

早稲田大学大学院環境・エネルギー研究科

博士学位論文

経済性及び環境性を協調した  
分散型電源大量導入時の  
多目的発電機運用計画に関する研究

**Multi-Objective Optimal Scheduling  
of Generating Units  
on Economic and Environmental Aspects  
including Significant Penetration  
of Dispersed Sources**

2013年2月

山下 大樹

早稲田大学大学院環境・エネルギー研究科

博士学位論文

経済性及び環境性を協調した  
分散型電源大量導入時の  
多目的発電機運用計画に関する研究

**Multi-Objective Optimal Scheduling  
of Generating Units  
on Economic and Environmental Aspects  
including Significant Penetration  
of Dispersed Sources**

2013年2月

早稲田大学大学院環境・エネルギー研究科

環境・電力システム研究

山下 大樹

## 目次

第1章	序論.....	1
1.1	はじめに.....	1
1.2	発電機運用計画の特徴と求解困難性.....	2
1.3	本研究の位置づけと目的.....	2
1.4	本論文の構成.....	4
第2章	経済性及び環境性を協調した発電機運用計画最適化手法 の開発.....	5
2.1	本提案手法の特徴.....	6
2.2	提案手法の構成.....	6
2.2.1	定式化.....	7
2.2.2	求解アルゴリズム.....	11
2.3	提案手法の標準モデルへの適用.....	14
2.3.1	対象モデル.....	14
2.4	トレードオフ分析例.....	17
2.4.1	異なる発電機構成によるトレードオフ分析例.....	22
2.4.2	異なる需要パターンにおけるトレードオフ分析例.....	24
2.4.3	極端な発電機構成におけるトレードオフ分析.....	25
2.5	2章のまとめ.....	27
第3章	風力発電大量導入の発電機運用計画最適化問題における 経済面及び環境面から見た影響評価.....	30
3.1	発電機運用計画からの風力発電大量導入の影響評価.....	31
3.1.1	発電機速度垂下特性.....	31
3.2	提案手法の標準モデルへの適用.....	34
3.2.1	構成される発電機の諸特性.....	34
3.2.2	対象とするウィンドファームの諸特性.....	35
3.2.3	風力発電を含む発電機運用の最適化結果.....	37
3.2.4	風力発電を含む発電機運用のトレードオフ分析.....	42
3.3	提案手法の東北地方（日本）モデルへの適用.....	43
3.3.1	東北地方における発電機の諸特性.....	43
3.3.2	東北地方の電力需要と電力融通（災害後）.....	45
3.3.3	東北地方モデルにおけるウィンドファーム導入量と出力パターン.....	46
3.3.4	垂下特性制約の下での発電機運用計画の最適運用結果（東北地方モデル）.....	47

3.3.5	風力発電導入・速度垂下特性制約条件導入によるトレードオフ曲線の変化 .....	50
3.4	3章のまとめ .....	51
<b>第4章</b>	<b>電気自動車大量導入の発電機運用計画における経済面及び環境面からの影響評価.....</b>	<b>54</b>
4.1	電気自動車の普及と系統運用への影響.....	54
4.2	電気自動車の構成及び運用の確率的モデルの開発.....	55
4.2.1	コミュニティ内のEV走行台数決定モデル .....	55
4.2.2	EVごとの走行距離の決定モデル.....	56
4.2.3	EV充電状況の決定プロセス.....	56
4.2.4	EVごとの自宅出発・帰宅時間の決定プロセス .....	56
4.2.5	本研究で用いたEVモデルパラメータ.....	57
4.2.6	電気自動車の充電パターンの想定 .....	58
4.3	EV運用モデルの発電機運用問題への適用 .....	61
4.3.1	帰宅後随時充電パターンにおける発電機運用計画への影響評価 .....	61
4.3.2	深夜充電パターンにおける発電機運用計画への影響評価.....	63
4.3.3	深夜充電・制御パターンにおける発電機運用計画への影響評価 .....	65
4.4	EV導入に伴うトレードオフ分析 .....	65
4.4.1	電気自動車導入に伴うトレードオフ曲面の推移 .....	65
4.5	EVを予備力として用いる場合の効用の検討 .....	67
4.5.1	EVの瞬動予備力としての効用 .....	67
4.5.2	EVの瞬動予備力としての効用とシャドープライスの算定 .....	70
4.6	4章のまとめ .....	71
<b>第5章</b>	<b>電気自動車導入による分散型電源導入影響の低減.....</b>	<b>73</b>
5.1	EV普及の動的予測モデルの開発 .....	74
5.1.1	EVを取り巻く三産業コーポネントの内生化.....	75
5.1.2	予測モデルの基本構成 .....	76
5.1.3	公的投資政策のEVセクター成長へのインパクト.....	80
5.2	EV普及の動的最適化問題としての分析 .....	83
5.2.1	政策イニシアティブの財政的費用と予算.....	83
5.2.2	動的最適化問題としての定式化と最大原理を用いた解法.....	84
5.2.3	最適政策とEV市場の進展分析 .....	87
5.2.4	最適政策とEV市場進展分析シミュレーション.....	90
5.3	EV市場発展による発電機運用面への影響評価 .....	96
5.3.1	提案したEV市場発展モデルの東北地方モデルへの対応.....	96

5.3.2	東北地方モデルへの EV の運用モデルの適用 .....	98
5.3.3	EV を予備力として運用する際のルール設定 .....	99
5.3.4	EV 導入時の東北地方モデル .....	100
5.3.5	年間助成予算なしの場合の発電機運用コスト及び CO <sub>2</sub> の試算結果 ....	101
5.3.6	年間助成予算 300 億円規模の場合の発電機運用コスト及び CO <sub>2</sub> の試算結果 .....	105
5.3.7	公的助成予算と EV 普及による発電機運用コスト (CO <sub>2</sub> ) 排出量増加の関係性についての考察 .....	111
5.4	5 章のまとめ .....	116
第 6 章	結論 .....	119
謝辞	.....	121
研究業績	.....	122

---

# 第1章 序論

## 1.1 はじめに

電力系統は電気エネルギーの発生（発電）、輸送（送配電）、利用（消費）をつかさどる大規模な一体型システムであるが、膨大なエネルギーの発生、輸送に係わることから環境への影響も極めて大きい。中でも発電機の運用に伴って発生する環境負荷は二酸化炭素排出量の面から見てもかなり大きく、その大半が火力発電所が用いる化石燃料の消費により発生している。そういった状況から、我が国では火力発電だけでなく、水力や原子力、近年では自然エネルギー電源といった、二酸化炭素排出量が少ないエネルギーの占める割合を増やし利用していこうという動きがあった。

しかし、2011年3月11日の震災に伴う原子力発電所の事故によって、国内世論の原子力発電所への反対意識が高まり、現在は国内の原子力発電所のほぼ全てが停止され、今後の存続を含め議論がされている最中である。将来にわたり、原子力発電の総発電量に占める割合が維持もしくは減少していくとすると、設備容量の大きい火力発電がそれを補うこととなるのは間違いないであろう。

また、太陽光発電や風力発電といった自然エネルギー電源の普及が現在急速に進んでいる。再生可能エネルギー固定価格買取制度により今後ますますこれらの導入容量は増えていくと予想されるが、自然エネルギー電源は出力制御が困難であるため、安定した電力供給のためにはバックアップ電源を持つ必要がある。そういった面でも火力発電が果たす役割は今後ますます大きくなっていくのは間違いないであろう。

このような背景から、本研究では発電機の運用に着目し、題目を「経済性及び環境性を考慮した発電機運用の最適化手法に関する研究」とし、自然エネルギー電源や電気自動車の大量導入など様々な状況に適用できる発電機運用の経済性・環境性を明確な数値として算出するツールの開発を行い、これらの要素が発電機運用に与える影響についての分析を行った。

---

## 1.2 発電機運用計画の特徴と求解困難性

発電機の運用計画（電力需給計画）とは、過去のデータから予測した電力需要に応じて、発電機の発電計画及び補修計画、電力融通計画などを策定するものである。電力需給計画は大きく分けて二つに分類される。

### ①長期需給計画

長期需給計画は電源や送電、変電といった、設備の建設計画を作成するためのものである。10 年程度先までを対象とし、その中で将来的な信頼度・経済性など様々な目標を達成する。

### ②短期需給計画

短期需給計画では①で決定した供給設備を用いて、より具体的な想定した需要を賄うための運用指針を策定する。短期需給計画は月別、1 週間前、24 時間前と比較的近い期間を対象とし、その中で信頼度や経済性など様々な目標を達成する。

本研究ではこの短期需給計画、その中でも 24 時間ごとの発電機運用計画問題を対象とした。

## 1.3 本研究の位置づけと目的

本研究は、前述した発電機運用計画のうち、短期需給計画・24 時間ごとの発電機運用計画に関する問題に取り組んだ。具体的には、分散型電源大量導入時における発電機運用計画を対象とし、大きく分けて以下の 3 テーマの内容に取り組んだ。

### テーマ 1：「環境性・経済性を考慮した発電機運用計画最適化手法の開発」

環境面（CO<sub>2</sub> 排出面）・経済面の 2 面から多目的に発電機運用計画（起動停止問題）を最適化し、発電機の運用計画のトレードオフ曲線を算定する手法の開発を行った。提案した手法は IEEE の標準モデルに適用し、その有効性を確認した。また、同時に発電機構成を変化させた場合の運用による経済性・環境性の変化をトレードオフ曲線の変化で示した。

---

## テーマ 2 : 「分散型電源大量導入に対する発電機運用計画から見た影響評価」

電気自動車 (EV) 大量導入時の電力需要パターンモデルの開発と、自然エネルギー電源大量導入時に適用できる発電機運用計画最適化手法及び経済性・環境性の 2 断面からトレードオフ分析を行う手法 (テーマ 1 で開発した手法の拡張) の開発を行った。

自然エネルギー電源に関しては系統から見て容量の比較的大きい風力発電を対象とし出力変動の分析を行った。また、プラグイン電気自動車 (EV) に関しては、その運用を確率的にシミュレートした EV 運用モデルを提案した。

これらにより風力発電の大量導入及び EV の大量普及が発電機の運用においてどういった影響をもたらすかを、テーマ 1 と同様の IEEE モデルに適用することでそれぞれ算定した。

## テーマ 3 : 「発電機運用における分散型電源導入影響の低減に関する検討」

EV の将来的な普及規模をファイナンス的なアプローチからモデル化し想定した。また、普及した EV を予備力として用いることが可能であれば、発電機運用から見て EV の大量普及や風力発電の大量導入の影響がどれだけ緩和されるかを経済性・環境性両面から算定した。

これら 3 テーマの関係は、発電機運用計画を対象とし、まずテーマ 1 で最適化ツール (トレードオフ分析) の開発を行う。そして、それをテーマ 2 においてブラッシュアップし、同時に発電機運用を取り巻く問題 (風力発電や EV 大量導入) から起きうる影響についての算定を行う。最後にテーマ 3 において、その問題に対する解決案を提案するという流れである。

テーマ 1、2、3 において共通してベンチマークとして使用するのは標準的な火力発電機モデルである。テーマ 2 では風力発電の実測データから分析した出力変動及び確率的に作成した EV の運用モデルを上記モデルに適用した。テーマ 3 では日産 LEAF から収集したデータをもとにファイナンス的なアプローチで作成したモデルから作成した内容を上記モデルに適用している。

なお、アルゴリズムの開発に当たっては数理計画法として、ラグランジェ未定乗数法、動的計画法 (DP)、逐次型解列法 (De-commitment method)、二分探索法などを適切に選定し用いた。

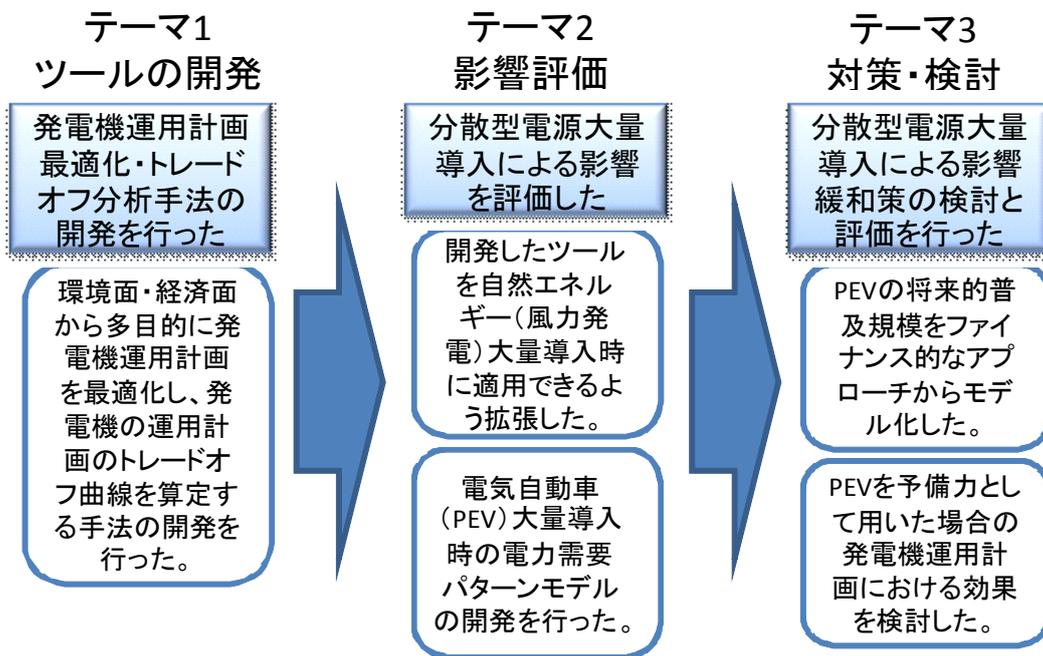


図 1.1 今回設定したテーマの関係性

## 1.4 本論文の構成

上記テーマを元に本論文は以下のように構成した。

第一章では「序論」として、本研究の背景及び目的、本論文の位置づけ、各章の内容について述べた。

第二章では「環境性・経済性を考慮した発電機運用計画最適化手法の開発」（テーマ1）として、本研究で提案する手法とその適用について述べた。

第三章、第四章では「発電機運用計画から見た分散型電源大量導入の影響評価」（テーマ2）として、第二章で提案したツールを風力発電大量導入時に適用可能なよう拡張した（第三章）。また、EV 大量導入時の運用パターンモデルを作成し、提案手法を適用した（第四章）。

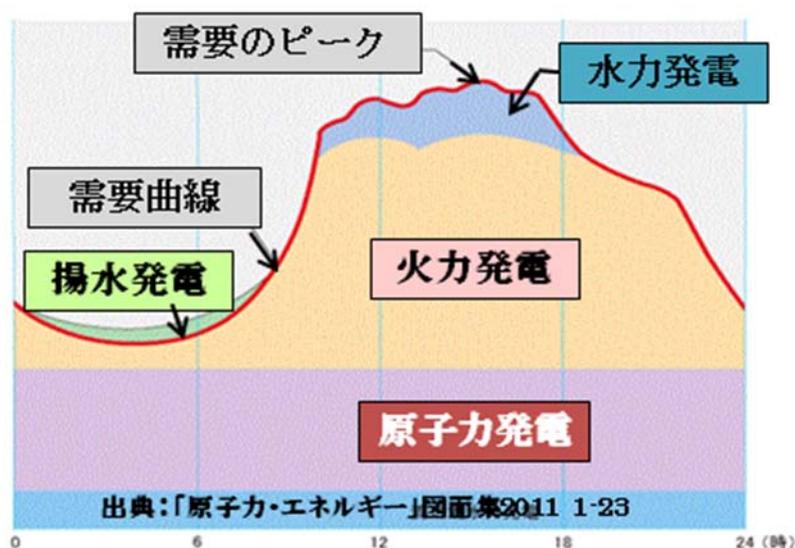
第五章では「発電機運用における分散型電源導入影響の低減に関する検討」（テーマ3）として、EV を予備力として用いた時の効果を算定した。将来的なEV の普及規模を算定するために経済学的アプローチから普及モデルを作成し適用した。

そして第六章では「結論」として、本研究で得られた知見について述べた。

## 第2章 経済性及び環境性を協調した発電機運用計画最適化手法の開発

時々刻々と変化する電力需要を安定的に賄うため、電力系統運用者は様々な電源（火力・水力・原子力発電）を組合せ、需要に釣り合った供給を行う。系統運用者は通常様々な電源をバランスよく組合せることで、運用面の高信頼度や、高経済性を達成する。この計画を発電機運用計画（需給計画）と呼ぶ。

電力需要は様々な要素によって複雑に変化する。例えば天気、気温、湿度などの気象条件、人々の生活スタイルの変化や、経済活動などである。これらの要素から電力需要を予測していくわけだが、これは10年～それ以上の長期予測と、10年間以下～24時間の短期予測の二つに大まかに別れる。前者に対応するのが電源の建設や設備の補強・補修を策定する、長期需給計画である。また他方に対応するのが得られる電源からどのように需要に対応していくかを策定していく短期需給計画である。



(出典 「原子力・エネルギー」図面集 2011 1-23)

図 2.1 短期需給計画（24 時間）のイメージ

本研究では 24 時間前の短期需給計画を対象としている。また、発電機に関しては火力発電機のみを対象とした。これは原子力発電や水力発電に関しては、前者は法律上の制約により出力調整ができない点、後者に関しては需要のピーク時に主に用いられるが

---

年間での貯水池の使用計画など制約がある点など運用に自由度が少ないためである。また、両者とも運用による二酸化炭素排出が火力発電機に比べてほとんどないという理由もある。

本章では上記で説明した短期の発電機運用計画（短期需給計画）を対象とし、最適化手法及びトレードオフ分析手法を提案する。提案手法は発電機運用計画（起動停止計画問題）を対象とし、経済性と CO<sub>2</sub> 排出量の 2 面から最適化を行い、それによってトレードオフ関係（パレート曲線）を求める手法である。本章の最後では、提案手法を標準モデルに適用しその有効性を確認した。以下でその詳細を説明する。

## 2.1 本提案手法の特徴

本研究の目的は電力会社などが持つ大きな電力システムを想定した際に、そのシステム全体の二酸化炭素排出量と運用コストのトレードオフ分析を行う手法の開発である。

この研究を行った背景としては、電力系統運用計画決定に際して従来は経済性（運用コスト）、信頼性（安定供給）の 2 つにのみ主に主眼が置かれていたが、近年になり環境性（低炭素化）が実現目的の一つとして加わったことが上げられる。経済性・信頼性・環境性これら 3 つの目的を満たす電力系統運用計画を決定する手法の開発は急務となっているが、未だ大規模な系統においてこれらを実現する決定的な多目的最適化手法は開発されていない。

本提案手法はあくまで発電機の起動停止計画問題を運用コストと CO<sub>2</sub> 排出量の 2 断面から解きトレードオフ分析を行う手法であるが、このトレードオフ分析により運用コスト対 CO<sub>2</sub> のパレート曲線が求まり、そこから CO<sub>2</sub> 排出量削減限界費用が算出できる。これらのトレードオフ関係や限界費用の算出手法の開発は上記のような経済性・信頼性・環境性を目的とした電力系統運用の多目的最適化手法の開発の基礎となるはずである。本研究で提案する手法はこれらの発展性を視野に入れ開発を行った。

## 2.2 提案手法の構成

本提案手法を用いて発電機の運用コストと CO<sub>2</sub> 排出量のトレードオフ関係を求める流れは以下ようになっており、大きく分けて 3 つのパートに別れている。

- ① コスト最小化
- ② CO<sub>2</sub> 最小化
- ③ 多目的最適化

---

まず、① コスト最小化、では運用コスト最小化のみを目的とした単一目的の最適化問題として起動停止計画問題を解き、そこから求めた運用コスト最小となる発電機の運用計画に基づいて系全体の最小運用コスト及び最大 CO<sub>2</sub> 排出量を求めることになる。

ここで運用コストを最小とした時の CO<sub>2</sub> 排出量が最大となるとしたのは、運用コストの安い石炭火力発電機は CO<sub>2</sub> を多く排出し、運用コストの高いガス発電機は CO<sub>2</sub> 排出量が少ないという火力発電機の性質から「1. コスト最小化」を行った際の運用計画に従って求めた総 CO<sub>2</sub> 排出量はその系の最適計画に則って求めた CO<sub>2</sub> 排出量の中でも最も大きな値となるはずであるからである。

次に②CO<sub>2</sub>最小化である。このパートでは①コスト最小化と同様に CO<sub>2</sub> 排出量最小化のみを目的として単一目的の最適化問題として対象の起動停止計画問題を解き、そこから求めた運用計画に基づいて系全体の運用コストや CO<sub>2</sub> 排出量を求めることとなる。①と同様な理由からここでは逆にその系の最適運用計画の中でも CO<sub>2</sub> 排出量最小化、運用コスト最大化となる発電機の運用計画が求まることとなる。

①、②で求めた対象の系における総 CO<sub>2</sub> 排出量の最大値と総運用コストの最大値を用いて多目的最適化を行う。ここで言う多目的とは運用コスト最小化と CO<sub>2</sub> 排出量最小化の2目的のことである。運用コスト最小化と CO<sub>2</sub> 排出量最小化それぞれの重みを変えながら繰り返しこの多目的最適化問題を解き、求めた解群を用いて CO<sub>2</sub> 排出量と運用コストのトレードオフ関係を求める。また、それぞれの目的関数を解く際には逐次型解列法のアルゴリズムを用い、また③においてはそれの他に重み係数法のアルゴリズムも用いている。

以上が本提案手法の概要である。次の節からは本手法で用いた定式化や求解アルゴリズムの説明を行う。

### 2.2.1 定式化

上で本提案手法は大きく3つの部分に分かれると記した。ここではそれぞれのパートごとの目的関数及び制約条件を説明する。なお、各式中の記号は以下のようになっている。

$t$  : 時間

$i$  : 発電機ユニット番号

$w_1$  : 発電コスト式への重み係数 ( $w_1 + w_2 = 1$ 、 $w_1 \geq 0$ 、 $w_2 \geq 0$  の範囲で変化)

---

$w_2$  : CO<sub>2</sub> 排出量式への重み係数 ( $w_1 + w_2 = 1$ 、 $w_1 \geq 0$ 、 $w_2 \geq 0$  の範囲で変化)

$P_{it}$  : 時間  $t$  における発電機  $i$  の出力

$COST_{it}$  : 時間  $t$  における発電機  $i$  の発電コスト

$CO2_{it}$  : 時間  $t$  における発電機  $i$  の二酸化炭素排出量

$Cost_{max}$  : その系における最大総コスト

$CO2_{max}$  : その系における最大総二酸化炭素排出量

$Sc_i$  : 発電機  $i$  の起動にかかるコスト

$Se_i$  : 発電機  $i$  の起動にかかる二酸化炭素排出量

$U_{it}$  : 発電機  $i$  のスケジュール変数 1(起動状態)、0(停止状態)

$D_t$  : 時間  $t$  における需要

$P_i^{\min}, P_i^{\max}$  : 発電機  $i$  の最低・最大出力

$T_i^{up}, T_i^{dn}$  : 発電機  $i$  の最低起動・停止時間

$X_{it}$  : 発電機  $i$  の状態変数 (現在の連続起動・停止時間を格納) (詳細後述)

$R_{it}$  : 時間  $t$  におけるユニット  $i$  の瞬動予備力への貢献量

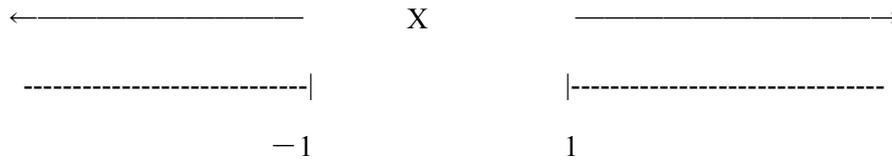
$R_t^{req}$  : 時間  $t$  において必要な瞬動予備力

Ramp : 時間当たりの発電機出力変動量

発電機ユニットの状態を示す変数  $X_{it}$  は以下のように定義する。

$$X_{it} = \begin{cases} 1 & \text{if } X_{i,t-1} \leq -T_i^{dn} \text{ and } U_{it}=1 \text{ (start up)} \\ X_{i,t-1}+1 & \text{if } 1 \leq X_{i,t-1} \leq T_i^{up} - 1 \text{ (up and must stay up)} \\ X_{i,t-1}-1 & \text{if } X_{i,t-1} \leq -1 \text{ and } U_{it}=0 \text{ (down and must be shut down)} \\ -1 & \text{if } X_{i,t-1}=T_i^{up} \text{ and } U_{it}=0 \text{ (shutting down)} \end{cases}$$

基本的には、 $X_{it}$  は発電機の連続起動時間もしくは連続停止時間を記録している。それが条件を満たした際に発電機に起動状態もしくは停止状態となる許可を与えるということとなる。下記のように状態変数  $X$  は起動状態が続くと 1 時間ごとに 1 ずつ増加し、停止状態が続くと 1 時間ごとに -1 ずつ減少を続ける。



上記のように  $X$  は  $-T_{icool}$  から  $-1$ 、 $1$  から  $T_{iup}$  の間を変化する。

図 2.2 状態変数  $X$  の動向

### ① コスト最小化

運用コストの最小化を単一目的とした場合の目的関数を以下の(2.1)ように定式化する。また制約条件は(2.2)～(2.5)のものを考慮する。

目的関数：min Cost (運用コスト最小化)

$$COST_{it} = \min_{U,P} \sum_i \sum_t \{C_{it}(P_{it}) \cdot U_{it} + S_{ci}(X_{i,t-1}, U_{i,t}, U_{i,t-1})\} \text{-----(2.1)}$$

制約条件

需給制約：電力の需要と供給が釣り合っているという制約

$$\sum_t P_{it} \cdot U_{it} - D_t = 0 \text{-----(2.2)}$$

瞬動予備力制約：電力系統運用に必要な発電機の予備力を残すという制約

$$\sum_t R_{jt} \cdot U_{it} - R_t^{req} \geq 0 \text{-----(2.3)}$$

発電機出力上下限制約：発電機ごとの最低出力・最高出力を越えないようにする制約

$$P_i^{\min} \leq P_{it} \leq P_i^{\max} \text{-----(2.4)}$$

発電機最小起動・停止時間：発電機が一度停止・起動した場合、最低限その状態を維持するよう定められた時間に関する制約

$$T_i^{up}, T_i^{dn} \text{-----(2.5)}$$

時間当たりの発電機出力の変動可能量：発電機ごとの出力変動可能量に関する制約

$$ramp \leq ramp_{\max} \text{-----(2.6)}$$

## ② CO<sub>2</sub> 排出量最小化

CO<sub>2</sub> 排出量の最小化を目的とした場合の目的関数を以下の(2.7)のように定式化する。また制約条件は上式の(2.2)～(2.6)と同様のものを考慮する。

目的関数：min CO<sub>2</sub> (CO<sub>2</sub> 排出量最小化)

$$CO2_{it} = \min_{U,P} \sum_i \sum_t \{E_{it}(P_{it}) \cdot U_{it} + Se_i(X_{i,t-1}, U_{i,t}, U_{i,t-1})\} \text{-----(2.7)}$$

制約条件

式 (2.2) ～ (2.6) と同様

## ③ 多目的最適化

上の 1、2 で求めた CO<sub>2</sub> 総排出量及び総運用コストを利用して多目的最適化を行う。目的関数は以下の(2.8)のように表現される。この式中の COST とは運用コストに関する式(2.1)、CO<sub>2</sub> とは CO<sub>2</sub> 排出量に関する式(2.7)を示している。これら 2 つの式を①と②を解くことで求まる Costmax、CO<sub>2</sub>max によりノーマライズし、かつ w1 を運用コストに関する重み係数、w2 を CO<sub>2</sub> 排出量に関する重み係数として掛けて一つの目的関数として扱えるようにした。この考え方は重み係数法 (Weighting method) として一般的な考え方である。制約条件としては 1、2 と同様に上式(2.2)～(2.6)を考慮する。

---

目的関数：運用コスト低減及び CO<sub>2</sub> 排出量削減を協調した多目的最適化

$$\min\{ w1 \cdot \text{COSTit} / \text{Costmax} + w2 \cdot \text{CO2it} / \text{CO2max} \} \text{-----}(2.8)$$

制約条件

式 (2.2) ～ (2.6) と同様

### 2.2.2 求解アルゴリズム

本研究では二酸化炭素排出量と発電コストのトレードオフ関係を求める手法として逐次型解列法 (De-commitment 手法)、及び重み係数法(weighting method)を組み合わせた手法を用いることとした。逐次型解列法を採用したのは、計算を行う中でもし最終的な準最適解が求まらなかったとしてもその途中途中のすべての解が実行可能解であるという利点をこの手法は持っているからである。またその時点で最も不経済な発電機を解列していくことから、その途中解だったとしてもある程度の経済性が保証されているということも利点である。この逐次型解列法中では上で説明した最適化手法のうち分解法に分類されるラグランジュ緩和・分解法及び動的計画法も同時に用いている。

以下に逐次型解列法と重み係数法を組み合わせた発電コストと二酸化炭素排出量のトレードオフ関係を求めるための求解アルゴリズムを示す。

上記①、②の単一目的の最適化問題における求解アルゴリズム

- ① すべての発電機のスケジュール変数  $U_{it}$  を全時間帯において起動状態( $U_{it}=1$ )に設定する。
- ③ 有効電力  $P_{it}$  に関する経済負荷配分を計算する。ここで各時間における発電機の出力  $P_{it}$  と全体のシステムラムダ  $\lambda_t$  が決定される。  
全体問題においてラグランジュ緩和法を用いて発電機  $i$  ごとの部分問題に書き換える。
- ④ ③の部分問題を DP を用いて解き、発電機ごとのスケジュール変数  $U_{it}$  を算出し運

---

用計画を求める。

各発電機それぞれの運用計画について経済評価を行う。以下の式中の  $UCST0i$  は③以前に決定していたそれぞれ発電機  $i$  の運用計画に従って求めた総コスト、 $UCST1i$  は④の DP により決定した運用計画に従って求めた総コストである。発電機ごとにこの  $UCST0i$  と  $UCST1i$  の差を比較し、最も大きな差をもつ発電機  $i$  のスケジュール変数  $U_{it}$  を記録し、それ以外の発電機のスケジュール変数  $U_{it}$  に関しては③以前の値に戻す。その際に前後の計算ステップで全ての発電機において全ての時間のスケジュール変数  $U_{it}$  の遷移がなくなったならばそこで試行を終了する。そうでないならば、②に戻り、再び同じ試行を繰り返して 1 ユニットずつスケジュール変数を確定していく。

⑥までの試行が完了した場合、その時点でのスケジュール変数  $U$  と出力  $P$  を用いて発電コスト及び二酸化炭素排出量の総量を計算する。

※ ②においてはこのアルゴリズム中のコストに関する部分を  $CO_2$  排出量に書き換える。

### ③の多目的最適化問題における求解アルゴリズム

発電コストに関する式への重み係数  $w1=1$ 、二酸化炭素排出量に関する式への重み係数  $w2=0$  とする。

② すべての発電機のスケジュール変数  $U_{it}$  を全時間帯において起動状態( $U_{it}=1$ )に設定する。

③ 有効電力  $P_{it}$  に関する経済負荷配分を計算する。ここで各時間における発電機の出力量  $P_{it}$  と全体のシステムラムダ  $\lambda_t$  が決定される。

全体問題においてラグランジュ緩和法を用いて発電機  $i$  ごとの部分問題に書き換える。

⑤ ③の部分問題を DP を用いて解き、発電機ごとのスケジュール変数  $U_{it}$  を算出し運用計画を求める。

⑥ 各発電機それぞれの運用計画について経済評価を行う。以下の式中の  $UCST0i$  は

---

③以前に決定していた発電機  $i$  の運用計画と出力に従い目的関数（式(2.8)）から算出した値、 $UCST1i$  は④の DP により決定した運用計画と出力に従って目的関数（式(2.8)）から算出した値である。発電機ごとにこの  $UCST0i$  と  $UCST1i$  の差を比較し、最も大きな差をもつ発電機  $i$  のスケジュール変数  $U_{it}$  を記録し、それ以外の発電機のスケジュール変数  $U_{it}$  に関しては③以前の値に戻す。その際に前後の計算ステップで全ての発電機において全ての時間のスケジュール変数  $U_{it}$  の遷移がなくなったならばそこで試行を終了する。そうでないならば、②に戻り、再び同じ試行を繰り返して 1 ユニットずつスケジュール変数を確定していく。

- ⑦ ⑥までの試行が完了した場合、その時点でのスケジュール変数  $U$  と出力  $P$  を用いて発電コスト及び二酸化炭素排出量の総量を計算する。
- ⑧ ⑦の結果を記録し、重み係数  $w1$ 、 $w2$  を変化させたくえで②に戻って起動停止計画を解き直す。

上記のようなプロセスを  $w1=0$ 、 $w2=1$  になるまで適切なステップ幅で繰り返すことにより発電コスト対二酸化炭素排出量のトレードオフ関係を求める。

---

## 2.3 提案手法の標準モデルへの適用

本節では、提案した手法をモデルに適用し数値計算例を示した。まず1つの需要パターンに対して1通りの発電機構成でのみ提案手法の適用を行った。そして、次に比較検討のため発電機構成を変えた場合の同様のシミュレーションを行い、さらに傾向の異なる需要パターンを想定し、そこでも同様に複数の発電機構成でシミュレーションを行った。

### 2.3.1 対象モデル

今回のシミュレーションは10発電機において24時間という設定で行った。想定した需要パターンは以下の図に示す通りである。第一の需要パターンは需要のピークが2つあることに特徴があり、第二の需要パターンは需要ピークが1つしかないことに特徴のある需要パターンである。また、今回瞬動予備力(Spinning reserve)は総需要の10%と全時間で固定した。

次に使用した発電機のデータを以下の表に記す。表2.1中の係数a、b、cは運用コストを単位時間当たりの電力量に関する2次関数に近似した際のそれぞれの係数である。次に、表2.1の運用コストに関する係数から二酸化炭素に関する係数への変換を行った。それに際して石炭に関してはJCOALの公開データ(電力向け石炭価格)を、石油・LNGに関しては石油連盟による価格に関する公開データを、また燃料ごとの単位発熱量、燃料種別排出係数に関しては経済産業省の発行した資料中のデータを使用した。表2.1中の運用コストに関する係数を二酸化炭素排出量に関する係数に変換したものが表2.2である。発電機の最小出力・最大出力、最小起動時間・最小停止時間、1時間当たりの可能な出力変動量はまとめて表2.3に示してある。

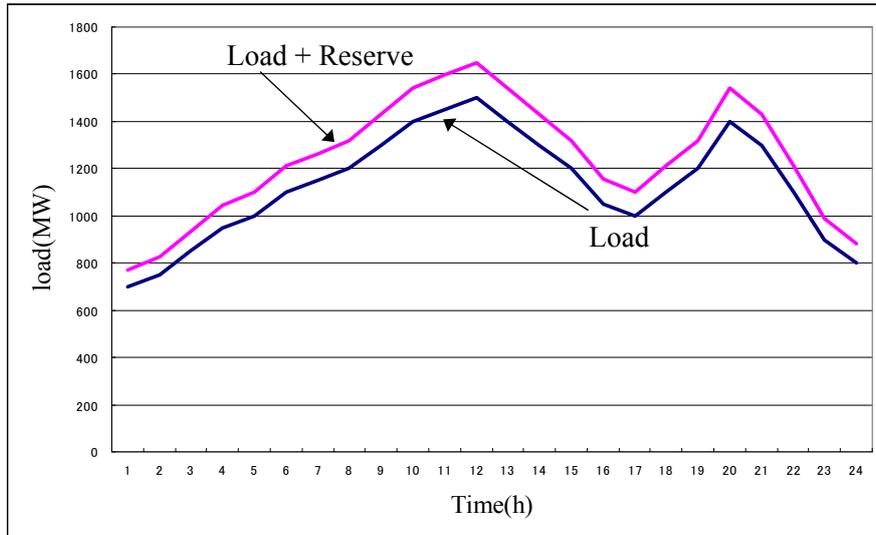


図 2.3 需要パターン 1 (需要ピーク 2 つのケース)

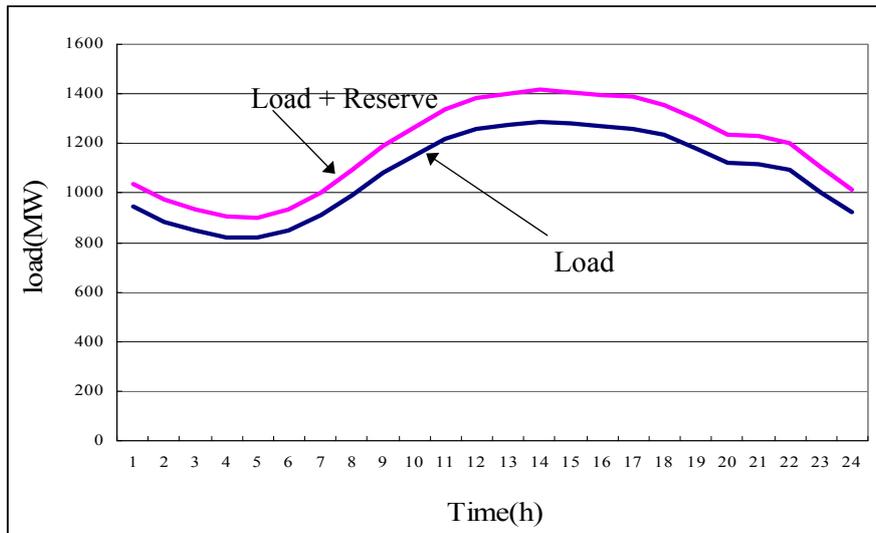


図 2.4 需要パターン 2 (需要ピーク 1 つのケース)

表 2.1 発電機モデル(運用コストベース)<sup>(6)</sup>  $C_{it} = COST(\text{円}) = aP^2 + bP + c$

	Gen	a(円/MW2h)	b(円/MWh)	c(円/h)	setup cost(円)
石炭	1	0.0528	1780.9	110000	495000
	Coal	2	0.0341	1898.6	106700
	3	0.22	1826	77000	60500
	4	0.2321	1815	74800	61600
L N G	5	0.4378	2167	49500	99000
	6	0.7832	2448.6	40700	18700
石油	7	0.0869	3051.4	52800	28600
	Oil	8	0.4543	2851.2	72600
	9	0.2442	2999.7	73150	3300
	10	0.1903	3056.9	73700	3300

表 2.2 発電機モデル(二酸化炭素排出量ベース)  $E_{it} = CO_2Emission(t - CO_2) = aP^2 + bP + c$

	Gen	a(t-CO <sub>2</sub> /MW2h)	b(t-CO <sub>2</sub> /MWh)	c(t-CO <sub>2</sub> /h)	setup cost (t-CO <sub>2</sub> )
石炭	1	2.240E-05	0.7557	46.677	210.0
	Coal	2	1.446E-05	0.8056	45.276
	3	9.335E-05	0.7748	32.674	25.67
	4	9.848E-05	0.7701	31.740	26.13
L N G	5	3.197E-05	0.1582	3.6157	7.231
	6	5.720E-05	0.1788	2.9729	1.365
石油	7	7.282E-06	0.2557	4.4248	2.396
	Oil	8	3.807E-05	0.2389	6.0841
	9	2.046E-05	0.2513	6.1302	0.2765
	10	1.594E-05	0.2561	6.1763	0.2765

表 2.3 発電機モデル(共通データ)<sup>⑥</sup>

	Gen	Pmin (MW)	Pmax (MW)	T up (h)	T dn (h)	Ramp rate (MW/h)
石炭	1	150	455	8	8	250
	2	150	455	8	8	250
	3	20	130	5	5	80
	4	20	130	5	5	80
LNG	5	25	162	6	6	100
	6	20	80	3	3	80
石油	7	25	85	3	3	85
	8	10	55	1	1	55
	9	10	55	1	1	55
	10	10	55	1	1	55

## 2.4 トレードオフ分析例

提案手法を用いて上で示したような 10 機の発電機、24 時間のトレードオフ分析を行った。需要に関してはまず図 2.3 に示した需要ピークが 2 つある需要パターンを用いた。

表 2.4 はまず求めた運用コスト最小化した場合の発電機の運用計画である。表 2.5 は次に二酸化炭素排出量最小化を行った場合の発電機の運用計画である。表 2.4、表 2.5 中の 1 は発電機の起動状態、0 は発電機の停止状態を示している。また、その際の各発電機の出力配分については次の図 2.5、図 2.6 に示す。なお、これらの図中では出力変動の少ない順に発電機を並び替えている。

表 2.4 発電機の運用計画(ケース 1 : 運用コスト最小化)

