

平成 28 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 29 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、分散型電源であり、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、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実現するスキームにおいて、平成 27 年度で検討した高度化手法を適用することによる需給管理等の事業性を検証・評価するとともに、このスキームを拡大するための手法及びその実現可能性について、北九州市の協力を得て調査したものである。

調査全体の流れ

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（以下「昨年度調査」という。）では、自治体が関与する地域エネルギー事業において、発電側、需要側の高度化手法を適用した場合の実現可能性について検討し、ビジネスモデルとしての事業性を評価した。

平成 28 年度では、平成 27 年度調査にて構築した高度化手法を適用した需給管理システムを基にして、北九州市における実際の地域エネルギー事業においてシミュレートし、その事業性を検証・評価した。具体的には、廃棄物発電側の計画値同時同量等に関し、平成 27 年度調査の成果を踏まえ、発電計画、需要計画とインバランス状況について検証し、さらに、需要家への付加価値サービス導入に係る設計を行い、事業の実現可能性及び CO₂削減効果について評価した。また、将来的な規模拡大に向けた検討を行った。

なお、事業性の評価に際しては、電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法の一部を改正する法律（平成 28 年法律第五十九号。以下「FIT 法」という。）による制度の見直し（固定価格決定方法、買取義務者等に係るもの。以下同じ。）を考慮して行った。

調査の結果

地域エネルギー会社自らが需給管理を行うことを想定した需給管理シミュレーションでは、人的負担を増やすことなく需給管理の実務を進行させるとともに、翌日予測よりも当日予測を行うことにより実績値に対する計画値の乖離（インバランス）を抑制できることが確認された。

事業範囲の拡大に向けては、地域内の中核的な都市が主導することによって、複数市町村による地域エネルギー事業の協働連携実現の可能性が示唆された。

需要家への付加価値サービスについては、ネガワット市場を活用したサービスを検討し、サービスメニューの設計を行った。

事業性については、供給が需要を大きく上回るバランスの中で、平成 28 年度の事業環境下では市場価格の低迷等を受け厳しい状況が示唆されたが、今後の事業規模拡大による事業性向上や地域貢献性の向上が期待された。

Overview of the Investigation

Purpose of the investigation

With the demand for a review of the energy strategy after the Great East Japan Earthquake, the roles played by distributed power systems and waste power generation that can provide reliable electricity are expected to become larger than ever. In order to enhance the functionality of waste power generation facilities as regional energy centers, the introduction and advancement of waste power generation needs to be promoted through building a new scheme to stabilize and improve the efficiency of power supplied by waste power generation, in response to reform of the electricity system.

This investigation project was implemented in cooperation with the City of Kitakyushu for the purpose of examining and evaluating the feasibility of electricity supply/demand management by applying the advanced methodologies that were studied during fiscal year 2015 in a scheme to achieve waste power generation supply/demand balance by networking the waste power generation facilities and the power users. In addition, methodologies to enhance the scheme and their feasibilities were also investigated.

Flow of the entire investigation

The “Fiscal Year 2015 Feasibility Study on Networking of Waste Power Generation in Kitakyushu City” (the ‘FY2015 Investigation’) examined the feasibility of applying advanced methodologies to both the generators and the users in regional energy projects which involved the municipality, and evaluated the viability of the project as a business model.

During fiscal year 2016, simulations were carried out for the actual regional energy project in Kitakyushu, based on the supply/demand management system to which the advanced methodologies developed in the FY2015 Investigation have been applied. The viability of the simulated project was examined and evaluated. More specifically, the outcomes of the FY2015 Investigation were used to examine the issue of planned value balancing on the part of the waste power generator in terms of generation planning, demand planning and imbalance. Furthermore, the introduction of more value-added services to the users was designed, while the project feasibility and its carbon dioxide (CO₂) reduction impact were evaluated. In addition, the possibilities of future scale expansion were studied.

The viability of the project was evaluated taking into account the new business frameworks opened up by the recent enactment of the Act Partially Revising the Act on Special Measures Concerning Procurement of Electricity from Renewable Energy Sources by Electricity Utilities (Act No.59 of 2016, the “FIT Law”) pertaining to methods of determining the fixed price, obligatory purchasers,

etc.

Results of the investigation

The demand/supply management simulation which assumed management by the regional energy company itself confirmed that the demand/supply management work can be executed with no additional manpower and that any imbalance between the planned value and the actual value can be controlled using the same day projection method instead of the next day projection method.

With respect to the question of enlarging the business scope, the possibility of forming a regional energy alliance between the municipalities was suggested with the nucleus city in the region taking the initiative.

In regard to value-added services for users, services using the negawatt power market were studied and a service menu was designed.

The project viability was suggested to be severe, given that the supply far exceeds the demand and the fiscal year 2016 business environment is characterized by weak market prices. It is hoped that future business scope expansion will improve the project viability and the degree of contribution to the local community will be enhanced.

目 次

I.	地域エネルギー事業の検討	1
1.	北九州市における地域エネルギー事業の現状	1
2.	地域エネルギー事業における需給管理業務の実際	2
3.	需給管理シミュレーション	4
4.	需給管理の実施に向けた予測条件の検討	20
5.	自ら需給管理を行う場合の運用管理のあり方	32
II.	事業範囲拡大に向けた検討	33
1.	事業範囲拡大の趣旨	33
2.	北九州市周辺地域をモデルとした検討	34
3.	事業範囲拡大検討の進め方と課題	40
III.	需要家への付加価値サービスの設計	44
1.	付加価値サービスの目的	44
2.	付加価値サービスの考え方	44
3.	付加価値サービスについて	44
4.	具体化にあたっての留意点	64
IV.	事業性の評価	68
1.	事業実現可能性と評価項目の考え方	68
2.	事業性及び地域貢献性の評価	68
V.	CO ₂ 削減効果の検証	81
1.	地域エネルギー事業に伴う電力供給によるCO ₂ 削減効果	81
2.	需要家への付加価値サービスによるCO ₂ 削減効果	82
VI.	今後の廃棄物発電ネットワークの拡大展開に向けて	84
1.	評価結果のまとめ	84
2.	今後の展望と課題	84

I. 地域エネルギー事業の検討

1. 北九州市における地域エネルギー事業の現状

北九州市では、市の成長を支える重要な基盤としてエネルギー拠点の形成を進め、低炭素で安定・安価なエネルギーの供給を目指す「北九州市地域エネルギー拠点化推進事業」を進めており、その柱の一つとして、平成 27 年 12 月に地域エネルギー会社である(株)北九州パワー（以下「地域エネルギー会社」という。）を設立し、平成 28 年 4 月から市内公共施設等への電力供給を開始した。

地域エネルギー会社では、まずはじめのステップとしては、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等 150 か所程度に電力を供給しているが、今後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。

また、運営当初は、他の小売電気事業者のbalancingグループ（BG）に入ることにより、電力需給管理の実務については委託するかたちを取っている。

現状の事業スキームの概要を下図に示す。

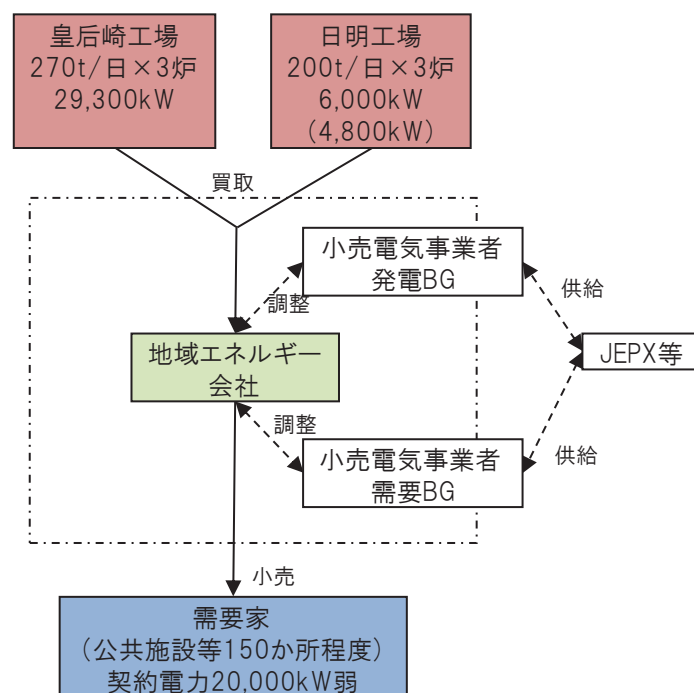


図 I-1 北九州市地域エネルギー事業における事業スキームの現状

現状の事業スキームにおいては、需給双方の計画値と実績値との乖離（以下「インバランス」という。）に伴うリスクを回避できる一方で、他の小売電気事業者への委託費が固定費として発生する。将来的にどのような事業スキームを構築していくかについては、検討が必要といえる。

2. 地域エネルギー事業における需給管理業務の実際

地域エネルギー会社が需給管理業務を中心とした地域エネルギー事業の運営を行う形態として、大きく分けて、①他の小売電気事業者のBGに入って作業を委託するケース、②単独でBGを組むが、需給管理実務は外部へ委託するケース、③自らBGを組み需給管理を行うケースとがある。

①～③の各ケースには、各々にメリット、デメリットがあり、大枠下表のように整理される。

表 I-1 地域エネルギー事業の運営形態によるメリット・デメリットの例

	①他の小売電気事業者のBGに所属し需給管理業務を委託	②自らBGを組むが、需給管理実務を外部委託	③自らBGを組み、需給管理実務を実施
メリット	・需給管理実務の負担なし ・需給管理のリスク負担なし（委託費のみ）	・需給管理実務の実務負担が軽い ・需給管理の実態をある程度把握できる	・需給管理のノウハウを蓄積できるため、制度変更等に応じたエネルギーサービスの考案・提供等が可能
デメリット	・委託費の発生 ・需給管理の実態が分からない	・需給管理のリスク負担	・需給管理実務の負担 ・需給管理のリスク負担

需給管理の実務は、発電側、需要側各々の計画値作成と実績値とのインバランスの精算手続きが主たるものであり、インバランスが大きい場合は相応の精算リスクを負うこととなる。

①では、こうした需給管理の実務負担やリスク負担を回避できる一方で、自ら調達・小売する電力の管理実態は分からない。

一方の③では、需給管理実務の負担やインバランス発生によるリスク負担を引き受けなければならないが、そのノウハウを活かした展開等が可能な形態といえる。

需給管理実務のノウハウを活かした展開としては、例えば、デマンドレスポンスやネガワット取引等を活用した需要家サービスや、発電側も含めた全体のエネルギーマネジメントへの展開も考えられる。

自治体が関与する事業モデルの場合、公共性を有する地域エネルギー事業としての特性を活かした様々な事業展開が期待されることから、そういった今後のエネルギー事業の展開を念頭に、需給管理の実務を自ら行って実態を把握し、エネルギー事業のノウハウを蓄積しておくことは重要といえる。

そこで、地域エネルギー会社自らが需給管理を行う場合にどのような課題や留意点等があるのか、運用の実際について検討し、自らの事業モデルに最適な運用方法を導くためのシミュレーションを行うこととした。

自ら需給管理を行った場合の事業スキームのイメージは次図のとおりである。

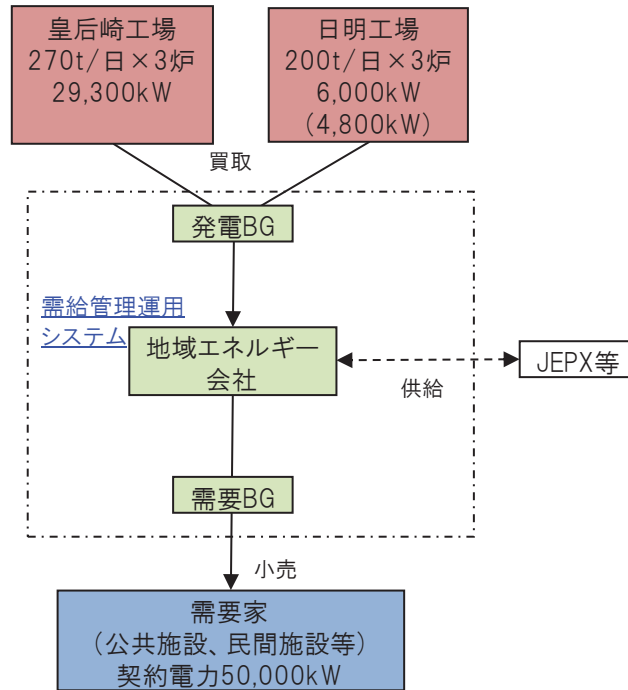


図 I-2 北九州市地域エネルギー事業において自ら需給管理を行った場合の事業スキーム（イメージ）

3. 需給管理シミュレーション

(1) シミュレーションの目的

需給管理の実務を、実際とほぼ同様の環境で試行することにより、自治体自らが運用管理を行うにあたってのポイントと課題を整理するとともに、需給管理の条件（市場活用度等）に応じた事業性を評価する。

(2) シミュレーション環境の構築

需給管理の実務を、実際とほぼ同様の環境で試行するため、以下の要素で構成されるシミュレーションシステムを構築した。

- ①フロントサーバ : システムと外部とのデータの授受を行う。セキュリティ上、データの管理部分（②バックエンドサーバ）と区分する。
- ②バックエンドサーバ : 電力量データ、気象データ等を取扱う。
余剰電力予測や需要電力予測、仮想の電力取引、仮想の通告帳票作成等を行う「調査用ソフトウェア」を搭載する。
- ③運用端末 : サーバと通信し、電力量データの確認、余剰電力予測や需要電力予測の確認・調整、仮想の電力取引や仮想の通告帳票作成の承認行為等を行う。

以上の構成要素を含むシミュレーションシステムの概要を次図に示す。

電力量データは、発電側、需要側ともに一般送配電事業者から小売電気事業者を通して提供（30分遅れ）を受けるが、発電側については、小売電気事業者が独自に設置したメータからリアルタイム値を得る。得られたデータは、フロントサーバを通してバックエンドサーバに取り込み、気象データ等と併せて発電予測、需要予測、仮想の電力取引、通告帳票作成等を行う。全ての管理操作はサーバと通信する運用端末から実施する。

