力ユニットの実時間経済負荷配分方式

3.1 はじめに

第 2 章では、ルールベース型経済負荷配分方式を短期・中期の発電計画立案へ適用した場合の有効性を探るため、1 時間毎の実運用データを用いた週間のシミュレーションを行ってきた。この提案方式は需要電力予測値と現在の各火力ユニットの出力、および原子力・水力・他社火力の分担出力を入力することで、1 時間後の各火力ユニットの出力分担が決定可能であり、週間にわたる繰り返し計算を必要としていない。また制約条件の設定のためにルールベース推論を使用したことにより、出力指示値を求める際にコンピュータに対する負担が非常に軽いため、短時間で火力ユニットの出力変更値の求解が可能であった。これらのことから、ルールベース型経済負荷配分方式は計算間隔を 1 時間より細かく、たとえば 10 分や 15 分間隔としても、その時間間隔以内に計算が完了し、そのたびに出力結果が得られるため、実時間での運用が可能であるという利点がある。そこで、本章では提案するルールベース型経済運用方式の実時間運用に関して特に検討を行っている。

3.2 実時間経済運用方式

実時間経済運用方式の概要図を図 3.1 に示す。ここでは 15 分先の需要電力予測値と現在の火力ユニットの出力、原子力・水力・他社火力等の 15 分後の分担出力を実時間 ELD 計算部に入力する。実時間 ELD 計算部は各種運用制約条件をルールベース化して組み込んだ計算部であり、ここで ELD 計算を行って各火力ユニットの出力変更値を計算し、出力設定変更指令として各火力発電所に指令を送る。この運用方式の可能性の検証を行うために実時間 ELD シミュレータを開発している。これまでの週間のシミュレーションでは時間間隔が 1 時間だったが、これを 15 分間隔に変更し、また需要電力予測値については実運用データを使用するとともに、マニュアルで予測値を指定することを可能としている。本研究で使用した火力、水力、原子力、他社火力の分担出力は実システムで実際に行

われたデータを使用している。しかし、これは 1 時間毎のデータであるので、15 分毎に置き換える必要がある。そこで今回の需用電力は 1 時間間隔で線形に増大・減少するものと仮定して、図 3.2 のようにその間の 15 分 ($k+1/4$)、30 分 ($k+1/2$)、45 分 ($k+3/4$)での需要電力を模擬している。

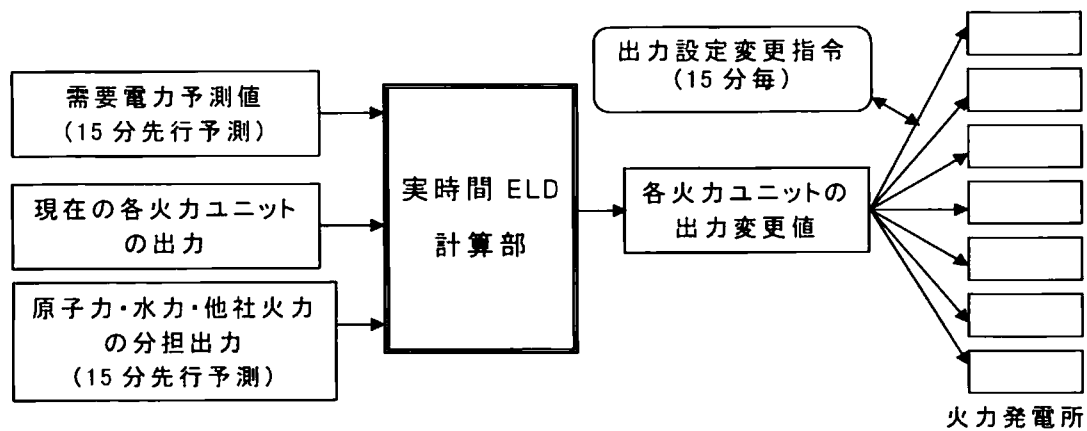


図 3.1 実時間経済運用方式の概略図

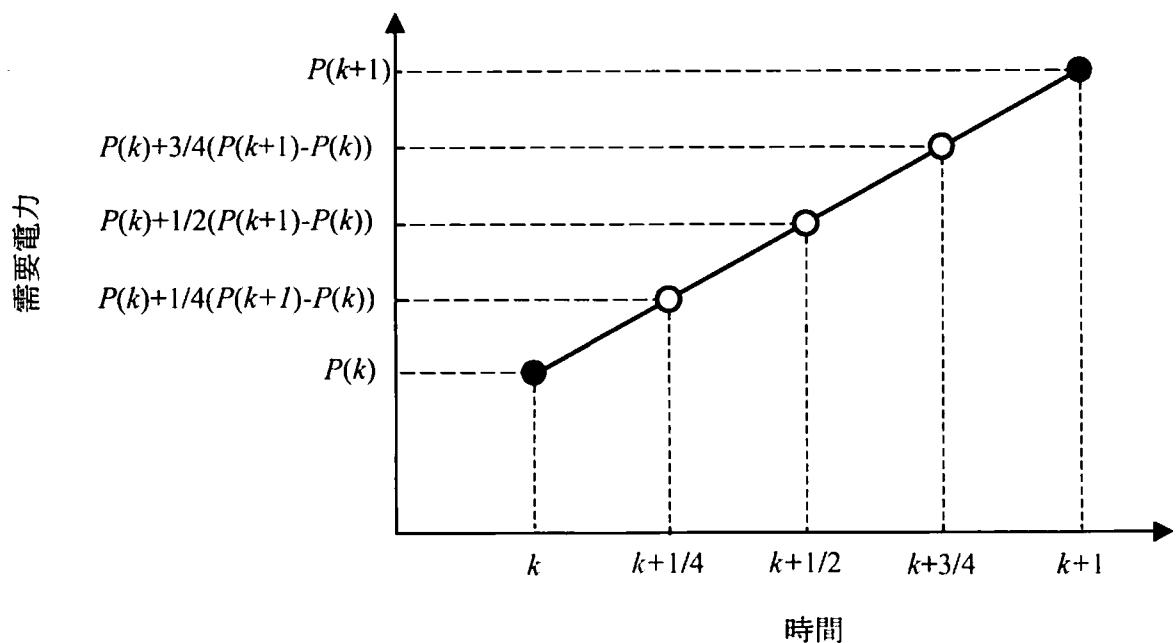


図 3.2 需要電力の模擬方法

3.3 実時間 ELD シミュレータメインブロック

シミュレーションツールとして第2章と同様に MATLAB/Simulink を使用している。図 3.3 に実時間 ELD シミュレータのメインブロックを示す。メインブロックは、各分担出力を入力する input 部とその情報を元に ELD 計算を行う MATLAB Function 部、それとその結果を出力する output 部から構成される。これらはいずれも第2章で用いたブロックを使用したものを基本とし、第2章でのシミュレーションでは時間間隔が1時間だったものを、15分間隔に変更を行ったのが大きく異なっている。

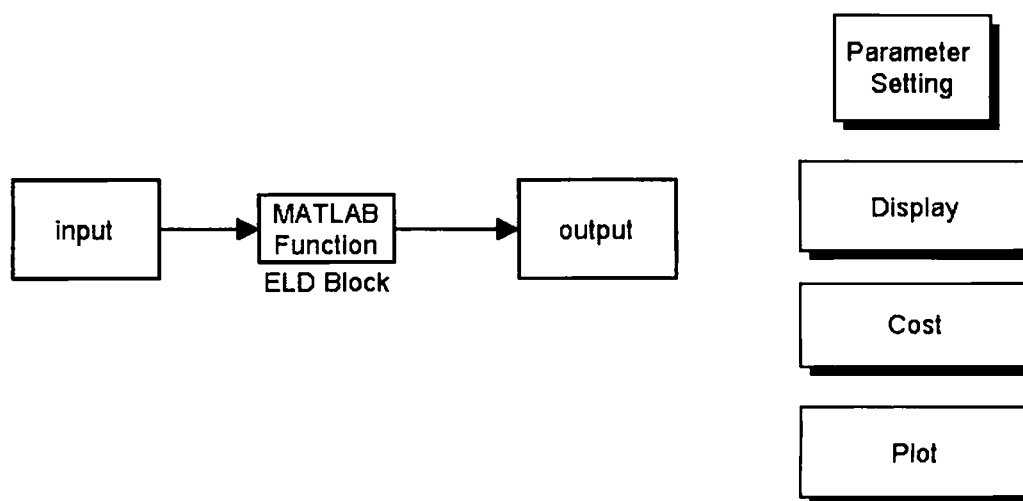
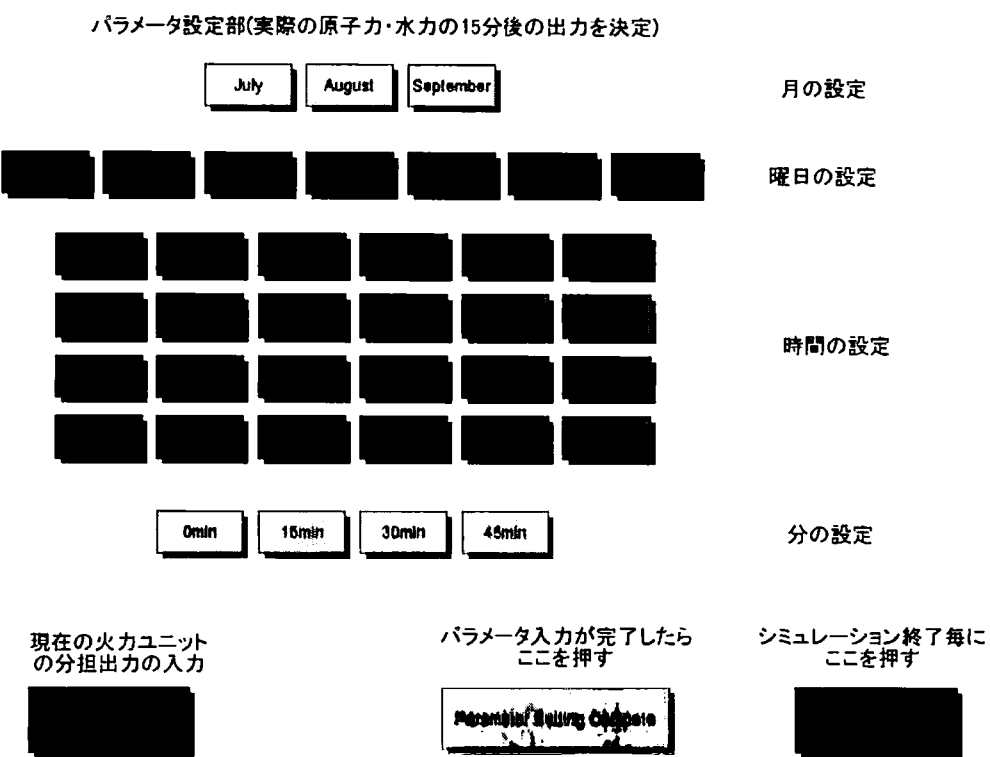


図 3.3 実時間 ELD シミュレータメインブロック

Parameter Setting ブロックを図 3.4 に示す。本シミュレータでは、実運用データのいずれの時間からでもシミュレーションが開始することが可能となっている。図 3.4 の 7、8、9 月から使用したい月、曜日、時間、分の設定をクリックすることでシミュレーション開始時刻とシミュレーション開始時刻の原子力・水力等の実運用データの分担出力を設定することができる。火力ユニットの現在と 15 分後の需要電力予測値については、下のブロックからマニュアルで入力することにより設定する。パラメータの設定が完了後、下の真中のボタンをクリックすると現在の火力ユニットの出力分担と原子力・水力等の出力分担を基に ELD 計算を行い、各火力ユニットの出力指示値を求める。その後シミュレーションを開始すると、15 分後の需要電力予測値、原子力・水力の 15 分後の分担出力、

現在の各火力ユニットの出力指示値を基に ELD 計算を行い、15 分後の各火力ユニットの出力指示値が決定する。Display 部では図 3.5 に示すように現在と 15 分後の各火力ユニットの出力指示値を数値表示するブロックである。シミュレーション結果を図形表示したい場合は、Plot ブロックをダブルクリックすることにより、図 3.6 に示すように出力の状態を視覚的に確認することが可能となる。



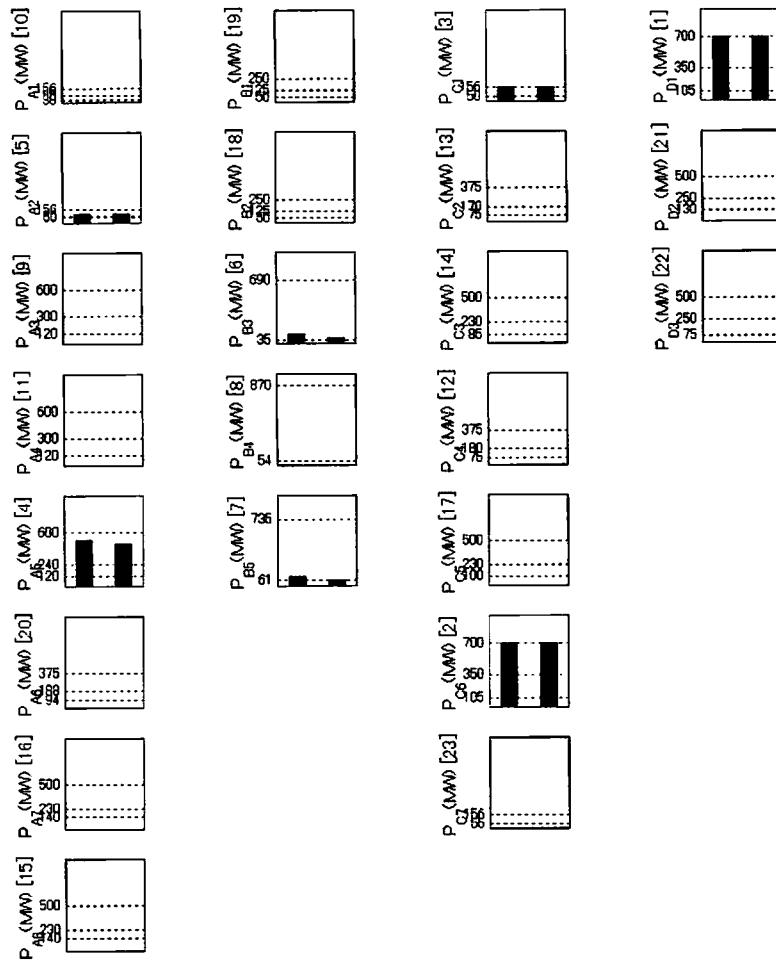


図 3.6 全火力ユニットの発電機出力の状況

3.4 GUIを使用した操作インターフェース

3.3で説明した実時間 ELDシミュレータの操作はすべて Simulinkで作成したブロック上で行うものだった。しかし、設定を変更する毎にブロックを開き、図形描画する場合もその度にクリックする必要があるなど、その操作性については必ずしも快適であるとはいえなかった。また、このシミュレータは MATLAB のコマンドウィンドウ上での操作も可能であるが、MATLAB はインターフェースとして CUI(Character User Interface)を使用しており、コマンド入力によって操作するため、MATLABを使用したことがない人には操作が困難となる。そこでこの操作性の改善を行うため、MATLAB の GUI ツールを用いて操作インターフェースを作成している。GUIとは Graphical User Interface の略であり、メニュー・