Time	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	1	2	3	4
U1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
U2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
U3	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
U4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
U5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
U6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
U7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0
U8	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0
U9	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0
U10	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0

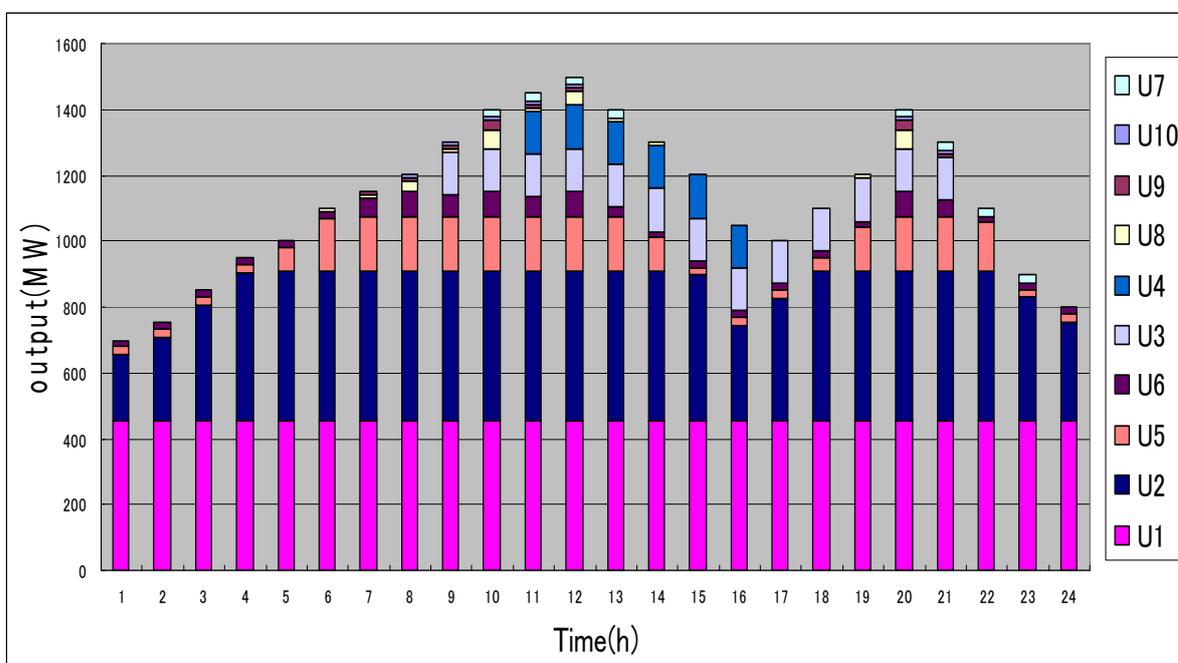


図 2.5 各発電機の出力量配分(ケース 1 : 運用コスト最小化)

表 2.5 発電機の運用計画(ケース 2 : CO<sub>2</sub>排出量最小化)

Time	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
U1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
U2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
U3	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
U4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
U5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
U6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
U7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
U8	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
U9	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
U10	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

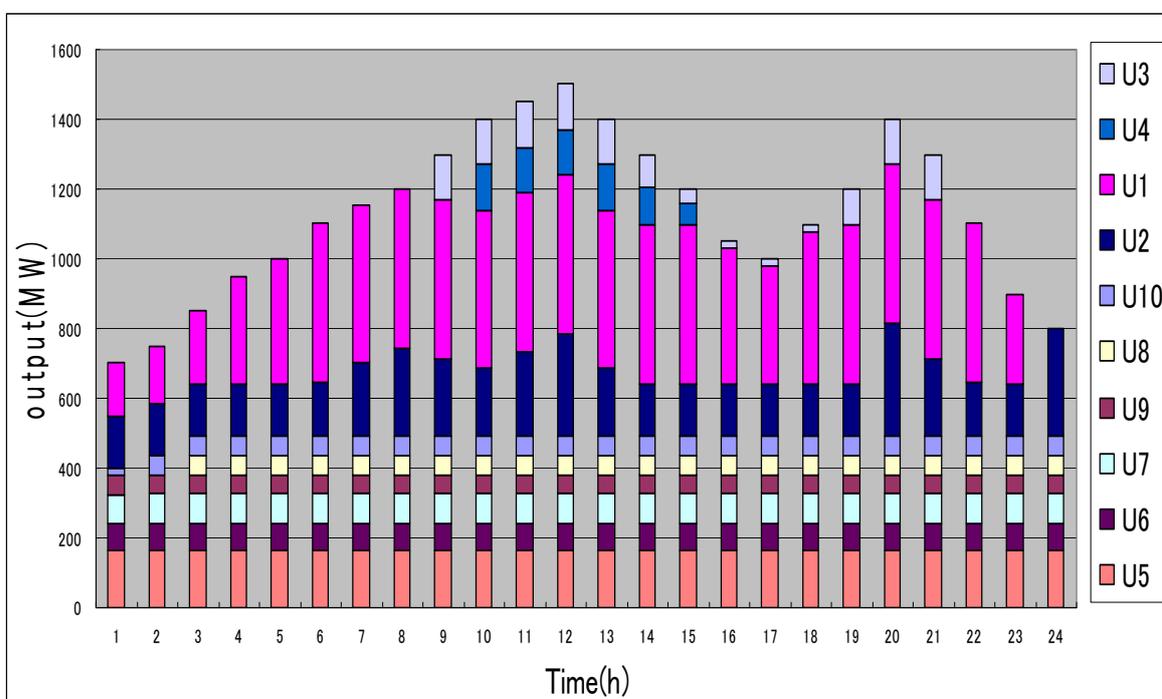


図 2.6 各発電機の出力配分(ケース 1 : CO<sub>2</sub>排出量最小化)

そして表 2.4、表 2.5、表 5.5、図 2.5、図 2.6 に示した結果を用いて COSTmax と CO2max を算出し、その値を使い多目的最適化を行った。重み係数  $w_1$ 、 $w_2$  は 0.05 刻みで増減させながら 20 点において連続的に式(2.8)で示した目的関数を解いて総 CO<sub>2</sub> 排出量と総コストを求めている。その計算途中の結果を示した物が図 2.7 である。この図は  $w_1=0.5$ 、 $w_2=0.5$  とした時に得られた各発電機の実出力配分である。

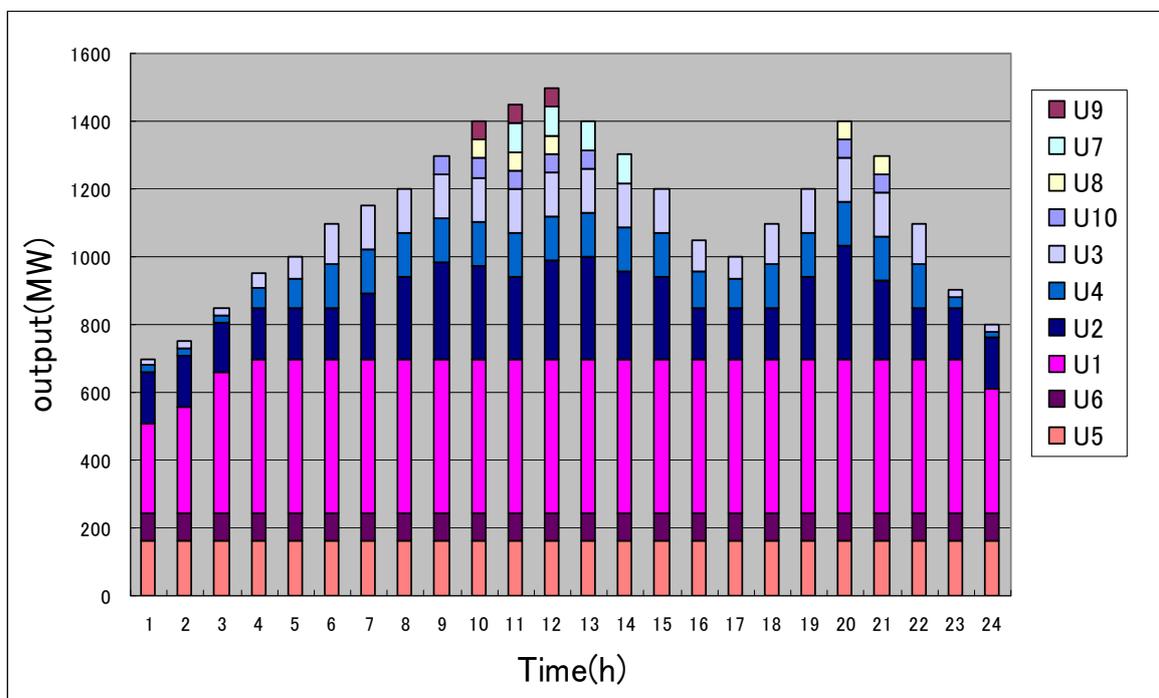


図 2.7 各発電機の実出力配分( $w_1=0.5$ 、 $w_2=0.5$  の時)

次の図に示したのは最終的に求めた運用コストと CO<sub>2</sub> 排出量のトレードオフ関係である。図中のドットは実際にシミュレーションを行って得た結果（表 2.7）、図中の曲線はシミュレーション結果からもとめた 2 次の近似曲線である。この図のように求められた値に基づいて算出した CO<sub>2</sub> 排出量削減の限界費用（シャドープライス）が表 2.6 に示したものである。シャドープライスはそれぞれこの曲線の左右端と、コストの中間値において求めたものである。

実際に提案手法により運用コストと CO<sub>2</sub> 排出量のトレードオフ関係が求められることを示すことができた。

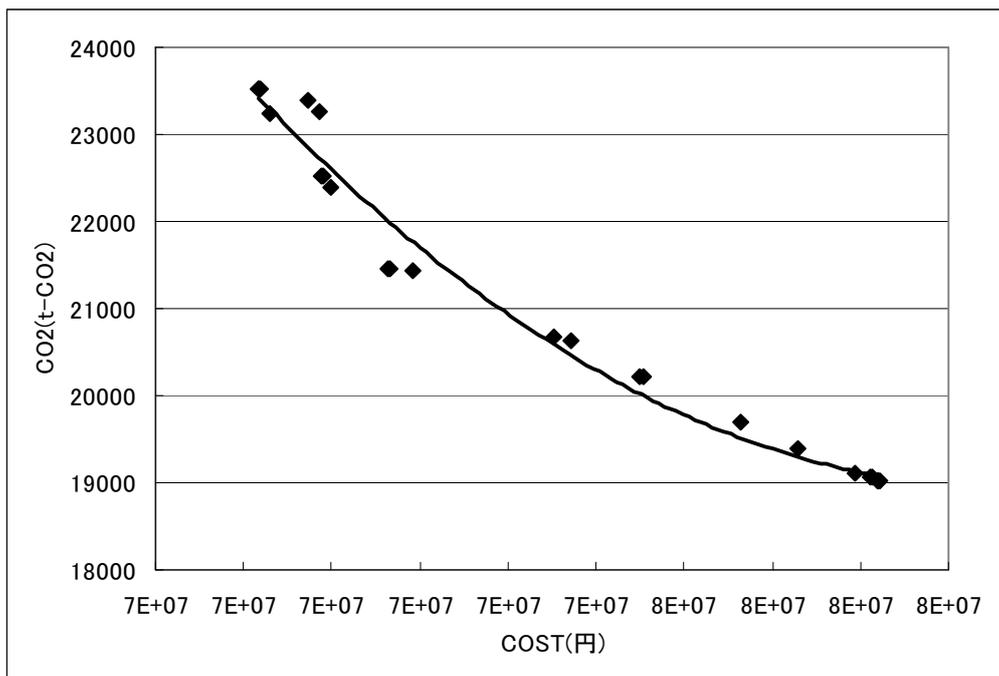


図 2.8 運用コスト vs 二酸化炭素排出量のトレードオフ関係

表 2.6 図 5.6 におけるシャドープライス  
(yen/t-CO<sub>2</sub>)

min CO <sub>2</sub>	Midpoint	min Cost
2834.2	1541.2	248.3

表 2.7 重み係数  $w_1$ 、 $w_2$  の変化により得られるパレート最適解

w1:COST	1	0.95	0.9	0.85	0.8	0.75	0.7	0.65	0.6	0.55	0.5	0.45	0.4
w2:CO <sub>2</sub>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3	0.35	0.4	0.45	0.5	0.55	0.6
COST(万円)	7017	7018	7017	7029	7073	7086	7088	7089	7098	7192	7165	7163	7371
CO <sub>2</sub> (t-CO <sub>2</sub> )	23515	23519	23516	23249	23392	23261	22517	22519	22401	21437	21459	21451	20629

w1:COST	0.35	0.34	0.33	0.32	0.31	0.3	0.25	0.2	0.15	0.1	0.05	0
w2:CO <sub>2</sub>	0.65	0.66	0.67	0.68	0.69	0.7	0.75	0.8	0.85	0.9	0.95	1
COST(万円)	7352	7454	7449	7563	7628	7694	7712	7712	7720	7720	7722	7720
CO <sub>2</sub> (t-CO <sub>2</sub> )	20675	20225	20216	19689	19394	19101	19057	19060	19021	19020	19025	19021

#### 2.4.1 異なる発電機構成によるトレードオフ分析例

次に表 2.1 の発電機を使って以下の 3 通りの発電機構成を想定した。

+LNG : LNG 発電機を増やし石炭発電機を減らした構成、

今までどおりの構成、

+Coal : 石炭発電機を増やし LNG 発電機を減らした構成

①のケースでは表中の LNG 発電機 Gen 6 を 1 台増やし 2 台とし、石炭発電機 Gen 4 を削除した。③のケースでは石炭発電機 Gen 4 を 1 台増やし 2 台とし、LNG 発電機 Gen 6 を削除した。

上記の①、②、③それぞれで同様のシミュレーションを行いトレードオフ関係を求めた。なお需要パターンは図 5.1 に示したような需要ピーク 2 つのパターンを用いている。その結果が以下の図 5.7 である。また、その結果から求めたシャドウプライスが表 5.8 に示す。図表中の Benchmark とは 5.1 と同様の発電機構成、+Gas、+Coal とはそれぞれ LNG 発電機、石炭発電機を増やした発電機構成を想定した際のパレート曲線である。

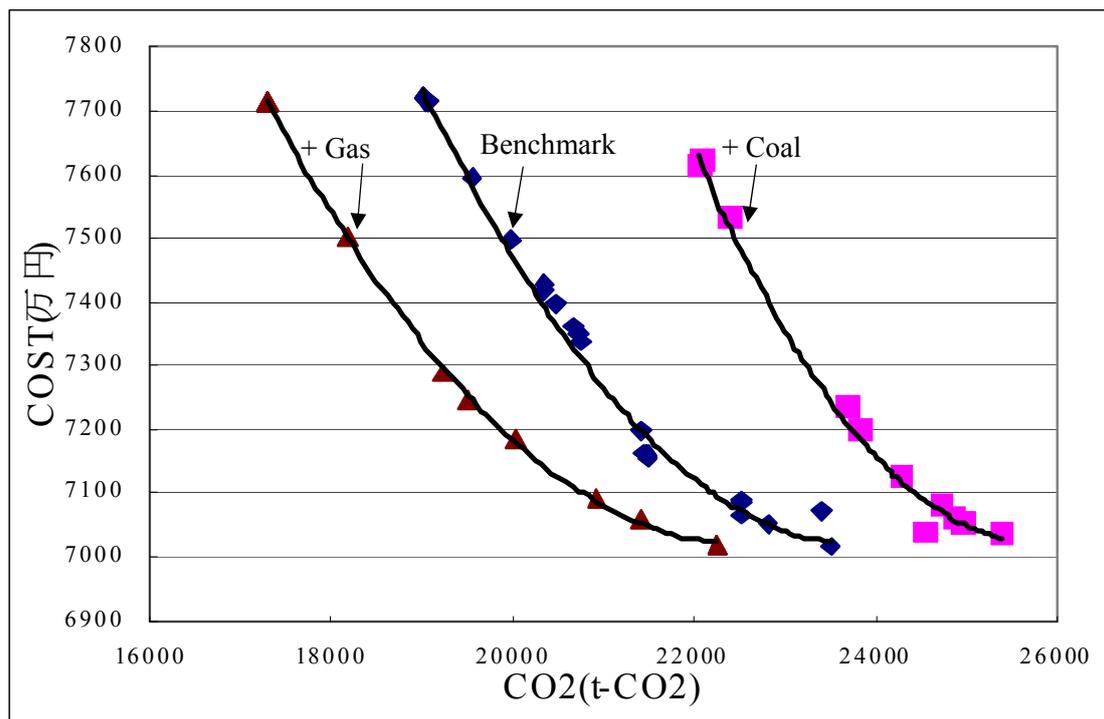


図 2.9 ピーク 2 つの需要パターンにおけるトレードオフ関係

表 2.8 図 2.9 におけるシャドープライス

Yen/CO <sub>2</sub>	minCO <sub>2</sub>	median	maxCO <sub>2</sub>
Base	2954	1570	185
+Coal	3251	1777	303
+Gas	2628	1391	155

## 2.4.2 異なる需要パターンにおけるトレードオフ分析例

ここまで想定したモデルで使用した需要パターン図 2.3 に示したピークが 2 つあることが特徴の需要パターンであった。しかし、現実にはこのような需要ピークが 2 つある需要の他に、ピークを 1 つしかもたない需要パターンも存在する。この節では図 2.4 に示したような需要パターンにおけるトレードオフ分析を行った。その結果が図 2.10 に示したトレードオフ関係である。

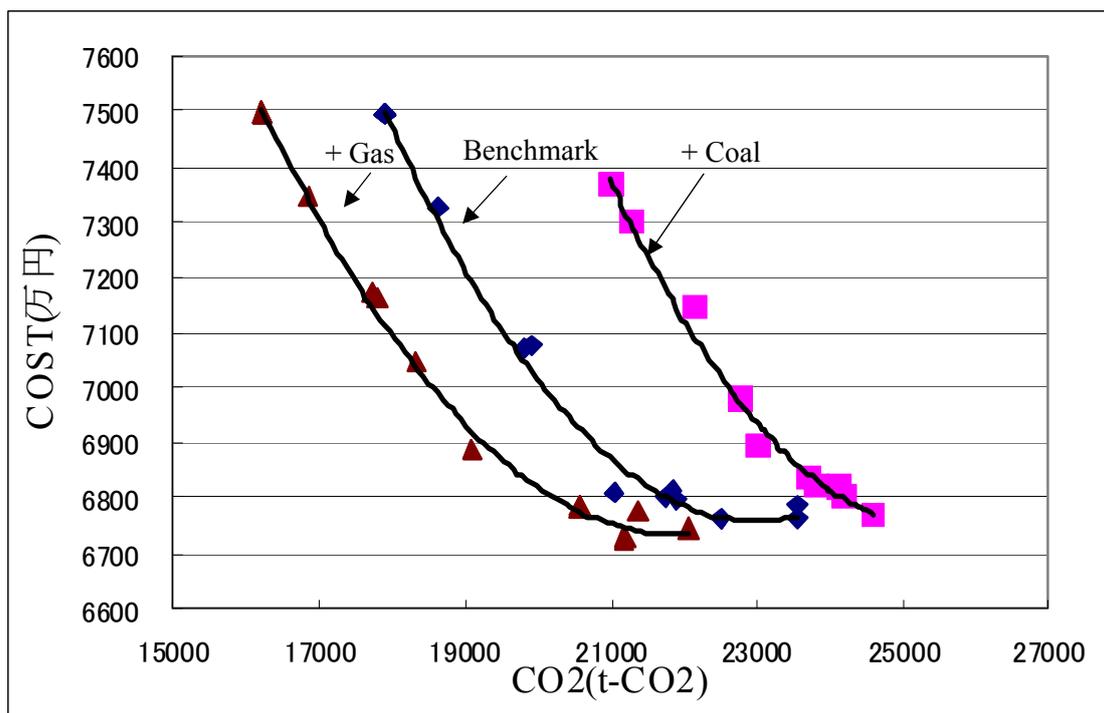


図 2.10 ピーク 1 つの需要パターンにおけるトレードオフ関係

表 2.9 図 2.10 におけるシャドープライス

Yen/CO <sub>2</sub>	minCO <sub>2</sub>	median	maxCO <sub>2</sub>
Base	2894	1591	287
+Coal	2817	1791	765
+Gas	2698	1513	328

### 2.4.3 極端な発電構成におけるトレードオフ分析

参考までに前節の発電構成からさらに極端な発電構成を想定してトレードオフ分析を行った。

ここで新たに想定したのは次の2通りである。

++LNG：前節①の発電構成からさらに LNG 発電機を増やした

++Coal：前節③の発電構成からさらに石炭発電機を増やした

++LNG のケースでは前節で示した石炭発電機の Gen3 を 1 台減らし LNG 発電機の Gen2 を 3 台とした。++Coal のケースでは石炭発電機 Gen 4 をさらに 1 台増やし 3 台とした。

結果を次の図にそれぞれ示す。なお、図 2.11 には図 2.3 で示したような需要ピーク 2 つの需要パターンにおけるトレードオフ関係、図 2.12 は図 2.4 で示したような需要ピークを 1 つ持つ需要パターンにおけるトレードオフ関係である。

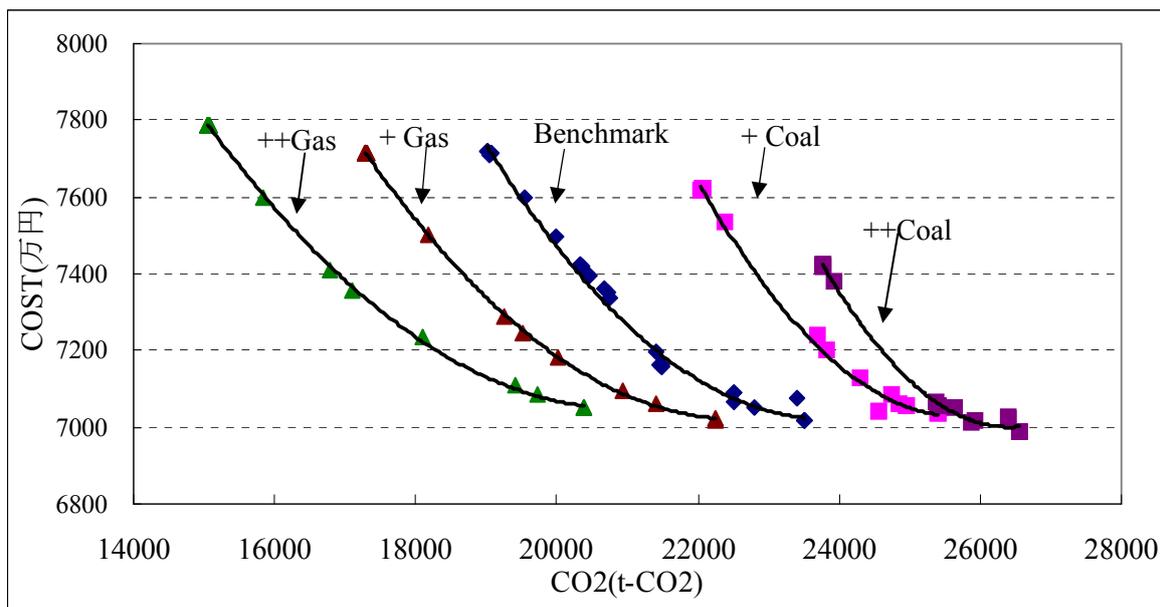


図 2.11 5 種の発電構成によるトレードオフ関係（ピーク 2 つの需要パターンにおいて）

表 2.10 図 2.11 におけるシャドープライス

	minCO2	Midpoint	minCost
++LNG	2498	1376	254
++Coal	3199	1518	162

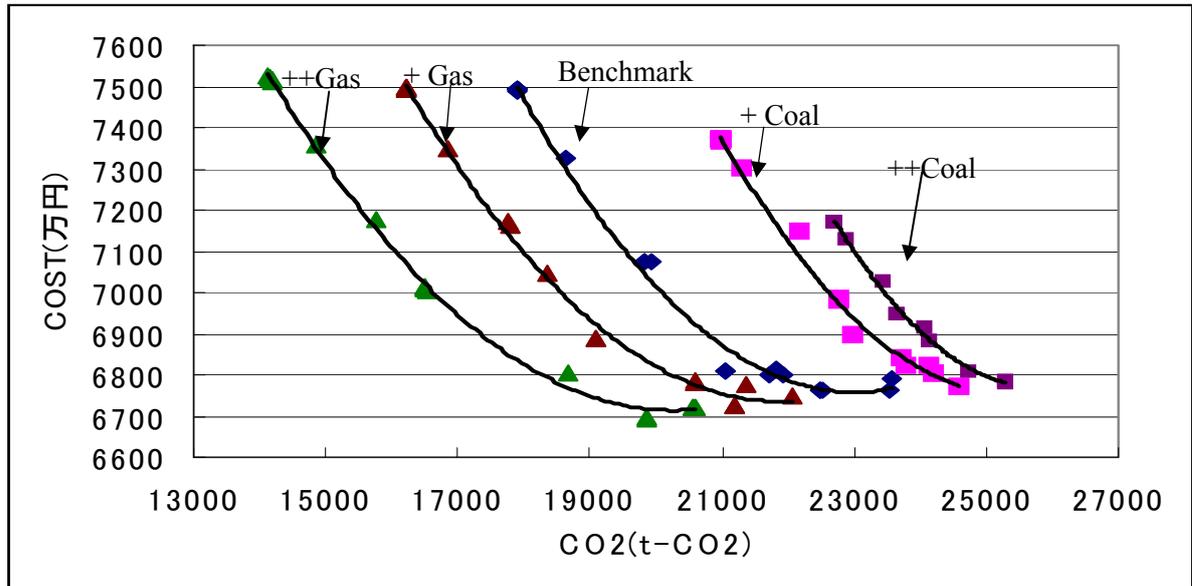


図 2.12 5種の発電構成によるトレードオフ関係（ピーク1つの需要パターンにおいて）

表 2.11 図 2.12 におけるシャドープライス

	minCO2	Midpoint	minCost
++LNG	2666	1265	136
++Coal	2619	1512	405

---

## 2.5 2章のまとめ

電気事業における CO<sub>2</sub> 排出量は他部門に比べてかなり大きいため、電気事業における CO<sub>2</sub> 排出量削減は急務である。そうした低炭素社会実現のため電気事業が貢献できることは大きくわけて3つあり、現在の設備で今よりも環境に重きをおいた最適運用を行うこと、原子力や自然エネルギーといった CO<sub>2</sub> 排出量の小さいエネルギーを導入すること、環境教育や宣伝を行うことで消費者の効率の良い機器の導入やエネルギー消費の少ない生活への変化を促すことなどがある。

本章では火力発電機の最適運用を目指す手法の一つとして、火力発電機の起動停止計画問題を解き運用コスト対二酸化炭素排出量のトレードオフ関係を導く解析手法と解析アルゴリズムを提案した。この手法は逐次型解列法 (De-commitment 手法) 及び重み係数法 (Weighting 手法)、動的計画法、二次計画法などから構成されたものである。

この成果としては、発電機運用計画を高速で最適化する手法を開発したこと、経済性や環境性といった単一の目的関数を最適化するのではなく、両者を協調して多目的に発電機運用計画問題を最適化し、運用コスト対二酸化炭素排出量のトレードオフ曲線を求める手法を明らかにしたことなどが挙げられる。また、求められたトレードオフ曲線から発電機運用計画における CO<sub>2</sub> 排出量削減価値 (シャドープライス) を算定できることを示した。

提案手法を発電機モデルに適用することにより、発電機構成や電力需要パターンが異なった際のトレードオフ曲線の変化を示した。これは最適運用点の変化とも言い換えられる。また、このトレードオフ曲線の変化から、発電機構成や電力需要パターンの違いにより CO<sub>2</sub> 排出量削減価値が大きく異なっていくこと、そしてその推移についても明らかにすることができた。

この適用結果から、本提案手法が発電機の最適運用を決定する用途ならびに電源計画など、様々な用途として有効に用いることができるということを明らかにした。

---

## 参考文献[2 章]

- [1] 電気事業連合会、“電気事業における環境行動計画”、2009
- [2] IEA、“CO2 Emission from Fuel combustion 1971-2005”、2007
- [3] 電力中央研究所、“ライフサイクル CO2 排出量による発電技術の評価”、2000
- [4] 電気事業分科会、“コスト等検討小委員会中間報告”、2004
- [5] 三菱総合研究所、“先進事例にみる排出権取引ビジネス最前線”、2006
- [6] 田中彰一、“気候変動と国内排出許可証取引制度”、2006
- [7] 環境省地球環境局 市場メカニズム室、“諸外国における排出量取引の実施・検討状況”、2010
- [8] 小向敏彦、色川彰一、加藤政一、“電力システム工学”、2001、pp127-143。
- [9] 横山明彦、岩井博行、北村弘明ら、“電力自由化と系統技術-新ビジネスと電気エネルギー供給の将来-”、社団法人電気学会、2008年9月1日、pp。21-62
- [10] 白石洋一、“組合せ最適化アルゴリズムの最新手法”、2005
- [11] 馬郡英樹、“電力設備計画問題における組合せ最適化手法の開発と応用”、博士論文、平成17年3月、pp。7-48。
- [12] Chao-an Li、Raymond B. Johnson、Alva J. Svoboda、“A NEW UNIT COMMITMENT METHOD”、IEEE Transactions on Power Systems、February 1997、Vol.12、pp.113-119.
- [13] T. Niimura\*、T. Nakashima、“Multiobjective tradeoff analysis of deregulated electricity transactions”、IElectrical Power and Energy Systems 25 (2003)、pp.179-185
- [14] 村田大介、山城迪、“送電損失を考慮したラグランジュ緩和法による火力発電機の起動停止計画” IEEJ Trans. PE、Vol.124、No.4、2004、pp546-552.
- [15] マルミローリ マルタ、塚本幸辰、伊庭健二、“オークション型入札に基づく発電スケジューリング手法の開発” T. IEE Japan、Vol.119-B、No.3、1999、pp33-39.
- [16] Chung-Li Tseng、Chao-an Li、Shmuel S. Oren、“Solving Unit Commitment by a Unit Decommitment Method”、October 14、1997、pp.1-11
- [17] T. S. Dillon、K. W. Edwin、H. -D. Kochs、R. J. Taud、“Integer programming approach to the problem of optimal unit commitment with probabilistic reserve determination”、IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems、Vol.PAS-97、No.6、pp.2154-2162(1978-11/12)
- [18] C. L. Tseng、C. A. Li、S. S. Oren、“Solving the Unit Commitment Problem by a Unit Decommitment Method”、JOURNAL OF OPTIMIZATION THEORY AND

- 
- APPLICATIONS, Vol.105, No.3, pp.707–730(2000-6)
- [19] P. Attaviriyanupap, H. Kita, E. Tanaka, J. Hasegawa, “A Hybrid LR-EP for Solving New Profit-Based UC Problem Under Competitive Environment”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.18, No.1, pp.229-237(2003-2)
- [20] T. Sawa, Y. Sato, M. Tsurugai, T. Onishi, “Daily Integrated Generation Scheduling for Thermal, Pumped-Storage Hydro and Cascaded Hydro Units and Purchasing Power Considering Network Constraints”, IEEJ Trans. PE, Vol.128, No.10, pp.1227-1234(2008)
- [21] Li CA, Johnson RB, Svoboda AJ, Tseng CL, Hsu E, “A robust unit commitment algorithm for hydro-thermal optimization”, IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, Vol.13, No.3, pp.1051-1056(1998-8)
- [22] T. Niimura, T. Nakashima, “Multiobjective tradeoff analysis of deregulated electricity transactions”, Electrical Power and Energy Systems 25, pp.179–185(2003)
- [23] 経済産業省、「電気事業者ごとの実排出係数及び調整後排出係数の算出及び公表について」、平成 21 年 6 月 23 日

---

## 第3章 風力発電大量導入の発電機運用計画最適化問題における経済面及び環境面から見た影響評価

地球温暖化問題の対策として二酸化炭素排出量削減のため、太陽光発電や風力発電といった自然エネルギー電源への世論の関心が高まっている。こうした流れで、再生可能エネルギーの全量買取制度が2011年8月26日に法案成立、続いて再生可能エネルギー固定価格買取制度が2012年7月1日に施行となり、これまで進められてきた再生可能エネルギーの電力系統への導入が急速に進んでいく可能性が高まってきている。またこの流れは2011年3月の福島第一原子力発電所事故を発端とした脱原発意識の高まりなどから、さらに再生可能エネルギーへの期待が高まり、現在急速に進められようとしている。

原子力発電所の停止や、自然エネルギー電源が大量に導入されることによって、電源構成が従来と違う形のものになることや、数年～10年後程度の比較的短期間で考えてみると急速に導入が進みつつある再生可能エネルギー電源特有の出力変動が大きいという性質から、従来あまり考えられなかった系統周波数維持のための発電機の垂下特性（Droop）を制約条件に加える必要が出てくる。この制約条件を発電機の短期運用に適用した場合、今までと違った発電機構成での運用が必要になってくる可能性や、今までよりも多くの運用コスト、また二酸化炭素排出量が発生することがありうる。

こうした背景から本章では、風力発電大量導入という状況における最適な発電機運用計画を算定するツールの開発を行った。このツールを用いてそれぞれの発電機構成別に風力発電大量導入時においてトレードオフ分析を行い、運転可能範囲を知っておくことは大変意義のあることである。

本章の最後ではこの提案手法を第二章で用いた標準モデル及び、日本の東北地方モデルに適用し、その有効性について確かめた。

---

## 3.1 発電機運用計画からの風力発電大量導入の影響評価

風力発電は自然エネルギー電源の中でも比較的容量が大きく、電力系統から見た場合火力発電機に対して比較的大きい容量での導入が予想される。

風力発電の大量導入により、発電機運用計画策定に影響が出る可能性がある。というのも風力発電の出力変動は風の強さや向きに依存しており、運用者が運用上で制御できる自由度が少ないため、その出力変動部分他の発電機がバックアップ電源として賄う必要があるからである。特に運用に融通の効く火力発電機はその役割を大いに期待されている。

本節では風力発電大量導入により、従来あまり考えられなかった系統周波数維持のための発電機の垂下特性（Droop）による制約条件を発電機運用計画問題に適用する。

### 3.1.1 発電機速度垂下特性

火力発電などのタービン発電機、水力発電などの水車発電機は、電力需要に対しその負荷を適正に配分し且つ安定に運転するため、発電機速度垂下特性という特性を持っている。電力系統の周波数の変化は基本的には瞬時瞬時のものであるため、制御装置によらず周波数を維持するための特性が必要である。それがこの速度垂下特性と呼ばれるものである。

発電機の色度垂下特性は電力系統の周波数を維持するためのもので、発電機ごとに取付けられているガナバの色度調定率によって決定する。系統の周波数が下がればこの色度調定率の値に従い発電出力が増加し周波数の下降を抑制しようとする。一方で、周波数が上がれば発電出力が減少し周波数の下降を抑制しようとする。

この特性のため、発電機を並行運転する場合には注意が必要である。というのも、発電機の色度変化率が小さい発電機ほど系統全体に存在するより大きい負荷を分担することになるからである。これを説明したのが下図である。図中の曲線は発電機 1、2 の色度特性を示したものであり、横軸が負荷変動、縦軸が発電機の色度特性の値となっている。発電機 1、2 がもし仮に同じ曲線で表せられる特性を持っている場合は、負荷変動  $P_1$ 、 $P_2$  があつた時、両機の色度に比例して出力を変化させることになる。しかし、発電機 2 が 2' で描かれる曲線の色度特性、発電機 1 が先ほどのものと同じ色度特性を持っていた場合、発電機容量に関わらず色度特性の値の大きい発電機が小さい方の負荷  $P_1$  へ対応し、大きい負荷  $P_2$  に関しては色度特性の値の小さい発電機が対応することになる。ここで言う対応とはすなわち負荷変動に対応して発電機出力を増減させることである。一般的に発電機の色度調定率は 2~7% に設定されている。

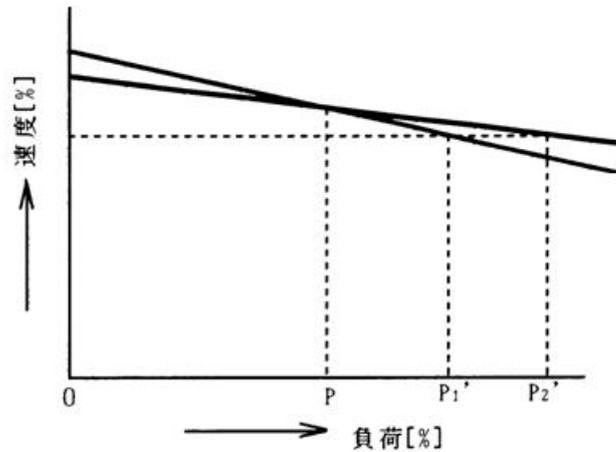


図 3.1 速度特性と負荷分担

速度調停率は電力会社内で設備設計の段階で調整されており、並列運転に関して発電機運用計画策定の段階で考慮する必要はない。しかし、風力発電などの大量導入に伴い、負荷変動に加えて風力発電による発電機出力の増減も考慮しなければならない昨今では、発電機の運用策定において上記の速度特性による発電機の出力変動可能量を考慮する必要が出てくる。というのも、負荷変動+風力発電の出力変動といった大きな変動に対して発電機が速度調定率にしたがって出力を変化させる場合に、その出力変動可能容量を超過してしまうことが起こりうるからである。例えば発電機の上下限出力などによってそれ以上出力を増加（減少）できないという事態である。

そこで本研究では、この発電機速度垂下特性について下記のように立式し、新たなる制約条件として提案する。

発電機速度垂下特性の定式化 (風力発電大量導入による発電機速度垂下特性の総容量が足りなくなる可能性を考慮した条件)

$$\text{Min}(P_i^{\max} - P_{it}, r_i^{\text{up}}) \cdot d_{it} \geq \Delta f_t \quad (\Delta f_t > 0) \text{-----}(3.1)$$

$$\text{Min}(P_{it} - P_i^{\min}, r_i^{\text{down}}) \cdot d_{it} \geq \Delta f_t \quad (\Delta f_t > 0) \text{-----}(3.2)$$

$$\sum_i R_{it}^{pr} \geq \Delta Pw_t \text{-----}(3.3)$$

$\Delta Pw_t$  : 時間ごとの電力系統全体における風力発電の出力変動の想定値

---

$\Delta f_t$  : 風力発電による周波数変動分

$d_i$  : 発電機ごとの速度垂下特性

$R_{it}^{pr}$  : 初期予備力 (Primary reserve)

上式(3.1)の左辺は周波数変動（周波数が下がる方向）に対して出力を増加させ対応するための発電機が持つ余力を表したものである。一方で(3.2)は周波数が上がる方向の周波数変動に対して出力を減少させ対応するための発電機が持つ余力を表したものである。これらから算出した余力の合計値が周波数変動に十分対応可能な容量である必要がある。

また、 $\Delta f_t$  は対象とする電力系統において、運用している風力発電機容量から算出したものである。本来であれば、周波数は電力系統全体で一つの値を得られるものであるが、本研究では火力発電機の運用計画のみを考えているため、便宜的に取り扱う火力発電機容量及びバックアップを行うべき風力発電の出力変動値  $\Delta P_{w_t}$  と系統の運用目標値から算出するものとした。

式 (3.3) は全ての起動している発電機の持つ Primary reserve の合計値が想定される風力発電出力の変動分よりも大きくなければならないという制約条件である。

式 (3.1)~(3.3)を第二章で提案した手法に適用することにより、提案手法を自然エネルギー電源（今回は特に風力発電としたが）大量導入時の最適化手法に拡張することができる。

## 3.2 提案手法の標準モデルへの適用

### 3.2.1 構成される発電機の諸特性

第二章と同様のモデルに前項で拡張した手法を適用する。なお、発電機の運用における各パラメータは以下のものである。[2]

表 3.1 発電機コスト特性

$$C_{it} = COST(\$) = aP_i^2 + bP_i + c$$

	Gen	a(10 <sup>2</sup> yen/MW <sup>2</sup> )	b(10 <sup>2</sup> yen /MW)	c(10 <sup>2</sup> yen /h)	startup cost(10 <sup>2</sup> yen)
Coal	1	0.000528	17.809	1100	4950
	2	0.000341	18.986	1067	5500
	3	0.0022	18.26	770	605
	4	0.002321	18.15	748	616
Gas	5	0.004378	21.67	495	990
	6	0.007832	24.486	407	187
Oil	7	0.000869	30.514	528	286
	8	0.004543	28.512	726	33
	9	0.002442	29.997	731.5	33
	10	0.001903	30.569	737	33