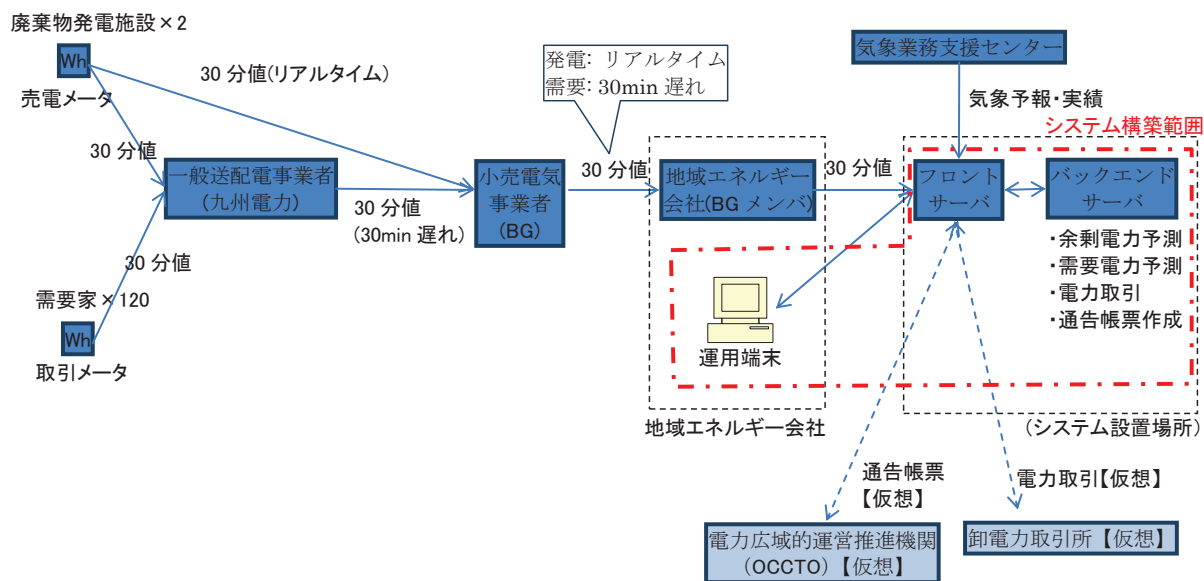


図 I-3 需給管理シミュレーションにおけるシステム環境

なお、余剰電力予測、需要電力予測の予測機能については、昨年度調査で検討・構築した過去実績データ等を基本とした予測アルゴリズムによる予測手法とした。

予測機能の概要は以下のとおり。

＜予測機能（余剰電力予測、需要電力予測）＞

予測手法には Just-In-Time (以下 JIT) モデリング※を用いている。JIT モデリングでは、過去のデータから余剰及び需要電力を決定づける要因（気象データ等）の要因分析を行い、その結果を用いて類似日を複数抽出している。これらの類似日需要電力を気象の感度を用いて補正して、最終的に平均することにより予測値を算出する。

具体的には、以下 3 つのステップで予測する。

➤ 要因分析

余剰及び需要電力と相関の強い要因を自動的に抽出する。

➤ 類似日抽出

上記分析結果を用いて、予測対象日至近において余剰及び需要電力と相関が高い要因により類似日を抽出する。そのため、固定的な条件により類似日を抽出するよりも適切な余剰及び需要電力曲線が抽出できる。

➤ 感度補正

感度補正では、要因の余剰及び需要電力に対する感度を計算する。抽出した類似日の気象と予測対象日の気象が異なっても、この感度を用いて補正することが可能になる。

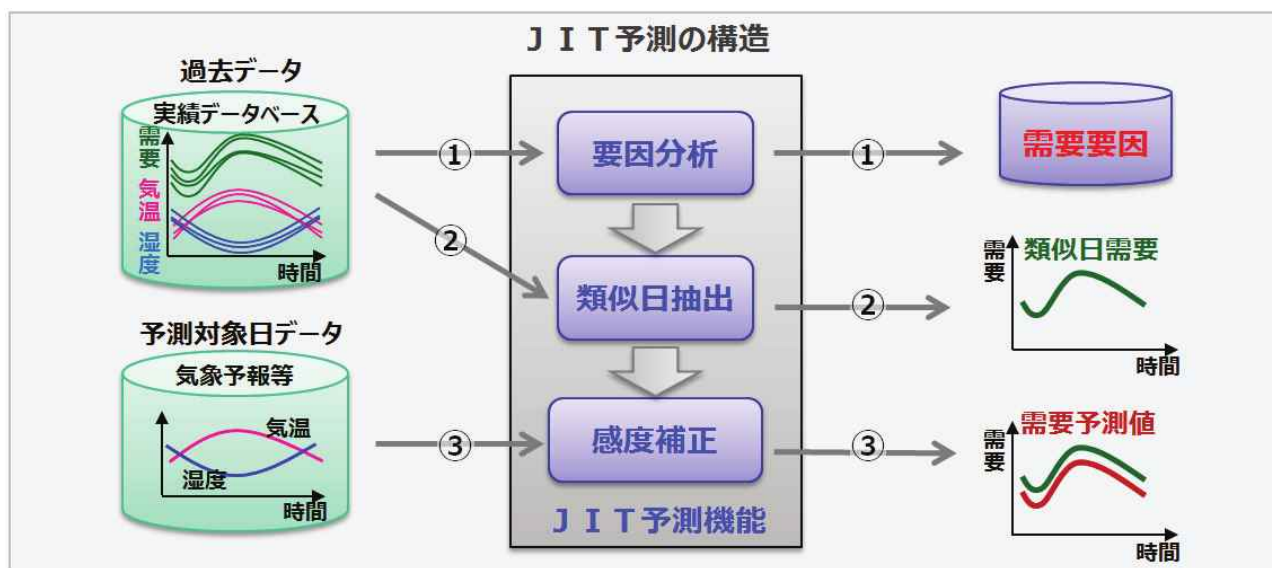


図 I-4 JIT モデリングを用いた予測手法の概要イメージ

※Just-In-Time モデリング：過去の事例から類似するケースを特定し、そのケースの事例を元にモデルを構築するデータマイニング手法。

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 I-2 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 2 か所 (皇后崎工場、日明工場)	需要家グループ
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。

(3) シミュレーションの実施

1) シミュレーションの概要

需給管理シミュレーションにおける日常業務の流れを次図に示す。

①翌日計画 (図 I-5)

- ・ 予測対象日の前日午前中に、需給双方の予測を確定し、市場取引等の調整を経て、計画値の提

出を行う。

- ・計画値の提出は 12 時が期限のため、この時間までに全ての作業を終了する必要がある。
- ・需給双方の翌日 1 日間の計画（ポジション）については、前々日までの仮予測値に対して、気象変動等の要因があれば補正を行う。
- ・需給バランスが不足又は余剰の場合は、卸電力取引市場（スポット市場）からの電力取引量（入札カーブ）を検討し、内部確認の後に入札する。
- ・常時バックアップについても必要な場合には翌日の計画を作成・提出する。
- ・市場取引及び常時バックアップを反映した調達計画（ポジション）を確認し、翌日計画（発電・販売計画及び需要・調達計画）を作成・提出する。

②翌々日計画（図 I-6）

- ・予測対象日の前々日午後に、需給双方の電力量を予測し、市場取引（仮入札）を行う。
- ・需給双方の翌々日 1 日間の計画（ポジション）について、施設の稼働状況や気象変動等に基づく予測システムにより予測を行う。
- ・需給バランスが不足又は余剰の場合は、卸電力取引市場（スポット市場）からの電力取引量（仮入札カーブ）を検討し、内部確認の後に入札する。

③当日監視（図 I-7）

- ・当日の気象変動等に応じて、計画値の修正を行い、当日計画の提出（通告変更）を行う。
- ・当日の施設の稼働状況や気象変動等を監視し、需給双方の当日 1 日間の調達計画（ポジション）に対する実績値の差異が著しい場合等に補正を行う。
- ・需給バランスが不足又は余剰の場合は、卸電力取引市場（1 時間前市場）からの電力取引量（入札カーブ）を検討し、内部確認の後に入札する。
- ・市場取引を反映した修正後の計画（ポジション）を確認し、当日計画（発電・販売計画及び需要・調達計画の変更）を作成・提出する。

