

平成 27 年度北九州市における廃棄物発電の  
ネットワーク化に関する実現可能性調査委託業務  
報告書

平成 28 年 3 月

一般財団法人日本環境衛生センター  
富士電機株式会社  
株式会社日本エナジーサービス



## <調査概要>

### 調査の目的

東日本大震災以降のエネルギー戦略の見直しが求められる中で、分散型電源かつ安定供給可能である廃棄物発電が果たす役割は大きくなることが期待されている。廃棄物発電施設が持つ地域のエネルギーセンターとしての機能を高めるには、電力システム改革に対応して廃棄物発電による電力供給を安定化・効率化する新たなスキームを構築するなど、廃棄物発電の導入・高度化を促進する必要がある。

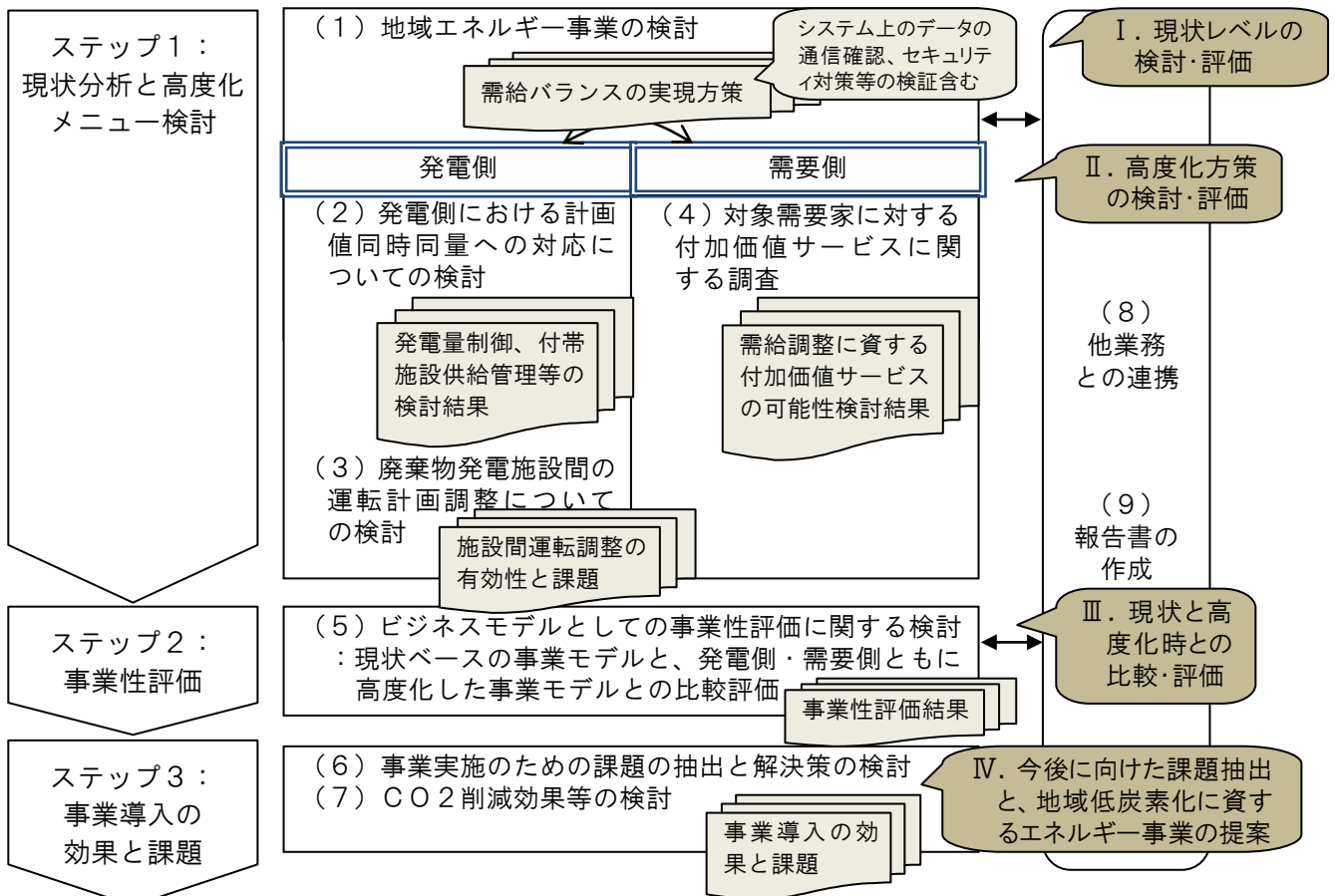
本業務は、複数の廃棄物発電施設と電力供給先によるネットワークを構築して廃棄物発電による電力需給を安定化するスキームについて、北九州市の協力を得て事業としての実現可能性を調査するものである。

### 調査全体の流れ

自治体が関与する機関が特定規模電気事業者（PPS）となって、廃棄物発電施設の余剰電力を自治体の公共施設等に供給する廃棄物発電のネットワーク化に関し、実現可能性を調査した。

具体的には、北九州市の3つの清掃工場について電力に関するネットワークを構築し、その余剰電力を北九州市の市有施設等に供給する、地域エネルギー事業の電力需給管理について検証した。その際に、電力システム改革に伴う発電側の計画値同時同量を見据えた電力供給の在り方についても併せて検討した。

さらに、電力の見える化等の需要家への省エネルギー行動支援の有効性や、付加価値サービスの可能性を調査し、ビジネスモデルとしての事業性を評価するとともに、本地域エネルギー事業を実施する上での課題、CO<sub>2</sub>削減効果等の検討を行った。



<評価ケース一覧>

章 番号	ケース	発電側 3工場		PPS	需要側 公共施設等	
		送電量	発電量 所内負荷等		需要量	
I	現状ケース	送電量	発電量 所内負荷等	需給バランス管理	需要量	
II-2	高度化ケース① 予測精度の 向上	送電量	発電量 ⇒計画値の精度向上 所内負荷等	需給バランス管理	需要量 ⇒計画値の 精度向上	
II-3	高度化ケース③ 調整電源の活用によ る変動抑制	送電量	発電量 ⇒調整電源による変動抑制 所内負荷等	需給バランス管理	需要量 ⇒調整電源に よる変動抑制	
II-4	高度化ケース② 発電量制御	送電量	発電量 ⇒運転管理による変動抑制 所内負荷等	需給バランス管理	需要量	
III	高度化ケース④ 発電側運転計画調整 による発電量最大化	送電量	発電量 ⇒3工場の運転計画調整に よる発電量最大化 所内負荷等	需給バランス管理	需要量	
IV	高度化ケース⑤ 需要側省エネ サービス	送電量	発電量 所内負荷等	需給バランス管理	需要量	省エネ サービス
V	高度化ケース 全方策を実施	送電量	発電量 ⇒計画値の精度向上 ⇒運転管理による変動抑制 ⇒調整電源による変動抑制 ⇒3工場の運転調整による 発電量最大化 所内負荷等	需給バランス管理	需要量 ⇒計画値の 精度向上	省エネ サービス
VI			発電量 ⇒計画値の精度向上 ⇒運転管理による変動抑制 ⇒調整電源による変動抑制 ⇒3工場の運転調整による 発電量最大化 所内負荷等			

調査結果

調査の結果、本調査で設定した事業モデルには、一定の事業性が評価された一方、需給双方の実態を踏まえた予測プログラムの向上が必要であること、市場依存度を抑制しつつ適切な需要規模を確保し、事業の安定性を確保していくことが重要であること等の課題が得られた。

今後の自治体関与の地域エネルギー事業の展開に向けて、事業規模の拡大、事業範囲の拡大、関係主体の拡大等も見据えながら、事業の継続性、地域への貢献性を検討していくことが重要である。

## Overview of Investigation

### Purpose of the investigation

Under the situation where the review of the energy strategy after the Great East Japan Earthquake is demanded, roles played by the distributed power system and waste power generation that can provide reliable electricity are expected to become larger than ever. In order to enhance functions of waste power generation facilities as the regional energy center, it is necessary to promote the introduction and advancement of waste power generation through building a new scheme to stabilize and improve efficiency of power supplied by waste power generation in response to the electricity system reform.

Concerning a scheme to stabilize power supply and demand by waste power generation by establishing a network between waste power generation facilities and power supply destinations, an investigation on its business potential was conducted in this project in cooperation with Kitakyushu City.

### Flow of the entire investigation

The investigation was conducted on the feasibility of the establishment of a waste power generation network where an organization related to local governments becomes a power producer and supplier (PPS) to provide surplus electricity of waste power generation facilities to local governments' public facilities.

Specifically, an examination was performed on the management of power supply and demand of regional energy business that provides surplus electricity of three waste incineration plants in Kitakyushu City to facilities owned by Kitakyushu City by establishing a network on electricity among the three plants. At the same time, ways of power supply that looks at balancing within a planned value range of power generation facilities in association with the electricity system reform were considered.

In addition, investigations on the effectiveness of support for users' energy-saving actions such as visualization of power consumption, etc. and the possibility of value-added services were conducted to evaluate the business potential of the network as a business model, and examinations on issues in implementing this regional energy business and carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) reduction effect, etc. were performed.

<Evaluation case list>

Chapter No.	Case	Power generation facilities Three plants		PPS	Users Public facilities, etc.	
I	Current situation case	Transmission amount	Power generation amount	Supply and demand balance management	Demand	
			House load, etc.			
II-2	Advanced case (1) Improvement of prediction accuracy	Transmission amount	Power generation amount ⇒ Improvement of planned value accuracy	Supply and demand balance management	Demand ⇒ Improvement of planned value accuracy	
			House load, etc.			
II-3	Advanced case (3) Fluctuation suppression using regulated power supply	Transmission amount	Power generation amount ⇒ Fluctuation suppression using regulated power supply	Supply and demand balance management	Demand ⇒ Fluctuation suppression using regulated power supply	
			House load, etc.			
II-4	Advanced case (2) Suppression of power generation amount	Transmission amount	Power generation amount ⇒ Fluctuation suppression through operation control	Supply and demand balance management	Demand	
			House load, etc.			
III	Advanced case (4) Maximization of power generation amount by controlling the operation schedule of power generation facilities	Transmission amount	Power generation amount ⇒ Maximization of power generation amount by controlling the operation schedule of the three plants	Supply and demand balance management	Demand	
			House load, etc.			
IV	Advanced case (5) Users' energy-saving services	Transmission amount	Power generation amount	Supply and demand balance management	Demand	Energy-saving services
			House load, etc.			
V	Implementation of all measures for the advanced cases	Transmission amount	Power generation amount ⇒ Improvement of planned value accuracy ⇒ Fluctuation suppression through operation control ⇒ Fluctuation suppression using regulated power supply ⇒ Maximization of power generation amount by controlling the operation schedule of the three plants	Supply and demand balance management	Demand ⇒ Improvement of planned value accuracy	Energy-saving services
			House load, etc.			
VI		Transmission amount	Power generation amount ⇒ Improvement of planned value accuracy ⇒ Fluctuation suppression through operation control ⇒ Fluctuation suppression using regulated power supply ⇒ Maximization of power generation amount by controlling the operation schedule of the three plants	Supply and demand balance management	Demand ⇒ Improvement of planned value accuracy	Energy-saving services
			House load, etc.			

## Result of the investigation

As a result of the investigation, a certain degree of business potential was confirmed in the business model set in this investigation. On the other hand, agendas, such as the importance of improving the prediction program based on the situation of both supply and demand and the importance of securing an appropriate demand scale and business stability while controlling dependent on the market, etc., were figured out.

For the future development of regional energy business involving local governments, it is important to examine business continuity and contribution to local communities, focusing on the expansion of scale and scope of business and the increase in organizations related to the business, etc.





## 目 次

I. 地域エネルギー事業の検討	I-1
I-1. 北九州市における地域エネルギー事業について	I-1
1. 背景	I-1
(1) 北九州スマートコミュニティ創造事業	I-1
(2) 北九州市地域エネルギー拠点化推進事業	I-2
2. 地域エネルギー事業モデルの設定	I-4
I-2. 地域エネルギー事業の事業性	I-5
1. 需給バランスの状況	I-5
2. 発電側送電電力量の状況	I-8
3. 需要電力量の状況	I-8
4. 現状レベルの事業性と課題	I-9
(1) 計画値同時同量制度における事業性	I-9
(2) 実同時同量制度における事業性(参考)	I-9
5. 電力量データ計測システムの構築	I-11
(1) 発電側送電電力量データ計測システムの構築	I-11
(2) 需要電力量データ計測システムの構築	I-12
(3) 需給管理運用システムの構築	I-13
II. 計画値同時同量への対応についての検討	II-1
II-1. 需給管理システムの構築	II-1
1. システム概要	II-1
2. システム構築のための基礎検討	II-1
(1) 余剰電力予測	II-1
(2) 余剰電力の同時同量制御	II-8
(3) 需要電力予測	II-9
(4) 需要電力の同時同量制御	II-18
3. システム構築	II-19
II-2. 予測の活用による高度化	II-25
1. 予測機能の運用検証	II-25
(1) 余剰電力予測の検証	II-25
(2) 需要電力予測の検証	II-27
(3) 予測導入効果の検証	II-29
2. 余剰電力予測の高度化検討	II-37
(1) 課題と対策	II-37
(2) 予測機能の高度化検討	II-37

II-3.	調整電源の活用による高度化.....	II-41
1.	調整電源の運用検証.....	II-41
(1)	調整電源導入効果の検証.....	II-41
2.	調整電源の導入・運用コストを含めた事業性評価.....	II-46
(1)	評価条件.....	II-46
(2)	評価結果.....	II-48
II-4.	発電側運転管理による高度化.....	II-49
1.	発電電力量管理の検討.....	II-49
(1)	廃棄物処理施設における発電電力量管理の現状と課題.....	II-49
(2)	発電側運転管理による発電量管理方策の検討.....	II-50
III.	廃棄物発電施設間の運転計画調整についての検討.....	III-1
1.	運転計画調整の考え方について.....	III-1
(1)	運転計画調整による高度化.....	III-1
(2)	北九州市3工場における運転状況の現状.....	III-1
2.	運転計画調整のシミュレーション.....	III-6
(1)	シミュレーションの方針.....	III-6
(2)	シミュレーション条件.....	III-7
(3)	シミュレーション結果.....	III-8
(4)	今後の課題.....	III-11
IV.	対象需要家に対する付加価値サービスに関する調査.....	IV-1
IV-1.	電力消費状況の見える化による省エネルギー行動支援の有効性検討.....	IV-1
1.	目的.....	IV-1
2.	調査内容.....	IV-1
3.	調査対象施設の選定とその概要.....	IV-1
4.	調査結果.....	IV-1
IV-2.	需給調整に資する付加価値サービスの可能性.....	IV-2
1.	目的.....	IV-2
2.	付加価値サービスの必要性.....	IV-2
3.	付加価値サービスの現状.....	IV-3
4.	自治体PPSならではの需要家向け各種サービスの可能性検討.....	IV-5
5.	課題.....	IV-8
V.	ビジネスモデルとしての事業性評価に関する検討.....	V-1
1.	ビジネスモデルの概要.....	V-1
2.	ビジネスモデルの事業性評価.....	V-3
(1)	事業収支シミュレーション.....	V-3
(2)	事業性評価.....	V-7

VI. CO2 削減効果等の検討.....	VI-1
1. CO2 削減効果.....	VI-1
(1) CO2 削減効果の考え方.....	VI-1
(2) CO2 削減効果の評価.....	VI-4
2. 地域の環境的効果等.....	VI-6
(1) 地域の環境的効果等の評価.....	VI-6
(2) 地域エネルギー事業の評価.....	VI-9
VII. 事業実施のための課題の抽出と解決策の検討.....	VII-1
1. 事業性向上のための課題等.....	VII-1
2. 地域エネルギー事業の展開に向けた課題等.....	VII-1

## 資料編

需要家 A	電力消費状況の見える化による省エネルギー行動支援の有効性検討報告書
需要家 B	電力消費状況の見える化による省エネルギー行動支援の有効性検討報告書
需要家 C	電力消費状況の見える化による省エネルギー行動支援の有効性検討報告書
需要家 D	電力消費状況の見える化による省エネルギー行動支援の有効性検討報告書
需要家 E	電力消費状況の見える化による省エネルギー行動支援の有効性検討報告書
需要家 F	電力消費状況の見える化による省エネルギー行動支援の有効性検討報告書
需要家 G	電力消費状況の見える化による省エネルギー行動支援の有効性検討報告書



## I. 地域エネルギー事業の検討

### I-1. 北九州市における地域エネルギー事業について

#### 1. 背景

##### (1) 北九州スマートコミュニティ創造事業

北九州市では、「地域エネルギーマネジメント」を基軸に、環境モデル都市として取り組む都市構造、交通、ライフスタイル等に関する施策及び分野横断的な低炭素まちづくりの取り組みを進めることとしている。

政府の新成長戦略に位置づけられる日本型スマートグリッドの構築と海外展開を実現するための取組みである「次世代エネルギー・社会システム実証」を行う地域について、国が公募し、北九州市を含む全国 20 地域が提案したところ、平成 22 年 4 月、北九州市が全国 4 地域の一つとして選定された。

北九州スマートコミュニティ創造事業の基本的な考え方と取組みの特徴は以下のとおりである。

##### 基本的な考え方

1. 電力の需要家（家庭やオフィスなど）が地域のエネルギー利用を「考え」「参加」する仕組みを構築すること。
2. 水素や工場廃熱など隣接する産業のエネルギーを地域で有効に活用すること。
3. 家庭のみならず、工場、オフィス、商業施設、ガソリンスタンド、データセンター、博物館など多様な施設に省エネシステムを導入すること。
4. エネルギーのみならず、交通システム、緑化、地域コミュニティまで含めた「まちづくり」としての取組みを推進すること。
5. 実証の成果を国内及びアジア等の海外へ展開すること。

##### 取組みの特徴

1. 電力の需給に応じて電力料金を変化させるダイナミックプライシングの実証。
2. 通信機能や他の機器の管理機能を持つ高機能電力メーターであるスマートメーターの大量導入。
3. 工場の生産プロセスから発生する副生水素や、工場の廃熱などをエネルギーとして地域で利用。
4. 太陽電池や燃料電池などの直流で発電する電源を有効に活用できる直流電流住宅などの整備。
5. 低炭素化社会の交通システムとして、EV（電気自動車）の大量導入、非接触EV充電器の整備、オンデマンドバスの導入など。
6. 市民、学校、来訪者等に対する効果的な環境学習システムの整備。

平成 22 年 8 月に、提案した「北九州スマートコミュニティ創造事業」のマスタープランを策定し、その後、5 年間かけて経済産業省「次世代エネルギー・社会システム実証」を行った。北九州スマートコミュニティ創造事業は、約 80 の事業者が参加し、28 のプロジェクトに分かれてテーマ毎に設定した技術的な実証と、全体で行う社会システム実証を実施した。

#### ① 実証内容

再生可能エネルギーが導入された系統において、太陽光発電や風力発電の発電量と、地域の

需要を予測し、発電機運転計画や電力貯蔵装置の充放電制御により、最適需給運用を行う。

- ・ 自営線グリッドにおける電力品質制御、大規模系統品質貢献を行う。
- ・ 需要家側BEMS/HEMSおよびデマンドレスポンスによる需要調整を行う。
- ・ エネルギー運用最適化によるエネルギー貯蔵機器容量の最適化を行う。

## ② 実証成果

地域エネルギーコミュニティを実現することを目的とした地域節電所を開設し、自然エネルギー大量導入時代の需要制御・系統安定化を実践する基盤を構築した。

- 1) PV 大量導入を想定し、系統品質安定化制御を実証
- 2) 需要家毎のエネルギー利用状況のリアルタイム把握
- 3) 地域エネルギーマネジメントシステムと連動したデマンドサイドマネジメントとして、ダイナミックプライシング(DP)を実施し、安定したピークシフト効果を得る。DP による節電効果の定量データが取得できた。

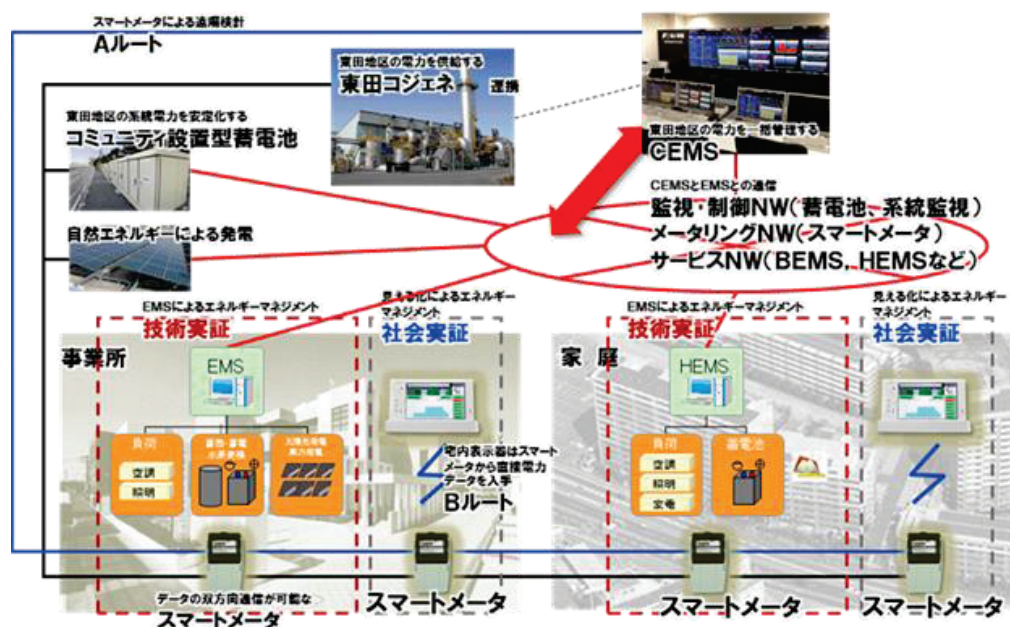


図 I-1 北九州スマートコミュニティ創造事業の実証全体像

## (2) 北九州市地域エネルギー拠点化推進事業

北九州市は、これまで地球温暖化対策の観点から、省エネ・新エネに取り組んできたが、東日本大震災以降、市民生活・産業活動といった地域を支える観点から、安定・安価なエネルギーの供給についても、市として一定の責任をもつこととし、平成 25 年から「北九州市地域エネルギー拠点化推進事業」を、本市の新成長戦略の主要プロジェクトとして取り組んでいる。本事業は、低炭素で安定・安価なエネルギーの供給を目指すものであり、地域エネルギー拠点の形成は、市の成長を支える基盤として非常に重要となるとしている。また、本市の持つポテンシャルを活かし、オール九州にも貢献することを目指すこととしている。



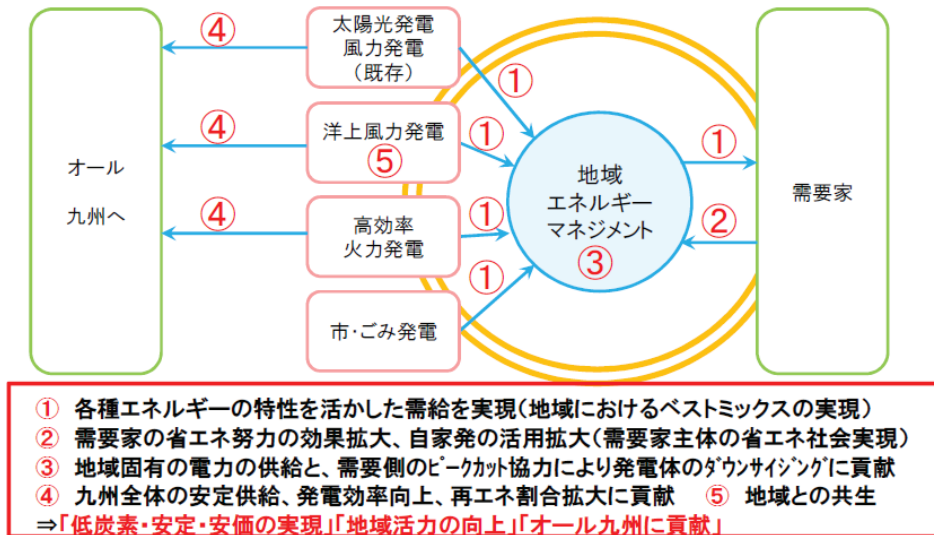


図 I-2 「低炭素・安定・安価の実現」「地域活力の向上」「オール九州に貢献」という目的に照らし合わせて描かれる北九州市が目指すエネルギー拠点の姿<sup>1</sup>

事業推進の調整の場として設置された「北九州市地域エネルギー推進会議」において、地域エネルギーマネジメントの仕組み、実現のための地域エネルギー事業会社等について議論され、以降、地域エネルギー事業会社の役割、主体、事業性等について地元企業、金融機関等と勉強会による検討がなされた。その後、地域エネルギー事業会社設立に向けた検討が行われ、平成 27 年 12 月に地域エネルギー事業会社である(株)北九州パワー(北九州市出資比率 24.17%)が設立された。

(株)北九州パワーでは、段階的に規模を拡大し、将来的には市内公共施設、民間企業に 10 万 kW 規模の供給を目指すこととしているが、まず、初めのステップとして、北九州市ごみ発電(2 施設)の電力を供給源(供給電力約 1 万 kW 規模)とし、北九州市内公共施設 100 か所程度に電力を供給する予定としている(下図)。

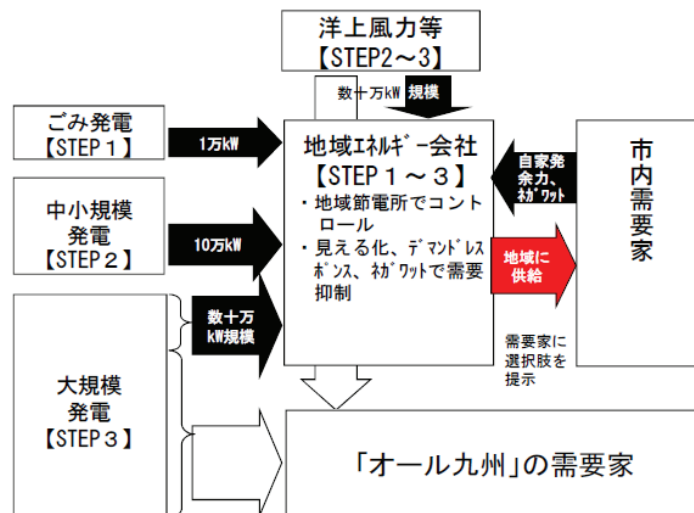


図 I-3 市内立地発電から市内需要家への電力供給の実現に向けた 3 つのステップ<sup>2</sup>

<sup>1</sup>北九州市地域エネルギー推進会議第 3 回資料より

<sup>2</sup>北九州市地域エネルギー推進会議第 2 回資料より

## 2. 地域エネルギー事業モデルの設定

本調査では、北九州市におけるこれまでの背景を踏まえて、自治体が発与する小売電気事業者が地域エネルギー事業を運営管理していくことを念頭に、複数の廃棄物発電施設の余剰電力を公共施設等に供給する地域エネルギー事業の電力需給管理を行うモデルを設定した。(下図)

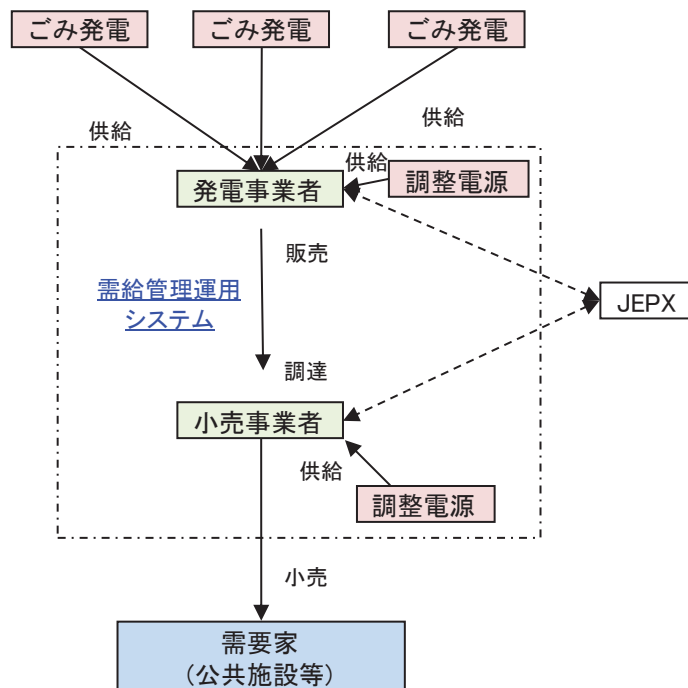


図 I-4 事業モデル



## I-2. 地域エネルギー事業の事業性

### 1. 需給バランスの状況

北九州市では、地域エネルギー事業のスタートにあたって、皇后崎工場、日明工場の2工場を発電側とし、公共施設等を需要側として、地域エネルギー事業をスタートすることとしている。

本調査において調査対象とする北九州市地域エネルギー事業の需給バランスについては、各施設の実績データを踏まえ、次のとおり設定した。

#### <発電側の設定>

- ・皇后崎工場、日明工場、新門司工場の3工場の合計送電電力量とする。

※当初は皇后崎工場、日明工場のみでのスタート予定だが、いずれ3工場体制での運用を想定して新門司工場を含めたケースを設定。

- ・発電能力合計：58,800kW

- ・解析対象データは、3工場の平成22年度実績とする。

なお、平成22年度実績としたのは、①平成24～28年度にかけて皇后崎工場で基幹改良工事を行っていること、②平成23年に発生した東日本大震災に伴い平成24年度は災害がれきを受け入れ処理していたことから、通常処理の状態の年度として、平成22年度を選定した。

- ・3工場の諸元は下表及び下図のとおり。

表 I-1 3工場諸元

		皇后崎工場	日明工場	新門司工場
稼働開始	年	平成10年	平成3年	平成19年
処理能力	t/日×炉	270×3	200×3	240×3
処理方式	-	連続焼却式 ストーカ炉	連続焼却式 ストーカ炉	シャフト式 ガス化溶融炉
発電能力	kW	29,300	6,000 <sup>注1)</sup>	23,500
発電効率 <sup>注2)</sup>	%	19.1%	18.1%	28.5%
付帯施設等 (施設へ送電)	-	環境センター 下水処理場 し尿処理場	下水処理場 粗大ごみ処理施設 資源化物選別施設	環境センター
備考	-		下水処理場で受電	

注1) 定格出力6,000kWのところタービンの一部を停止し4,800kWで運用している。

注2) 環境省一般廃棄物実態調査(平成25年度実績)