表 3.2 発電機運用における CO<sub>2</sub> 排出量特性

$$E_{it} = CO_2 Emission(t - CO_2) = aP^2 + bP + c$$

	Gen	a(t-CO <sub>2</sub> /MW <sup>2</sup> )	b(t-CO <sub>2</sub> /MW)	c(t-CO <sub>2</sub> /h)	startup CO <sub>2</sub> (t-CO <sub>2</sub> )
Coal	1	2.240E-05	0.7557	46.677	210.0
	2	1.446E-05	0.8056	45.276	233.3
	3	9.335E-05	0.7748	32.674	25.67
	4	9.848E-05	0.7701	31.740	26.13
Gas	5	3.197E-05	0.1582	3.6157	7.231
	6	5.720E-05	0.1788	2.9729	1.365
Oil	7	7.282E-06	0.2557	4.4248	2.396
	8	3.807E-05	0.2389	6.0841	0.2765
	9	2.046E-05	0.2513	6.1302	0.2765
	10	1.594E-05	0.2561	6.1763	0.2765

発電機速度垂下特性に関しては以下のように設定されている。[3] 電力需要に関しては2つピークを持つ第二章 図 2.3 モデルを使用した。

表 3.3 発電機各パラメータ

Fuel	Gen	Pmin (MW)	Pmax (MW)	Tup (h)	Tdn (h)	Droop (Hz/p.u. MW)
Coal	1	150	455	8	8	2
	2	150	455	8	8	2
	3	20	130	5	5	2
	4	20	130	5	5	2
Gas	5	25	162	6	6	7
	6	20	80	3	3	7
Oil	7	25	85	3	3	5
	8	10	55	1	1	5
	9	10	55	1	1	5
	10	10	55	1	1	5

### 3.2.2 対象とするウィンドファームの諸特性

ウィンドファームに関しては東北地方に存在するウィンドファーム群の年間の出力分析の結果を用いる。その出力変動を図 3.3 に 24 時間 1 時間ごとの風力発電出力平均値のグラフを図 3.4 に示す。またウィンドファームの基本情報についてを表 3.4 に示す。

図から見てわかるように、このウィンドファームは出力変動が 5% の範囲にほとんどのデータが入っていることがわかる。この分析した結果より、本シミュレーションでは風力発電の出力変動幅  $\Delta P_{w_i}$  を  $5\% \times$  定格出力から求めることとした。

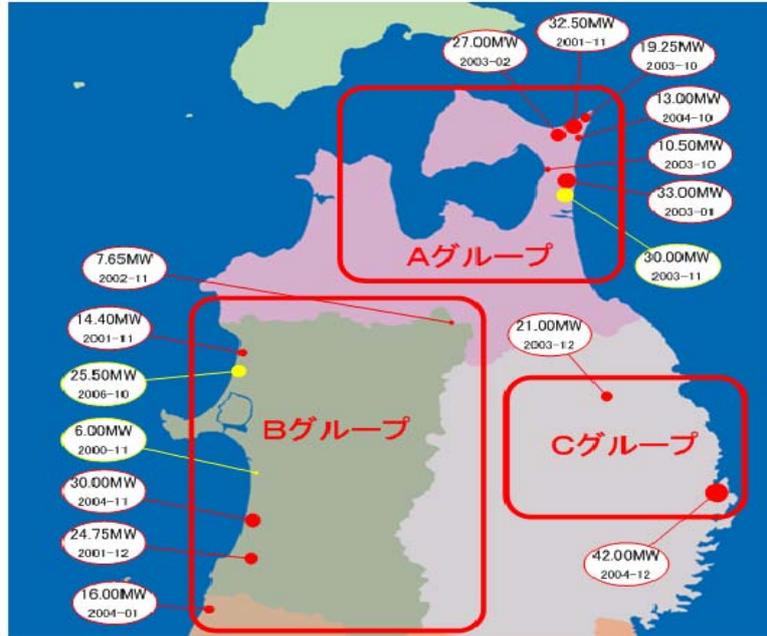


図 3.2 ウィンドファームの分布図

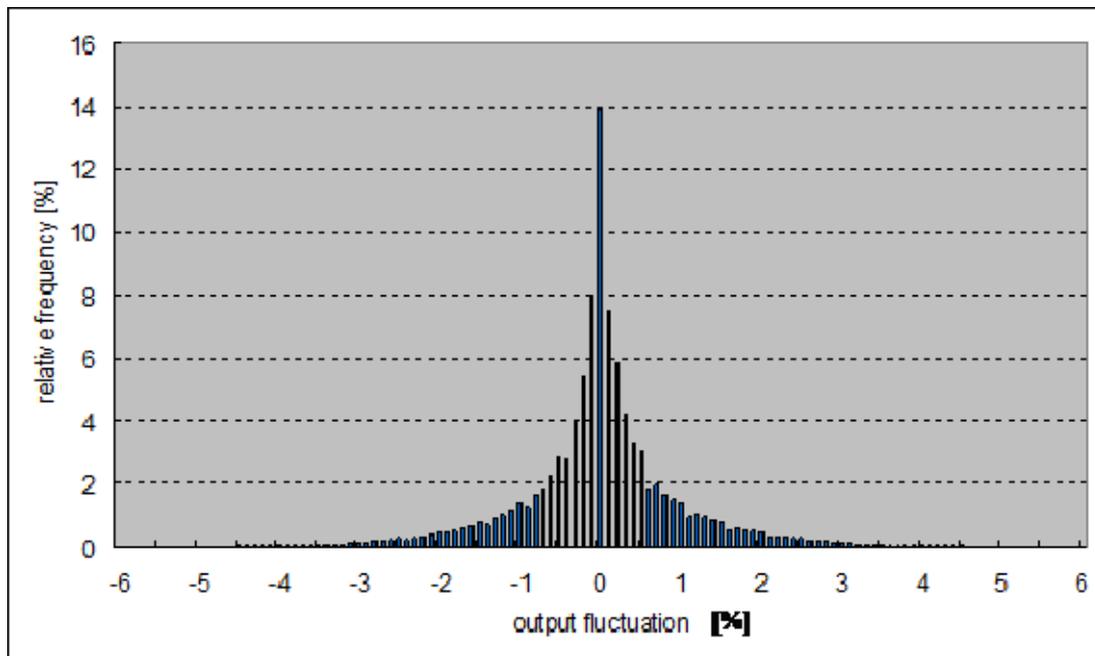


図 3.3 ウィンドファーム群の出力変動  $\Delta P$  の年間出現頻度

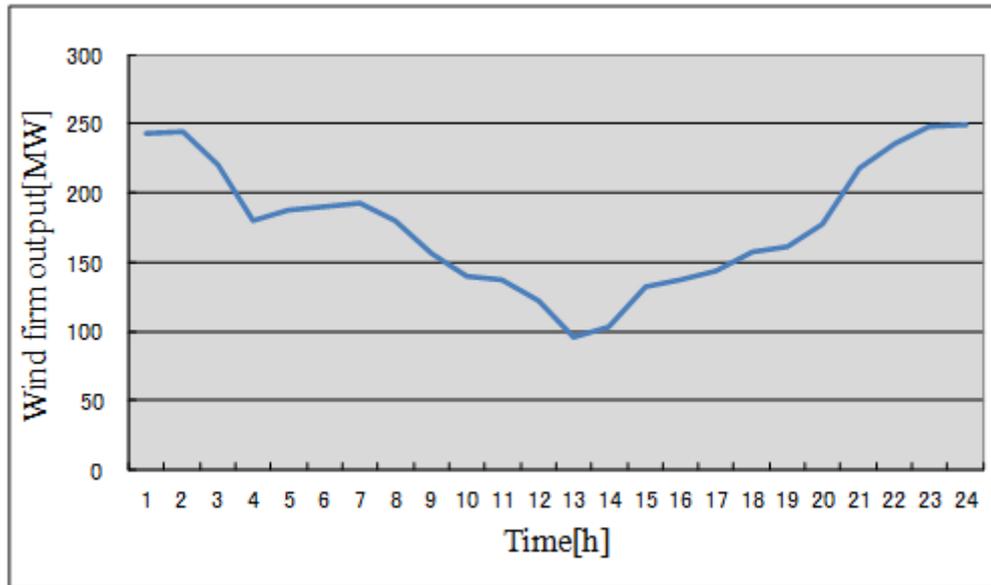


図 3.4 とあるウィンドファームの 24 時間 1 時間ごとの出力平均値

表 3.4 あるウィンドファームの基本情報

発電所定格 出力[MW]	設置場所	発電機台数
51.75	東北地方	34

### 3.2.3 風力発電を含む発電機運用の最適化結果

まず、コスト最小を単一の目的関数とした時の発電機運用計画最適化の結果を示す。(また比較として第二章で算定した風力発電なしの場合の結果も併記する。) これらの図を見てわかるように、図 3.2 で示すような風力発電機の出力からある程度の需要が賄えるため、火力発電機の出力配分全体が下がっているのがわかる。一方で夜間の需要が小さい場合を見ると、発電機構成が大きく変わっていることがわかる。これは第一の理由としては、1 日を通して火力発電機が賄うべき需要の総量が減ったことにより石炭発電機が一機停止したこと、第二の理由としては夜間は起動中の発電機数が少ないため周波数維持のための制約条件に抵触してしまい、それによって本来コスト重視で運用した場合には用いることがなかった発電機を用いざるを得なかったということが考えられる。

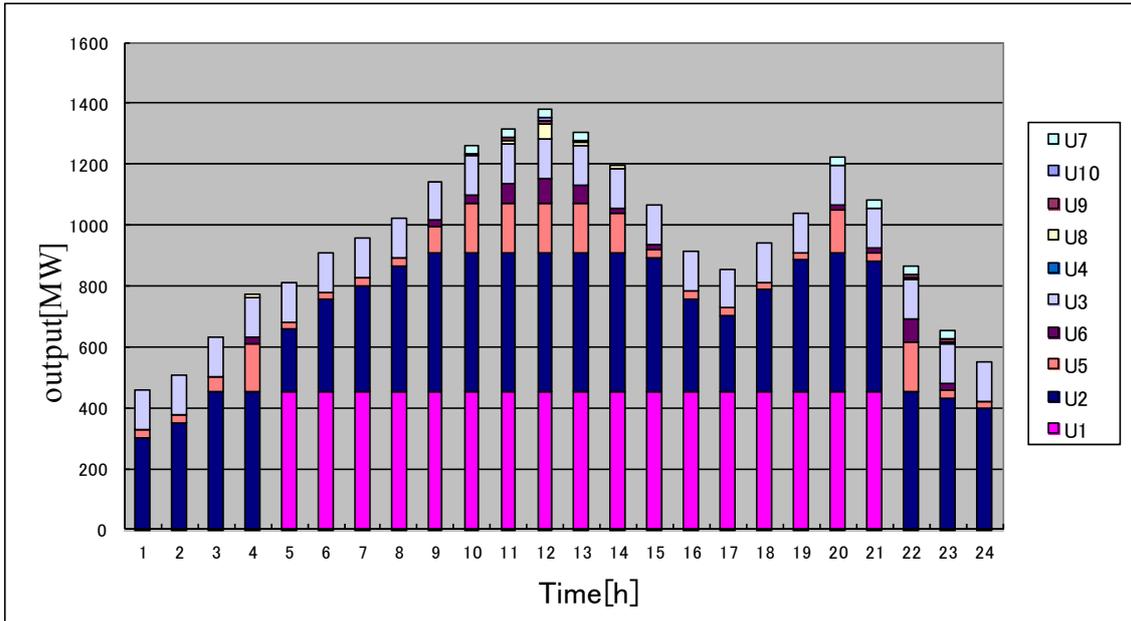
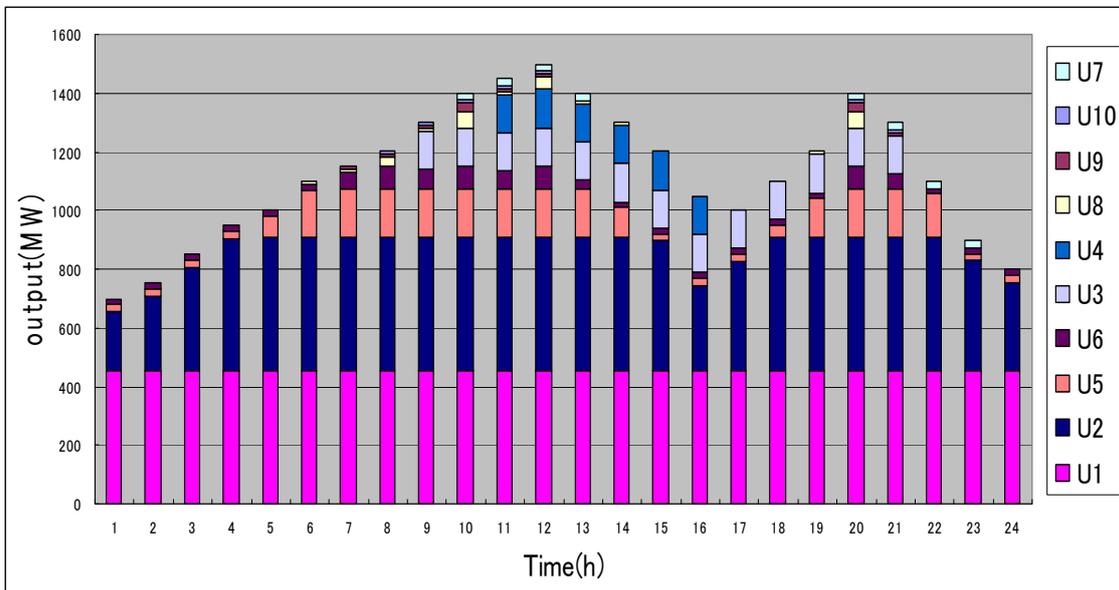


図 3.5 風力発電導入・制約条件追加時の発電機の出力配分  
(ケース 1 : 運用コスト min)



(参考 図 2.5 各発電機の出力配分(ケース 1 : 運用コスト最小化))

コストを単一の目的関数として発電機の運用計画を最適化した場合のまとめとして、それぞれのケース（風力発電導入なしのケース・風力発電導入は考えるが速度垂下特性の制約条件を考えない場合・風力発電導入及び速度垂下特性に対応するための制約条件も考える場合）における発電機運用コストの比較を行ったのが下図である。なお、このグラフ中の数字はあくまで火力発電機の運用コストのみを示してあり、風力発電による発電量を固定価格買取制度によって買い取ったコストに関しては加味していない。

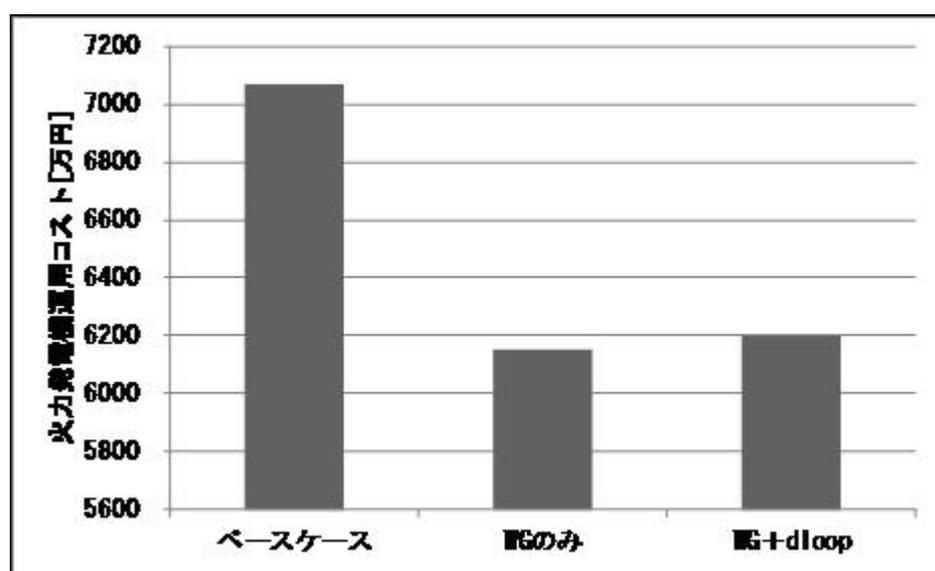


図 3.6 風力発電導入・速度垂下特性制約条件導入によるコスト変動

本研究が対象とするモデルにおいては、風力発電導入により火力発電機運用によって発生するコストは大きく削減されることがわかる。また、速度垂下特性による制約条件を入れることによってコストの大きな上昇が見られることがわかる。

次に二酸化炭素排出量削減のみを単一目的関数とした場合の発電機運用計画最適化の結果を示す。下記結果を見ると、CO<sub>2</sub>排出量最小化ケースにおいても、コスト最小化ケースと同様の傾向が見られる。風力発電導入により火力発電機全体の総合出力が減る一方で、夜間の電力需要が小さい時には発電機の構成が速度垂下特性が高いものに入れ替わっているということである。

この理由に関してはコスト最小化ケースにおいて考察した内容と同様で、風力発電導入によって火力発電機が担保する負荷が減ったために停止することのできる発電機台数が増えた一方で、速度垂下特性などの新たな制約条件を満たすために応答速度の早い

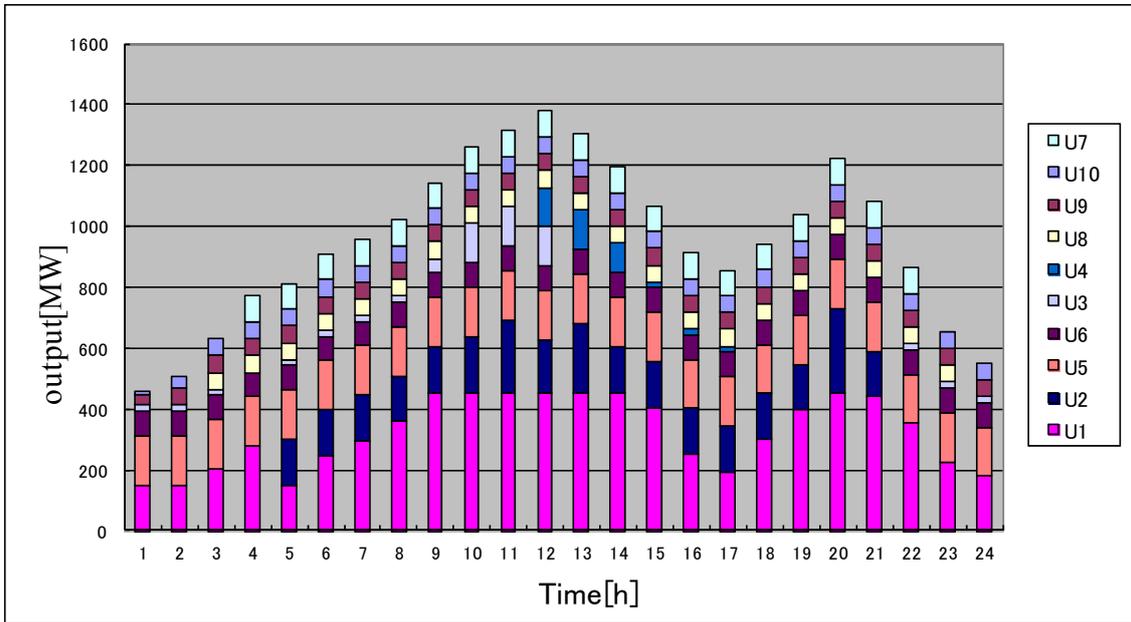
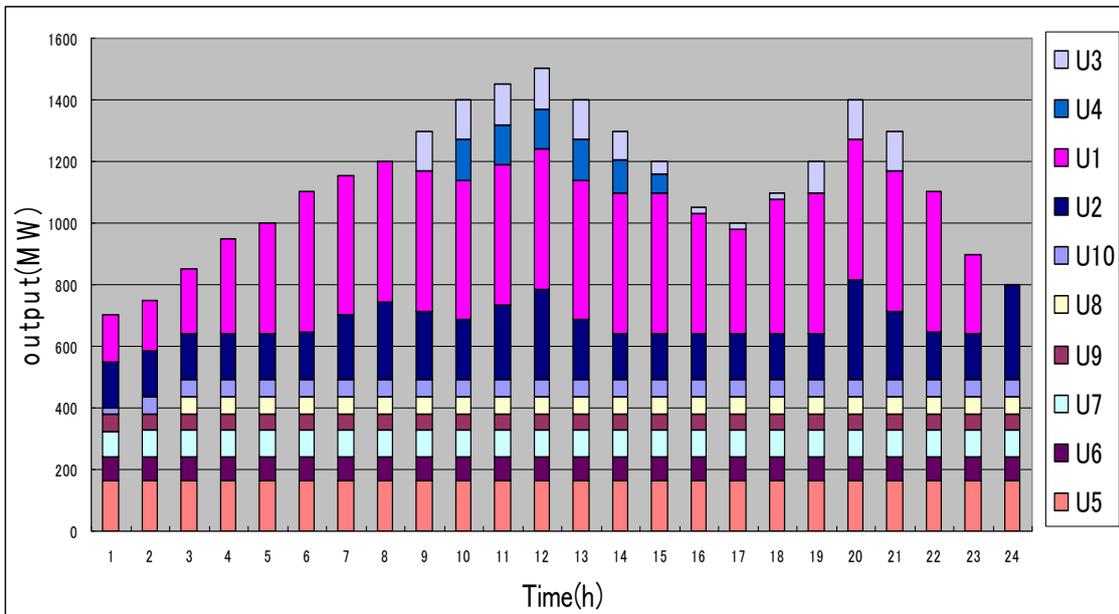


図 3.7 風力発電導入・制約条件追加時の発電機の出配分  
(ケース 2 : CO<sub>2</sub>min)



(参考 図 2.6 各発電機の出配分(ケース 1 : CO<sub>2</sub>排出量最小化))

発電機が中心に起動される。特に夜間の発電機の起動台数が少ない時間帯ではこの傾向が顕著であり、制約条件考慮前には起動状態であった石炭発電機が夜間停止され、その分を石油発電機で賄っている。

CO<sub>2</sub> 排出量削減を単一目的関数とした場合の結果のまとめとして、コストを単一目的関数とした場合と同様にそれぞれのケース（風力発電導入なしのケース・風力発電導入は考えるが速度垂下特性の制約条件を考えない場合・風力発電導入も速度垂下特性の制約条件も考える場合）における発電機運用による CO<sub>2</sub> 排出量の比較を行ったのが下図である。

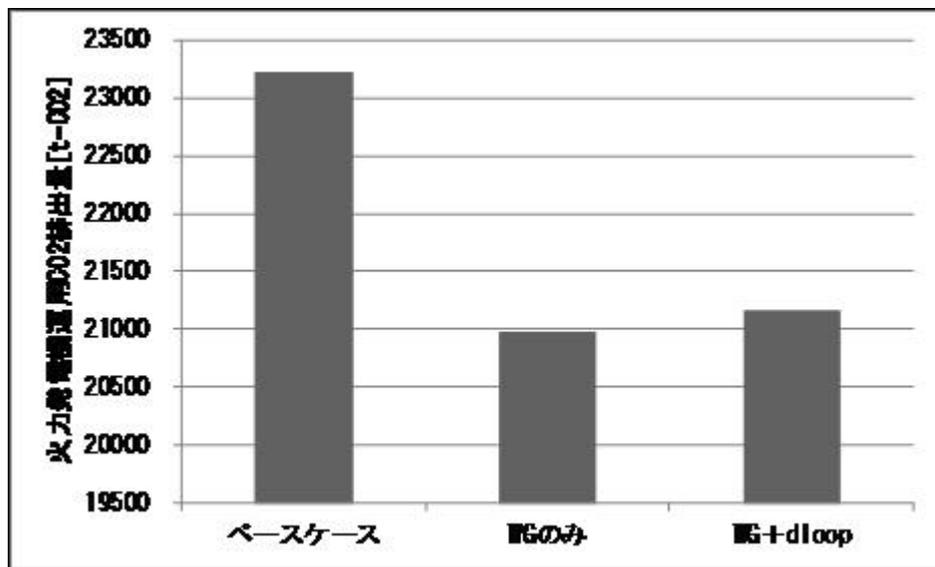


図 3.8 風力発電導入・速度垂下特性制約条件導入による CO<sub>2</sub> 排出量変動

本研究が対象とするモデルにおいては、風力発電導入により火力発電機運用によって発生する CO<sub>2</sub> 排出量は大きく削減されることがわかる。また、速度垂下特性などの電力システムを維持運用するための制約条件を考慮することによって CO<sub>2</sub> 排出量の大きな上昇が見られることがわかる。

### 3.2.4 風力発電を含む発電機運用のトレードオフ分析

それぞれのケース（風力発電導入なしのケース・風力発電導入は考えるが速度垂下特性などの制約条件を考えない場合・風力発電導入も速度垂下特性の制約条件も考える場合）における火力発電機運用によるコスト対CO<sub>2</sub>排出量のトレードオフカーブの比較を行ったのが下図である。

グラフを見ると、風力発電を導入することにより火力のみで需要を賄っているベースケースに比べ（固定価格買取制度を考えなければ）コスト及びCO<sub>2</sub>排出量共に大きく削減されているのがわかる。また、系統周波数維持のための垂下特性などの制約条件を考慮に入れた場合と入れない場合について比較を行うと、制約条件を考慮した場合、運用コスト及びCO<sub>2</sub>排出量共に全体的に悪化していることがトレードオフカーブが上に移動していることからわかる。また、ただ単純にトレードオフカーブが移動するのではなく、トレードオフカーブ自体の形も変わってきているのが特徴的である。

これらの結果から、本章で対象としたモデルにおいて風力発電導入に伴うコスト削減効果及びCO<sub>2</sub>排出量削減効果、系統周波数維持のための制約条件による上記効果の減少を明らかにできた。

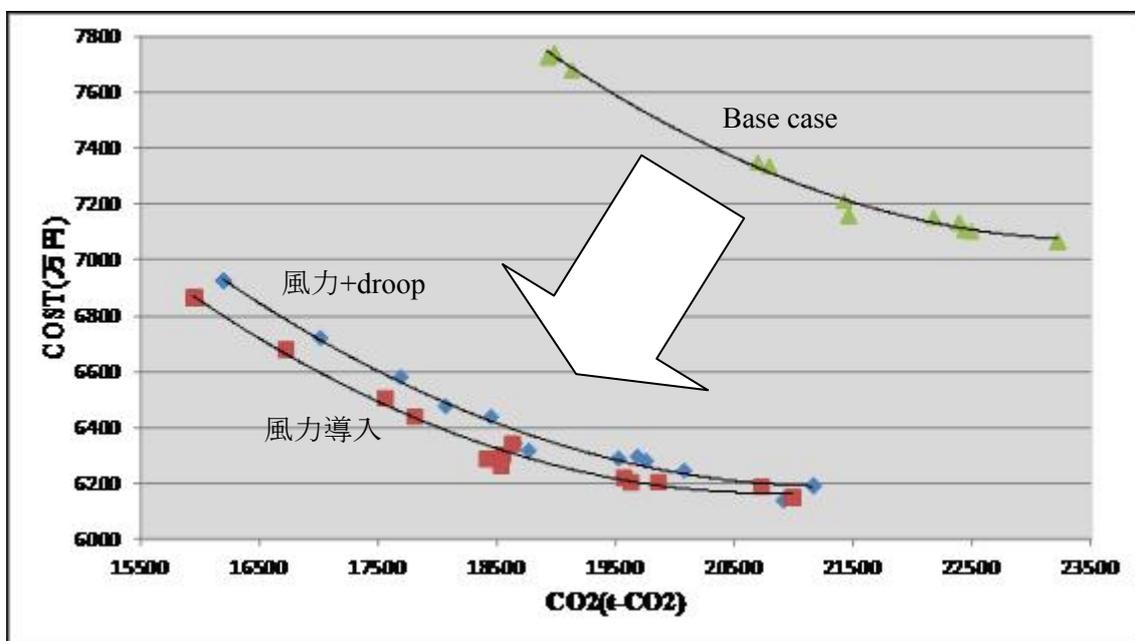


図 3.9 風力発電導入・速度垂下特性制約条件導入によるトレードオフ曲線の変化

### 3.3 提案手法の東北地方（日本）モデルへの適用

前節までに火力発電機 10 基モデルにおいて提案手法の有効性を確認した。本節では日本の東北地方モデルに提案手法を適用する。

#### 3.3.1 東北地方における発電機の諸特性

3 章において提案した手法を日本の東北地方へと適用する。東北地方には下記のような系 20 台の火力発電機が運用されている。

表 3.5 東北地方における火力発電機

発電所名		燃料	認可最大出力	運転開始年月
			(kW)	
八戸火力発電所	3号	重油・原油	250,000	昭和43年 8月
能代火力発電所	1号	石炭	600,000	平成 5年 5月
	2号	石炭	600,000	平成 6年12月
秋田火力発電所	2号	重油・原油	350,000	昭和47年 2月
	3号	重油・原油	350,000	昭和49年11月
	4号	重油・原油	600,000	昭和55年 7月
仙台火力発電所	4号	天然ガス	446,000	平成22年 7月
新仙台火力発電所	1号	重油	350,000	昭和46年 8月
原町火力発電所	1号	石炭	1,000,000	平成 9年 7月
	2号	石炭	1,000,000	平成10年 7月
東新潟火力発電所	1号	重油・原油・	600,000	昭和52年 4月
		天然ガス・LNG		
	2号	天然ガス・LNG	600,000	昭和58年 6月
	3号系列	LNG	1210000(54500×2)	昭和59年12月
				昭和60年10月
	4号系列	LNG	1700000(826000×2)	平成11年 7月
				平成18年12月
港1号	重油・LNG	350,000	昭和47年11月	
港2号	重油・LNG	350,000	昭和50年11月	
新潟火力発電所	4号	重油	250,000	昭和44年 8月
		天然ガス・LNG		
	5号	天然ガス	109,000	平成23年 7月

上表から下記のように火力発電機 20 台の各パラメータを想定した。下記表中の値は前節における火力発電機の文献値を参考に定めたものである。

表 3.6 東北電力・発電機特性想定

	Gen	a(円/MW <sup>2</sup> )	b(円/MW)	c(円/h)	Pgmin(MW)	Pgmax(MW)
石炭	1	0.2321	1815	74800	100	600
	2	0.22	1826	77000	100	600
	3	0.0341	1898.6	106700	300	1000
	4	0.0341	1898.6	106700	300	1000
天然ガス	5	0.4378	2167	49500	70	446
	6	0.7832	2448.6	40700	150	600
	7	0.7832	2448.6	40700	150	600
	8	0.7832	2448.6	40700	135	545
	9	0.7832	2448.6	40700	135	545
	10	0.4378	2167	49500	125	826
	11	0.4378	2167	49500	130	840
	12	0.7832	2448.6	40700	85	350
	13	0.7832	2448.6	40700	85	350
	14	0.7832	2448.6	40700	60	250
	15	0.4378	2167	49500	15	109
重油・石油	16	0.1903	3056.9	73700	45	250
	17	0.2442	2999.7	73150	65	350
	18	0.2442	2999.7	73150	65	350
	19	0.0869	3051.4	52800	175	600
	20	0.4543	2851.2	72600	65	350

### 3.3.2 東北地方の電力需要と電力融通（災害後）

電力需要などの設定は2012年1月を参考に考えることとした。この時、東北地方に存在する原子力発電所（女川発電所・東通発電所）は全て運転を停止しており、需要に対して火力・水力などのみで電力需要を賄わなければならないという厳しい状況であった。また、この時の東北電力発表の想定需要は1350万kWであった。東京電力から東北電力に対して30万kWの電力融通が存在している。以上の条件を下表にまとめる。

表 3.7 火力発電以外の東北電力における発電機容量（2011年1月）

	万 kW
水力発電	152.42
地熱発電	22.38
原子力発電	停止
緊急設置電源(軽油)	103.3

表 3.8 東京電力から東北電力への電力融通

日付	時間	万 kW
2011年12月22日	16時30～19時まで	40
2011年12月19日	16時～19時まで	30
2011年12月16日	16時～19時まで	40
2012年1月12日	17時～18時まで	30
2012年2月1日	8時～19時まで	30

水力、地熱、緊急設置電源に関しては電力需要がピーク時にのみ用いられたと想定し、表 3.5 で示した火力発電機が対応する分の電力需要を下記のように想定した。

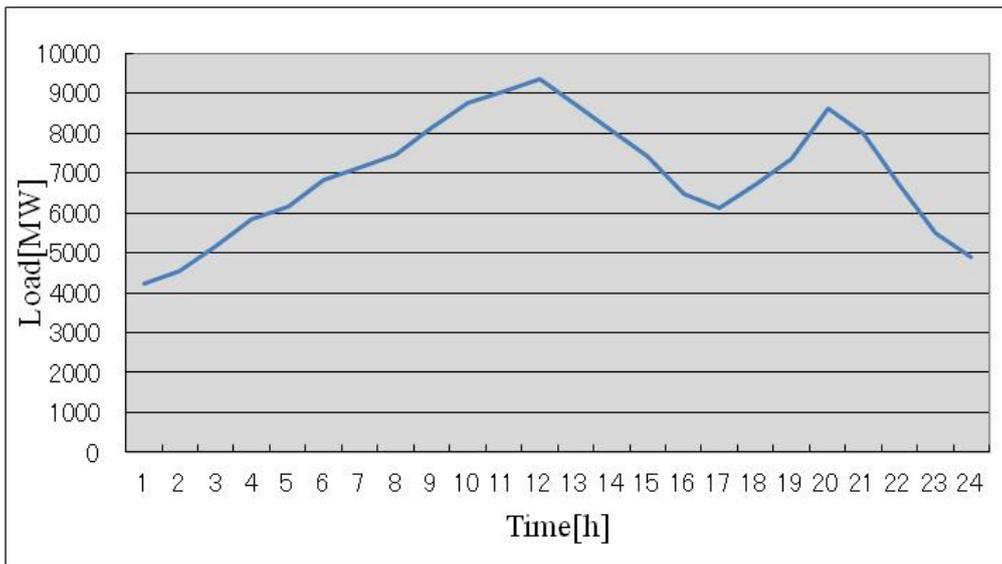
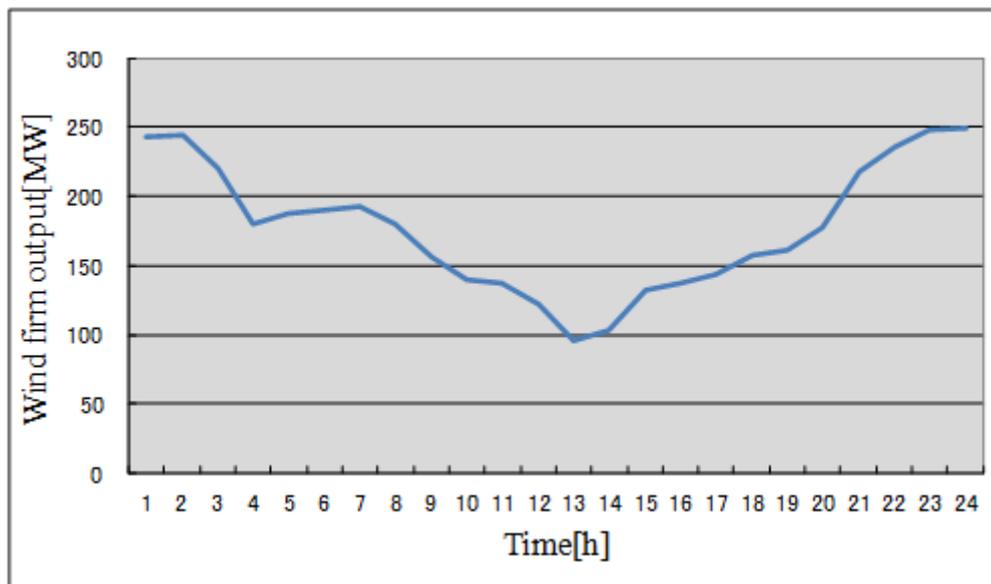


図 3.10 東北電力 2011 年 1 月某日の電力需要想定

### 3.3.3 東北地方モデルにおけるウィンドファーム導入量と出力パターン

東北地方モデルにおけるウィンドファームの導入量に関しては、前節において図 3.2 ウィンドファームの分布図に示した東北地方におけるウィンドファーム群（合計 300MW）を考慮することとした。（詳細については図 3.3、図 3.4 に示した通りである。）



(参考:東北地方におけるウィンドファームの24時間1時間ごとの出力(定格 300MW))

### 3.3.4 垂下特性制約の下での発電機運用計画の最適運用結果（東北地方モデル）

まず、コスト最小を単一の目的として、風力発電導入且つ垂下特性などの系統維持に必要な制約条件を考慮した場合の火力発電機 20 台の最適運用計画を下図に示す。図を見ると、コスト最小化を単一目的としているため石炭発電機が主に使われ、次に天然ガス、石油を用いるようになっているのがわかる。この傾向に関しては前節で示した標準モデルと同様の傾向である。

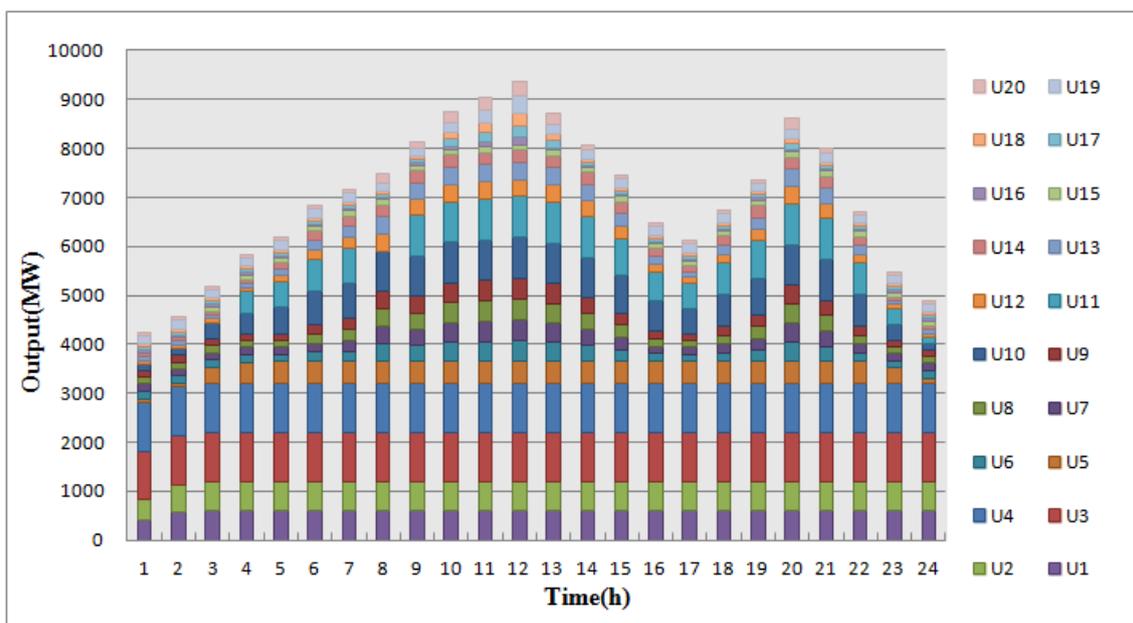


図 3.11 風力発電導入・制約条件追加時の発電機の出力量配分  
(発電機 20 台・コスト最小化ケース)

次に二酸化炭素排出量最小化ケースにおける火力発電機 20 台の最適運用計画を下図に示す。前図と違い、CO<sub>2</sub> 排出量最小化ケースにおいては、石炭発電機の出力量が小さくなり、天然ガス発電機の出力量が大きくなっているのがわかる。この傾向に関しても標準モデルと同様である。また、夜間において系統維持のための制約条件のために停止できない発電機がいくつか見られることが特徴的である。