ボタン・リストのようなグラフィカルオブジェクトを使って作成するユーザインタフェースであり、CUIと比較してより直感的な操作が可能となっている。これにより、図 3.7 のように 1 つのウィンドウ上で使用データの日時設定、火力ユニットの需要電力予測値の実運用データとマニュアル入力との切り替え、想定需用電力の入力、幹線潮流制限値の設定、シミュレーションの開始・終了、各火力ユニットの現在と 15 分後の運転状況の確認を行うことが可能となっている。

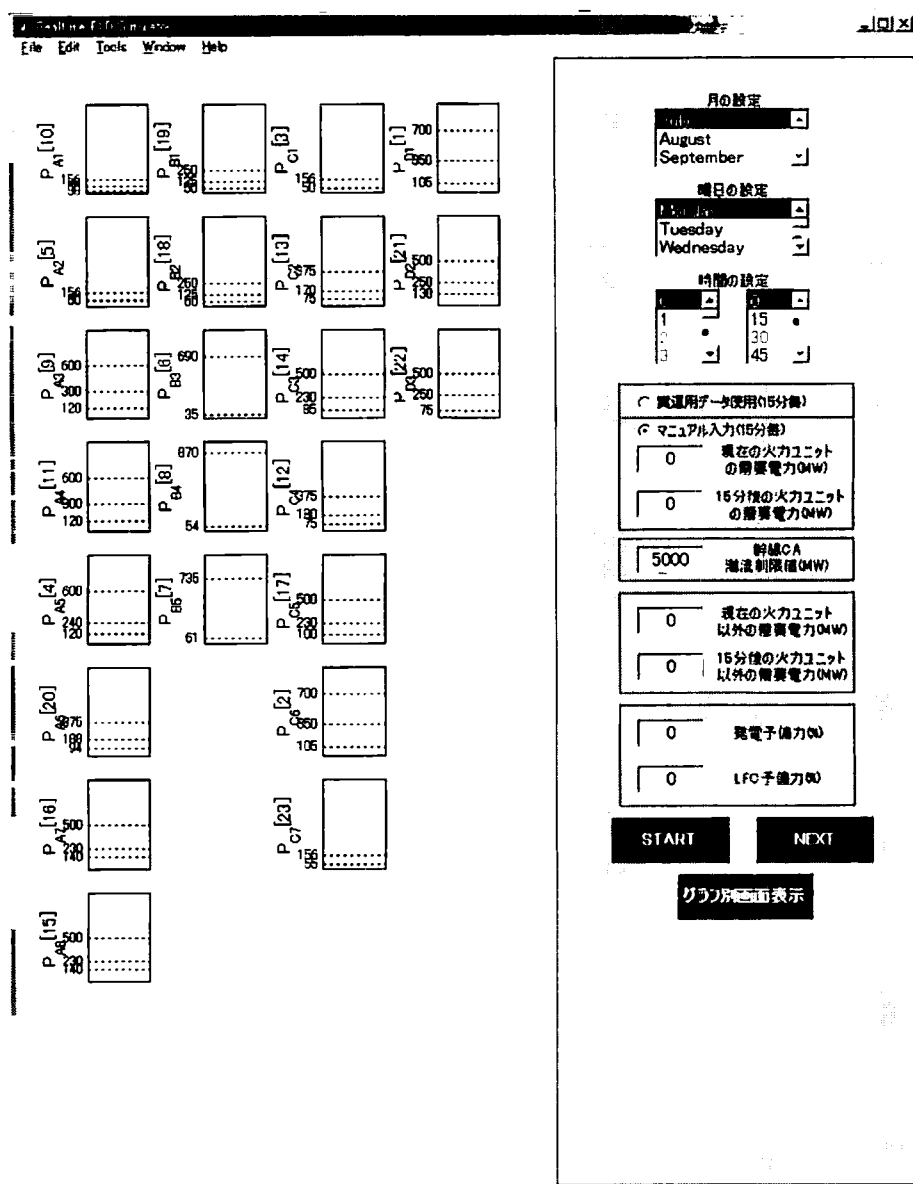


図 3.7 実時間 ELD シミュレータ実行画面

3.5 シミュレーション結果

提案方式の有効性の検証を行うため、需要電力に運用実績データを使用した場合の7月平日の深夜3時15分から4時までの連続シミュレーションの結果を図3.8、3.9、3.10に示す。グラフは各火力ユニットの発電機出力を示しており、点線は上から最高出力、補機切替点出力、最低出力を表している。図3.8において黒の線は3時15分。灰の線は30分のときの発電機出力を表す。3時15分での火力ユニットが分担する需要電力が1937MWとなっており、優先順位6位までの火力ユニットが運転を行っている。このうち、優先順位1位から3位までのユニットが最高出力で運転を行っており、6位のユニットが最低出力であることが分かる。3時30分になると需要電力が1863MWと減少しているので発電機出力を減少する必要があるが、優先順位5・6位のユニットは連続運転制約があるため、最低出力のまま継続運転を行っている。そこで優先順位4位のユニットが出力を減少しているが、補機切替点制約があるため、補機切替点出力までしか減少することができない。そこで優先順位3位のユニットにおいても出力が減少していることがわかる。1、2位のユニットについては引き続き最高出力で運転を行っている。

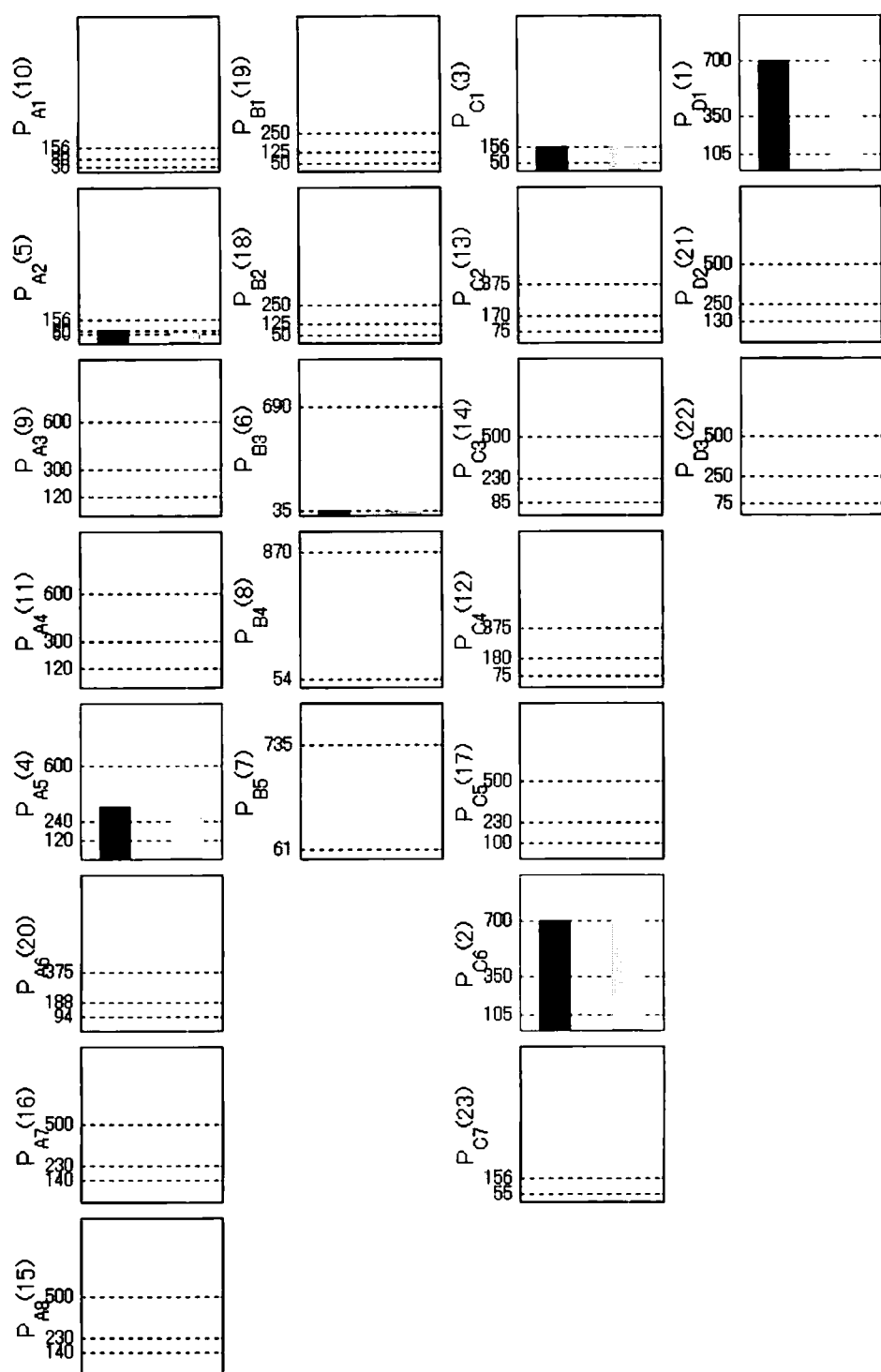


図 3.8 運用結果(7月平日の3時15～30分、1937MW→1863MW)

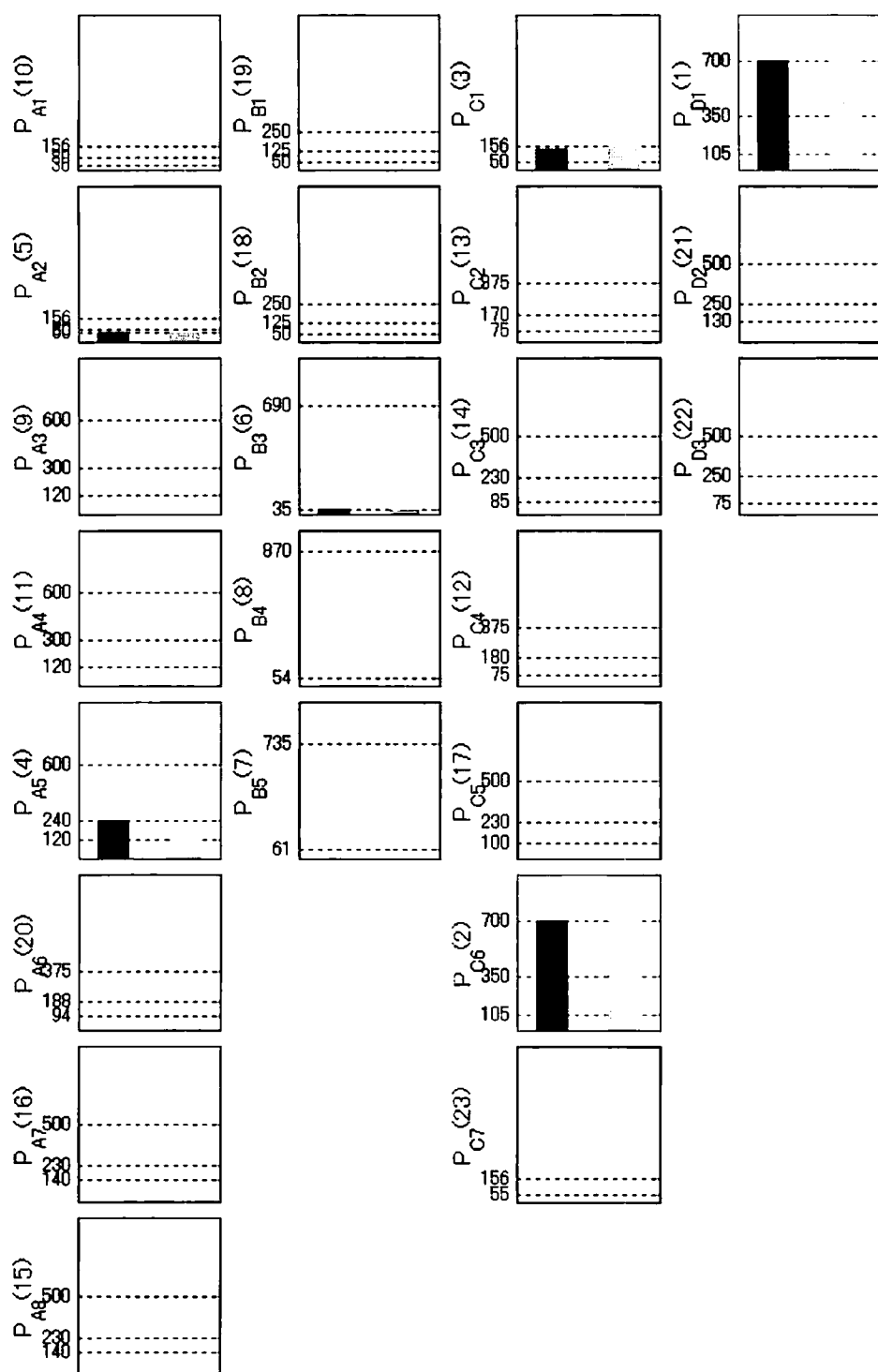


図 3.9 運用結果(7月平日の3時30~45分、1863MW→1790MW)