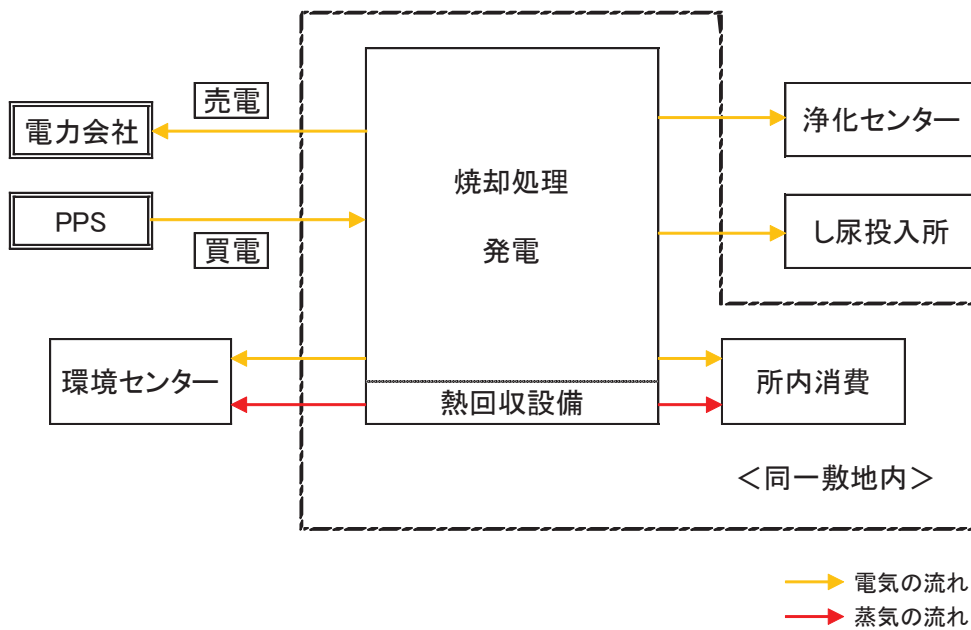


図 I-5 皇后崎工場の電力フロー図

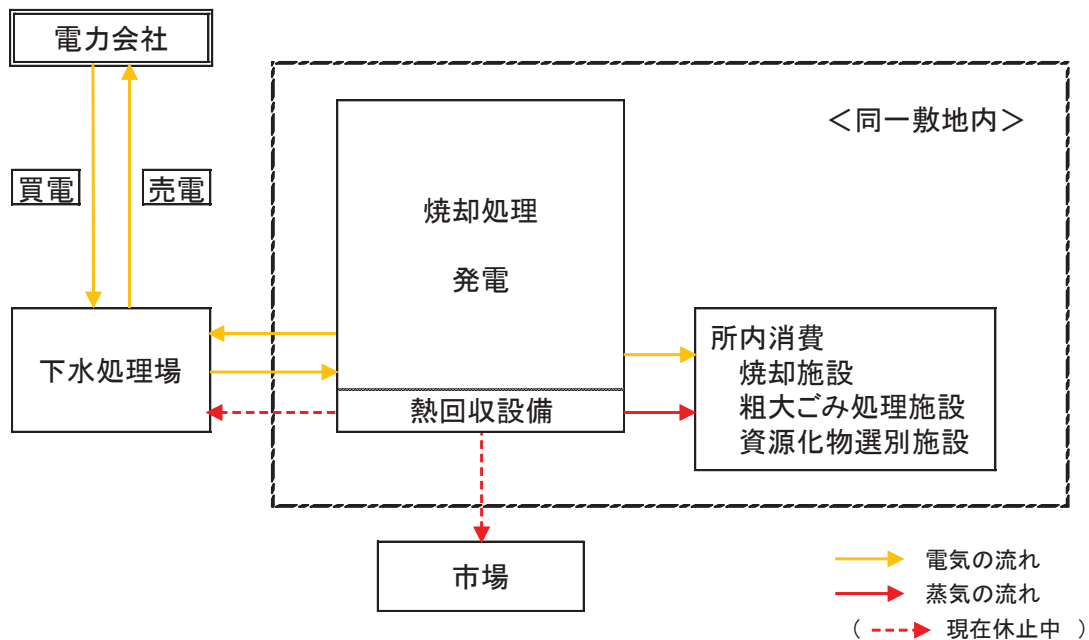


図 I-6 日明工場の電力フロー図

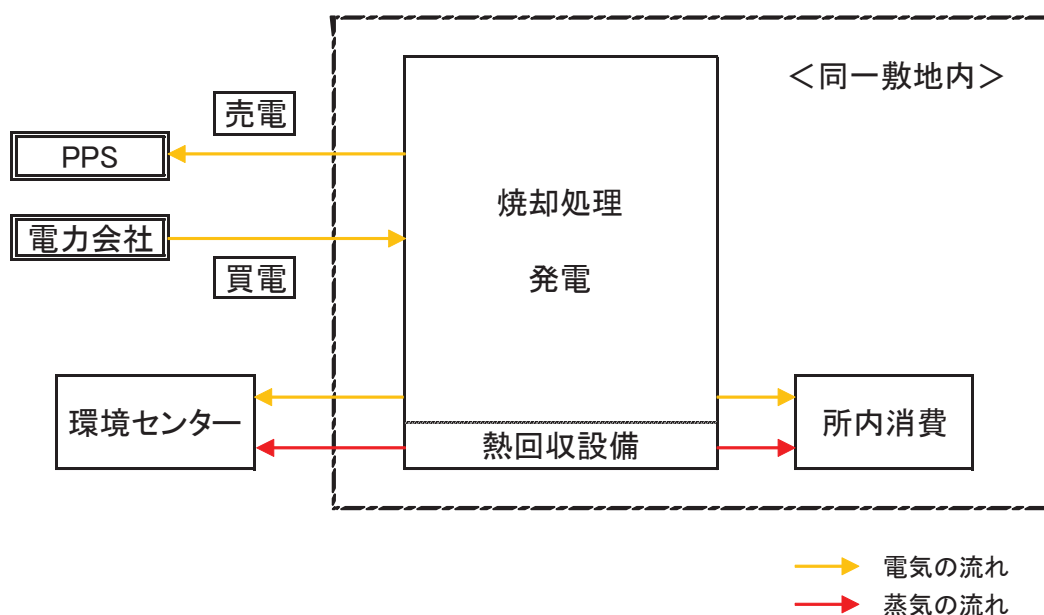


図 I-7 新門司工場の電力フロー図

<需要側の設定>

- ・ 公共施設を中心に 100 か所程度を想定。
- ・ 契約電力合計：約 23,000kW を想定。 ※200kW×100 か所程度
- ・ 解析対象データは、主要な公共施設 6 か所の年間実績値（30 分値：平成 24 年度）を基に、上記契約電力合計程度になるよう比例配分して製作。
- ・ 6 か所の主要な公共施設の諸元は下表のとおり。

表 I-2 6 か所の主要な公共施設諸元

		主要な公共施設 6 か所					
		需要家 a	需要家 b	需要家 c	需要家 d	需要家 e	需要家 f
契約電力	kW	421	328	322	600	600	1550
種別	-	行政施設	会議施設	斎場	体育館	行政施設	庁舎

以上の需給双方の年間実績のトレンドデータを次図に示す。

年間で、発電量合計が 92,000MWh、需要合計が 40,700MWh となり、需要量に対する発電量の充足率は 93%で、残りの 7%を他の電源から調達するバランスとなる。

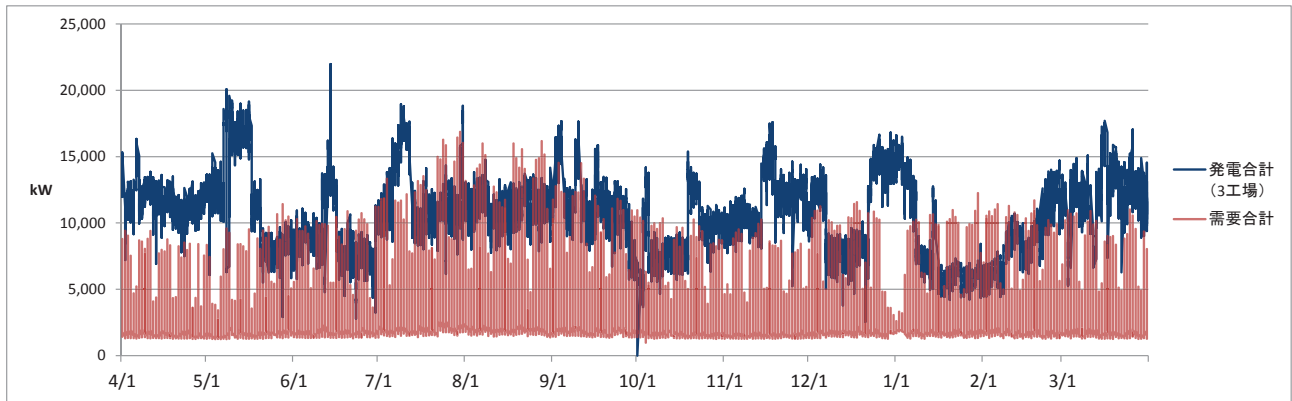


図 I-8 発電側・需要側の電力量需給バランス

## 2. 発電側送電電力量の状況

現状の送電電力量の変動は下図のとおりである。

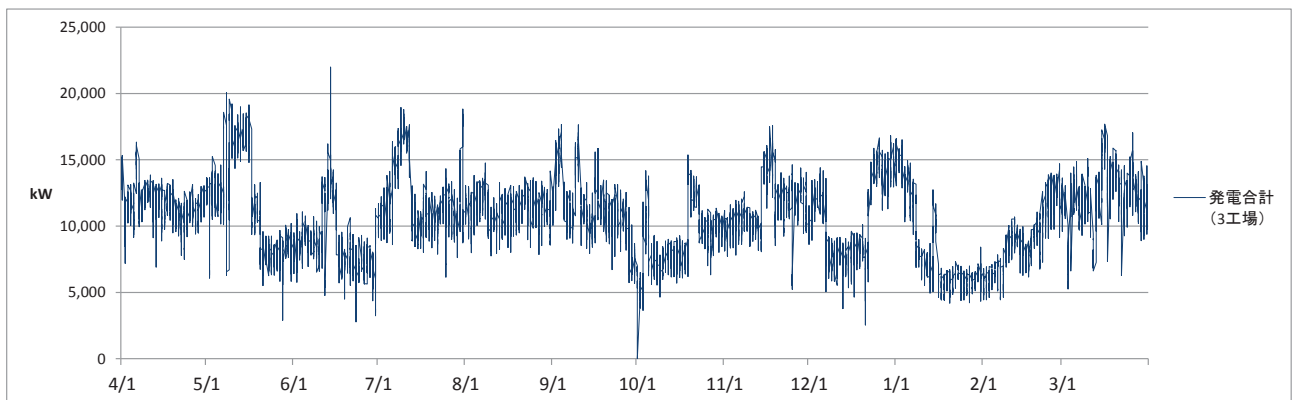


図 I-9 3工場の送電電力量の推移（平成 22 年度実績）

最も少ない時で 5,000kW 前後、最も多い時で 20,000kW 前後の送電を行っており、1 日間で±1,500kW 程度の振れ幅が生じている。また工場によっては、処理量に応じて蒸発量設定を調整する等の対応を行っており、発電量の振れ幅に一定程度影響していると想定される。

なお、いずれの工場も、定格処理量の確保を大前提とした運転をしているため、細かな発電計画値は設定されていない。

余剰電力量の予測は、年間処理量に応じた大まかな発電量計画のみであり、30 分単位の送電量計画等は作成されていない。

## 3. 需要電力量の状況

需要家として想定される市内公共施設等のうち、1 年間の実績データが得られた 6 施設のデータを基に製作したトレンドデータを下図に示す。

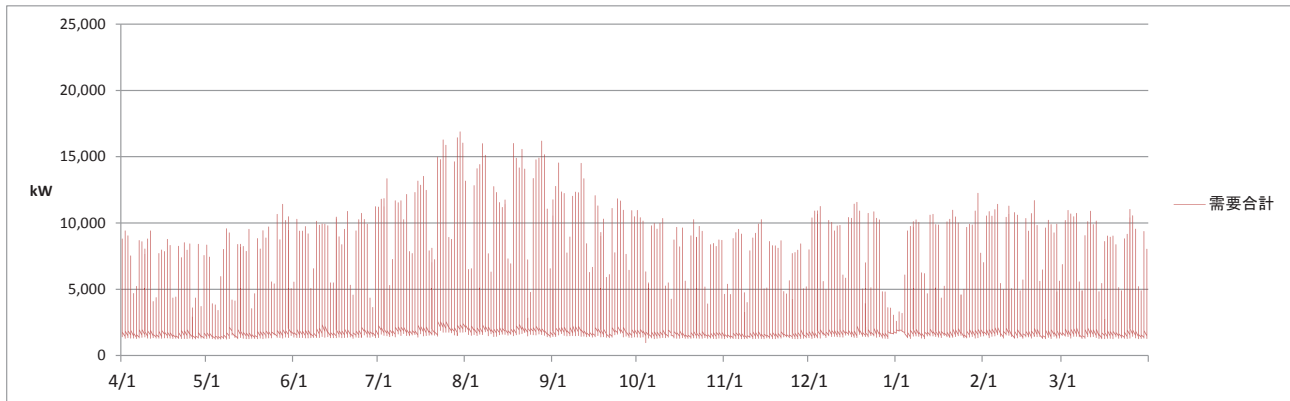


図 I-10 需要電力量の推移

夏季と冬季に各々ピークが見られるが、年間を通して突出した変動はない。

地域エネルギー事業開始前の現状では、需要電力量の予測は行われておらず、過去の実績や季節変動、天候等の諸情報から予測を行うことになると想定される。

#### 4. 現状レベルの事業性と課題

##### (1) 計画値同時同量制度における事業性

平成 28 年 4 月の改正電気事業法施行に伴う計画値同時同量制度においては、発電側、需要側ともに計画値を設定し、これに対するインバランスリスクを負うこととなる。現状において、発電側、需要側ともに計画値の設定がなされていないことから、まずは計画値設定の考え方と手法を整理することが必要である。

計画値同時同量下での地域エネルギー事業の事業性を検討するにあたって、検討を要する事項は以下の点が挙げられる。

- 送電電力量、需要電力量ともに、計画値が作られていない。
- 送電電力量は 1 日間で±1,500kW 程度の振れ幅が生じており、インバランスリスクとなる。
- 定格処理が基本のごみ焼却施設において、発電量管理、送電量管理をどのような考え方で行えばよいか。
- 3 工場間でのより効果的な運営による事業性向上の可能性はないか。
- 需要側においても、計画値同時同量等に向けた高度化の観点はないか。

これらの課題に対応するため、II 章以降で個別の高度化方策を検討した。

##### (2) 実同時同量制度における事業性（参考）

現状レベルの事業性について、平成 28 年 3 月までの実同時同量制度に基づくインバランス清算ルールで評価を行った結果を、参考として以下に示す。

表 I-3 実同時同量制度における事業性評価

(百万円/年)

項目	金額
売上	1,447
支出	1,201
内インバランス分	4
経常利益	245
利益率	17%

【事業収支シミュレーション条件】

- ・廃棄物発電の買取価格は、RPS（皇后崎工場、日明工場）については、実勢価格を参考に 10 円（税抜）と設定した。FIT（新門司工場）については、バイオマス分 60%、非バイオマス分 40%とし、バイオマス分は過去 1 年間の回避可能費用の平均値、非バイオマス分は九州電力余剰買取単価の+5%とした。
- ・JEPX 取引価格は、2014 年度 1 年間の実績値の-4%とした。
- ・JBU 価格は、直近の九州電力の単価を設定した。
- ・需要家への供給価格は、九州電力料金（業務用高圧）の-5%とした。
- ・インバランス料金は、新制度の単価設定が困難であることから、現制度（実同時同量制度）における清算ルールを適用し、九州電力託送供給約款に基づく±3%幅での各々の清算単価を適用した。
- ・固定費は、実勢価格を考慮し、人件費、通信費その他費用を計上した。

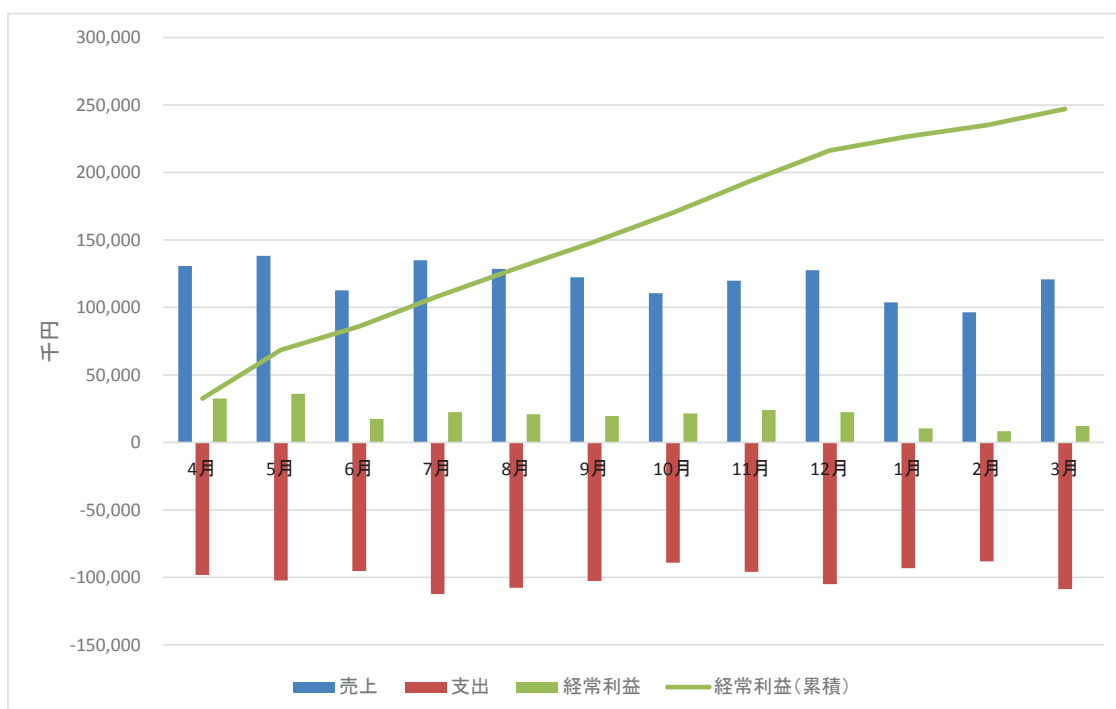


図 I-11 実同時同量制度における事業収支シミュレーション結果

今回設定した事業モデルは、需要電力量をほぼ廃棄物発電の送電電力量でカバーできるバランスで設定したことから、実同時同量における不足インバランスが最小化されるため、インバランスによる支出が大きく抑制され、2億4千万円の経常利益が得られる試算となった。

## 5. 電力量データ計測システムの構築

本調査において構築したデータ計測システムの構築と機能確認を、以下のとおり実施した。

### (1) 発電側送電電力量データ計測システムの構築

発電側として3工場を束ねることを想定した発電BGを構成し、送電電力量データの計測システムを構築した。

- ・皇后崎工場  
送電電力量: 41,000MWh/年 (平成 25 年度実績)
- ・日明工場  
送電電力量: 5,700MWh/年 (平成 25 年度実績)
- ・新門司工場  
送電電力量: 50,600MWh/年 (平成 25 年度実績)

上記施設の売電メータにスマートメータ相当の計量装置を設置し、余剰電力量を1分周期で需給管理運用システムへ送信し、余剰電力量をリアルタイムで把握できるようにした。但し、日明工場については、操業に影響を与えずに計測装置を取り付けることができなかつたため、リアルタイムには計測を行わず、発電実績値を別途入手してシミュレーションに利用することとした。

また、発電側送電電力量のインバランス抑制のため、仮想の調整用発電機を構築した。本調整用発電機は、需給管理運用システムの指令により、発電BGの同時同量を達成し、発電側インバランスの発生を最小化させるために使用した。

表 I-4 発電側送電電力量計測システムの構築内容

項目	内容
対象工場	2 箇所 (皇后崎工場、新門司工場)
取得データ	売電電力量(パルス) 1 点/工場
方式	逆潮流メータから電力量パルス取り出し
データ取得周期	1 分周期

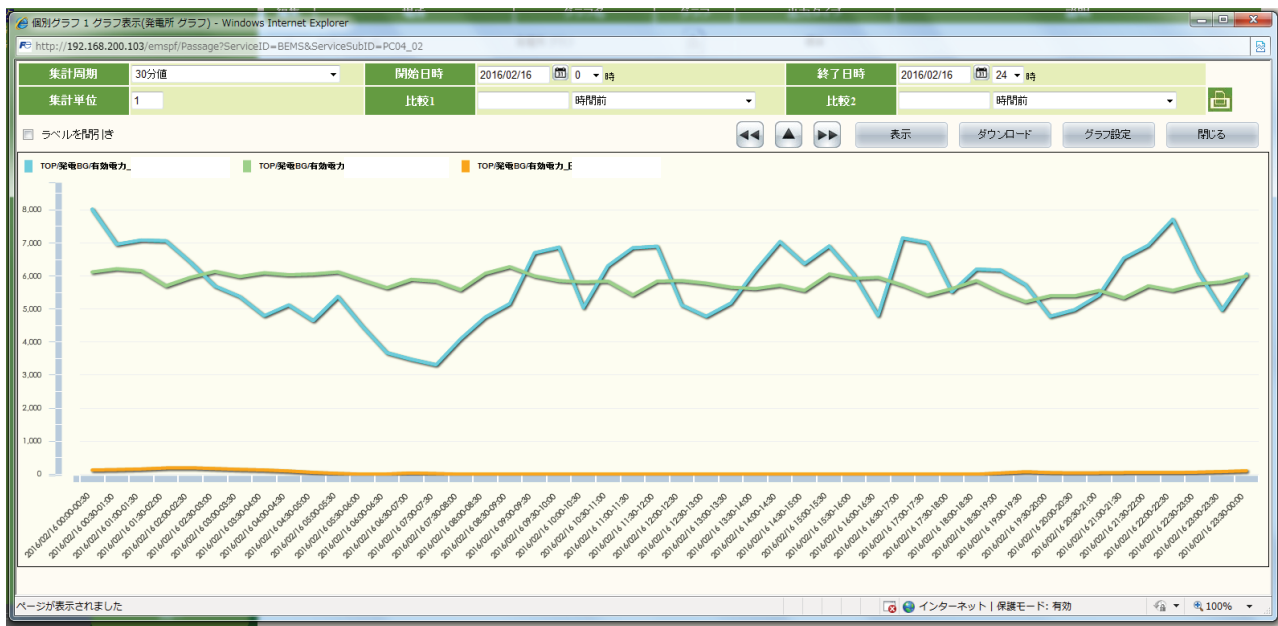


図 I-12 需給管理運用システム画面イメージ(3工場の余剰電力量の推移例)

## (2) 需要電力量データ計測システムの構築

本発電 BG の電力供給先として市有施設及び市内事業者（余剰電力量から需要ピークで 10～15MWh 程度）を想定し、公共施設等 7 か所に電力量計測環境を構築した。なお、当初 10 か所程度の公共施設等への設置を予定していたが、計測機器設置に係る公共施設等との調整が整わなかったため、7 か所に設置することとした。

施設の取引メータにスマートメータ相当の計量装置を設置し、需要電力量を 1 分周期で北九州東田 CEMS へ送信し、北九州東田 CEMS は各施設の 1 分値電力量を 30 分値に集約し、他需要データとともに需給管理運用システムへ送信するものとした。東田 CEMS との接続は平成 22 年度「地域エネルギーマネジメントシステムに関する標準化調査事業」（一般財団法人日本情報経済社会推進協会）で規定された共通仕様書の内容をもとに作成するインターフェースで行い、通信を確認した。

計量装置を設置する施設（7 か所）は、極力需要特性の異なる施設を選択することにより、需給管理運用システムにおける需要計画立案の際に、より多くの業態に対応できるようにした。

また、後述の需給管理システムにおけるアグリゲーションサーバと需要家端末をインターネットを介して接続し、消費電力のデータ等を需要家端末に提供し、電力消費状況の見える化を図った。

表 I-5 需要家計測システムの構築内容

項目	内容
対象施設	7 か所
取得データ	売電電力量(パルス) 1 点/施設
方式	取引メータから電力量パルス取り出し
データ取得周期	1 分周期



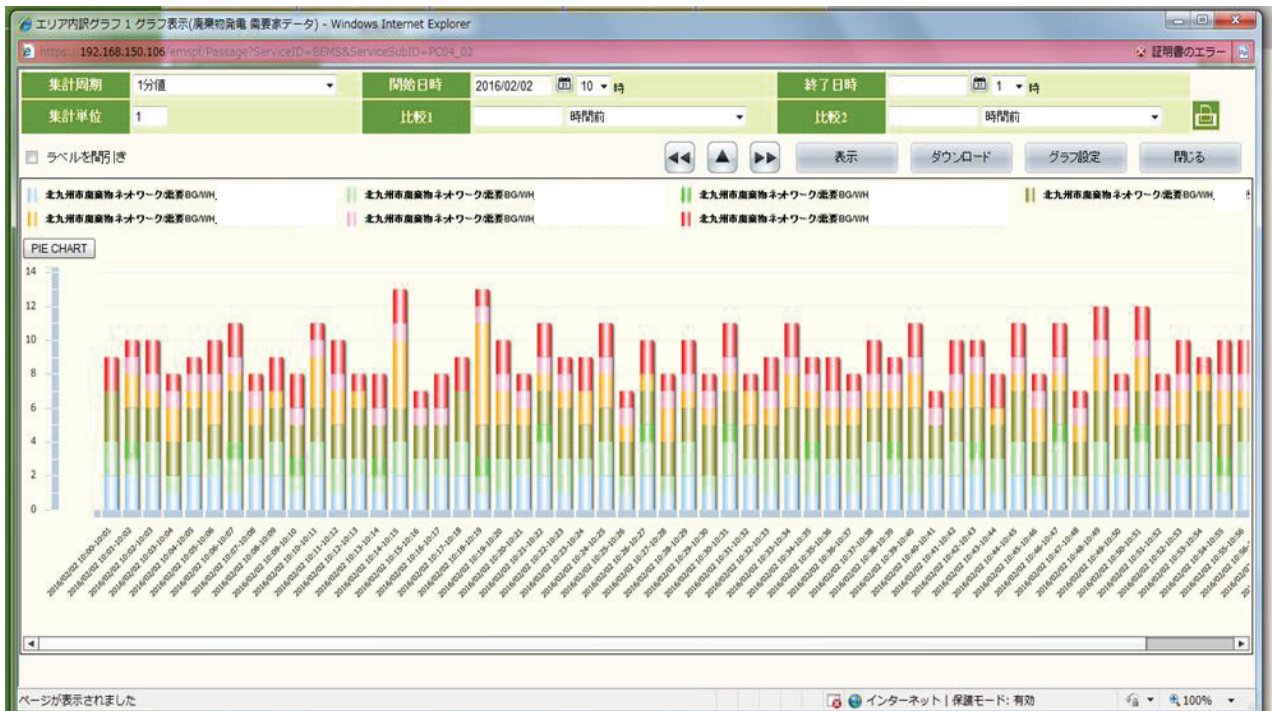


図 I-13 需要電力量の見える化画面イメージ  
(公共施設等 7 か所の 1 日の需要電力量の内訳と推移例)

### (3) 需給管理運用システムの構築

発電側の送電電力量データと、需要側の需要電力量データを管理・検証するため、アグリゲーションサーバ及びバックエンドサーバを設置した。

アグリゲーションサーバでは、受信した需要電力量のデータと余剰電力量のデータを比較検証し、不足電力の仮想発電機による調整方法や、余剰電力の売却の検証を行うこととした。

需給管理運用システムにおけるデータの利用方法は以下のとおりとした。

#### ① 実同時同量制御

施設より取得した電力量データには、同時同量アプリケーションでリアルタイム値を使用した。

#### ② 計画値同時同量制御

廃棄物発電の売電電力量データには、同時同量アプリケーションでリアルタイム値を使用した。

需要家電力量データについては、現実の運用では電気事業者からおよそ 60 分程度遅れて取得することになることから、同時同量アプリケーションでは、60 分前のデータを使用するようにして、現実の運用を模擬した。

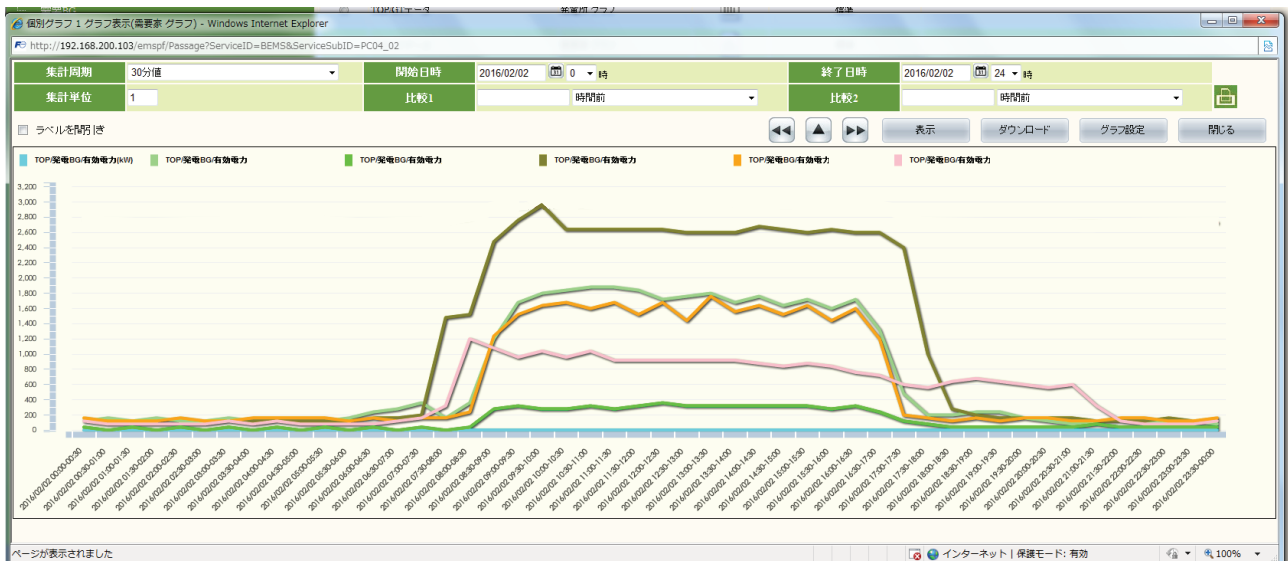


図 I-14 需給管理運用システム画面イメージ(1日の需要電力量の推移例)

以上、(1)～(3)により構築した本調査での電力量データ計測システムの概要を下図に示す。

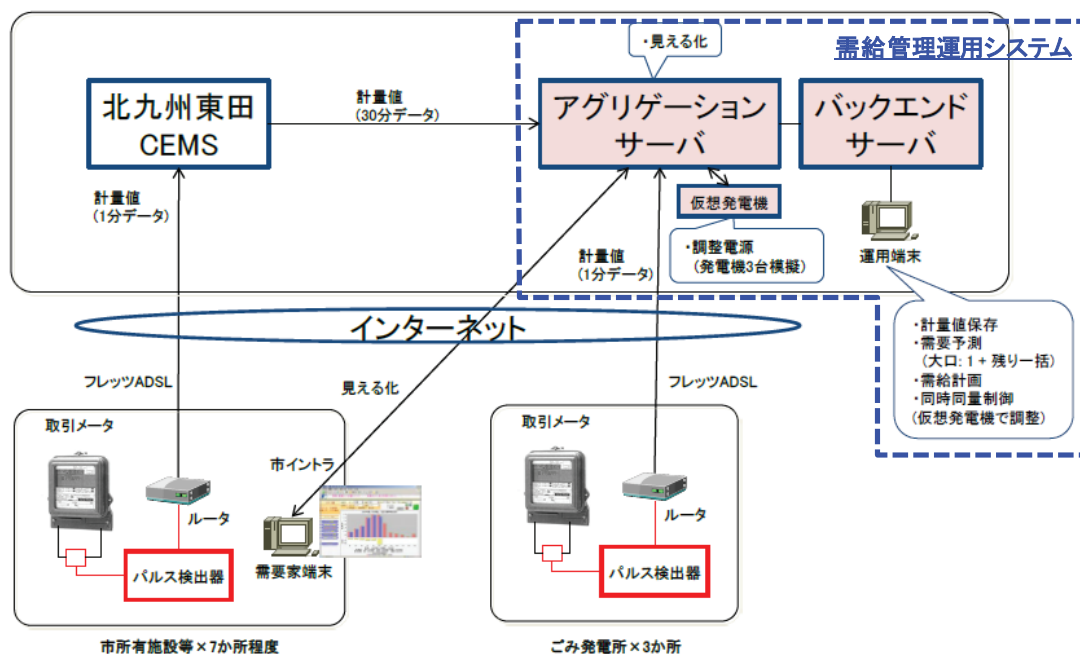


図 I-15 需給管理運用システムの構成

<セキュリティについて>

各需要家および発電側(工場)のデータの伝送には、インターネットを使用した。

各需要家の使用電力量データは、個人情報に準ずる扱いをする必要があるため、インターネット上はVPN(Virtual Private Network)を張り、セキュリティを確保した(下図)。

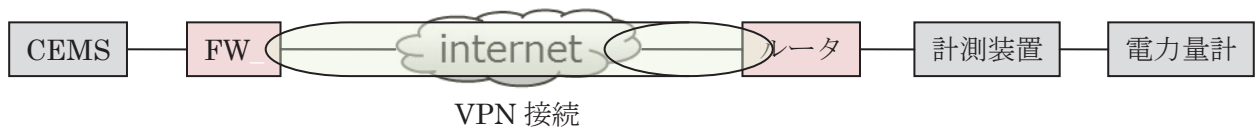


図 I-16 VPN の対象範囲

インターネット VPN により、電力データのインターネット上での盗聴・改ざん・なりすましを防止している。今回使用した VPN 仕様を次表に示す。

表 I-6 VPN の仕様

項目	内容
IKE 暗号化アルゴリズム	AES256
IKE ハッシュアルゴリズム	HMAC-SHA1
Diffe-Hellman グループ	DH-Group-5: 1536bit
VPN 方式	IPSec
伝送方式	トンネルモード
IPSec SA ライフタイム	28,800 秒
ISAKAMP SA ライフタイム	86,400 秒