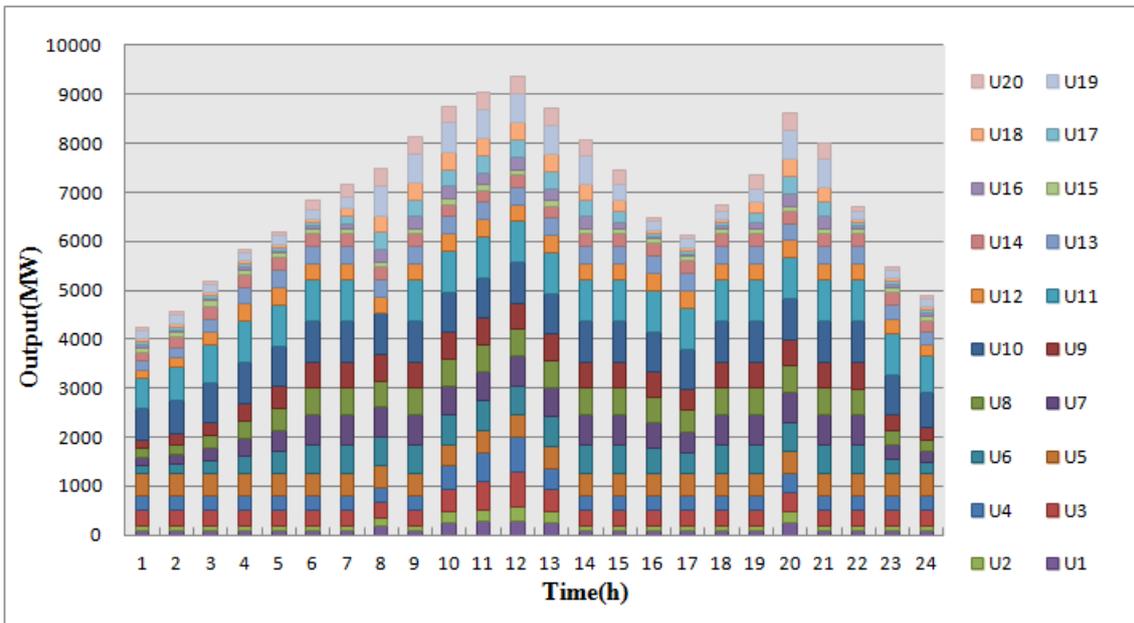


図 3.12 風力発電導入・制約条件追加時の発電機の実出力配分  
(発電機 20 台・二酸化炭素排出量最小化ケース)

これらの結果からコスト、CO<sub>2</sub> 排出量及びトレードオフ関係についてまとめた。図 3.13 を見ると風力発電導入に伴い火力発電運用のコストが大きく下がっていることがわかる。一方で系統運用のための制約条件を考慮すると大きなコスト上昇が見られる(図 3.13)。これは制約条件追加により、天然ガス発電機や石油発電機などを使用しなけなければならないこと、石炭発電機の運用が夜間でも停止できなくなったことによる変化である。この変化は風力発電の出力変動に対しての通常より大目の予備力が必要となったために生じたものである。

一方、CO<sub>2</sub> 排出量はほとんど変化しなかった(図 3.14)。これは追加の制約条件を考慮したとしても、もともと環境性向上のために反応速度の早い天然ガス発電機を主軸として用いていたため、制約条件による運用の変化がほとんどなかったためと考えられる。

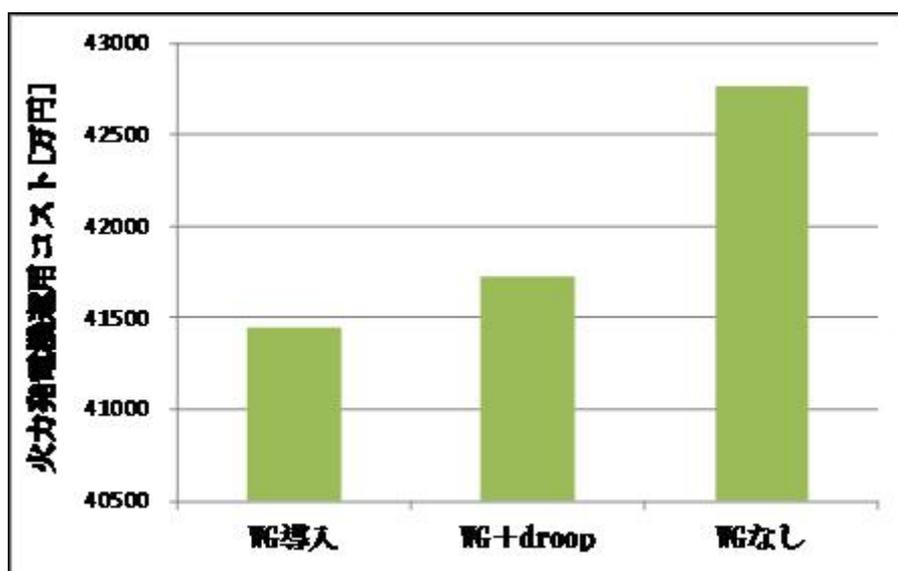


図 3.13 風力発電導入・速度垂下特性制約条件導入によるコスト変動  
(発電機 20 台ケース)

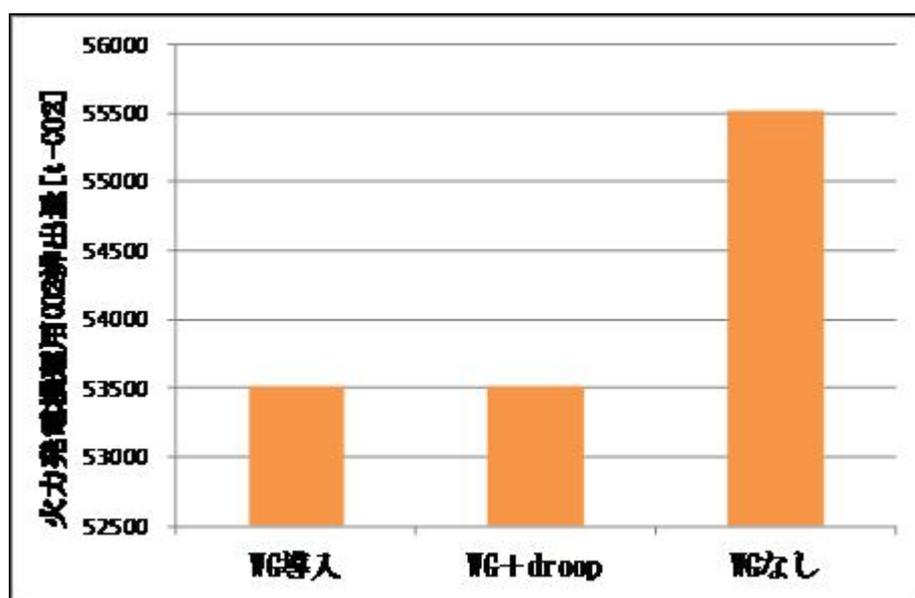


図 3.14 風力発電導入・速度垂下特性制約条件導入による二酸化炭素排出量変動  
(発電機 20 台ケース)

### 3.3.5 風力発電導入・速度垂下特性制約条件導入によるトレードオフ曲線の変化

先ほどまでは火力発電の運用コスト及び CO<sub>2</sub> 排出量に関して単一目的関数で最適化した結果を示した。ここではトレードオフ曲線についても同様に示す。

下図を見るとトレードオフ曲線は風力発電導入に伴い、コスト及び CO<sub>2</sub> 排出量共に全体的に削減されていることがわかる。当然のことながら、これは風力発電導入により、火力発電で賄う分の電力需要が減ったためである。また、系統維持のための速度垂下特性などの制約条件を考慮した場合、コスト及び CO<sub>2</sub> 排出量の上昇が起きている。この傾向はトレードオフ曲線の右端に顕著である。一方で、CO<sub>2</sub> 排出量最小化に重きを置いているトレードオフ曲線の左端のあたりでは曲線が重なり、追加の制約条件がある場合もない場合も同じ結果となっているのがわかる。これは東北地方モデルが多くの天然ガス発電機を所有しており元々天然ガス発電機の起動台数及び合計出力が大きかったために、新たな制約条件により垂下特性の考慮や必要な予備力の増加が起きても、天然ガス発電機は元々反応速度が早く、これに十分対応できてしまったために変化がなかったのだと考えられる。

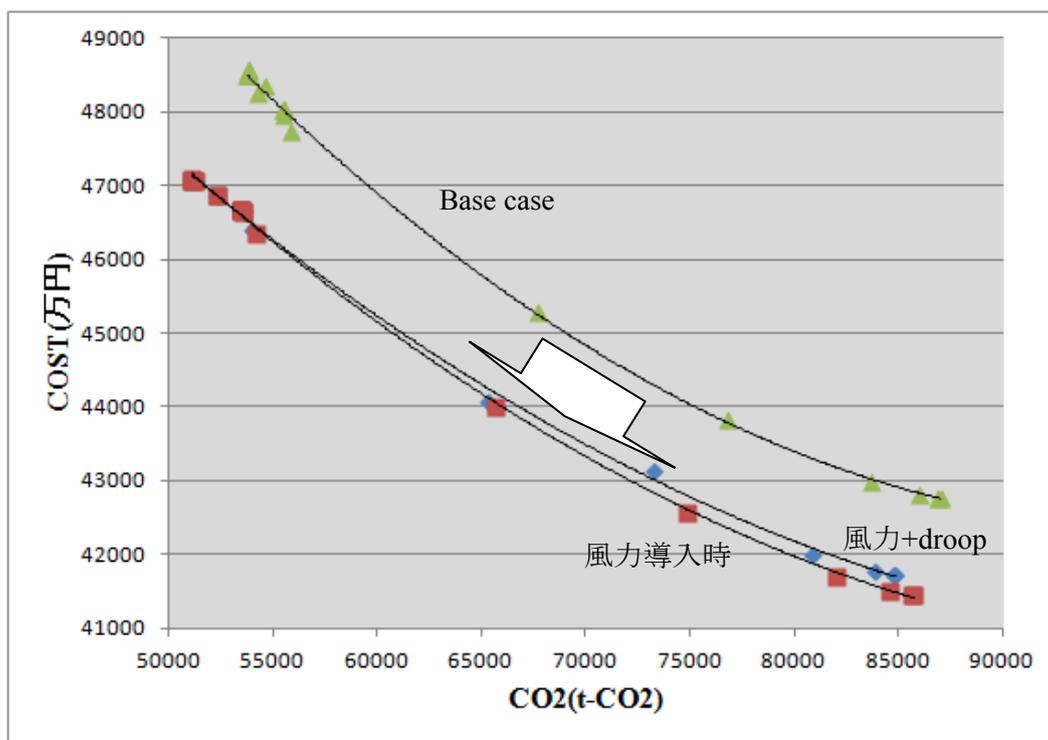


図 3.15 風力発電導入・速度垂下特性制約条件導入によるトレードオフ曲線の変化

---

### 3.4 3章のまとめ

本章では発電機運用計画から見た分散型電源大量導入の影響を評価するために、第二章で提案した手法に風力発電大量導入に伴って困難となりうる電力系統の運用を維持するために必要な新たな制約条件（発電機の数速度垂下特性及び風力発電出力の急激な変動に対応するための予備力に関する制約）を追加し、風力発電大量導入時において発電機運用計画を最適化及び、トレードオフ分析できる手法の開発を行った。本章で提案した手法を風力発電機が大量導入された標準モデル・東北地方モデルに適用し、提案手法の有効性を確認すると共に、発電機運用計画から見た分散型電源大量導入の影響について以下の知見を得た。

- ・風力発電機が大量導入されることは（再生可能エネルギー固定価格買取制度を考慮しなければ、）確かに火力発電の運用コスト削減及びCO<sub>2</sub>削減効果がある
- ・電力系統を維持するための新たな制約条件を考慮した場合、一定のコスト上昇及びCO<sub>2</sub>排出量上昇が見られる。これはトレードオフカーブの形に現れる変化より、運用コスト面及びCO<sub>2</sub>排出量面の両面において全体的に起きるということが明らかである。
- ・10基の標準的な発電機モデル、20基の発電機を含む東北地方モデルへの適用結果の比較により、天然ガスによる火力発電機が多いシステムではこのトレードオフカーブの変化はCO<sub>2</sub>排出量削減に重きを置く運用では変化が小さいであろうということが予想される。天然ガス発電機は他の発電機に比べCO<sub>2</sub>排出量が小さいため、CO<sub>2</sub>排出量削減に重きを置く運用の場合には元々多く使用することになるが、追加した制約条件は必要な予備力の増加などにつながっており、これに対して比較的応答速度の早い天然ガス発電機が多い構成で運用をしていけば対応しやすい。こういった理由により、このような結果になったのだと考えられる。これは比較的応答速度の遅い石炭発電機を多く用いることになるコスト削減に重きをおいた運用において、制約条件の追加で結果に大きな変化が見られたことから明らかである。
- ・特にこのトレードオフカーブの形の変化は、追加の制約条件が大きく効いてくる速度調定率が低めの系統や速度変化率が小さい発電機が多い系統において顕著であろうと推察される。

---

### 参考文献[3 章]

- [1]E.A. DeMeo, W. Grant, M.R. Milligan, and M.J.Schuerger, "Wind Plants Integration," IEEE Power and Energy Magazine, Vol. 3, Issue 6, November/December 2005, pp. 38-46
- [2]T. Ackermann, et al., "Where the wind blows," IEEE Power and Energy Magazine, Vol. 7, Issue 6, November/December 2009 , pp. 65 - 75
- [3]European Wind Energy Association, "Large Scale Integration of Wind Energy in The European Power Supply," December 2005, [On-line] available: <http://www.ewea.org>.
- [4]H. Banakar, C. Luo, and B. T. Ooi, "Impacts of Wind Power Minute-to-Minute Variations on Power System Operation," IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 23, Issue 1, June 2008 , pp. 150 - 160.
- [5]C. Luo and B. T. Ooi, "Frequency Deviation of Thermal Power Plants Due to Wind Farms," IEEE Trans. Energy Conv., Vol. 21, No. 3, September 2006, pp. 708-716.
- [6]A.M. Foley, P. G. Leahy, and E. J. McKeogh, "Wind Power Forecasting and Prediction Methods," IEEE 9th International Conference on Environmental and Electrical Engineering, May 2010.
- [7]B. Ernst, et al., "Predicting the Wind," IEEE Power and Energy Magazine, November/December 2007, pp.78-89.
- [8]K. Mathaprayoon, et al., "An Integration of ANN Wind Power Estimation Into Unit Commitment Considering the Forecasting Uncertainty," IEEE Trans., Ind. App., Vol., 43, No. 6, Nov./Dec., 2007, pp. 1441-1448.
- [9]J. M. Morales, A. J. Conejo, and J. Perez-Ruiz, "Economic Valuation of Reserves in Power Systems With High Penetration of Wind Power," IEEE Trans. Power Systems, Vol., 24, No. 2, May 2009, pp. 900-910.
- [10]F. D. Galiana, et al., "Scheduling and Pricing of Coupled Energy and Primary, Secondary, and Tertiary Reserves," Proc. IEEE, Vol.93, No.11, November 2005.
- [11]J. F. Restrepo and F.D. Galiana, "Unit Commitment With Primary Frequency Regulation Constraints," IEEE Trans. Power Syst., Vol. 20, No. 4, November 2005, pp. 1836-1842.
- [12]N. Jaleeli, D. Ewart, and L. H. Fink, "Understanding Automatic Generation Control," IEEE Trans. Power Syst., Vol. 7, No. 3, August 1992, pp. 1106-1122.
- [13]D. Yamashita, T. Niimura, R. Yokoyama, and M. Marmioli, "Trade-off Analysis of CO2 versus Cost by Multi-objective Unit Commitment," presented at IEEE 2010 PES General Meeting, July 2010, Minneapolis.

- 
- [14]C. Li, R. B. Johnson, A. J. Svoboda, “A new unit commitment method”, IEEE Transactions on Power Systems, vol.12, pp.113-119, 1997.
- [15]C. L. Tseng, C. A. Li, S. S. Oren, “Solving the Unit Commitment Problem by a Unit Decommittment Method”, Journal of Optimization Theory and Applications, vol.105, No.3, pp.707–730, 2000.
- [16]Y. Sawaragi, H. Nakayama, T. Tanino, “Theory of multiobjective optimization”, Orlando: Academic Press, 1985.
- [17]T. Niimura, T. Nakashima, “Multiobjective tradeoff analysis of deregulated electricity transactions”, Electrical Power and Energy Systems, vol. 25, pp.179–185, 2003.
- [18]P. Attaviriyanupap, H. Kita, E. Tanaka, J. Hasegawa, “A Hybrid LR-EP for Solving New Profit-Based UC Problem Under Competitive Environment”, IEEE Transactions on Power Systems, vol.18, No.1, pp.229-237, 2003.
- [19]NEDO, “Installed Wind Power Plants,” New Energy and Industrial Technology Development organization of Japan, April 2010

---

## 第4章 電気自動車大量導入の発電機運用計画における経済面及び環境面からの影響評価

### 4.1 電気自動車の普及と系統運用への影響

3章で述べた自然エネルギー電源の他に、プラグイン電気自動車（EV）も Vehicle-to-Grid(V2G)や Vehicle-to-House (V2H) の技術開発などから分散型電源とも捉えられるようになりつつある。現在、急速に普及が進む電気自動車特にプラグイン電気自動車（EV）は二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）排出量削減対策におけるキーファクターの一つである。

[1] ガソリン車に比べ、高効率の発電機によって作られた電気を利用して走行する電気自動車はエネルギー効率が良く、ガソリン価格の上昇や、環境意識の高まりなど様々なファクターが影響しあい今後大きく普及していくと予想される。

系統運用者から見た場合、電気自動車の大量普及は大きく電力需給に変化を与える可能性がある。夜間一斉に充電が開始されると、従来考えられないほどの大きな電力需要となり得るため、電気自動車の充電に関しては充電タイミングをずらすなどの対策が考えられているが、それでも電気自動車の数が増えるに従い、発電機の運用に大きな変化が起こりうる。

こうした背景から、本章ではEVの運用モデルを提案し、それによってEVが発電機の運用計画に与える影響についての評価を行なった。

しかし、EVの運用はユーザー次第であり、ある程度の傾向はあるものの、要素が複雑に絡み合っているため予測が困難である。従来研究にはこの観点から、様々な要素を確率的なパラメータとしEVの運用パターンをシミュレートしたモデルを提案したものがあ[2]、あくまで米国の実情にあったものであるため、日本における電気自動車の運用とは大きく異なる。

そこで本研究では、プラグイン電気自動車（EV）の運用を要素別に確率的にシミュレートした日本型のモデルを提案し、それによってEVの大量普及が発電機の運用においてどの程度の影響をもたらすかを同様に経済性・環境性、そして多目的に見た際のトレードオフ曲線の変化から分析した。具体的にはEVの運用モデルを作成し、それを発電機運用計画問題において考慮するものとした、最適化ツールに関しては第二章で開発したツールを適用した。

---

## 4.2 電気自動車の構成及び運用の確率的モデルの開発

プラグイン電気自動車 (EV) は外出中の急速充電や、各家庭における充電を行う際に大きな電力需要を生み出し、電力システムに対して影響を与える。どれだけの数の EV がいつ急速充電を行うのか、またいつ深夜充電を開始し、いつ充電を終えるのかはユーザーの運用次第であり、予測が困難な問題である。

本研究では EV の充電に影響を与えるパラメータを確率的に取り扱うことで EV 運用モデルを作成し、そこから電力需要カーブを生成し、発電機の起動停止問題に与える影響を評価する。

### 4.2.1 コミュニティ内の EV 走行台数決定モデル

まずは EV がどれだけ想定エリア内に普及しているのか、またその EV 群の中でそれぞれの EV がどの程度の蓄電池の容量を持っているのか考える必要がある。一口に EV といっても搭載しているバッテリー容量が違うため、普及台数を個別にシミュレートする必要がある。

あるコミュニティにおける EV の総普及台数の推移に関しては本論文の著者らが経済的なアプローチで研究を行なっている。[3] 本論文ではその研究から、EV の将来時点の総台数は固定として、その中で EV を蓄電池容量別にクラス分けをし、それぞれのクラスの EV がどの程度の台数を占めているかを確率的なパラメータとして決定する。すると以下のように想定するエリア内で運用されている EV の台数を定式化できる。

$$N_{PEV} = N_1 + N_2 + \dots + N_c \text{ .....(4.1)}$$

上式中の  $N_{PEV}$  は想定するエリア内の EV の総数であり、 $N_c$  は蓄電池容量別にクラス分けした EV の台数である。本モデル中では  $N_c$  は正規分布を持つランダム関数によって決定する。また、その正規分布の平均値と標準偏差は以下のような式で表される。

$$N(c) = N(\mu_c, \delta_c) \text{ .....(4.2)}$$

$$\mu_c = N_{PEV} \cdot P_c \text{ .....(4.3)}$$

$$\sigma_c = \sqrt{N_{PEV} \cdot \mu_c} \text{ .....(4.4)}$$

式中の  $P_c$  はそのクラスの EV が総数に対して何パーセント程度存在しているかとい

---

う普及度の目安である。

#### 4.2.2 EV ごとの走行距離の決定モデル

次に、想定しているエリア内の EV の走行距離を決定する。EV の走行距離はユーザーによって大きく異なるため、本研究では EV 一台一台の日ごとの走行距離を、対数正規分布によってランダムに決定する。

$$L(v, c, d) = LN(\mu_{s_i}, \delta s_i) \text{-----}(4.5)$$

$S(v, c, d)$ は  $d$  日目における、クラス  $c$  のうち  $v$  番目の EV が走行する距離を示す。

#### 4.2.3 EV 充電状況の決定プロセス

式 (4.5) で決定した走行距離に基づいて EV 一台ごとの走行後の蓄電状況が下式のように算出できる。

$$SOC(v, c, d) = BC \max(v, c) - S(v, c, d) \cdot Em(c) - S_0(v, c, d - 1) \text{-----}(4.6)$$

BCmax は EV が持つ蓄電池容量の運用上の上限値である。

上式で表される走行後の SOC より帰宅後から次に出発するまでの間に充電したい電力量が求められる。もし出発前に満充電できていなかった場合はその分だけ式中の  $S_0(v, c, d-1)$  で示したように次に帰宅するまで持ち越すことになる。また、もしこの式 (4.6) で示される値が帰宅前に蓄電池容量の運用上の下限値を下回る場合は、その時は外出先で急速充電が行われたと判断し、15 分間で上限値の 8 割まで充電されるものとする。その際に発生する電力需要は EV1 台当たり 50kW と設定する。

#### 4.2.4 EV ごとの自宅出発・帰宅時間の決定プロセス

式 (4.6) からわかるように蓄電状況を特定する上でも、急速充電が行われたか否かを判断するためにも、また EV の充電開始時間を決定するためにも、EV が家から出発した時間及び家に帰宅する時間は重要なファクターとなる。

ここまでの要素と同様に、出発・帰宅時間も正規分布によって以下のように算出する。

$$At(v, c, d) = N(\mu_{At}(c), \sigma_{At}(c)) \text{-----}(4.7)$$

$$Dt(v, c, d) = N(\mu_{Dt}(c), \sigma_{Dt}(c)) \text{-----}(4.8)$$

$\mu_{At}$  及び  $\mu_{Dt}$  はそれぞれ出発・帰宅時間の平均値、 $\sigma_{At}$  及び  $\sigma_{Dt}$  は出発・帰宅時間の標準偏差を示している。

本モデルではEVが帰宅してから次に出発するまでに毎晩充電を行うものとしている。

表 4.1 に本研究で確率的なパラメータとして扱う変数一覧を示す。

4.1.1~4.1.4 を順に EV1 台ずつ、1 日目から 7 日目まで繰り返し、1 週間の EV 一台一台の運用パターン、及びその電力需要パターンを決定する。

表 4.1 確率的な EV モデルのパラメータ

$N(c)$	正規分布	クラス別 EV 台数
$S(v, c, d)$	対数正規分布	EV ごとの 1 日の走行距離
$At(v, c, d)$	正規分布	EV ごとの帰宅時間
$Dt(v, c, d)$	正規分布	EV ごとの出発時間

#### 4.2.5 本研究で用いた EV モデルパラメータ

上記の発電機（合計で定格 1662MW）に対して 96000 戸の一般住宅があると仮定し、その 5%（4800 台）に EV が導入された場合から 5%刻みに 30%(28800 台)まで段階的に評価する。

EV の蓄電池容量に関して以下のような 3 クラスを想定する。

表 4.2 想定した EV クラス

クラス	蓄電池容量	例	$p_c$
C1	24kWh	LEAF（日産）など	0.5
C2	16kWh	アイミーブ（三菱）など	0.25
C3	10.5kWh	アイミーブ（三菱）など	0.25

表 4.3 EV の帰宅・出発時間のパラメータ<sup>(2)</sup>

	帰宅	出発
$\mu_{At}, \mu_{Dt}$	18	7
$\sigma_{At}, \sigma_{Dt}$	3	3

EV の走行距離に関しては一日の平均走行距離を 40km とした[6]。また、EV の家を出発する時間、帰宅する時間は表 4 にまとめたパラメータを使用している。

---

#### 4.2.6 電気自動車の充電パターンの想定

EV 充電ルールに関しては以下の 3 つを想定した。

ケース 1 (帰宅後随時充電パターン) : 帰宅した EV から順次充電が開始されるパターン

ケース 2 (深夜充電パターン) : 23 時からの深夜電力料金で EV 充電が開始されるパターン

ケース 3 (深夜充電・制御パターン) : EV の充電はおおよそ同じ台数ごとにグループ分けされ、23 時、25 時、27 時に 3 グループにわけて開始されるパターン (ただし充電開始時間までに帰宅していない EV に関しては帰宅次第順次充電を開始するものとした)

上記シナリオのもと、下記に作成した EV による電力需要パターン例を示す。EV の普及台数が増えていくに従い 1 日の電力需要は総じて増加していく傾向にある。

ケース 1 に関しては帰宅した EV が順次充電を開始するため早い時間から夜半まで電力需要が見られる。また、急激な電力需要の立ち上がりが夕方の帰宅ピーク時間に見られるものの他ケースに比べるとその大きさは小さい。

一方でケース 2 に関しては深夜電力料金が開始される 23 時に EV が同時に充電を開始するため 3 ケースの中で最も急激な電力需要の立ち上がりを有している。同じ時刻に充電を開始し、概ね同じ時刻に充電が終了するため、電力需要カーブが尖った形状をしているのが特徴的である。

最後のケース 3 は 23 時、25 時、27 時に 3 グループにわけて充電を開始するため、23 時から朝 7 時まで長時間にわたっての電力需要が見られる。しかし、そのおかげでケース 2 に比べると急激な電力需要の立ち上がりは抑えられている。

また、どのケースにおいても昼間の細かな電力需要は急速充電による電力需要である。なお本モデルでは自宅で充電する際には一台当たり 3kW、急速充電の場合は 50kW の電力需要が発生するとしている。

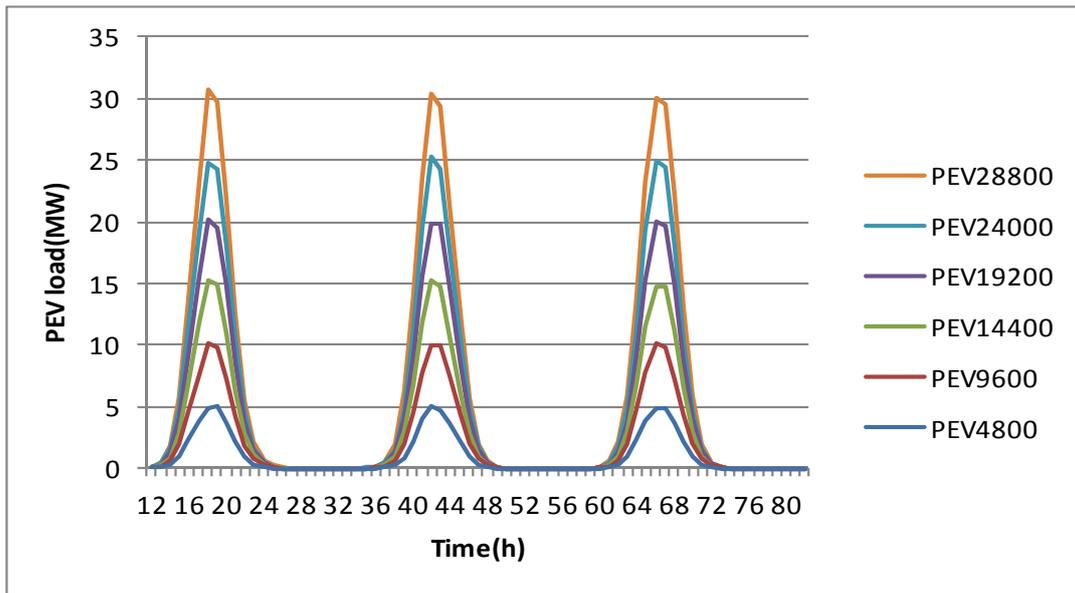


図 4.1 EV 導入に伴う・月～水の電力需要（ケース 1）

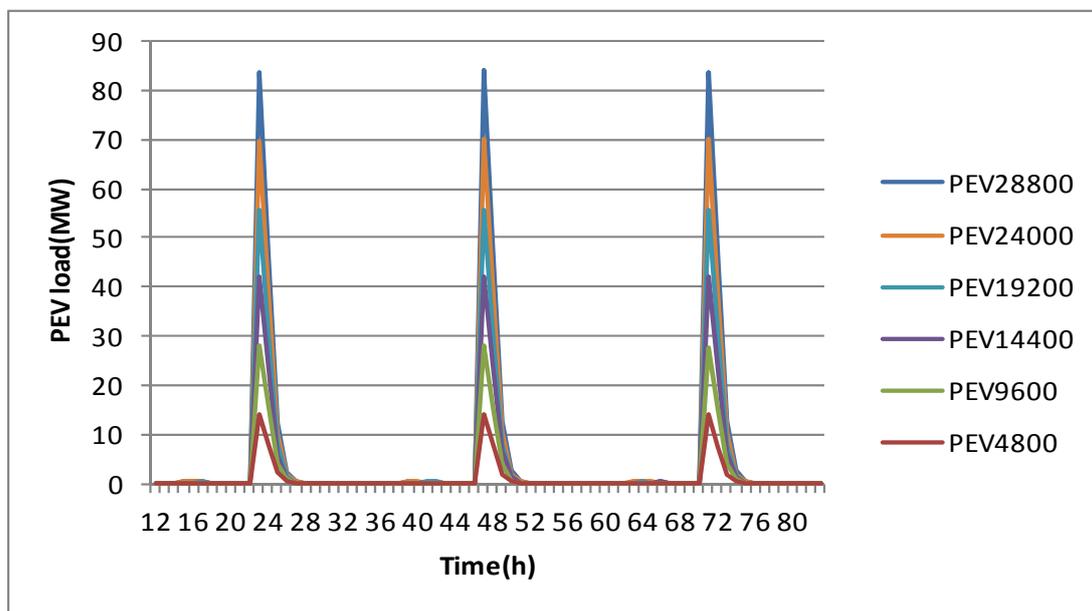


図 4.2 EV 導入に伴う・月～水の電力需要（ケース 2）

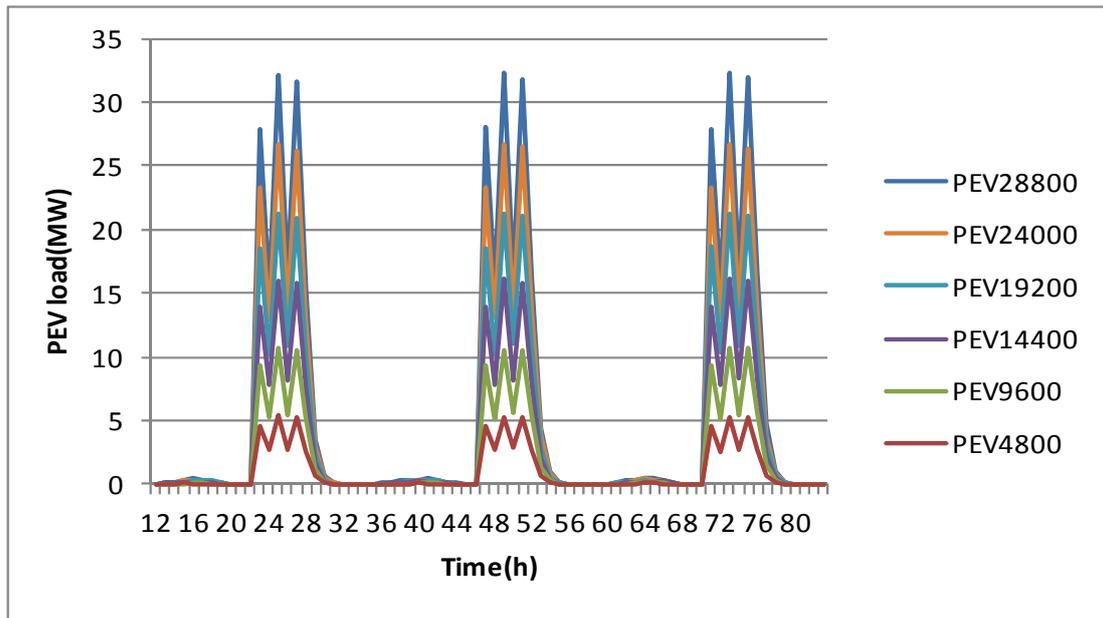


図 4.3 EV 導入に伴う・月～水の電力需要 (ケース 3)

## 4.3 EV 運用モデルの発電機運用問題への適用

4.2 で提案した EV の運用モデルを発電機運用問題に適用し、発電機運用コストや CO<sub>2</sub> 排出量にどのような影響を及ぼすかを見ていく。

### 4.3.1 帰宅後随時充電パターンにおける発電機運用計画への影響評価

図 4.4 はケース 1 の充電パターンによる 1 日の発電機運用によるコストをまとめたものである。基本的には EV の導入に伴って、コストは線形的に増加していく。ところが、EV の導入が 9600 台 (10%) から 14400 台(15%)に増加したところで急激に値が下降しているのがわかる。これは比較的 low コストの No.4 の石炭発電機が起動したことにより他の比較的高コストの天然ガス発電機や石油発電機の出力を減らすことができたからである。

では、なぜここで初めて No.4 の発電機が起動できたかという、一日の発電機の出力及び起動停止の状況をまとめた図 4.5、図 4.6 を見ると、もともと需要が少ないために発電機の最低出力にしても需給制約により停止状態にせざるを得なかった No.4 の石炭発電機が、EV の充電による夜間の電力需要の増加に伴い起動できるようになったためであることがわかる。

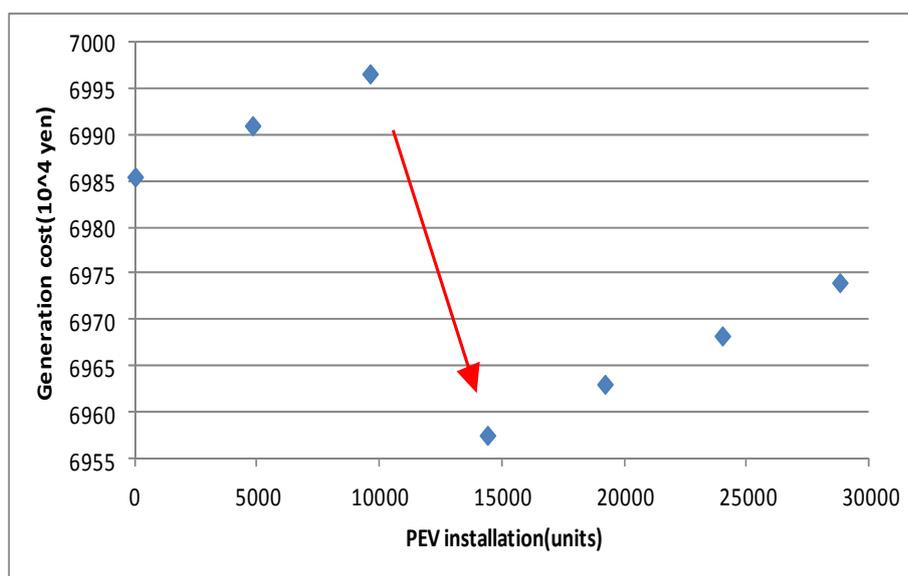


図 4.4 発電機運用コストの推移 (ケース 1)

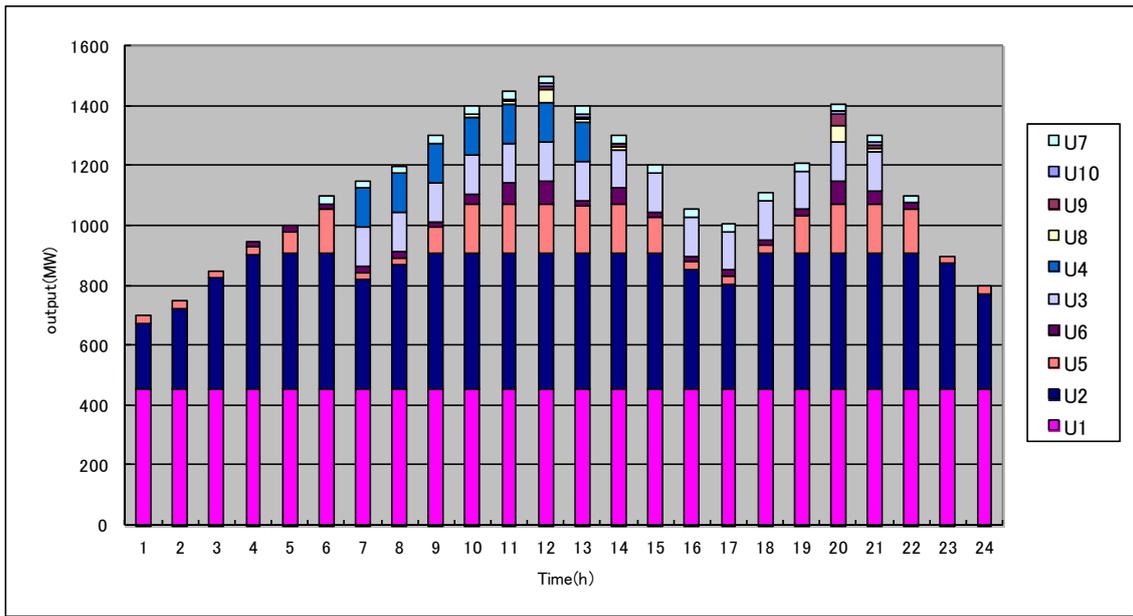


図 4.5 発電機の起動停止状況（ケース 1、EV9600 台）

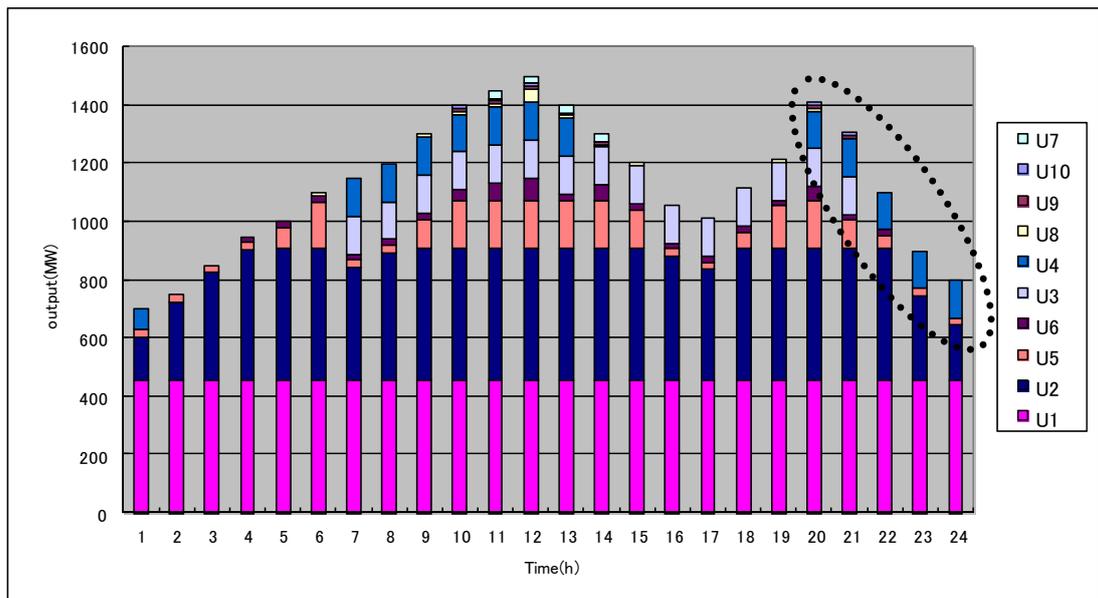


図 4.6 発電機の起動停止状況（ケース 1、EV14400 台）

#### 4.3.2 深夜充電パターンにおける発電機運用計画への影響評価

次に、図 4.7 にケース 2 の充電パターンを採用した場合の 24 時間の発電機の運用コストの推移を示す。基本的には先ほどの図 4.4 と同様で EV 導入による電力需要の増加に伴い、ほぼ線形的にコストが増加しているのがわかる。しかし、ケース 1 と違うのは図 8 では EV が 4800 台(5%)から 9600 台(10%)に増えたところで運用コストの増加が多めとなっている。これは先ほどと同様に、発電機の状態をまとめた図 4.8、図 4.9 を見ていくとわかるが、EV が 4800 台導入されたところまでは従来の発電機の出力を調整するだけで EV による電力需要の増加に対応できていたのが、9600 台を超えた段階で供給力が足りず、夜間は停止していた比較的高コストの No.6 の天然ガス発電機を起動状態させたまま使うようになったためのコストの増加であることがわかる。