3時45分になると需要電力が1790MWとなりさらに減少しているが、優先順位4位のユニットが補機切替を終了したことにより、出力が減少

していることがわかる。4位のユニットの出力が減少したことにより、3位のユニットは出力を減少する必要がなくなり、経済的に最適な配分となるべく出力が増加している。

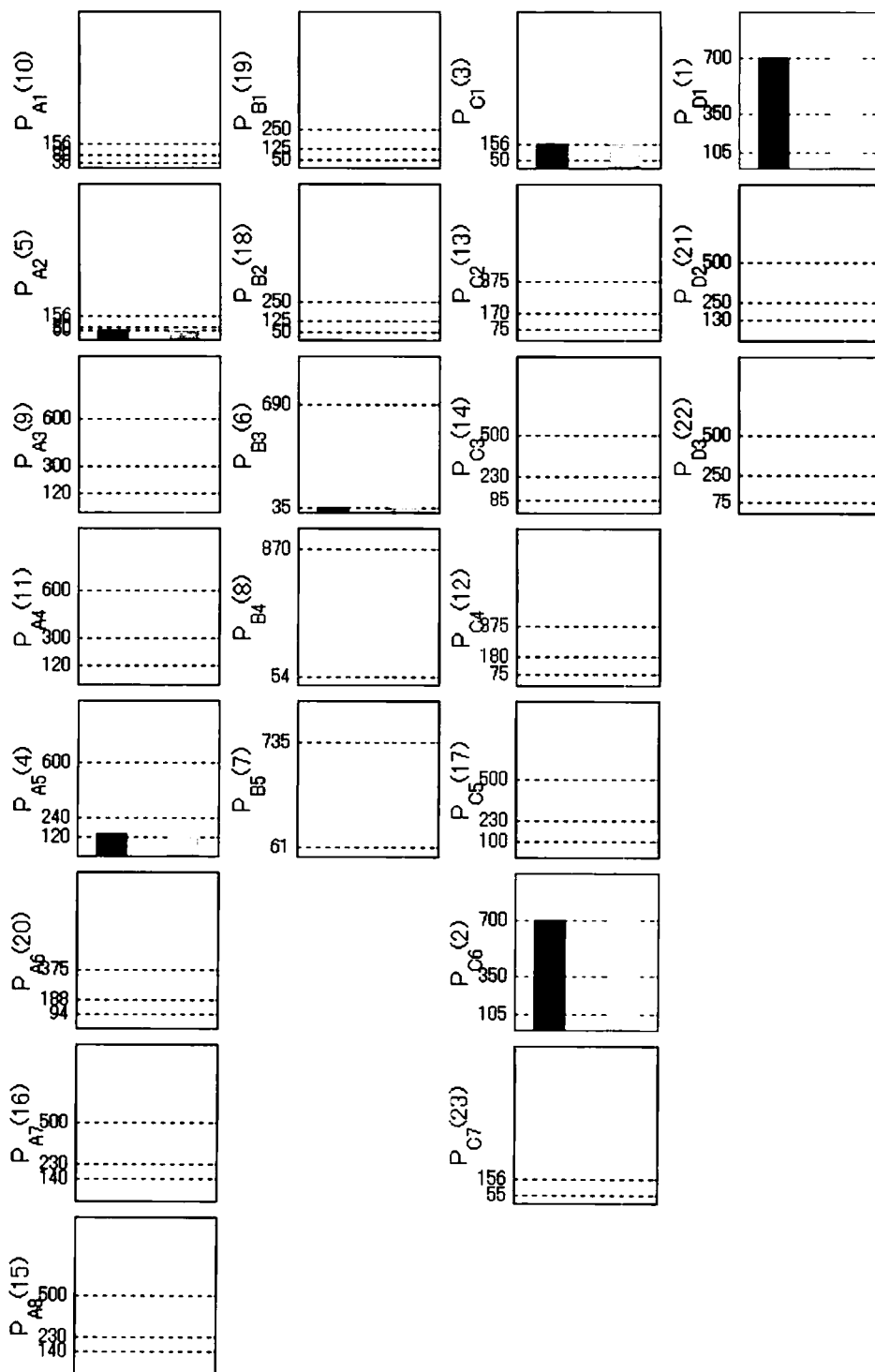


図 3.10 運用結果(7月平日の3時45~4時、1790MW→1774MW)

4 時では需要電力がわずかに減少しているだけなので優先順位 4 位のユニットのみで出力調整を行っている。

3.6 まとめ

本章では、第 2 章で提案したルールベース型経済負荷配分方式を基本とし、その実時間運用に関して特に検討を行った。そのため、週間のシミュレーションでは時間間隔が 1 時間だったものを 15 分間隔に変更し、また需要電力予測値については実運用データを使用するとともに、マニュアルで予測値を指定することを可能とした。シミュレーションにより、各種運用制約条件が十分に満たされており、短い時間間隔での各火力ユニットの運転状況が正確に把握できることが分かった。また、需要電力予測値をマニュアルで入力することが可能になったことで、あらゆる状況でのシミュレーションが可能となった。さらに GUI を使用したことで、簡単に直感的な操作でのシミュレーションが可能となった。

第 4 章 機能拡張型負荷周波数制御方式

4.1 はじめに

電力需要の増大に伴い、電力系統は広域にわたって連系され、大規模複雑化してきている。それに伴い、系統制御に関しても、情報伝送の広域化、複雑化が避けられなくなっている。このような現状において、負荷周波数制御 (Load Frequency Control: LFC) は、電力系統の運用、制御に関する重要な課題の一つであるといえる。負荷周波数制御 (LFC) には現行方式として、周波数バイアス連系線潮流制御 (Tie-line Bias Control: TBC)、定周波数制御 (Flat Frequency Control: FFC) が挙げられる。FFC では周波数と定格周波数の差から得られる周波数偏差を積分し発電量変更指令値を求めるのに対し、TBC は周波数変動と連系線潮流変動から地域制御誤差 (Area Control Error: ACE) を求め、その積分値により負荷周波数制御のための発電量変更指令値を導出するものである。

本章では TBC 方式を基本とした機能拡張型負荷周波数制御方式を提案し実規模系統を対象としたシミュレーションによりその有効性を明らかにしている。制御方式としてはは 3 次元ファジィ論理型制御方式を採用しており、周波数偏差、連系線潮流偏差、および連系線潮流偏差の積算値より、ファジィ制御則にしたがって発電量制御指令値を求めている。また、本研究では従来方式の有する負荷周波数制御機能に加えて以下の機能を追加している。

(1) LFC 対応型火力ユニットの調整容量の確保

発電ユニットには LFC に対応した応答性の良いものと、そうでない LFC 非対応のものが存在する。本研究では、計画運転で想定されていない需要電力の変動に対しては、LFC 対応型発電ユニットの出力調整によって対処している。しかし、大きな負荷変動が起こりその調整能力が限界に達した場合には、LFC 非対応型発電ユニットでは良好な負荷周波数制御は望めない。そこで、LFC ユニットから非 LFC ユニットへ負荷の分担を移行し、常に LFC ユニットによる調整容量を確保する方式を提案し

ている。

(2)連系線潮流積算値の規定値への保持

電力会社間の電力融通においては、単位時間内に融通する電力量（MWh）を前もって契約しており、この契約を守る必要がある。本研究では、連系線潮流の積算値を規定値（契約量）にする制御ループを新たに現行方式に付加している。

研究対象となる例題系統は、第2、3章で述べたルールベース型経済負荷配分方式で用いたものと同じのものを用いている。系統モデルは非線形詳細モデルを使用し、火力ユニットは個別にモデル化している。シミュレーションを行う際の各火力ユニットの発電量初期値設定には、ルールベース型経済負荷配分方式で得られたある時間での最適な出力配分をその初期値として用いている。また、原子力・水力・他社火力の発電量についても設定可能としている。ルールベース型経済負荷配分方式では、あらかじめLFCの調整容量として総需要電力の3%を常にLFC予備力として確保しているが、急激な負荷変動が起こる場合も考えられるので、その場合は、本章で提案する方式によりLFCユニットの過渡的な調整容量を確保することになる。例題系統を対象としたシミュレーションにより従来方式と提案方式との制御性能の比較を行い、提案方式の有効性を明らかにしている。

4.2 負荷周波数制御の目的と各種方式

電力系統での需要電力と発電電力のバランスが崩れると、たとえば需要が発電電力を超えた場合は周波数が低下し、発電が需要を超えている場合は周波数が上昇する。この周波数変動が起きると、回転機により製造された製品の不均一、電気時計の狂い、電力系統の電圧制御、安定度などに悪影響を与える。そこでこの周波数と需給バランスの改善を行うのが負荷周波数制御の目的となる。これはLFCに対応した火力発電所の出力を調整することにより制御を行っている。負荷周波数制御の方式には周波数と定格周波数の差から得られる周波数偏差を積分し、マイナス

のゲインを与えて発電量変化指令値を求める定周波数制御 FFC(Flat Frequency Control)と、電力会社間を結ぶ連系線の潮流偏差と周波数偏差に周波数バイアスという周波数偏差を電力量に換算するゲインを与えたものの合計である地域制御誤差 ACE(Area Control Error)を積分し、これにマイナスのゲインを与えて発電量変化指令値として用いる周波数バイアス連系線潮流制御 TBC(Tie-line Bias Control)などがある。

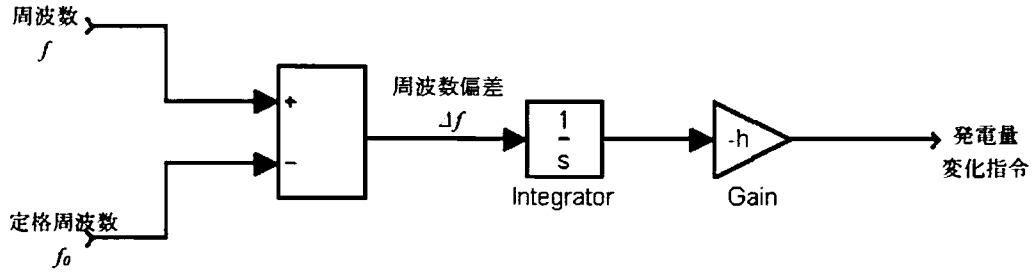


図 4.1 定周波数制御 (FFC)

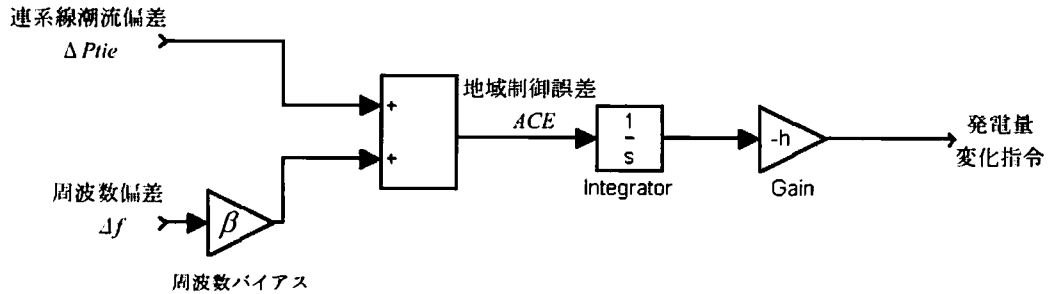


図 4.2 周波数バイアス連系線潮流制御 (TBC)

4.3 ファジィ論理型負荷周波数制御方式

提案手法における発電量調整指令値は周波数偏差 Δf 、連系線潮流偏差 ΔP 、連系線潮流偏差の積算値 $\Sigma \Delta P_{AEX}$ を用いた 3 次元ファジィ制御則によって決定される。発電量調整指令値を決定する三次元情報は次の式で表される。

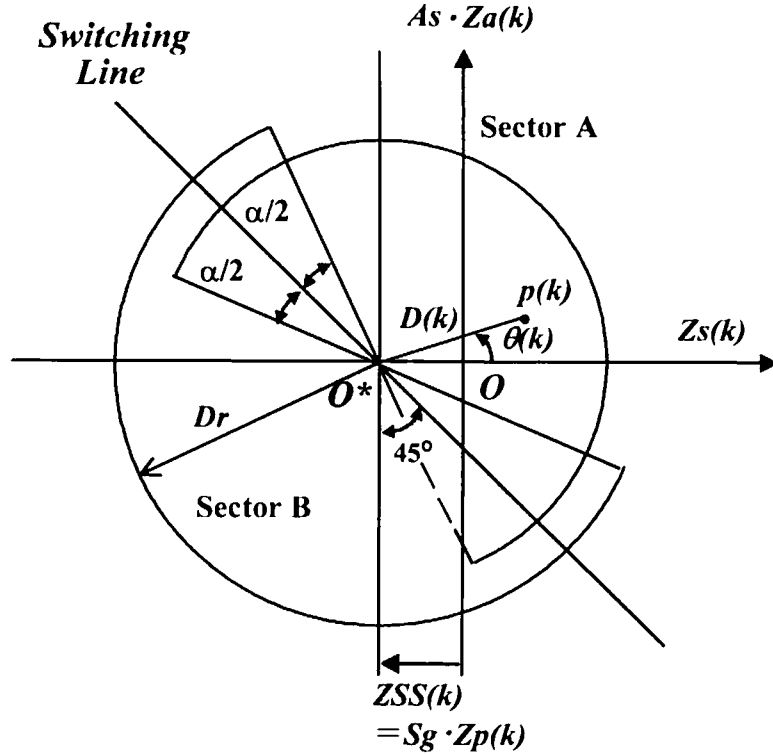
$$Za(k) = (ACE(k) - ACE(k-1)) / \Delta T \quad (4-1)$$

$$Zs(k) = ACE(k) \quad (4-2)$$

$$Zp(k) = \Sigma \Delta P_{AEX}(k) \quad (4-3)$$

$$ACE(k) = \Delta P + \beta \Delta f \quad (4-4)$$

ここで、 Z_a 、 Z_s 、 Z_p はそれぞれ地域制御誤差 ACE の変化率、地域制御誤差 ACE 、連系線潮流偏差の積算値となっている。 ACE は各地区の周波数偏差と幹線潮流偏差によって決定される。ゲイン β は、周波数バイアスと呼ばれ、周波数の変動量を電力量に換算するための係数である。