## II. 計画値同時同量への対応についての検討

### II-1. 需給管理システムの構築

#### 1. システム概要

需給管理運用システムは、事前に提出した電力需給に関する計画値と実績値の差であるインバランスの削減を図るため、下図のような機能構成・機能フローをとる。

この内、予測機能、および同時同量制御機能について、次節より機能内容の基礎検討を行う。

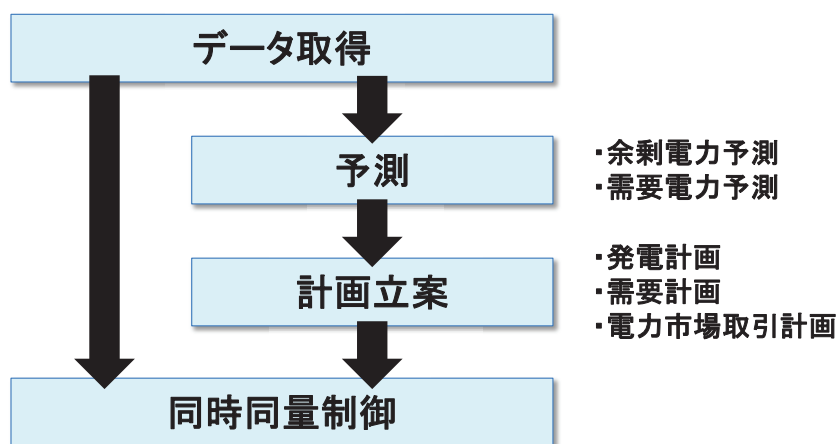


図 II-1 需給管理運用システムの機能フロー

#### 2. システム構築のための基礎検討

##### (1) 余剰電力予測

##### 1) 余剰電力の要因分析

余剰電力予測の方式検討のため、余剰電力と以下の要因との関係を分析する。まず、分析対象のデータを以下に示す。

表 II-1 余剰電力の分析対象情報

対象	ごみ焼却施設 3か所 (皇后崎工場、日明工場、新門司工場)
対象期間	2014年4月1日~2015年3月31日
データ間隔	1時間
備考	日明工場は、下水処理場に受電点。

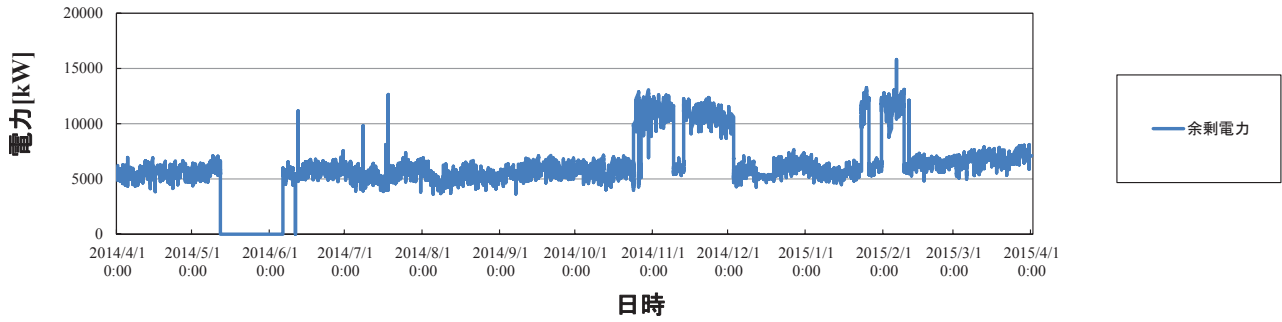


図 II-2 余剰電力の年間変動（皇后崎工場、2014 年度）

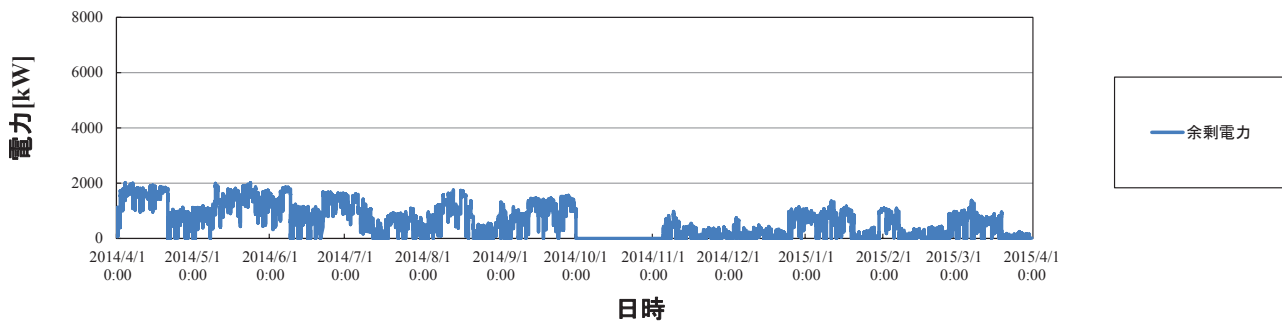


図 II-3 余剰電力の年間変動（日明工場、2014 年度）

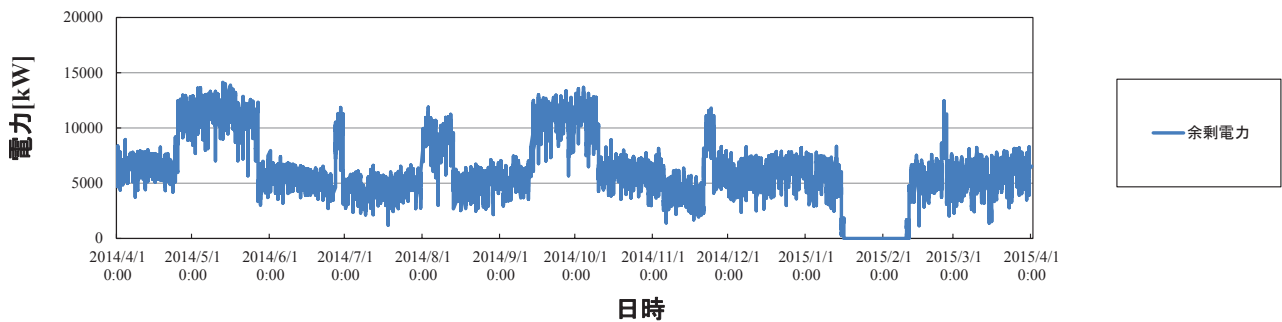


図 II-4 余剰電力の年間変動（新門司工場、2014 年度）

次に、余剰電力と以下の要因候補との関係性を分析する。

表 II-2 余剰電力予測の要因分析対象データ一覧

大分類	小分類	単位	備考
電力情報	余剰電力	kW	3 工場より入手
	発電電力	kW	
	構内需要	kW	
運転情報	稼働炉数	炉	
暦情報	平休日	—	内閣府より入手
気象情報	気温	℃	気象庁より入手 (アメダス (八幡))
	降水量	mm	

まず、電力情報について分析する。下表に余剰電力の自己相関分析結果を示す。なお、自己相関分析では、曜日・時間帯の影響を排除するため、1週間前の同時刻データとの決定係数(R<sup>2</sup>)を算定した。

表より、高い相関を示すごみ焼却施設があることから、余剰電力の過去実績は予測に有益な情報であることが分かる。

表 II-3 余剰電力の自己相関分析結果 (2014 年度)

余剰電力	決定係数(R <sup>2</sup> )
皇后崎工場	0.41
日明工場	0.39
新門司工場	0.56

次に、電力情報と運転情報について分析する。下図に1年間の各種電力情報と運転情報を示す。

グラフより発電電力量と構内需要量は、焼却炉の稼働炉数に応じて変化することが明確である。すなわち、発電電力量と構内電力量の差分である余剰電力の予測において、焼却炉の稼働炉数は有益な情報であるため、運転計画を学習することで予測精度が向上する可能性があると考えられる。

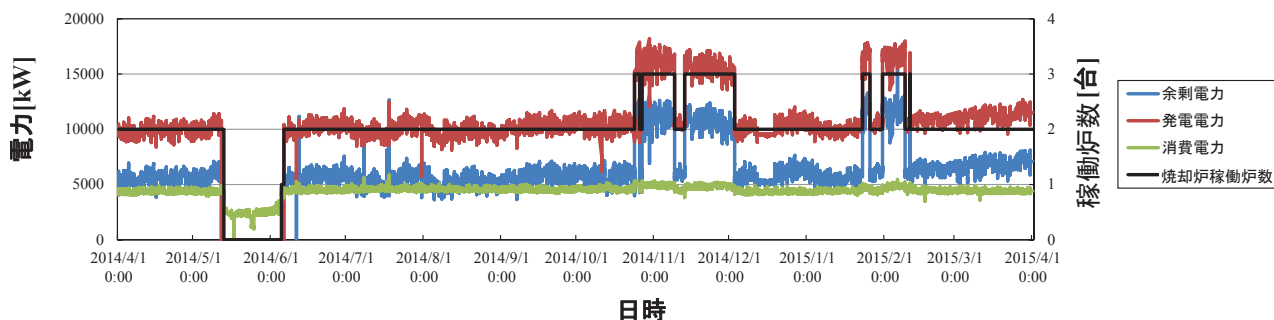


図 II-5 発電電力・消費電力・稼働炉数の年間変動 (皇后崎工場、2014 年度)

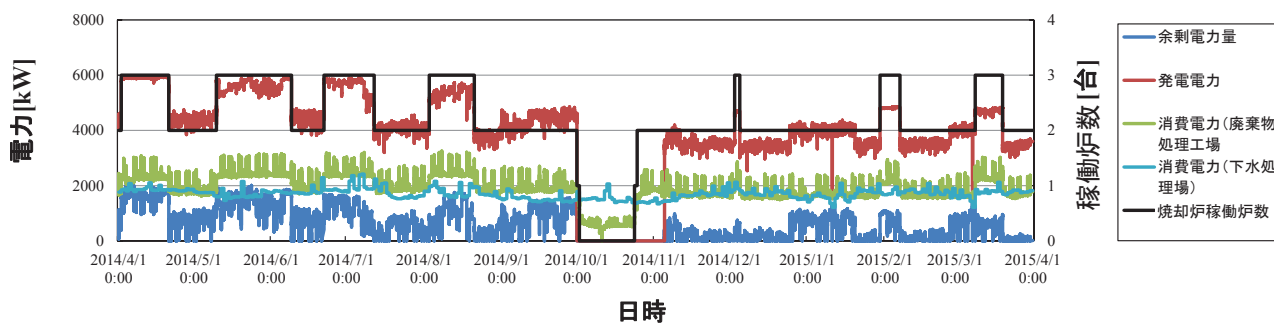


図 II-6 発電電力・消費電力・稼働炉数の年間変動 (日明工場、2014 年度)

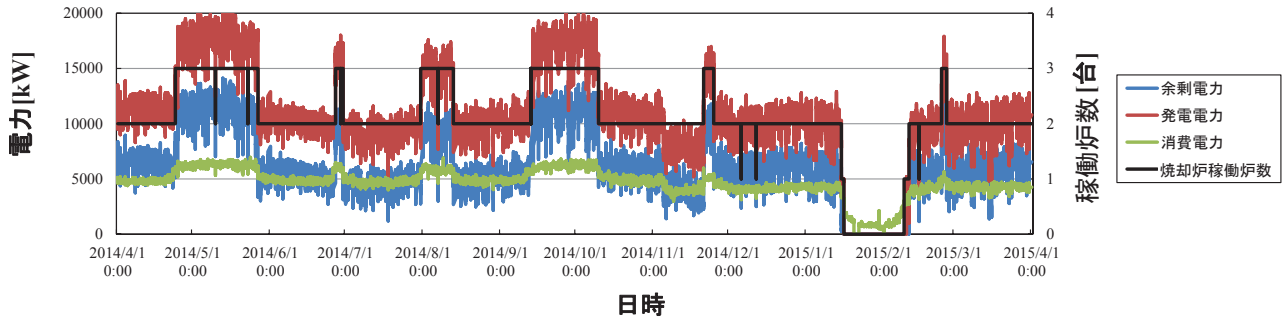


図 II-7 発電電力・消費電力・稼働炉数の年間変動（新門司工場、2014 年度）

次に、電力情報と暦情報について分析する。下図に 1 週間の余剰電力を示す。

余剰電力と平休日に関係があれば、曜日ごとに余剰電力が変化する。しかし、その変化が見られないことから、平休日の情報は予測に不要な情報であることが分かる。

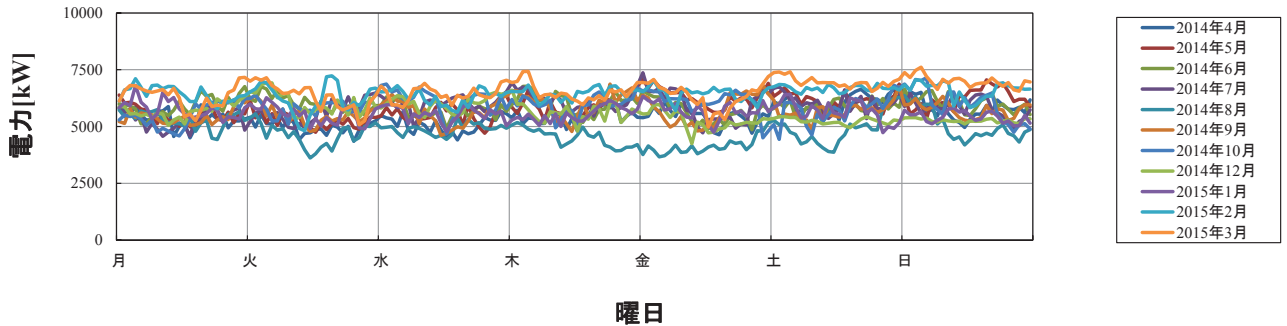


図 II-8 余剰電力の週間変動（皇后崎工場、焼却炉 2 炉運転時のみ）

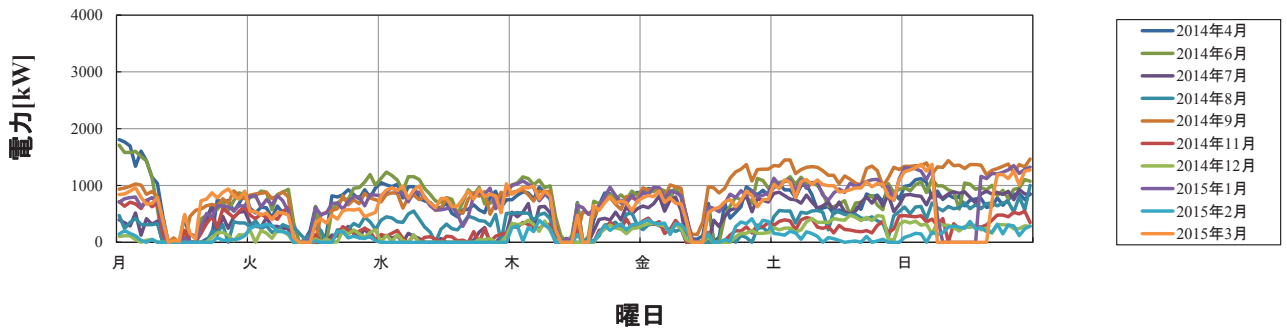


図 II-9 余剰電力の週間変動（日明工場、焼却炉 2 炉運転時のみ）



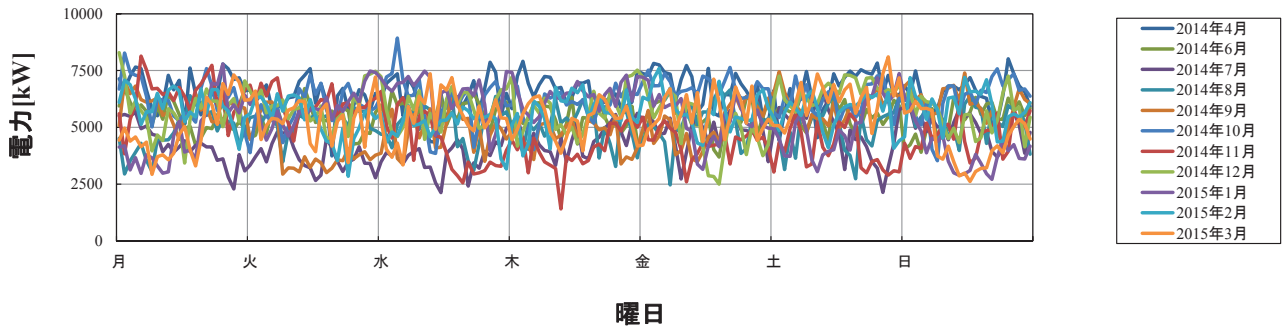


図 II-10 余剰電力の週間変動（新門司工場、焼却炉 2 炉運転時のみ）

次に、電力情報と気象情報について分析する。下図に実証地域付近の気温と降水量の年間変動を示す。また、電力情報と気象情報の決定係数( $R^2$ )を下表に示す。なお、降水量は 0 以外のデータ数が僅かであり、ばらつきも大きいので日平均値を用いた。また、余剰電力は、前述のとおり焼却炉の稼働炉数に影響されるので、稼働炉数ごとに分けて分析した。

図表より、決定係数が 0 に近いことから、電力情報と気象情報の相関は低く、気温、降水量ともに予測に不要な情報であることが分かる。

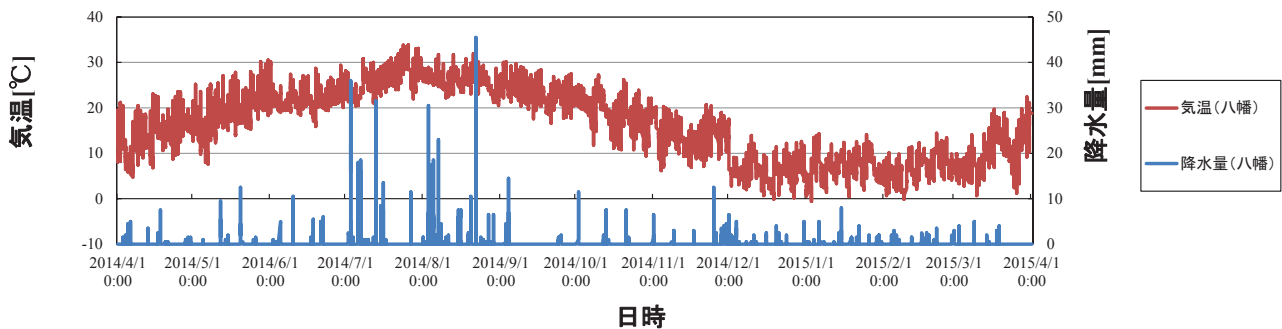


図 II-11 気温と降水量の年間変動（アメダス（八幡）、2014 年）

表 II-4 余剰電力と気象情報の決定係数（2014 年度）

余剰電力		決定係数( $R^2$ )	
大分類	小分類	気温	降水量
皇后崎工場	稼働炉数 3 炉のみ	0.07	0.08
	稼働炉数 2 炉のみ	0.12	0.08
日明工場	稼働炉数 3 炉のみ	0.29	0.13
	稼働炉数 2 炉のみ	0.09	0.00
新門司工場	稼働炉数 3 炉のみ	0.36	0.03
	稼働炉数 2 炉のみ	0.04	0.01

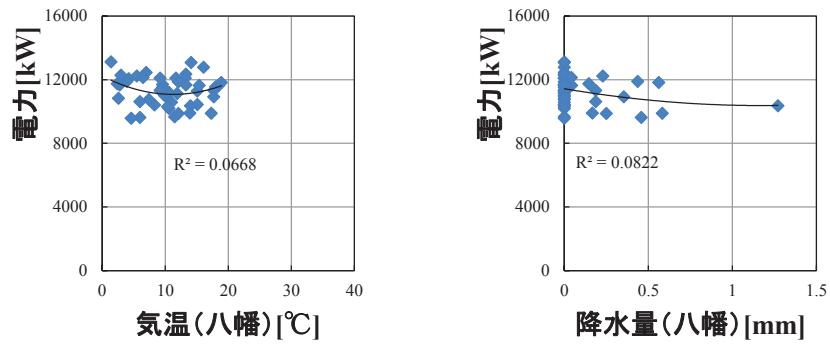


図 II-12 余剰電力と気象情報の相関 (皇后崎工場、3 炉運転時データ、2014 年度)

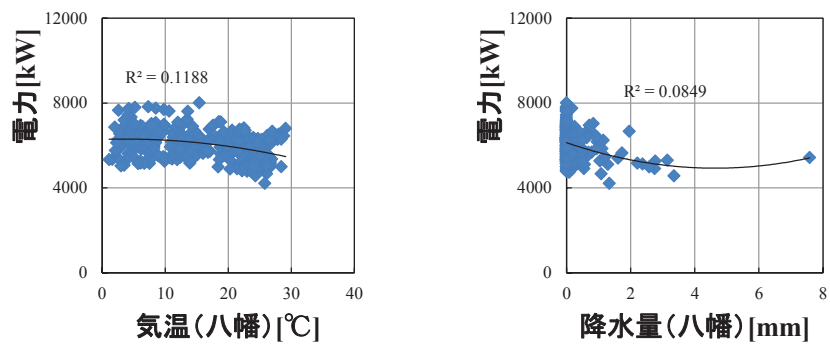


図 II-13 余剰電力と気象情報の相関 (皇后崎工場、2 炉運転時データ、2014 年度)

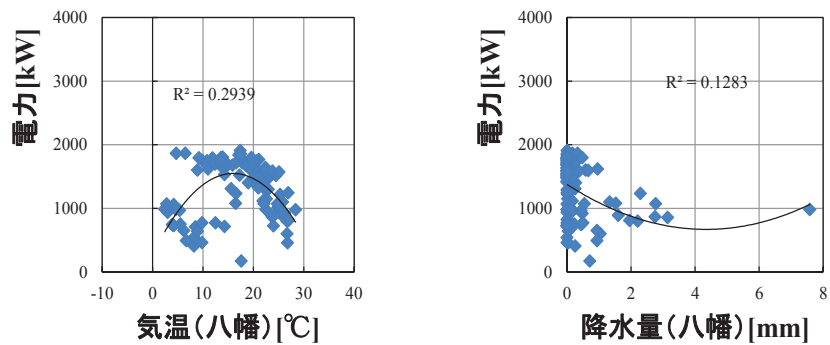


図 II-14 余剰電力と気象情報の相関 (日明工場、3 炉運転時データ、2014 年度)

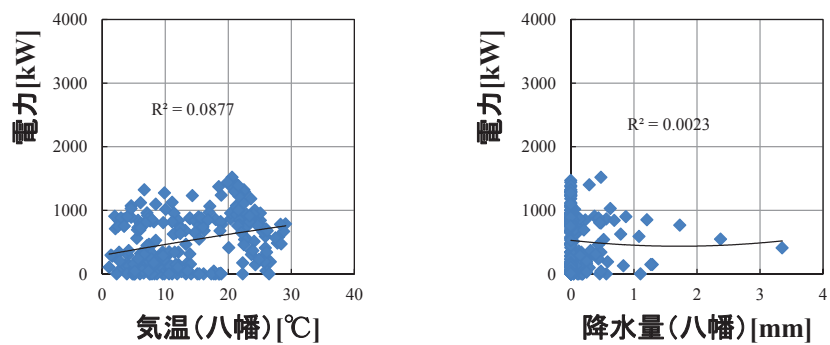


図 II-15 余剰電力と気象情報の相関 (日明工場、2 炉運転時データ、2014 年度)

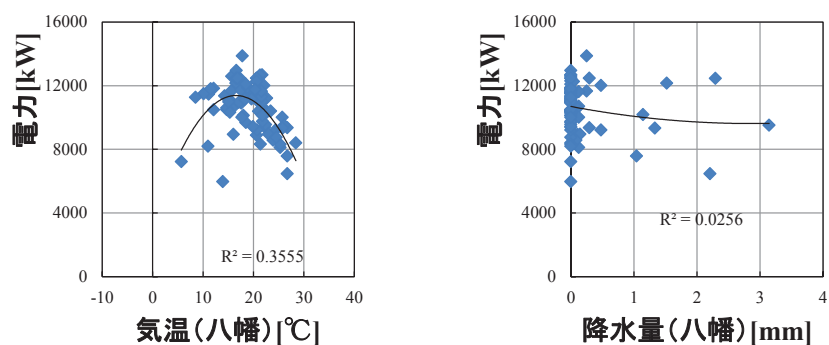


図 II-16 余剰電力と気象情報の相関（新門司工場、3 炉運転時データ、2014 年度）

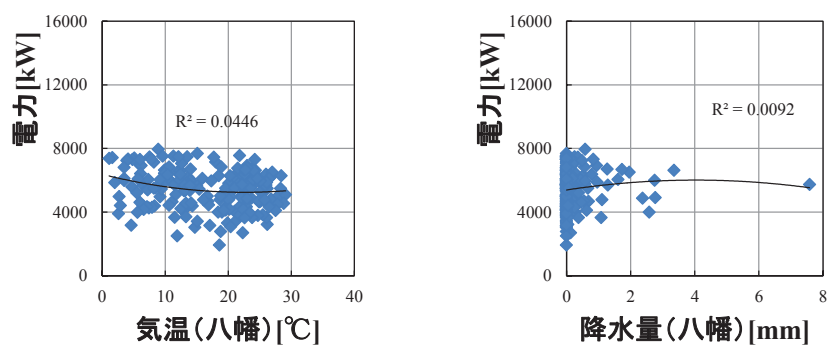


図 II-17 余剰電力と気象情報の相関（新門司工場、2 炉運転時データ、2014 年度）

2) 余剰電力予測の試算

1) の分析結果を基に、下表の条件で予測精度の試算を行った。余剰電力の予測結果を下図に示す。

表 II-5 余剰電力予測の条件

予測対象	各ごみ焼却施設（皇后崎工場、日明工場、新門司工場）の余剰電力
予測対象期間	2014 年 5 月 1 日～2015 年 3 月 31 日
予測間隔	1 時間
予測実行周期	24 時間（毎日 9:00）
要因データ	実績データのみ
実績データ	余剰電力（連系点電力量）

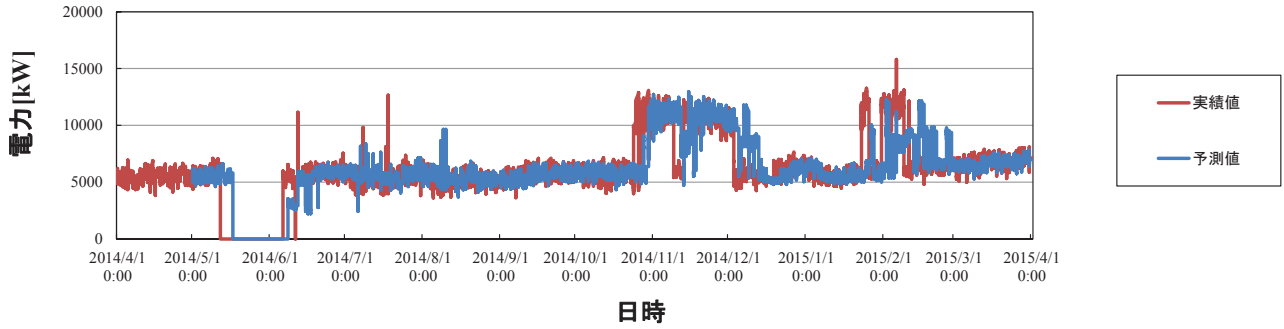


図 II-18 余剰電力予測の試算結果（皇后崎工場、2014年）

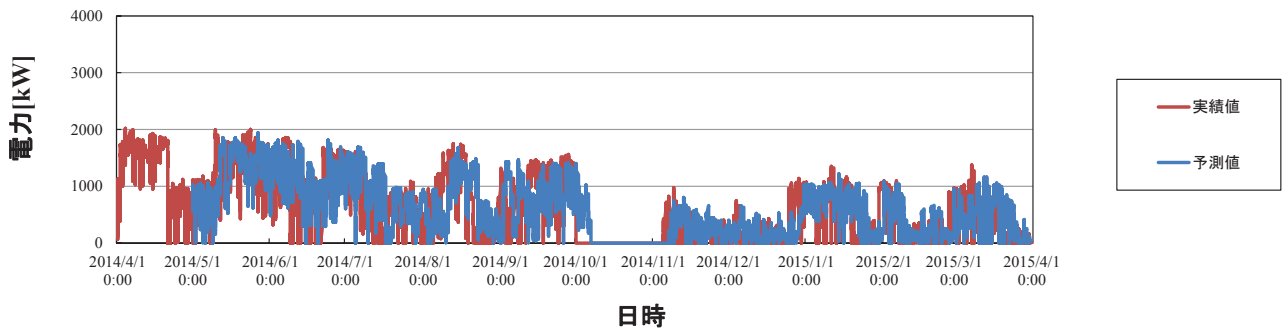


図 II-19 余剰電力予測の試算結果（日明工場、2014年）

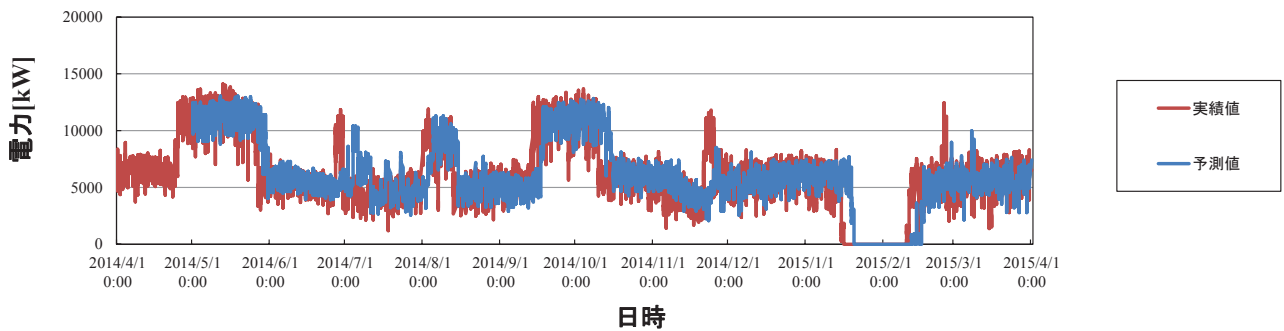


図 II-20 余剰電力予測の試算結果（新門司工場、2014年）

## （2）余剰電力の同時同量制御

同時同量を実現するためには、調整電源を起動して同時同量制御を行う等の方策が有効である。余剰電力予測の試算結果より、ある1週間の実績値と予測値を以下に示す。

ごみ焼却施設から構成される発電BGの余剰電力は、焼却炉の稼働炉数の変動直後に予測誤差が生じ、インバランスリスクが高くなることが分かる。

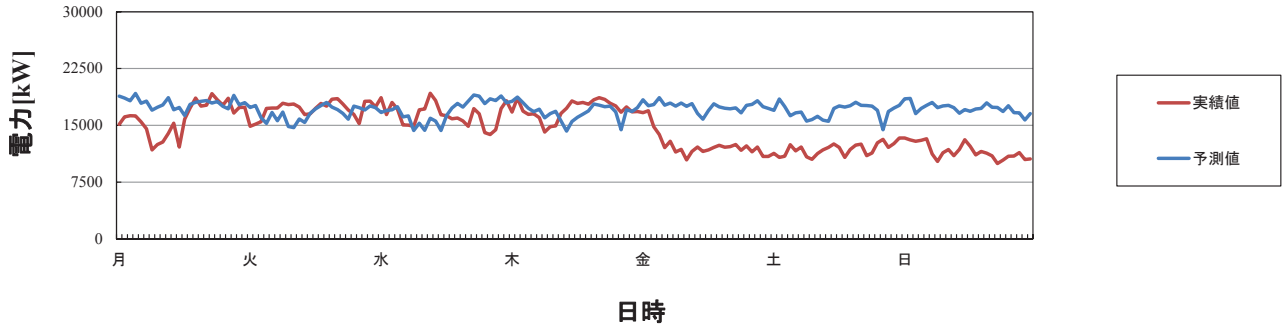


図 II-21 余剰電力の実績値と予測値の週間変動（発電 BG 全体、2014 年 10 月）

また、予測誤差を大きいものから並べたデュレーションカーブと、調整電源を投入した場合のインバランス量の改善度合いの試算結果を以下に示す。調整電源の基準出力は定格出力の 50%とし、調整力が上下に定格出力の 50%の分だけあるとした。