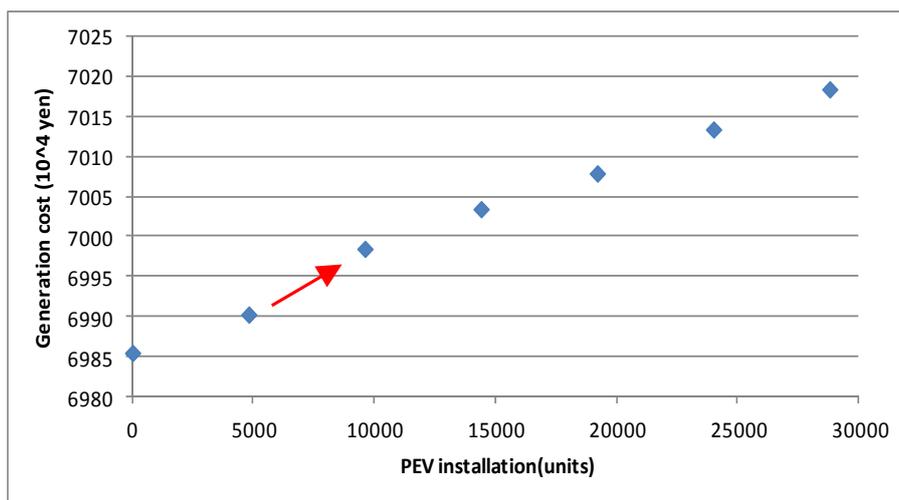


図 4.7 発電機運用コストの推移 (ケース 2)

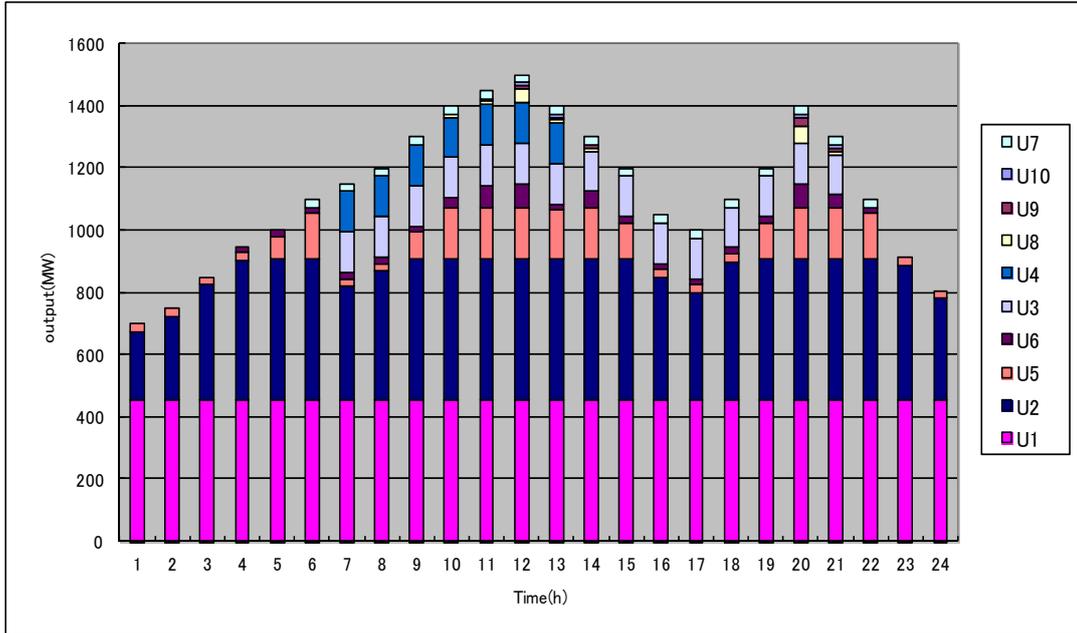


図 4.8 発電機の起動停止状況（ケース 2、EV4800 台）

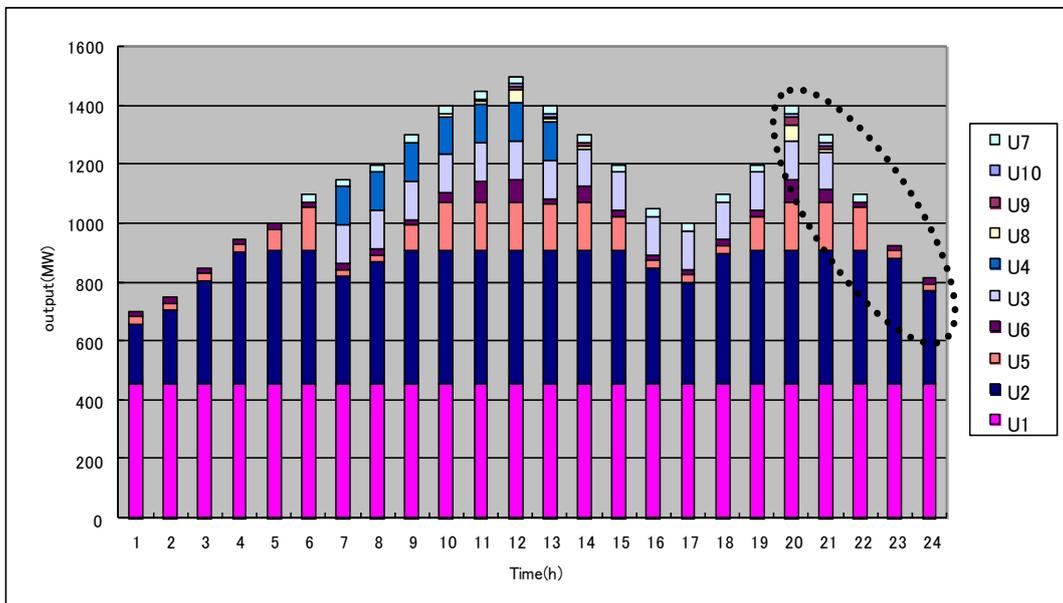


図 4.9 発電機の起動停止状況（ケース 2、EV9600 台）

### 4.3.3 深夜充電・制御パターンにおける発電機運用計画への影響評価

図 4.10 はケース 3 の充電パターンを採用した場合の 24 時間の発電機の運用コストの推移であるが、これを見ると、EV 導入が 24000 台(25%)の時と 28800 台(30%)の時でコストの大幅な上昇があり、図 4.7 と同様のことが起きていることがわかる。ただし、ケース 3 では EV による夜間の電力需要の増加がケース 2 の充電パターンを採用した場合に比べ小さいため、EV 導入が 28800 台まで増加した段階でようやく No.6 の天然ガス発電機を利用することとなる。

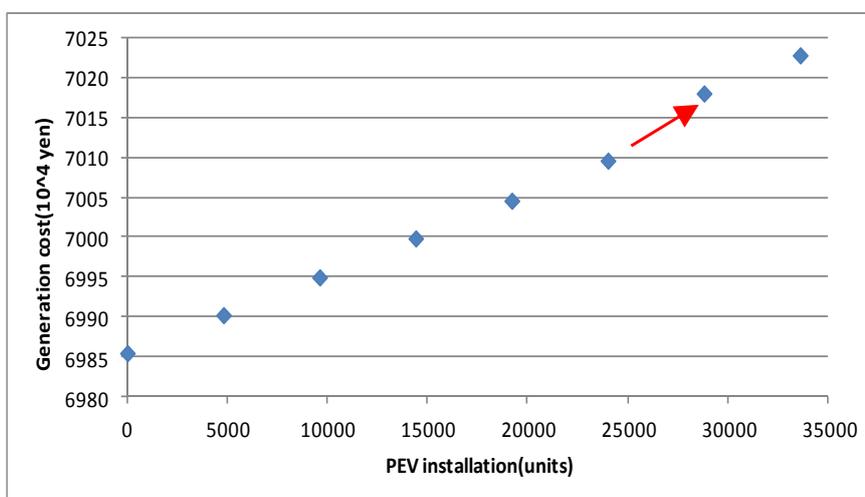


図 4.10 発電機運用コストの推移 (ケース 3)

## 4.4 EV 導入に伴うトレードオフ分析

本章の最後に EV の導入に伴う発電機の運用コスト及び CO<sub>2</sub> 排出量のトレードオフカーブがどのように変化していくかを見ると下記図のようになる。

### 4.4.1 電気自動車導入に伴うトレードオフ曲面の推移

トレードオフ分析結果を見ると、充電パターンを変えたケース 1～ケース 3 のどの場合も基本的には EV 導入に伴い線形的にコストも CO<sub>2</sub> も増えていくが、ある段階で発電機の起動停止に伴い急激にコストや CO<sub>2</sub> が増加または減少する (トレンドの変化)。この傾向は図中の凹凸に見られる。これは前節で考察した内容と同様の現象が原因であろう。

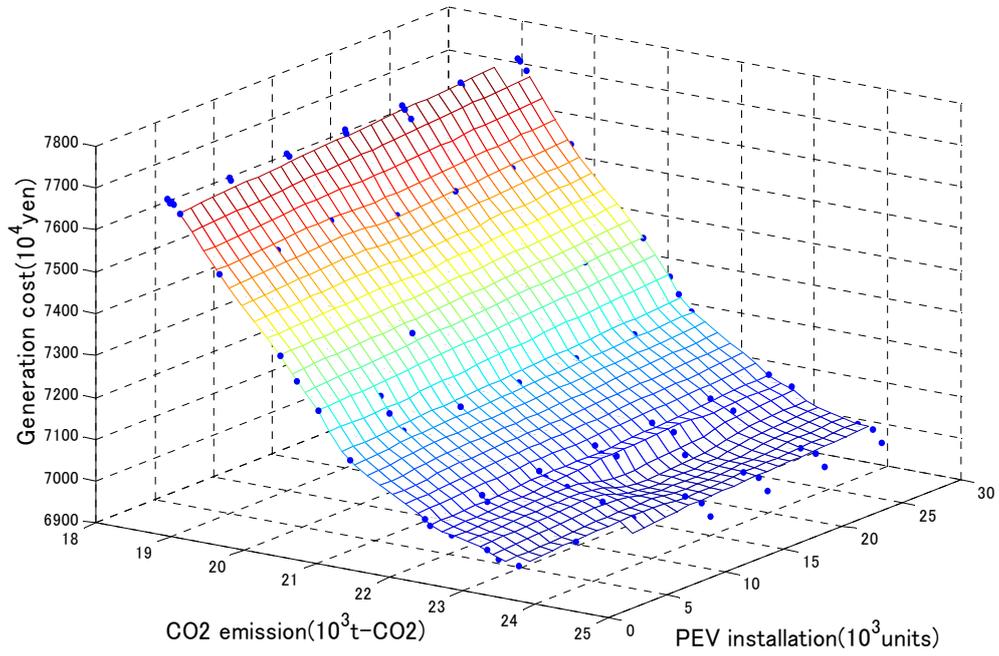


図 4.11 発電機のコスト対 CO<sub>2</sub> のトレードオフ関係 (ケース 1)

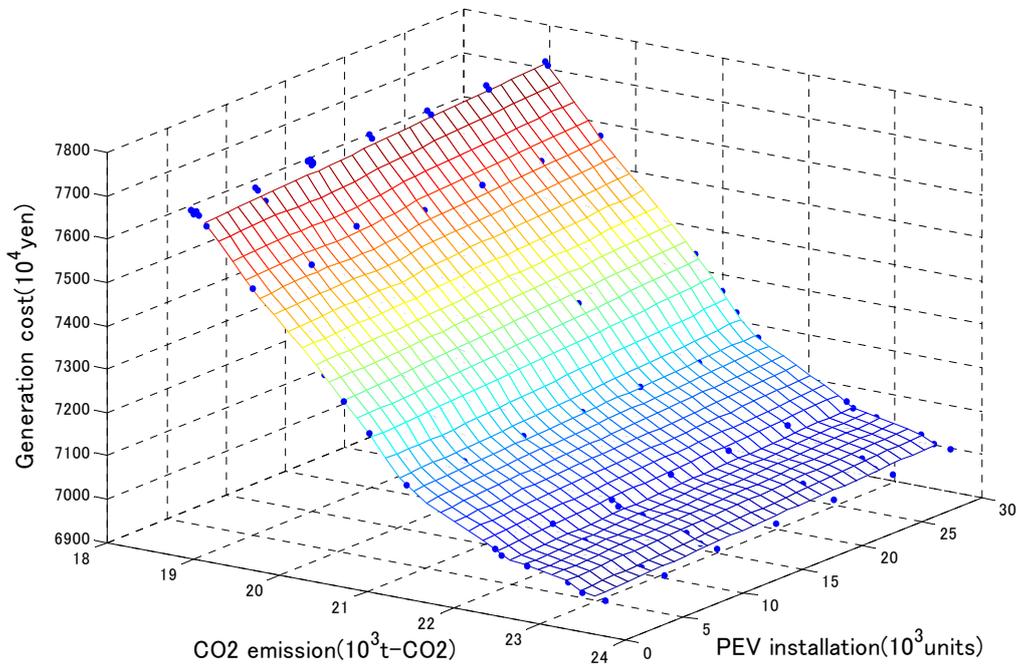


図 4.12 発電機のコスト対 CO<sub>2</sub> のトレードオフ関係 (ケース 2)

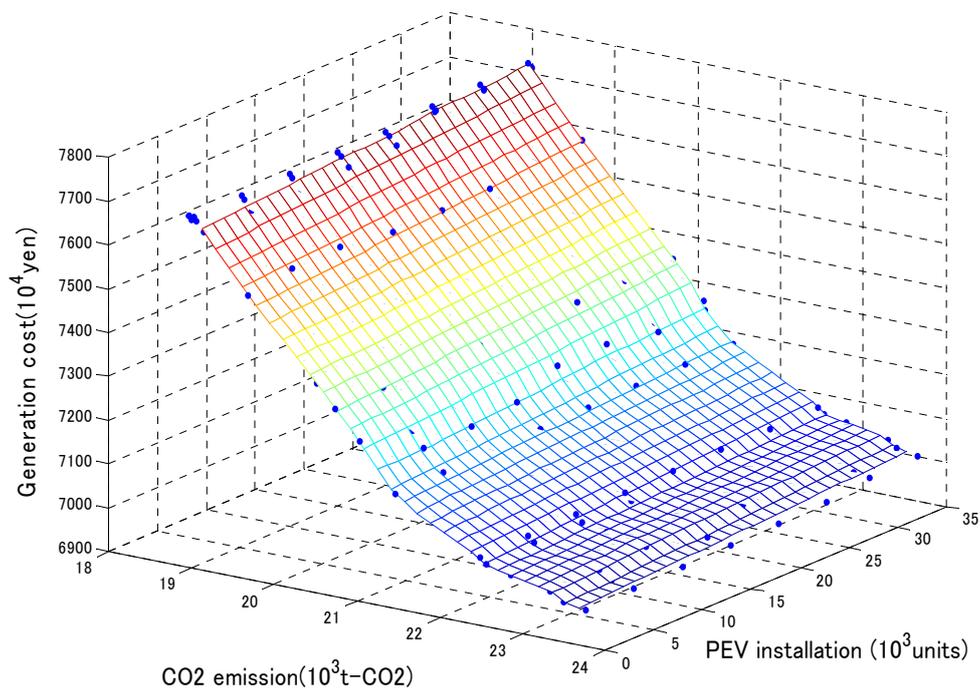


図 4.13 発電機のコスト対 CO<sub>2</sub> のトレードオフ関係 (ケース 3)

## 4.5 EV を予備力として用いる場合の効用の検討

### 4.5.1 EV の瞬動予備力としての効用

本章で提案した EV 運用モデルから、EV を予備力として用いる場合、時刻によってどれだけの容量が得られるかについてモデル化を行う。

具体的な算定手順としては、まず EV の普及規模を特定し、その EV の普及台数から第四章で論じた EV の運用パターン (ケース 1~ケース 3) に照らし合わせて、自宅に停車している EV を予備力として用いることのできる EV と考慮し、その容量を算定しモデル化する。作成したモデルは、第三章で論じた風力発電が大量導入された標準的な火力発電機モデル (10 基モデル) に適用し、その有効性を確かめると共に、効用について評価を行う。

下記では EV を 4800 台が普及しており且つ運用パターンがケース 1 (帰宅後順次 EV が充電を開始するケース) をデモンストレーションとして示す。

4800 台の EV がコミュニティ内に普及した時の EV の 24 時間の電力需要を下図に示す。EV は帰宅次第充電を開始するものとし、運用上の最大値 (90%) に達したら充電

をカットするものとしている。EV1 台あたり 3kW の電力需要とする。

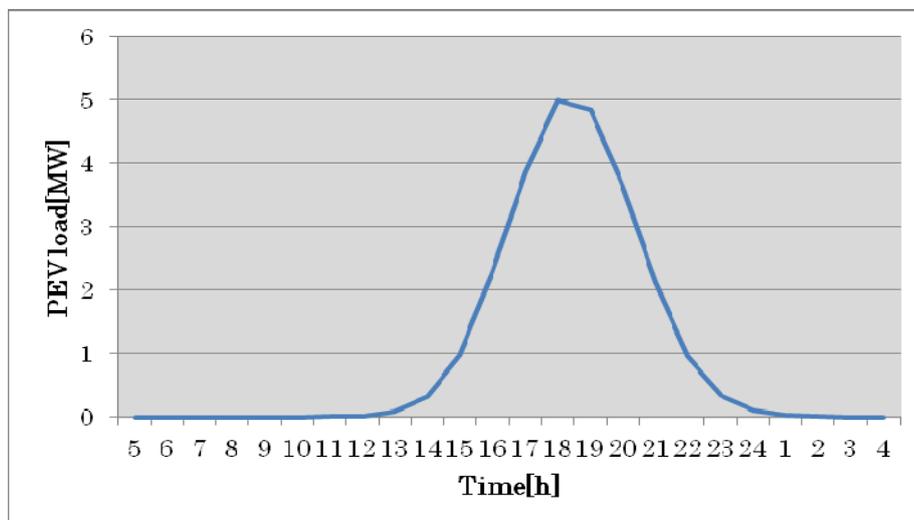


図 4.14 EV4800 台（ケース 1）の充電による電力需要

時刻ごとの充電器に接続されている EV 数から算出した EV が発電機運用にもたらしことのできる予備力を示す。この時、充放電両方向に EV1 台あたり 3kW の能力を持っているとした。

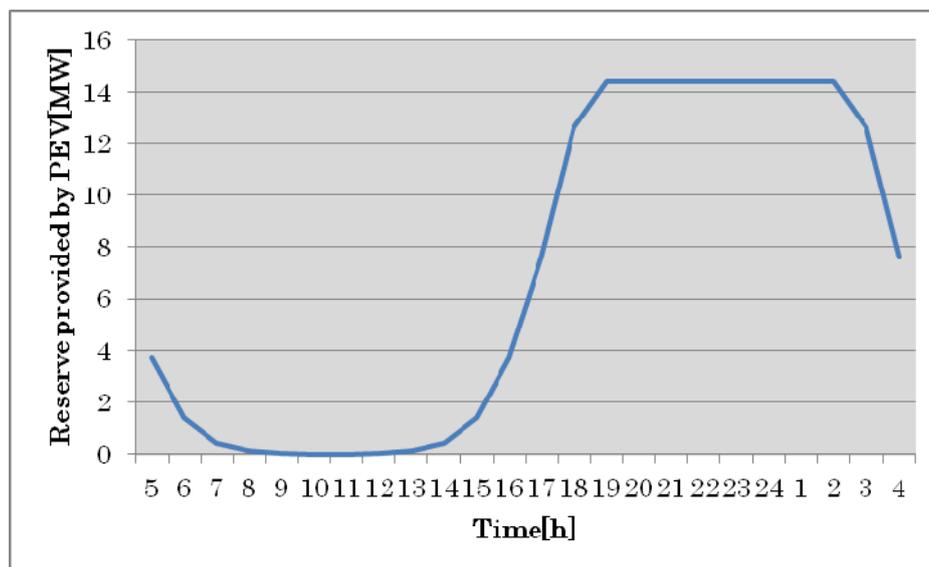
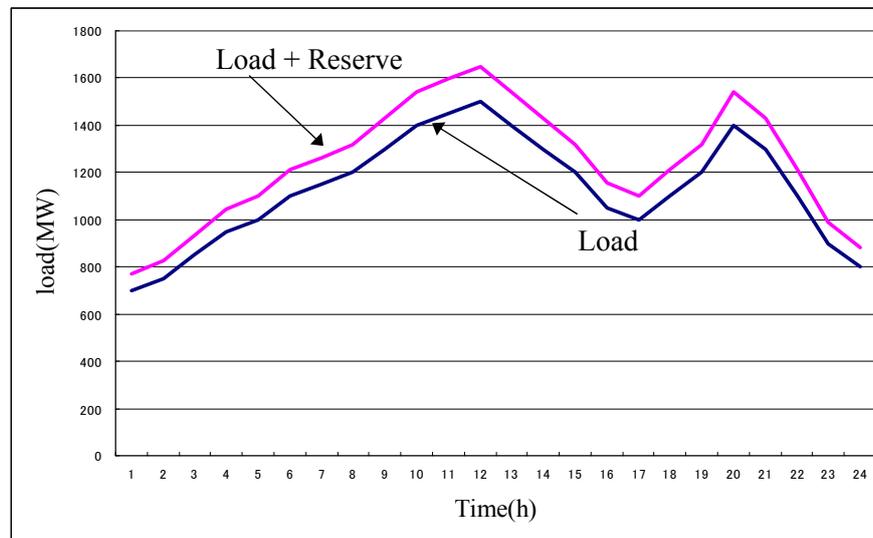


図 4.15 EV がもたらす予備力（EV4800 台・ケース 1 において）



(参考：図 2.3 需要パターン 1 (需要ピーク 2 つのケース))

電力需要は第三章の風力発電大量導入時のケースで用いたものと同様のもの（上記参照）を用い、風力発電出力及び出力変動に関しても同様のものを持ちいた。また、発電機運用の制約条件には周波数制御のための発電機の数垂下特性についても考慮することとした。

上記設定のもと、EV4800 台を予備力として用いた場合の発電機運用計画のトレードオフ関係は図 4.16 のようになる。またこのカーブの端点（コスト最小化ケース）での発電機運用によって発生したコスト及び CO<sub>2</sub> 排出量の各値に関しては下表にまとめた。なお、比較のために EV4800 台がただ需要として系統に入っているケースにおける値も算定し表に記入した。

表 4.4 EV 導入時・コスト最小化ケース時のコスト及び CO<sub>2</sub> 排出量

yen/CO <sub>2</sub>	Cost (10 <sup>5</sup> yen)	Emission (t-CO <sub>2</sub> )
I. No EV reserve	832.83	21174
II. Anticipating EV reserve	832.61	21220

この表を見ると、EV を予備力としてを使う場合の方がコストが安くなる一方で、CO<sub>2</sub> 排出量は多くなっている。

この時、図 4.16 から得られたカーブの 2 次近似式は

$$\frac{dy}{dx} = 0.6186 \times 10^{-6} x - 0.1301 [10^5 \text{ yen} / t - \text{CO}_2] \dots\dots\dots (5.27)$$

のようになる。(x は CO<sub>2</sub> 排出量の値[t-CO<sub>2</sub>])

#### 4.5.2 EV の瞬動予備力としての効用とシャドープライスの算定

もし、図 4.16 トレードオフカーブ (EV を予備力として用いた場合)のトレードオフカーブから式(5.27)を用いて、CO<sub>2</sub> 増加分をこのシャドープライスでコスト換算した場合、表中の 21220[t-CO<sub>2</sub>]から 21174[t-CO<sub>2</sub>]の CO<sub>2</sub> 増加分は ΔCOST = [10<sup>3</sup>\$]より、\$47.13 となり、これを加味した EV を予備力として用いることができるケースのコストは 832.66 × 10<sup>5</sup>[円]であり、EV を予備力として利用したケースの方が結果的に運用コスト及び CO<sub>2</sub> 排出量が少ない運用が可能である。

見方を変えれば、シャドープライスによって算出した CO<sub>2</sub> 増加分のコスト 4713[円]は、このコミュニティにおける EV4800 台の予備力の価値とも言える。

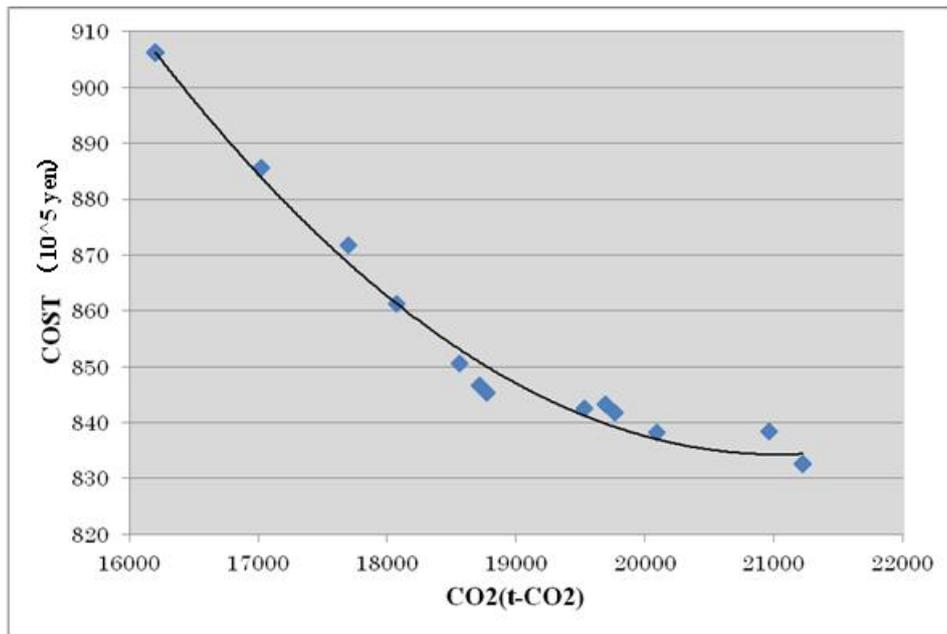


図 4.16 トレードオフカーブ (EV を予備力として用いた場合)

---

## 4.6 4章のまとめ

本研究はEV運用の確率的モデルを提案し、EVの大量普及が発電機の運用においてどういった影響をもたらすかを評価した。それによって以下の知見を得た。

- ・EVの導入に伴い基本的には発電機運用コスト及びCO<sub>2</sub>排出量は線形的に増加していくが、ある段階で発電機の起動や停止が起き、コスト（及びCO<sub>2</sub>排出量）の急激な増加または減少（トレンドの変化）が起きることがある。これはEVの導入による電力需要の増加や電力需要曲線の形の変化により引き起こされるものである。

- ・EV導入により需要電力量は増大するが、それに伴って発電機運用コストやCO<sub>2</sub>排出量が低減するケースも見られた。これは、発電機を最小出力にしても需要に対して供給が過剰となって停止せざるを得なかったコストの安い発電機が、EVの導入により需要が増大することで停止しなくても良くなり、それによって最小コストや最小CO<sub>2</sub>排出量のさらなる低減につながったからであると考えられる。このことにより、一概にEVが導入されることで発電機運用コスト（もしくはCO<sub>2</sub>排出量）が増大するわけではないということがわかった。

- ・EVの充電パターンを変化させることによって、運用コスト（及びCO<sub>2</sub>）の増加といったトレンドの変化を遅らせることができる可能性がある。これはEVの充電パターンを制御することによって、電力需要カーブの形を変化させられるからである。本章における試算では、3グループに分けて23時から順次EVが充電を開始するパターンが最もトレンドの変化を遅らせることができるという結果となった。この理由としては夜間電力需要の低下をこの充電パターンによるEVの電力需要がうまく補完したことで、昼と夜の電力需要の格差を減らし、発電機の起動停止の条件を緩和できたからだと考えられる。ただし、今回の試算では充電パターン3が最も良いという結果となったが、電力需要曲線の落ち込むところをうまく補完できるならば、充電パターン1の帰宅後順次充電開始や、充電パターン2の23時に一斉に充電開始の充電パターンでも同じような効果が見られる可能性がある。したがって、一概に充電パターン3が最も良いということは言えない。また、この傾向は発電機構成によっても変化すると考えられる。

---

## 参考文献[4 章]

- [1]A.G. Boulanger、 A.C Chu、 S. Maxx、 D.L. Waltz、 "Vehicle Electrification: Status and Issues、 " Proceedings of the IEEE、 vol.99、 no.6、 pp.1116-1138 (2011)
- [2]K.J. Yunus、 M. Reza、 H. Zelaya- De La Parra、 K. Srivastava、 "Impacts of Stochastic Residential Plug-In Electric Vehicle Charging on Distribution Grid"、 ISGT (2012)
- [3]D. Yamashita、 T. Niimura、 K. Yoshimi、 R. Yokoyama、 H. Takamori、 "Optimal Strategy to Support the Development of Charging Infrastructure for Electric Vehicles"、 IEEE PESGM (2012)
- [4]D. Yamashita、 T. Niimura、 R. Yokoyama、 "Thermal Unit Scheduling for CO2 Reduction including Significant Wind Power Penetration"、 IEEE PESGM (2011)
- [5]C. L. Tseng、 C. A. Li、 S. S. Oren、 "Solving the Unit Commitment Problem by a Unit Decommitment Method"、 Journal of Optimization Theory and Applications、 vol.105、 No.3、 pp.707–730 (2000)
- [6]次世代自動車戦略研究会、 "次世代自動車戦略 2010" (2010)
- [7]C. Roe、 J. Meisel、 A.P. Meliopoulos、 T. Overbye、 "Power System Level Impacts of Plug-In Hybrid Electric Vehicles Using Simulation Data"、 IEEE Energy2030 (2008)
- [8]T. Michigami、 "Construction of Dynamic Fluctuation Load Model and Simulation with AFC-control of BTB Interconnection"、 Proceeding of Fukui University of Technology、 Vol. 2-30、 pp. 1 - 8 (2000)
- [9]J.A. Schellenberg、 M. J. Sullivan、 "Electric vehicle forecast for a large West Coast utility、 " Power and Energy Society General Meeting、 2011 IEEE、 pp.1-6 (2011)
- [10]J. Voelcker、 "Can Plug-In Hybrid Electric Vehicles Keep the Electric Grid Stable?"、 IEEE Spectrum Inside Technology (2007)
- [11]F. Musavi、 M. Edington、 W. Eberle、 and W.G. Dunford、 "Evaluation and Efficiency Comparison of Front End AC-DC Plug-in Hybrid Charger Topologies、 " IEEE Transactions on Smart Grid、 Vol. 3 、 No. 1、 pp.413 - 421 (2012)

---

## 第5章 電気自動車導入による分散型電源導入影響の低減

第四章では分散型電源（風力発電・プラグイン電気自動車（EV））の導入による発電機運用面から見た影響（コスト・CO<sub>2</sub>増減、トレードオフ関係の変化）について明らかにした。それを発展させ、本章（5章）では分散型電源大量導入による影響低減のための施策として、EVを発電機運用から見た場合の予備力として利用できるというシナリオを提案し、その効果について検討する。

風力発電や太陽光発電といった自然エネルギー電源は環境の変化に伴い不規則な出力変動を示す。その対策としてEVを用いた対策として予めから提案されているのがVehicle-to-Grid（VtoG）やVehicle-to-House（VtoH）である。これはEVもしくはその充電スタンドが持つ充電電池を充電による電力貯蔵や、放電機能を利用して電力需給バランスの調整に用いようという考えが基礎となっている。自動車はもともと稼働率が低く、1日の大半は駐車状態である。確かに設備の劣化などといった問題もあるが、それを考慮したとしてもVtoG、VtoHは有用である。

そうした背景から本章では、自宅に帰ってきて充電器につないでいるEVを一台当たり3.3kWの充放電が可能なバッテリーとみなし、発電機運用サイドから見た場合の予備力として利用するというシナリオを提案し、EVを利用することによって得られる発電機運用計画に与えられる影響への低減効果について算定する。また、本章の内容にはEVの普及台数が大きく関わってくる。そこで、まずはファイナンス的なアプローチから補助金などの政策助成によって期待されるEV普及台数についてをモデル化した。そして、その後その普及台数に基づき各々のケースにおいて分散型電源大量導入への対策効果の規模を算定した。

なお、本章で用いる手法は第二章で提案し、第三章で拡張した発電機運用計画最適化及びトレードオフ手法であり、EVに関しては第四章で提案した運用パターンモデルに則って運用されているとしている。これらの手法並びにモデルを日本の東北地方を模擬したモデルに適用することで、提案手法の有効性を確かめた。

---

## 5.1 EV 普及の動的予測モデルの開発

現在、電気自動車（EV）は普及初期段階にあるが、急速な普及拡大とは言えない状況にある。それは、現在のところ、ガソリン車に比べ EV の価格が 300 万円～2000 万円といった生産単価であり市場での販売価格も高価なレベルであるというのが一つの理由とかがえられる。しかし、EV 車が普及できない大きな理由はもうひとつあり、高速充電スタンドなどのインフラが生活空間のコミュニティに整備・充実していないことがある。これは、EV がガソリン自動車に比べ使い勝手のレベルが低いという状況を作り出し、折角高価な電気自動車を手にいれても、出先で走行不能になるという恐怖と不安が購買意欲に大きな抑止力として働く。

一方、生活空間のコミュニティに充電スタンドを設置して、EV 充電のインフラ・サービスを供給する事業が経営として成り立つには、コミュニティでの EV 保有者が増え充電サービスが利用されてそれなりの年間売上額の見通しが必要である。一つの充電スタンドの設置には数百万円以上の投資が必要とされており、資本回収にはある水準以上の年間売上が求められる。すなわち、コミュニティでの EV 保有者数がそれなりの水準に達して充電サービスへの需要が保証されてはじめてその事業が経営として成り立つことになる。

さらに、一方で自動車（EV 生産・販売）産業サイドの行動原理としては EV に対する需要が増えることで、規模の経済原理が機能して量産効果が出てはじめて供給単価を下げるのであり、細々とした需要に留まるかぎり供給単価と販売価格を下げることはできない。

こうして、価格が高く、EV 車を享受するインフラの整備が進まず、EV 車への需要も増えないという状態で、需要・供給システムは均衡し、この市場は、「低迷と未発達」状態の罠に陥っている可能性がある。この状態から成長経路に向けてテイクオフするための条件は色々考えられるが、一つは、EV 保有者が EV の効用と価値を享受できるインフラを整備するべく、その先行投資の助成・促進することである。そのような公共的サービス・インフラへの投資は、自らの経済行動で動いている EV 購入者に期待できないし、自動車産業にもそのような公共投資への役割を期待できない。また、EV 充電のインフラ・サービス事業者にも、短期での資本回収が見込めない先行投資は、純粋な経営行動としては期待できない。

こうした背景から、本研究は3つの部門、1. EV 生産セクター、2. EV 市場、3. 急速充電インフラセクターの成熟が相互に依存しあって成長するダイナミックモデルを構築し、EV 普及過程の動的なモデリングを行うこととした。また、エコカー補助金やイン

フラ設置に対する補助金などがある場合 EV 普及は大きく促進されるのは自明である。そこで、これら政策による影響を分析できるツールとしてもこのモデル開発を行うこととした。下に本研究が目標とする相互に依存して発展していく 3 部門のイメージ図を示した。

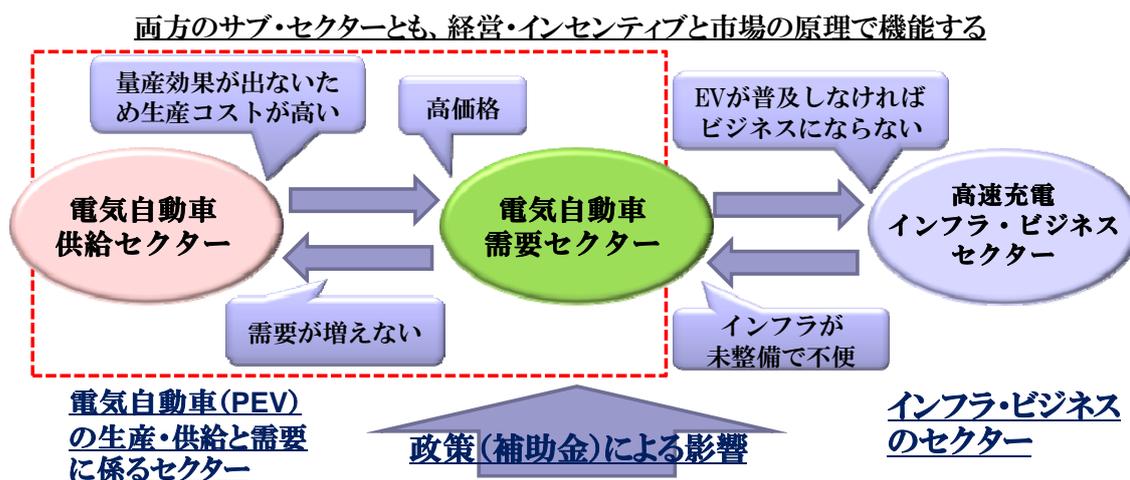


図 5.1 相互依存して発展していく 3 部門のイメージ図

### 5.1.1 EV を取り巻く三産業コーポメントの内生化

本研究では次の三つの産業コンポーネントの行動を内生化して、ダイナミック・インタラクション・モデルを構築する：

1. 充電サービスのインフラ事業者の経済行動、
2. EV 車生産企業の供給と価格行動、
3. 社会の自動車ユーザー・セクターでの EV 車購入への需要行動。

これらのセクターが市場メカニズムに駆動されて自律的に進展するモデル及び、政策イニシアティブにより進展するモデルを開発した。

なお、本研究は、事前にハイブリッド自動車（プリウスなど）や携帯電話の普及を調査し、そこから現在市場に流通している EV（iMiEV や LEAF）に関しての価格弾力性や、インフラ充実度に伴う需要の弾力性などを推測し用いることとした。

以下は、経済分析・政策分析といったアプローチで数値的なシミュレーションによってシナリオ分析をし、萌芽期にある新しい市場の発展が関連インフラストラクチャーの

充実度にも依存する時どのような発展を遂げるか、また国からの助成金がこれら関連するサブセクターに配分し、投入された場合どういった発展を遂げるのかを分析したものである。

### 5.1.2 予測モデルの基本構成

3つのサブセクター、EV 生産部門、EV 需要市場、充電インフラ・ビジネス部門の連携が内生化されて成長するモデルを本研究では以下のようにモデル化している。本節に現れる変数  $y, P, U, Y, X$  は、すべて、時点  $t$  での値を示すので、添え字  $t$  をつけるべきであるが、時点  $t$  における静態的均衡式 (static equilibrium) を導くまでは、添え字  $t$  はつけない。

#### (i) EV 生産部門

本モデルでは市場における生産レベルが  $y$  であるときの EV の生産単価を以下のモデルで表す。

生産コスト (単価(円)) :

$$A(y) = cy^\alpha \text{-----}(5.1)$$

これは、量産効果によって生産コストが下がることをモデル化している。この論文の後のシミュレーションでは、 $\alpha = -0.5$  と設定している。年間総生産費(円)は

$$B(y) = cy^{\alpha+1} \text{-----}(5.2)$$

となる。

#### (ii) EV 需要市場部門

EV への需要は、価格  $P$  とコミュニティでの充電インフラの充実度に依存して、次のモデルで記述する。

$$D = \frac{b}{(\phi p)^\gamma U^\beta} \text{-----}(5.3)$$

$D$  : 需要 (10<sup>6</sup> 台/年)

$P$  : EV の市場価格 (10<sup>6</sup> 円/台)

$\phi$  : EV 購入者に対してのエコ助成による価格減少係数 (購入価格に 20%の公的補助)

がある場合は、 $\phi=0.8$ となる。後に変数とし、政策パラメータとして扱うこととする)

$\gamma$  : 価格の下落に対する需要の弾力係数である。後のシミュレーションでは、 $\beta=0.5$ 。

ここで、 $\gamma$ は需要の価格弾力性を表し、価格が1%減少すると、需要が $\gamma$  (× 100) % 増加することを表現している。同様に、 $\beta$ は、インフラ充実に対する需要の弾力性である。

$U$  : 対象のコミュニティにおいて、高速充電スタンド・インフラがどの程度充実しているかを示す指標、スタンド1箇所あたりに、EVがコミュニティに何台走っているかを示し、次のように定義する。この $U$ が小さいほど、EV運用者は充電インフラを容易に見つけ利用ができるということで、充電インフラが充実している状態を表し、EV保有者の利便性、快適性が高いレベルにあることとする。:

$$U = \frac{Y}{X} \dots\dots\dots (5.4)$$

$X$  : 時点  $t$  で、そのコミュニティに設置されている高速充電スタンドの積算台数

$Y$  : 時点  $t$  で、そのコミュニティに累積し、走っている電気自動車の積算台数

(iii) EV市場における需要と供給の均衡

本モデルでは、EVは、市場で需要される量 $D$ が生産されるとし簡単のため $D=y$ とする。また、生産単価 $A(y)=cy^\alpha$ と市場価格 $p$ に関する等しいと仮定する。これにより、以下のように市場均衡式が得られる。

$$y = \frac{b}{(\phi cy^\alpha)^\gamma} \left(\frac{1}{U}\right)^\beta, \quad p = cy^\alpha \dots\dots\dots (5.5)$$