$p(k)$: 動作点

α : 領域 A と領域 B の重なる領域の位相角

$\theta(k)$: 動作点 $p(k)$ の横軸に対する位相角

$D(k)$: 動作点 $p(k)$ と原点 O との距離

図 4.3 3次元ファジィ位相平面図

本研究で用いた 3 次元ファジィ制御則は図 4.3 に示すように 2 次元化した位相平面極座標情報により表現することができる。系統状態は位相平面上での点 $p(k)$ によってあらわすことができる。

$$p(k) = [Z_s(k) + ZSS(k), A_s \cdot Z_a(k)] \quad (4-5)$$

ここで $ZSS(k) = S_g \cdot Z_p(k)$ と表すことができ、これは原点 O から過渡的な原点 O^* へのシフト量を示している。最終状態では、 Z_p が 0 となるた

め、原点 O^* は原点 O に一致する。ここでの極座標情報は以下の 2 式によって与えられる。

$$D(k) = \sqrt{(Z_s(k) + Z_{SS})^2 + (A_s \cdot Z_a(k))^2} \quad (4-6)$$

$$\theta(k) = \tan^{-1}(A_s(k) \cdot Z_a / (Z_s(k) + Z_{SS})) \quad (4-7)$$

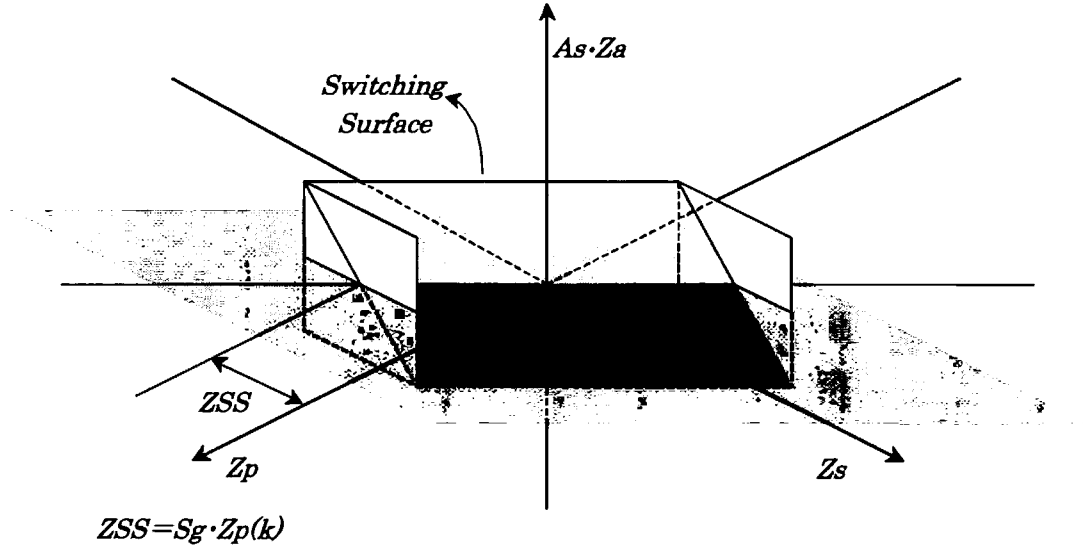


図 4.4 3次元ファジィ位相空間図

これを実際に立体的に位相空間図として表現すると、図 4.4 のように表現される。図 4.4 のように切り替え面 (Switching Surface) が存在し、この付近で正方向と負方向の制御切り替えが緩やかに行われる。また図 4.3 は図 4.4 において、動作点 $p(k)$ で $Z_p(k)$ 軸に垂直な面で切った断面になっていることもわかる。図 4.3 に示されるように、位相平面は大きく 2 つの領域に分けて考えることができる。第 1、第 2、第 4 象限にある領域 A (Sector A) では発電量減少制御が要求され、第 2、第 3、第 4 象限にある領域 B (Sector B) では発電量増加制御が要求される。また領域 A と領域 B は切り替え線 (Switching Line) 付近で重なる領域を有し、その位相角を α とする。この領域では緩やかに制御切り替えが行われる。領域 A・B は台形型メンバシップ関数を用いて、図 4.6 のように表現することができる。発電量減少制御領域 A はメンバシップ関数 $N(q(k))$ 、発電量増加制御領域 B はメンバシップ関数 $P(q(k))$ で表現している。ただし、本研究では重なり角 $\alpha = 90^\circ$ と固定しているので、図 4.5 においても $\alpha =$

90° と設定している。制御信号の導出にあたって、原点 O と点 $p(k)$ との距離に関するメンバシップ関数 $G(k)$ が必要であり、図 4.6 のように定めている。

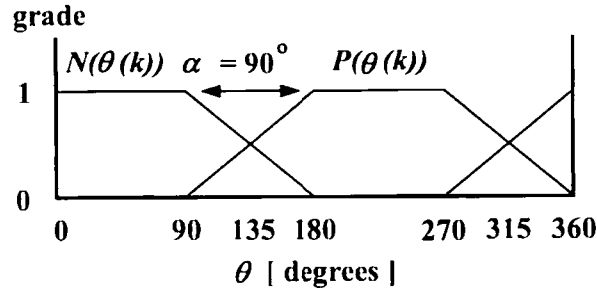


図 4.5 位相角 θ に関するメンバシップ関数

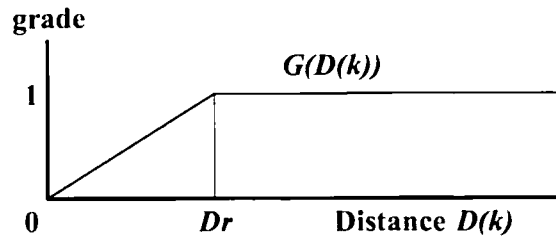


図 4.6 距離に関するメンバシップ関数

制御信号はこの式により求められる。 U_{\max} は制御信号の最大値である。

$$u(k) = \frac{N(\theta(k)) - P(\theta(k))}{N(\theta(k)) + P(\theta(k))} \cdot G(D(k)) \cdot U_{\max} \quad (4-8)$$

ただし、

$$G(D(k)) = D(k) / Dr \quad (D(k) \leq Dr)$$

$$G(D(k)) = 1.0 \quad (D(k) \geq Dr)$$

ここで $D(k)$ は原点 O から動作点 $p(k)$ までの距離であり、 Dr は動作点距離 $D(k)$ に関する制御パラメータとなっている。 $G(k)$ を用いることで、動作点距離に応じて制御信号の大きさを調整することができる。

4.4 例題システムの構成

図 4.7 に示すように例題システムは第 2・3 章で使用した 4 つの地区を保有する電力会社を X とし、これに外部地域を模擬した電力会社 Y より構成される。

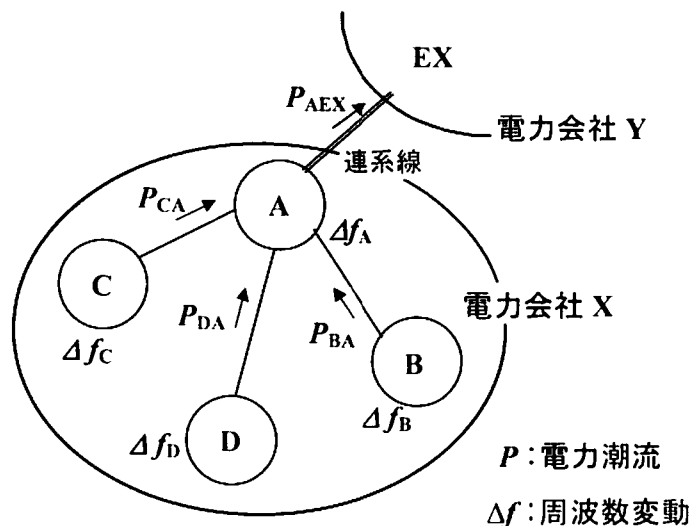


図 4.7 例題系統

地区 A、B、C、D は電力会社 X 内の各地区を表し、それぞれ 500kV 級の系統幹線でつながれている。また地区 A から外部系統である電力会社 Y とは同じく 500kV 級の連系線によって連系されている。電力会社 X に存在する火力ユニットは A 地区に 8 機、B 地区に 5 機、C 地区に 7 機、D 地区に 3 機の計 23 機となっており、LFC 対応型火力ユニットは A 地区に 5 機、B 地区に 3 機存在している。連系線および系統幹線における潮流を、矢印の向きを正としてそれぞれ P_{AEX} 、 P_{BA} 、 P_{CA} 、 P_{DA} とする。また、各地区における周波数偏差を Δf_{EX} 、 Δf_A 、 Δf_B 、 Δf_C 、 Δf_D とする。

4.5 例題システムの解析法

本研究で使用した例題システムは、4 つの地区を保有する電力会社 X と、外部地域である電力会社 Y により構成される。この例題システムのシミュレーションに際しては、有効電力潮流の偏差を用いた線形モデル、また有効電力潮流そのものを用いた非線形モデルの 2 通りのモデルを構成した。以下にこれらのモデリング手法について述べる。

4.5.1 線形モデル

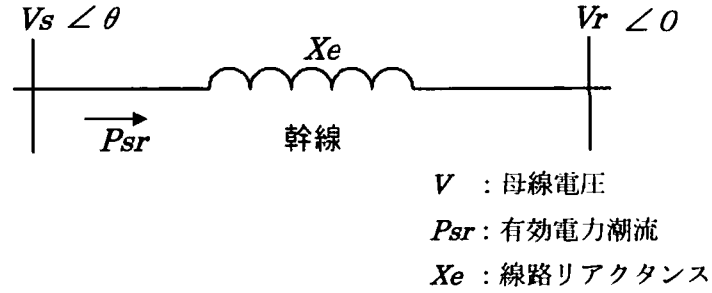


図 4.8 例題系統

図 4.8 に地区 s 、地区 r が存在し幹線によってつながれた母線 s と母線 r からなる例題系統を示す。母線 r の位相角を基準とし、母線 s と母線 r との位相差を θ とする。ここで母線電圧を V 、幹線の有効電力潮流を P_{sr} 、線路リアクタンスを X_e とすると

$$P_{sr} = \frac{V_s \cdot V_r}{X_e} \sin \theta \quad (4-9)$$

とおける。

ここで定常項と偏差項に分け

$$P_{sr} = P_{sr_0} + \Delta P_{sr}$$

とすると、テーラー展開を用いて

$$\begin{aligned} P_{sr_0} + \Delta P_{sr} &= \frac{V_s \cdot V_r}{X_e} \sin(\theta_0 + \Delta \theta) \\ &\cong \frac{V_s \cdot V_r}{X_e} \sin \theta_0 + \left(\frac{V_s \cdot V_r}{X_e} \cos \theta_0 \right) \cdot \Delta \theta \end{aligned} \quad (4-10)$$

ΔP_{sr} について注目すると、

$$\begin{aligned} \Delta P_{sr} &= \left(\frac{V_s \cdot V_r}{X_e} \cos \theta_0 \right) \cdot \Delta \theta \\ &= T_{sr} \cdot \Delta \theta \end{aligned} \quad (4-11)$$

ここで T_{sr} は同期化係数と呼ばれる定数である。つまり ΔP_{sr} は $\Delta \theta$ に比例しており、式 (4-11) は線形であると言える。このように線形モデルでは、電力潮流偏差 (ΔP_{sr}) を用いた解析を行っている。

4.5.2 非線形モデル

図 4.9 に地区 s における定常時の電力の流れを示す。

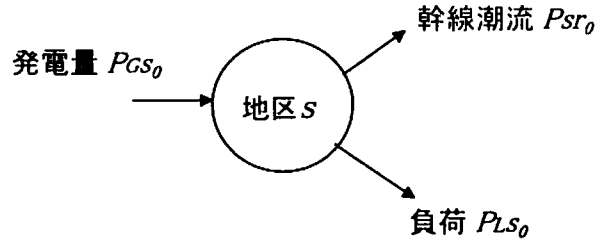


図 4.9 地区 s における電力の流れ

定常時の発電量を P_{Gs_0} 、幹線から流出する電力潮流を P_{sr_0} 、地区 s の負荷を P_{Ls_0} とすると

$$P_{Gs_0} = P_{sr_0} + P_{Ls_0} \quad (4-12)$$

という関係が成り立つ。式(4-9)において

$$V_s = V_r = 1.0 \text{ (定格電圧)}$$

とすると、

$$P_{sr} = \frac{1}{X_e} \sin \theta \quad (4-13)$$

と表すことができる。よって P_{sr} の定常項は

$$P_{sr_0} = \frac{1}{X_e} \sin \theta_0 \quad (4-14)$$

と表すことができる。これを変形すると

$$\theta_0 = \sin^{-1}(X_e \cdot P_{sr_0}) \quad (4-15)$$

となる。求めた初期位相差 θ_{sr_0} を式(4-10)、つまり

$$P_{sr} = \frac{V_s \cdot V_r}{X_e} \sin(\theta_0 + \Delta\theta) \quad (4-16)$$

に代入し P_{sr} を求める。ここで式(4-16)は、三角関数が含まれるため非線形となることがわかる。このように非線形モデルでは、線形モデルが電力潮流偏差 (ΔP_{sr}) を用いているのに対して、電力潮流値 (P_{sr}) を用いて解析を行っている。非線形モデルは電力潮流偏差ではなく電力潮流そのものを用いてシミュレーションを行うことになる。従って幹線の潮流制

約、LFC 予備力、燃料費計算等に関して、実際の値に基づいた各種条件設定を行うことができるという大きな利点がある。そこで本研究ではこの非線形モデルを使用したシミュレーションを行っている。

4.6 例題システムのモデリング

図 4.10 は MATLAB/Simulink で作成した例題システムのメインブロックを示している。メインブロックは外部系統 EX と地区 A から D をあらしめた 5 つのサブブロックから成り立っている。これらのサブブロックは発電ブロック、負荷変動を模擬するブロックなどから成り立っている。メインブロックにはまた連系線と系統幹線の有効電力潮流を計算するための潮流計算ブロック (Power flow Calculation Block) も含まれている。