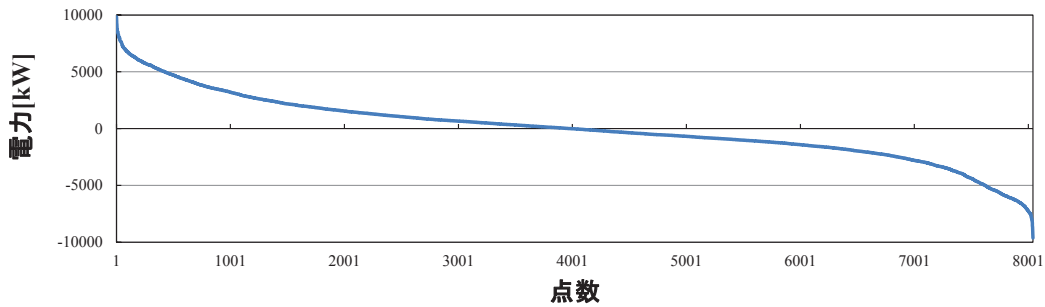


図 II-22 余剰電力予測誤差のデュレーションカーブ

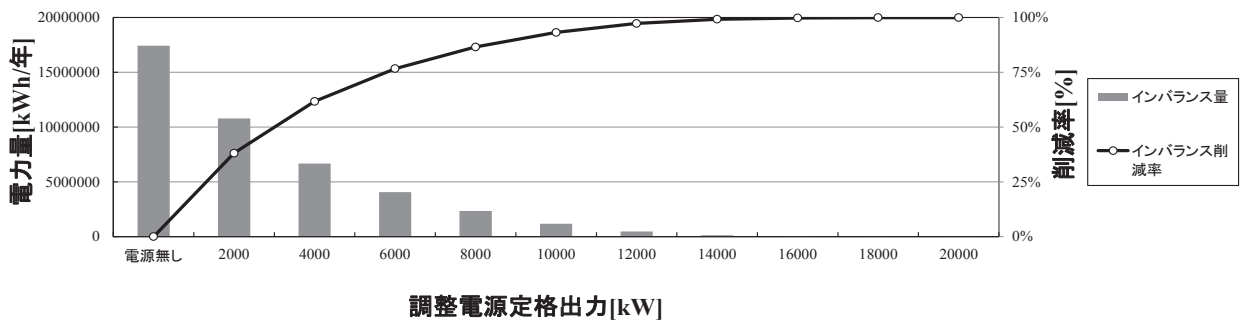


図 II-23 調整電源とインバランス量削減率の関係（発電 BG）

### （3）需要電力予測

#### 1) 需要電力の要因分析

需要電力予測の方式検討のため、需要電力と以下の要因との関係を分析する。まず、分析対象のデータを以下に示す。なお、分析時点で、本実証の対象である市有施設データは分析に足る十分な量がないため、別途計測した市有施設等のデータを使用した。

表 II-6 需要電力の分析対象情報

対象	需要家 a~f
対象期間	2014年4月1日~2015年3月31日
データ間隔	1時間値 (1分データより作成)

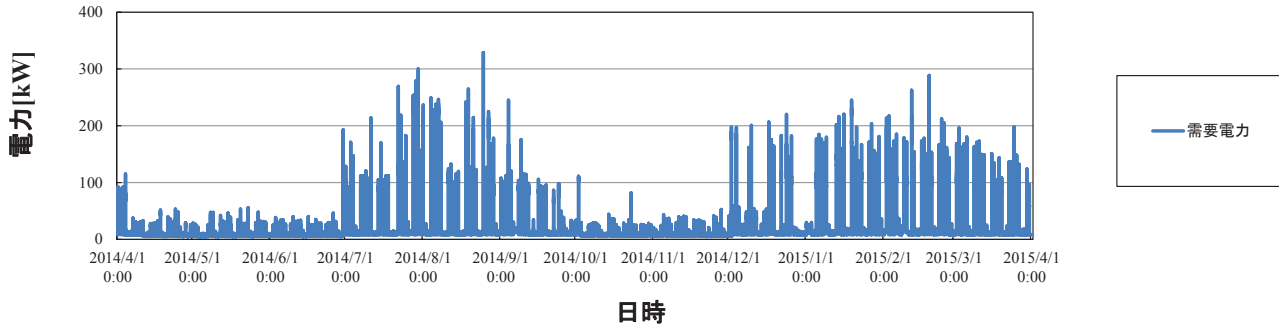


図 II-24 需要電力の年間変動 (需要家 a、2014 年度)

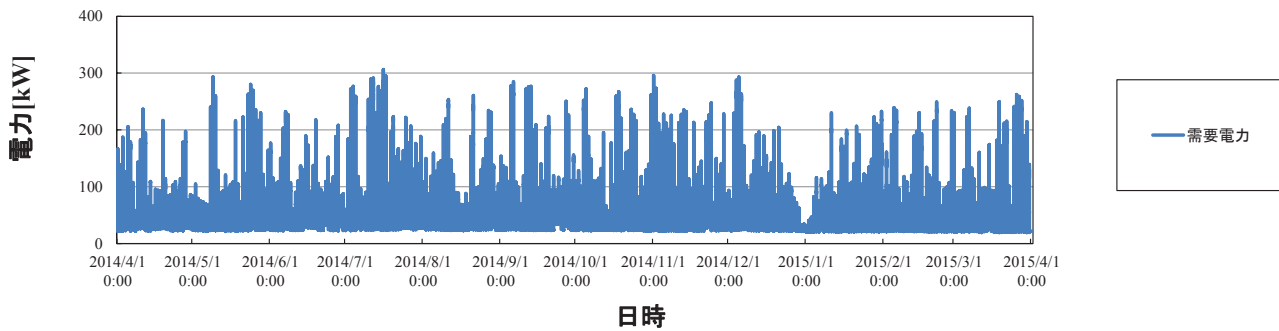


図 II-25 需要電力の年間変動 (需要家 b、2014 年度)

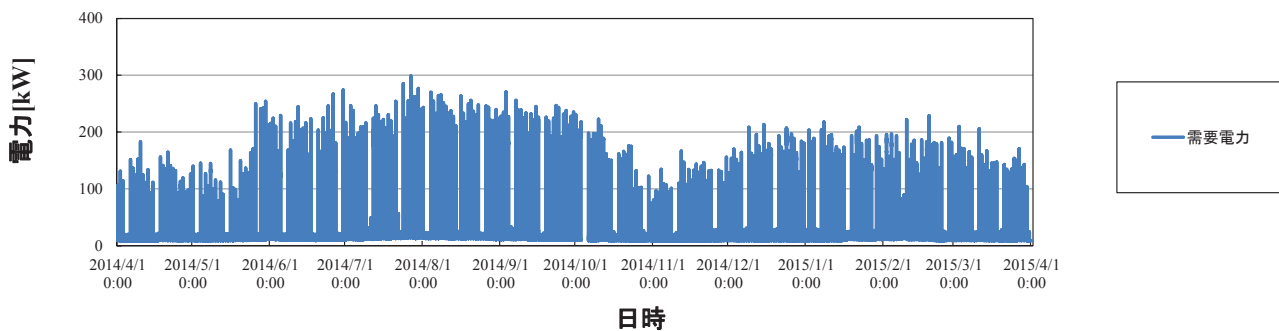


図 II-26 需要電力の年間変動 (需要家 c、2014 年度)

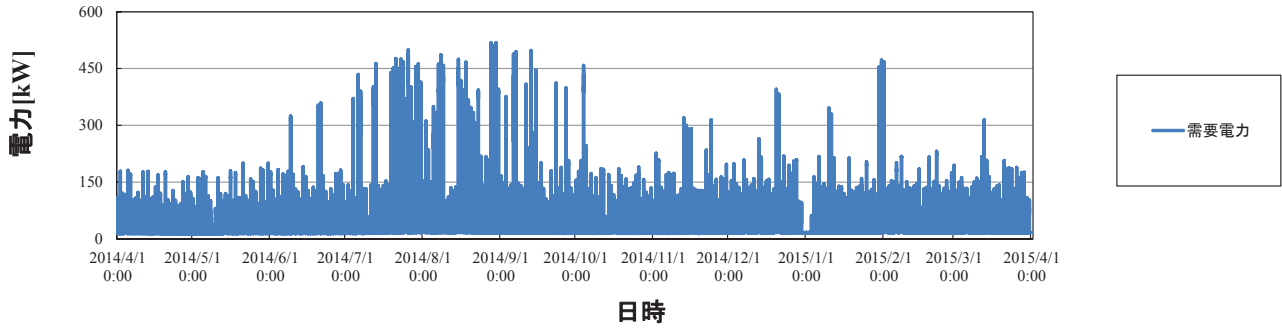


図 II-27 需要電力の年間変動（需要家 d、2014 年度）

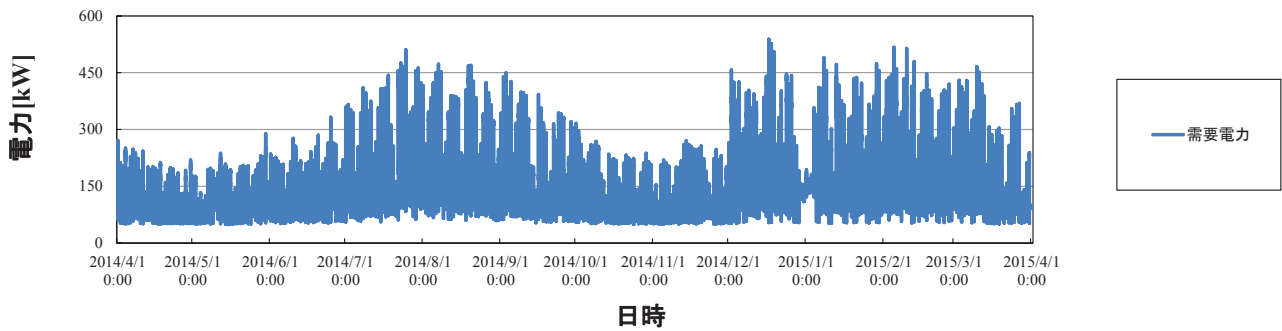


図 II-28 需要電力の年間変動（需要家 e、2014 年度）

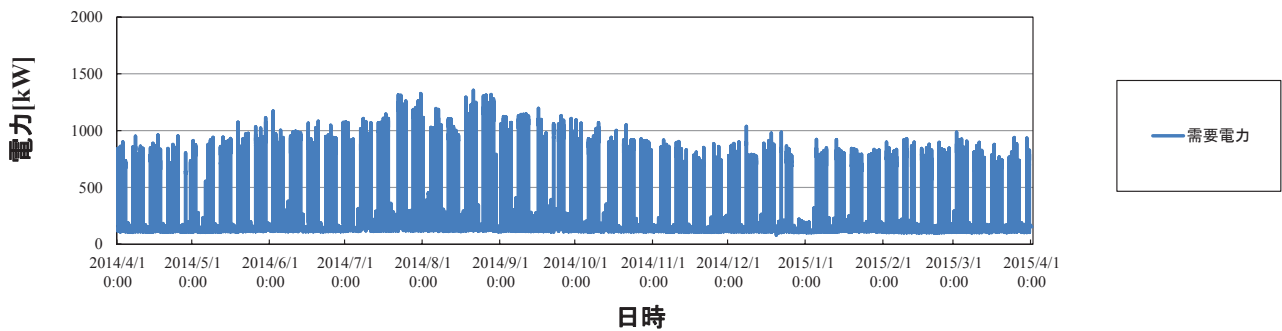


図 II-29 需要電力の年間変動（需要家 f、2014 年度）

次に、需要電力と以下の要因候補との関係性を分析する。

表 II-7 需要電力予測の要因分析対象データ一覧

大分類	小分類	単位	備考
電力情報	需要電力	kW	市有施設を計測
気象情報	気温	℃	気象庁より入手 (アメダス (八幡))
	降水量	mm	
暦情報	平休日	—	内閣府より入手

まず、電力情報について分析する。下表に需要電力の自己相関分析結果を示す。なお、自己相関分析では、曜日・時間帯の影響を排除するため、1週間前の同時刻データとの決定係数( $R^2$ )を算定した。

表より、高い相関を示す需要家があることから、需要電力の過去実績は予測に有益な情報であることが分かる。

表 II-8 需要電力の自己相関分析結果 (2014 年度)

需要電力	決定係数( $R^2$ )
需要家 a	0.62
需要家 b	0.35
需要家 c	0.48
需要家 d	0.41
需要家 e	0.80
需要家 f	0.81
合計値	0.85

次に、電力情報と暦情報について分析する。下図に1週間の需要電力を示す。

下図より、平日に需要が高く土日祝日に需要が低くなる施設(需要家 a 等)と需要の高低が曜日に寄らない施設(需要家 b 等)が混在していることが分かる。したがって、全ての需要家に対してではないが、平休日の情報が予測に有効な情報であることが分かる。

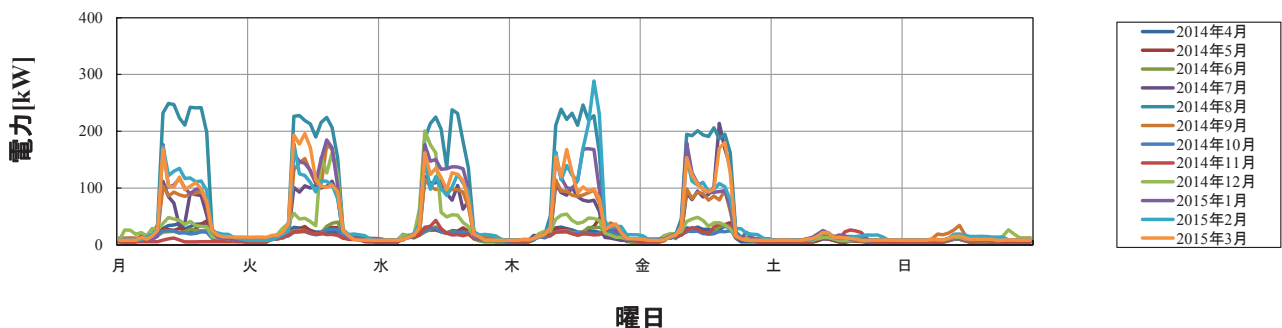


図 II-30 需要電力の週間変動 (需要家 a、2014 年)

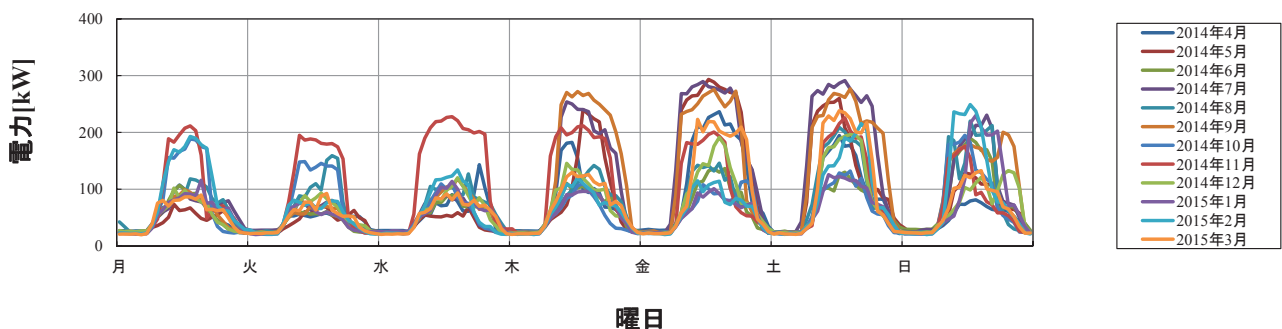


図 II-31 需要電力の週間変動 (需要家 b、2014 年)



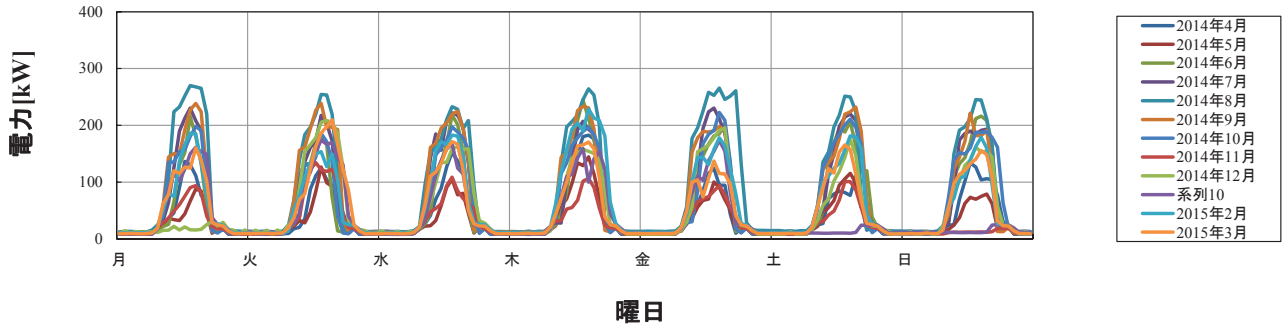


図 II-32 需要電力の週間変動 (需要家 c、2014年)

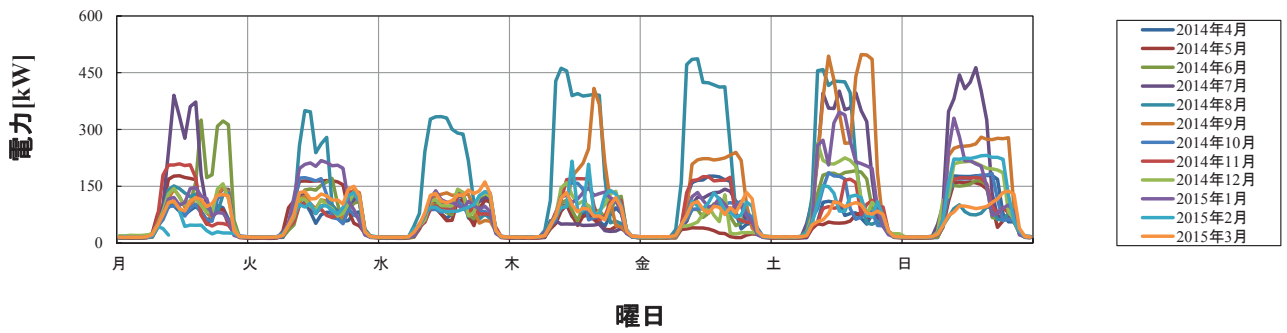


図 II-33 需要電力の週間変動 (需要家 d、2014年)

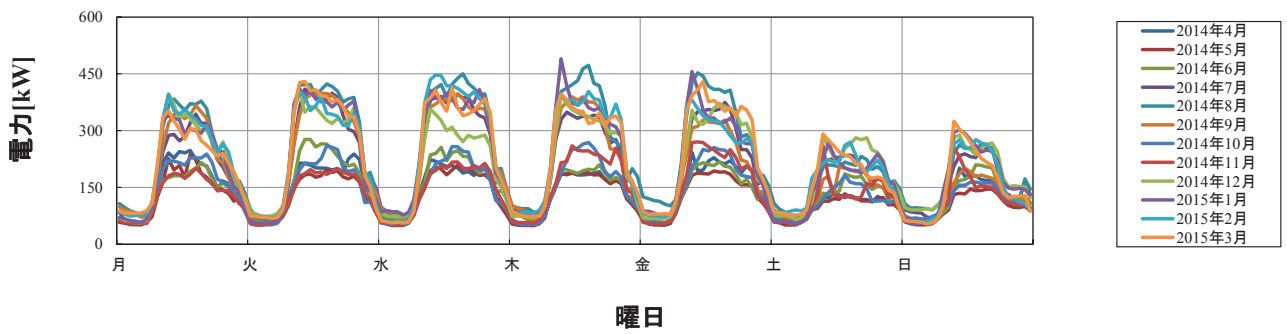


図 II-34 需要電力の週間変動 (需要家 e、2014年)

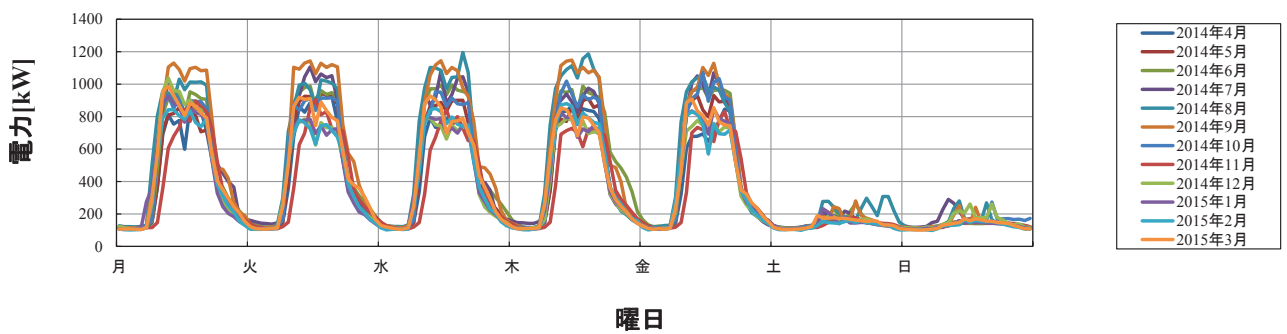


図 II-35 需要電力の週間変動 (需要家 f、2014年)

次に、電力情報と気象情報について分析する。下表に、0 時時点の電力情報と気象情報の決定係数( $R^2$ )を下表に示す。なお、余剰電力予測の基礎検討と同様に、気温は 1 時間値、降水量は日平均値を用いた。

図表より、需要電力と気温の間に高い相関が見られる需要家があるため、需要予測に有用な情報であることが分かる。一方で、需要電力と降水量には相関が無いいため、需要予測に不要な情報であることが分かる。

表 II-9 需要電力予測と気象情報の決定係数 (0 時、2014 年度)

需要電力	決定係数( $R^2$ )	
	気温	降水量
需要家 a	0.37	0.00
需要家 b	0.05	0.01
需要家 c	0.64	0.02
需要家 d	0.17	0.00
需要家 e	0.67	0.03
需要家 f	0.07	0.00

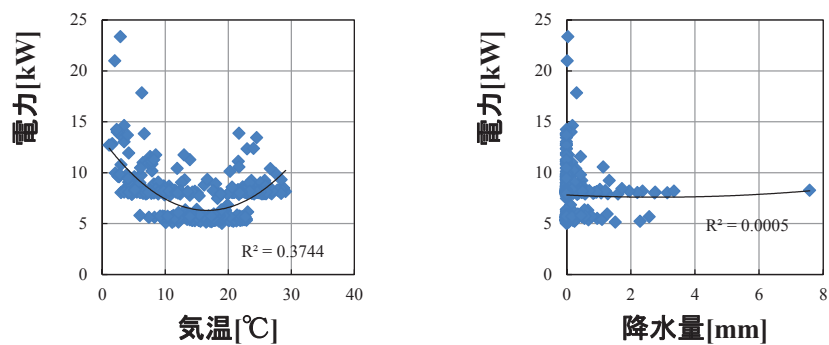


図 II-36 需要電力と気象情報の相関 (需要家 a、2014 年度)

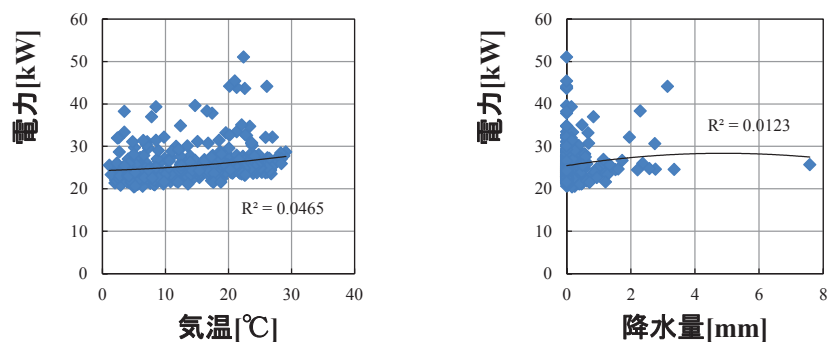


図 II-37 需要電力と気象情報の相関 (需要家 b、2014 年度)

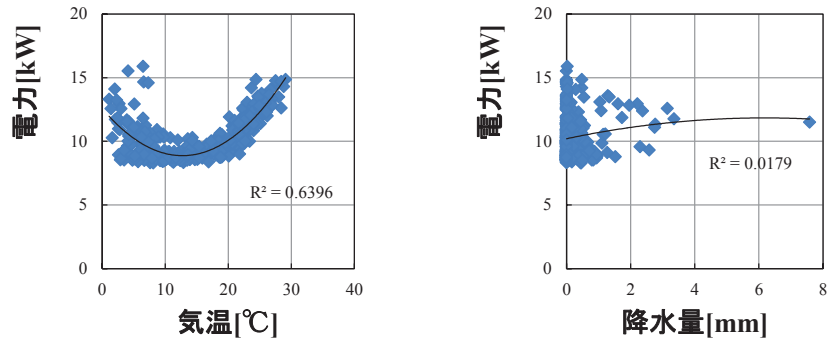


図 II-38 需要電力と気象情報の相関（需要家 c、2014 年度）

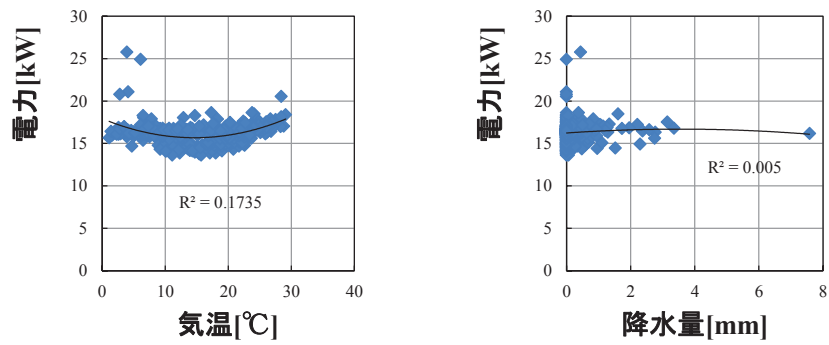


図 II-39 需要電力と気象情報の相関（需要家 d、2014 年度）

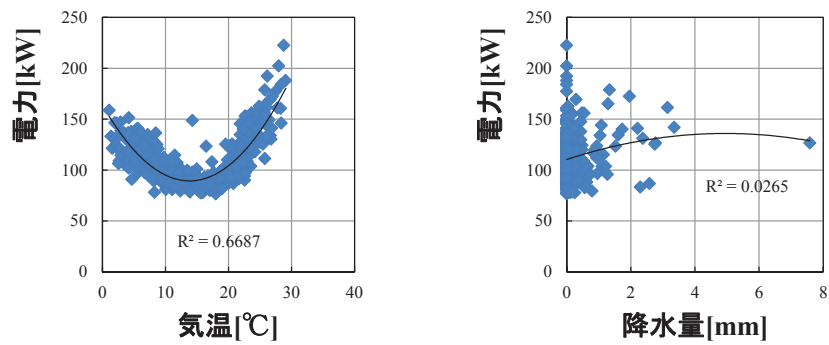


図 II-40 需要電力と気象情報の相関（需要家 e、2014 年度）

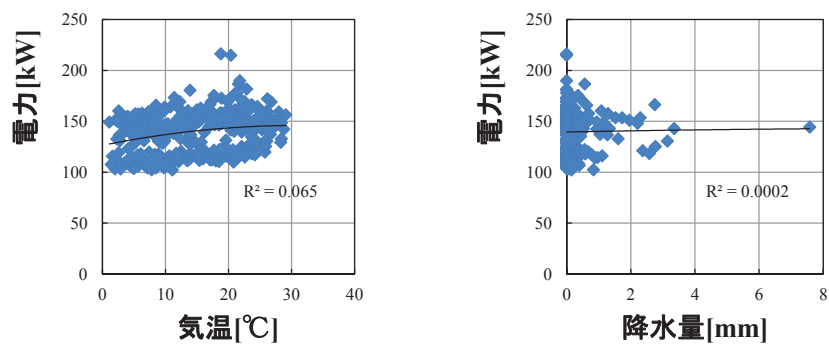


図 II-41 需要電力と気象情報の相関（需要家 f、2014 年度）

2) 需要電力予測の試算

1) の分析結果を基に、下表の条件で予測精度の試算を行った。

表 II-10 需要電力予測の条件

予測対象	需要家 a~f の需要電力
予測対象期間	2014 年 5 月 1 日~2015 年 3 月 31 日
予測間隔	1 時間
予測実行周期	24 時間 (毎日 9:00)
要因データ	実績データ、暦データ、気象データ
実績データ	需要電力 (連系点電力) のみ

需要電力の予測結果を下図に示す。

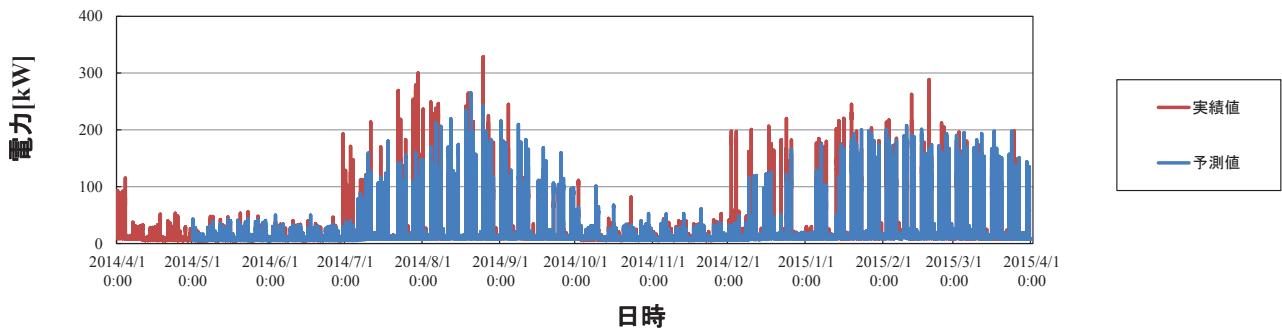


図 II-42 需要電力の予測結果 (需要家 a、2014 年)

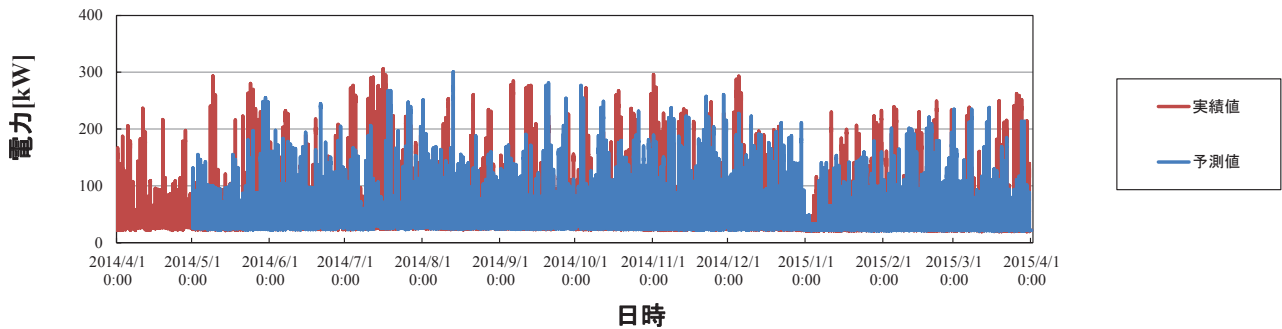


図 II-43 需要電力の予測結果 (需要家 b、2014 年)