この二つの仮定から、EV車生産部門の生産レベル $y$ は、以下のように、 $y$ は $U$ の関数として整理される。

$$y = (b/c^\gamma)^{1/\delta} \phi^{-\gamma/\delta} U^{-\beta/\delta}, \quad \delta = \gamma\alpha + 1 \dots\dots\dots (5.6)$$

(iv) 急速充電インフラ・ビジネス部門のダイナミクス

電気自動車に充電するビジネスが、経営として成り立つかどうか依存して、急速充電インフラの普及の速さが決まる。この研究では、充電インフラの充実が進むダイナミクスとして、次のモデルを想定する。これは、「コミュニティでの充電スタンド数  $X_t$  に対して、コミュニティ内の EV 車数  $Y_t$  が相対的に少なければ、新しく充電スタンド経営がビジネスチャンスとみて参入し、また、EV 車数  $Y_t$  が多すぎれば、経営が成り立たないので、充電スタンド経営への参入は少なく  $Y_t$  の増加は緩やかになる」というダイナミクスを記述している。

$$\frac{dU}{dt} = -k(amU - \pi\bar{u}) \dots\dots\dots(5.7)$$

$k$  : 高速充電スタンド・インフラが平衡状態に向かう速さを表す係数。 $k=3$  の場合は、均衡値からの乖離  $amU - \pi\bar{u}$  が半減するのに、2年かかるが、本論のシミュレーションでは、 $k=2.5$  を使用した。

$a$  : EV 保有者の充電での平均支出額 ( $a=1,000$  円)

$m$  : EV 保有者の充電スタンド利用回数 ( $m=80$  回/年)

$\bar{u}$  : 高速充電スタンド1機設置するための損益分岐点売上額

$\pi$  : 高速充電スタンド設置投資に対する公的補助係数 (政策パラメータ)。例えば  $\pi=0.7$  の場合は、投資額が1千万円のと看、公的負担が2百円で、充電スタンド経営者負担は800万円となる。

(v) EV 普及のダイナミクス

充電インフラの充実度  $U_t$  と EV 普及レート (年間の供給量)  $y_t$  の間には、(5.5)の関係があるので、 $U_t$  のダイナミクスは次のように  $y_t$  のダイナミクスに変換できる :

$$\frac{dy}{dt} + Ry = T\phi^{\gamma/\beta} \pi y^{\delta/\beta+1} \dots\dots\dots(5.8)$$

ただし、 $R = -kam \times (\beta / \delta)$ ,  $T = -k\bar{u} \frac{\beta}{\delta} \left(\frac{c^\gamma}{b}\right)^{1/\beta}$ ,  $\bar{u} = \frac{c_e}{\eta q}$  である。

この(5.8)式は、Bellnoulli 方程式と呼ばれる非線形であるが、

$$y = z^{-\beta/\delta} \dots\dots\dots(5.9)$$

の変数変換をすることで、文献[3]および[11]では、次のように線形方程式に変換できることを示している。

$$\frac{dz}{dt} + vz = \phi^{\gamma/\beta} \pi w, \quad \text{ただし、} v = kam, w = \left(\frac{c^\gamma}{b}\right)^{1/\beta} k\bar{u}, \quad \bar{u} = \frac{c_e}{\eta q} \dots\dots\dots(5.10)$$

(vi) モデル・パラメータの設定

本研究では、三つの部門モデルのパラメータを下表のように設定する。

表 5.1 本研究での各セクターのパメータ

生産部門	$A(y) = cy^\alpha$	$c = 11.3, \alpha = -0.5$
需要部門	$D = \frac{b}{(\phi p)^\gamma U^\beta}$	$b = 905, \gamma = 1.5, \beta = 0.5$
充電インフラ部門	$\frac{dU}{dt} = -k(amU - \pi\bar{u})$	$k = 2.5, a \times m = 0.08, \bar{u} = 8.3$

重要なのは、生産部門、需要部門についていえば、弾力性パラメータ  $\alpha, \beta, \gamma$  である。参考データとしては、ハイブリッド車プリウスや、携帯電話が市場に現れてからの価格と生産量の推移データを観察して、生産コストの価格弾力性を  $[y dA(y)]/[A(y) dy] \equiv \alpha = -0.5$  と設定しているが、これは生産規模  $y$  が 4 倍程度になると、生産単価が半減程度になると推量したからである。

同様に、価格が半減すると、需要は 2.8 倍程度になると推量して、 $\gamma = 1.5$  とした。また、インフラ充実度  $U = Y/X$  については、U の値が小さいほど、充実度が高いことを意味する指標である。これについては、U が 10 分の 1 になると、需要が 3 倍程度に増加すると推量して、 $\beta = 0.5$  とした。

パラメータ  $a, b$  は、変数  $A, p, U$  等をどういった単位で表すかに依存する。後の動的シミュレーションでは、初期値を  $p_0 = 4$  ( $10^6$  円)、 $y_0 = 8$  ( $10^3$  台)、 $U_0 = 200$  としたので、表 5.1 に示した値となった。

---

充電インフラ部門でのパラメータについては、(5.7)式において、パラメータ定義と推定値を記してある。充電インフラ・ビジネスの損益分岐点としての年間売上額については、 $\bar{u} = c_e / (q \times \eta) = 10 / (4 \times 0.3) = 8.3$  ( $10^6$  円/年)とした。これは高速充電スタンド 1 基の投資額  $c_e = 10$  ( $10^6$  円) を  $q = 4$  年で回収する。しかし、年間売上額の  $\eta = 0.3$  が資本回収に回るという推量に基づいている。

### 5.1.3 公的投資政策の EV セクター成長へのインパクト

前節に記述した三つのサブセクターの連携的成長モデルには、二つの公的政策パラメータ  $\phi$  と  $\pi$  が含まれている。パラメータ  $\phi$  は、EV 購入者への公的補助による価格削減係数であり、購入者が価格  $P$  で購入するにあたり、 $(1-\phi)P$  の公的補助があるので、購入者の支出額は  $\phi P$  になる。これは EV 購入の支出額を下げるので、それだけ需要が喚起される。しかし、一台あたりの財政負担は  $(1-\phi)P$  である。

また、パラメータ  $\pi$  は、高速充電設備を設置する投資額への公的補助による投資削減係数である。後のシミュレーションでは、充電ビジネス経営者が、1 単位の充電スタンドを設置するにあたり、 $c_e = 10$  ( $10^6$  円) の投資が必要であるとしているが、 $(1-\pi)c_e$  の公的補助があるので、経営者の投資支出額は  $\pi c_e$  に減少する。これは、インフラ投資の損益分岐点を下げる効果があり、それだけ、充電インフラへの投資が促進され、市場成長へつながる。しかし、それは、充電インフラ一台あたり  $(1-\pi)c_e$  の財政費用の上で実現するので、費用対便益分析がなされねばならない。

以下にこれらの政策イニシアティブの変数値設定がどれだけの財政支出を必要とすることになるかの算定式を導く。

#### (i) EV 購入者への公的補助の財政支出

EV 市場の市場価格は、生産単価に等しいと仮定しているので、EV の年間総売上は  $A(y) \times y = cy^{\alpha+1}$  であり、購入者へのエコ助成の総費用は

$$(1-\phi)B = (1-\phi)c y^{\alpha+1} \dots\dots\dots (5.11)$$

となる。

(ii) 充電インフラへの公的補助の財政支出へのインパクト

充電インフラセクターのダイナミクスは(iii)に示したが、そこには、政策パラメータとして充電インフラへの公的補助を表す投資額削減係数  $\pi$  が介在している。ここでは、この政策パラメータ  $\pi$  が意味する財政支出額を導く。

時点  $t$  における充電インフラの充実度指数  $U_t$  は(5.4)式の  $U_t = Y_t / X_t$  で定義される。こ

こで、 $Y_t = \int_0^t y_s ds$  は時点  $t$  までに生産され社会に累積されている EV 台数の総数である。ここでは、生産され購入された車は社会で使用され続けており、引退することはないと仮定している。

一方、(5.7)式により、時点  $t$  における年間生産台数  $y_t$  から、逆に、その時点での充電インフラ充実度が

$$U = \left( b / c^\gamma \right)^{1/\beta} \phi^{-\gamma/\beta} y^{-\delta/\beta}, \quad \delta = \gamma\alpha + 1 \dots\dots\dots (5.12)$$

と決まる。

この(5.12)を(5.4)式の  $U_t = Y_t / X_t$  に代入して、時点  $t$  における充電インフラの累積設置数  $X_t$  は

$$X_t = \frac{Y}{U} = N \phi^{\gamma/\beta} Y y^{\delta/\beta} \quad (10^3 \text{台}), \quad \text{ただし、} N = \left( \frac{c^\gamma}{b} \right)^{1/\beta} \dots\dots\dots (5.13)$$

と整理される。この  $X$  は、EV 車の年間生産数（浸透率） $y$  が(5.13)式のダイナミクスで展開していくにつれて、充電インフラの累積設置  $X_t$  が拡大していく経路を表現する。

われわれのシナリオ分析では、(5.13)式の非線形式を扱わずに、変数変換  $y = z^{-\beta/\delta}$  をして、 $z$  に関数する線形式 (5.16) 式を使うので、(5.13)の  $X$  も、以下のように、 $z$  の関数であらわす。

そのために、この論文の以下では、パラメータを定義しなおして

$$\theta_1 = \beta / \delta, \quad \theta_2 = \gamma / \beta \quad \dots\dots\dots(5.14)$$

とおく。よって、この  $\theta_1$ 、 $\theta_2$  で、 $z$  と  $y$  の関係は

$$z = y^{-1/\theta_1}, \quad y = z^{-\theta_1} \quad \dots\dots\dots(5.15)$$

となる。また、時点  $t$  において蓄積されている充電ステーション総数  $X_t$  は (5.13)式  
に示す通りである。

この  $X_t$  の時間微分が、年あたりの増分を表す。ここで、 $Y_t$ 、 $z_t$  はともに時間の関数、

また  $Y_t = \int_0^t y_s ds$ 、 $\rightarrow dY / dt = y = z^{-\theta_1}$  であるので、年当たりの充電スタンドの増分は

$$\frac{dX}{dt} = N\phi^{\theta_2} \left[ \frac{dY}{dt} \times z^{-1} + Y \times (-1)z^{-2}\dot{z} \right] = N\phi^{\theta_2} \left[ z^{-\theta_1-1} - Yz^{-2}\dot{z} \right] \quad (10^3 \text{ 台/年}) \quad \dots\dots\dots(5.16)$$

となる。1 単位の充電設備の設置に  $c_e$  ( $10^6$  円) の投資が必要であるとすると、年間

の充電スタンド総投資額は

$$c_e \frac{dX}{dt} = c_e N\phi^{\theta_2} \left[ z^{-\theta_1-1} - Yz^{-2}\dot{z} \right] = \phi^{\theta_2} A \quad (10^6 \text{ 円}) \quad \dots\dots\dots(5.17)$$

とかける。ここで、

$$A = c_e N \left[ z^{-\theta_1-1} - Yz^{-2}\dot{z} \right] \quad \dots\dots\dots(5.18)$$

は、購入者へのエコ補助がない、すなわち、 $\phi=1$  としたときの年間の充電スタンド総  
投資額である。

1 単位の設置に  $(1-\pi)c_e$  の公的補助をすると、年間の充電インフラ補助支出として、

$$(1-\pi)\phi^{\theta_2} A \quad (10^6 \text{ 円}) \quad \dots\dots\dots(5.19)$$

が必要になる。

---

## 5.2 EV普及の動的最適化問題としての分析

ここまでで3つのサブセクター（EV生産部門、EV需要市場、充電インフラ・ビジネス部門）が相互に連携しあい政策により影響を受けつつ成長するEV普及過程の動的モデルは構築された。しかし、ここまでで提案したモデルでは政策によりEV及び充電インフラに与えられる補助金は補助率ということで、購入・設置の際にある一定割合の金額を国が負担するという現実に即していないものであった。

現実に照らし合わせて考えれば近年実施されていたエコカー補助金などのように、ある一定期間または年度ごとに助成金の上限が決まっているというのが普通である。また、我々の研究の本筋は低炭素社会を実現するためのコストとCO<sub>2</sub>排出量の相互関係の検討であり、電力の供給サイドから需要家側までを含めたシステムを総合的に見てCO<sub>2</sub>削減を目指したい、また発電機の運用や設備拡張によって低減できる二酸化炭素排出量及びそれに伴うコストと、これら需要家側で対策される内容及びそれに費やした政策的なコストを相対的に比較したいという動機があり、以下では動的最適化手法を用いることで、EV市場全体に投入される助成金の金額決まったとして、それを適切に配分することで得られるEV市場成長のCO<sub>2</sub>削減量の最大ポテンシャルを算出することとした。

また副次的な内容として、この分析を行うことで、本モデルを用いてEV市場発展によるCO<sub>2</sub>排出量削減のための政策効果分析が行えるということを最後に実際に試算を行うことで示した。

### 5.2.1 政策イニシアティブの財政的費用と予算

ここまでのモデルの記述では、二つの政策パラメータ $\phi, \pi$ は所与として、それに反応しての三つのサブセクターの行動をモデル化してきたが、本研究ではさらに、これらパラメータ $\phi, \pi$ を動的変動過程のコントロール変数として扱い、動的最適化を行った場合の政策イニシアティブの効果の最大ポテンシャルを分析する。

ここまでは主として時点 $t$ ごとの静態的(static)均衡モデルを扱っていたので時間を示す添え字 $t$ は各変数で省略していたが、以下では動的変動過程を扱うので、時間とともに変動する変数であることを特に強調したいときにのみ添え字 $t$ を付けることにする。しかし、この論文で扱うようなダイナミック過程の制御の文献では、微分方程式で記述される諸変数では、時間の添え字 $t$ は省略されるのが慣例である。本論文でもその慣例に従い特に時間とともに変動することを強調したいとき以外は添え字 $t$ を省略する。

時点 $t$ における政策変数の値が決まると、年間の必要な財政支出 $x_t$ は、前節の (i)、

(ii) に導いたように、 $R_t(\pi_t, \phi_t) \equiv A_t(1-\pi_t)\phi_t^{\theta_2} + B_t(1-\phi_t)$  ( $10^6$  円) になるが、公的予算が限られており、年間予算として、トータルで  $K$  ( $10^6$  円) までしか支出できないという制約を想定する。

この予算制約を、これら時間変数を使って、明示的にかくと

$$R_t(\pi_t, \phi_t) \equiv A_t(1-\pi_t)\phi_t^{\theta_2} + B_t(1-\phi_t) = K \dots\dots\dots (5.20)$$

である。ただし、

$$B_t = c z_t^{-\theta_1(\alpha+1)} = c y_t^{\alpha+1} \quad : \quad \text{市場規模 (年間 EV 販売額)}$$

$$A_t = c_e N \left[ z_t^{-\theta_1-1} - Y_t z_t^{-2} \dot{z} \right] \quad : \quad \text{EV 購入補助がない } (\phi=1) \text{ と想定しての高速充電インフラの年間設備投資額。}$$

### 5.2.2 動的最適化問題としての定式化と最大原理を用いた解法

提案した EV 市場と関連インフラの成長ダイナミクスの定式化には、政策変数として、 $\phi$  (EV 購入者への補助係数) と  $\pi$  (高速充電インフラへの投資補助係数) が含まれており、これらの変数に依存して、市場の成長が影響される。ここでは、最適の政策を特定し、EV 市場成長が最も早く成長した場合のモデル化を行うため動的最適化問題として定式化を行う。

まず、目的関数は EV 普及による二酸化炭素削減が社会にもたらす便益に換算して、それから EV 市場に投入した年間補助予算を引いたものを最大化する問題として考察する。

本節では、動的過程の制御問題として問題を定式化し、最適制御を導くために、最大原理を使うが、これについては、文献[2]、 [3]、 [6] に解説されているものに基づく。

**目的関数：** ガソリン車は一年間一台平均 2.3 トンの CO<sub>2</sub> を排出することが知られている。そこで、ここでは、EV1 台が社会に出ることでガソリン車 1 台が置き換わるものとして CO<sub>2</sub> を  $e=2.3$  (t/年) 排出削減をする効果があると想定する。また、年間補助予算は  $K$  ( $10^6$  円/年) とし年ごとに所与とする。

$f$  : CO<sub>2</sub> 1 トン当たり、排出削減の価値 (この研究では、 $f = 2500$  円/トンと想定する。)

$$\int_0^T [feY - K] dt \dots\dots\dots (5.21)$$

ここでは、計画期間[0、 T]は、ゼロ時点から、T (年) 先までとして、年々の排出削減価値から費やされる公的資金を控除して積分している。将来のキャッシュフローを現在価値に割引くことはしていない。

$Y \equiv Y_t$  および  $y$  のダイナミクスを示すと以下のようになる。

$y$  : EV の年間生産レベル (販売台数) ( $10^3$  台/年)。

よって、(14)から、

$$Y_t = \int_0^t y ds \rightarrow \frac{dY}{dt} = y = z^{-\theta_1} \dots\dots\dots (5.22)$$

となる。

また、 $y = z^{-\theta_2}$  と、 $z$  の状態方程式は、(5.10)で記述される。

以上から、解決したい最適制御問題 (Optimal Control Problem) は次のように記述できる。

**最適制御問題 (Optimal Control Problem)**

$$\text{maximize } \int_0^T [feY - K] ds$$

ここで、 $f, e$  及び  $k$  は一定のパラメータと仮定している。また、状態変数  $z, Y$  に関するダイナミクスは、

$$z \text{ の状態方程式 : } \frac{dz}{dt} = -\nu z + w\pi\phi^{\theta_2} \dots\dots\dots (5.10)$$

$$Y \text{ の状態方程式 : } \frac{dY}{dt} = z^{-\theta_1} \dots\dots\dots (5.23)$$

で記述される。以上から、この最適化のためのハミルトン関数 (Hamiltonian Function) は

$$H = feY - K + \lambda_1(-vz + \phi^{\theta_2} \pi w) + \lambda_2 z^{-\theta_1} \dots\dots\dots (5.24)$$

となる。

最大化原理 (Optimality Conditions of Maximal Principle)、文献[2]、 [3]、 [6]より、最適制御  $\phi^*, \pi^*$  は、各時点  $t$  において、次の条件みたすことが必要である。

- 1)  $H(\phi^*, \pi^*, Y, z) \geq H(\phi, \pi, Y, z)$
  - 2)  $\dot{z} = -vz + w\pi\phi^{\theta_2}$
  - 3)  $\dot{Y} = z^{-\theta_1}$
  - 4)  $\dot{\lambda}_1 = -\frac{\partial H}{\partial z} = v\lambda_1 + \theta_1\lambda_2 z^{-\theta_1-1}$
  - 5)  $\dot{\lambda}_2 = -\frac{\partial H}{\partial Y} = -fe$
- \dots\dots\dots (5.25)

横断性条件： この制御問題では、終端  $T$  時点で、状態変数  $z(T)$ 、  $Y(T)$  が、どうい

う値になるべきという制約がないので、

$$\begin{aligned} z(T) \text{は自由} &\rightarrow \lambda_1(T) = 0 \\ Y(T) \text{は自由} &\rightarrow \lambda_2(T) = 0 \end{aligned}$$

式(23)の 5)の一般解は、  $\lambda_2 = -fet + Tfe$  である。 この  $\lambda_2$  は減少関数であり、終端で

ゼロ ( $\lambda_2(T) = 0$ ) なので、  $\lambda_2$  は非負である。

式(23)の式 4)の一般解は、  $R$  を定数として、  $\lambda_1 = e^{vt} \left( R + \theta_1 \int_0^t \lambda_2 z^{-\theta_1-1} e^{-vs} ds \right)$  であるが、こ

れは、時間とともに、単調増加する。横断性条件  $\lambda_1(T) = 0$  から判断して、

$\lambda_1(0) = Ae^0 = A < 0$  からスタートして、  $\lambda_1(T) = 0$  に達するまで、終始、負の値、  $\lambda_1(t) < 0$ 、

であると推量される。この観察から、ハミルトン関数 (22)を最大化するコントロール

は、 $\pi\phi^{\theta_2}$  を最小化するコントロールであることが明らかである。

以上から、各時点 $t$ において、最大原理の条件 1)を満たす $\phi^*, \pi^*$  を求める問題は、以下に、まとめられる：

$$\min x \equiv \pi\phi^{\theta_2} \dots\dots\dots(5.7)$$

制約：

$$A(1-\pi)\phi^{\theta_2} + B(1-\phi) - K = 0$$

$$\underline{\phi} \leq \phi \leq 1$$

$$0 \leq \pi \leq 1 \dots\dots\dots(5.26)$$

ただし、

$$B_t = cz^{-\theta_1(\alpha+1)} = cy^{\alpha+1} : \text{EV 市場規模 (年間売上額)}$$

$$A_t = c_e N [z^{-\theta_1-1} - Yz^{-2}\dot{z}] : \text{EV 購入者補助をしない} (\phi=1) \text{ と想定したときの年間高速充電インフラ投資額}$$

政策変数の EV 購入者の価格削減係数 $\phi$ については、EV 購入者の支払い額を $\phi p$ とするものなので、 $\phi=0$ の場合は、購入者は無料で EV を手に入れることになる。しかし、これは現実に照らし合わせると有り得ないことである。そこで、購入者の EV 購入に伴う支出について制約として $\phi$ には一定の下限值 $\underline{\phi}$ を与えた。

### 5.2.3 最適政策と EV 市場の進展分析

最適化問題(5.25)、(5.26)の最適解は、状態変数 $A, B$  および予算制約 $K$ 、等に依存して変化し、また、これら状態変数は、 $y_t = z_t^{-\theta_1}, Y_t = \int_0^t y_s ds$  等に依存して、時々刻々、変動するので、これらの関数として $A_t \equiv A(y_t, Y_t), B_t \equiv B(y_t, Y_t)$ ともかける。

最適ポリシーの構造： 時々刻々の最適ポリシー $(\pi_t, \phi_t)$ の決定は、その時点 $t$ における充電インフラ投資規模 $A_t$ と市場規模 $B_t$ をパラメータとしての非線形最適化問題(5.25)、(5.26)を解くことで得られる。発展初期の段階では $(A_t, B_t)$ ともに小さいので、まず、ポリシー $(\pi, \phi) = (0, 1)$ を考えてみる。このポリシーは、必要助成額 $R_t(0, 1) = A_t$ であるので、予算 $K$ を消化しきれない状況にあると想定できる。そこで、予算 $K$ を消化するには、 $R(0, \phi) = A\phi^{\theta_2} + B(1 - \phi) = K$ を満たす $\phi$ が存在することを確認しなければならない。

$$R_\phi(\pi, \phi) = A\theta_2\phi^{\theta_2-1}(1 - \pi) - B \text{ であるから、 } R_\phi(0, 1) = A\theta_2 - B \text{ である。}$$

本論文でのシミュレーションでは、表 5.1 のパラメータを使い、 $\theta_2 = 3$ で、 $A$ 、 $B$ の初期値は、 $A_0 = 4.8$  億円、 $B_0 = 320$  億円のレベルでスタートするので、 $R_\phi(0, 1) = A\theta_2 - B$  は大きく負の値となる。よって、 $\phi = 1$  の値から、 $\phi$ を小さくすることで、必要補助額 $R(0, \phi) = A\phi^{\theta_2} + B(1 - \phi)$ は増加し、予算を消化しきる、すなわち、 $R(0, \phi) = K$ を満たす $\phi = \phi^*$ が存在する。このように、ポリシー $(\pi, \phi) = (0, \phi^*)$ は、目的関数(5.21)をゼロにして、予算制約を満たすので、問題最適解である。

発展初期の段階で、ポリシー $(0, \phi^*)$ が最適であるということは、限られた予算 $K$ で、これらのセクターに助成するとき、その公的資金は、全面的に、充電インフラ助成に振り向けるのが最も大きな助成効果をもたらすことを意味する。

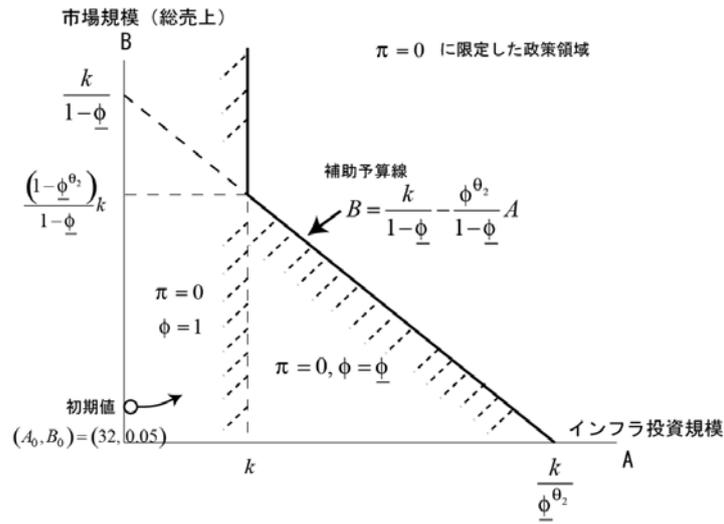


図 5.2 二つのサブセクター  $(A_t, B_t)$  の発展初期における最適助成政策

ポリシー  $(0, \phi^0)$  のもとで進展しているうちに、 $(A_t, B_t)$  の規模が大きくなって、いずれ  $A_t = K$  の状態に到達するが、そのときの最適ポリシーは  $(0, 1)$  で、 $R_t(0, 1) = A_t = K$  になる。

このインフラ総投資額  $A_t$  が予算  $K$  を超えた段階では、ポリシー  $(\pi, \phi) = \left(1 - \frac{K}{A}, 1\right)$  が、常に、制約を満たす。そこで、本研究の数値シミュレーションでは、 $A_t \geq K$  のケースでは、 $(\pi, \phi) = \left(1 - \frac{K}{A}, 1\right)$  を初期値として、非線形最適化プログラムで数値解を求めた。

#### 5.2.4 最適政策とEV市場進展分析シミュレーション

以上の議論から本節では実際に3部門が相互依存的に発展していくEV市場において、公的（政策）助成金が投入された時にどれだけの発展を見せるかを示す。なお、パラメータに関しては表5.1に示したパラメータを用い、手法に関しては前節で示した目的関数（EV導入によるCO<sub>2</sub>削減効果を経済価値換算したものから投入した政策助成金を引いたものの最大化）に関して、最適制御理論を用いて問題の最適化を行った。このシミュレーションにより、政策助成金投入によるEV市場発展の最大ポテンシャルを分析することができる。

以下に示すのは、表5.1に示した各セクターのパラメータを使って、公的助成が全くゼロで、これらセクターの発展を市場に委ねた場合（ $K=0$ ）、及び政策助成の予算制約 $K$ が、 $K=30$ （億円/年）、 $K=80$ （億円/年）、 $K=150$ （億円/年）、 $K=300$ （億円/年）の場合のこれらサブセクターの連携 $(A, B_t)$ が展開するシミュレーションである。シミュレーションにあたっての初期値は、 $y_0 = Y_0 = 8 (10^3 \text{台})$ とした。

図5.3は、これら年間助成予算のレベルごとの急速充電インフラへの助成係数 $\pi$ の値の推移である。 $\pi$ は急速充電インフラ設置コストのうちどれだけを設置者が負担するかを表す係数で、この $\pi$ の値が0というのは「公的機関主導により急速充電インフラが投入される（設置コストが全て助成金により支援される）」ということを意味している。一方で $\pi$ の値が大きくなるほど急速充電インフラへの助成金は減っていき、 $\pi$ が1に達した段階で急速充電インフラへの助成金はなくなるという意味である。

図5.4は、年間助成予算レベルごとのEV購入者への助成係数 $\phi$ の推移である。 $\phi$ はEV購入者がEVを購入する際にどれだけを購入者が負担するかを示す係数で、 $\phi$ が0.75であれば、EV購入者は助成金なしの時に比べ75%の価格でEVを購入することができる。 $\phi$ が大きくなるほど助成額は減っていき、 $\phi$ が1に達した段階でEV購入者は助成金なしにEVを購入するということになる。

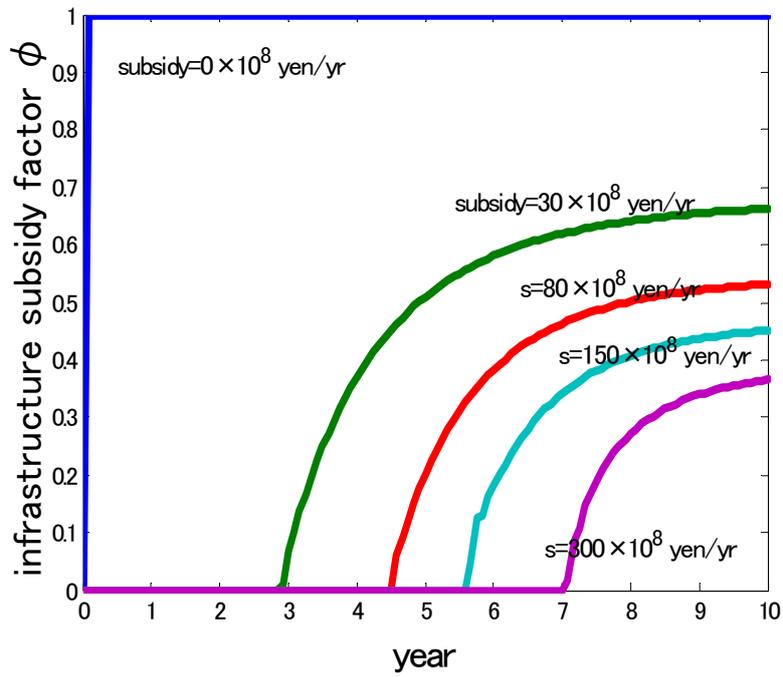


図 5.3 助成予算とインフラ助成係数、 $\pi$

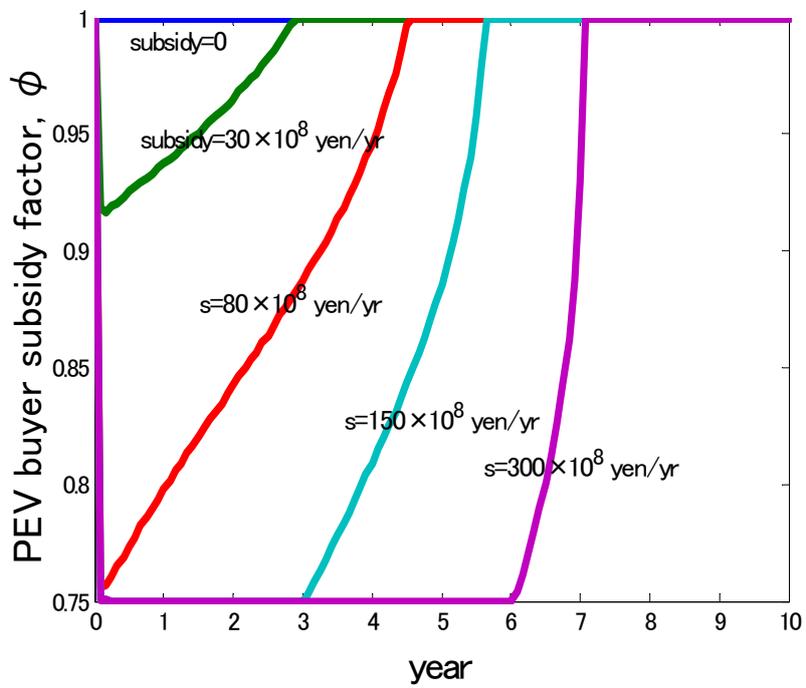


図 5.4 助成予算とEV購入者補助係数、 $\phi$

$\pi$ と $\phi$ の推移を見ると、まず $\pi$ は年間助成金額が長い期間0を保とうとし、 $\phi$ に関しては年間助成金額が大きい場合は最小値に張り付くが予算が少ない場合には初年からある程度大きい値となっているのがわかる。このことから本モデルではまずインフラに重点的に助成金を配分し、余った予算でEVにできる限りの助成をするのが最適パスであるということが判断できる。

では上記のような助成係数のパスが決定した時に、EVの普及などがどのような推移で変化していくかを観察すると以下のようなになる。

まず、図5.5は公的助成の年間予算レベルに対応して、年間EV需要（1年間に何台のEVが生産・販売されるか）の規模がどのように進展していくかを示している。この図で鮮明に表れているのは、公的な助成イニシアティブが全くなく（ $K=0$ ）、すべてが市場の自律的な進展に委ねられた場合と、公的な助成予算 $K=30$ 億円が最適に配分された場合の市場規模発展の大きな違いである。また、当然のことながら年間公的助成金額が大きいほどEV需要の増加は当然大きくなっている。しかし、予算額が大きくなるに従ってEV需要の伸びに減衰も確認できる。これは助成額が大きければ長い期間EVへの助成金額を維持できるためであろうと考えられる。根拠としては図5.3を見るとちょうどEVの需要の減衰が始まる年度と、EVへの助成割合の低下が始まる年が一致していることからそう判断できる。

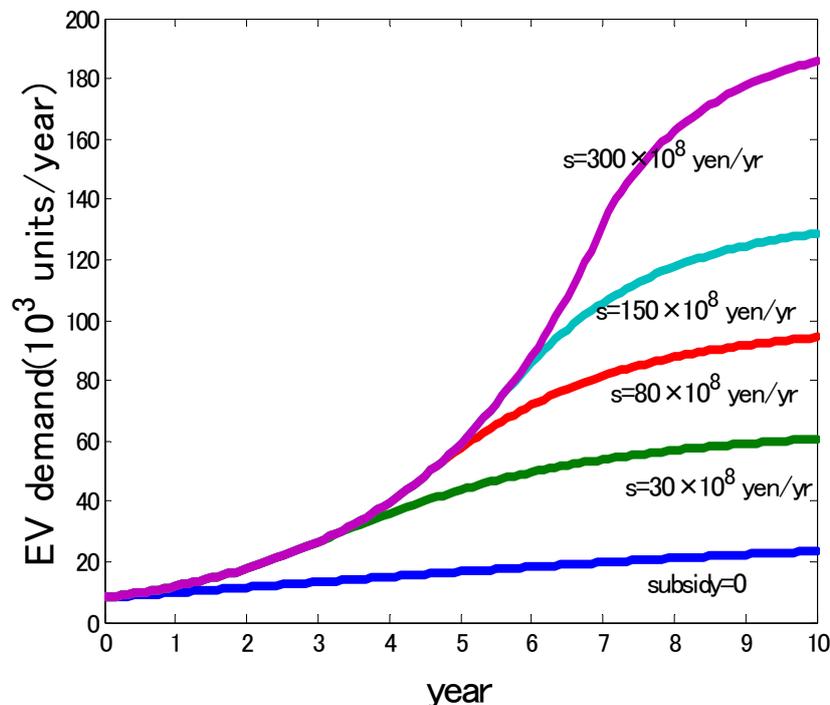


図 5.5 公的助成金額ごとのEVの年間需要推移

では図 5.5 で示したような年間 EV 需要がある時に、それぞれの年度ごとにコミュニティ内を走行することになる EV の総台数がどう推移していくのかを示したのが図 5.6 である。この算出には年間 EV 需要台数の積算を用いた。このグラフに現れている数値は言い換えれば、対象とするコミュニティ内で図に示した台数だけのガソリン車が EV にリプレイスされたとも捉えられる。EV の年間需要と同様に年間助成金額が多いほど EV の普及台数は増えていくことがわかる。また、効果の減衰についてはこちらの方がより顕著に現れている。この図から無闇に助成金額を増やしたところで、EV の普及スピードには限界があるために、ただ予算を増やすだけというのは効果的とは言えないということが読み取れる。

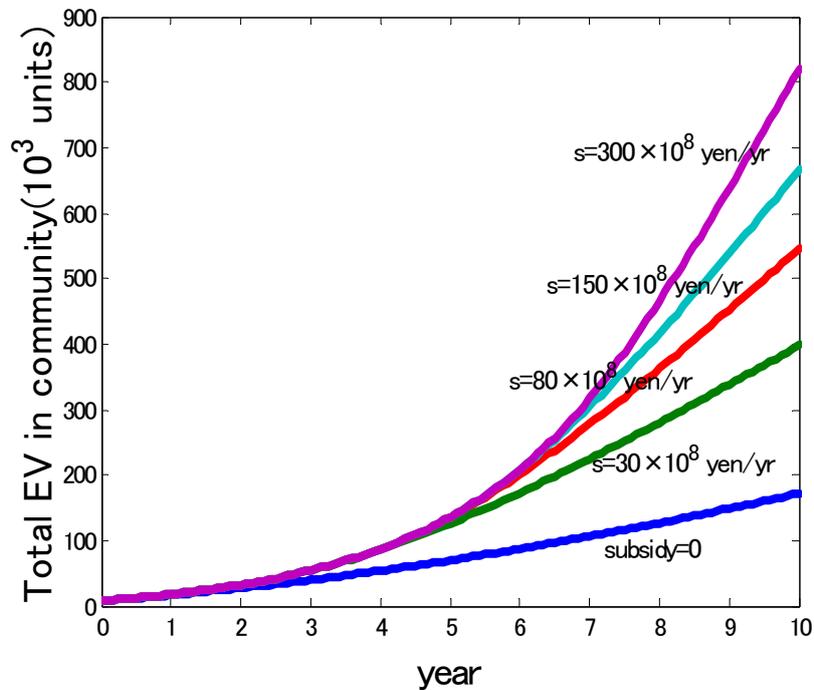


図 5.6 公的助成金額ごとの EV の普及台数の推移 (積算値)

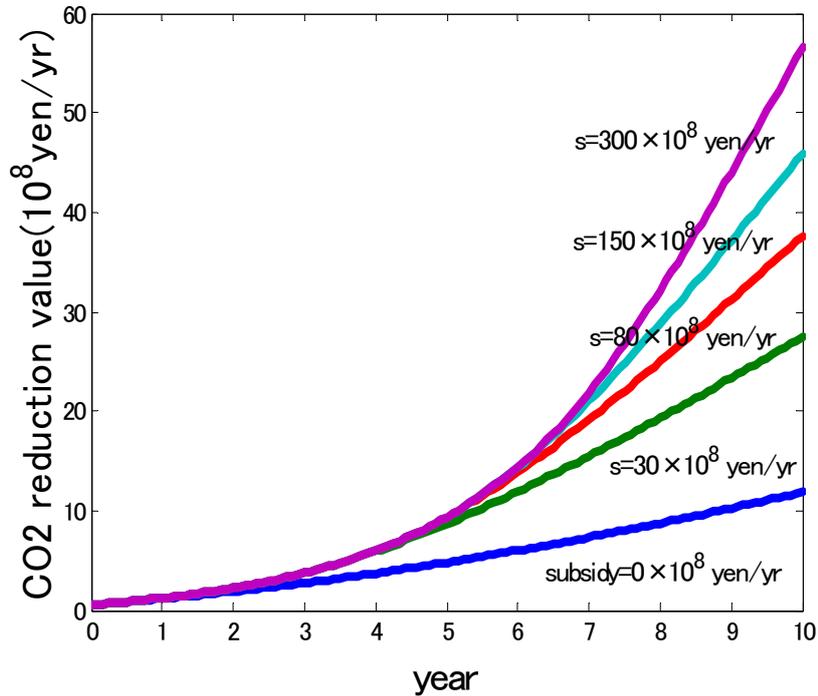


図 5.7 公的助成金額ごとの CO<sub>2</sub> 排出量削減効果 (コスト換算)

図 5.7 には図 5.6 で示した EV の普及によりどれだけ CO<sub>2</sub> 削減効果があったかを示した。本研究では EV が 1 台普及することによりガソリン車 1 台がリプレイスされるという想定のもとで、ガソリン車 1 台が年間に排出する CO<sub>2</sub>  $e=2.3$  (t / 年) が削減されるということで算出している。また、CO<sub>2</sub> 排出量に関しては 1 t-CO<sub>2</sub>=2500 円としている。当然のことながら、EV の普及台数に比例して CO<sub>2</sub> 排出量が削減できているという結果となっている。