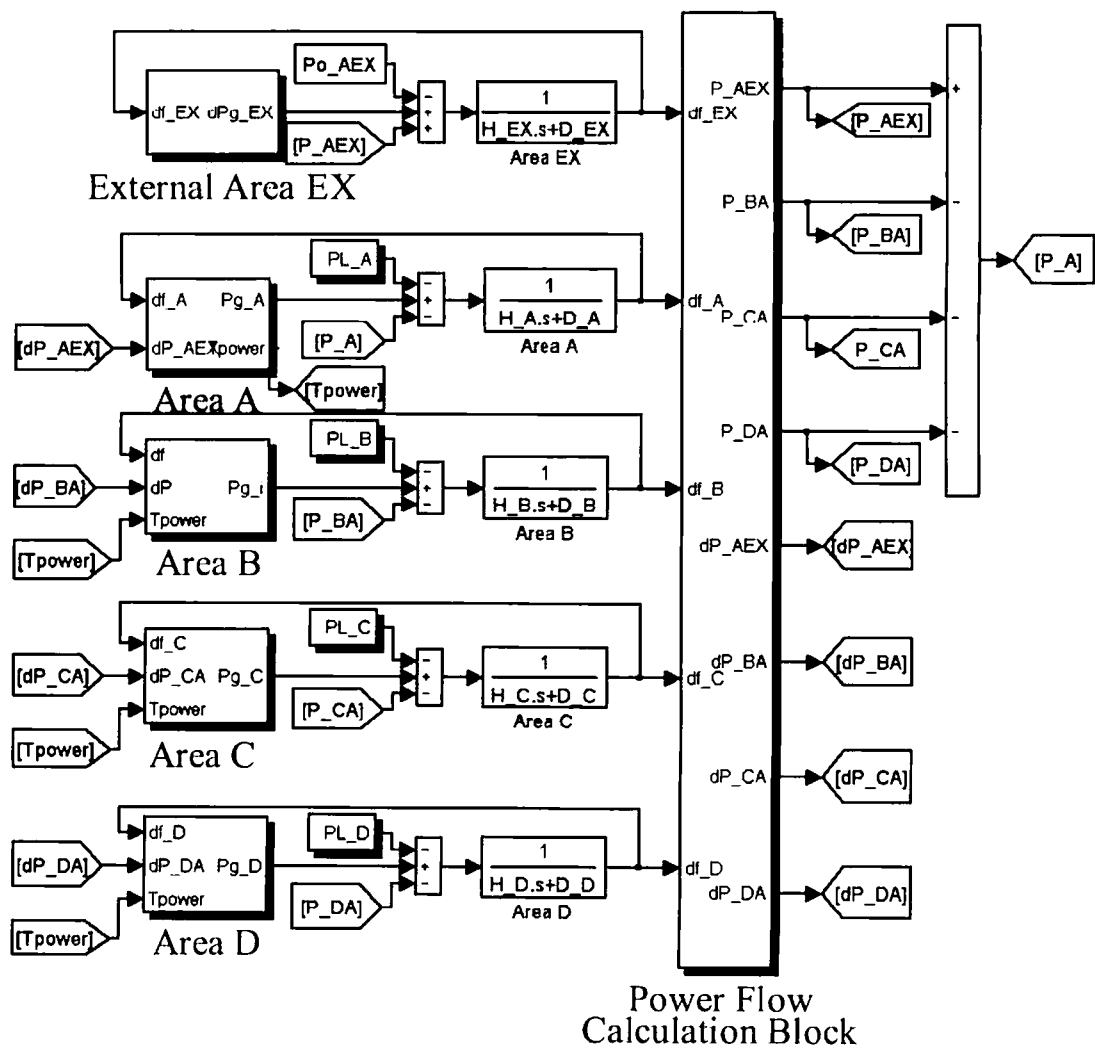


図 4.10 メインブロック

図 4.11 は MATLAB/Simulink で作成した 3 次元ファジィ制御部を示している。発電量調整指令値は T_{power} によって表されており、これは 3 次元ファジィ制御部での制御信号 $u(k)$ の積算値となっている。

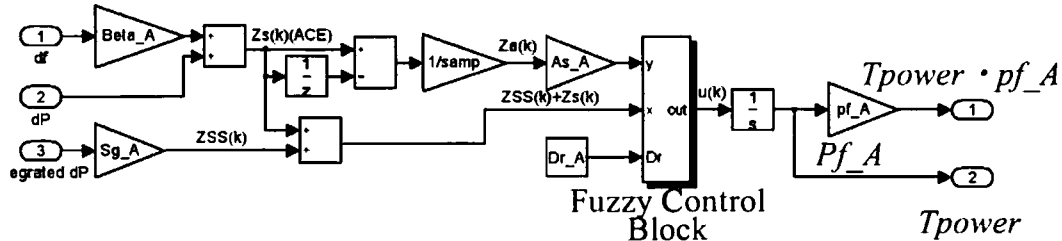


図 4.11 3次元ファジィ制御部

また、 pf_A は A 地区における地区負荷分担率であり、A 地区での出力調整信号は $T_{power} \cdot pf_A$ で与えられる。ここでは、地区負荷分担率は LFC ユニットの存在する地区での LFC ユニットの総発電容量に比例した値に設定している。

図 4.12 は地区 BCD の制御部を示す。周波数偏差 Δf と幹線潮流偏差 ΔP 、全地区に対する発電量調整指令値 T_{power} に地区負荷分担率 (pf_i) を乗じた値から、この制御部にて LFC ユニットの出力調整信号 (U_i) を算出し、発電ユニットブロックへ入力する。またガバナを模擬した部分では Δf を用いて速度制御信号 ($Governor_i$) を算出し、その地区での火力ユニットの発電量 P_Gi を変更している。 P_Gi と原子力・水力・他社火力の発電量である P_{other_i} との合計がその地区での発電量となる。

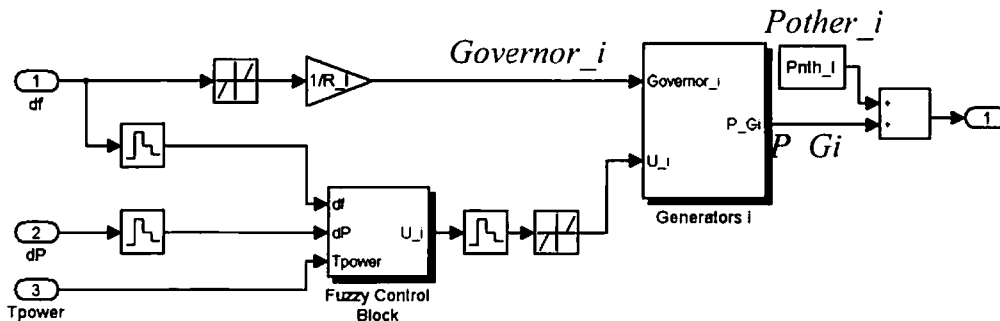


図 4.12 地区 BCD の制御部

図 4.13 は A 地区の発電所ブロックを示している。このブロックでは LFC 対応型発電所と非 LFC 対応型発電所がひとつのブロックとしてまとめられている。各地区において LFC ユニットの総発電量が指定値 $Capa_A$ を超えた場合は、LFC ユニットの調整容量を確保するために、非 LFC ユニットでも発電量の調整を行い、LFC ユニットから非 LFC ユニットへ負荷の分担を一部移行している。

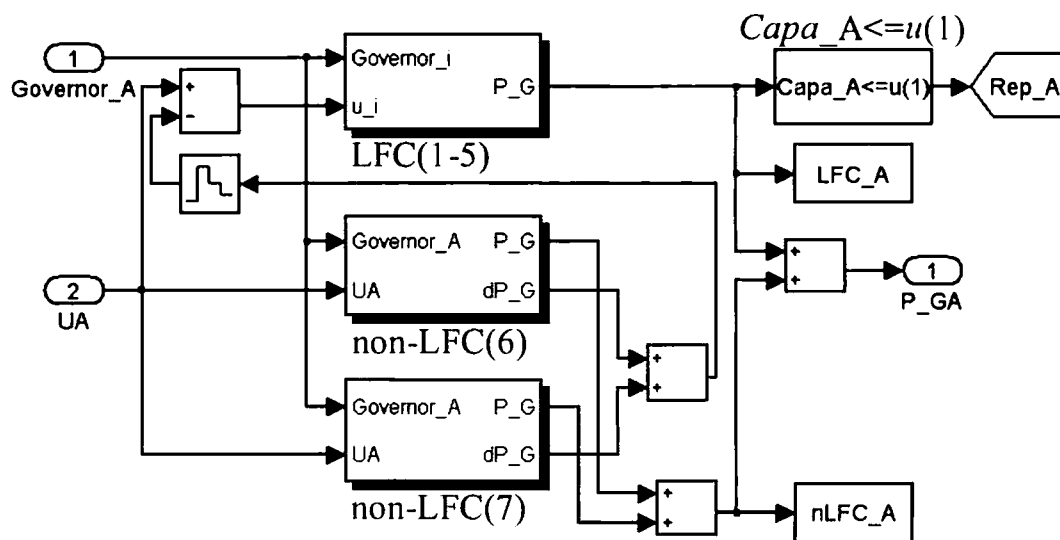


図 4.13 発電ブロック

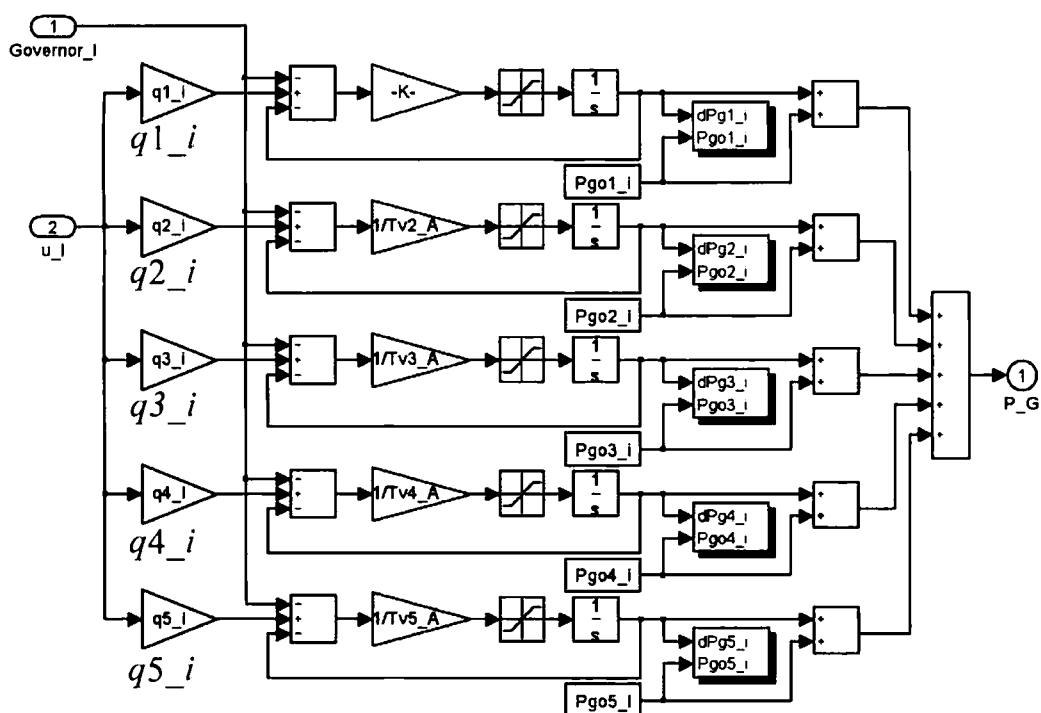


図 4.14 LFC 対応型発電所ブロック

図 4.14 は LFC 対応型発電所の詳細な構成を示している。ここでは 5 つの LFC ユニットが存在している。出力調整信号に従って、発電機ごとに負荷分担率 $q1$ から $q5$ の大きさに応じて発電量の調整を行う。初期状態設定のために、ルールベース型経済負荷配分方式で算出した出力指示値が 0 である火力ユニットについては出力分担を行わないものとしてこの分担率を 0 と設定している。なお、各地区の LFC 対応型火力ユニット、LFC 非対応型火力ユニットの台数は表 4.1 のように設定している。

表 4.1 各地区におけるユニット数

| | 地区 A | 地区 B | 地区 C | 地区 D |
|--------------------|------|------|------|------|
| LFC 対応 火力ユニット数 | 5 | 3 | 0 | 0 |
| LFC 非対応 火力ユニット数 | 3 | 2 | 7 | 3 |

図 4.10 中の External Area EX ブロックで模擬される外部系統のブロックを図 4.15 に示す。外部系統は、周波数偏差 Δf_{EX} を入力とし、発電変化量 $\Delta P_{G_{EX}}$ を出力する。前段には不感帯 (Dead Zone) を設け、大きさが 0.05Hz 以下の周波数変動では動作しないように設定されている。

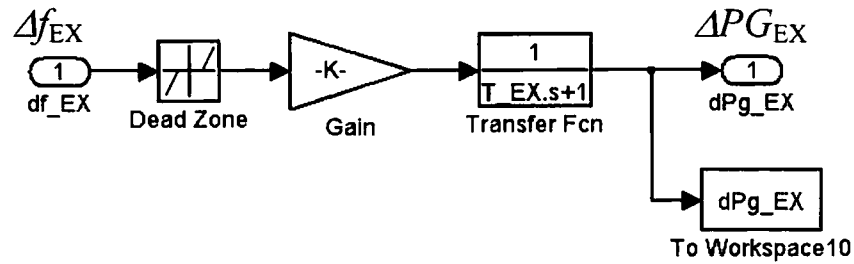


図 4.15 外部系統のブロック図

図 4.16 に潮流計算部のブロック図を示す。このブロックでは、各地区における周波数偏差の積分により位相情報を導出し、これにより連系線・幹線潮流を求める。さらに、連系線・幹線の定常潮流値との差をとることによって、潮流偏差も求めている。なお、図中のパラメータは θ_0 が各地区間の定常位相差、 P_0 が連系線・幹線の定常潮流値を表している。