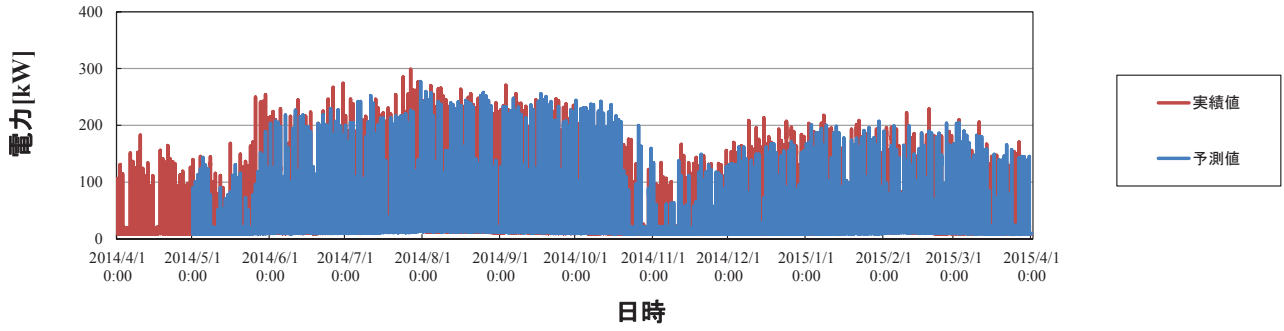


図 II-44 需要電力の予測結果（需要家 c、2014 年）

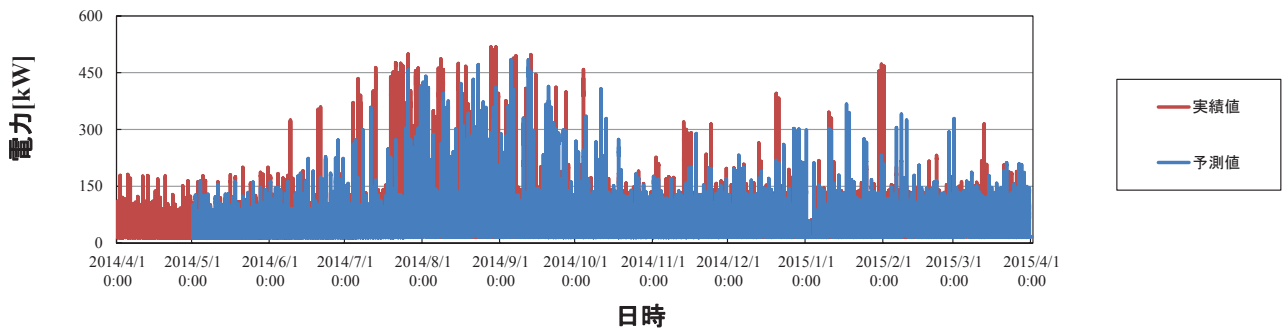


図 II-45 需要電力の予測結果（需要家 d、2014 年）

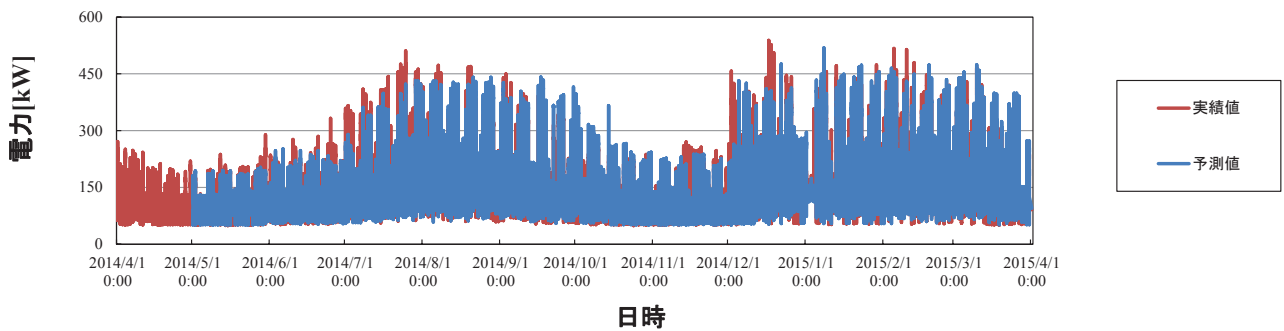


図 II-46 需要電力の予測結果（需要家 e、2014 年）

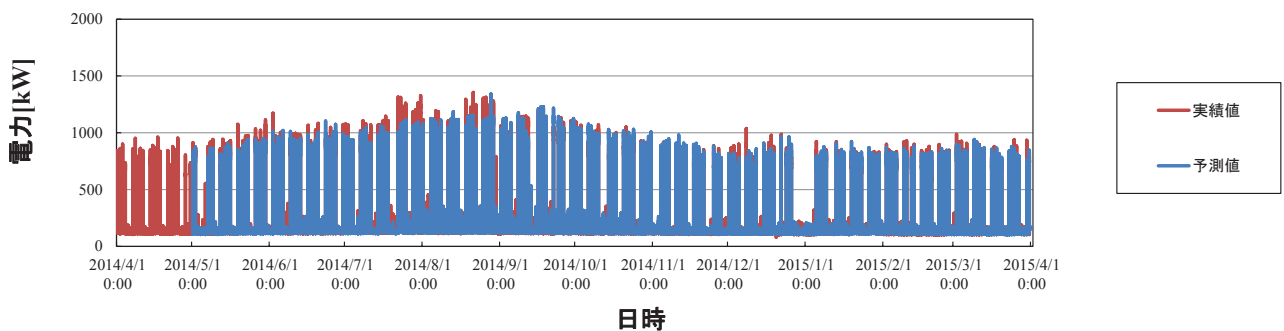


図 II-47 需要電力の予測結果（需要家 f、2014 年）

#### (4) 需要電力の同時同量制御

余剰電力の同時同量制御の基礎検討と同様、需要電力予測の試算結果より、ある1週間の実績値と予測値を以下に示す。

図より、市有施設により構成される小売BGの需要電力は、夜間は低く日中に高くなる変動を示す。また、需要の予測誤差が生じるのは日中のみである。したがって、予測結果を需要計画とした場合、日中はインバランス抑制のために調整電源の同時同量制御を行う必要があるが、夜間は同時同量制御の必要は低く、むしろ調整電源の出力が需要より大きくなり、逆潮流が発生する恐れがある。

以上の理由から、調整電源による需要電力の同時同量制御は平日日中のみ行う。

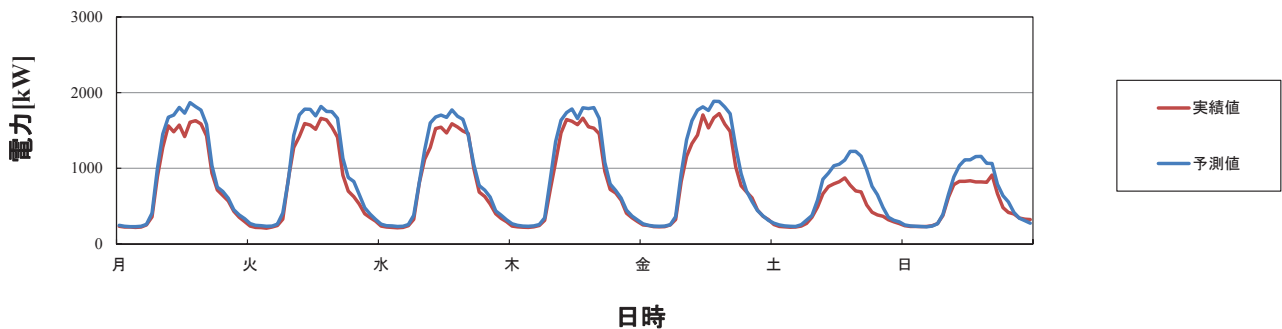


図 II-48 需要電力の実績値と予測値の週間変動（小売BG全体、2014年10月）

なお、予測誤差を大きいものから並べたデューレーションカーブと、調整電源を投入した場合のインバランス量の改善度合いの試算結果を以下に示す。調整電源の基準出力は、余剰電力の基礎検討と同様に定格出力の50%とし、調整力が上下に定格出力の50%の分だけあるとした。

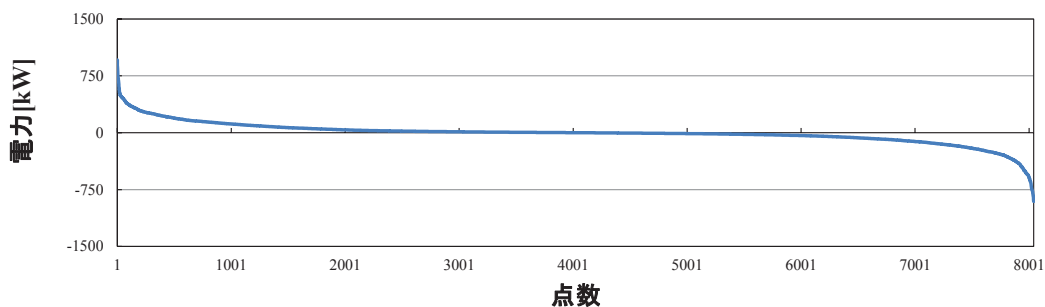


図 II-49 需要電力予測誤差のデューレーションカーブ

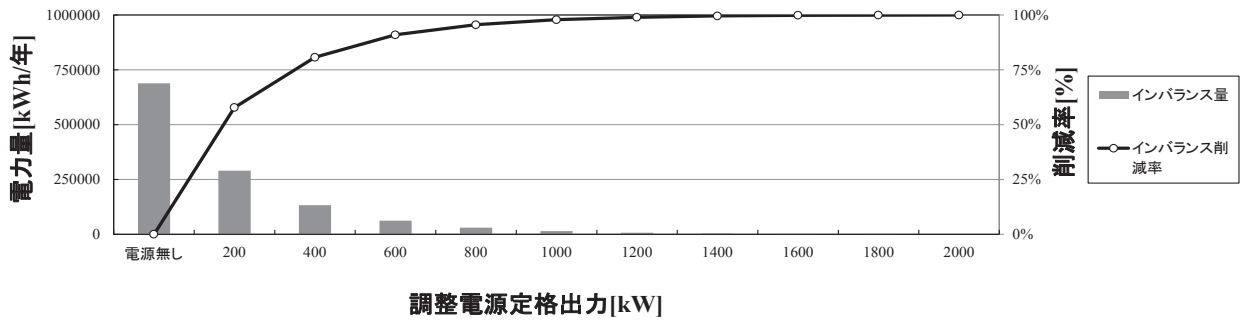


図 II-50 調整電源出力とインバランスマンの関係 (需要電力)

### 3. システム構築

上記検討結果に基づき、システムを設計した。以下に、主要機能の詳細設計内容を示す。なお主要機能は下表の通りである。

表 II-11 需給管理運用システムの主要機能

名称
数値気象予報データ取得機能
予測機能 (余剰電力予測、需要電力予測)
計画機能 (発電計画、需要計画、市場取引計画)
同時同量機能 (調整電源の出力制御)

#### 1) 数値気象予報データ取得機能

需要電力や太陽光等の再生可能エネルギーによる発電電力量は、気温や湿度、日射量のような気象データに大きな影響を受けて変動すると考えられており、需要電力や再生可能エネルギーによる発電電力量の予測では気象予報データを用いるケースが多い。

本予測機能でも、需要電力用に一般財団法人 気象業務支援センターから配信される予測対象時間の数値気象予報を使用する。数値気象予報は数種類配信が行われているが、翌日 24 時までの気象予報が十分に得られる GSM (日本域) を使用するものとする。なお、配信ファイルからの情報は下表のとおりである。

表 II-12 数値気象予報の種類 (一部抜粋)

配信データ名	GSM (全球域)	GSM (日本域)	メソ数値予報モデル GPV (MSM)
初期値	00、06、12、18 UTC (1日4回)		00、03、06、09、12、15、18、21 UTC (1日8回)
予報時間	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 84 時間予報 (00、06、12、18 UTC) 6 時間間隔</li> <li>・ 96-264 時間予報 (12 UTC) 12 時間間隔</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 84 時間予報 (00、06、12、18 UTC) 地上は 1 時間間隔、気圧面は 3 時間間隔</li> <li>・ 96(87)-264 時間予報 (12 UTC) 地上は 3 時間間隔、気圧面は 6 時間間隔</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>39 時間予報 (00、03、06、09、12、15、18、21 UTC) 地上は 1 時間、気圧面は 3 時間間隔</li> </ul>
データ形式	国際気象通報式 FM92 GRIB 二進形式格子点資料気象通報式 (第 2 版) ※略称 : GRIB2		
配信領域	全球	北緯 20 度~50 度	北緯 22.4 度~47.6 度

		東経 120 度~150 度	東経 120 度~150 度
格子系	等緯度等経度 ・ 地上~100hPa : 0.5 度×0.5 度 (格子数 720×361) ・ 70~10hPa : 1.0 度×1.0 度 (格子数 360×181)	等緯度等経度 0.2 度×0.25 度 (格子数 151×121)	等緯度等経度 ・ 地上 : 0.05 度×0.0625 度 (格子数 505×481) ・ 気圧面 : 0.1 度×0.125 度 (格子数 253×241)
配信データ	海面構成気圧、地上気圧、風 (東西方向と南北方向の 2 要素)、気温、相対湿度、時間降水量、雲量 (全雲量、上層雲量、中層雲量、下層雲量の 4 要素)		
サイズ	・ 84 時間予報 : 約 499 MB/回×4 回 ・ 264 時間予報 : 約 499 MB/回×1 回 =2495 MB/日	・ 84 時間予報 : 約 99 MB/回×4 回 ・ 264 時間予報 : 約 94 MB/回×1 回 =490 MB/日	280 MB/回×8 回=2240 MB/日
利用にあつての注意事項	気象庁システムの障害等により初期時刻から 4 時間以内に配信をできない場合は、当該時刻の配信を中止することがあります。		
技術資料	配信資料に関する技術情報第 245 号、第 368 号 国際気象通報式・別冊		配信資料に関する技術情報第 205 号、245 号、第 373 号 国際気象通報式・別冊

<http://www.jmbc.or.jp/hp/online/f-online0.html> より編集

表 II-13 GSM (日本域) からの抽出データ

予報抽出時間	84 時間先まで
予報抽出地点	北緯 33.8 度、東経 130.75 度 ※
抽出データ	風速、風向、気温、相対湿度、降水量 雲量 (全雲量、上層、中層、下層)

※予報抽出地点は、北九州市と同じメッシュとした。





図 II-51 北九州市周辺地図

2) 予測機能（余剰電力予測、需要電力予測）

予測対象となるごみ焼却施設および需要家における過去の実績値から、予測対象期間の余剰電力および需要電力を予測する。なお、余剰電力予測と需要電力予測については、予測対象と実績データが異なる以外は同じアルゴリズムである。下表に予測対象の情報を示す。

表 II-14 予測対象情報

予測種別	余剰電力予測	需要電力予測
予測対象件数	ごみ焼却施設 3 か所 (皇后崎工場、日明工場、新門司工場)	需要家 7 か所 (需要家 A~G)
予測対象期間 ※1	翌日 0:00~翌日 24:00	
予測間隔	30 分	
予測実行周期	24 時間 (毎日 9:00)	
実績データ	余剰電力 (連系点電力)	需要電力 (連系点電力)

※1：当日 0:00~0:30、0:30~1:00、・・・翌日 23:30~24:00 の 96 点行う。

なお、予測対象期間は、予測実行時の枠を含む翌日 24 時までとする。

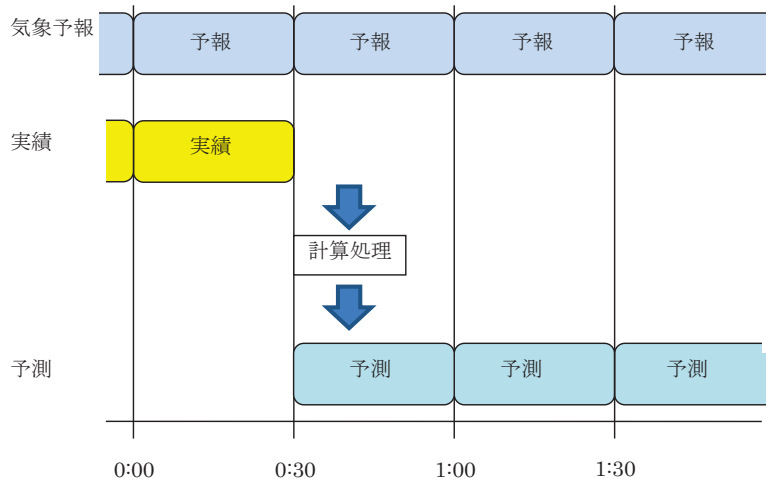


図 II-52 予測対象期間の例 (0:30 直後に実行される場合)

次に、予測アルゴリズムについて説明する。余剰電力や需要電力は様々な特性により変化する。そこで、過去 1 か月間の実績値より、予測対象への影響が強い要因を逐次自動分析し、その要因にて類似日の実績値を予測値とする。

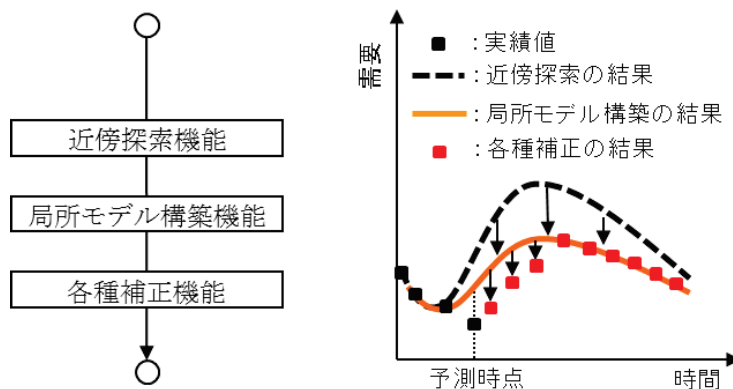


図 II-53 予測方式の概念

表 II-15 予測方式の各機能概要

機能	概要
近傍探索機能	予測対象の要因を過去 1 ヶ月のデータから分析し、予測対象日の類似日を抽出する。
局所モデル構築機能	近傍探索機能にて抽出された複数の類似日の予測対象を、予測対象日の要因データと類似日の要因データの軟差にて補正する。
各種補正機能	局所モデル構築機能にて算出した予測値を、直前までの実績値との誤差から補正する。

なお、本実証において、近傍探索機能にて使用する要因の候補は下表の通りとした。

表 II-16 要因候補

要因		余剰電力予測	需要電力予測
気象予報	最高気温		○
	最低気温		○
実績値	余剰電力（連系点電力）	○	
	需要電力（連系点電力）		○
暦	土曜フラグ		○
	休日フラグ		○

3) 発電計画機能、需要計画機能、電力市場取引計画機能

計画対象となるごみ焼却施設および需要家の予測値等から、計画対象期間の発電計画、需要計画及び電力市場取引計画を立案する。下表に計画対象の情報を示す。

表 II-17 計画対象情報

計画種別	発電計画	需要計画	電力市場取引計画
計画対象件数	発電 BG	小売 BG	スポット市場取引量
計画対象期間 ※1	翌日 0:00~翌日 24:00		
計画間隔	30 分		
計画実行周期	24 時間（毎日 9:00）		
備考	余剰予測結果が入力される	需要予測結果が入力される	・発電計画と需要計画の差分が入力される ・1000 kW 単位 (500 kWh / 30min)

※1：翌日 0:00~0:30、0:30~1:00、・・・翌日 23:30~24:00 の 48 点行う。

4) 同時同量機能（調整電源の出力制御）

需要と供給それぞれの計画値と実績値の差より生じるインバランス料金の抑制を目的に、調整用の電源による 30 分間同時同量制御（出力制御）を発電 BG、小売 BG それぞれで行う。下表に制御対象の情報を示す。

表 II-18 制御対象情報

	発電 BG	小売 BG
制御対象件数	仮想調整電源 2 箇所	仮想調整電源 1 箇所
制御期間	常時	毎日 8:00 ~ 18:00
制御周期	1 分	①30 分 ※1 ②1 分 ※2

※1：需要データを MDMS を通して取得する場合を想定

※2：需要データを実測する場合を想定

次に、同時同量制御のアルゴリズムについて説明する。

同時同量制御は、30分間毎に発生するインバランス（計画値と実績値の偏差）を抑制するために、調整電源の出力を制御するものである。調整電源の出力制御値は、発生した偏差（あるいは発生すると予想される偏差）から求まる。なお、実績値の取得タイミングは下表の通りとした。

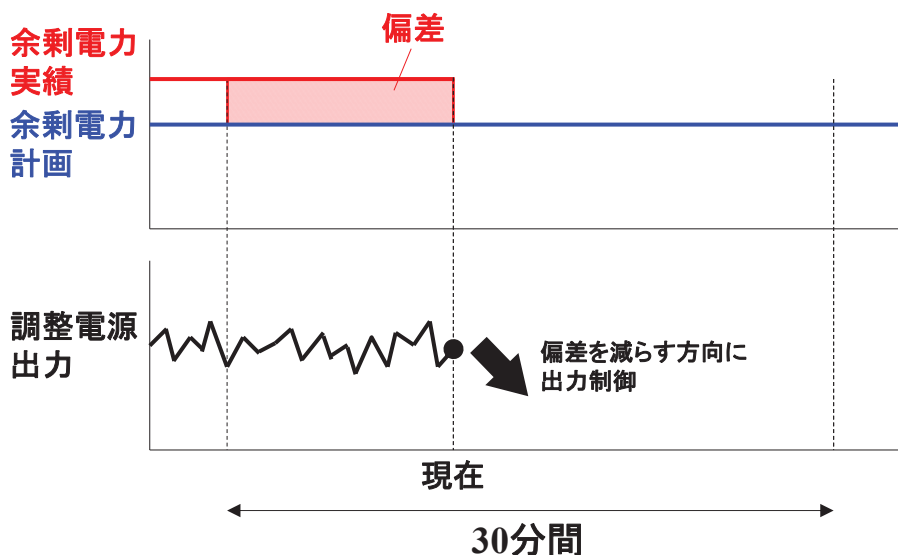


図 II-54 同時同量制御の概念（発電 BG の例）

表 II-19 同時同量制御機能の設定

対象		詳細
発電 BG		1 分前の実績値（余剰電力）より、 1 分毎に仮想調整電源のリアルタイム制御を行う。
小売 BG	①計画値同時同量 ※1	60 分前の実績値（需要電力）より、 30 分毎に仮想調整電源の出力を制御する。
	②実同時同量 ※2	1 分前の実績値（需要電力）より、 1 分毎に仮想調整電源のリアルタイム制御を行う。

※1：需要データを MDMS を通して取得する（60~90 分後）場合を想定

※2：需要データを実測する場合を想定

## II-2. 予測の活用による高度化

### 1. 予測機能の運用検証

#### (1) 余剰電力予測の検証

##### 1) 検証条件

余剰電力予測の検証条件を以下に示す。

表 II-20 余剰電力予測 検証条件

項目	条件
検証期間	2016/2/6 ~ 2016/2/12

※1 日分 (30 分 48 点) の予測を前日 9 時に実施する。

##### 2) 検証結果

余剰電力の予測結果を以下に示す。また、図 II-55~図 II-58 に検証期間全体の予測値・実績値を示す。

表 II-21 余剰電力の予測結果 (2016年2月6日~2月12日)

設備名 (定格出力)	絶対誤差平均	絶対誤差平均 / 定格出力	絶対誤差平均 / 余剰電力
皇后崎工場(29,300 kW)	468 kW	1.60 %	7.76 %
日明工場(4,800 kW)	232 kW	4.83 %	1588.65 %
新門司工場(23,500 kW)	1,089 kW	4.64 %	99.31 %
発電 BG 全体(57,600 kW)	1,520 kW	2.64 %	2.64 %



図 II-55 余剰電力の予測結果 (皇后崎工場、2016/2/6~2016/2/12)

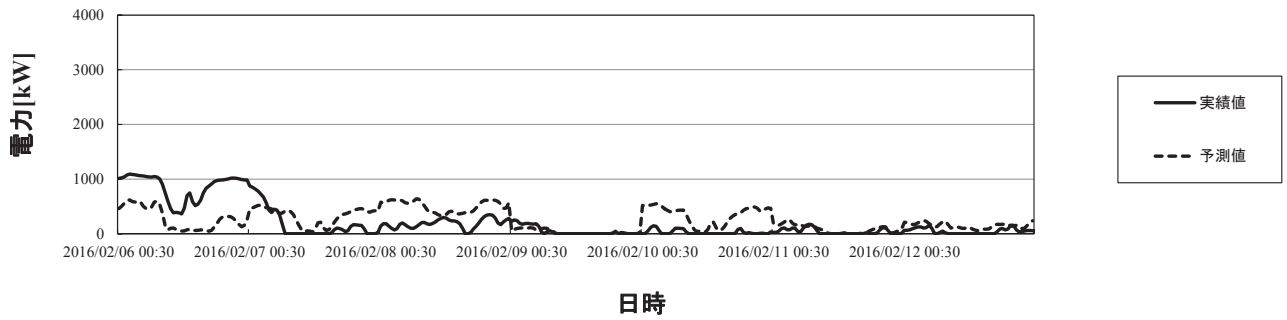


図 II-56 余剰電力の予測結果（日明工場、2016/2/6~2016/2/12）

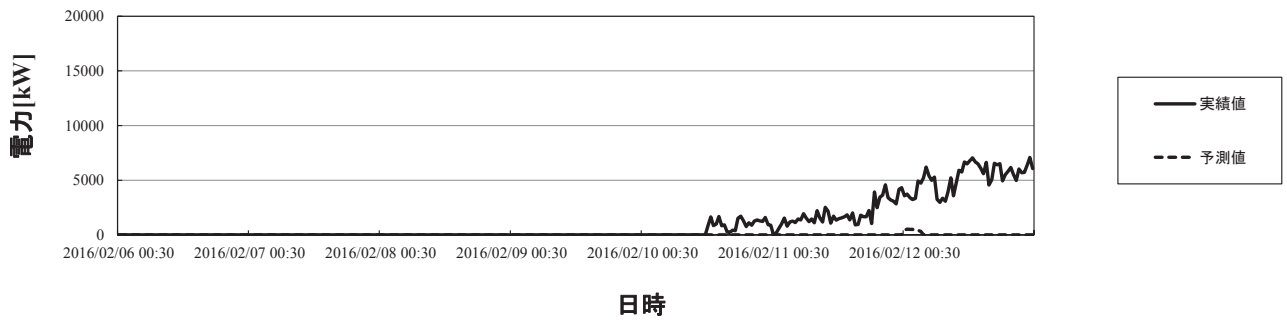


図 II-57 余剰電力の予測結果（新門司工場、2016/2/6~2016/2/12）



図 II-58 余剰電力の予測結果（発電 BG 全体、2016/2/6~2016/2/12）

### 3) 考察

余剰電力の予測結果より、以下の考察が得られた。

- ・ ゴミ焼却施設の個々の予測結果より、予測誤差が生じる状況は以下の通りと考えられる。
  1. 併設の施設の発電・需要量の影響が大きい場合。
  2. 焼却炉の稼働炉数が変動した場合。
- ・ 上記問題に対しては、以下の方法で予測精度の改善が可能であると考えられる。
  1. 併設の施設の要因を学習データとして入力する。または、併設の施設とゴミ焼却施設の予測を個別に行う。
  2. 焼却炉の運転計画を学習データとして入力する。

## (2) 需要電力予測の検証

### 1) 検証条件

需要電力予測の検証条件を以下に示す。

表 II-22 需要電力予測 検証条件

項目	条件
検証期間	2016/2/6 ~ 2016/2/12

※1 日分 (30 分 48 点) の予測を前日 9 時に実施する。

### 2) 検証結果

需要電力の予測結果を以下に示す。また、図 II-59~図 II-66 に検証期間全体の予測値・実績値を示す。

表 II-23 需要電力の予測結果 (2016 年 2 月 6 日~2 月 12 日)

設備名 (契約電力)	平均絶対誤差	絶対誤差平均 / 契約電力	絶対誤差平均 / 需要電力
需要家 A(208 kW)	15 kW	7.02 %	27.11 %
需要家 B(159 kW)	17 kW	10.86 %	101.31 %
需要家 C(40 kW)	2 kW	3.91 %	32.10 %
需要家 D(238 kW)	6 kW	2.35 %	13.16 %
需要家 E(109 kW)	6 kW	5.58 %	21.86 %
需要家 F(73 kW)	5 kW	6.95 %	33.16 %
需要家 G(131 kW)	9 kW	7.07 %	93.48 %
小売 BG 全体(958 kW)	45 kW	4.66 %	18.88 %

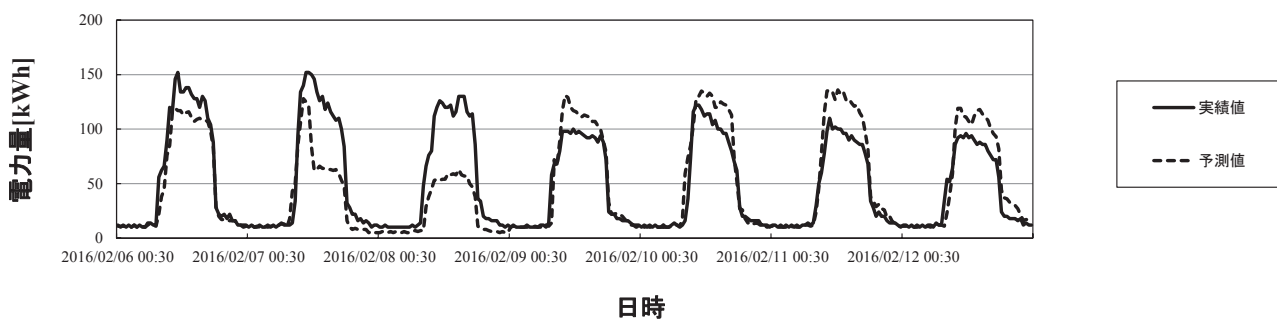


図 II-59 需要電力の予測結果 (需要家 A、2016/2/6~2016/2/12)

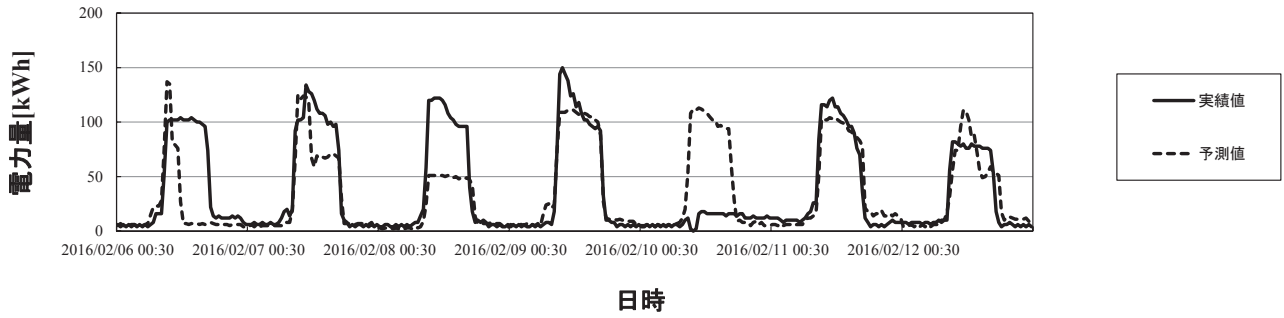


図 II-60 需要電力の予測結果（需要家 B、2016/2/6~2016/2/12）

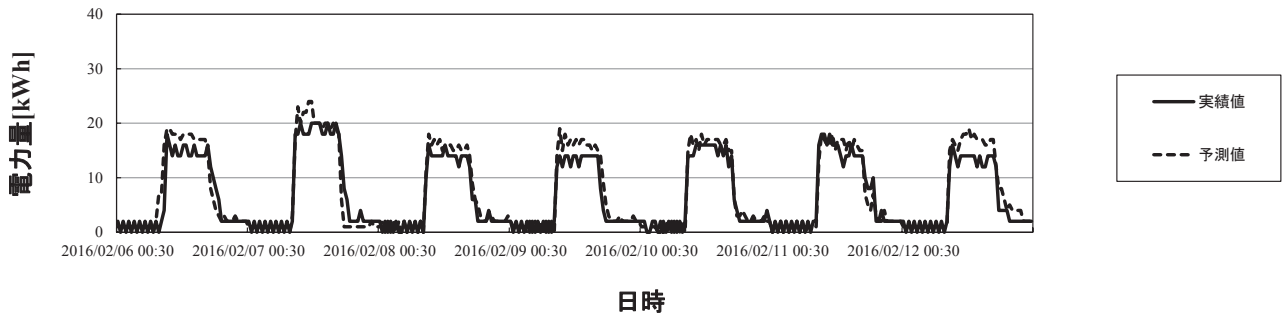


図 II-61 需要電力の予測結果（需要家 C、2016/2/6~2016/2/12）

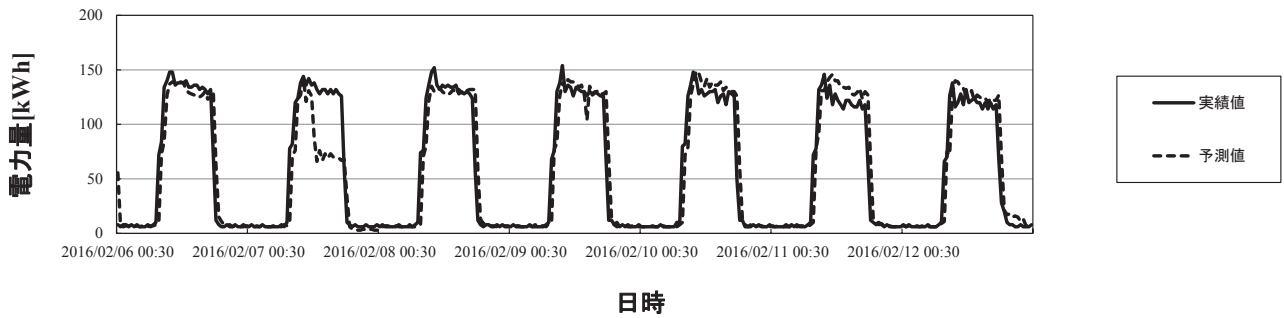


図 II-62 需要電力の予測結果（需要家 D、2016/2/6~2016/2/12）

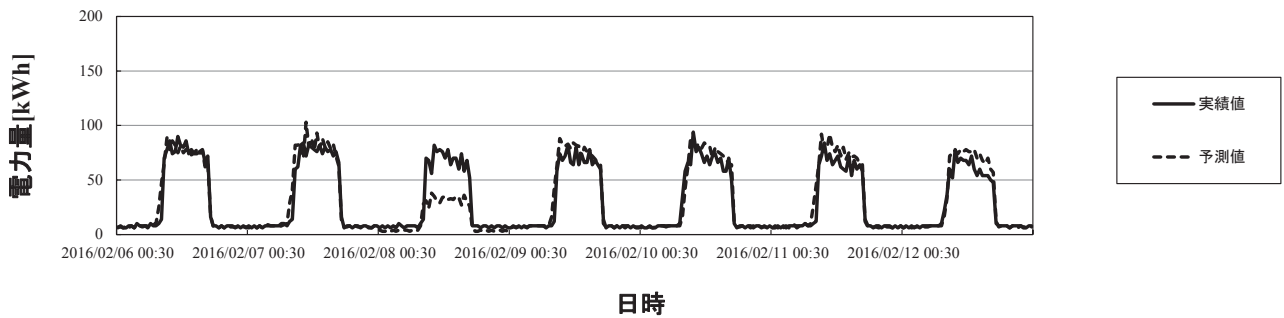


図 II-63 需要電力の予測結果（需要家 E、2016/2/6~2016/2/12）



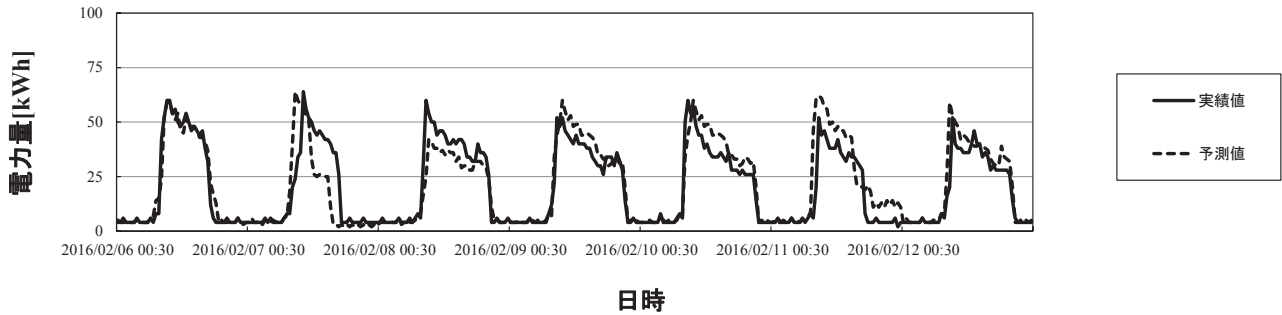


図 II-64 需要電力の予測結果（需要家 F、2016/2/6~2016/2/12）

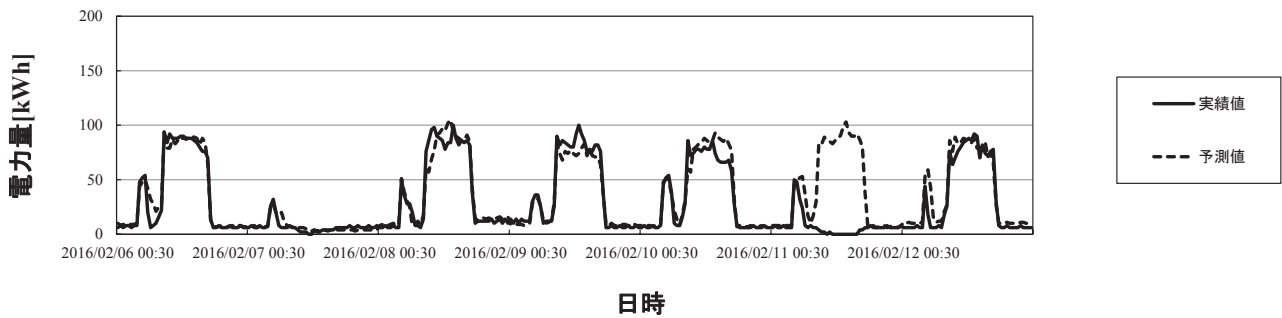


図 II-65 需要電力の予測結果（需要家 G、2016/2/6~2016/2/12）

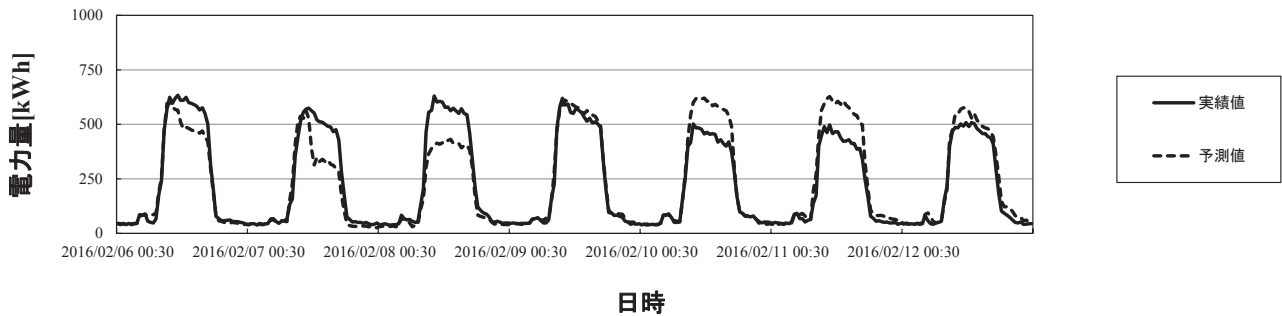


図 II-66 需要電力の予測結果（小売 BG 全体、2016/2/6~2016/2/12）

### 3) 考察

需要電力の予測結果より、以下の考察が得られた。

- ・需要家の個々の予測結果より、予測誤差が生じる状況は以下の通りと考えられる。
  1. 施設の営業日が曜日によらない場合。
- ・上記問題に対しては、以下の方法で予測精度の改善が可能である。
  1. 施設の営業日カレンダーを学習データとして入力する。