図 I-5 日常業務フロー（翌日計画）

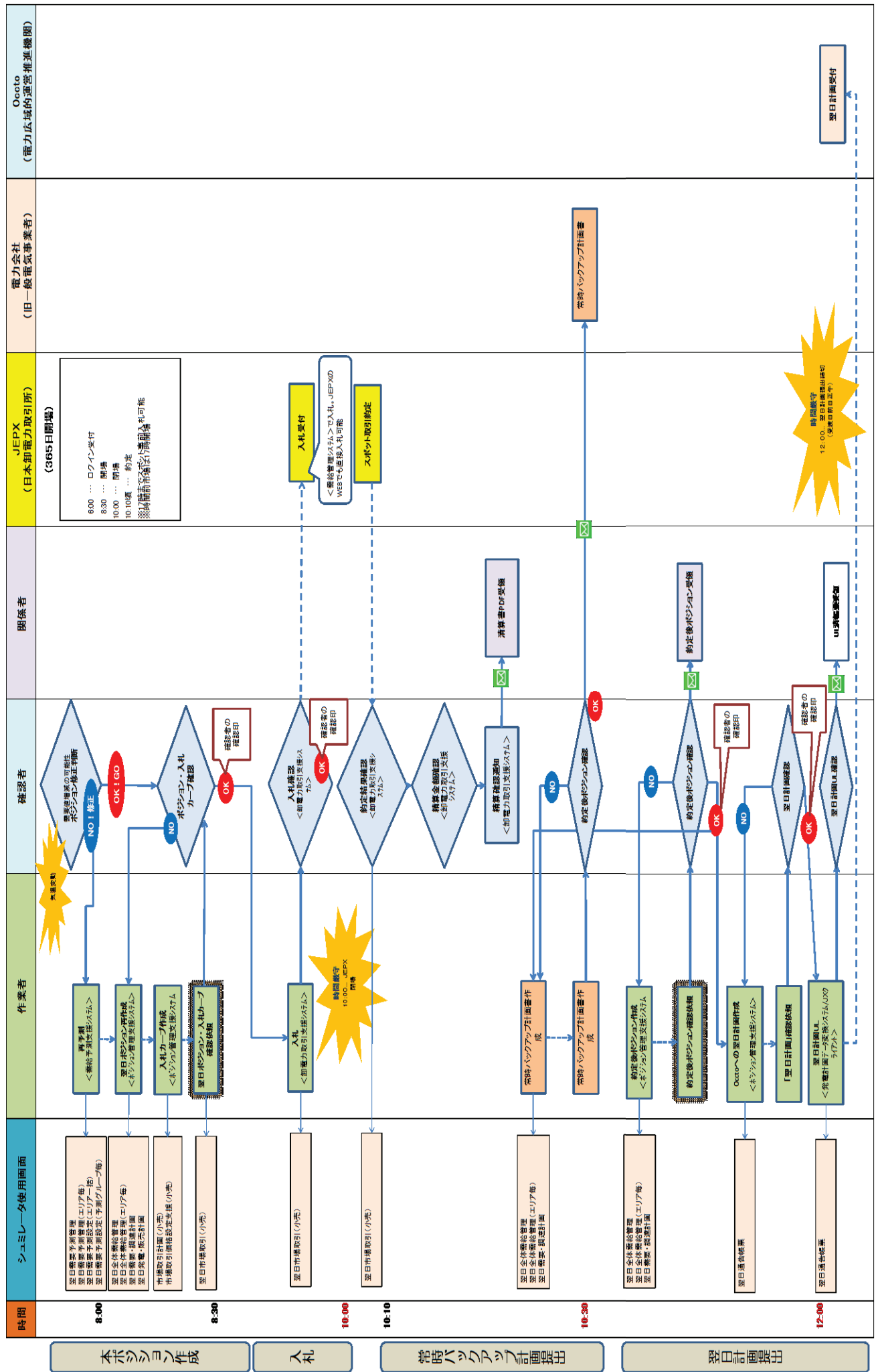


図 I-6 日常業務フロー（翌々日計画）

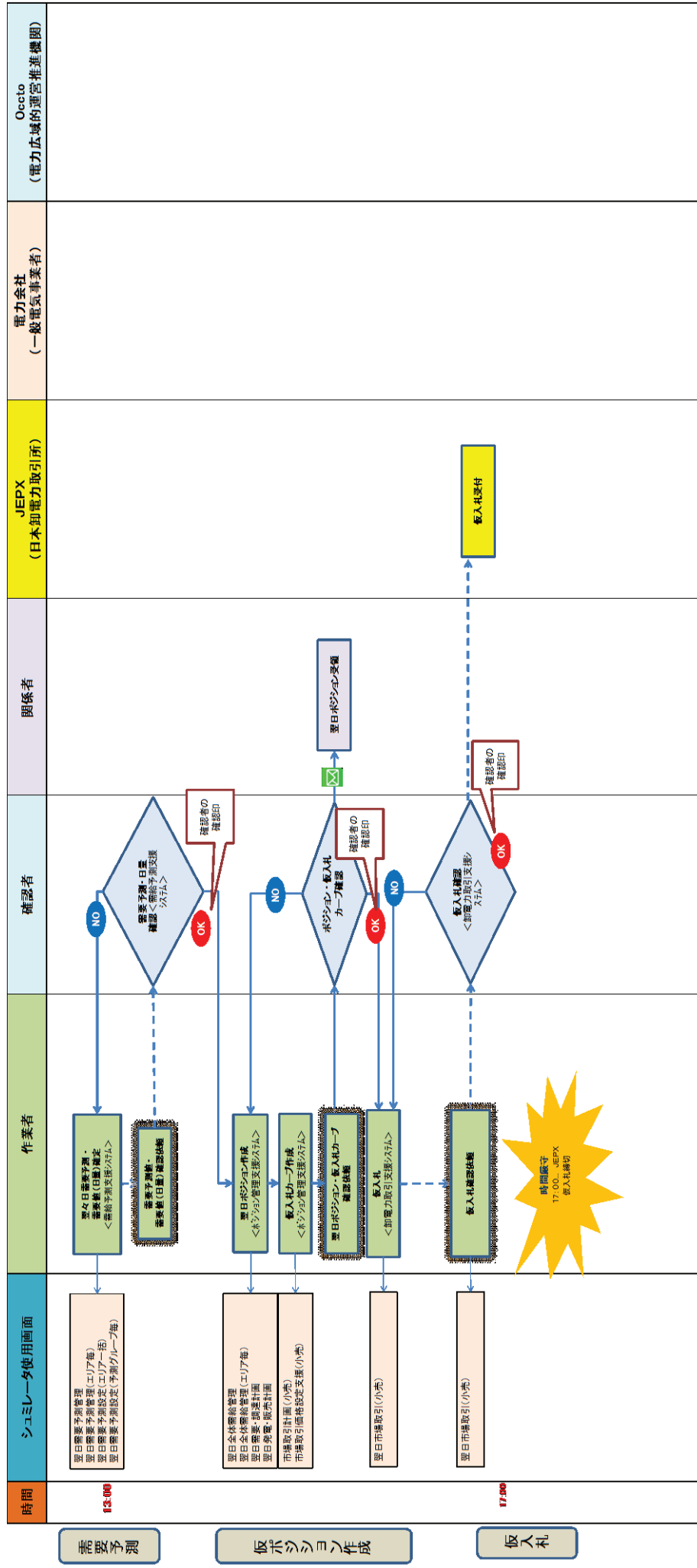
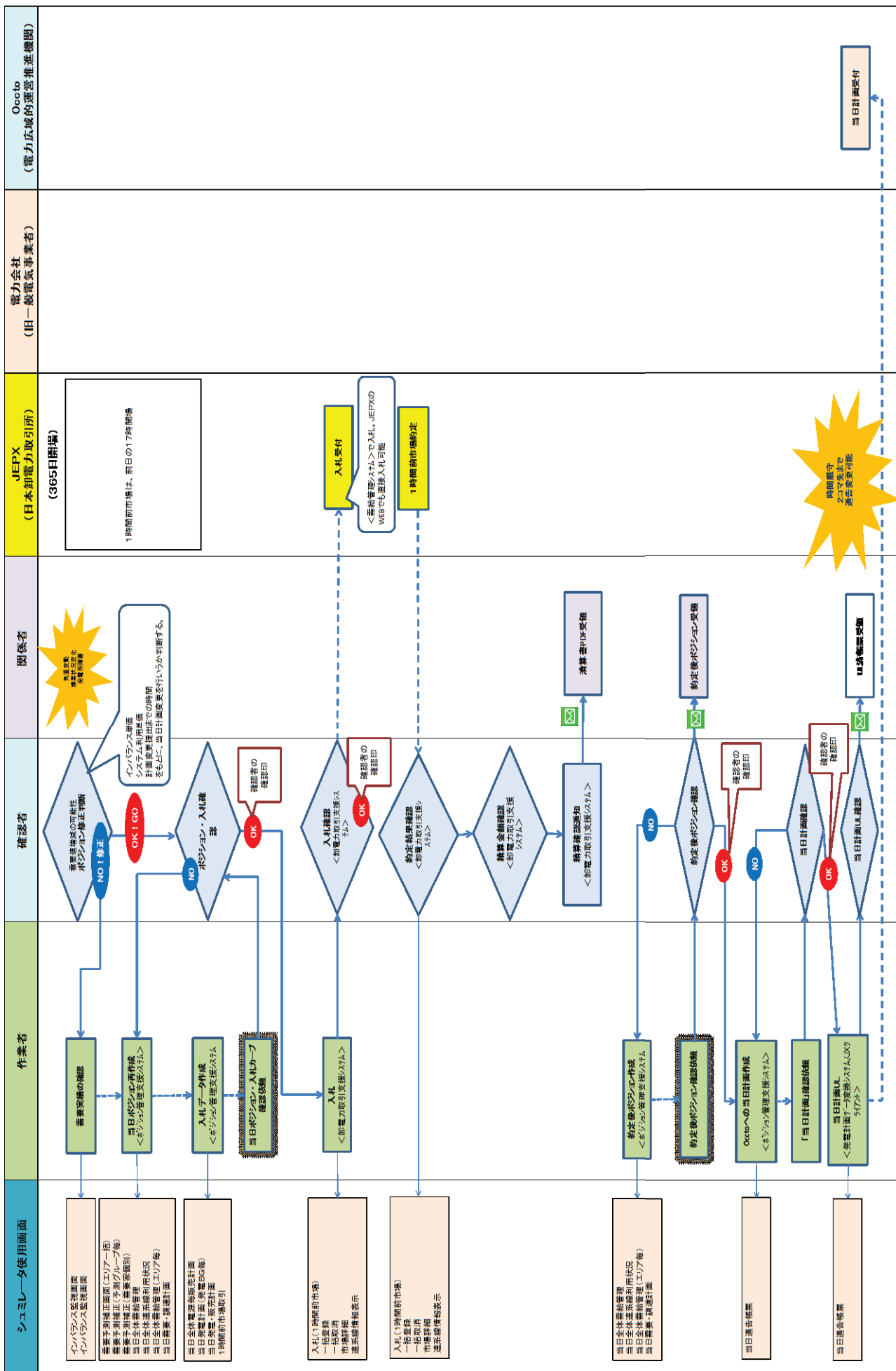


図1-7 日常業務窓口—(当日監視)



2) 需給管理シミュレーションの実施

以下のデータにより、需給管理に係る時間的制約（締め切り時刻・当日再計画）、作業ボリュームの確認、システム予測精度の確認等を行った。

<データ概要>

➤ 需要家件数

高圧需要家：125 需要家

契約電力合計：16,000 kW

➤ 発電所

発電所数：2 施設（皇后崎工場・日明工場）

➤ 市場取引

仮想の取引にて実施（全約定）

➤ シミュレーション実施期間

1 回目：2016 年 12 月 20 日～2016 年 12 月 26 日（7 日間）

2 回目：2017 年 01 月 23 日～2017 年 01 月 29 日（7 日間）

実施時間：8：30～17：15

カレンダー情報：暦通り

➤ 予測グループ数

1 回目：2 グループ（契約電力 100 kW 以上と未満）

2 回目：8 グループ（需要家の種類別）

※1 回目の結果を受けて見直し

<シミュレーション概要>

図 I-8 に需給管理運用シミュレーションの概念図を示す。

今回使用した需給管理システムは、昨年度調査で検討した予測管理高度化システムを搭載するとともに、仮想での市場取引や通告帳票作成の機能を付与したシステムを利用してシミュレーションを行った。

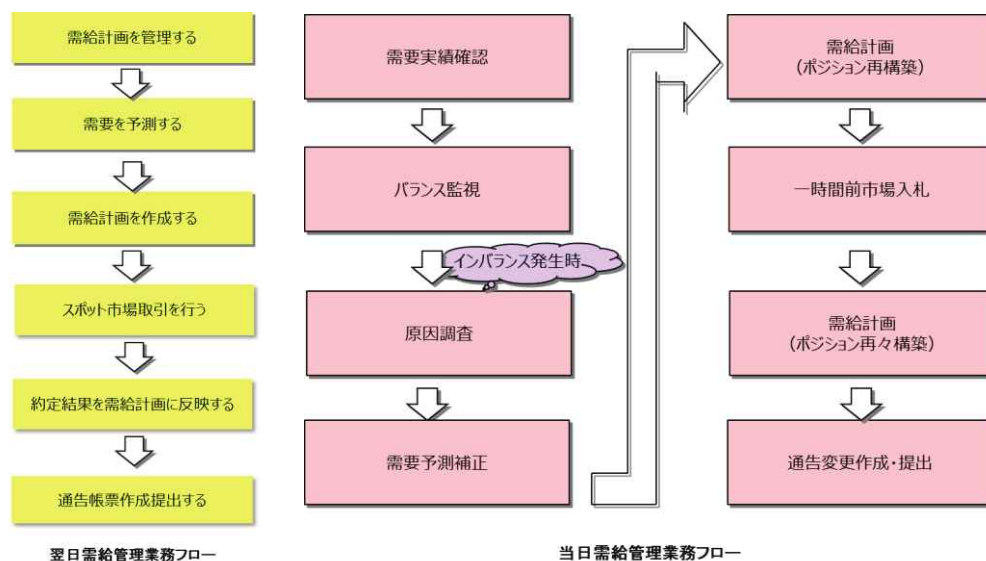


図 I-8 需給管理運用シミュレーションの概念図

3) シミュレーション結果

①時間的制約の確認

需給管理業務においては、前述のとおり時間的制約（入札締め切り時刻、計画提出締め切り時刻）が存在する。需給管理業務を行うには、各時間的制約に対して対応可能な業務運用を講じる必要がある。今回の需給管理シミュレーションでは需要予測から通告帳票提出までの時間管理と当日需給監視における1時間前市場にて電力調達から計画変更までの対応について検証を行った。

需給管理業務は、需給管理システムを導入せずに実施する場合、需要予測・発電予測については、過去実績を基に需給管理担当者の経験により行い、市場取引については、日本卸電力取引所（以下 JEPX）提供のWEBツールにて行う必要がある。これらをもとに需給計画を作成し、電力広域的運営推進機関（以下 OCCTO）のツールを使用し通告帳票の提出を行う必要がある。また通告帳票提出にあたり、需要と供給の値が一致する事がもとめられており、市場取引を使用した場合、最低取引可能な電力量にて手動で需要と供給を合わせることは非常に困難である。さらに、各予測においては、需給管理担当者の熟練度に左右され、実績データや予測データ及び気象情報等のデータの保存が複雑になり、需給管理システムの導入なく需給管理を行うことは、困難を極めることが予想される。

今回使用した需給管理システムでは、発電予測はシステムの自動予測データを使用し、需要予測は1回目のシミュレーションは2予測グループにて、システム内に保存してある過去実績データを基に需要予測を行い、2回目のシミュレーションは8予測グループにてシステムの自動予測データを使用し予測を行うというシミュレーションを実施した。1回目・2回目とも翌日需給管理業務において各締め切り時刻（スポット市場取引・通告帳票締め切り時刻）に遅延を起こす事はなかった。

また、当日監視状況において、需要状況が極端に変化し計画の見直しが必要となった場合の作業についても、1時間前市場を使用し需給再計画・通告帳票提出を実施した場合でも、各締め切り時刻に遅延を起こす事はなかった。なお、今回のシミュレーションにおいて、翌日計画時の常時バックアップの対応については需要実績が調達（発電）実績よりも少ないため実施していない。

翌日計画時、当日監視時の各作業時間は次表のとおりであり、翌日計画では合計40分程度、当日計画変更では合計1時間程度の作業時間であり、双方並行して作業し、確認者による確認作業を含めても、半日の時間帯で十分可能である結果であった。

表 I-3 需給管理運用シミュレーション作業時間（翌日計画）

業務内容 ※図 I-5 翌日計画業務フロー参照	作業時間	予測 2 グループ 時の累積時間	予測 8 グループ 時の累積時間
本ポジション作成（2 グループ）：過去実績参照	10 分	10 分	—
本ポジション作成（8 グループ）：システム予測	8 分	—	8 分
本ポジション作成（発電計画対応）	2 分	12 分	10 分
本ポジション作成（翌日需要調達計画）	5 分	17 分	15 分
入札	10 分	27 分	25 分
翌日計画提出	10 分	37 分	35 分

表 I-4 需給管理運用シミュレーション作業時間（当日監視）

業務内容 ※図 I-7 当日業務フロー参照	作業時間	作業累積時間
当日ポジション変更：エリア一括再計画	15 分	15 分
1 時間前市場入札	30 分	45 分
当日計画提出（通告変更）	10 分	55 分

②作業ボリュームの確認

需要管理業務を行う上では、当日監視業務を行いながら、翌日・翌々日の需給計画業務を行う必要がある。また、通告帳票提出後に計画の不一致等があった場合、OCCTO よりメールで通知されるため通告帳票提出後メールの確認の必要性がある。また、当日監視におけるインバランス発生時の対応を含め、需給管理業務は 24 時間休日等関係なく作業は発生する。そのため、休日を含め対応を行う人員の確保について検討が必要になる。

表 I-5 需給管理運用シミュレーション作業時間（当日計画変更）

作業区分	作業内容
当日監視（終日）	・ 需要実績と計画を比較し、インバランスが発生する状況が懸念される場合、再計画を行う。 ・ 17 時以降は翌日の 1 時間前市場への対応も必要となる場合がある。
翌日計画（AM 中）	・ 翌日の需給計画を行う。 ・ 12：00 までに通告帳票の提出（需要調達計画・発電販売計画）を行う。
翌々日計画（PM）	・ 翌々日の需給計画を行う。 ・ スポット取引の仮入札まで行う。

今回の需要管理シミュレーションでは、休日を含め今回のシミュレーションは全ての需給管理業務を 1 人で行った。シミュレーションの結果、1 エリア（九州）のみであれば、1 人で当日監視を行い

ながら、翌日計画・翌々日計画を行う事に支障は発生しないことを確認した。

今後業務拡大した場合は別途人員を含めた検討が必要と思われる。

③需要予測精度の確認

需給管理シミュレーションの２回目では、システム予測データを使用して需要予測を行った。その結果は下表の通りであり、需要予測のデータにおいては、該当日に近づくとも予測精度が上がる事が確認できた。

表 I-6 システム予測平均乖離率（2017/01/25～2017/01/30）

システム予測	乖離率平均[%]
翌々日計画時（13：30）	12.67%
翌日計画時（08：30）	8.11%
当日変更時	7.06%

注）乖離率＝（実績値－予測値）／予測値 の絶対値（以下同じ。）

なお、本検討では、各需要施設の種類に応じてグルーピングを行った場合の予測であり、各施設の需要電力量特性や営業日情報等の前提情報については盛り込んでいない。こうした前提情報を適切に盛り込むことで、絶対誤差平均の割合を3%程度にとどめることで、更なる需要電力予測の高度化を進め、事業の安定性に寄与することが重要である。

以下に主な作業日の各システム需要予測と需要実績の乖離をグラフに示す。

2017年1月26日については、ほぼ翌日までの計画値と当日実績との乖離はなく、高い予測精度での予測が実現できている一方で、1月29日は特に午前中を中心に予測と実績との乖離が大きくみられた。要因としては、北九州市議会議員選挙の影響かカレンダー情報と一致せず需要が伸びた可能性が考えられる。