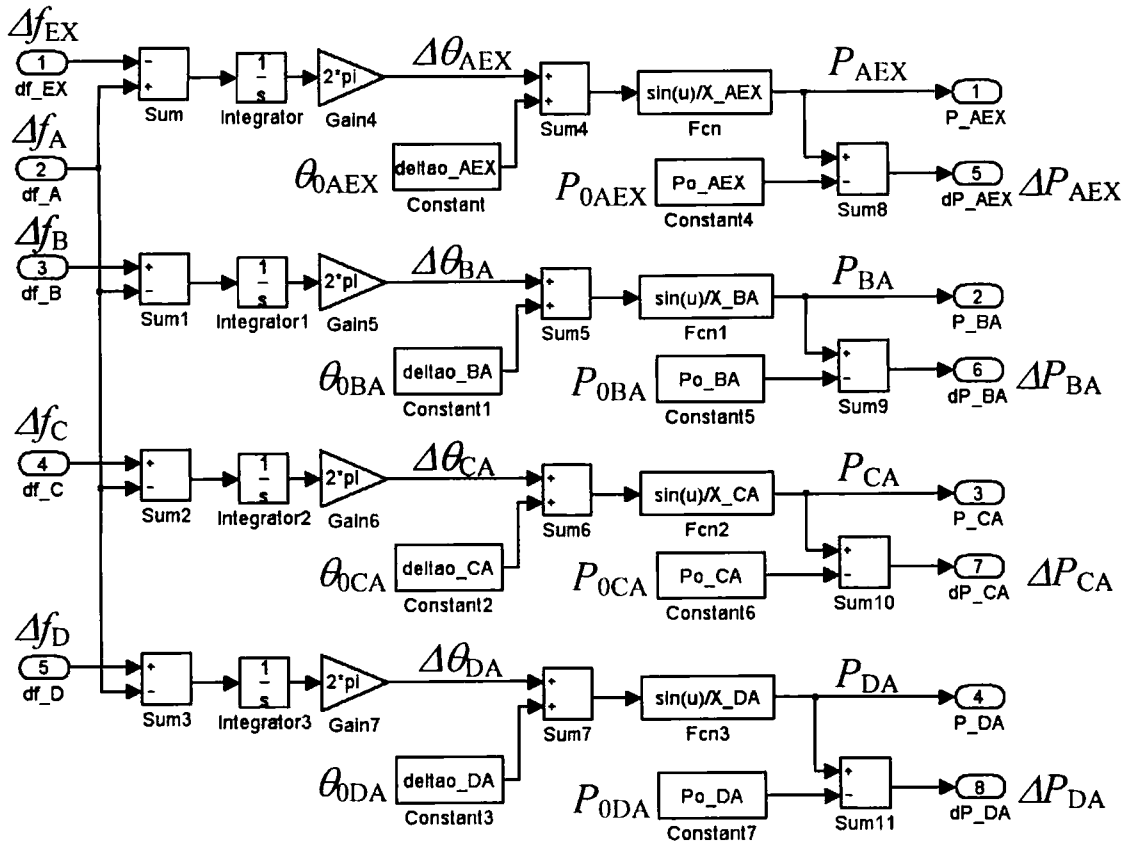


図 4.16 潮流計算部

図 4.17 においてランダム負荷変動、ランプ負荷変動、ステップ負荷変動が組み合わされており、より現実に近い負荷変動が模擬できるようになっている。本研究で使用したモデルは非線形モデルであるのでこの負荷変動偏差に定常負荷 (PL_0) を加算することによって負荷を求めている。

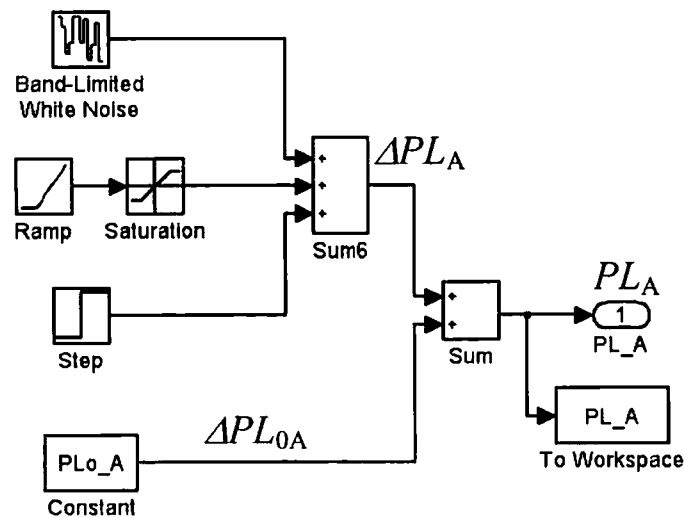


図 4.17 負荷変動部

4.7 Real-Time Workshop を用いたシミュレーションの高速化

本研究で用いた MATLAB はインタプリタ型言語である。インタプリタ型言語では、プログラムを 1 行ずつ読み取ってマシンコードに変換し実行している。このインタプリタ言語で書かれたプログラムは、容易に修正することが可能であるという利点がある。しかし、コンパイル型言語よりも計算速度が低速であるという欠点を持っている。MATLAB のシミュレーションツールである Simulink においてもインタプリタ的な処理が行われているため、計算速度は低速である。そこで Simulink で作成したブロックを高速に動かすツールとして MATLAB には Real-Time Workshop ツールが存在する。Real-Time Workshop は Simulink ブロックをビルドすることにより C コードを生成し、コンパイルして実行形式にするツールであり、これにより計算を高速に行うことができる。そこで今回の提案方式を Simulink ブロックでシミュレーションした場合と、Real-Time Workshop を使用した場合の計算を行い、その計算時間を比較している。なお、シミュレーションに使用したパーソナルコンピュータは第 2 章の表 2.12 に示すものと同一のものを使用している。

4.8 シミュレーション結果

例題系統において定常状態からある負荷変動を与えた場合のシミュレーションを実施し、提案する負荷周波数制御方式の制御性能を検証している。火力ユニットの最適経済負荷配分から得られた各地区のLFC対応型火力ユニットとLFC非対応型火力ユニットのある時刻における定常発電量を表4.2に示す。原子力、水力、他社火力の定常発電量は実運用データでの各地区での発電量を合計し、その他の発電量としている。負荷変動は表4.3のようにA地区での変動を想定し、シミュレーション開始50秒後にし、30秒間で0.01(p.u.)に達するランプ負荷変動を与えている。また、ランダム負荷変動についてはシミュレーション開始直後より与えている。表4.2、4.3より計算した連系線、幹線の定常電力潮流は表4.4のようになる。LFCユニットの調整容量は地区Aで確保し、A地区のLFC対応型火力ユニットの総発電量が $Capa_A=0.20(p.u.)$ を超えた場合にLFC非対応型火力ユニットに負荷分担を一部移行するものとした。なお、本シミュレーションでは、 $1p.u.=10000MW$ と設定している。表4.5において慣性定数、負荷周波数定数とも基準値を設け、各地区の発電・送電容量を考慮した値を乗じて定数を決定している。地区間の線路リアクタンスについては、実際の系統を参考にして値を設定した。地区間負荷分担率については、LFCの存在する地区におけるLFC予備力に比例した値となっている。周波数偏差と連系線潮流偏差から求めた地域制御誤差ACEの積算値を用いた制御である従来のTBC方式によるシミュレーションもあわせて実施し、提案方式との制御性能の比較を行っている。

表 4.2 定常発電量

| | <i>A</i> | <i>B</i> | <i>C</i> | <i>D</i> | 計 |
|---------------------------|----------|----------|----------|----------|--------|
| LFC ユニット 定常発電量(p.u.) | 0.1986 | 0.1974 | 0 | 0 | 0.3960 |
| 非 LFC ユニット 定常発電量(p.u.) | 0.1142 | 0.0176 | 0.1703 | 0.0700 | 0.3721 |
| その他の発電所 定常発電量(p.u.) | 0.0492 | 0.0386 | 0.4039 | 0.2341 | 0.7258 |
| 総定常発電量(p.u.) | 0.3620 | 0.2536 | 0.5742 | 0.3041 | 1.4939 |

表 4.3 定常負荷と負荷変動

| | <i>A</i> | <i>B</i> | <i>C</i> | <i>D</i> | 合計 |
|--------------------------|-----------------------------|----------|----------|----------|--------|
| 定常負荷 P_{Lo} (p.u.) | 0.5647 | 0.2151 | 0.1345 | 0.4302 | 1.3455 |
| 負荷変動 ΔP_L (p.u.) | Random + Ramp 0.01 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | — |
| 負荷変動 注入時間(s) | 50 | — | — | — | — |

表 4.4 連系線および系統幹線の定常電力潮流

| | 連系線 <i>A-EX</i> | 幹線 <i>B-A</i> | 幹線 <i>C-A</i> | 幹線 <i>D-A</i> |
|---------------------|--------------------|------------------|------------------|------------------|
| 定常電力潮流 P_0 (p.u.) | 0.1494 | 0.0385 | 0.4397 | -0.1261 |

表 4.5 主要な系統定数

定格周波数 $f_0=60.0$ (Hz)

シミュレーション時間 $\text{Simtime}=1800(\text{sec})$

慣性定数 ($H_{\text{base}}=4$)

$$H_{\text{EX}} = 2 * H_{\text{base}} * 10 / f_0$$

$$H_{\text{A}} = 2 * H_{\text{base}} * 1.76 / f_0$$

$$H_{\text{B}} = 2 * H_{\text{base}} * 1.0 / f_0$$

$$H_{\text{C}} = 2 * H_{\text{base}} * 2.88 / f_0$$

$$H_{\text{D}} = 2 * H_{\text{base}} * 1.76 / f_0$$

負荷周波数定数 ($D_{\text{base}}=0.02$)

$$D_{\text{EX}} = D_{\text{base}} * 10$$

$$D_{\text{A}} = D_{\text{base}} * 1.76$$

$$D_{\text{B}} = D_{\text{base}} * 1.0$$

$$D_{\text{C}} = D_{\text{base}} * 2.88$$

$$D_{\text{D}} = D_{\text{base}} * 1.76$$

地区間の線路リアクタンス

$$X_{\text{AEX}} = 0.1843$$

$$X_{\text{AB}} = 0.1907$$

$$X_{\text{AC}} = 0.0508$$

$$X_{\text{AD}} = 0.3462$$

地区間負荷分担率

$$pf_{\text{A}} = 0.3266$$

$$pf_{\text{B}} = 0.6734$$

$$pf_{\text{C}} = 0.0000$$

$$pf_{\text{D}} = 0.0000$$

4.8.1 提案手法

図 4.18 に連系線・各幹線における潮流変動、図 4.19 に総負荷、LFC 対応型発電所の総発電量、LFC 非対応型発電所の総発電量、連系線潮流偏差の積算値を示す。図 4.18 からランプ負荷変動投入後ある時間経過すると、ランダム負荷変動による電力潮流の微小変動以外の大きな動揺は見られない。このことから提案する制御により発電量が適切に調整されていることがわかる。また、各幹線は負荷変動により電力潮流に定常偏差があるが、制御の対象となる連系線 A-EX の電力潮流には定常偏差は残っていないことから、連系線潮流が指定値に保たれていることがわかる。また、図 4.19 の連系線潮流偏差の積算値が 0 となっていることから、連系線潮流の積分値を制御対象とする制御ループによって、電力会社間の融通電力の積算値が指定値に調整されていることが分かる。

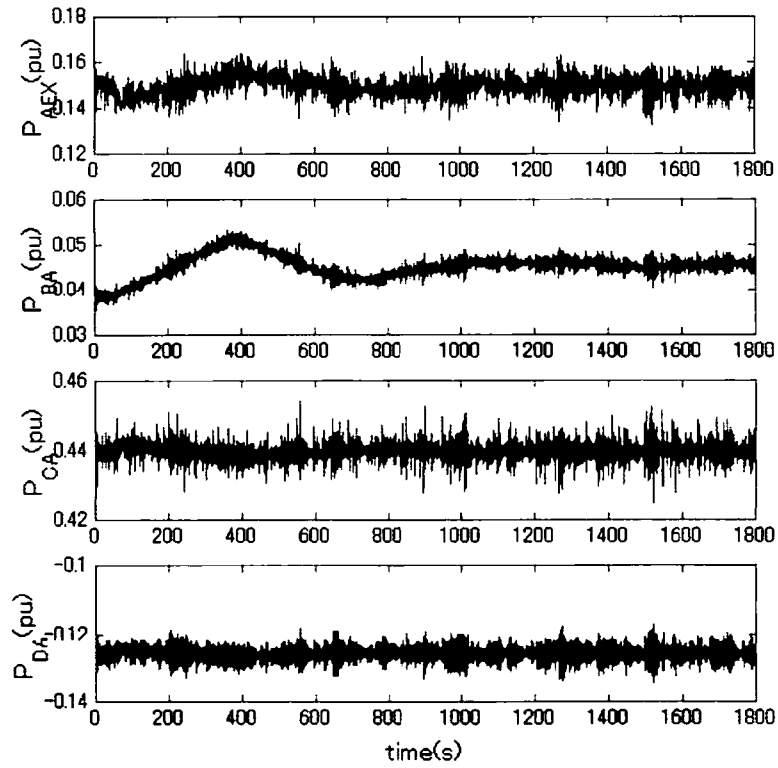


図 4.18 連系線および幹線潮流

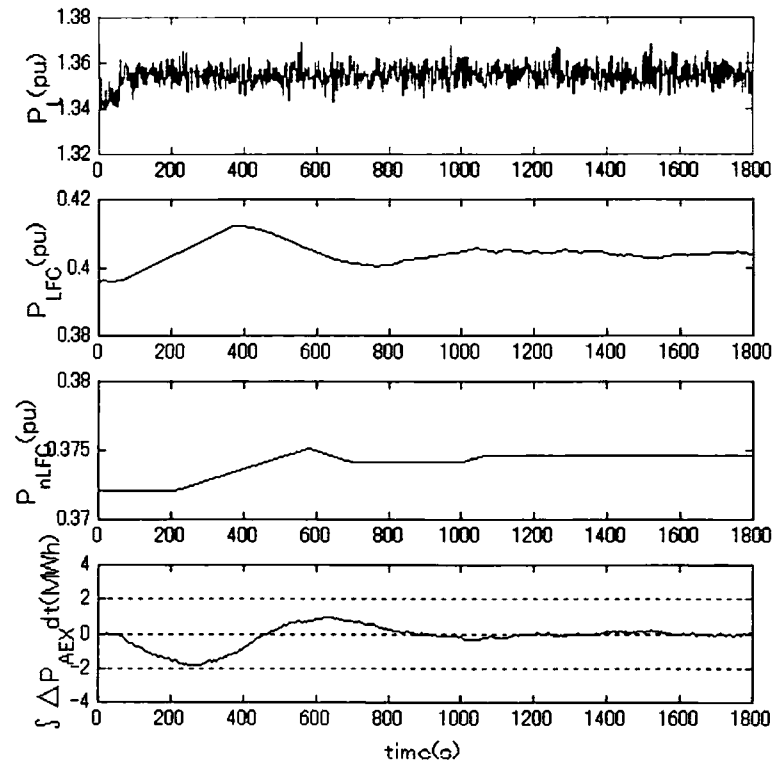


図 4.19 総負荷、LFC 対応発電所発電量、
LFC 非対応型発電所発電量、連系線潮流偏差の積算値

A、B 地区における LFC 対応型発電所の総発電量、A 地区の LFC 非対応型発電所の総発電量、調整容量を確保する制御が行われない場合 0、行われた場合 1 となる制御の状態を図 4.20 に示す。地区 A において負荷変動発生後、LFC 対応発電所(LFC)は発電量増加を行っている。そして発電量が発電容量閾値($Capa_A = 0.20\text{p.u.}$)を超えた際に、調整容量を確保する制御を行うことにより、LFC 非対応発電所(nLFC)は緩やかに発電量の増加調整を行い、LFC の発電量が $Capa_A$ を下回るまで負荷分担の入れ替えを行っていることがわかる。このことから、提案方式により LFC 対応型発電所の調整容量の確保、すなわち過渡的な LFC 予備力の確保がなされたといえる。各地区における周波数偏差を図 4.21 に示す。周波数については各地区とも定常偏差が残っていないことから負荷周波数制御が適切になされているといえる。