### （3）予測導入効果の検証

#### 1) 検討条件

予測の導入による、現行制度でのインバランス抑制効果を検証する。なお、インバランス量およびインバランス料金の計算は、現行制度に基づいて計算する。

表 II-24 予測導入効果 検証条件

項目	条件
検証期間	2016/2/6 ~ 2016/2/12
検証ケース	ケース 2-1：計画値を過去の実績値とする。 （発電 BG：前年度実績、小売 BG：前週実績） ケース 2-2：計画値を過去の実績値とする。 （発電 BG：前週実績、小売 BG：前週実績） ケース 2-3：計画値を予測値とする。
BG 情報	発電 BG 定格出力 57,600 kW 小売 BG 契約電力 19,160 kW (958 kW×20)
インバランス料金 (現行制度)	変動範囲内補給料金 ・時間関係なく一律 12.21 円/kWh (税込) 変動範囲超過補給料金 ※1 ・夏季平日ピーク 49.01 円/kWh (税込) ・夏季ピーク以外の平日昼間 36.22 円/kWh (税込) ・夜間休日 21.51 円/kWh (税込) 変動範囲内余剰料金 ・時間関係なく一律 7.13 円/kWh (税込)

※1: 夏季は 7/1~9/30、ピーク時間は夏季の毎日 13~16 時、昼間は毎日 8~22 時の内ピーク時間以外。

2) 検証結果

検証期間におけるケース 2-1~2-3 の総電力量、総インバランス量および総インバランス料金を以下に示す。

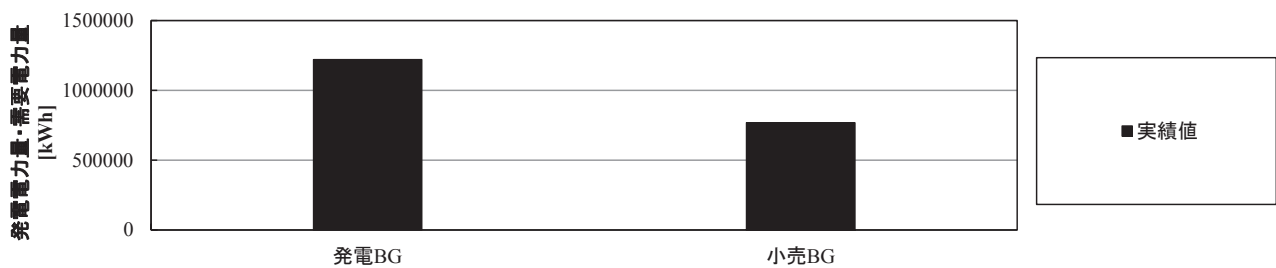


図 II-67 検証期間の総発電電力量、総需要電力量 (2016/2/6~2016/2/12)

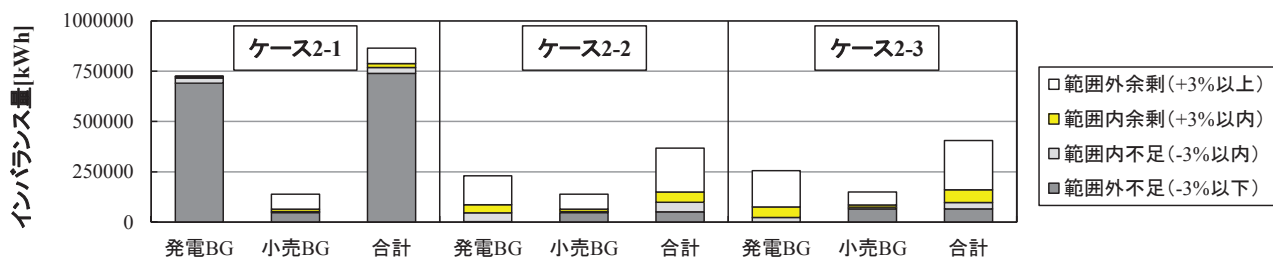


図 II-68 検証期間の総インバランス量 (2016/2/6~2016/2/12)

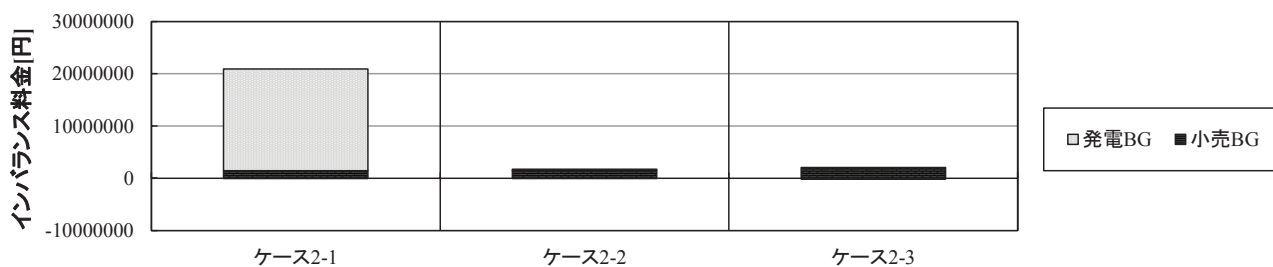


図 II-69 検証期間の総インバランス料金 (2016/2/6~2016/2/12)

また、各ケースの詳細な結果と時系列データを以下に示す。

表 II-25 予測導入効果 (ケース 2-1、2016年2月6日~2月12日)

	ケース 2-1		
	発電 BG	小売 BG	合計
範囲外余剰 (+3%以上)	2,161 kWh(0.3 %)	74,060 kWh(53.6 %)	76,221 kWh(8.8 %)
範囲内余剰 (+3%以内)	7,473 kWh(1.0 %)	12,060 kWh(8.7 %)	19,533 kWh(2.3 %)
範囲内不足 (-3%以内)	25,381 kWh(3.5 %)	4,080 kWh(3.0 %)	29,461 kWh(3.4 %)
範囲外不足 (-3%以下)	690,651 kWh(95.2 %)	48,080 kWh(34.8 %)	738,731 kWh(85.5 %)
インバランス絶対値計	725,665 kWh	138,280 kWh	863,945 kWh
インバランスの改善量	—	—	—
インバランスの改善率	—	—	—
インバランス料金	19,474 千円	1,475 千円	20,949 千円
インバランス料金の改善額	—	—	—
インバランス料金の改善率	—	—	—

[ケース 2-1 の時系列データ]

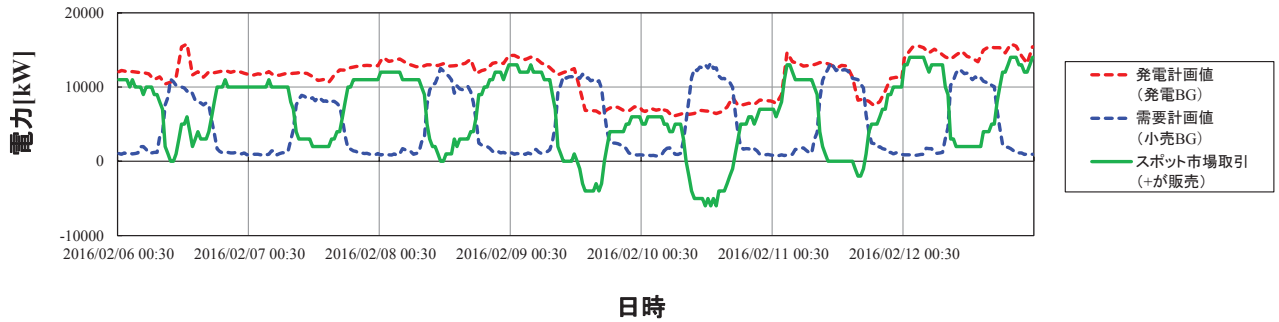


図 II-70 計画値 (ケース 2-1、2016/2/6~2016/2/12)

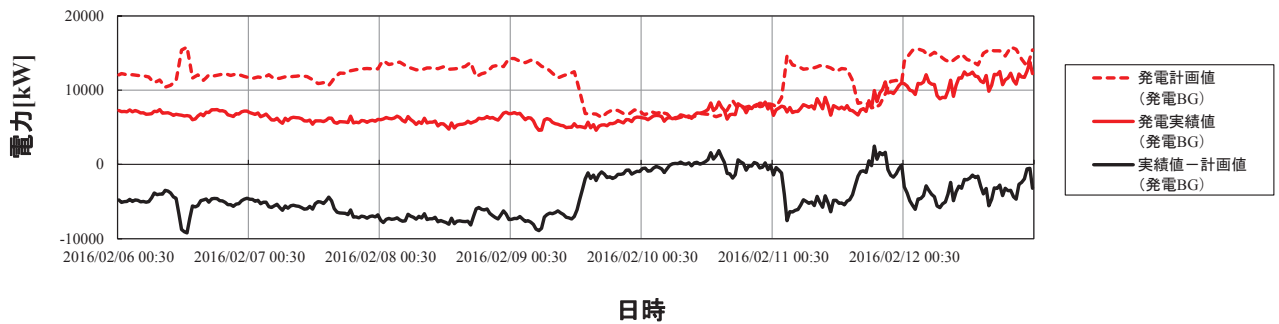


図 II-71 実績値とインバランス量 (ケース 2-1、発電 BG、2016/2/6~2016/2/12)

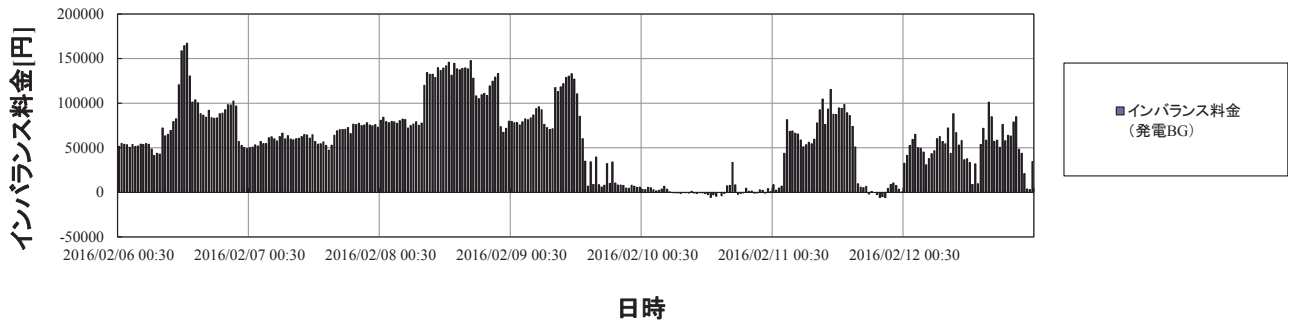


図 II-72 インバランス料金 (ケース 2-1、発電 BG、2016/2/6~2016/2/12)

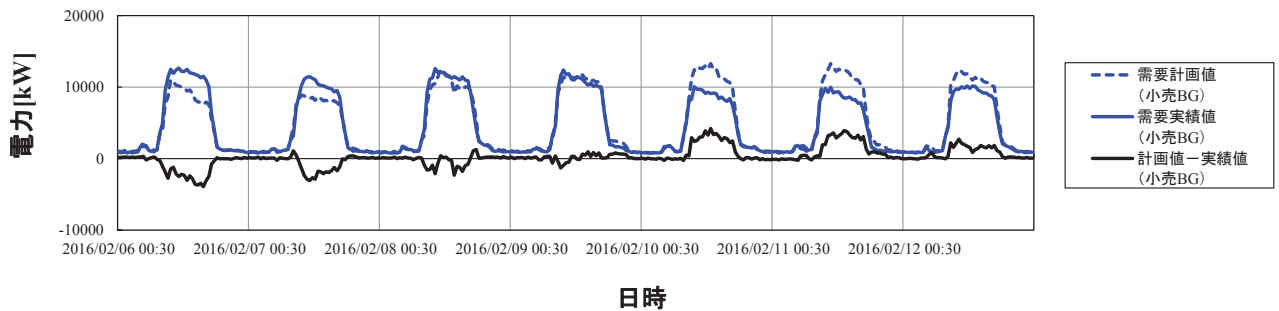


図 II-73 実績値とインバランス量 (ケース 2-1、小売 BG、2016/2/6~2016/2/12)

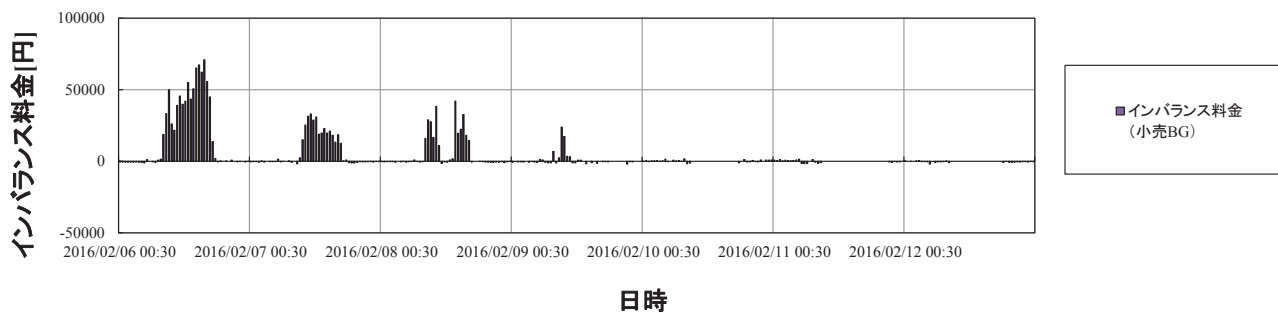


図 II-74 インバランス料金 (ケース 2-1、小売 BG、2016/2/6~2016/2/12)

表 II-26 予測導入効果 (ケース 2-2、2016 年 2 月 6 日~2 月 12 日)

	ケース 2-2		
	発電 BG	小売 BG	合計
範囲外余剰 (+3%以上)	143,926 kWh(62.6 %)	74,060 kWh(53.6 %)	217,986 kWh(59.2 %)
範囲内余剰 (+3%以内)	39,946 kWh(17.4 %)	12,060 kWh(8.7 %)	52,006 kWh(14.1 %)
範囲内不足 (-3%以内)	42,920 kWh(18.7 %)	4,080 kWh(3.0 %)	47,000 kWh(12.8 %)
範囲外不足 (-3%以下)	3,031 kWh(1.3 %)	48,080 kWh(34.8 %)	51,111 kWh(13.9 %)
インバランス絶対値計	229,823 kWh	138,280 kWh	368,103 kWh
インバランスの改善量 ※1	495,842 kWh	0 kWh	495,842 kWh
インバランスの改善率 ※1	68.3 %	0.0 %	57.4 %
インバランス料金	304 千円	1475 千円	1,780 千円
インバランス料金の改善額 ※1	19,169 千円	0 千円	19,169 千円
インバランス料金の改善率 ※1	98.4 %	0.0 %	91.5 %

※1：ケース 2-1 に対する改善度合

[ケース 2-2 の時系列データ]

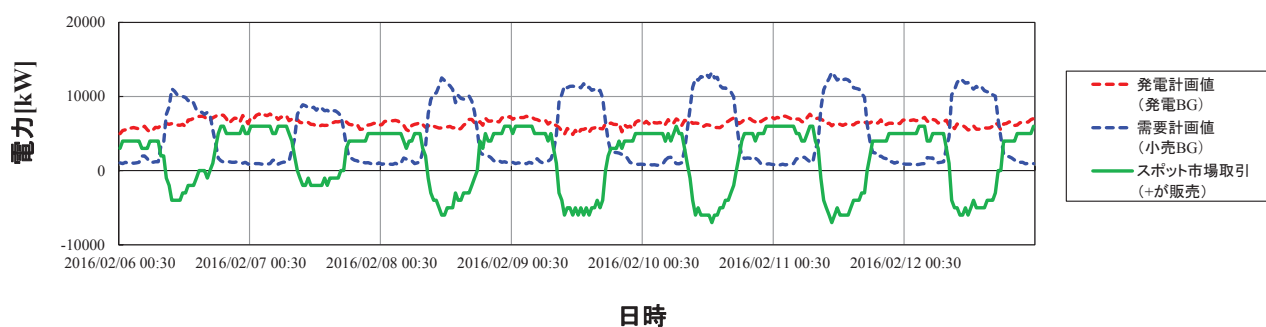


図 II-75 計画値 (ケース 2-2、2016/2/6~2016/2/12)

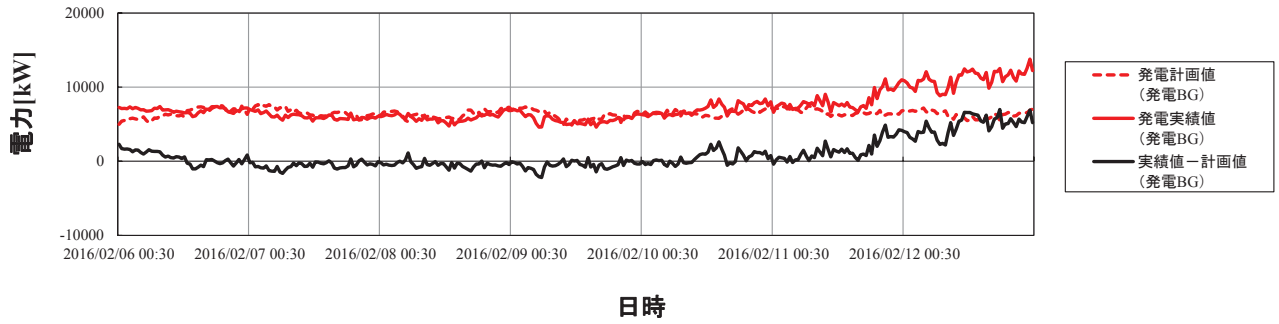


図 II-76 実績値とインバランス量 (ケース 2-2、発電 BG、2016/2/6~2016/2/12)

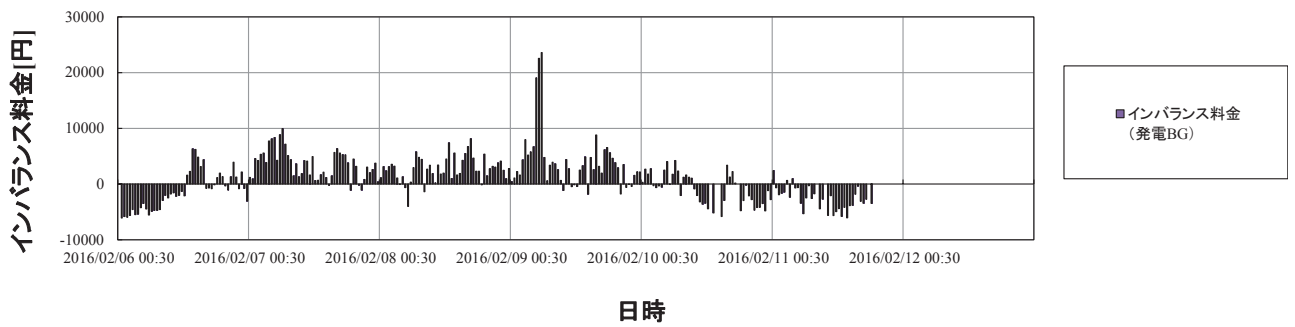


図 II-77 インバランス料金 (ケース 2-2、発電 BG、2016/2/6~2016/2/12)

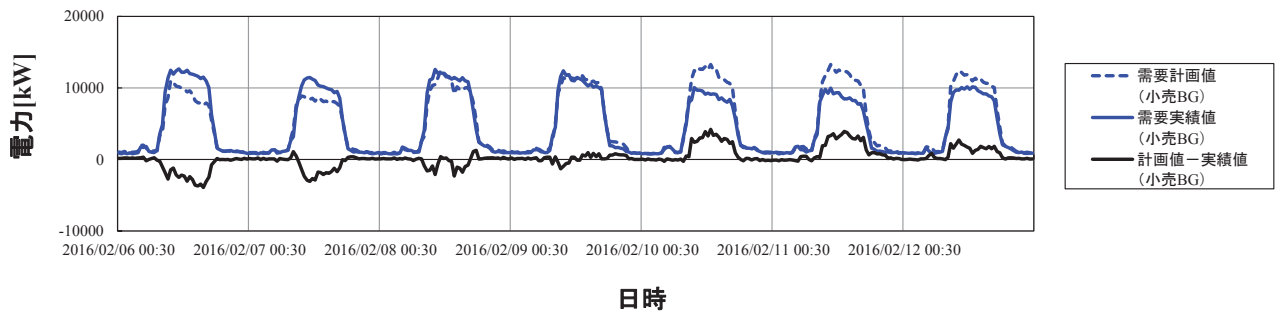


図 II-78 実績値とインバランス量 (ケース 2-2、小売 BG、2016/2/6~2016/2/12)

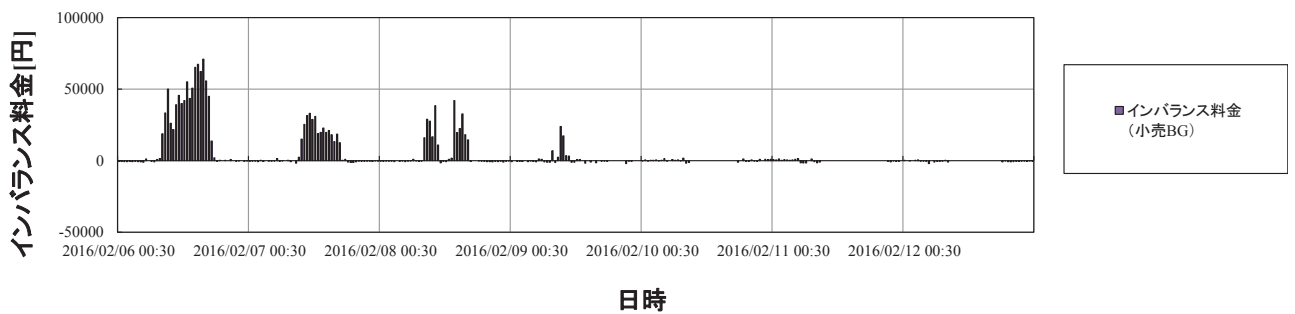


図 II-79 インバランス料金 (ケース 2-2、小売 BG、2016/2/6~2016/2/12)

表 II-27 予測導入効果 (ケース 2-3、2016年2月6日~2月12日)

	ケース 2-3		
	発電 BG	小売 BG	合計
範囲外余剰 (+3%以上)	180,370 kWh(70.6 %)	64,850 kWh(43.2 %)	245,220 kWh(60.5 %)
範囲内余剰 (+3%以内)	52,333 kWh(14.1 %)	10,760 kWh(7.2 %)	63,093 kWh(15.6 %)
範囲内不足 (-3%以内)	22,603 kWh(8.9 %)	8,920 kWh(5.9 %)	31,523 kWh(7.8 %)
範囲外不足 (-3%以下)	0 kWh(0.0 %)	65,590 kWh(43.7 %)	65,590 kWh(16.2 %)
インバランス絶対値計	255,307 kWh	150,120 kWh	405,427 kWh
インバランスの改善量 ※1	470,358 kWh	-11,840 kWh	458,518 kWh
インバランスの改善率 ※1	64.8 %	-8.6 %	53.1 %
インバランス料金	-97 千円	2,084 千円	1,987 千円
インバランス料金の改善額 ※1	19,571 千円	-609 千円	18,962 千円
インバランス料金の改善率 ※1	100.5 %	-41.3 %	90.5 %

※1：ケース 2-1 に対する改善度合

[ケース 2-3 の時系列データ]

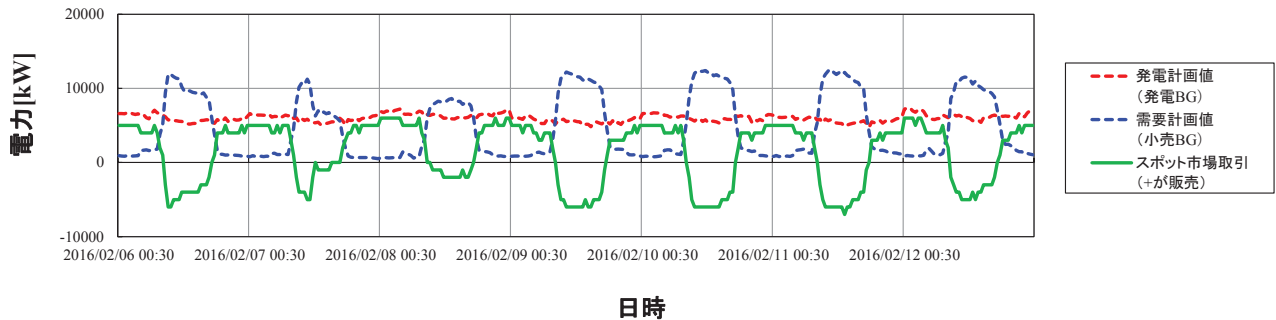


図 II-80 計画値 (ケース 2-3、2016/2/6~2016/2/12)

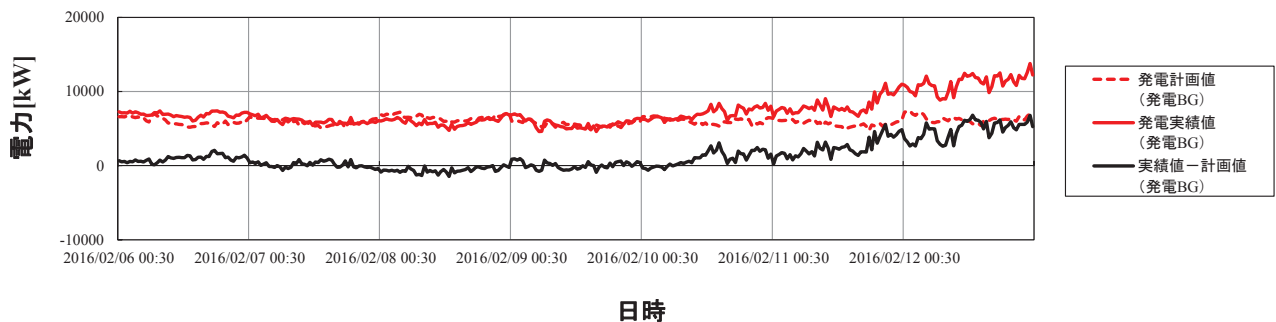


図 II-81 実績値とインバランス量 (ケース 2-3、発電 BG、2016/2/6~2016/2/12)

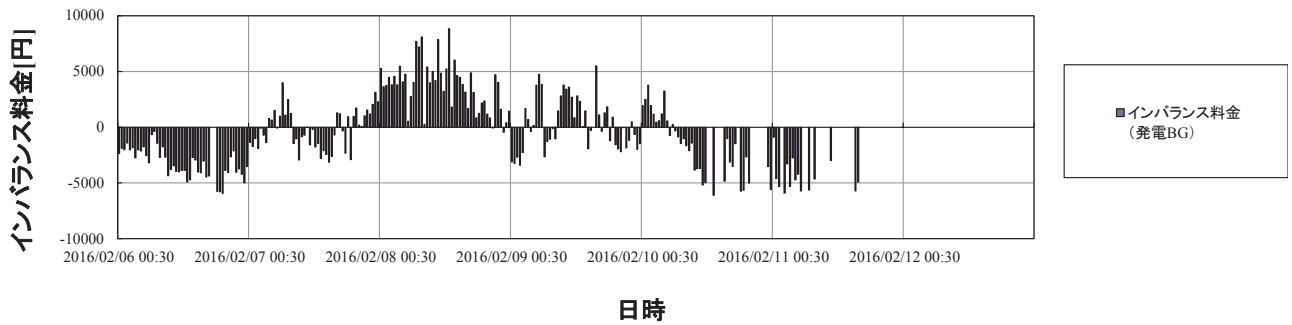


図 II-82 インバランス料金 (ケース 2-3、発電 BG、2016/2/6~2016/2/12)