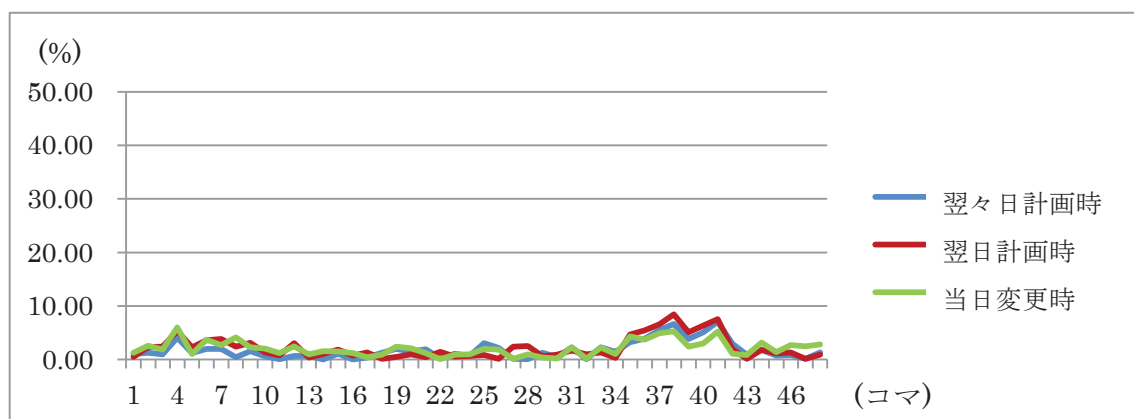


図 I-9 2017/01/26 システム予測乖離率 (%)

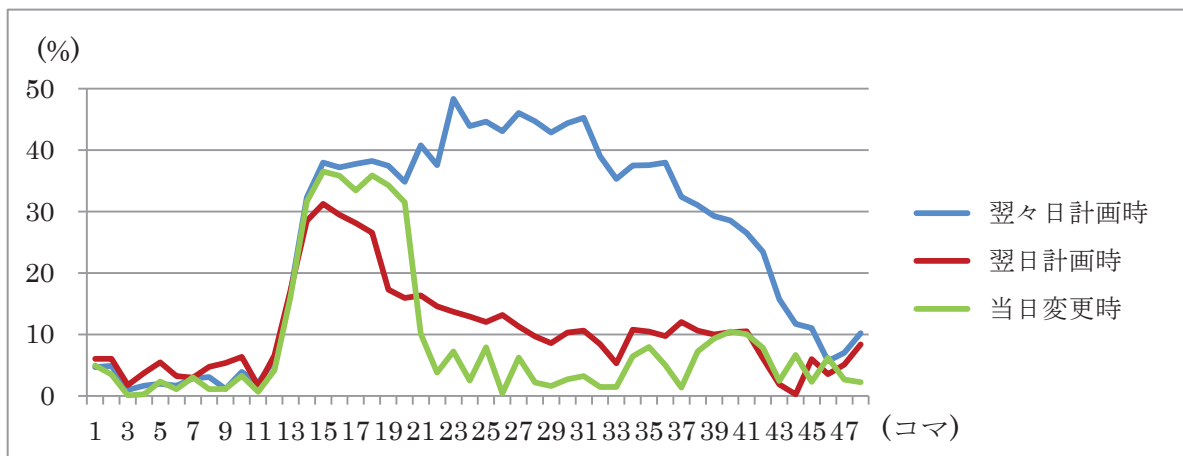


図 I-10 2017/01/29 システム予測乖離率 (%)

その他の日を含む各作業日の運用の結果は巻末の資料編に示す。

需給管理業務開始当初において、需要予測を未経験者が行うことは非常に困難であると思われる。この問題を解決するため、需給管理システムが自動的に予測したデータを活用する事にて一定の解消が可能である。この場合の注意点として、各需要家情報について以下の内容を考慮し、予測グループを作成する必要がある。

〔需要予測グループ形成の留意点〕

- ・ 予測グループに需要家を割り付ける場合は必ずカレンダー情報が一致する必要がある。
- ・ 予測グループに需要家を割り付ける場合需要曲線が似通ったグループに割り付ける必要がある。
- ・ システム予測に適さない予測日は、システム予測を参考に過去の需要実績と比較し、需要予測を行う必要がある。
- ・ 特異日・特殊日等需要家の需要曲線に合わせた予測グループを作成する事等の対応を行う必要がある。

④発電予測の検証

調達の電源として発電予測のデータを採用して需給管理シミュレーションを行った。翌日の需給計画を行うに当り、8時に予測したデータを採用し計画を行った。需給管理を行った期間において、予測値と実績の乖離率を以下の表に示す。

表 I-7 発電システム予測乖離率

システム予測	乖離率平均[%]
日明	48.52%
皇后崎	8.79%

以下に需給管理シミュレーション中の皇后崎の発電システム予測と発電実績の乖離率のグラフを示す。

皇后崎余剰電力データの予測と実績の乖離率は、一部時間帯で高い乖離が見られるものの、データ全体を平均すると 10%以内に収まっており、需給管理業務におけるデータとして、十分に適用可能である事を確認した。

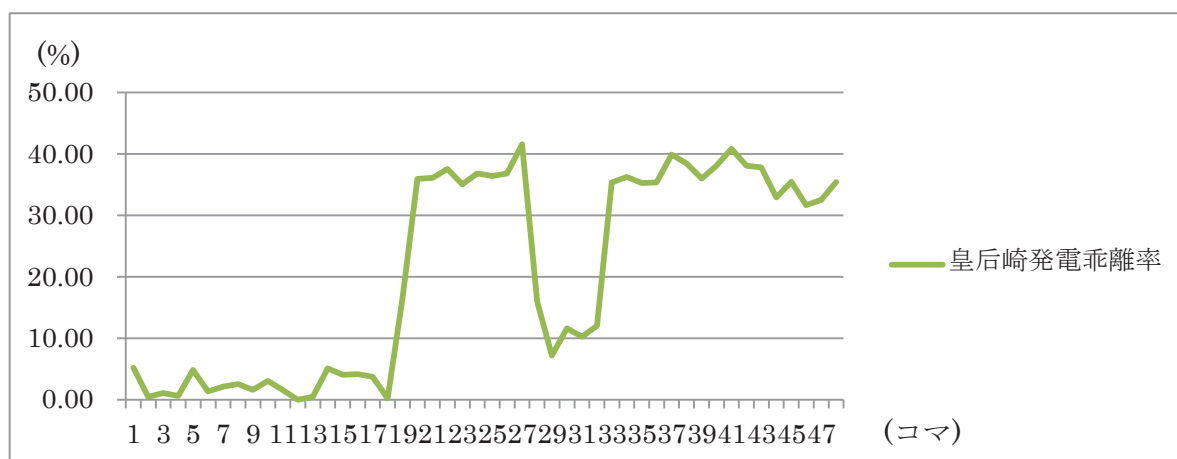


図 I-11 2016/12/26 システム予測乖離率 (%)

※予測と実績との乖離が大きかったケース (3連休の後ということもあり、通常と比較してごみ処理状況に変化があったことが考えられる)

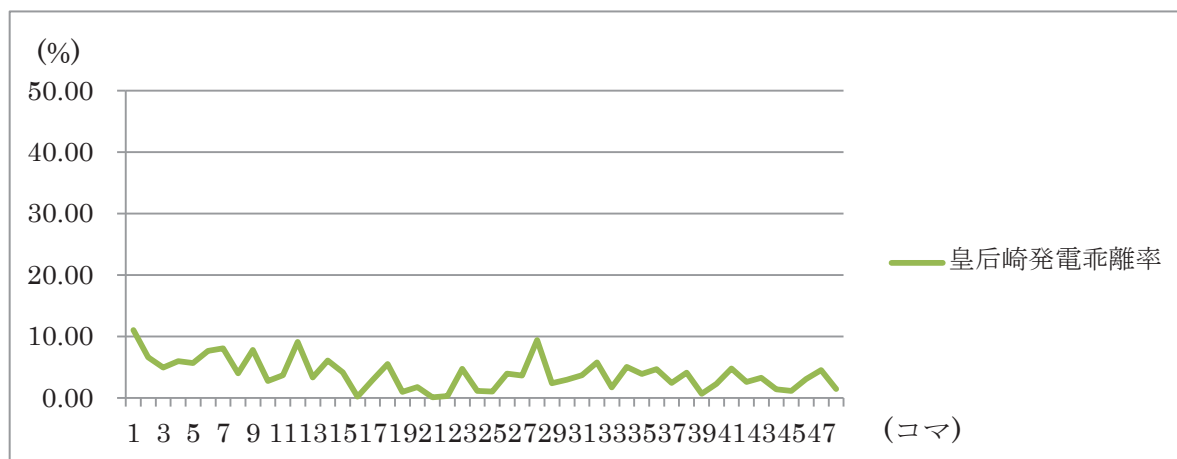


図 I-12 2016/12/25 システム予測乖離率 (%)

※予測と実績との乖離が小さかったケース

次に、需給管理シミュレーション中の日明工場の余剰電力予測データと実績データを、電力量でグラフに示す。(日明工場の場合、皇后崎工場に比べて付帯施設消費分の割合が大きいため、送電電力量が小さく、そのため予測と実績との乖離率で見ると相対的に大きく出るため、電力量で見ることとした。)

日明余剰電力データの予測と実績でほぼ同様の推移に収まっている日がある一方で、予測と実績に大幅な開きがある日もある。システム予測は、過去の実績データを基に予測を行うため、日明工場のように休炉中でないにも関わらず、実績データが0で計上される場合がある等システム予測が難しい場合があったことが原因と考えられる。

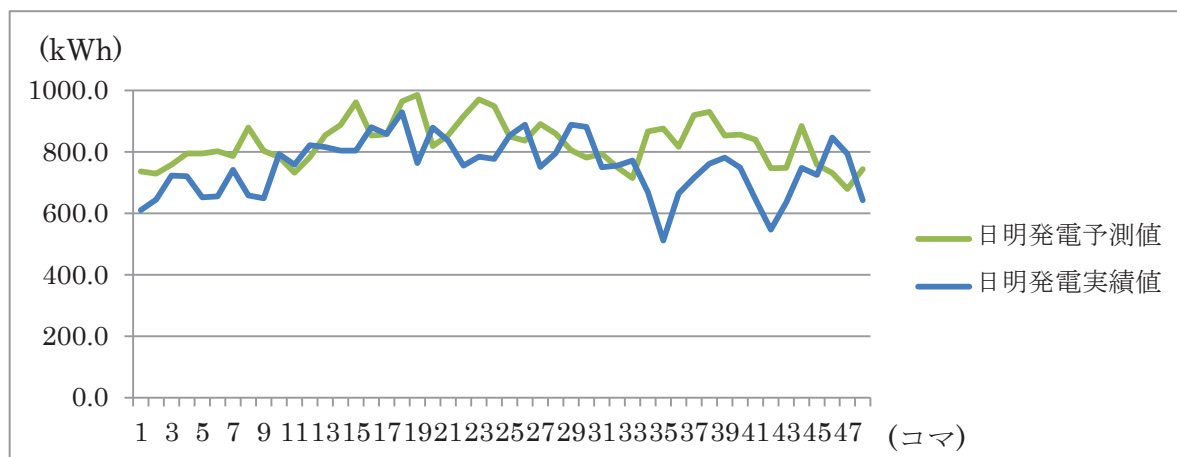


図 I-13 2016/12/24 日明発電予測と実績

※比較的予測と実績との乖離が小さかったケース

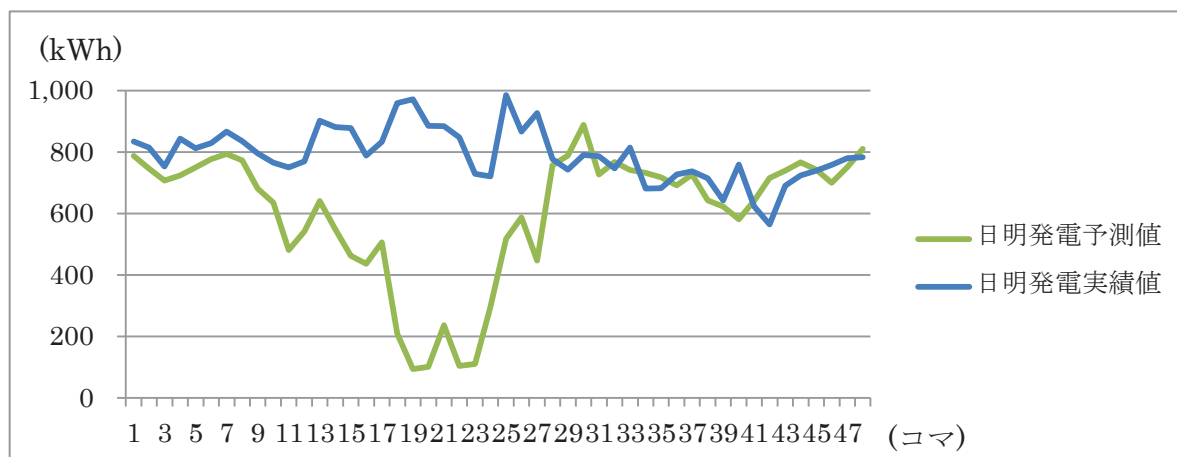


図 I-14 2017/1/28 日明発電予測と実績

※比較的予測と実績との乖離が大きかったケース

(昼間の時間帯の付帯施設消費量に大きな変動があったことが考えられる。)

⑤1 時間前市場の活用の効果

需給管理業務においては、需給計画完了までのプロセスと当日監視におけるインバランス発生時に対応するタイミングが重要である。

制度上では、前日 17 時以降は翌日の 1 時間前市場の取引が可能であり、翌日 0 時以降の計画の変更が行えることとなるが、今回のシミュレーションでは 8 時 30 分の当日監視開始以降、当

日の需給実績データ、予測データ及び気象情報（外部インターネットの情報）をもとに、需給計画の変更（当日インバランス調整）を行い、17時15分に作業を終了することとした。

次のグラフは過去実績データを参考に需要予測を行ったが（過去同曜日・同最高気温）、実績が大幅に伸び23コマ（11時）の段階で1時間前市場にて調達を行い計画の変更を行う事によりインバランスを解消したパターンである。出勤直後の18コマ（8時30分）の時点で、0時から乖離が発生しており、8時30分より以前から監視を行うと、さらに早い段階のインバランス解消が可能であったと思われる。