最後に、公的イニシアティブが全くゼロ ( $K=0$ ) で市場の自律的な発展に委ねた場合と、公的な市場育成策 ( $K=150$  億円/年) のもとでの EV 市場セクターとインフラビジネスセクターの発展経路 ( $A_t, B_t$ ) がどうなっていくかを図 5.8 に示した。このグラフを見ると、公的助成金により市場全体が大幅に発展の促進を受けているということが言える。

表 5.2 は、異なる公的助成予算のもとで、5 年目と 10 年目について、累積 EV 車数、EV 価格、年間生産レベル、市場規模、CO<sub>2</sub> 削減価値を記述している。

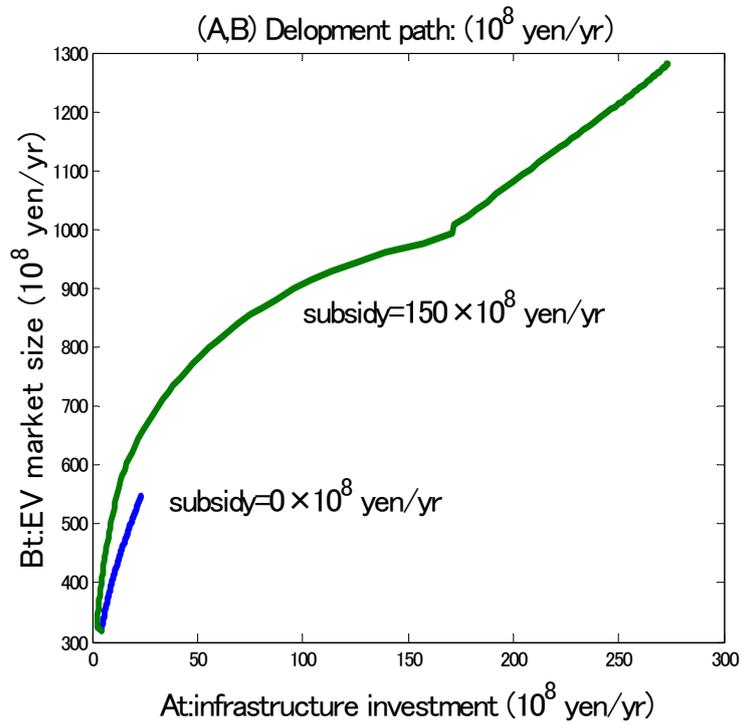


図 5.8 公的助成イニシアティブのある場合とない場合の違い

表 5.2 異なる公的助成予算のもとでの EV 市場の進展経路

シナリオ*	A	B	C	D	E
年間公的助成予算 (億円)	0	30	80	150	300
5年目の累積EV車数 [ $10^3$ 台]	54.0	85.8	87.1	87.1	87.1
10年目の累積EV車数 [ $10^3$ 台]	171.7	398.1	545.5	665.3	819.0
5年目のEV価格 [百万円]	2.4	1.78	1.62	1.62	1.62
10年目のEV価格 [百万円]	2.36	1.46	1.11	1.00	1.00
5年目の年間生産レベル、 [ $10^3$ 台/年]	23	40	48.4	48.4	48.4
10年目の年間生産レベル、 [ $10^3$ 台/年]	142	89.6	97.1	80.0	78.0
5年目の市場規模 (販売額) [億円/年]	450	716	786	786	786
10年目の市場規模 (販売額) [億円/年]	542	875	1、150	1、273	1、350
5年目のCO <sub>2</sub> 削減価値 [億円/年]	4.3	7.2	7.5	7.5	7.5
10年目のCO <sub>2</sub> 削減価値 [億円/年]	11	25.4	36.8	41.5	44.5

---

## 5.3 EV市場発展による発電機運用面への影響評価

ここまでの5.1において、政策助成金により影響を受けつつ3つの部門が相互依存的に発展を遂げるEV市場の動的ダイナミックモデルを開発し、5.2においてCO<sub>2</sub>排出量削減を目的関数として最適制御を行った場合のEV市場発展の経路を導いた。本節では5.2の結果を受けて、そのEV発展によって発電機運用コスト及びCO<sub>2</sub>排出量がどのように変化するか試算することとした。また、対象とするシステムとしては日本国内において標準的な電源構成を持つ東北電力を模擬した。

本節で行うシミュレーションは2章において提案し3章において拡張した発電機運用計画の最適化手法を用い、4章において開発したEVの運用モデルに5章5.2節の結果を適用することで実現している。

### 5.3.1 提案したEV市場発展モデルの東北地方モデルへの対応

5.2節の結果のうち、年間公的助成予算が0の場合と、300億円だった場合の2ケースについてコミュニティ内に累積したEVの台数を改めて示すと下記のようなになる。

表 5.3 異なる公的助成予算のもとでのEVの累積台数

年間公的助成予算 (億円)	0	300
0年目の累積EV車数 [10 <sup>3</sup> 台]	8	8
5年目の累積EV車数 [10 <sup>3</sup> 台]	54.0	87.1
10年目の累積EV車数 [10 <sup>3</sup> 台]	171.7	819.0

上記EVの普及モデルではEVの価格や生産台数及び需要台数に関わる弾力性などのパラメータ推定に日本国全体のデータを用いているため、表5.3の数値は日本国全体の規模の数値である。そこで、本節で議論したい東北電力が対象とするエリアに一般財団法人自動車検査登録情報協会<sup>[27]</sup>の地方別・乗用車保有台数のデータを用いて、これらのデータのスケールを合わせる。(下表参照)

表 5.4 地方別乗用車普及台数

	乗用車普及台数[台]	全国比[%]
関東	16, 887, 327	28.5
中部	8, 952, 233	15.1
近畿	7, 867, 344	13.3
九州	6, 781, 217	11.5
東北	5, 060, 363	8.5
北陸	4, 038, 407	6.8
中国	4, 027, 123	6.8
北海道	2, 735, 798	4.6
四国	2, 097, 105	3.5
沖縄	744, 501	1.3
計	59, 191, 418	

これにより、年間の政府助成予算が0の場合と300億円の時のEVの普及台数のうち、東北地方に普及が期待される台数は以下のようなになる。

表 5.5 異なる公的助成予算のもとでの東北地方におけるEVの累積台数

年間公的助成予算 (億円)	0	300
0年目の 累積EV車数 [台]	683.9	683.9
5年目の 累積EV車数 [台]	4612.3	11609.1
10年目の 累積EV車数 [台]	14675.7	70022.7

上記のEV台数をもとに東北地方モデルにおける発電機スケジューリング問題に関する議論を行うものとする。

### 5.3.2 東北地方モデルへのEVの運用モデルの適用

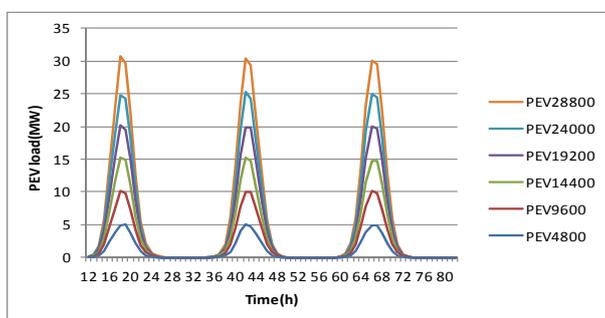
EVの運用に関しては4章で開発したモデルを用いることとする。EVの充電パターンに関しては下記の3パターンを想定する。充電は一台当たり3kW消費しバッテリー容量の90%まで充電したところで充電を終了するものと想定した。

充電パターン（ケース1） 帰宅後即充電パターン

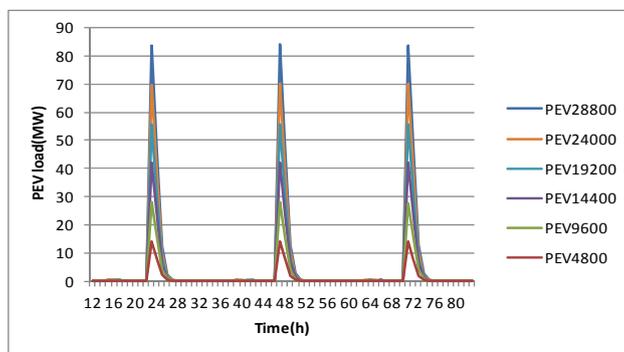
充電パターン（ケース2） 23時に一斉に充電を開始するパターン

充電パターン（ケース3） 23時から3グループに分けたEVが順次充電を開始するパターン

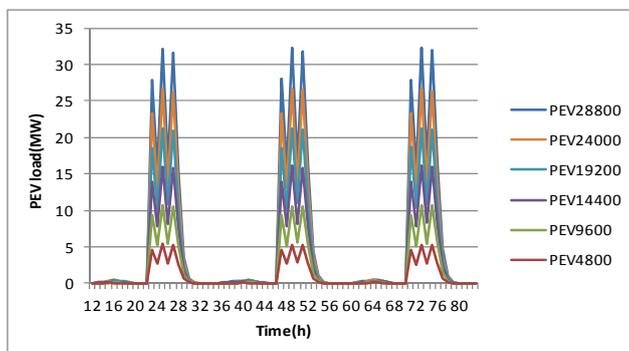
<充電パターン参考>4章より抜粋



充電パターン（ケース1）：帰宅後即充電開始パターン



充電パターン（ケース2）：23時充電開始パターン



充電パターン（ケース3）：3グループ充電パターン

EV の急速充電に関しても同様にバッテリー残量が 30%を下回った段階で 80%まで急速充電インフラを用いるとした。その際の電力需要は 1 台当り 50kW である。

### 5.3.3 EV を予備力として運用する際のルール設定

また、4 章の最後で提案した EV を予備力として用いた場合を本シミュレーションでは想定する。EV を発電機運用サイドから見た場合の予備力として用いるとした際のルールを以下のように設定した。

- 1) 自宅に停車している EV を予備力として用いることのできる EV と考慮する
- 2) 1 台当りの EV の充放電可能容量は定格値である 3kW とした

以上のルールからそれぞれのケースにおける EV 導入によりもたらされる予備力を算出した結果が以下である。

当然のことながら、EV の台数が増えるごとに予備力として用いることのできる容量は増加する。

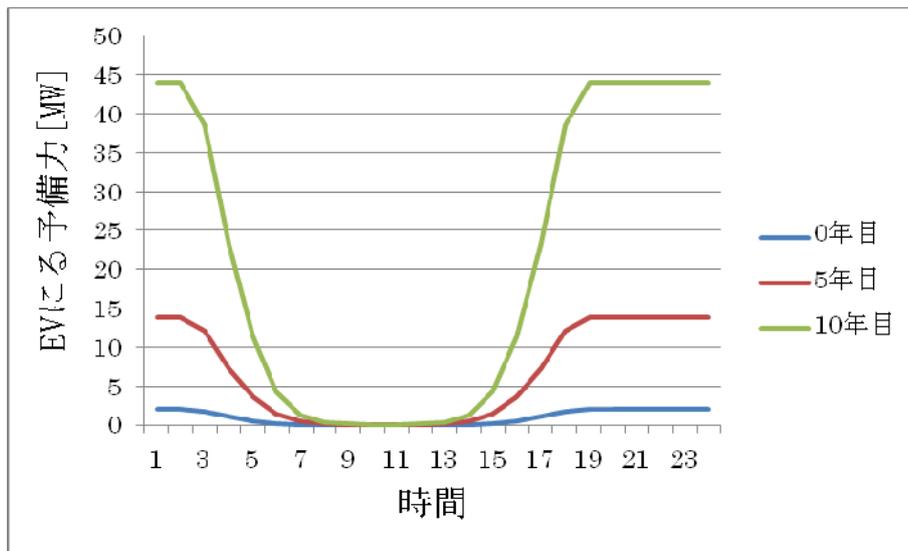


図 5.9 年間公的助成予算 0 の時の EV により期待される予備力

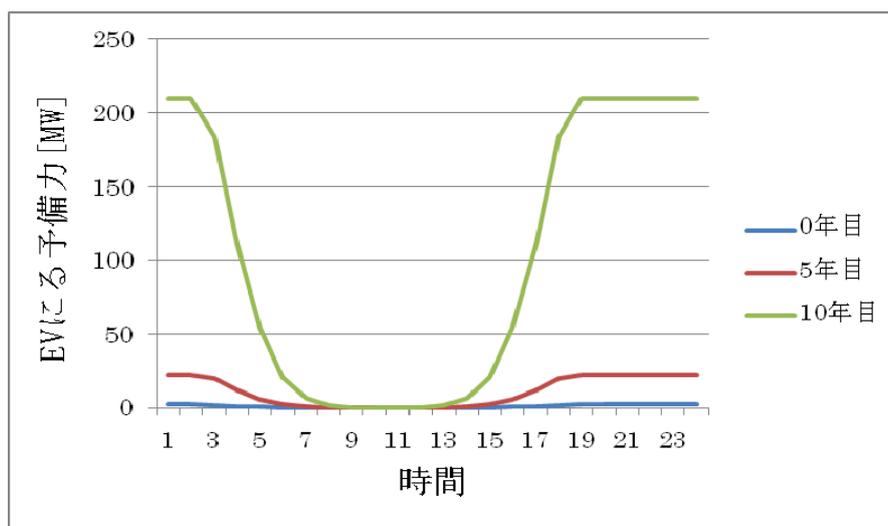
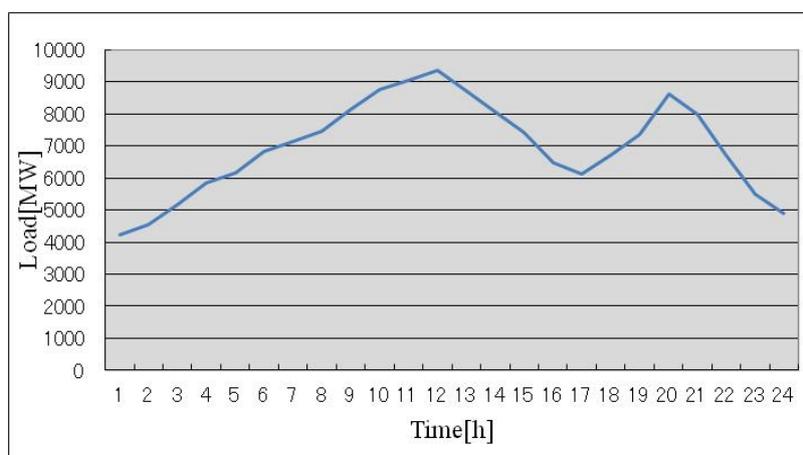


図 5.10 年間公的助成予算 300 億円の時の EV により期待される予備力

### 5.3.4 EV 導入時の東北地方モデル

発電機に関しては三章で用いた東北地方における発電機構成（表 3.5 東北地方における火力発電機）をそのまま用いるとし、電力需要パターンについても同様、また、風力発電の大量導入が行われているという想定のもと、風力発電出力パターン（定格約 300MW）については 3 章と同様のもの（図 3.10 東北電力 2011 年 1 月某日の電力需要想定、図 3.4 とあるウィンドファームの 24 時間 1 時間ごとの出力平均値などに示したもの）を用いた。また、発電機運用の制約条件には周波数制御のための発電機の世界速度垂下特性や予備力の増加についても考慮することとした。



(参考 図 3.10 東北電力 2011 年 1 月某日の電力需要想定)

### 5.3.5 年間助成予算なしの場合の発電機運用コスト及びCO<sub>2</sub>の試算結果

上記設定のもと、まずは年間助成予算なしの場合の発電機運用コスト及びCO<sub>2</sub>排出量についての試算結果を示す。

表 5.6 年間公的助成予算なしの時の東北地方モデルにおけるEV普及台数

年間公的助成予算 (億円)	0
0年目の累積EV車数 [台]	683.9
5年目の累積EV車数 [台]	4612.3
10年目の累積EV車数 [台]	14675.7

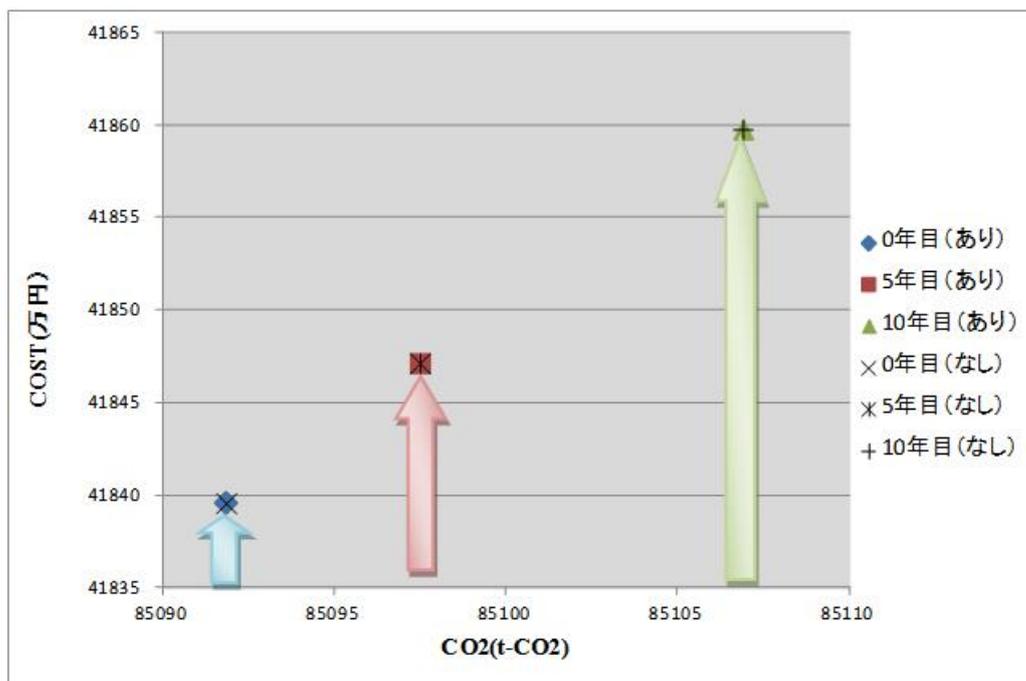


図 5.11 公的助成予算なしの時のコスト対CO<sub>2</sub>排出量の推移

(minCOST、ケース1：帰宅後即充電、あり：EV予備力使用、なし：使用なし)

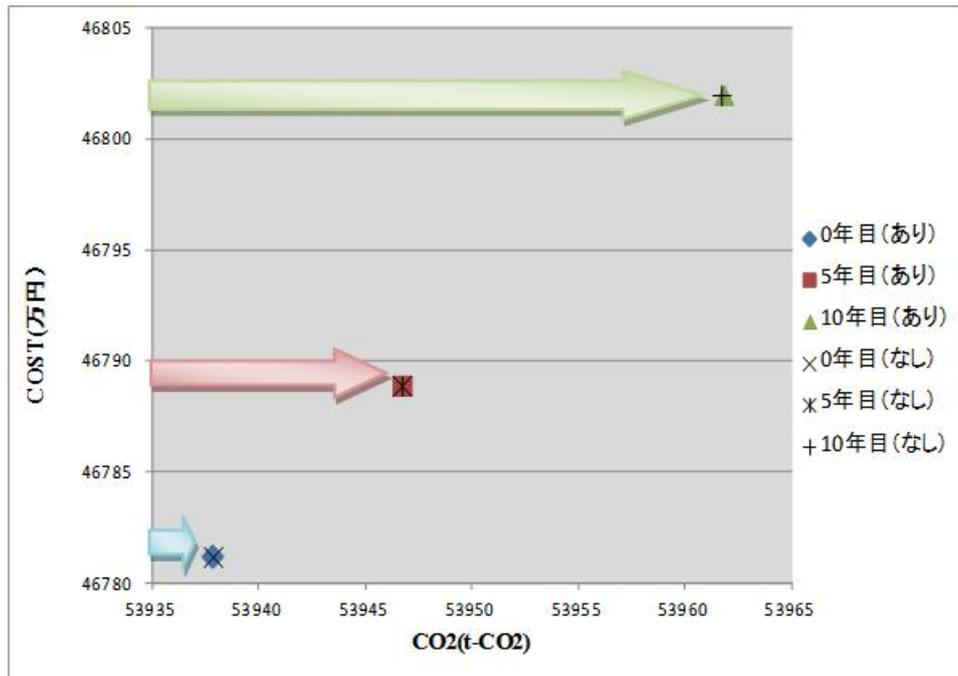


図 5.12 公的助成予算なしの時のコスト対 CO<sub>2</sub> 排出量の推移

(minCO<sub>2</sub>、ケース 1 : 帰宅後即充電、あり : EV 予備力使用、なし : 使用なし)

上記グラフは帰宅した EV が即充電を開始するという（ケース 1）における、年間公的助成予算がなし且つコスト最小化、CO<sub>2</sub> 排出量最小化をそれぞれの目的関数としたときにおける、EV 普及 0 年～10 年目までのコスト対 CO<sub>2</sub> 排出量の散布図である。図中のマーカーで塗りつぶして「あり」と書いてあるものが EV を予備力として用いたもので、「なし」となっているものは EV を予備力として用いてない時のものである。

グラフを見るとどちらの場合についても、EV 導入に伴いコスト対 CO<sub>2</sub> 排出量をほぼ線型的な形を維持しながら増大していっていることがわかる。これは EV による電力需要が増加しているために当然の結果といえる。

一方でどちらのグラフを見ても、EV を予備力として用いた場合のコスト及び CO<sub>2</sub> 排出量の差異に関してほとんど見られない。これは EV 導入によって得られる追加の予備力が需要に対して小さすぎたためであると考えられる。

次に、ケース 2（23 時に EV が一斉に充電を開始するパターン）における同様のコスト及び CO<sub>2</sub> 排出量の推移を下記のグラフにまとめた。

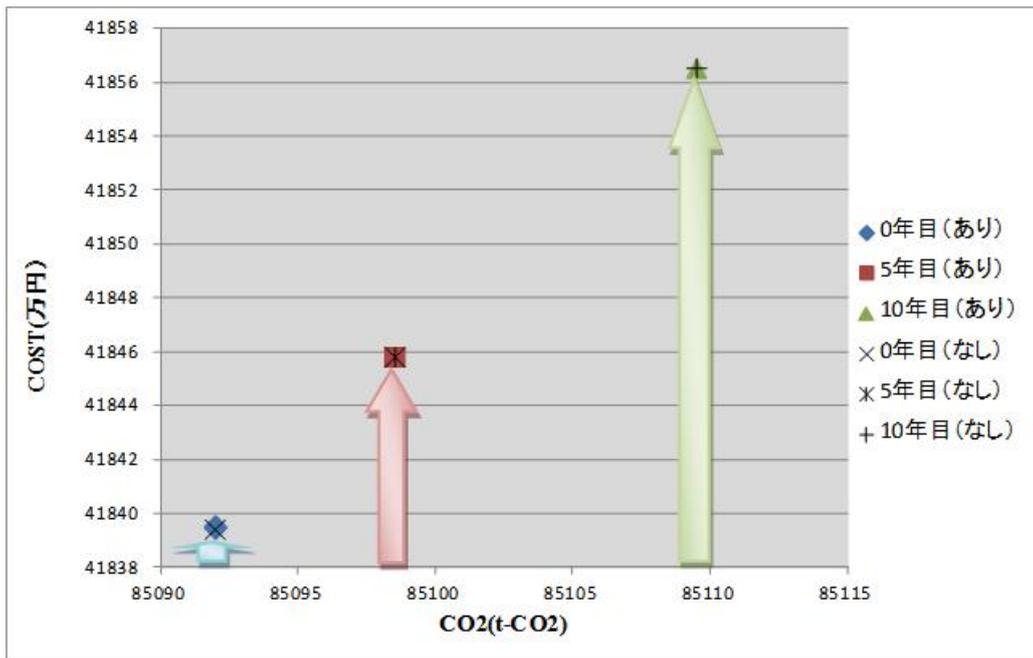


図 5.13 公的助成予算なしの時のコスト対 CO<sub>2</sub> 排出量の推移

(minCOST、ケース 2 : 23 時充電、あり : EV 予備力使用、なし : 使用なし)

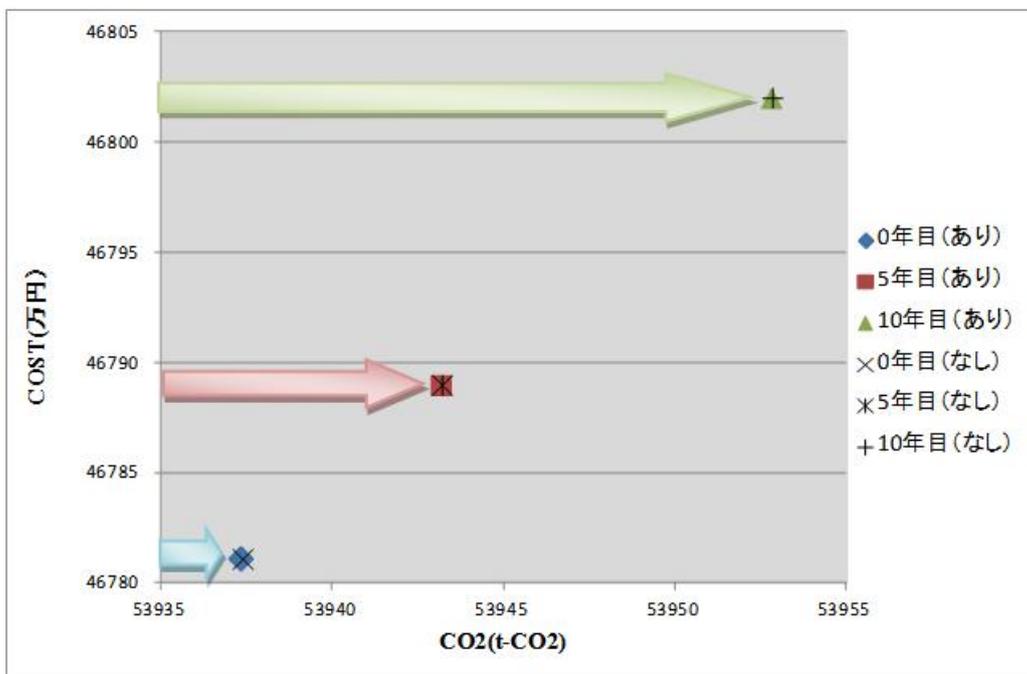


図 5.14 公的助成予算なしの時のコスト対 CO<sub>2</sub> 排出量の推移

(minCO<sub>2</sub>、ケース 2 : 23 時充電、あり : EV 予備力使用、なし : 使用なし)

本ケースにおいても同様にコスト及び CO<sub>2</sub> 排出量が線形的な関係を維持しながら増加していることが見て取れる。一方で EV を予備力として用いた時の効用については見るができなかった。これについても先ほどと同様の理由であろうと推測される。

予備力の効用は EV の導入量の少ない公的助成予算なしの場合ではほとんど見られなかったが、一方で EV 導入ケース 1、ケース 2、ケース 3 と EV の充電方式を変更した時、それぞれの minCOST、minCO<sub>2</sub> を単一目的関数とした時の発電機運用コストの推移を見ると EV の充電パターンを変えると以下のような関係が見られた。これらの図からわかるように本試算で対象としている東北地方を模擬したモデルでは EV による予備力の追加による発電機運用の変化はないが、EV の充電方式を変えることによってコスト及び CO<sub>2</sub> 双方が感度良く変化するということが明らかになった。

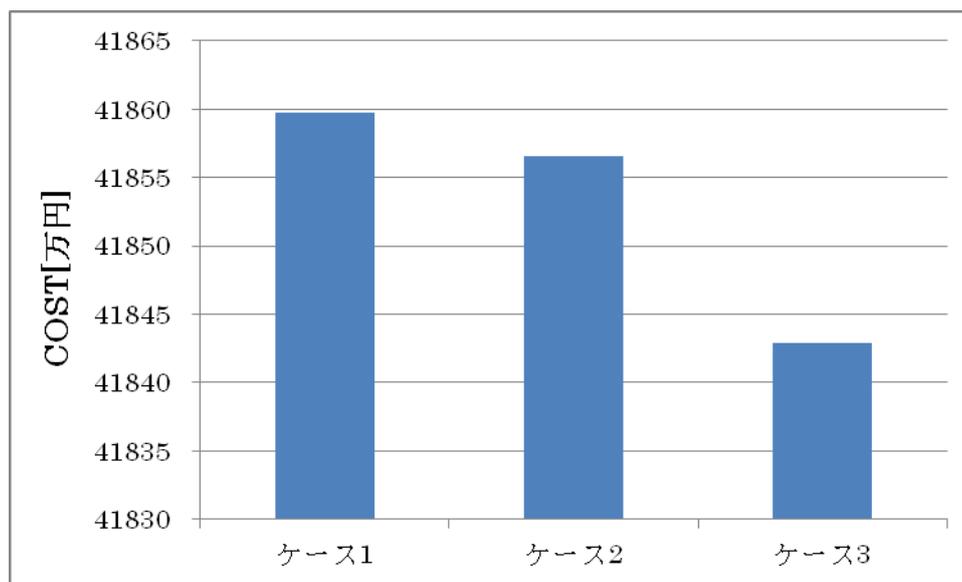


図 5.15 ケース別の minCOST における総運用コストの推移

(予備力あり・助成金なし・10年目)

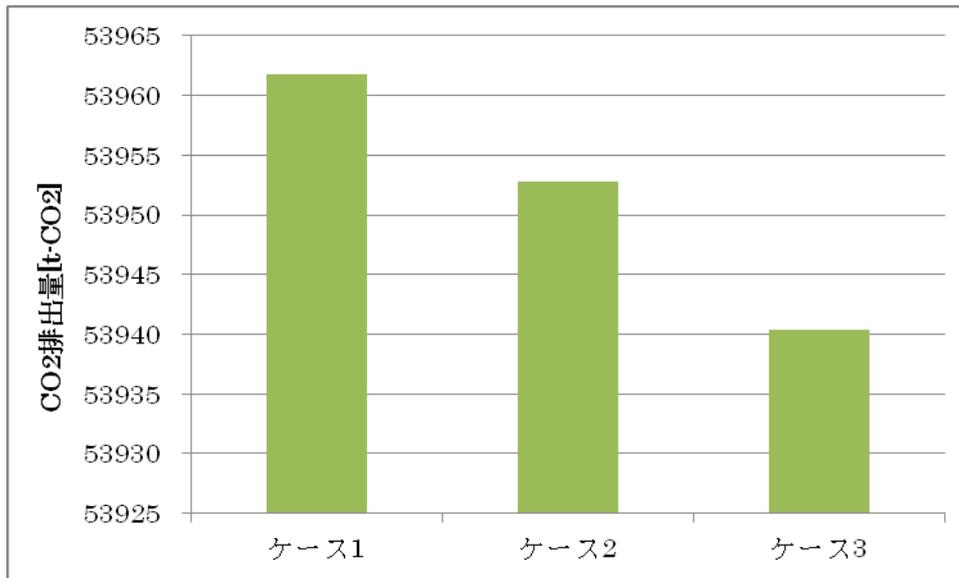


図 5.16 ケース別の minCO<sub>2</sub>における総 CO<sub>2</sub> 排出量の推移

(予備力あり・助成金なし・10年目)

### 5.3.6 年間助成予算 300 億円規模の場合の発電機運用コスト及び CO<sub>2</sub> の試算結果

次に年間助成予算が全国で 300 億円規模の場合の発電機運用コスト及び CO<sub>2</sub> 排出量についての試算結果を示す。

表 5.7 年間公的助成予算 300 億円規模の時の東北地方モデルにおける EV 普及台数

年間公的助成予算 (億円)	300
0年目の累積EV車数 [台]	683.9
5年目の累積EV車数 [台]	7443.6
10年目の累積EV車数 [台]	70022.7

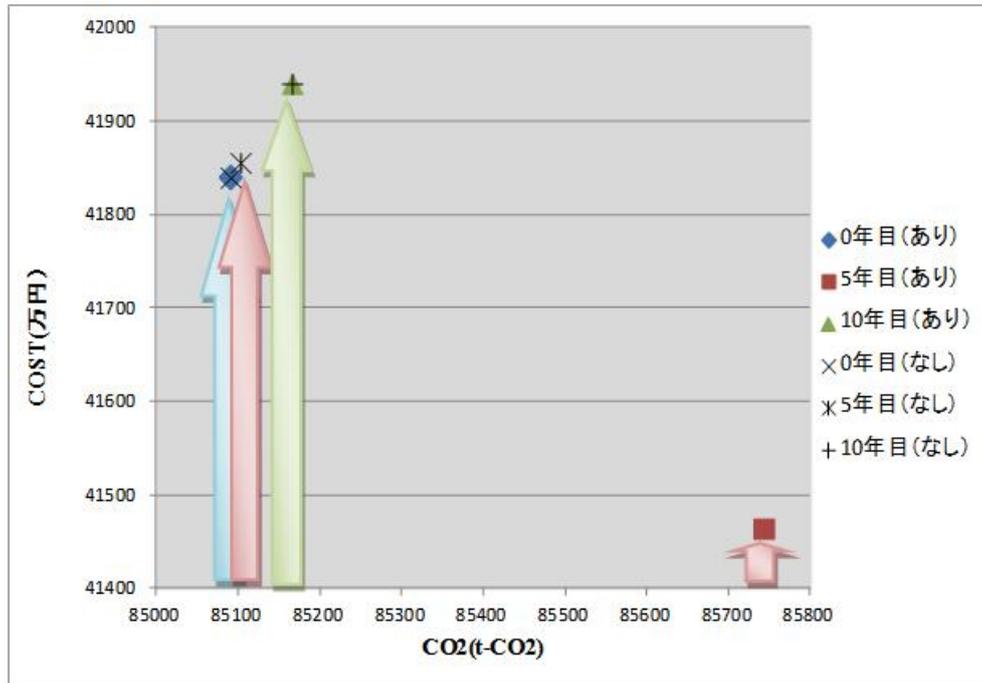


図 5.17 公的助成予算 300 億円の時のコスト対 CO<sub>2</sub> 排出量の推移

(minCOST、ケース 1：帰宅後即充電、あり：EV 予備力使用、なし：使用なし)

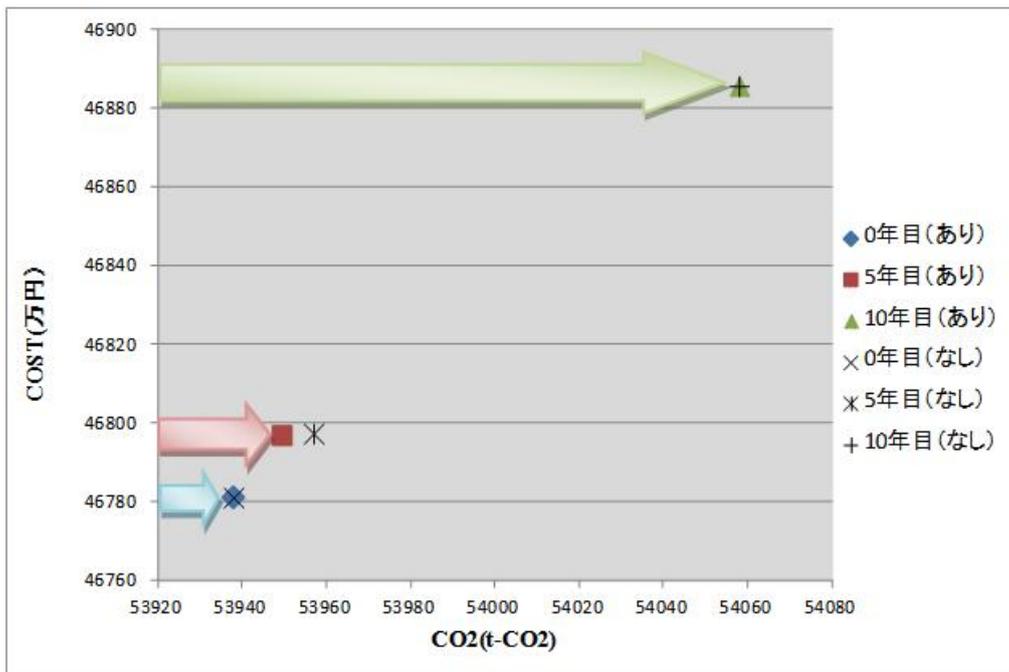


図 5.18 公的助成予算 300 億円の時のコスト対 CO<sub>2</sub> 排出量の推移

(minCO<sub>2</sub>、ケース 1：帰宅後即充電、あり：EV 予備力使用、なし：使用なし)

上記グラフはEVが帰宅後に即充電を開始するという（充電パターン：ケース1）における、年間公的助成予算が全国300億円規模の場合のコスト最小化、CO<sub>2</sub>排出量最小化をそれぞれの単一の目的関数とした時のEV普及0年～10年目までのコスト対CO<sub>2</sub>排出量の散布図である。

図中のマーカーで塗りつぶして「あり」と書いてあるものがEVを予備力として用いたもので、「なし」となっているものはEVを予備力として用いてない時のものである。

これらのグラフを見ると、コスト及びCO<sub>2</sub>排出量両者ともにケース1ではEV普及5年目（11609台）の時にEVを予備力として用いた場合に大幅なコスト・CO<sub>2</sub>排出量の減少が見られる。一方で0年目も10年目においてもこの傾向はなく、このことから本試算で対象とした東北地方モデルにおいてはEV導入が1万台を超えた当たりで運用の際の予備力が足りなくなっているのだろうということが予想できる。運用のための予備力が足りない状況では、EVを予備力として用いることで、余計な発電機の起動を回避できた。こうした理由により大幅なコスト削減・CO<sub>2</sub>排出量削減につながったのであろう。この時の図5.17で示したEVを予備力として用いた時のコスト削減効果は391万円、図5.18で示したCO<sub>2</sub>削減効果は8[t-CO<sub>2</sub>]であった。トレードオフ曲線でこの推移を表すと以下のようなになる。この曲線の変化がEV予備力の効用である

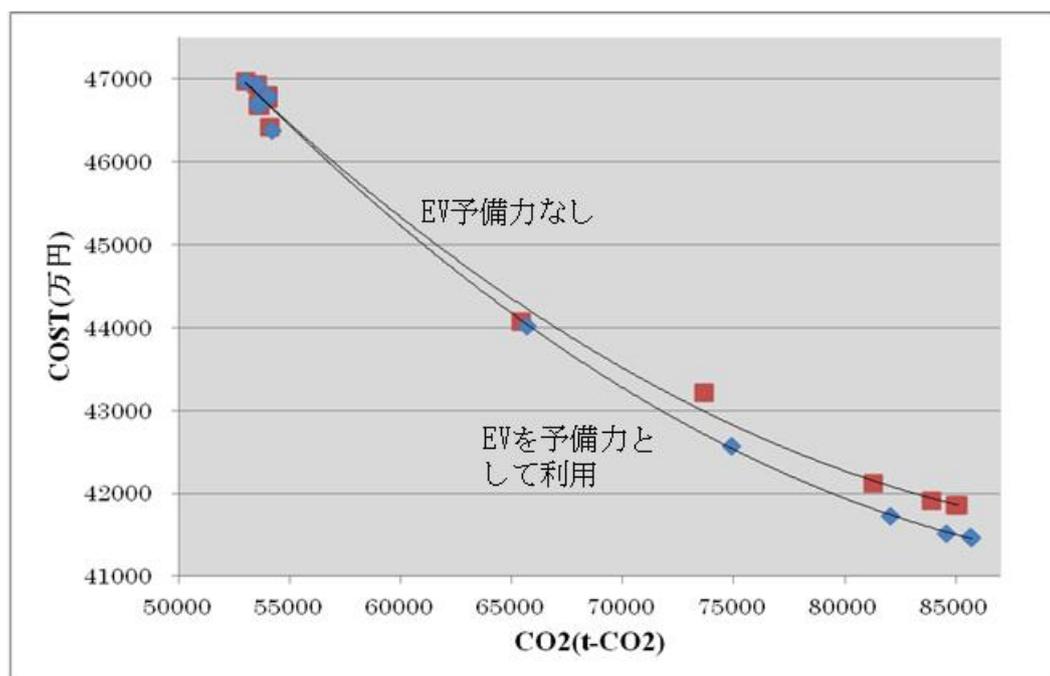


図 5.19 公的助成予算 300 億円・5 年目の EV 予備力ある・なしによるトレードオフ曲線の推移

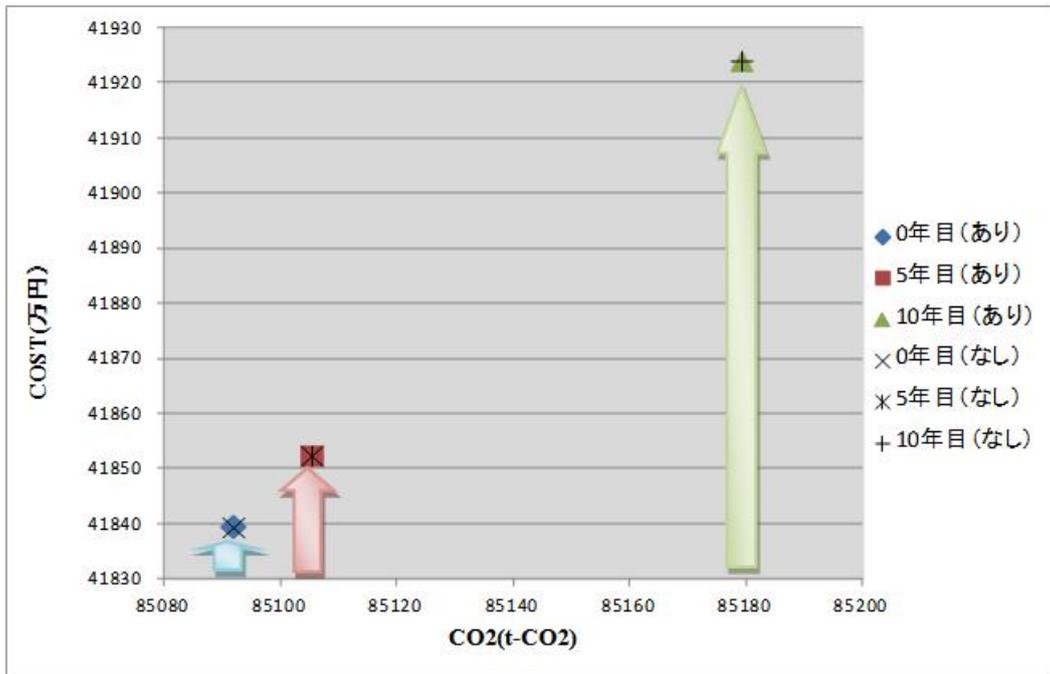


図 5.20 公的助成予算 300 億円の時のコスト対 CO<sub>2</sub> 排出量の推移

(minCOST、ケース 2 : 23 時充電、あり : EV 予備力使用、なし : 使用なし)