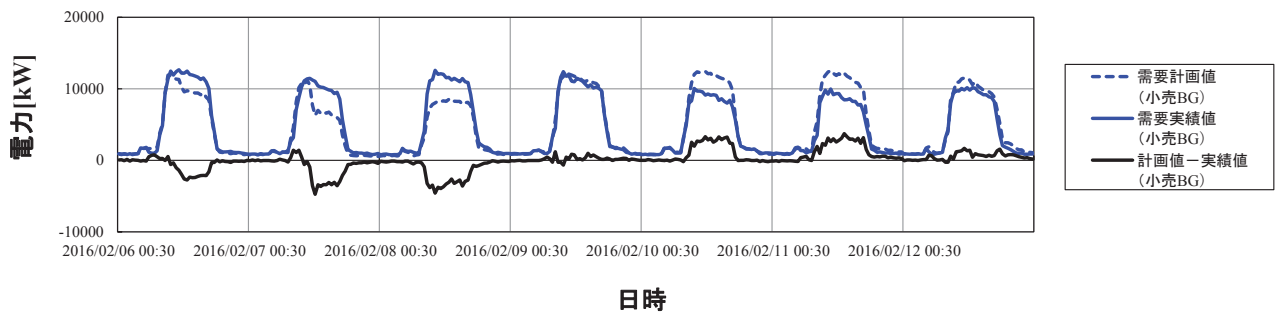


図 II-83 実績値とインバランス量 (ケース 2-3、小売 BG、2016/2/6~2016/2/12)

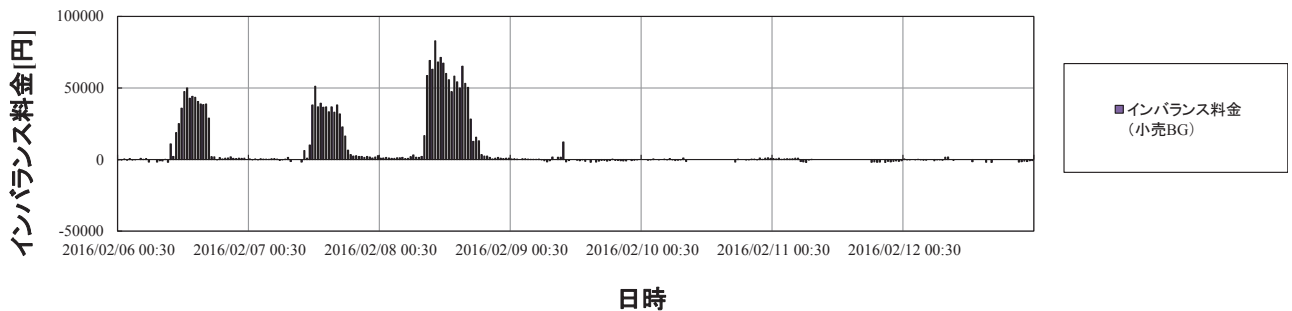


図 II-84 インバランス料金 (ケース 2-3、小売 BG、2016/2/6~2016/2/12)

### 3) 考察

予測の活用による高度化検討の結果の考察は以下の通りである。

- ・ 1週間前の実績値を計画値とするケース (ケース 2-2) とデータ学習アルゴリズムを用いた予測値を計画値とするケース (ケース 2-3) のインバランスの合計に大きな差異は無かった。ただし、小売 BG のインバランス料金については、インバランス料金単価が高い時間帯に予測誤差が生じているため、ケース 2-3 がケース 2-2 より悪いという結果となった。
- ・ ケース 2-2 とケース 2-3 の予測誤差の発生箇所は類似しており、データ学習アルゴリズムがより良い類似日を選択できていない可能性がある。予測でのインバランス削減効果を高めるためには、前節で述べたような予測手法の改善が必要である。



## 2. 余剰電力予測の高度化検討

### (1) 課題と対策

ごみ焼却施設で構成される発電 BG の余剰電力予測について、実証結果から判明した課題および、課題に対して考えられる対策を以下に示す。なお、本検討では、課題 2 の改善に向けた検討を行う。

表 II-28 余剰電力予測 課題と対策

	課題（誤差要因）	対策
1	併設の施設の発電・需要変動	併設の施設の発電・需要の要因を学習データとする。または、併設の施設とごみ焼却施設の予測を個別に行う。
2	焼却炉の稼働炉数変動	運転計画を学習データとする。

### (2) 予測機能の高度化検討

#### 1) 検討条件

余剰電力予測の高度化手法の検討では、複数の条件で予測を行い、比較検討する。以下に条件を示す。

なお、課題 2 への対策として、焼却炉の運転計画を学習データとして入力するが、学習期間を 1 ヶ月とした場合、予測対象日の稼働炉数と同じ稼働炉数の過去日が無いことがあるため、学習期間を 3 ヶ月とした場合の予測も検討する。

表 II-29 余剰電力予測 検討条件

項目	条件		
検討対象期間	2014/10/1 ~ 2015/3/31		
検討手法	学習データ： 焼却炉の運転計画 ※1	学習期間	
	手法 1	×	1 ヶ月
	手法 2	○	1 ヶ月
	手法 3	○	3 ヶ月

※1: 前日 9 時の時点で運転計画は確定していると仮定し、2014 年度の稼働炉数実績を入力する。

#### 2) 検討結果

余剰電力の予測結果を以下に示す。また、図 II-85~図 II-92 に検証期間全体の予測値・実績値を示す。なお、ケース 1 の予測結果は基礎検討と同じため省略する。

表 II-30 余剰電力予測結果① (2014年10月1日~2015年3月31日)

設備名 (定格出力)	手法 1		手法 2		手法 3	
	絶対誤差 平均	絶対誤差平均 / 定格出力	絶対誤差 平均	絶対誤差平均 / 定格出力	絶対誤差 平均	絶対誤差平均 / 定格出力
皇后崎工場(29,300 kW)	1,328 kW	4.5 %	1,002 kW	3.4 %	962 kW	3.3 %
日明工場 (4,800 kW)	219 kW	4.6 %	222 kW	4.6 %	214 kW	4.5 %
新門司工場(23,500 kW)	1,431 kW	6.1 %	1,237 kW	5.3 %	1,198 kW	5.1 %
発電 BG 全体 (57,600 kW)	2,232 kW	3.9 %	1,819 kW	3.2 %	1,711 kW	3.0 %

[手法 2 の時系列データ]

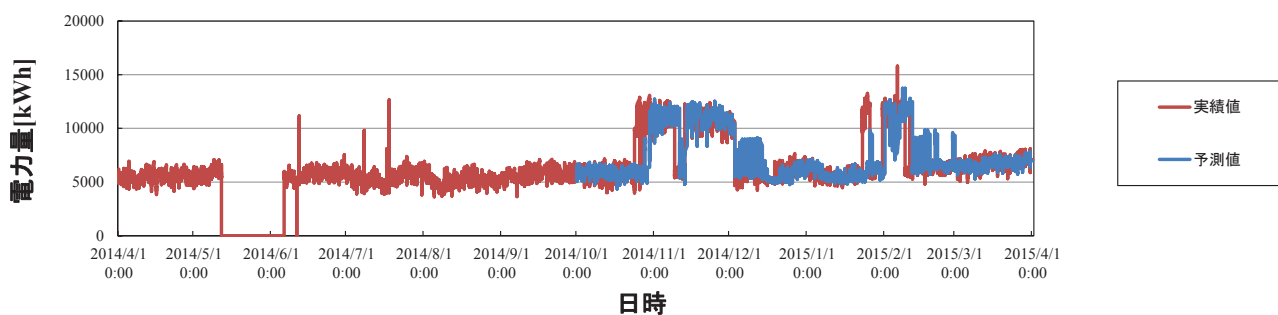


図 II-85 余剰電力の予測結果 (皇后崎工場、手法 2、2014/10/1~2015/3/31)

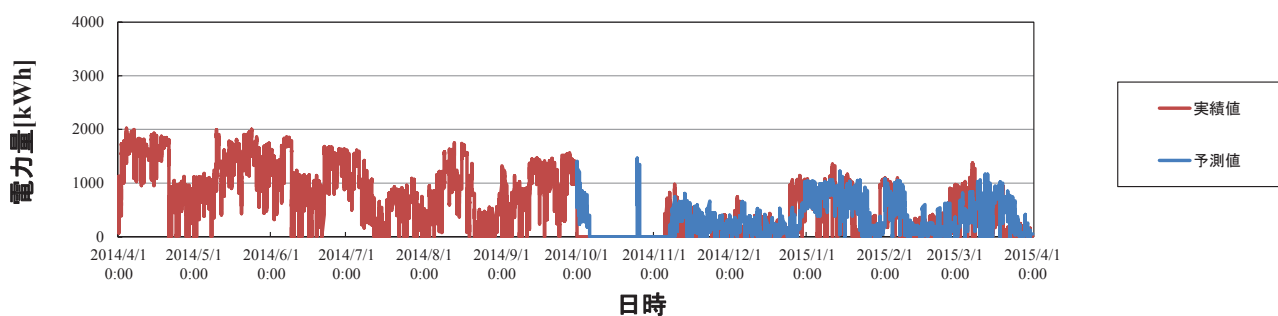


図 II-86 余剰電力の予測結果 (日明工場、手法 2、2014/10/1~2015/3/31)

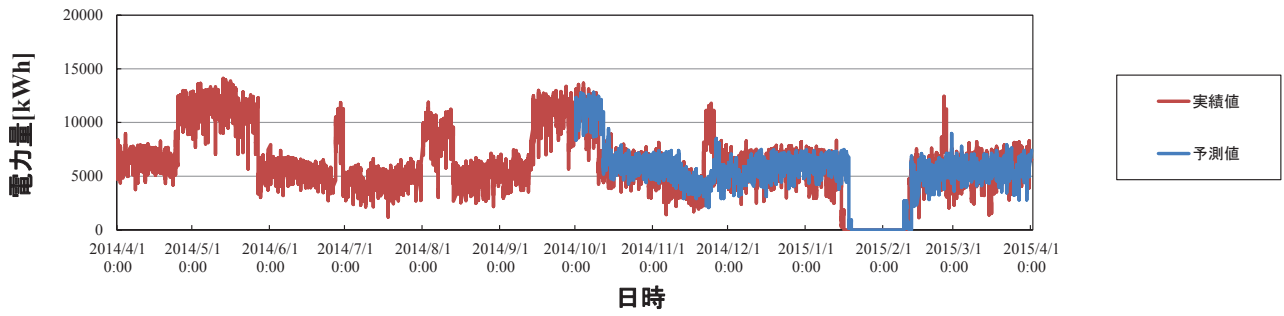


図 II-87 余剰電力の予測結果（新門司工場、手法 2、2014/10/1~2015/3/31）

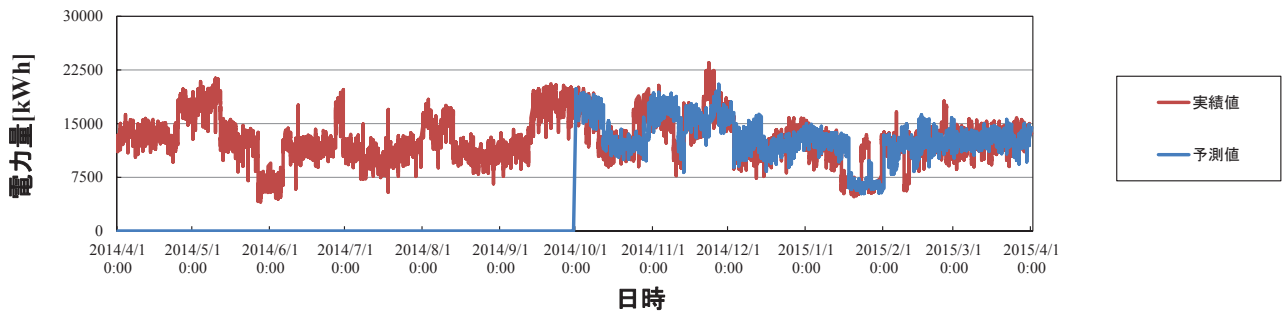


図 II-88 余剰電力の予測結果（3 工場合計、手法 2、2014/10/1~2015/3/31）

[手法 3 の時系列データ]

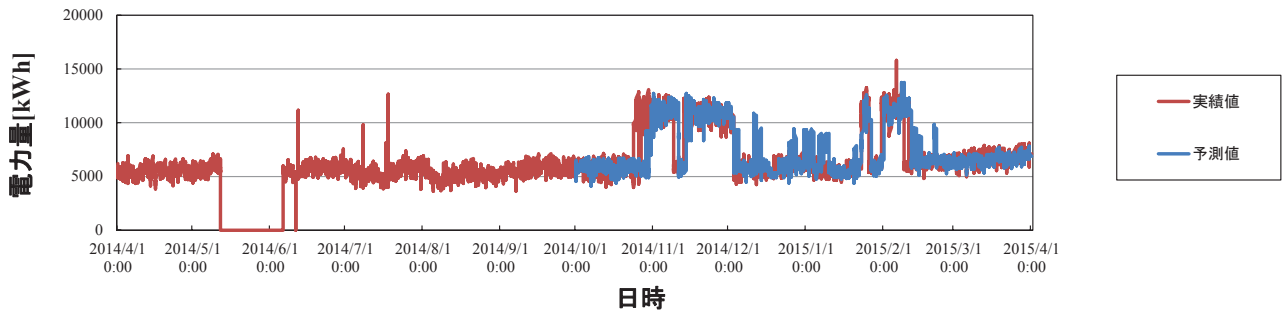


図 II-89 余剰電力の予測結果（皇后崎工場、手法 3、2014/10/1~2015/3/31）

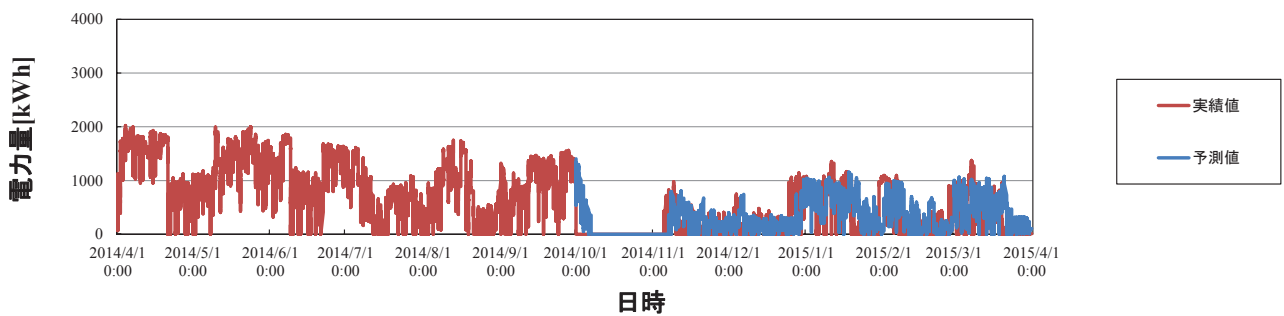


図 II-90 余剰電力の予測結果（日明工場、手法 3、2014/10/1~2015/3/31）

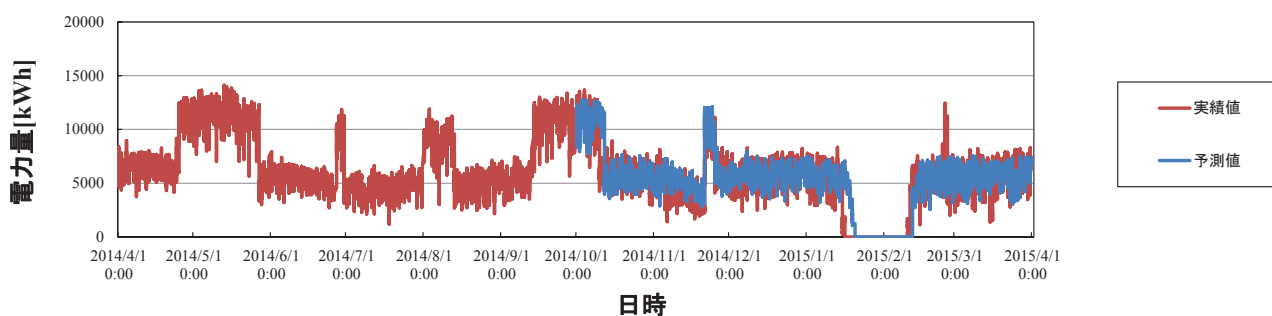


図 II-91 余剰電力の予測結果（新門司工場、手法 3、2014/10/1~2015/3/31）

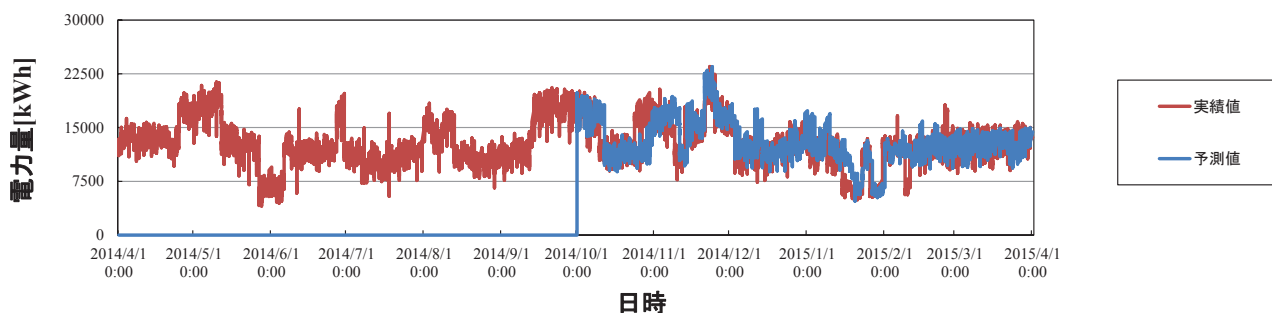


図 II-92 余剰電力の予測結果（3 工場合計、手法 3、2014/10/1~2015/3/31）

### 3) 考察

余剰電力予測の高度化検討結果より、以下の考察が得られた。

- ・以下の工夫を行うことで、発電 BG の余剰電力予測精度は改善する。
  1. 焼却炉の運転計画を学習データとして使用する。
  2. 学習期間を延ばす。

## II-3. 調整電源の活用による高度化

### 1. 調整電源の運用検証

#### (1) 調整電源導入効果の検証

##### 1) 検証条件

調整電源を発電 BG と小売 BG に導入し、同時同量制御を行った場合の、現行制度（実同時同量）における、インバランス料金の改善効果を検証する。

表 II-31 調整電源導入効果 検証条件

項目	条件
検証期間	2016/2/6 ~ 2016/2/12
検証ケース	ケース 3a-1：調整電源無し ケース 3a-2：調整電源あり (小売 BG の需要実績値を 60 分後に取得) ケース 3a-3：調整電源あり (小売 BG の需要実績値をリアルタイムで取得) ※いずれのケースも計画値は予測値とする。
BG 情報	発電 BG 定格出力 57,600 kW 小売 BG 契約電力 19,160 kW(958 kW×20)
設備情報	仮想調整電源 発電 BG (同スペック×2 台) 出力範囲         - 5000 kW ~ 5000 kW 基準出力         0 kW 小売 BG (1 台) 出力範囲         - 5000 kW ~ 5000 kW 基準出力         0 kW
インバランス料金 (現行制度)	変動範囲内補給料金 ・時間関係なく一律                         12.21 円/kWh (税込) 変動範囲超過補給料金 ※1 ・夏季平日ピーク                             49.01 円/kWh (税込) ・夏季ピーク以外の平日昼間               36.22 円/kWh (税込) ・夜間休日                                     21.51 円/kWh (税込) 変動範囲内余剰料金 ・時間関係なく一律                         7.13 円/kWh (税込)

※1: 夏季は 7/1~9/30、ピーク時間は夏季の毎日 13~16 時、昼間は毎日 8~22 時の内ピーク時間以外。

## 2) 検証結果

検証期間におけるケース 3a-1～3a-3 の総インバランス量および総インバランス料金を以下に示す。

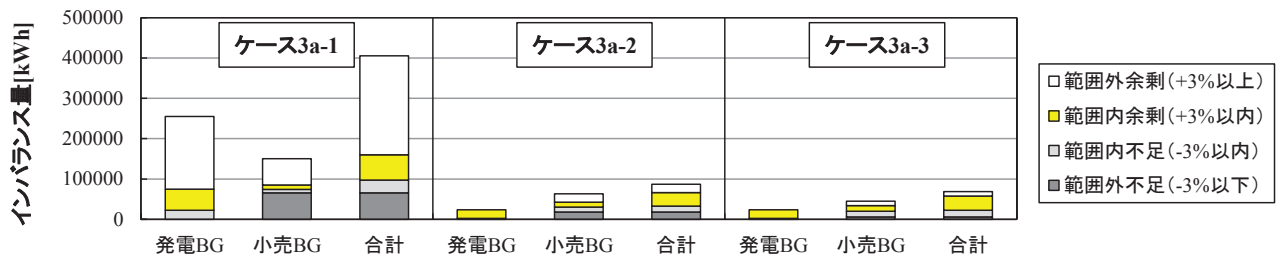


図 II-93 検証期間の総インバランス量 (2016/2/6~2016/2/12)

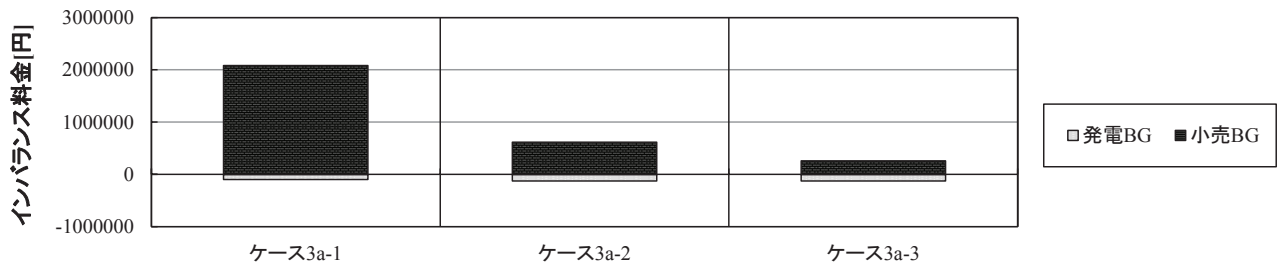


図 II-94 検証期間の総インバランス料金 (2016/2/6~2016/2/12)

また、各ケースの詳細な結果を以下に示す。なお、ケース 3a-1 は前節のケース 2-3 と同じため省略する。

表 II-32 調整電源導入によるインバランス量改善効果 (ケース 3a-2、2016年2月6日~2月12日)

	ケース 3a-2		
	発電 BG	小売 BG	合計
範囲外余剰 (+3%以上)	0 kWh(0.0 %)	20,560 kWh(32.6 %)	20,560 kWh(23.6 %)
範囲内余剰 (+3%以内)	21,488 kWh(89.9 %)	12,000 kWh(19.0 %)	33,488 kWh(38.5 %)
範囲内不足 (-3%以内)	2,403 kWh(10.1 %)	12,440 kWh(19.7 %)	14,843 kWh(17.0 %)
範囲外不足 (-3%以下)	0 kWh(0.0 %)	18,170 kWh(28.8%)	18,170 kWh(20.9 %)
インバランス絶対値計	23,892 kWh	63,170 kWh	87,062 kWh
インバランスの改善量 ※1	231,415 kWh	86,950 kWh	318,365 kWh
インバランスの改善率 ※1	90.6 %	57.9 %	78.5 %
インバランス収支	-124 千円	616 千円	493 千円
インバランス収支の改善額 ※1	90 千円	1,467 千円	1,557 千円
インバランス収支の改善率 ※1	—	70.4 %	76.0 %

※1：ケース 3a-1 (ケース 2-3) に対する改善度合

[ケース 3a-2 の時系列データ]

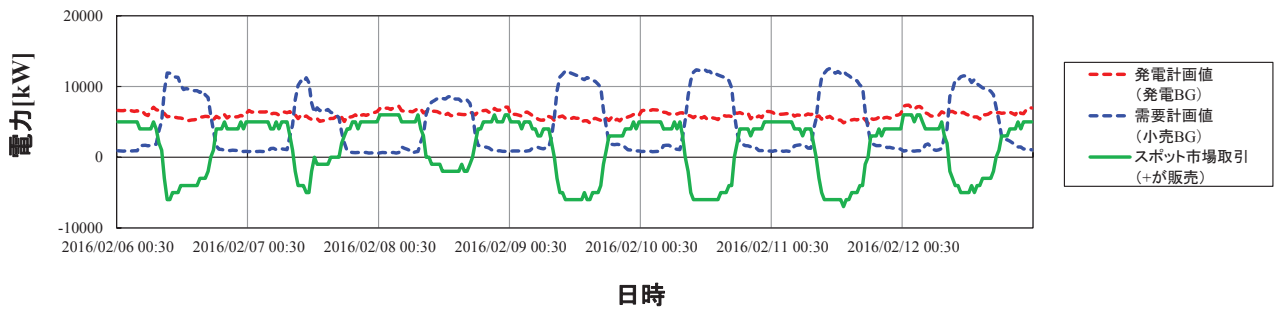


図 II-95 計画値 (ケース 3a-2、2016/2/6~2016/2/12)

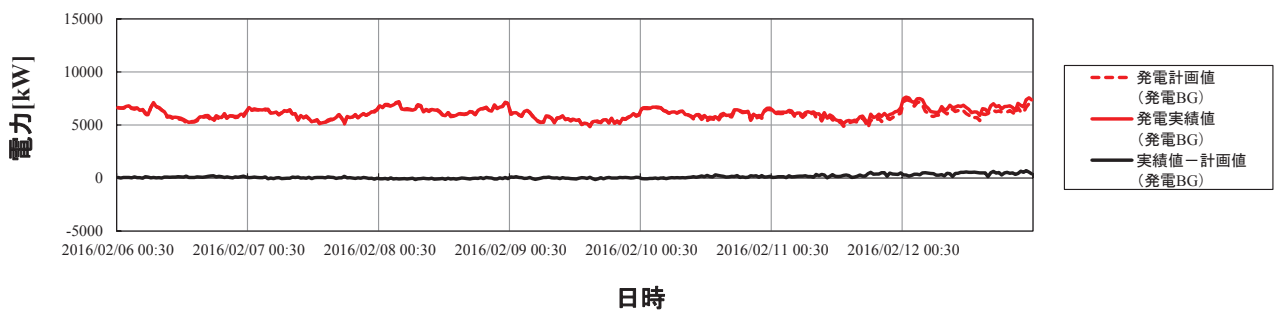


図 II-96 実績値とインバランス量 (ケース 3a-2、発電 BG、2016/2/6~2016/2/12)

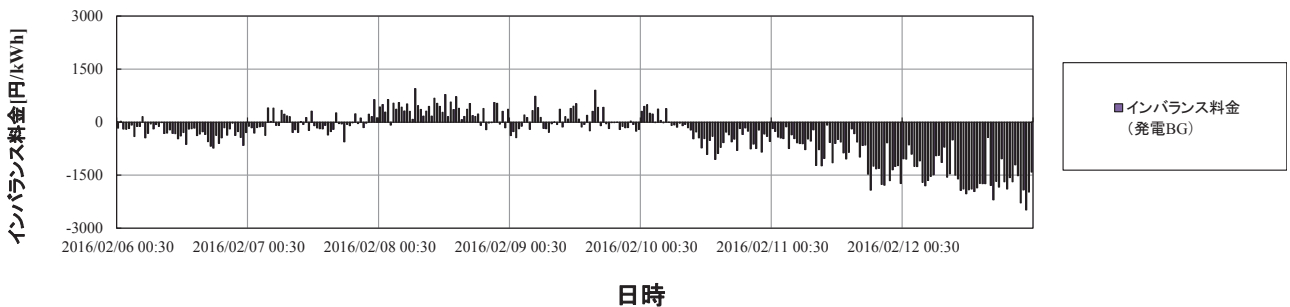


図 II-97 インバランス料金 (ケース 3a-2、発電 BG、2016/2/6~2016/2/12)

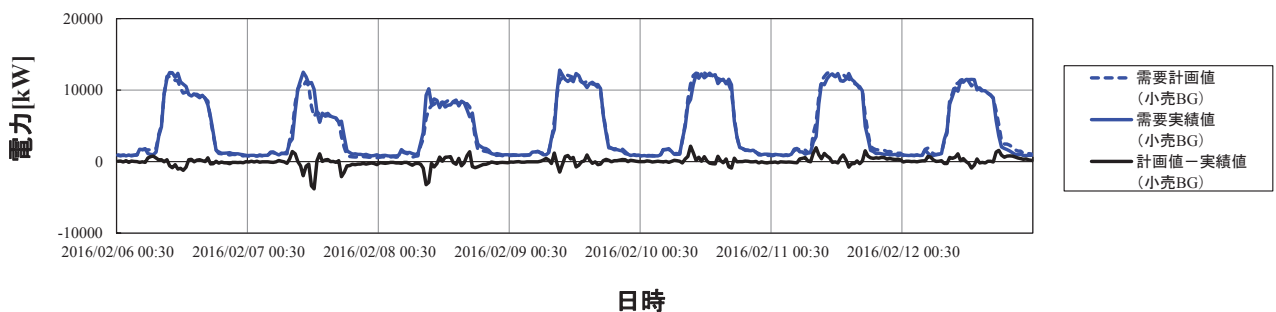


図 II-98 実績値とインバランス量 (ケース 3a-2、小売 BG、2016/2/6~2016/2/12)

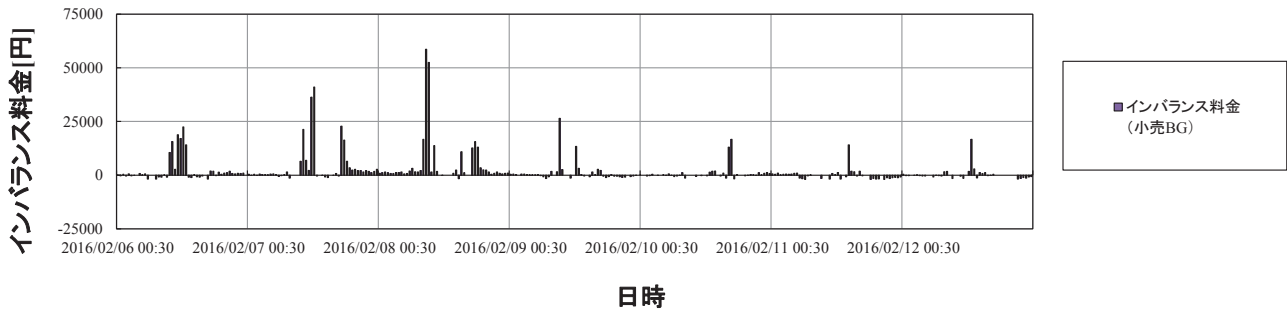


図 II-99 インバランス料金 (ケース 3a-2、小売 BG、2016/2/6~2016/2/12)

表 II-33 調整電源導入によるインバランス量改善効果 (ケース 3a-3、2016年2月6日~2月12日)

	ケース 3a-3		
	発電 BG	小売 BG	合計
範囲外余剰 (+3%以上)	0 kWh(0.0 %)	11,050 kWh(24.5 %)	11,050 kWh(16.0 %)
範囲内余剰 (+3%以内)	21,488 kWh(89.9 %)	14,069 kWh(31.2 %)	35,558 kWh(51.6 %)
範囲内不足 (-3%以内)	2,403 kWh(10.1 %)	13,586 kWh(30.1 %)	15,989 kWh(23.2 %)
範囲外不足 (-3%以下)	0 kWh(0.0 %)	6,378 kWh(14.2 %)	6,378 kWh(9.2 %)
インバランス絶対値計	23,892 kWh	45084 kWh	68,945 kWh
インバランスの改善量 ※1	231,415 kWh	105036 kWh	336,482 kWh
インバランスの改善率 ※1	90.6 %	70.0 %	83.0
インバランス収支	-124 千円	260 千円	136 千円
インバランス収支の改善額 ※1	90 千円	1,824 千円	1,914 千円
インバランス収支の改善率 ※1	—	87.5 %	93.4 %

※1：ケース 3a-1 (ケース 2-3) に対する改善度合

[ケース 3a-3 の時系列データ]

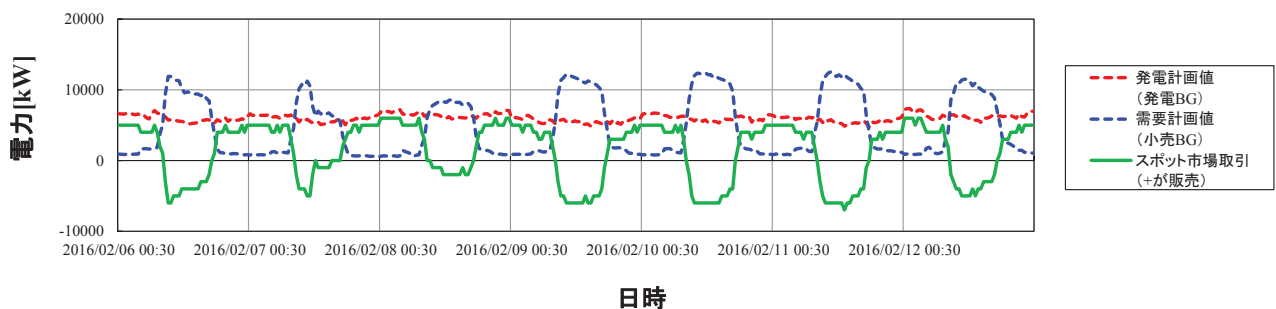


図 II-100 計画値 (ケース 3a-3、2016/2/6~2016/2/12)