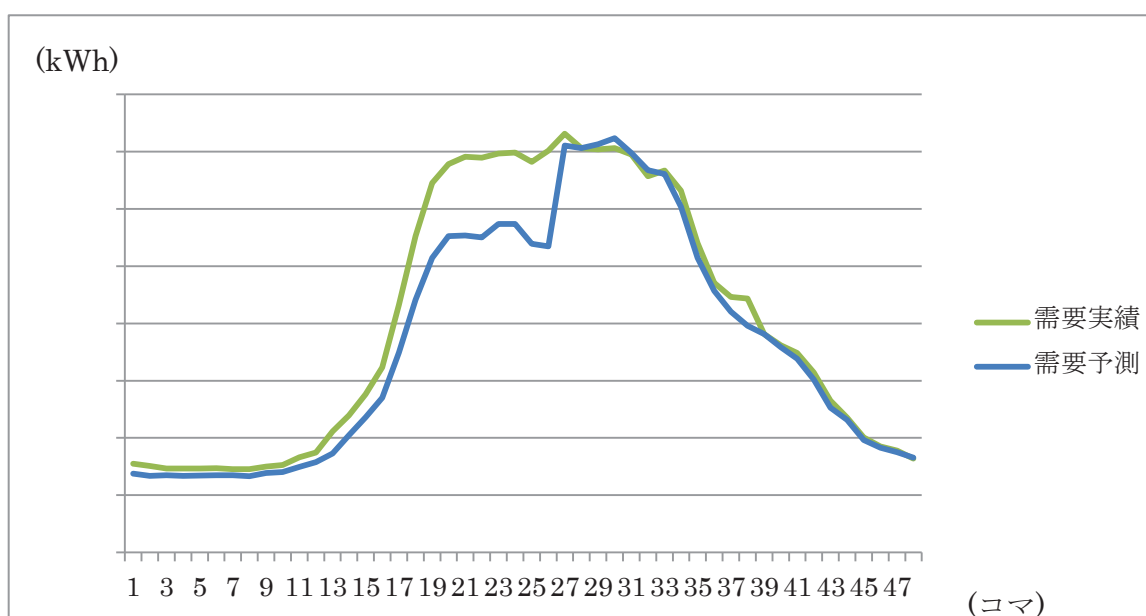


図 I-15 2016/12/21 需給調整後のグラフ

下記グラフは過去実績データを参考に需要予測を行ったが（過去同曜日・同最高気温）、需要実績が伸びずに余剰が発生した状況である。14コマ（6時30分）までの計画と実績には乖離がなく16コマ（7時30分）以降乖離が発生した状況である。22コマ（10時30分）の段階で計画の変更を行ったが、更に27コマ（13:00）に再度計画の変更を行う事によりインバランスを解消したパターンである。出勤直後の16コマ（8:00）の段階で実績が下回っており、8時30分より以前から監視を行うと、18コマ（8時30分）の段階でインバランス解消が可能であったと思われる。

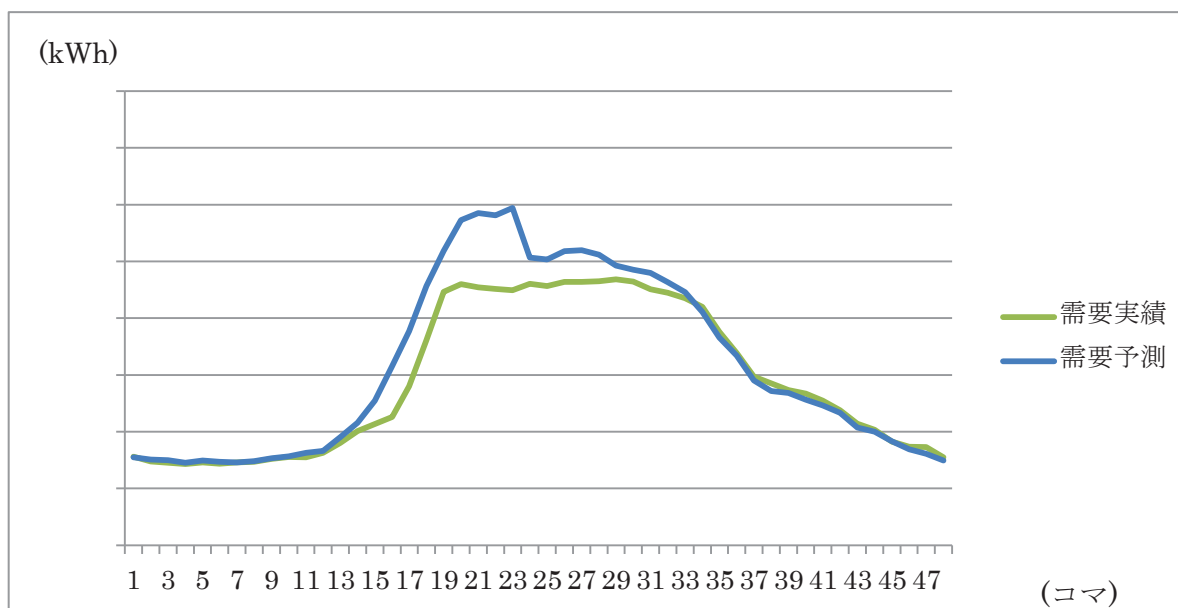


図 I-16 2016/12/25 需給調整後のグラフ

今回の需給管理シミュレーションにおいて、需要予測に対する需要実績の乖離が発生し再計画を行った状況から、計画と実績の乖離発生段階にて早期対応する事によりインバランスを解消できる可能性がある事がわかった。特に、当日の8時30分には、需要実績と予測値を比較し、予測値及び当日の気象条件等を検討し、当日の再計画を行うかを判断することが更なるインバランス抑制に有効と考えられる。今回は、冬季の需給管理業務であったが、夏季においては、午後の需要実績が大幅に伸びる事が予想される。夏季においては、午後の計画見直しも実施する事により、全日を通してインバランスの解消を行えることが考えられる。

4. 需給管理の実施に向けた予測条件の検討

(1) 予測条件の考え方

地域エネルギー会社が自ら需給管理を行う場合を想定したシミュレーションの結果、前日に予測する場合よりも、当日に予測する場合の方がインバランスは抑制されること、当日予測を行う場合も、特段の人工の増加は必要ないことが確認された。

一方で、地域エネルギー会社が自ら需給管理を行う場合、計画値同時同量に伴うインバランスリスクは自ら負う必要があることから、可能な限り予測精度を向上させ、インバランスリスクを低減させることが重要である。

そこで、机上でのシミュレーションを実施し、実運用時の予測条件としてよりよい条件を検討した。

まず発電側については、前項3. では類似抽出のための参照データの期間を6ヵ月としていたが、下図のように6ヵ月では実績が得られない稼働パターンがあるため、さらに長い期間を対象とし、少なくとも1年程度を対象とすることが考えられる。

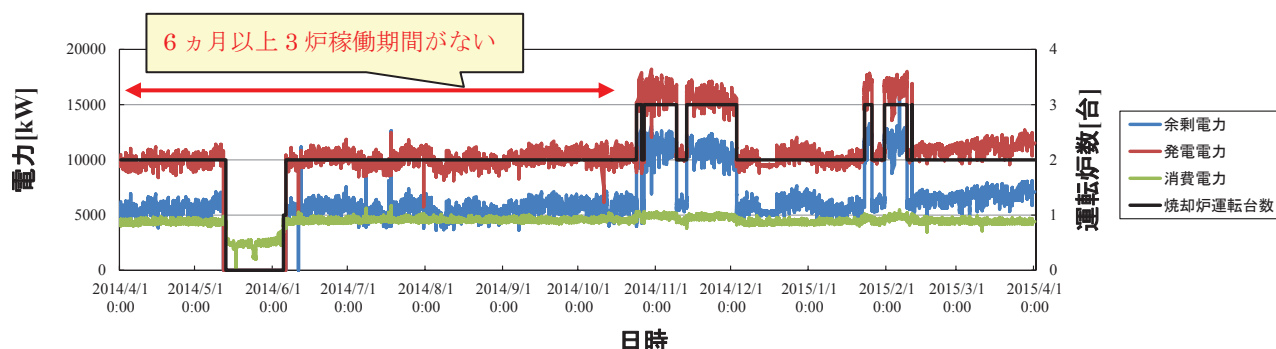


図 I-17 発電電力・消費電力・運転炉数の年間変動（皇后崎工場 2014 年度）

需要側については、予測単位とするグループ化について、前項3. では、2 グループ、及び施設の種類の分けた8グループで検証したが、各施設の需要電力量の特性を解析し、似通った特性の需要家をグループ化することが有効と考えられる。

以上から、本項では、発電側予測、需要側予測それぞれについて、予測条件を改善した状態での机上でのシミュレーションを実施し、予測の効果を検討した。

(2) 発電側予測の検討

1) 検討条件

余剰電力予測の検討条件を表 I-8 に示す。予測対象は皇后崎、日明、新門司の3工場の余剰電力とした。また、発電BG全体の予測は、3工場の予測値の合計を予測値とした。予測実行タイミングは、スポット取引を想定し、予測日対象日前日の8時に行う翌日予測、また、当日の1時間前取引のため、予測日対象日当日の午前・午後に予測値見直しを行う当日予測の2種類と

した。余剰電力に影響を与える要因としては昨年度調査の分析結果より、余剰電力実績と焼却炉の運転炉数を用いた。

なお、予測方法は、前項 3. の需給管理シミュレーションと同様である。

表 I-8 余剰電力予測 検討条件

項目	条件
検討期間	2016/4/1 ~ 2016/10/31
予測対象	・ 皇后崎工場余剰電力 ・ 日明工場余剰電力 ・ 新門司工場余剰電力 ・ 発電 BG 全体の余剰電力（3 工場の予測結果を合算）
予測実行タイミング	翌日予測：予測対象日前日 8 時※1 当日予測：翌日予測の結果を当日 10 時、14 時に見直し※2
余剰電力要因候補	・ 余剰電力実績（前日 24 時） ・ 運転炉数（工場ごとに変更）

※1 翌日予測の予測実行タイミング 1 を図 I-18 に示す。

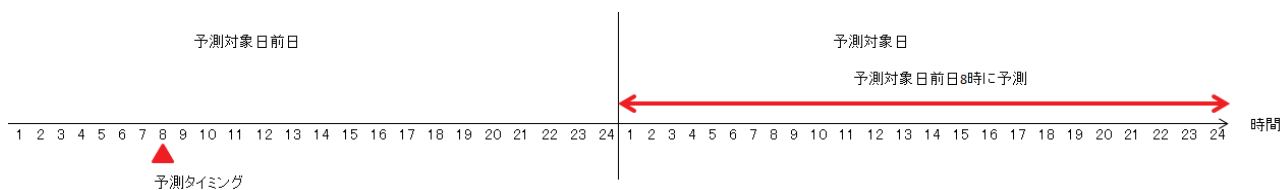


図 I-18 翌日予測の予測実行タイミング

※2 当日予測の予測実行タイミング 2・3 を図 I-19 に示す。

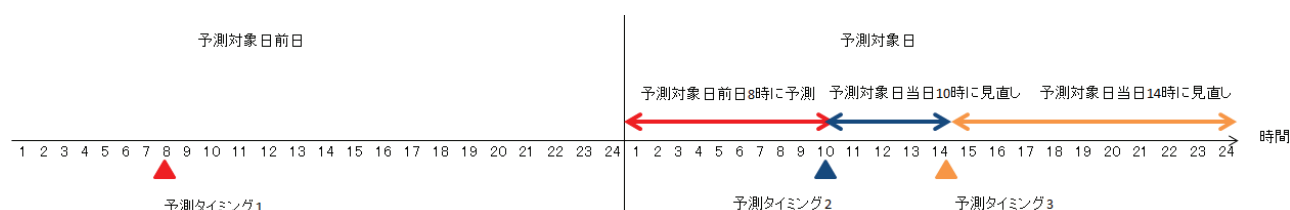


図 I-19 当日予測の予測実行タイミング

2) 検討結果

余剰電力予測の検討結果を表 I-9 に示す。予測対象日当日の午前・午後に予測値を見直すことにより誤差が小さくなっていることが確認できる。

表 I-9 余剰電力予測の検討結果（2016 年 4 月 1 日～10 月 31 日）

設備名（定格出力）	翌日予測		当日予測		当日見直し による改善 効果
	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)	761.8kW	2.6%	586kW	2.0%	－0.6 pt
日明工場(4,800 kW)	153.6kW	3.2%	124.8kW	2.6%	－0.6 pt
新門司工場(23,500 kW)	1,081kW	4.6%	963.5kW	4.1%	－0.5 pt
発電 BG 全体（3 工場の予 測結果を合算）(57,600 kW)	1,440kW	2.5%	1,267.2kW	2.2%	－0.3 pt

図 I-20 に各工場の余剰電力の予測結果の例を示す。全体に翌日予測よりも当日予測の方が実績値に近付いており、当日予測によって予測値と実績値との乖離（インバランス）が抑制されている様子が分かる。

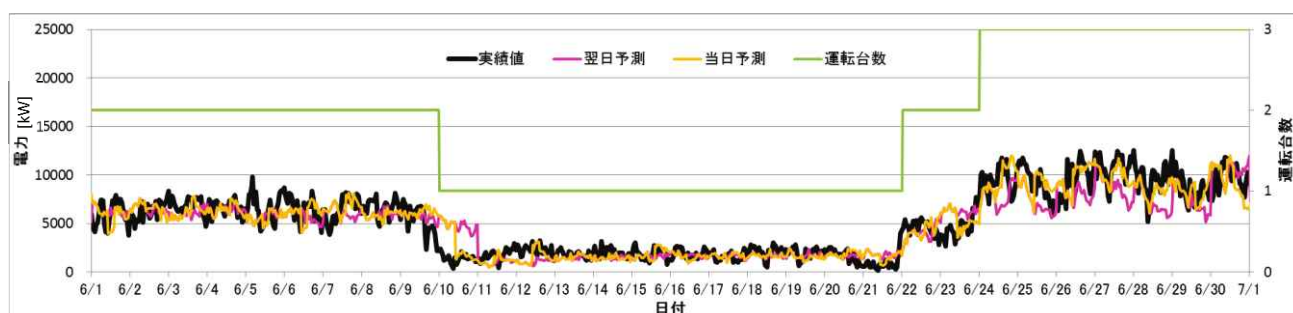


図 I-20 新門司工場余剰電力の予測結果（2016 年 6 月 1 日～6 月 30 日）

その他の工場を含め、余剰電力の予測結果の全体を巻末資料に示す。

（３）需要側予測の検討

１）検討条件

①グループ化

需要電力に寄与する要因として、気温等の気象データの他に平休日等のカレンダー情報、施設の操業情報などが知られている。特にカレンダー情報や施設の操業情報は需要電力に与える影響が大きくなることが多い。図 I-21～図 I-23 に傾向の異なる需要電力の基本パターンを示す。

図 I-21 は区役所や学校等の土曜日・日曜日が休みの需要家パターンであり、図 I-22 は美術館などの休みが少ない施設の需要家パターンである。また、図 I-23 は図書館等の月曜日に休みを設定している需要家パターンである。