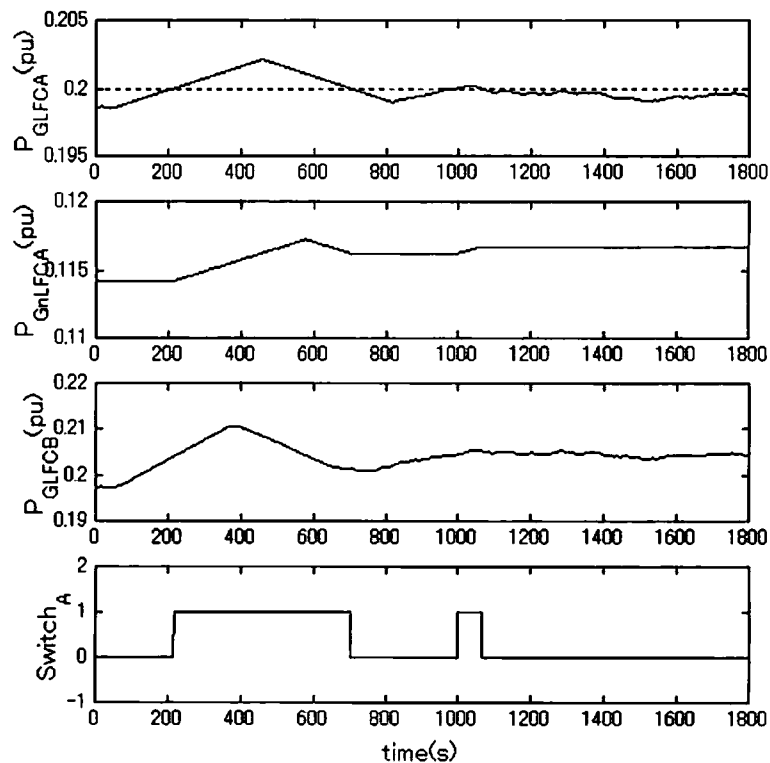


図 4.20 A 地区の LFC 対応型火力ユニットの総発電量、
 A 地区の LFC 非対応型火力ユニットの総発電量
 B 地区の LFC 対応型火力ユニットの総発電量
 調整容量確保制御の状況

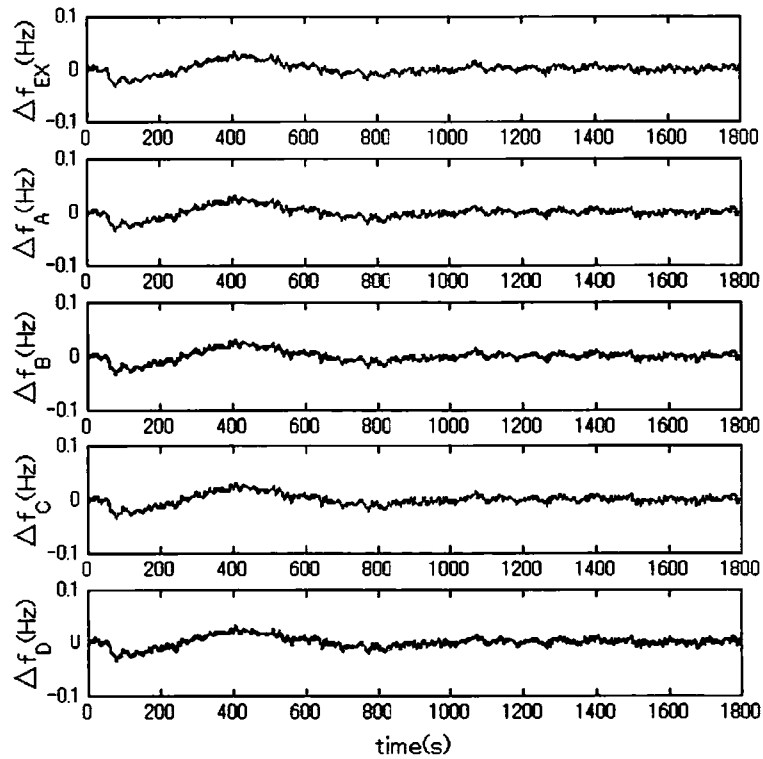


図 4.2.1 周波数偏差

4.8.2 従来型 TBC 方式

従来型 TBC 方式で負荷周波数制御を実施した場合のシミュレーション結果を示す。図 4.22 の連系線潮流を見ると、幹線 BA での潮流変動が提案方式と大きく異なっているが、最終的にはほぼ同じ定常偏差が残っていることがわかる。

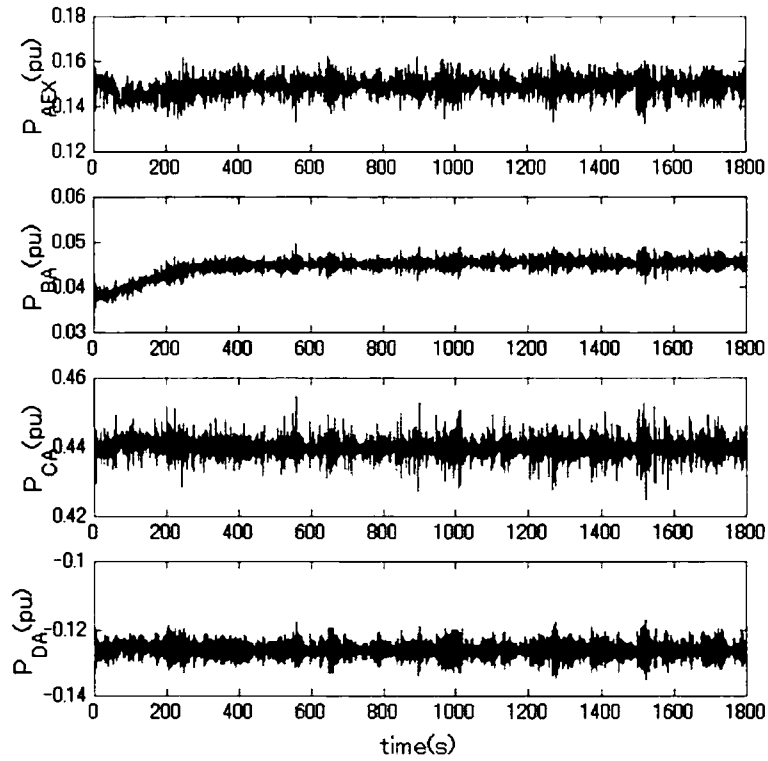


図 4.22 連系線・幹線潮流

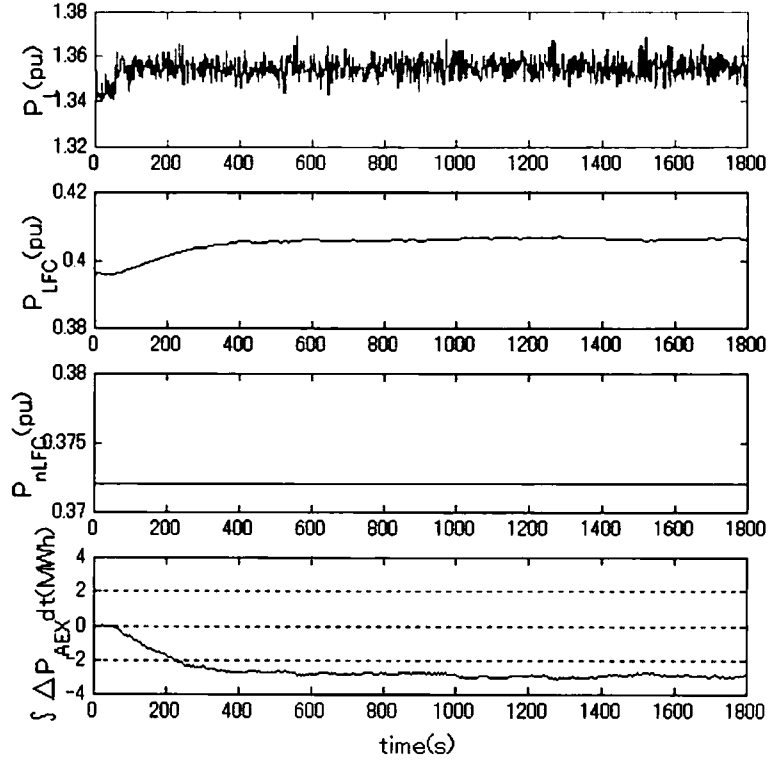


図 4.23 総負荷、LFC 対応発電所発電量、
LFC 非対応型発電所発電量、連系線潮流偏差の積算値

図 4.23 の連系線潮流偏差の積算値については従来の TBC 方式では制御対象としていないために指定値から大きくずれていることがわかる。

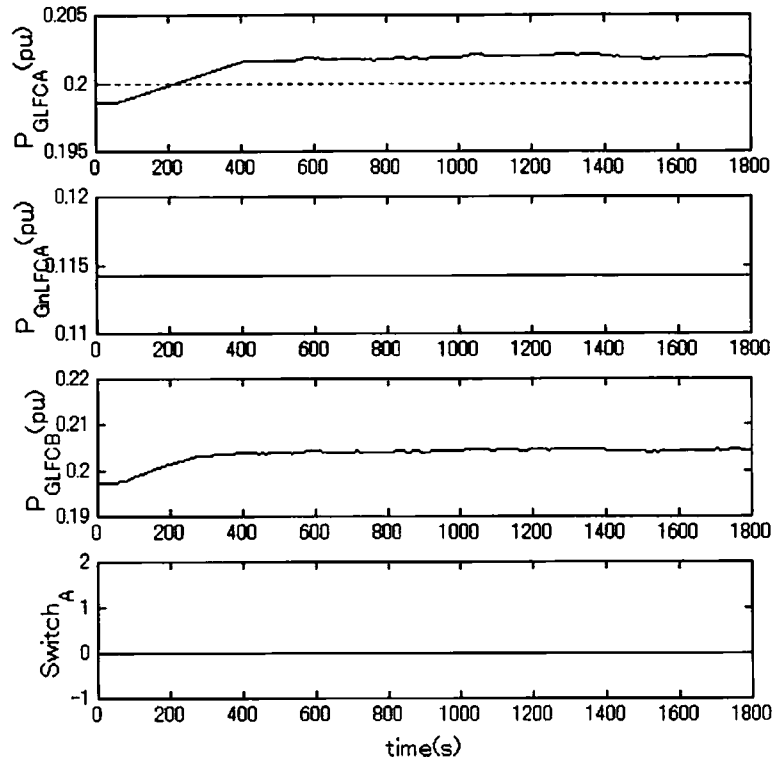


図 4.24 A 地区の LFC 対応型火力ユニットの総発電量、
A 地区の LFC 非対応型火力ユニットの総発電量
B 地区の LFC 対応型火力ユニットの総発電量
調整容量確保制御の状況

LFC 対応型火力ユニットの調整容量については従来型では確保を行わないので、図 4.24 では地区 A において負荷変動発生後、LFC 対応発電所 (LFC) のみで負荷変動に追従し、LFC 非対応型発電所に負荷分担の移行が行われていないことがわかる。そのため、再び負荷変動が起こった場合、LFC の調整容量が不足することになる。図 4.25 の各地区における周波数偏差については図 4.21 の提案方式と比較すると提案方式では動揺が見られるが、これは連系線潮流偏差の積算値指定値に保つために動揺しているものと思われる。しかし、最終的には各地区とも定常偏差がないことから負荷周波数制御が適切に行われているということが分かる。

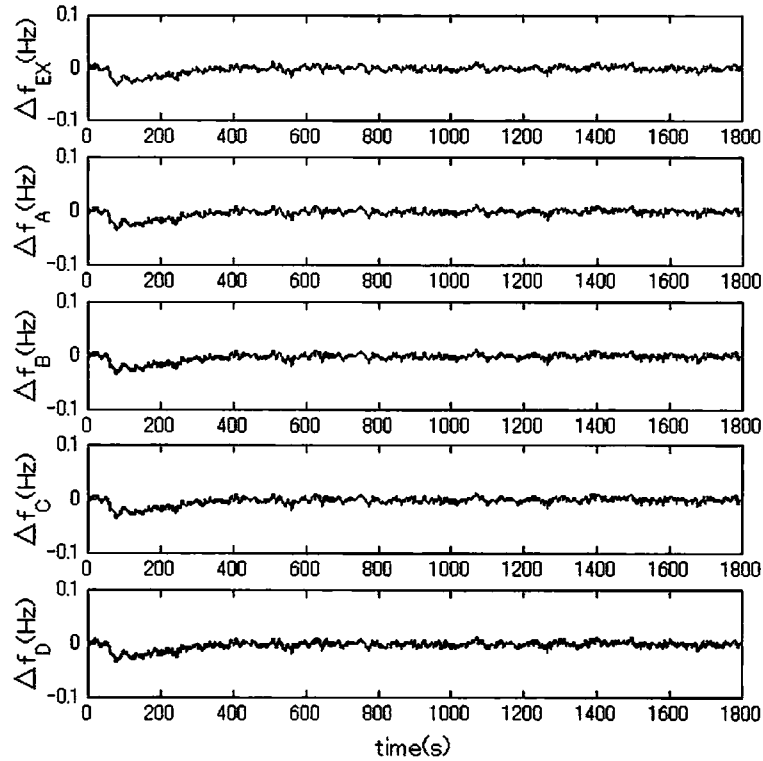


図 4.25 周波数偏差

4.8.3 シミュレーションの計算時間

表 4.6 に Simulink モデルをそのまま実行した場合と Real-Time Workshop で Simulink モデルをビルドするのに要した時間とその計算時間を示す。これから Real-Time Workshop を使用することにより Simulink を用いたシミュレーションより 40 倍以上、ビルドに要した時間を考慮しても 10 倍ほど高速にシミュレーションが可能であることが分かった。