図 II-101 実績値とインバランス量 (ケース 3a-3、発電 BG、2016/2/6~2016/2/12)

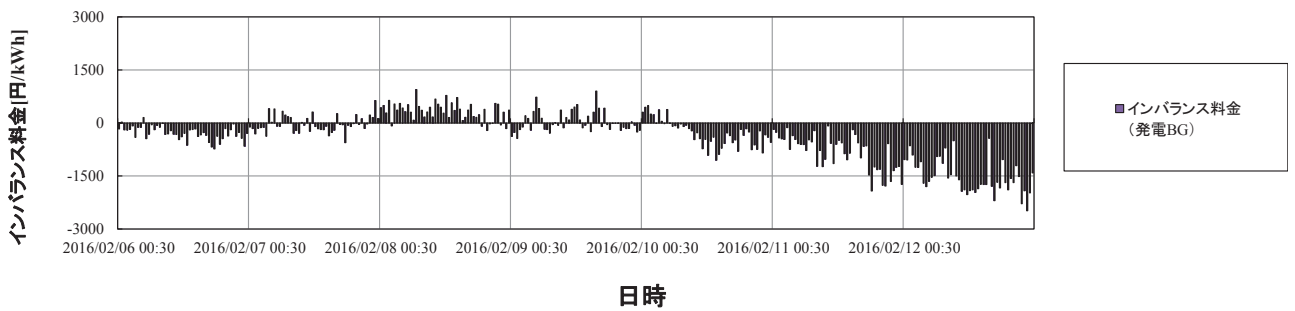


図 II-102 インバランス料金 (ケース 3a-3、発電 BG、2016/2/6~2016/2/12)

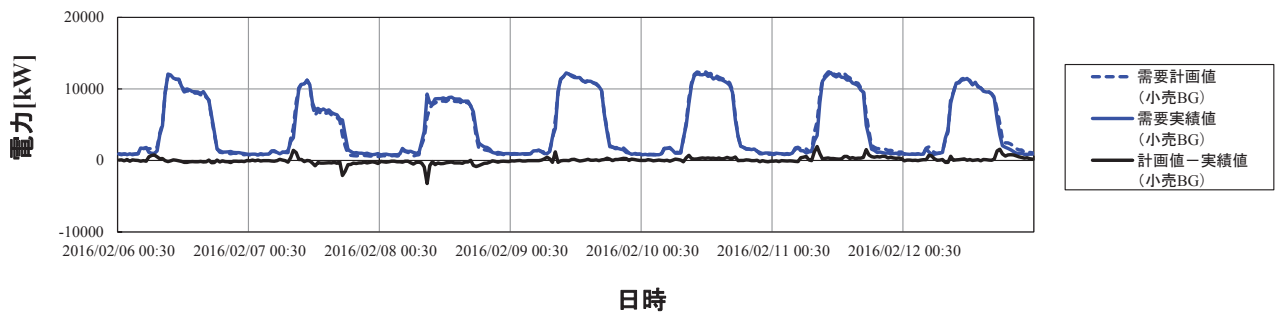


図 II-103 実績値とインバランス量 (ケース 3a-3、小売 BG、2016/2/6~2016/2/12)

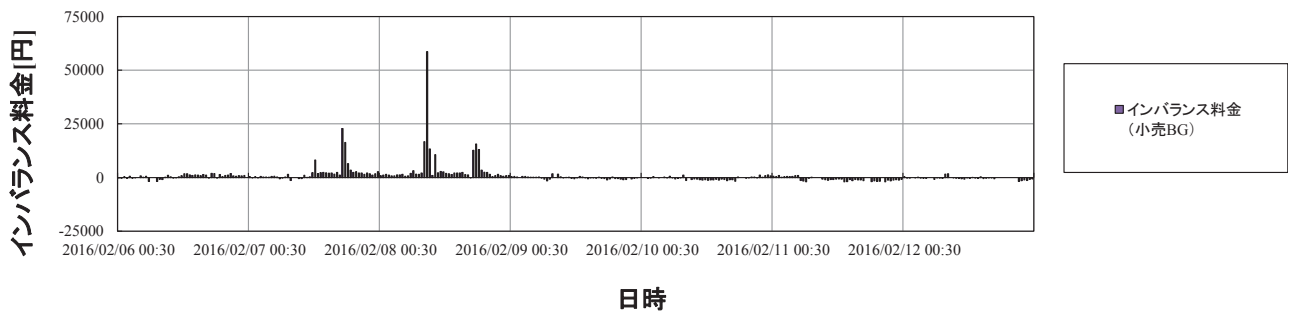


図 II-104 インバランス料金 (ケース 3a-3、小売 BG、2016/2/6~2016/2/12)

### 3) 考察

調整電源の高度化検討結果の考察は以下の通りである。

- ・発電 BG の方が小売 BG より調整電源の導入効果が大きいと考えられる。

## 2. 調整電源の導入・運用コストを含めた事業性評価

### (1) 評価条件

同時同量制御の検証結果より、調整電源の導入によるインバランス料金の抑制効果と、調整電源の導入費・運用費を合わせて収支影響を試算し、事業性を評価する。以下に検討条件を示す。なお、需要家への電力販売価格はスポット市場価格と同じと仮定する。また、インバランス料金の計算は、現行制度に則って行う。

表 II-34 事業性評価 評価条件

項目	条件
評価ケース	ケース 3b-1：調整電源無し ケース 3b-2：調整電源あり（発電 BG のみ）+熱利用 ケース 3b-3：調整電源あり（発電 BG、小売 BG（30 分毎に制御））+熱利用 ケース 3b-4：調整電源あり（発電 BG、小売 BG（1 分毎に制御））+熱利用 ※いずれのケースも計画値は予測値とする。
設備情報	廃棄物発電設備 運転維持費 0 万円/kW・年 燃料費 0 円/kWh  調整用発電設備 定格出力（基準出力は定格出力の 50%を想定） ※1 発電 BG 8,000 kW 7,000 kW（既設とする） ※2 小売 BG 10,000 kW 建設費（工事費込） 12 万円/kW ※3 運転維持費 0.96 万円/kW・年 ※3 燃料費 14.0 円/kWh ※3 ※4 （熱利用の場合は 7.9 円/kWh ※5）
スポット市場価格	2015 年度のエリアプライス九州を適用した。
インバランス料金単価 （現行制度）	変動範囲内補給料金 ・時間関係なく一律 12.21 円/kWh（税込） 変動範囲超過補給料金 ※6 ・夏季平日ピーク 49.01 円/kWh（税込） ・夏季ピーク以外の平日昼間 36.22 円/kWh（税込） ・夜間休日 21.51 円/kWh（税込） 変動範囲内余剰料金 ・時間関係なく一律 7.13 円/kWh（税込）
その他	・小売 BG の需要量が非常に小さいため、需要量を 20 倍と仮定した。 ・小売 BG の需要家の電力単価はスポット市場価格と同じとした。

・調整電源設備の使用期間は10年間とした。

※1：調整電源の定格出力は、検証結果より同時同量制御が十分に行える最低限の値とした。

※2：皇后崎工場の設備を考慮した。

※3：出典「エネルギー・環境会議 コスト等検証委員会報告書（2013年12月）」

※4： $14.0 \text{ 円/kWh} = 57641 \text{ 円 / t}(\text{※7}) \div 54.6 \text{ MJ / kg}(\text{※3}) \div 1000 \times 3.60 \text{ MJ / kWh} \div 27.2 \text{ \%}(\text{※3})$

※5： $7.9 \text{ 円/kWh} = 14.0 \text{ 円/kWh} - 6.1 \text{ 円/kWh}$

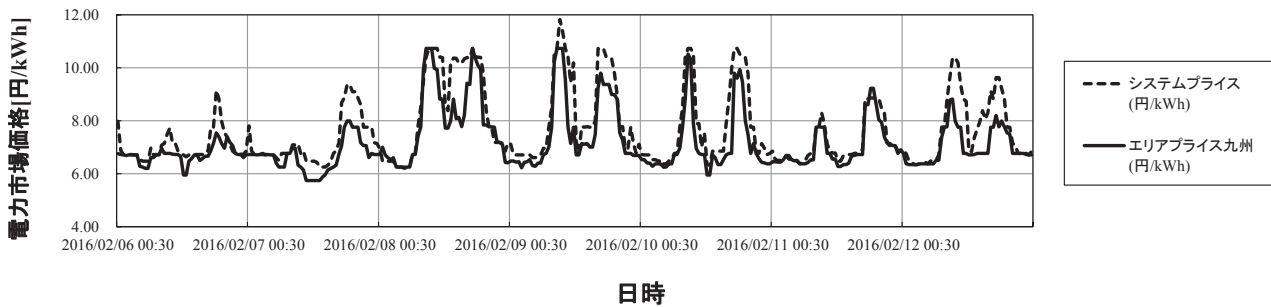
$(6.1 \text{ 円/kWh} = 57641 \text{ 円 / t}(\text{※7}) \div 54.6 \text{ MJ / kg}(\text{※3}) \div 1000 \times 3.60 \text{ MJ / kWh} \div 98 \text{ \%}(\text{※8}) \div 27.2 \text{ \%}(\text{※3}) \times 42.7 \text{ \%}(\text{※3})$

※6：夏季は7/1~9/30、ピーク時間は夏季の毎日13~16時、昼間は毎日8~22時の内ピーク時間以外。

※7：2015年度4月~12月迄の天然ガスCIF価格の平均値。

※8：2015年度4月~12月迄の天然ガスCIF価格の平均値。

以下に、スポット市場のシステムプライスとエリアプライス九州を示す。



※本評価では、エリアプライス九州（実線）を用いた。

図 II-105 スポット市場価格（システムプライス&エリアプライス九州、2016/2/6~2016/2/12）

## (2) 評価結果

調整電源導入時の事業性評価結果を下表に示す。

表 II-35 調整電源導入時の事業性評価結果（熱活用ケース、3b-1~3b-4）

		ケース 3b-1	ケース 3b-2	ケース 3b-3	ケース 3b-4
建設費 ※1		0 百万円	-96 百万円	-216 百万円	-216 百万円
運転維持費 ※2		0 百万円	-77 百万円	-173 百万円	-173 百万円
年間燃料費 ※3	発電 BG	0 百万円	-440 百万円	-440 百万円	-440 百万円
	小売 BG	0 百万円	0 百万円	-116 百万円	-117 百万円
年間電力売買収益	小売 BG ※4	294 百万円	294 百万円	294 百万円	294 百万円
	市場 ※5	75 百万円	523 百万円	628 百万円	628 百万円
年間インバランス料金 ※6	発電 BG	5 百万円	6 百万円	6 百万円	6 百万円
	小売 BG	-114 百万円	-114 百万円	-34 百万円	-14 百万円
年間収入		261 百万円	96 百万円	-51 百万円	-32 百万円

※1：調整電源の建設費は定格出力×建設費/10年。

※2：調整電源の維持費は定格出力×運転維持費。

※3：本実証（2/6~2/12）の調整電源出力の総量×（燃料費+運転保守費）×365/7

※4：本実証（2/6~2/12）の需要実績×スポット市場料金×365/7

※5：本実証（2/6~2/12）のスポット市場取引実績×スポット市場料金×365/7

※6：本実証（2/6~2/12）の各曜日・各時間帯のインバランスを1年間繰り返す仮定で、試算した。

※7：熱エネルギーは全て活用される仮定で、試算した。

### 3) 考察

調整電源の導入評価結果より、以下の考察が得られた。

・以下の理由より、調整電源を導入しないケース(3b-1)が最も経済的となった。

1. 燃料費（天然ガス）が電力の販売単価より高いため。
2. 「電力の発電コスト-売上高」がインバランス料金の削減量より大きいため。

## Ⅱ－４．発電側運転管理による高度化

### 1．発電電力量管理の検討

#### (1) 廃棄物処理施設における発電電力量管理の現状と課題

##### 1) 廃棄物処理施設における発電管理

市町村の廃棄物処理施設は、廃棄物処理法に定める市町村の一般廃棄物処理責任に基づき、域内の一般廃棄物を適正に処理することを第一義として運営されている。施設毎に定格処理能力や排ガス量の上限值等が定まっており、この範囲内でいかに効率的に廃棄物処理を行うかが施設運営の最重要課題であり、余熱を利用して発電・送電を行っている施設においても、電力の供給は副次的な要素として位置付けられてきた。従って、送電電力は、いわゆる“出たなり”で対応され、発電量や送電量を管理するという発想はないのが現状である。

一方で、改正電気事業法に伴う電気事業類型の見直しにより、廃棄物処理施設であっても余剰電力を系統に逆潮する施設は、発電事業者、あるいは、発電者（発電事業者には該当しないその他の発電所）として位置付けられ、原則として計画値同時同量制度の対象となる。

FIT 電源に対する特例措置や、バランスング・グループの形成によるインバランスリスクの移転等が可能となり、必ずしも個々の施設で計画値同時同量を達成する必要はないといえるものの、今後の地域エネルギー事業における主要電源としての役割を担っていくため、廃棄物処理施設として、今後、外部への送電量を管理していくことの重要性は高まるものと考えられる。

##### 2) 廃棄物発電における発電量管理の可能性

火力発電や木質バイオマス発電等の他の類似の発電と比較して、廃棄物発電には大きく言って以下の二点の特徴が挙げられる。

- ・質の不安定なごみを燃料としており、安定燃焼の確保や排ガス等による有害物質の発生抑制に相応の技術的知見を要する。
- ・施設設置の許可を得た際に定められた定格処理量を遵守する必要があるため、発電量はその結果としての副産物として位置付けられている。（発電量等のアウトプットではなく、インプットの“燃料”の量に制約が課せられている。）

これらの特徴は、いずれも施設の運営を発電量管理ではなく処理量管理の方向に向かわせるものであり、これまでの処理技術の開発や研究も、概ねこれらの課題に的確に対応することを目標として進められてきたといえる。

一方で、東日本大震災後の全国的な電力逼迫時には、外部からの要請を受けて、発電量を増強する（例えば電力需要の多い昼間の発電量を増やす等）対応を行った事例が生じており、定格処理量等の制約の中で、一定の発電量管理に目を向ける契機になったといえる。

実際に、発電量を変動させる運転は、負荷率±20%程度までであれば技術的に可能と言われており、定格処理量等の制約の中で、どのような運転を行い、発電量を管理していくかについては、検討の余地があると考えられる。

発電量を管理するために、例えば、焼却炉への負荷を変動させようとした場合、

- ・低負荷になると炉温が低下し、NO<sub>x</sub>の上昇や、助燃コストの増加を招く。

・高負荷になると炉温の上昇によるボイラの高温腐食や損耗、排ガス量の増加を招く。

といった課題が考えられる。また、変動運転の制御が、実際に発電量に反映されて安定するまでのタイムラグは、処理方式によって異なるため、留意が必要である。

これらの課題に対応しつつ、発電量を管理するためには、定格処理量の範囲内で、設備や排ガスへの影響が生じない変動幅の範囲において、発電量を計画し、計画値に合わせる運転を行うことが考えられる。

この場合、現状で最大負荷の処理及び発電を行っていた施設においては、発電量を下方にシフトさせることになり、単純な売電収入で言えば減少の方向となるが、インバランリスクを回避する観点では、インバランコスト減の方向となり、収入減とコスト減のバランスによっては、優位な方策となり得る。

本項では、定格処理量の範囲内、かつ、設備や排ガスへの影響が生じない変動幅の範囲において発電量管理を行うことについて、実際の施設データをもとに検討を行った。

## (2) 発電側運転管理による発電量管理方策の検討

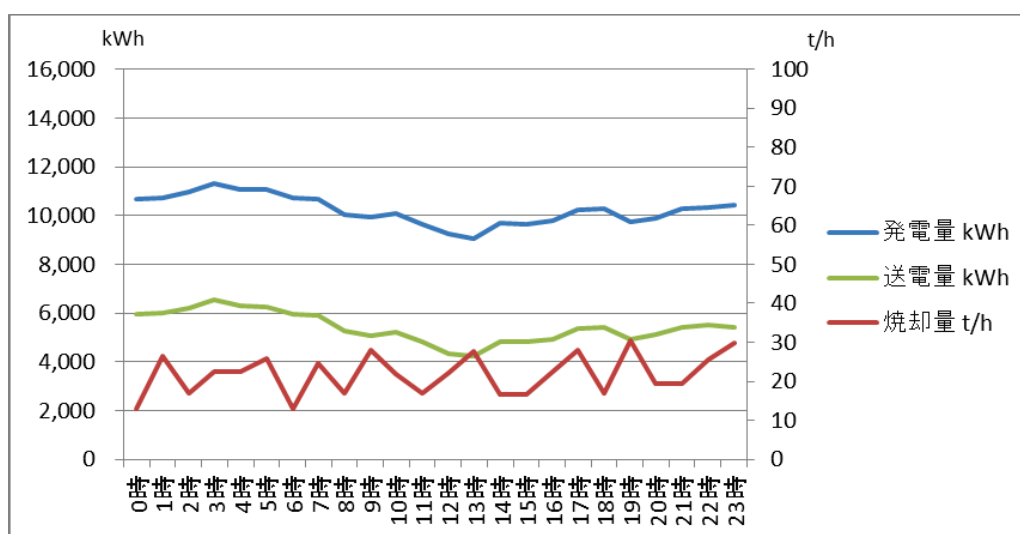
### 1) 発電電力量、送電電力量の現状

北九州市の皇后崎工場における1日の発電電力量及び送電電力量の変動について、比較的変動の大きい1日の実績値を下図に示す。

焼却量は、計測時間の区切りに対するホッパへの投入回数によって影響を受けるため、グラフ上では±10t/h程度で変動しているように見えるが、概ね20t/h強での定常処理が行われている。

これに対し、発電電力量及び送電電力量の変動幅は、±1,000kW程度となっている。仮に、平均値付近を発電電力量の計画値（10,000kWh前後）とした場合は、計画値に対して最大10%前後の変動となる。

なお、所内消費量及び関連施設への送電量は安定しているため、発電電力量と送電電力量の変動カーブはほぼ一致している。従って、発電電力量を管理することで送電電力量の制御もほぼ可能と考えられる。



図Ⅱ-106 皇后崎工場における1日の発電量等の変動状況（2炉稼働時）

2) 単位時間での発電量制御の可能性

ごみ焼却施設の発電機は、火力発電所と同様の蒸気タービン発電機（以下、発電機）を有し、焼却炉ごとに設置されるボイラから発生する蒸気を利用した発電施設である。焼却炉の自動燃焼制御装置（ACC）は、ごみの処理量と発熱量を運転の設定値とし、ごみの供給量や空気量を制御している。

ごみの供給量、発熱量（焼却炉への入熱）と蒸発量は単純な比例関係にあり、焼却炉の自動燃焼制御（ACC）は実際に「蒸発量」を制御している。

よって、計画値同時同量に向けた焼却炉の発電計画と自動制御は、蒸発量の設定値をベースに運用されることとなる。

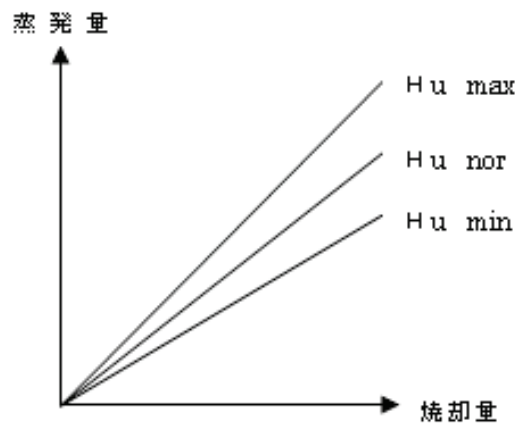


図 II-107 ごみ焼却施設における焼却量・蒸発量・入熱量の関係

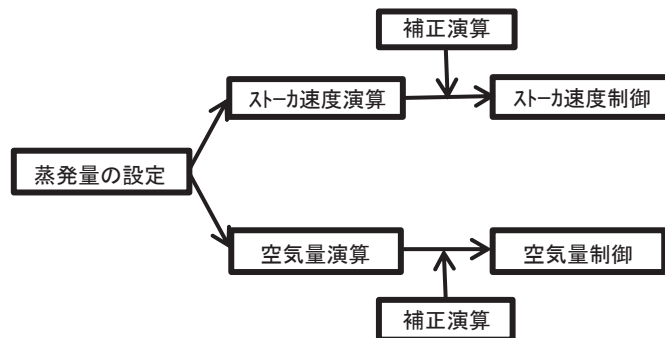


図 II-108 ストーカ式焼却炉における自動燃焼制御の例

こうした蒸発量制御によって、どの程度の発電量のコントロールが可能かは、施設の規模や運用条件によって異なる。皇后崎工場における運用条件を基に、蒸発量制御による発電量のコントロール可能性（範囲）について検討した結果を以下に示す。



表Ⅱ-36 皇后崎工場における運用条件

	設計値・定格	実際の運用値
焼却量	270 t / 日	240 t / 日 ~ 270 t / 日 90% ~ 100% 34t/h ~ 40t/h (ACC 蒸発量設定範囲)
ごみの発熱量	MAX 3000 kcal/kg (12,540kJ/kg) NOR 2600 kcal/kg (10,868kJ/kg) MIN 1500 kcal/kg (6,270kJ/kg)	手分析・DCS の演算とも AVE 2500~2600 kcal/kg (10,450~10,868kJ/kg)

※H26.10.30 皇后崎工場ヒアリングによる情報

※焼却量の目標設定値を 90%~100% (定格に対する比率) で運用

下限 90%は炉出口ガス温度の低下などの性能確保による制限

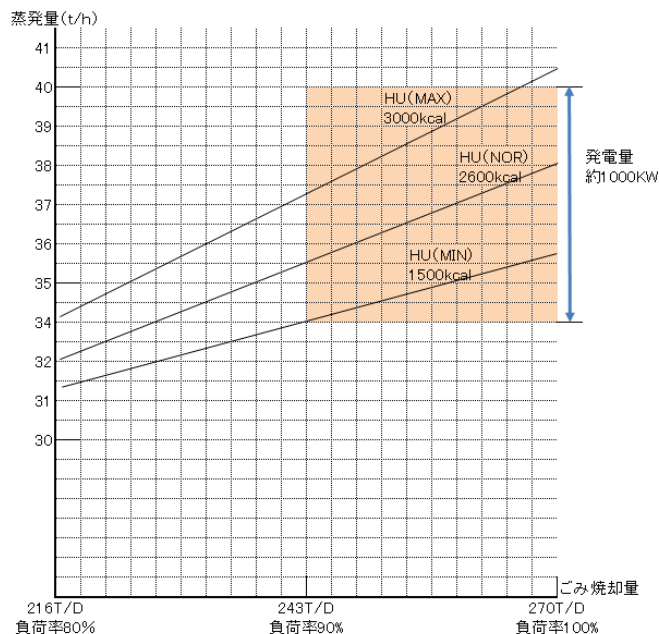
上限 100%は排ガス量規制 82000Nm<sup>3</sup>/h や補機容量による制限

※蒸発量設定を 1.0t/h 変化させた場合の発電量の変動は、160~170kW 程度

上表に基づく運用による発電量の変動可能範囲は、蒸発量変動運転 (34~40t/h) の実績から、下の図表のとおり約 1,000kW と想定された。また設定変更に対する追従性についても、運転実績から、6t/h/20 分と想定された。

表Ⅱ-37 焼却炉 1 炉あたりの制御性能評価とまとめ (概算)

		焼却制御範囲	蒸発量変動	発電量変動
焼却炉の制御可能範囲	定格焼却量に対する制御可能範囲	90~100%	34~40t/h	約 1000kW
定常運転中の安定性	蒸発量の設定値に対する変動幅		約±1.6 t/h	約±265kW
変更に対するレスポンス	蒸発量の設定値を変更した時の追従性		約 6t/h/20 分	



図Ⅱ-109 皇后崎工場の運用による発電量変動可能範囲



なお、焼却炉の蒸発量はごみ質（低位発熱量）が常に変動することや、ストーカ式焼却炉では蒸発量設定変更に対する発電量の応答に一定のタイムラグを要することから、発電量の目標値に対する乖離（偏差）は避けられない。従って、瞬間的な電力量制御は、ストーカ式焼却炉では安定性が期待できないため、一定の単位時間での電力量制御が考えられる。

計画値同時同量制度においては、インバランスの評価は 30 分単位で行われるものの、インバランスの清算単位は 1 カ月単位であり、焼却施設の制御可能範囲に応じて 30 分よりも長めの単位時間で発電量を制御することは十分に有効性があるものと考えられる。

■ 単位時間の発電電力量制御方策（案）

＜制御条件＞

- 単位時間＝6 時間程度での目標電力量達成を目指す制御とする。
- 蒸発量は、95% 負荷を標準とする。
- 予測電力 < 目標電力となった場合に、蒸発量設定値を上げて 100% 制御とする。
- 予測電力 > 目標電力となった場合に、蒸発量設定値を下げて 90% 制御とする。
- 開始後 2 時間は、95% 運転で固定する。

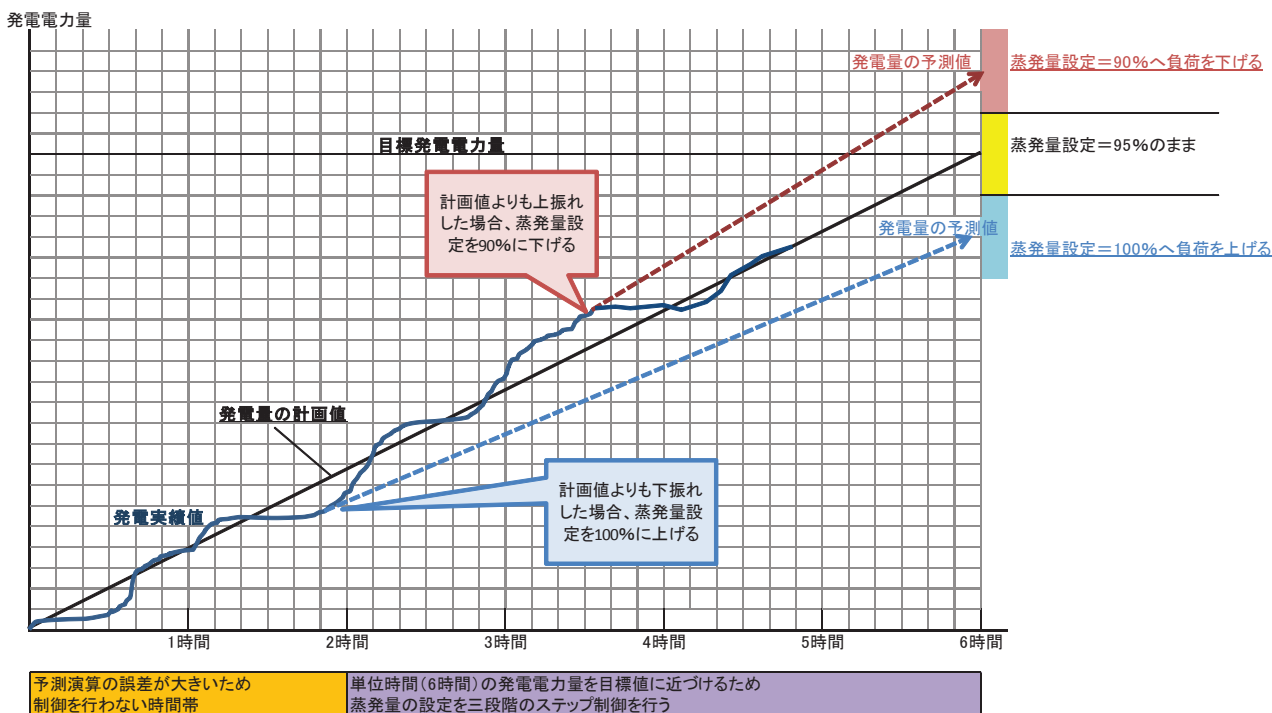
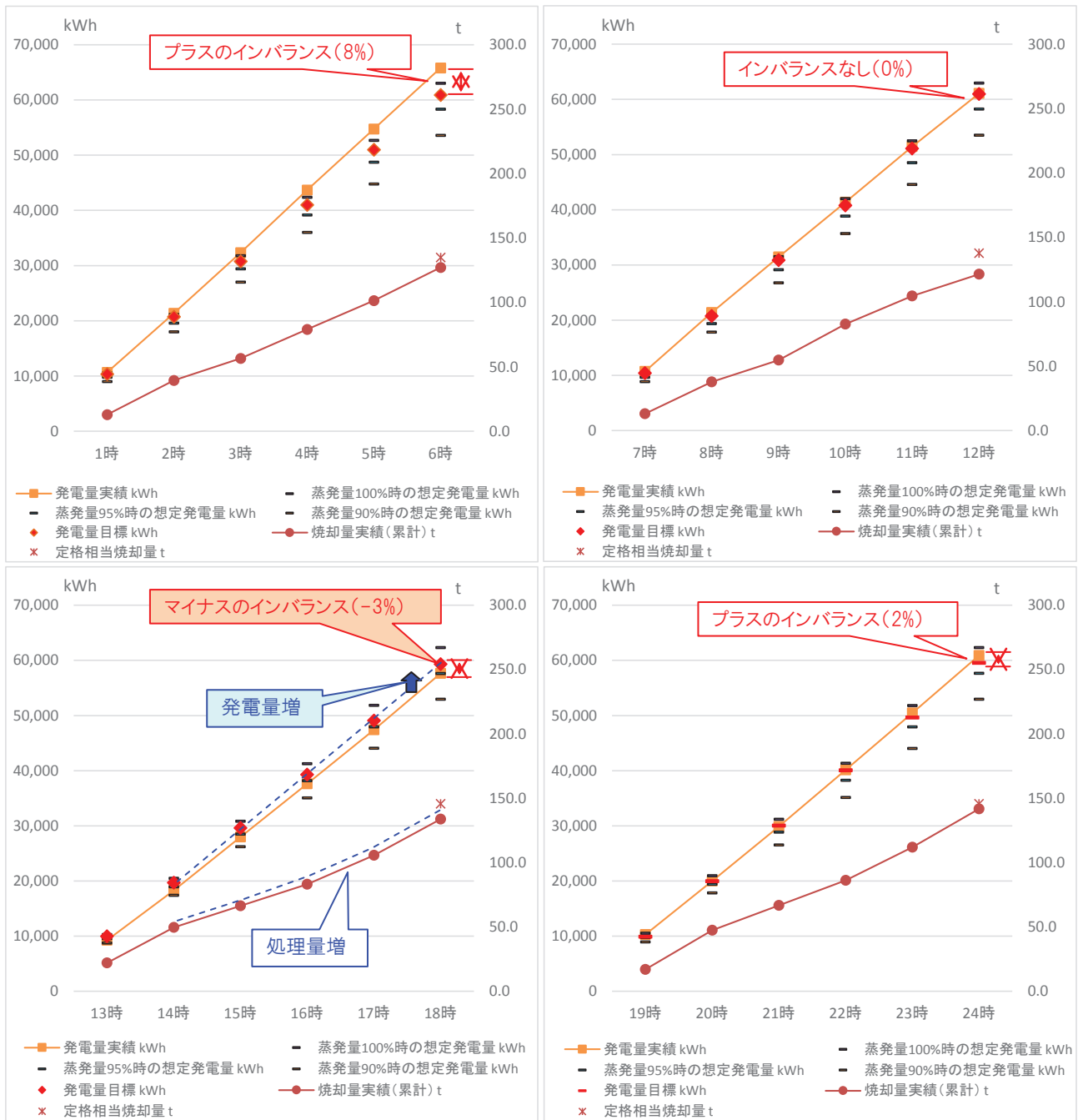


図 II-110 皇后崎工場の運用による発電量制御運転イメージ

皇后崎工場の 1 日の発電電力量実績の変動について、単位時間（6 時間単位）で区切ったグラフを下図に示す。



図Ⅱ-111 6時間毎の皇后崎工場の発電量及び焼却量（2炉稼働時）

注）発電量目標は、仮に1週間前の発電量実績値を設定した。

単位時間において、マイナスのインバランスの発生が予測される場合は、定格処理量の範囲の中で、積極的に発電量を増加し、インバランスの低減に努める運転を行うことが考えられる。

上図において、13時～18時の時間帯は、-3%のインバランスが発生するため、定格相当処理量の範囲内で、発電量増加の方向で蒸発量設定を変更することが考えられる。

実際の蒸発量制御による発電量の追従性や、焼却処理量への影響等については、実際のプラントにおいて試験的に実施し、データを評価する必要がある。

### 3) 昼夜の負荷変動運転の可能性

単位時間ごとの発電量管理は、昼夜の需給バランスの変化に応じた昼夜負荷変動運転への可能性を示唆しており、今後の検討の余地があると考えられる。