このように、需要家ごとに需要電力の傾向は異なるため別々に予測する必要がある。本検討では同傾向の需要家をグルーピングし、グループごとに予測を行った。

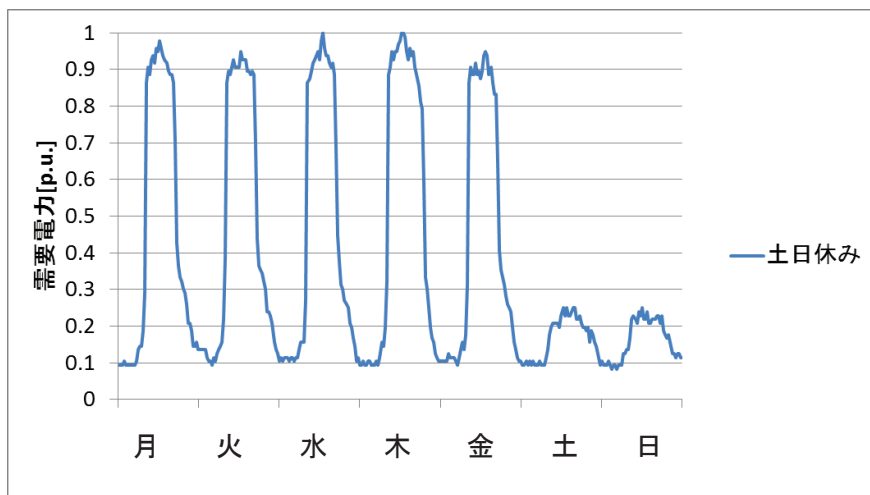


図 I-21 需要電力の基本パターン（土曜日・日曜日休み）

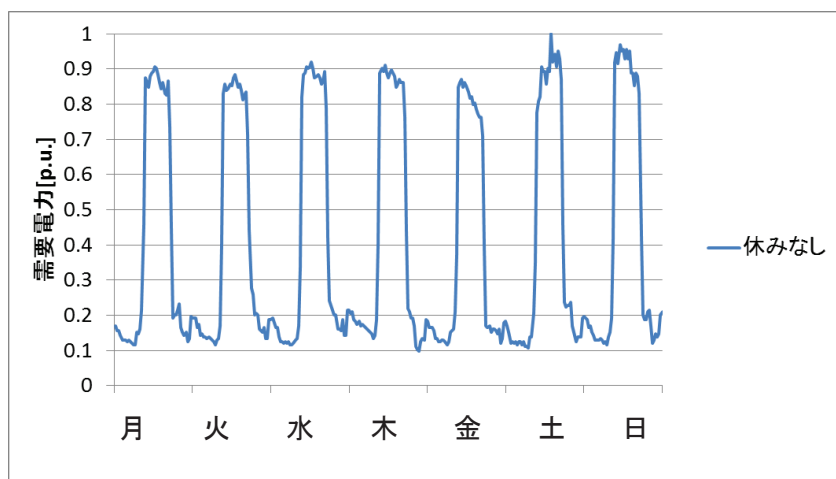


図 I-22 需要電力の基本パターン（休みなし）

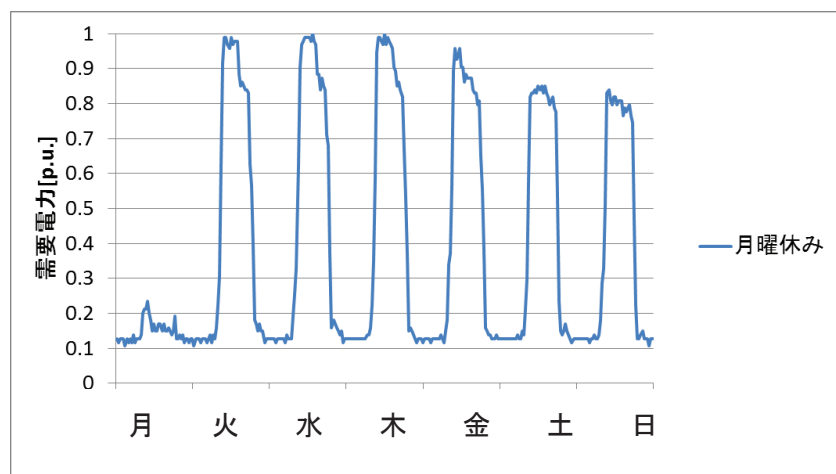


図 I-23 需要電力の基本パターン（月曜日休み）

本検討では、予測対象の需要家は合計 104 件（2016/4/1～2016/11/30 の期間，需要実績を取得できた需要家を抽出）とし、これらの需要家を表 I-10 に示す 4 つのグループに分類した。

表 I-10 需要電力グループ グループ名

グループ名	内容	例
グループ 1 (土曜日・日曜日休み)	土曜日・日曜日・祝日の需要電力が小さくなる需要家	区役所や学校等
グループ 2 (休みなし)	需要電力が曜日・操業情報によらず一定の需要家	美術館
グループ 3 (月曜日休み)	月曜日の需要電力が小さくなる需要家	図書館
グループ 4 (その他)	上記いずれにも属さない需要家	展示場

分類条件を以下に示す。

- ・ 使用データ

2016 年 7 月第 1 週の各需要電力

- ・ 分類方法

各需要電力と図 I-21～図 I-23 の需要電力の基本パターンとの相関係数を算出し、相関係数が 0.8 以上の場合、該当のグループに属すると判定。グループ 1～3 のいずれとも相関が 0.8 未満の場合、グループ 4 のその他に分類（図 I-24 参照）。

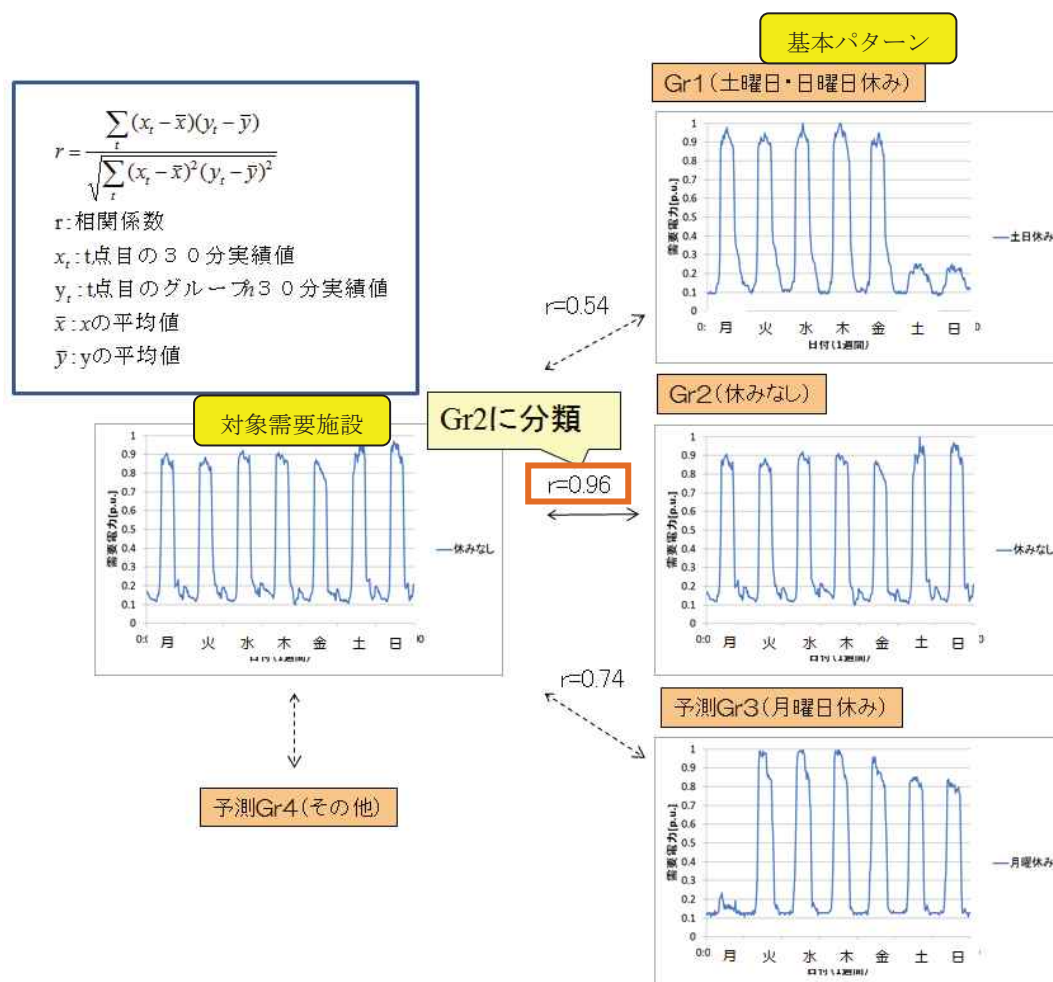


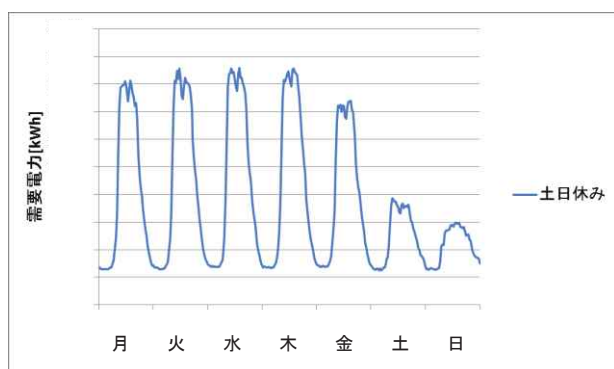
図 I-24 相関係数による需要家分類の概念図

(対象需要施設が Gr2 に分類されたケース)

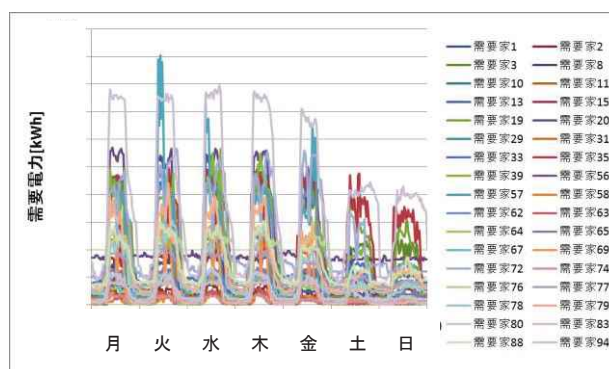
表 I-11 に分類結果を示す。契約電力で考えると全需要家の約 75%がグループ 1～3 のいずれかのパターンに分類された。図 I-25～図 I-28 にグループごとの需要電力実績を示す。それぞれ (a)にグループの需要電力合計値、(b)にグループの個別需要電力を示している。

表 I-11 需要電力分類結果

設備名	需要家数	契約電力[%]
グループ 1 (土曜日・日曜日休み)	34	40.3
グループ 2 (休みなし)	20	23.7
グループ 3 (月曜日休み)	10	9.2
グループ 4 (その他)	40	26.8
合計	104	100

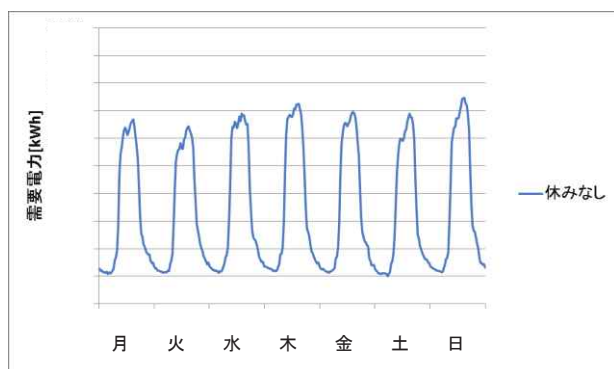


(a) 需要電力合計

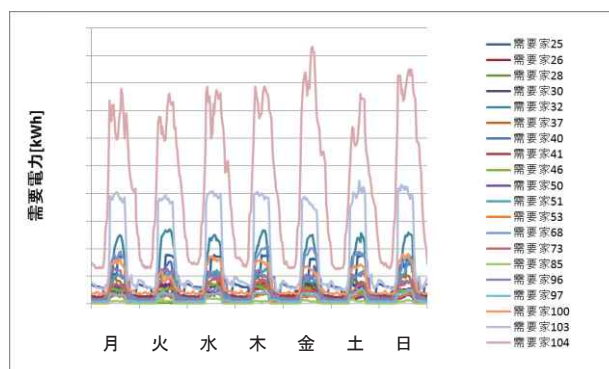


(b) 需要電力個別

図 I-25 需要家グループ 1 の需要電力実績 (土曜日・日曜日休み)

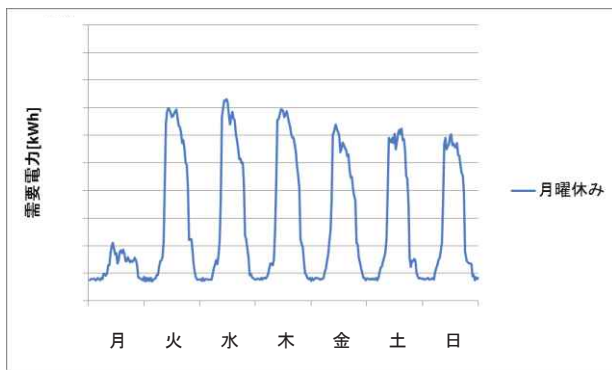


(a) 需要電力合計

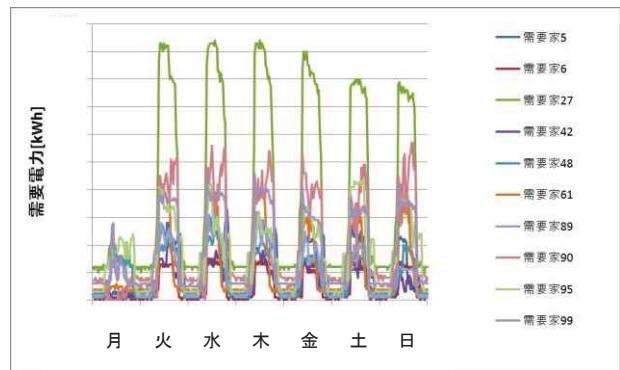


(b) 需要電力個別

図 I-26 需要家グループ 2 の需要電力実績 (休みなし)