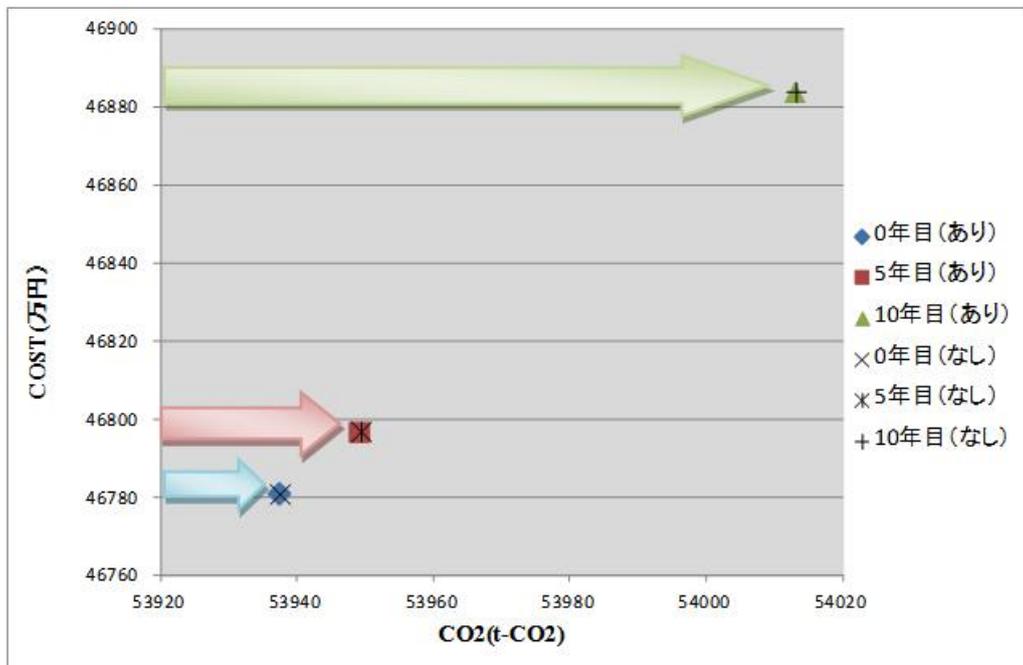


図 5.21 公的助成予算 300 億円の時のコスト対 CO<sub>2</sub> 排出量の推移

(minCO<sub>2</sub>、ケース 2 : 23 時充電、あり : EV 予備力使用、なし : 使用なし)

---

次に充電パターンがケース 2（23 時に EV が一斉に充電を開始）における同様の年間公的助成予算が 300 億円の場合のコスト最小化、CO<sub>2</sub> 排出量最小化をそれぞれの目的関数とした時の EV 普及 0 年～10 年目までのコスト対 CO<sub>2</sub> 排出量の散布図を示した。

上記グラフを見ると、全体として EV を導入することによりコスト及び CO<sub>2</sub> の増加が見られるということがわかる。これは EV 導入によって電力需要の全体量が増加するためであり当然である。

また、先ほどのケース 1 とは違い EV を予備力として用いても今回のケースでは効用が見られなかった。このことから電力需要パターンが変化したことでケース 1 で発生したような予備力が足りないという状況が回避できたのであろうと推測される。

助成予算規模が先ほどとは違って大きかった時の EV 導入ケース 1、ケース 2、ケース 3 と EV の充電方式を変更した時、それぞれの minCOST、minCO<sub>2</sub> を単一目的関数とした場合の発電機運用コスト及び CO<sub>2</sub> 排出量の推移の変化を確認すると以下のようになる。

下図からわかるように本試算で対象としている東北地方を模擬したモデルでは EV を大量に導入した場合においてはコスト及び CO<sub>2</sub> 排出量共に、ケース 1 > ケース 3 > ケース 2 といった結果となっている。これは 4 章で考察したような、EV 導入により需要パターンが変化し、それによって高コスト（高 CO<sub>2</sub>）の発電機が停止でき、一方で低コスト（低 CO<sub>2</sub>）の発電機を起動し用いることができたからだと考えられる。

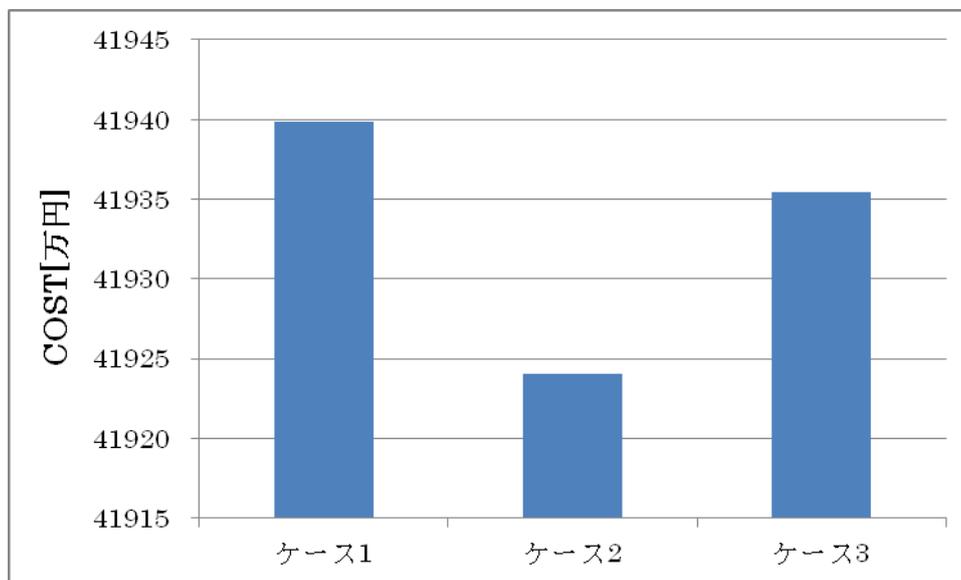


図 5.22 ケース別の minCOST における総運用コストの推移

(予備力あり、助成 300 億円・10 年目)

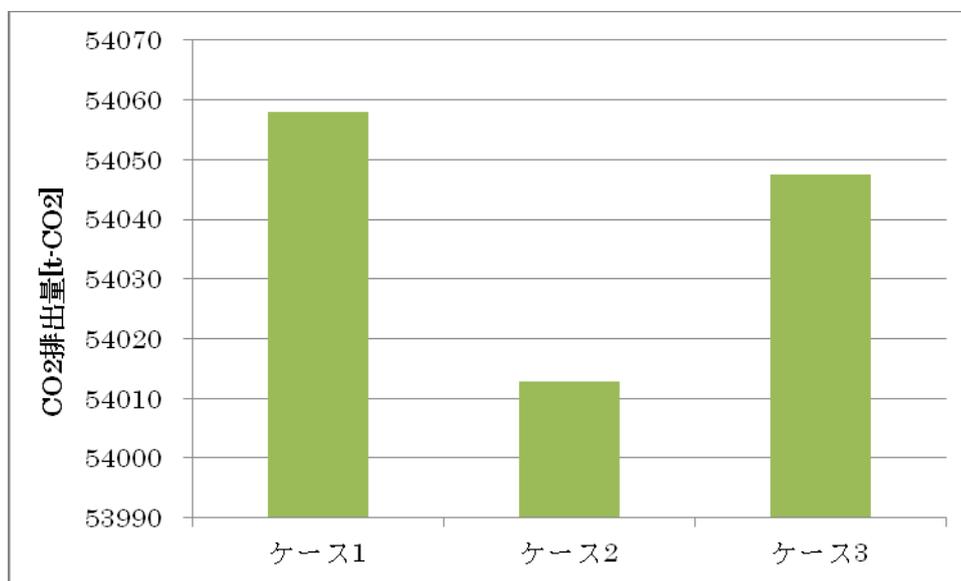


図 5.23 ケース別の minCO<sub>2</sub> における総 CO<sub>2</sub> 排出量の推移

(予備力あり、助成 300 億円・10 年目)

### 5.3.7 公的助成予算とEV普及による発電機運用コスト（CO<sub>2</sub>）排出量増加の関係性 についての考察

本章の最後として公的助成予算の大小によるEVの普及台数と発電機運用によって発生するコスト及びCO<sub>2</sub>排出量増減の推移を整理し考察したいと思う。以下に公的助成予算の下での発電機運用コスト及びCO<sub>2</sub>排出量についてのグラフを示す。

そもそも本章のEV普及に関する動的モデルの最適化では「CO<sub>2</sub>排出量削減」を目的関数としていた。その時の結果を東北地方モデルに落とし込んだ場合のEV導入によるCO<sub>2</sub>排出量は下表に示した通りである。

表 5.8 年間公的助成予算 300 億円規模の時の東北地方モデルにおけるEV普及台数及びCO<sub>2</sub>排出量削減量（10年目）

東北地方モデルに導入されるEV数[台]	EV導入により削減されるCO <sub>2</sub> 排出量[t-CO <sub>2</sub> ]
70023	161052

一方で、その時の発電機運用に伴うCO<sub>2</sub>排出量の増加は下記のグラフに示したとおりである（図中のケース1～ケース3とはEVの充電方式を示している）。当然、EVの充電パターンによって発電機運用によるCO<sub>2</sub>排出量は異なってくるが、EV普及シミュレーションの10年目において最大で24時間あたり120[t-CO<sub>2</sub>]（ケース1）、最小でも70[t-CO<sub>2</sub>]（ケース2）の発電機運用によるCO<sub>2</sub>排出量増加が生じている。

もちろんこのCO<sub>2</sub>排出量の値は1日あたりの数字であり、この値と同等のCO<sub>2</sub>排出量が1年間毎日排出されるわけではないが、今回試算したのは重負荷の日であり、悲観的に捉えて、その他の日においても同様の傾向のCO<sub>2</sub>排出量が発生すると仮定すると、EV導入により約4万[t-CO<sub>2</sub>/年]のCO<sub>2</sub>増加があるという数値が出てくる。

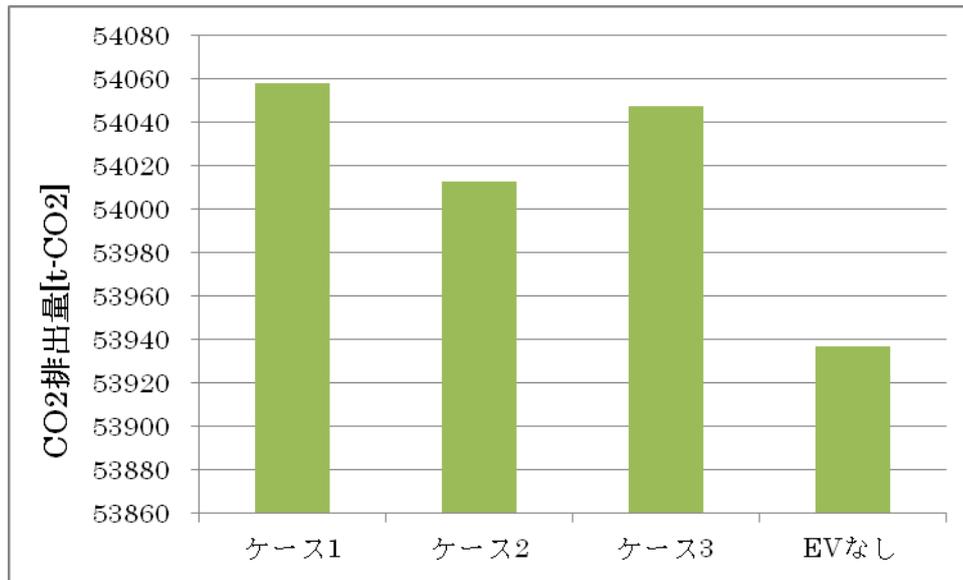


図 5.24 年間公的助成予算 300 億円投入した際の EV 普及による 24 時間あたりの発電機運用に伴う CO<sub>2</sub> 排出量の推移 (10 年目)

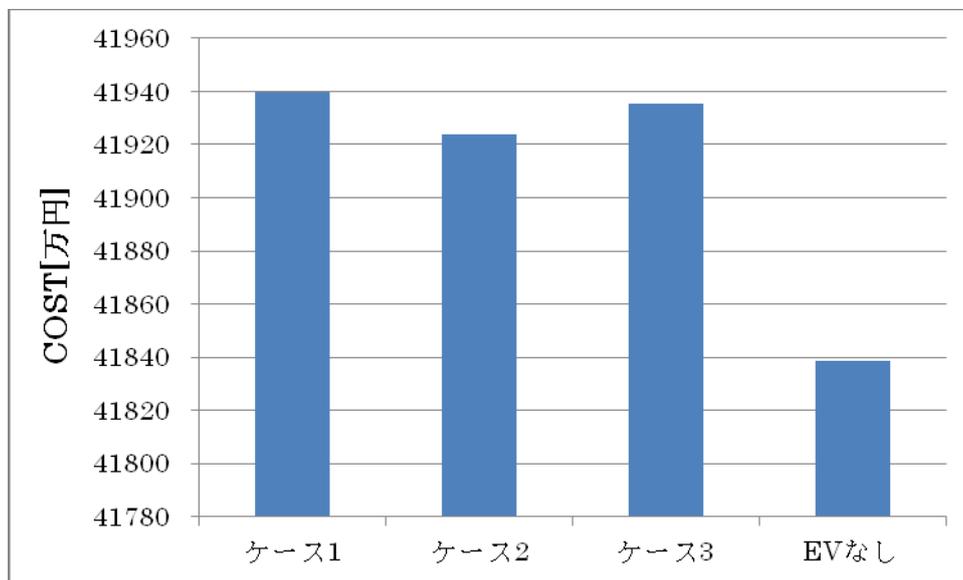


図 5.25 年間公的助成予算 300 億円投入した際の EV 普及による 24 時間あたりの発電機運用に伴うコストの推移 (10 年目)

---

次に、EV が普及するという事はガソリン車に置き換わる事だという仮定のもとで、ガソリン車が排出するはずであった CO<sub>2</sub> 排出量が EV のリプレイスによって削減されたとした値と、EV 導入に伴ってその電力需要の増加により発電機運用において増加した CO<sub>2</sub> 排出量の値の推移を示したのが図 5.26 である。この図は先程の棒グラフと同様に EV の充電パターン別の 1 年間の発電機運用に伴って発生する CO<sub>2</sub> 排出量の増加量と EV によるガソリン車のリプレイスによってもたらされる 1 年間の CO<sub>2</sub> 排出削減量をそれぞれ示したものである。この図を見ると EV 導入に伴う CO<sub>2</sub> 排出量は発電機運用による増加分よりも、ガソリン車をリプレイスすることによって得られる CO<sub>2</sub> 削減効果の方が大きいことがわかり、総計で減少方向にあることがわかる。

この関係について、本研究第二章で詳細を説明した CO<sub>2</sub> 排出量削減限界費用（シャドウプライス）の考えを用いて、発電機運用サイドから見た場合の経済価値換算を行った結果が図 5.27 である。この図を見ると初年度からしばらくの間は CO<sub>2</sub> 排出量増減の規模が小さいことで削減価値が小さいが、年数が経過するごとに価値が急激に増加していき、10 年目においては 3 億円/年の CO<sub>2</sub> 排出量削減効果が得られるということがわかる。従って、東北地方モデルにおいては全国へ 300 億円規模の助成予算が年間あたり配布された場合（東北地方にその自動車普及台数規模から推察した場合 9% が実質的に配布されたとして年間 27 億円の助成予算に対して）10 年目においては 3 億円/年の CO<sub>2</sub> 削減効果があるということが判断できる。この削減効果は 10 年目において助成予算の配布が停止されても、EV の耐用年数が続く限りは毎年続いていく。

こうした議論から、EV 導入による CO<sub>2</sub> 排出量削減効果について議論する場合はその電力需要増加によって発生しうる CO<sub>2</sub> 排出量についても検討する必要があるだろう。だろうと筆者は考えている。

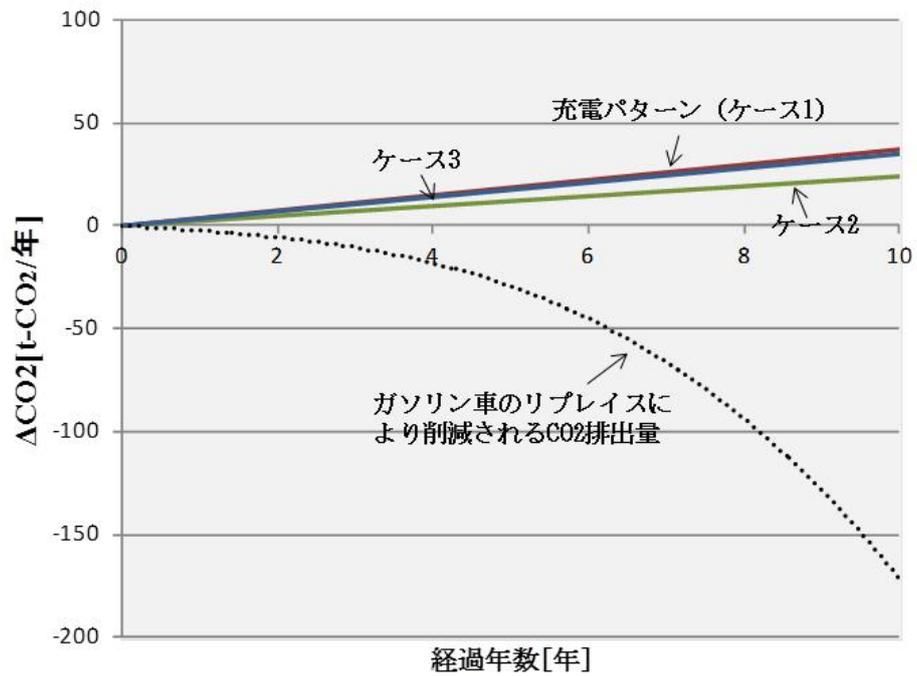


図 5.26 助成予算全国 300 億円規模の時の EV 導入による発電機運用による CO<sub>2</sub> 排出量増加及びガソリン車のリプレイスによる CO<sub>2</sub> 削減効果

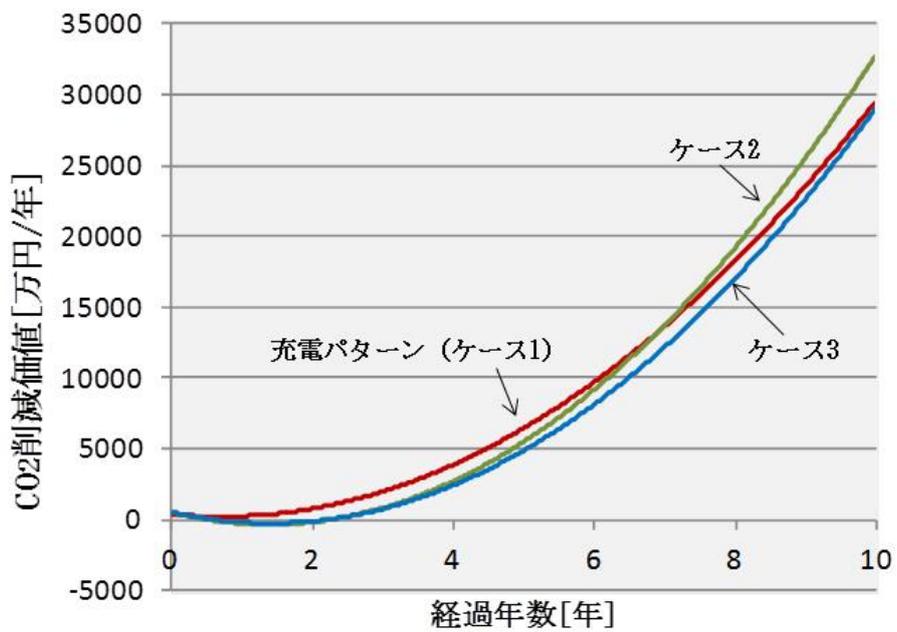


図 5.27 助成予算全国 300 億円規模の時の EV 導入による CO<sub>2</sub> 削減効果の経済価値換算

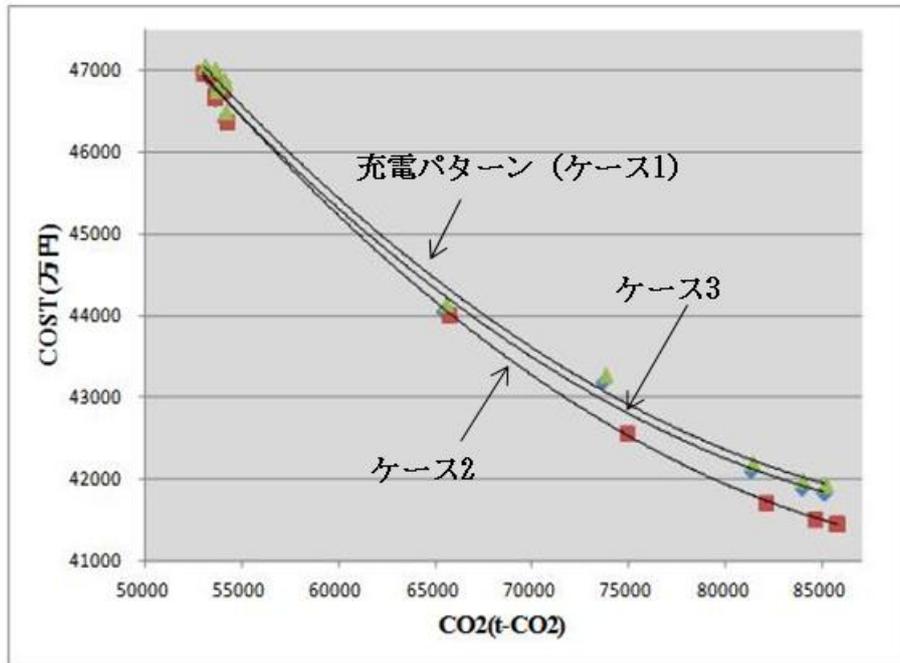


図 5.28 CO<sub>2</sub> 経済価値換算に用いたトレードオフ曲線

---

## 5.4 5章のまとめ

本章では、まず今後の電力需要を大きく変化させうる可能性のあるプラグイン電気自動車（EV）の普及過程を3つの産業コーポネント（EV生産・EV市場・充電インフラ）の行動を内生化して、ダイナミック・インタラクション・モデルを構築することで想定した。

また、そのモデルに最適制御理論を適用することで、国からの助成金額に応じたEVの普及規模（最大ポテンシャル）を算定することのできるモデルを開発した。

そして、そのモデルから想定したEVの普及規模によって、もしそれらEVが発電機運用の際に予備力として用いることができた場合に、分散型電源大量導入に対してどれだけの効果があるかを、第二章～第四章で提案してきたモデル及び手法を用いて算定し、本研究で提案してきた手法の有効性を確認した。

本章での試算結果より、以下の知見を得た。

- ・EVの導入に伴う発電機運用コストやCO<sub>2</sub>排出量の増加は導入したEVの充電パターンを変化させることで抑止できる可能性がある。
- ・上記抑制効果は少数のEV導入規模でも効果が見られる。
- ・EVを予備力として用いることで4章で示したような発電機の起動を止めることができることがあり、発電機構成によっては大きな効果が得られる可能性がある。
- ・上記予備力の効果はある程度のEV普及度が高い系統でのみ効果がありそうである。
- ・また、EVの予備力の効果は大量にEVが導入されることで得られなくなる場合もありうる。（予備力の増加による発電機運用条件の緩和には限界がある）
- ・EVの充電パターンを変更することによる効用や、予備力の効用が得られるかどうかは発電機を含めた電力システムの構成及び電力需要パターンに大きく依存しそうである。
- ・CO<sub>2</sub>削減に向けたEV普及のための政策助成金を大量に投入しても、市場進展効果には限界がある。
- ・EVが急速に普及することでCO<sub>2</sub>排出量削減効果が打ち消されてしまうこともありうる
- ・したがって、大きい公的助成予算を投入すれば大きい社会便益にとっての効果が得られるとは限らないため、慎重な検討のもと適切な額の助成予算を投入すべきである。

---

## 参考文献[5 章]

- [1]Addison、 J. (2009). Top 10 Electric Car Makers for 2010 and 2011、 Clean Fleet Report.
- [2]Chiang、 A.C. (2006)、 Elements of Dynamic Optimization、 McGraw-Hill
- [3]Chiang、 A.C.、 and K. Wainwright (2006)、 Fundamental Methods of Mathematical Economis、 Chapter 20、 McGraw-Hill
- [4]Wiederer、 A. and Philip、 R. (2010). Policy Options for Electric Vehicle Charging Infrastructure in C40 Cities、 Harvard Kennedy School.
- [5]Sandalow、 D. B. (2009). Plug-In Electric Vehicles: What Role for Washington?、 1st. ed.、 The Brookings Institution.
- [6]Sethi、 S. P.、 and G. L. Thompson (2000). Optimal Control Theory: Applications to Management Science and Economics、 2nd edition、 Springer.
- [7]Japan Automobile Manufacturers Association (2009). Fact sheet: Japanese government incentives for the purchase of environmentally friendly vehicles.  
(<http://jama.org/library/pdf/FactSheet10-2009-09-24.pdf>)
- [8]U.S. Department of Energy (2010). Empowering local plug-in vehicle deployment. Plug-inVehicle and Infrastructure Community Readiness Workshop.
- [9]U.S. Internal Revenue Service (2009). Qualified plug-in electric vehicle credit. IRS Notice 2009-54. (<http://www.irs.gov/pub/irs-drop/n-09-54.pdf>)
- [10]Yamashita、 D. Niimura、 T. Takamori、 H. Yokoyama、 R. (2011). A dynamic model of plug-in electric vehicle markets and charging infrastructure for the evaluation of effects of policy initiatives、 IEEE 2011 Power Systems Conference and Exposition、 March 2011.7
- [11]Yamashita、 D. Yokoyama、 R. Niimura、 T. Takamori、 H. (2011). A Model for Policy Assessment to Facilitate the Proliferation of Electric Vehicles: For Strategic Evaluations of Infrastructure Investment、 Journal of Real Options and Strategy、 Vol. 4、 No.2
- [12]A. DeMeo、 W. Grant、 M.R. Milligan、 and M.J.Schuenger、 "Wind Plants Integration、 " IEEE Power and Energy Magazine、 Vol. 3、 Issue 6、 November/December 2005、 pp. 38-46
- [13]T. Ackermann、 et al.、 "Where the wind blows、" IEEE Power and Energy Magazine、 Vol. 7、 Issue 6、 November/December 2009 、 pp. 65 - 75
- [14]European Wind Energy Association、 "Large Scale Integration of Wind Energy in The European Power Supply、 " December 2005、 [On-line] available: <http://www.ewea.org>.
- [15]H. Banakar、 C. Luo、 and B. T. Ooi、 "Impacts of Wind Power Minute-to-Minute Variations on Power System Operation、 " IEEE Trans. on Power Systems、 Vol. 23、 Issue 1、

---

June 2008, pp. 150 - 160.

[16]C. Luo and B. T. Ooi, "Frequency Deviation of Thermal Power Plants Due to Wind Farms," *IEEE Trans. Energy Conv.*, Vol. 21, No. 3, September 2006, pp. 708-716.

[17]A.M. Foley, P. G. Leahy, and E. J. McKeogh, "Wind Power Forecasting and Prediction Methods," *IEEE 9th International Conference on Environmental and Electrical Engineering*, May 2010.

[18]B. Ernst, et al., "Predicting the Wind," *IEEE Power and Energy Magazine*, November/December 2007, pp.78-89.

[19]K. Mathaprayoon, et al., "An Integration of ANN Wind Power Estimation Into Unit Commitment Considering the Forecasting Uncertainty," *IEEE Trans., Industrial Applications*, Vol., 43, No. 6, Nov./Dec., 2007, pp. 1441-1448.

[20]J. M. Morales, A. J. Conejo, and J. Perez-Ruiz, "Economic Valuation of Reserves in Power Systems With High Penetration of Wind Power," *IEEE Trans. Power Systems*, Vol., 24, No. 2, May 2009, pp. 900-910.

[21]A.G. Boulanger, A.C Chu, S. Maxx, D.L. Waltz, "Vehicle Electrification: Status and Issues," *Proceedings of the IEEE*, vol.99, no.6, pp.1116-1138, June 2011.

[22]J.A. Schellenberg, M. J. Sullivan, "Electric vehicle forecast for a large West Coast utility," *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*, July 2011, pp.1-6.

[23]J. Voelcker, "Can Plug-In Hybrid Electric Vehicles Keep the Electric Grid Stable?," *IEEE Spectrum Inside Technology*, Oct. 2007.

[24]F. Musavi, M. Edington, W. Eberle, and W.G. Dunford, "Evaluation and Efficiency Comparison of Front End AC-DC Plug-in Hybrid Charger Topologies," *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 3, No. 1, 2012, pp.413 - 421.

[25]D. Yamashita, T. Niimura, R. Yokoyama, and M. Marmiroli, "Thermal Unit Scheduling for CO<sub>2</sub> Reduction including Significant Wind Power Penetration," presented at *IEEE 2011 PES General Meeting*, July 2011, Detroit, USA.

[26]F. D. Galiana, et al., "Scheduling and Pricing of Coupled Energy and Primary, Secondary, and Tertiary Reserves," *Proc. IEEE*, Vol.93, No.11, November 2005.

---

## 第6章 結論

自然エネルギー電源や電気自動車などといった分散型電源の大量導入や、原子力発電所の停止などを受けて、環境負荷が大きいが運用上の融通性に優れる火力発電はバックアップ電源として大いに期待が集まっており、今後その運用を大きく変えなければならない可能性がある。

そこで本研究では、第二章において発電機運用計画のうち火力発電機の短期需給計画を対象とし、環境性及び経済性を考慮した発電機運用計画最適化手法の開発を行った。これによる成果としては、従来研究のように発電機運用計画をただ経済面や、環境面から単一の目的関数により最適化するのではなく、経済面及び環境面の両面から多目的に最適化を行い、何かしらの意思決定が行われればそのニーズに合った最適運用が可能なる点を予め求める手法を開発できたということが挙げられる。また、この解（運用可能点）の集合から求められるトレードオフ曲線によって発電機運用計画における CO<sub>2</sub> 削減価値を算出することができることを示した。

第三章、第四章では、上記で開発したツールを分散型電源が大量導入された環境下において適用可能とするためのツールの拡張を行った。まず、第三章において近年大規模な導入が進められている風力発電が大量導入された時にも対応可能なよう発電機運用に関する新たな制約条件の検討などを通して拡張を行った。第三章の成果から従来手法では算出できなかった風力発電導入に伴う火力発電機の運用コストや CO<sub>2</sub> 排出量の上昇分について算出できた。風力発電導入は火力発電機による発電量を削減することができるためコスト及び CO<sub>2</sub> 排出量共に削減できると考えられるが、その特有の出力変動によって起こりうる周波数変動への対策などシステムを維持運用するために従来制約に入れずとも良かった新たな制約条件考慮しなければならず、それによってコスト及び CO<sub>2</sub> 排出量の増加が起こりうるということが明らかになった。三章では最終的に東北地方モデルに提案手法を適用することでこの制約条件を考慮したうえでの風力発電大量導入時の発電機運用に伴うコストや CO<sub>2</sub> 排出量、そしてそのトレードオフ曲線を算出するまでに至った。

続いて第四章では第三章とは異なり需要サイドに影響を与えうる電気自動車（EV）大量導入が発電機運用計画に与える影響について評価することを目標とし、EV の運用による電力需要の変化を推測するためのモデルの開発を行った。EV はそのユーザーによって運用がまちまちであり、発電機運用サイドからの影響評価のためには膨大な数の EV 運用データが必要であるが、それを実運用データから特定するのは現実的ではない。そこでこの EV 運用パターンについて確率的なパラメータを用いて想定する EV 運用モ

---

デルを開発し、そこから EV の大規模導入により増加する電力需要を算出することとした。この EV モデルを標準的な発電機モデルに適用することで EV 導入が発電機運用に与える影響を検討すると共に EV 運用パターン（夜間充電パターン）を変化させることによりその影響を低減することができるのではないかという示唆を得るに至った。三章及び四章を通して風力発電や EV といった分散型電源大量導入による発電機運用計画面から見た影響を明らかにした。

さらに、第五章では新たにファイナンス的なアプローチから EV 需要部門・生産部門・インフラビジネスセクターの 3 部門が相互に依存しあって発展していく、公的助成金投入により将来の EV 普及規模がどうなるのか予測するための動的モデルの開発を行った。また、そのモデルに最適制御理論を適用することで、公的助成金とその市場に投入された時の市場発展の最大ポテンシャルについて算定するに至った。そして、これまでに提案してきた手法及びモデルを適用することで、EV の普及の発展度合いに応じた発電機運用サイドから見たコスト（及び CO<sub>2</sub> 排出量）の上昇についても検討し、EV 普及のための公的助成予算投入による効用を EV の普及だけでなく発電機運用によるコスト上昇や CO<sub>2</sub> 排出量増加なども含め多面的に分析した。これにより第四章で明らかになった EV の充電パターン別の発電機運用によるコスト増加や CO<sub>2</sub> 排出量増加の影響度合いを明らかにした。また、EV を発電機運用計画から見た予備力として用いることによって得られるこれらの影響に関する低減効果についても明らかにした。

本研究を総括すると、風力発電や EV といった分散型電源が大量導入された環境下において適用できる発電機運用多目的最適化計画手法を開発できたということ、ファイナンス的なアプローチによる EV 普及の動的予測モデルを開発したということ、これらを組み合わせることで EV 導入による CO<sub>2</sub> 削減効果を発電機運用計画面からも評価する多面的分析ツールを開発できたこと、これらがこの研究の成果であると言える。

また、第二章～第四章では発電機運用者のみを対象としたツールの開発であったのが、第五章のファイナンス的なアプローチの導入により、発電機運用者のみならず政策決定者にとっても有用なツールを開発するに至った。

今後の課題としては、本研究において開発した手法をさらに拡張し、電力系統における供給信頼度についての考慮を可能とすること、多種多様な発電機を組み合わせ最適な発電機構成について検討できるようにすること、デマンドレスポンスなどの需要サイドを制御することによる発電機運用サイドから見た効果についての分析を行えるようにすること、また発電機故障や大規模災害などを考慮した防災力に優れた運用を行った場合の検討に適用できるようにすることなどが考えられる。

---

## 謝辞

本論文をまとめるにあたり、指導教員ならびに論文審査の主査として、修士課程より博士課程に至るまで終始熱心にご指導ご鞭撻いただきました早稲田大学大学院環境・エネルギー研究科 横山隆一教授には心より御礼申し上げます。

また、論文審査の際にご助言及びご示唆をいただきました早稲田大学大学院環境・エネルギー研究科 勝田正文教授、友成真一教授に厚く御礼申し上げます。

修士課程から博士課程におきまして、貴重なご助言ならびにご指導ご鞭撻いただきました早稲田大学大学院環境・エネルギー研究科の教員の皆様に厚く御礼申し上げます。

本研究を進めるにあたっては高森寛博士、新村隆英博士、馬郡英樹博士、Marta Marmirol 博士を始めとした皆様に貴重なご助言ご示唆、ならびにご協力をいただきました。ここに厚く御礼申し上げます。

最後になりましたが、筆者の研究活動を支えていただきました横山隆一研究室のスタッフの皆様、OB ならびに学生の皆様に心より感謝申し上げます。そして、様々な面において終始応援してくださった素晴らしい両親に心より感謝し、結びと致します。

---

## 研究業績

### 1. 査読論文

○D. Yamashita • T. Niimura • R. Yokoyama, Thermal Unit Scheduling for CO2 Reduction including Wind Power and Electric Vehicles, Journal of Advanced Computational Intelligence & Intelligent Informatics (JACIII) Vol.17 No.1、2013 年

○D. Yamashita • T. Niimura • R. Yokoyama • H. Takamori, Plug-in Electric Vehicle Markets and its Infrastructure Investment Policies under Fuel Economy Uncertainty、リアルオプション研究 • 英文論文誌、2013 年

○D. Yamashita • T. Niimura • K. Yoshimi • R. Yokoyama • H. Takamori, Optimal Strategy to Support the Development of Charging Infrastructure for Electric Vehicles towards Low Carbon Emissions、IEEE POWER & ENERGY SOCIETY General Meeting 2012、2012 年 7 月

○D. Yamashita • R. Yokoyama • T. Niimura • H. Takamori, Model for Policy Assessment to Facilitate the Proliferation of Electric Vehicles - For Strategic Evaluations of Infrastructure Investment -, リアルオプション研究 Vol.4、No.2、2011 年 8 月

○D. Yamashita • T. Niimura • R. Yokoyama, Thermal Unit Scheduling for CO2 Reduction including Significant Wind Power Penetration、IEEE POWER & ENERGY SOCIETY General Meeting 2011、2011 年 7 月

○D. Yamashita • T. Niimura • H. Takamori • R. Yokoyama, A Dynamic Model of Plug-in Electric Vehicle Markets and Charging Infrastructure for The Evaluation of Effects of Policy Initiatives、2011 Power Systems Conference & Exposition、2011 年 3 月

○D. Yamashita • T. Niimura • R. Yokoyama • M. Marmiroli, Pareto-optimal Solutions for Trade-off Analysis of CO2 vs. Cost based on DP Unit Commitment、IEEE PES International Conference on Power Systems Technology POWERCON 2010、2010 年 10 月

○D. Yamashita • T. Niimura • R. Yokoyama • M. Marmiroli, Trade-off Analysis of CO2 versus Cost by Multi-objective Unit Commitment、IEEE POWER & ENERGY SOCIETY General

---

Meeting 2010、2010年7月

○D. Yamashita・A. Mohd Isa・R. Yokoyama・T. Niimura、Forecasting of Electricity Price and Demand Using Autoregressive Neural Networks、International Federation of Automatic Control 2008、2008年7月

2. 論文・口頭発表

○山下大樹・新村隆英・高森寛・横山隆一、発電機運用計画に関するプラグイン電気自動車大量導入の影響評価、電力技術・電力系統技術合同研究会、2012年8月

○山下大樹・高森寛・新村隆英・横山隆一、プラグイン電気自動車と充電インフラストラクチャの市場拡大予測モデルと政策効果、電気学会全国大会、2011年3月

○山下大樹・新村隆英・横山隆一・マルミローリ・マルタ、発電機の起動停止問題におけるCO<sub>2</sub>と運用コストのトレードオフ分析、電気学会電力・エネルギー部門大会、2010年9月

○D. Yamashita・K. Hasegawa・A. M. Isa・T. Niimura・R. Yokoyama・M. Marmiroli、Trade-off analysis of CO<sub>2</sub> versus cost for unit commitment problem by multi-objective optimization、IEEEJ-EIT Joint Symposium、2009年11月

○山下大樹・新村隆英・横山隆一・マルミローリ・マルタ、環境に配慮した起動停止計画問題の一解法の提案、電力技術・電力系統技術合同研究会、2009年9月