表 4.6 計算時間

| ケース | Simulink | Real-Time Workshop |
|---------------|----------|--------------------|
| ビルド時間(s) | — | 20.47 |
| シミュレーション時間(s) | 282.536 | 6.409 |

4.9 まとめ

本研究では現行の負荷周波数制御方式の一つである TBC 方式を基本としたとしこれを 3 次元ファジィ論理型に置き換えた新しい負荷周波数

制御方式を提案した。また、本研究では従来方式の有する負荷周波数制御機能に加えて LFC 対応型火力ユニットの調整容量の確保と系統内幹線の潮流変動の抑制を行う機能を追加した。この提案方式の有効性を検証するために実規模系統を対象としたシミュレーションを行った。シミュレーションツールとして MATLAB/Simulink を使用し、シミュレーションを行う際に各火力ユニットの定常発電量として第 2 章で提案したルールベース型経済負荷配分方式で得られたある時間での運用状況を使用した。シミュレーション結果から、提案方式により、付加した機能である融通電力の積算値を指定値にすることが可能となった。また、LFC 非対応型発電ユニットへ負荷分担の移行が行われることにより LFC 対応型で常に調整容量を確保できることが明らかとなった。制御性能については、現行方式との比較により十分な性能であることが分かった。インタープリタ型言語である MATLAB/Simulink の計算速度を向上させるために Real-Time Workshop をしたことで高速にシミュレーションすることが可能となった。

第 5 章 総括

本研究では、系統運用の中核をなす経済負荷配分と負荷周波数制御についてそれぞれ新しい方式を提案し、その有効性の検証を行うため、MATLAB/Simulink 環境においてシミュレータを作成し、その有効性の検証を行ってきた。

以下に、本研究によって得られた結論を各章別に要約して述べる。

第 2 章「ルールベース型経済負荷配分方式」では、等増分燃料費則を基にし、ユニット選択の方法として、運転を開始する際に必要となる起動費を考慮した優先順位を設定する方法を提案した。また、火力ユニットの運用を行う上で系統運用者が考慮している運用範囲制約・発電量変化速度制約・補機切替時間制約・最低運転時間制約・幹線潮流制約・発電予備力制約・LFC 予備力制約について、専門家の知識をルール形式で表現し、与えられた問題に対してルールを適用することで解を求めるルールベース推論を適用した新しい経済負荷配分方式を提案した。このルールベース型経済負荷配分方式の有用性の検証を行うため、解析ツールとして MATLAB/Simulink を用いてシミュレータを作成し、23 機の火力ユニットを有する例題系統において週間運用のシミュレーションを行い、運用実績とラグランジュ緩和法(LR 法)による経済負荷配分方式との総発電費用の比較を行った。その結果、運用実績での発電費用と比較して発電費用の削減が可能であることが分かった。また、ラグランジュ緩和法による結果と比較しても若干ではあるが発電費用を抑えていることが分かり、各種制約を考慮した火力ユニットの運転計画立案が可能となることが分かった。シミュレーションの計算時間についても週間の 168 時間のシミュレーションに要した時間は、10 分以下であり、短時間でのシミュレーションが可能であることが分かった。

第 3 章「実時間経済負荷配分方式」では、第 2 章で提案したルールベース型経済負荷配分方式を基本とし、その実時間運用に関して特に検討を行った。そのため、週間のシミュレーションでは時間間隔が 1 時間だったものを 15 分間隔に変更し、また需要電力予測値については実運用デ

ータを使用するとともに、マニュアルで予測値を指定することを可能とした。シミュレーションにより、各種運用制約条件が十分に満たされており、短い時間間隔での各火力ユニットの運転状況が正確に把握できることが分かった。また、需要電力予測値をマニュアルで入力することが可能になったことで、あらゆる状況でのシミュレーションが可能となった。さらに操作インターフェースに GUI を使用したことで、簡単で直感的な操作でのシミュレーションが可能となった。

第 4 章「機能拡張型負荷周波数制御方式」では、現行の負荷周波数制御方式の一つである TBC 方式を基本とした 3 次元ファジィ論理型負荷周波数制御方式を提案した。また、本研究では従来方式の有する負荷周波数制御機能に加えて LFC 対応型火力ユニットの調整容量の確保と系統内幹線の潮流変動の抑制を行う機能を追加した。この提案方式の有効性を検証するために実規模系統を対象としたシミュレーションを行った。シミュレーションを行う際に各火力ユニットの定常発電量として第 2 章で提案したルールベース型経済負荷配分方式で得られたある時間での運用状況を使用した。シミュレーション結果から、提案方式により、付加した機能である融通電力の積算値を指定値にすることが可能となった。また、LFC 非対応型発電ユニットへ負荷分担の移行が行われることにより LFC 対応型で常に調整容量を確保できることが明らかとなった。制御性能については、現行方式との比較により十分な性能であることが分かった。

なお、本研究の発展として、マルチエージェントを用いた系統運用方式が挙げられる。マルチエージェントとは、対象自体の持つ構造が変動するような問題に対し、それぞれが自律的に動作するエージェントを複数組み合わせることによって、全体として一つの機能を実現するシステムであり、それが持つ並列性、自立性により柔軟な解決能力を持つと言われている。

現在、あらゆる分野において情報技術 (IT) が進展しているが、電力システムにおいても発電所・変電所・給電所を結ぶ高度な情報ネットワー

クが構築されている。マルチエージェントを用いた系統運用方式では、この情報ネットワーク上に、先行需要電力予測値の算出を行うエージェント、火力ユニットの出力をモニタリングするエージェント、火力ユニットの出力調整を行う制御エージェント、ELD計算を行うエージェント、LFCを行うエージェントなどを配置し、先行需要電力予測値とモニタリングエージェントから得られる各火力ユニットの現在の出力から ELD エージェントにおいて実時間での最適な出力配分を求め、制御エージェントに配信を行う。また、モニタリングエージェントから得られる周波数や連系線潮流の情報を基に LFC エージェントにおいて過渡的な負荷変動のための出力調整を計算し制御エージェントへ配信する方法が考えられる。これにより ELD・LFCを一括的に捉えることができ、火力発電のより経済的な運用と、信頼性の高い電力の供給が可能になると思われる。

謝 辞

本研究を遂行するにあたり、終始熱心な御指導・御鞭撻を賜りました熊本大学大学院自然科学研究科システム情報科学専攻エネルギーシステム講座 檜山 隆 教授に心より感謝致します。

本論文をまとめるにあたり、御討論・御教示頂いた熊本大学大学院自然科学研究科システム情報科学専攻エネルギーシステム講座 秋山 秀典 教授、蛭原 健治 教授、宮原 邦幸 教授、同 知能情報工学講座 川路 茂保 教授に謹んで感謝の意を表します。

また、研究を進めるにあたって、熊本大学工学部 電気システム工学科 電気エネルギーシステム講座 宮内 肇 助教授に、有益かつ貴重な御助言・御指導を頂き、心から謝意を表します。

最後になりましたが、本論文の執筆並びに本研究を進めていく上で多大なご協力を頂きました電力システム研究室の皆様には感謝申し上げます。

本研究は、以上に挙げた方々の御助力のもとにはじめて完遂し得たものであります。ここに記して心からの感謝の意を表します。

2003 年 3 月

古閑 誠二

参考文献

- (1) 関根、林、芹澤、豊田、長谷川 : "電力系統工学"、コロナ社、1979 年
- (2) 小池、大窪、山城、長谷川 : "電力発生工学"オーム社、1980 年
- (3) Colin R. Reeves : "モダンヒューリスティックス 組合せ最適化の先端手法" 日刊工業新聞社 1997 年
- (4) M. Djukanovic, et. al., "Neural-Net Based Real-Time Economic Dispatch For Thermal Power Plants", IEEE Trans. on Energy Conversion, Vol. 11, No. 4, Dec. 1996, pp.755-761.
- (5) 山城 迪、Ferix Asher、内山 敏之、中村 陽一、本間 武、先崎 照治: "火力発電機群の週間起動停止計画法"電気学会論文誌 B、114 巻 12 号、1236 頁~1242 頁、平成 6 年
- (6) X. Guan, P. B. Luh and L. Zhang, "Nonlinear Approximation Method in Lagrangian Relaxation-Based Algorithms for Hydrothermal Scheduling", IEEE Trans. on Power Systems, Vol.10, No.2, May 1995, pp.772-778.
- (7) R.Baldick, "The Generalized Unit Commitment Problem," IEEE Trans. on Power Systems, Vol.10, No.1, Feb. 1995, pp.465-475.
- (8) J.H. Talaq and F.M.E. El-Hawary, "A Summary of Environmental/Economic Dispatch Algorithm", IEEE Trans. on Power Systems, Vol.9, No.3, August 1994, pp.1508-1516.
- (9) D. C. Walters and G. B. Shehle, "Genetic Algorithm Solution of Economic Dispatch with Valve Point Loading", IEEE Trans. on Power Systems, Vol.8, No.3, August 1993, pp.1325-1332.
- (10) C.E. Lin, et. al., " A Direct Newton-Raphson Economic Dispatch", IEEE Trans. on Power Systems, Vol.7, No.3, August 1992, pp.1149-1154.
- (11) K.P. Wong and K. Doan, " A Recursive Economic Dispatch Algorithm for Assessing the Costs of Thermal Generator Schedules", IEEE Trans. on Power Systems, Vol.7, No.2, May 1992, pp.577-583.
- (12) T. Nimura and R. Yokoyama, "An Approximate Reasoning Approach for Optimal Dynamic Dispatch of Thermal Generating Units Including Auxiliary Control" IEEE Trans. on Power Systems, Vol.6, No.2, May 1991, pp.651-657.
- (13) S.K. Tong, S.M. Shahidehpour, "An Innovative Approach to Generation Scheduling in Large-Scale Hydro-Thermal Power Systems with Fuel Constrained Units", Power Industry Computer Application Conference Paper, May 1989
- (14) J. A. Muckstadt and S. A. Koenig, "An Application of Lagrangian Relaxation to Scheduling in Power-Generation Systems," Operations Research, 1977, 25(3): pp.284-403.
- (15) I. Kumar, K/ Ng, G. Shehle, "AGC Simulator for Price based Operation, Part 1: A Model", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 12 No.2, May 1997, pp.527-532.
- (16) I. Kumar, K. Ng, G. Shelhe, "AGC Simulator for Price Based Operation, Part 2: Case Study Results", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 12, No. 2, May 1997, pp.533-538.
- (17) T.Hiyama, "Design of Decentralized load frequency regulator for interconnected power systems", IEE

- Proc., Part C, Vol. 129, No. 1, 1982, pp.17-23.
- (18) T.Hiyama, "Optimization of discrete-type load frequency regulators considering generation rate constraints", IEE Proc., Part C, Vol. 129, No. 6, 1982, pp.285-289.
 - (19) T.Hiyama, T.Samesima, "Fuzzy logic control scheme for on-line stabilization of multi-machine power system", Fuzzy Sets and System, Vol.39, 1991, pp.181-194.
 - (20) T.Hiyama, M.Kugimiya, and H.Satoh, "Advanced PID type fuzzy logic power system stabilizer", IEEE Trans. on Energy Conversion, Vol. 9 No. 3, 1994, pp.514-520.
 - (21) T. Hiyama and Y. Yoshimuta, "Load-frequency control with MWh constraint and regulation margin", Proceedings of IEEE Power Engineering Society, 1999 Winter Meeting, Vol. 2, pp.803-808.
 - (22) T. Hiyama, M. Kugimiya and H. Satoh, "Advanced PID type fuzzy logic power system stabilizer", IEEE Trans. on Energy Conversion, Vol. 9, No. 3, 1994, pp.514-520.
 - (23) 古閑 誠二、檜山 隆 : "火力ユニット運転計画支援のための ELD シミュレータ"平成 11 年電気学会全国大会、No.1333
 - (24) 古閑 誠二、上野 彰也、檜山 隆 : "非線形詳細モデルを用いた LFC シミュレータの試作"平成 11 年電気学会電力・エネルギー部門大会、No.235
 - (25) 古閑 誠二、檜山 隆 : "火力ユニット運転計画支援のための ELD シミュレータの開発" 平成 11 年電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会、PE-99-156 PSE-99-153
 - (26) 古閑 誠二、檜山 隆 : "火力ユニット運転計画支援のためのルールベースを基にした ELD シミュレータ" 平成 12 年電気学会電力・エネルギー部門大会、論文Ⅱ、No.204
 - (27) 古閑 誠二、檜山 隆 : "ルールベースを用いた火力ユニットの運転計画立案" 平成 13 年電気学会全国大会、6-034
 - (28) 古閑 誠二、檜山 隆 : "ルールベースを用いた火力ユニットの実時間経済運用方式" 平成 14 年電気学会全国大会、6-100
 - (29) 古閑 誠二、檜山 隆 : "ファジィ論理を用いた機能拡張型負荷周波数制御" 平成 14 年電気学会電力・エネルギー部門大会、論文Ⅰ、No.51
 - (30) 古閑 誠二、檜山 隆、福田 一二三、緒方 和彦: "ルールベース型経済負荷配分方式による火力ユニットの運用"電気学会論文誌 B、121 巻 12 号、1807 頁~1814 頁、平成 13 年
 - (31) T. Hiyama and S. Koga, : "Economic Dispatch Simulator for Short- and Mid-Term Planning of Thermal Units Operation", 2000 IEEE PES Winter Meeting Paper, Jan. 2000.
 - (32) T. Hiyama and S. Koga, "Rule Based Economic Dispatch for Planning of Thermal Units Operation," 2001 IEEE PES Winter Meeting, Feb. 2001.
 - (33) T. Hiyama, S. Koga, and Y. Yoshimuta : "Fuzzy Logic Based Multi-Functional Load Frequency Control", 2000 IEEE PES Winter Meeting Paper, Jan. 2000.