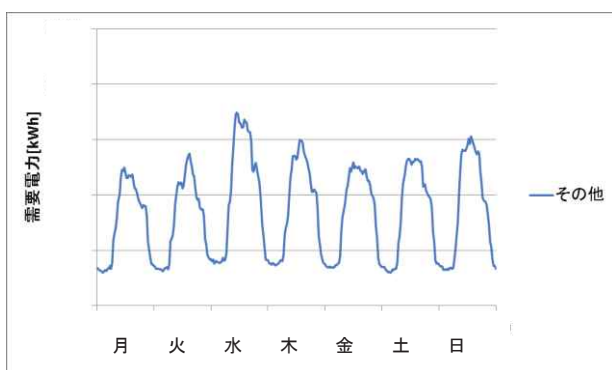


(a) 需要電力合計

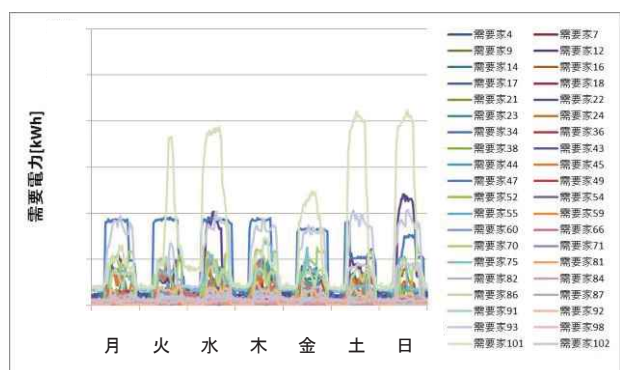


(b) 需要電力個別

図 I-27 需要家グループ 3 の需要電力実績（月曜日休み）



(a) 需要電力合計



(b) 需要電力個別

図 I-28 需要家グループ 4 の需要電力実績（その他）

②予測条件

需要電力予測の条件を表 I-12 に示す。予測対象はグループごとの需要電力とした。また、小売 BG 全体の予測は、グループ 1～4 の予測値の合計を予測値とする方法（操業情報あり）と需要家 104 件の需要電力合計を一括で予測する方法（操業情報なし）の 2 種類を検証した。予測実行タイミングは、スポット取引を想定し、予測日対象日前日の 8 時に行う翌日予測、また、当日の 1 時間前取引のため、予測日対象日当日の午前・午後には予測値見直しを行う当日予測の 2 種類とした。需要要因としては需要電力実績と気温の他に、各グループの操業情報を用いた。

表 I-12 需要電力予測 検証条件

項目	条件
検証期間	2016/5/1 ～ 2016/11/30
予測対象	・ 需要家グループ 1～4 ・ 小売 BG 全体（グループ 1～4 を合算）：操業情報あり ・ 小売 BG 全体（104 件を一括予測）：操業情報なし
予測実行タイミング	翌日予測：予測対象日前日 8 時※1 当日予測：翌日予測の結果を当日 10 時，14 時に見直し※2

需要要因候補	需要電力実績（前日 24 時） 最高気温、最低気温（八幡の気温） 曜日情報 作業情報（グループごとに変更）
--------	--

※1 翌日予測の予測実行タイミング 1 を図 I-29 に示す。

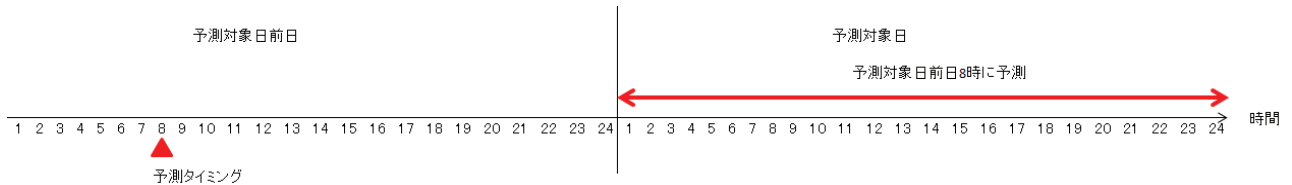


図 I-29 翌日予測の予測実行タイミング

※2 当日予測の予測実行タイミング 2・3 を図 I-30 に示す。

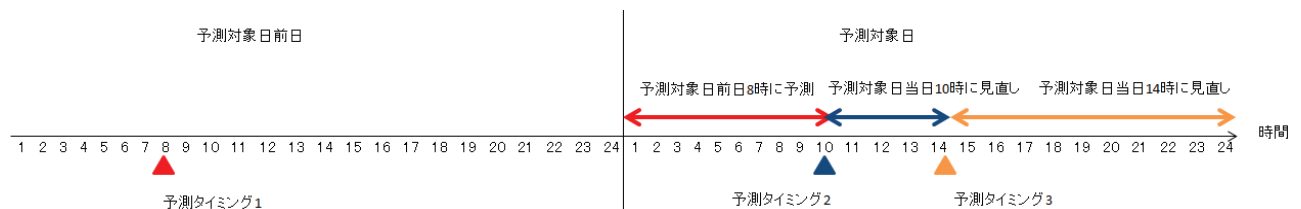


図 I-30 当日予測の予測実行タイミング

2) 検討結果

需要電力予測の検証結果を表 I-13 に示す。

予測対象日当日の午前・午後に予測値を見直すことにより誤差が小さくなっていることが確認できる。また、小売 BG 全体の予測結果では、異なるパターンの 104 件の需要電力を一括で予測するよりも事前に同傾向の需要電力パターンをグルーピングし、それぞれの予測結果を合算する方が予測精度が良くなっていることが確認できる。

なお、本検討では、各需要施設の実績データから一定条件下でグルーピングを行った場合の予測であり、各施設の営業日情報等の前提情報については盛り込んでいない。こうした前提情報を適切に盛り込むことで、絶対誤差平均の割合を 3%程度にとどめることで、更なる需要電力予測の高度化を進め、事業の安定性に寄与することが重要である。

表 I-13 需要電力予測の検討結果（2016 年 5 月 1 日～11 月 30 日）

設備名（定格出力）	翌日予測		当日予測		当日見直しによる改善率
	絶対誤差平均	絶対誤差平均／需要電力	絶対誤差平均	絶対誤差平均／需要電力	
需要家グループ 1	46.7kW	7.6%	28.0kW	5.4%	－2.4 pt
需要家グループ 2	44.0kW	6.7%	30.3kW	5.3%	－1.4 pt
需要家グループ 3	12.8kW	10.4%	9.6kW	8.6%	－1.8 pt
需要家グループ 4	74.6kW	13.7%	40.4kW	9.1%	－4.6 pt
小売 BG 全体（グループ 1～4 を合算）	127.5kW	6.7%	69.5kW	4.4%	－2.3 pt
小売 BG 全体（104 件を一括予測）	162.3kW	8.1%	81.1kW	5.1%	－3.0 pt

※翌日予測：予測対象日前日 8 時

※当日予測：翌日予測の結果を当日 10 時、14 時に見直し

下図に各需要家グループの予測結果の例（グループ 1、グループ 4 の例）を示す。

予測対象日当日の 10 時と 14 時に予測値を見直すことにより、日中の誤差が改善している様子が確認できる。

需要家グループ別では、同様の需要電力パターンの需要家をまとめて予測している需要家グループ 1 は予測誤差が概ね 10%以下となっており比較的精度よく予測できている一方、需要家グループ 4 は他のグループと比較して精度が悪い。これは、需要家グループ 1～3 に分類されない様々なパターンの需要家をまとめて予測しているためである。需要家グループ 1～3 のように、施設の操業情報が曜日と関連する場合は事前に分類可能だが、曜日によらない場合は施設の操業情報を事前に入手し学習する必要がある。

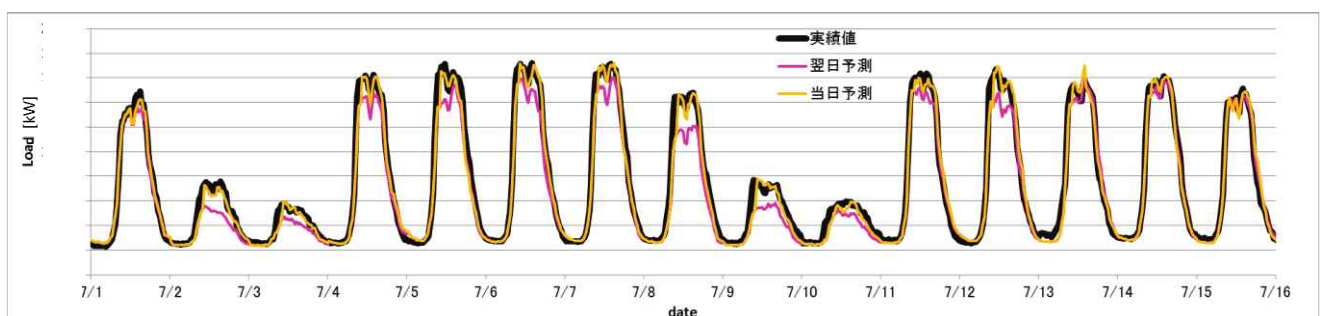


図 I-31 需要家グループ 1 の 7 月予測結果（土曜日・日曜日休み）

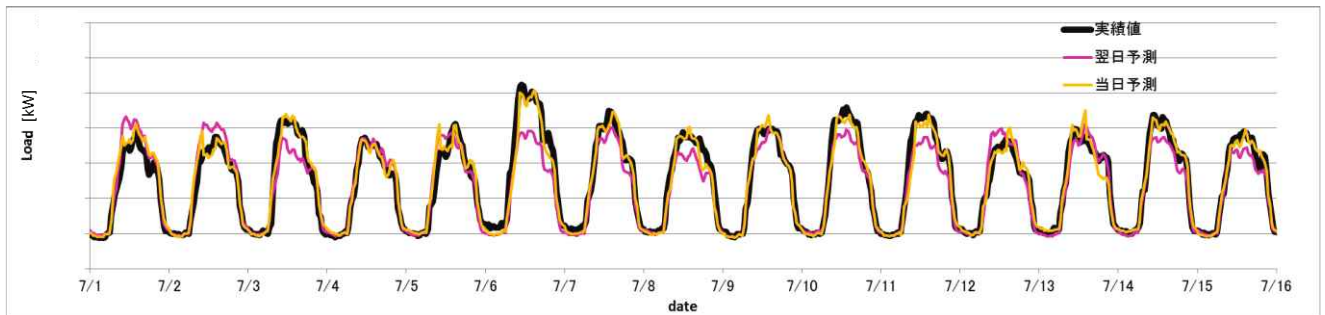


図 I-32 需要家グループ4の7月予測結果（その他）

その他のグループの予測結果は、巻末資料に示す。

（４）１時間前市場取引の活用による経済効果

発電側の供給電力量及び需要側の消費電力量について、システム予測に基づく１時間前取引の活用によるインバランス発生抑制によって、どの程度の経済効果が得られるかを試算した。

試算の条件は表Ⅰ-14、試算の結果は表Ⅰ-15に示すとおりであり、年間15百万円の収支改善効果が得られるとの試算を得た。

前述の需給管理シミュレーションにおいて、１時間前市場取引の活用は、特段の需給管理作業者の増員を行わずとも時間的制約条件の中で対応可能との検討結果を得ており、１時間前市場を活用することによる純益として見る事ができる。

表Ⅰ-14 計画値同時同量 検証条件

項目	条件
検証期間	2016/5/1～2016/10/31（184日間）
評価ケース	【ケース１－１】 ・事業モデル：運営初期段階の事業モデル ・市場取引：スポット取引のみ 【ケース１－２】 ・事業モデル：運営初期段階の事業モデル ・市場取引：スポット取引＋１時間前取引
市場取引のタイミング	スポット市場：予測対象日前日８時の翌日予測結果を入札 １時間前市場：１０時，１４時の当日予測結果を入札 （１時間前市場入札は午前・午後１回ずつ）
スポット市場価格	2016/5/1～10/31のエリアプライス九州の実績を使用 （資料編付録 スポット取引単価参照）
１時間前市場価格	2016/5/1～10/31の平均価格を使用 （資料編付録 １時間前取引市場単価参照）
インバランス料金単価	2016/5/1～10/31の九州地区の実績を使用 （資料編付録 インバランス料金単価参照）
小売価格	スポット価格と同じ
年間収益計算方法	各収益項目を365/184倍して年間集積に換算

表 I-15 事業性の検証結果（年間収益）

事業モデル		運営初期段階	
市場取引		スポット	スポット 1 時間前
ケース番号		ケース 1-1	ケース 1-2
年間電力販売 収益	小売 BG への販売	137 百万円	137 百万円
	スポット市場取引	260 百万円	260 百万円
	1 時間前市場取引	—	5 百万円
年間インバ ランス料金	発電 BG	-17 百万円	-8 百万円
	小売 BG	-3 百万円	-1 百万円
年間収益		377 百万円	392 百万円
年間収益改善額		—	15 百万円
年間集積改善率		—	4.0%

1 時間前市場活用
による改善効果

以上、データの詳細は巻末の資料編に示す。

5. 自ら需給管理を行う場合の運用管理のあり方

需給管理シミュレーションの実施検証により、以下の結論が得られた。

- 需給管理システムを導入した需給管理業務において、平日 8 時 30 分～17 時 15 分の範囲であれば 1 人の作業者が翌日計画、当日監視を行い、市場取引期限等の時間的制約をクリアできる事を確認した。
- 発電予測及び、需要予測についてシステムにて自動的に作成した予測データを使用する事で、精度の高い需給管理を実現できる事を確認した。
- 当日気象条件変動時は、当日の再計画が必要であること、予測対象日当日の午前・午後に予測値を見直すことにより誤差が小さくなり、当日の需要計画見直しがインバランス低減に有効であることを確認した。
- 特異日・特殊日等はシステム予測を参考に別途の情報を入手して需要予測を行う必要があること、需要家グループ 1～3 のように、施設の操業情報が曜日と関連する場合は事前に分類可能だが、曜日によらない場合は施設の操業情報を事前に入手し学習する必要があることを確認した。

今後、地域エネルギー会社が自ら需給管理を行う場合には、以下の観点に留意して需給管理体制を構築することが有効と考えられる。

<需給管理実務にあたっての課題等>

- 予測グループは需要家情報を基に適切にグループ分けを行い、休日の設定等適切に行うことでシステム予測の精度が向上することから、需要家情報については正確な情報を得ることが重要。需要電力は平休日等のカレンダー情報、施設の操業情報などにより変化するため、同傾向の需要パターンごとに別々に予測する必要がある。
- 需要家追加に当り、システム側で過去実績を基に自動的に割り付ける機能があれば、初心者でも対応可能と思われる。
- 発電予測については、調達のインバランスに係る事なので、精度向上が必要である。
- 需給計画を行い、当日監視を行う必要性がある事から端末を複数台用意し、作業する必要性がある。
- 当日の計画の見直しは、出勤後及び、午後に行う事で精度の高い需給管理が行える。
- 需給計画における発電予測のデータをシステム内に表示可能とし、需給計画が一気通貫で行えるようにする必要性がある。
- 業務拡大においては、需要家情報の自動取込等需要家管理（C I S システム）と連携する必要がある。（データの二元管理は行わない事）
- 制度改革等迅速に対応可能な需給管理システムを導入する必要がある。
- 一定のノウハウを有する作業者の確保が重要である。

II. 事業範囲拡大に向けた検討

1. 事業範囲拡大の趣旨

地域エネルギー事業の安定性向上のためには、一定の事業規模の確保が重要である。

地域エネルギー事業に係る費用には固定費と変動費があり、電力調達費用等の変動費はその時々
の取扱電力量、市場価格等に左右される一方、人件費、設備費等の固定費は、状況の変化に関わら
ず固定的に支出される。支出に占める固定費の割合が大きいほど、事業性に対する圧迫要素となり
得ることから、できるだけ固定費の割合を下げるために、事業規模をある程度拡大することが重要
となる。

また、発電特性の異なる電源や、需要特性の異なる需要家をより多く獲得することで、全体とし
て取扱電力量の平準化にも資することから、計画値同時同量制度におけるインバランスの抑制にも
寄与することができる。

しかし、地域エネルギー事業を単独市域内で実施する場合は、電源及び需要ともに一定の制約が
あり、十分な事業性を確保することは困難となるケースが想定される。従って、複数市町村に跨っ
て事業範囲を拡大し、より多くの電源、需要家を獲得することが有効となる。これによって、地域
エネルギー事業の安定性確保に資することはもとより、地域エネルギー事業の便益を受ける発電者、
需要家の範囲も広がることとなる。

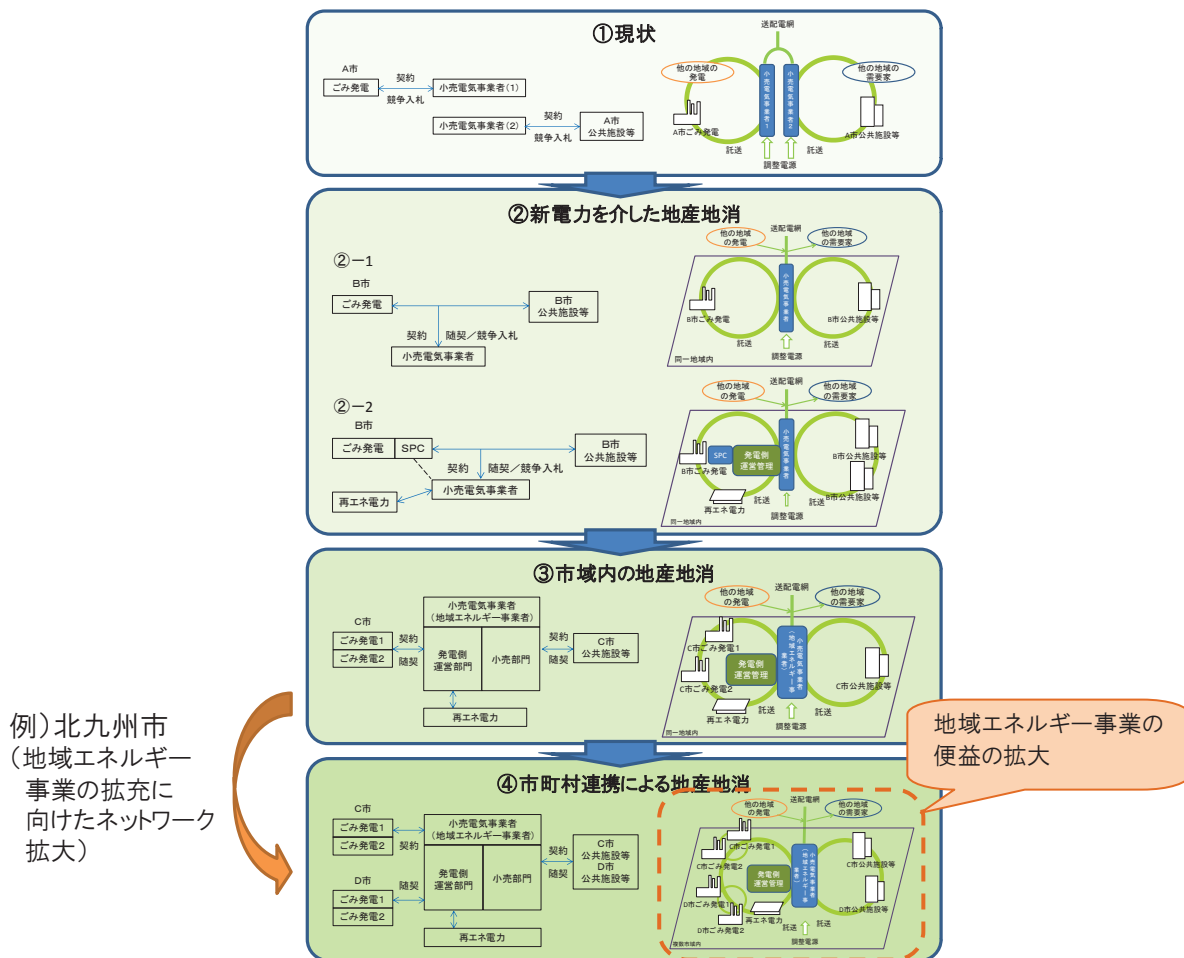


図 II-1 廃棄物発電ネットワークの事業範囲等拡大段階イメージ

複数市町村に跨った事業モデル（特に公共施設を中心としたネットワーク）を形成するには、当該複数の市町村との合意形成など、様々な手続きを要する。発電側との条件調整、契約、需要側との条件調整、契約など、個々の主体との調整に加えて、地元行政との連携が必要となる。

本調査では、北九州市地域エネルギー事業を例として、周辺市町へのアンケート調査やヒアリングを通して、複数市町村に跨った事業モデルを構築するにあたっての進め方や課題を整理した。

2. 北九州市周辺地域をモデルとした検討

（１）背景

北九州市周辺地域では、

①北九州市と周辺市町とは、ごみ処理の委託を通して、既に一定の連携関係にあること、

②北九州市を中心とした北九州圏域の連携中枢都市圏構想を共同で検討を開始していることなどの特徴がある。

こうした既存の連携関係があることは、複数市町村でエネルギー政策を通した連携関係を構築していくうえで有効であり、事業範囲拡大検討のモデル地域としてポテンシャルが高いといえる。

そこで、仮に北九州周辺地域で事業範囲拡大を行うとした場合の連携の進め方を検討し、今後の検討課題を抽出することとした。

検討にあたっては、まずアンケート調査によって周辺市町の基礎情報を収集し、一部の市町にはヒアリング調査を行うことで、個々の市町村の現況やエネルギー政策に関する考え方を把握し、これらの市町と連携関係を構築してくための課題等を整理した。

（２）アンケート調査

以下の要領で、北九州市周辺市町へのアンケート調査を実施した。

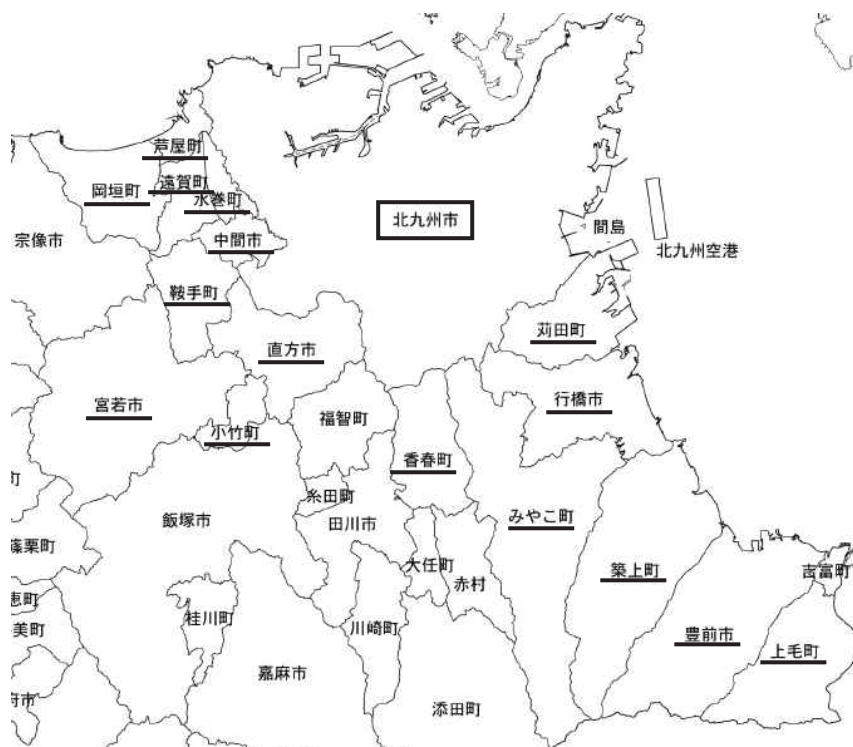
①アンケート調査の目的

東日本大震災以降のエネルギー事情の変化や電力システム改革の進展に伴い、地方自治体において地域エネルギー事業を進める動きが広がりつつある中で、地域エネルギーを安定的に需給管理していくためには、一定の事業規模を確保することが必要であり、例えば、複数市町村が共同して地域エネルギー事業に関わることで規模を拡大し、当該複数市町村区域での地域エネルギー事業として成立させていくことも有効な手段の一つであることに鑑み、北九州市の地域エネルギー事業に関する取組みを例に、北九州地域をモデルとして、一定の周辺地域内の複数市町での地域エネルギー事業への取組み可能性について検討する。

②対象市町

みやこ町、芦屋町、鞍手町、遠賀町、岡垣町、苅田町、宮若市、行橋市、香春町、小竹町、上毛町、水巻町、築上町、中間市、直方市、豊前市

計 16 市町



図Ⅱ-2 北九州都市圏域市町周辺位置図（参考）

注）下線部：アンケート調査対象市町

③方法

質問紙による調査を行った。

質問事項は以下のとおりであり、電子メールで各市町の担当部局へ依頼文書とともに回答用紙を送信し、電子メールで回答を得るかたちとした。

期間は、平成 28 年 11 月 30 日から 12 月 14 日までとし、回答期限以降に到着分も可能な限り集計対象とした。

<質問事項>

○市町内で保有している電源の状況について（発電施設。非常用発電設備を除く）

電源の種類、施設名、定格出力、所管部署、管理部署、稼働開始時期、平成 28 年度現在の稼働有無、電力供給先、電力供給量実績

○市町内の民間で保有している電源（発電施設。但し非常用発電機を除く）

電源の種類、施設名、定格出力、所管部署、管理部署、稼働開始時期、平成 28 年度現在の稼働有無、電力供給先、電力供給量実績

○市町内の公共施設の電源調達の状況について

現状の調達先と、調達先選定の考え方

○今後の市町の電力供給・調達に関わる考え方等について

保有電源の供給先、調達先の電源、市町内のエネルギーに関する近年の取組み・動向等

（質問紙は P. 41～43 を参照）

④結果

回答数 14 市町(回収率 88%)からの回答を得た。得られた回答の概要は下表のとおりである。

行政で電源を保有している市町は 8 市町に上り、このうち半数は自家消費電源として運用されていた。公共電源の今後の供給先については、従来どおりとするところが多い一方、売電価格が安価でも域内の公共施設や民間事業者等に供給することを優先と回答した市町が 1 件あった。

公共施設の需要については、地元の九州電力から調達しているところが大半を占めたが、一部の公共施設で新電力からの調達に切り替えた市町も 3 市町あった。今後の調達先の考え方については、変更を予定していない市町が多い一方、安定的な電力供給ができるところから調達、調達価格が同等であれば、低炭素電源からの電力を優先、電源の種類に関わらず、調達価格が最も安価なところから調達といった回答も見られた。

民間の電源については、メガソーラーの設置を把握している市町が 5 市町あり、このうち 1 市町では、条例に基づき、定格出力 1MW 以上の大規模再生可能エネルギー発電所を新設又は増設した者に対し、固定資産税を 3 年度免除とする取り組みを実施していた。

表Ⅱ-1 アンケート調査回答概要

市町名	公共の電源			公共の需要		民間の電源	その他
	定格出力	現状の供給先	今後の供給先	現状の調達先	今後の調達先	定格出力	
A 市	5～20kW	九電		九電	変更無し	—	
B 町	10～15kW	自家消費		九電	変更無し	3,800kW	
C 町	50kW	九電	域内優先	九電	安定優先	1,200kW	
D 町							
E 町	50～60kW	自家消費	九電	九電	変更無し		
F 市	30～160kW	自家消費		九電	低炭素優先		庁内設備の省エネ検討
G 町				一部九電以外	低炭素優先	2,000kW	
H 市			九電	九電	安定優先		
I 町				一部九電以外	安価優先		
J 町	30～40kW	九電	変更無し	九電	変更無し		
K 町				九電	変更無し		
L 町	10kW	自家消費	高価優先	一部九電以外	安価優先	1,500kW	
M 市	10～50kW	九電	未定	九電	未定		
N 町				九電	安価優先	4,000kW	再エネ発電に免税措置

表記注)「九電」：九州電力と回答、「自家消費」：外部に供給せず自施設内で消費と回答

「域内優先」：売電価格が安価でも域内の公共施設や民間事業者等に供給することを優先と回答

「変更無し」：現状の供給先又は調達先と同じところへ供給又は調達と回答

「高価優先」：売電価格が最も高価なところへ供給と回答

「一部九電以外」：公共施設の一部で九州電力以外の新電力から調達していると回答

「安定優先」：安定的な電力供給ができるところから調達と回答

「低炭素優先」：調達価格が同等であれば、低炭素電源からの電力を優先と回答

「安価優先」：電源の種類に関わらず、調達価格が最も安価なところから調達と回答

「庁内設備の省エネ検討」：市町内の取組みとして、庁舎の空調・照明設備に関して、高効率なものに取り替えを検討中と回答

「再エネ発電に免税措置」：市町内の取組みとして、条例に基づき、定格出力 1MW 以上の大規模再生可能エネルギー発電所を新設又は増設した者に対し、固定資産税を 3 年度免除と回答

(3) ヒアリング調査

アンケート調査で回答の得られた市町から 3 町を抽出し、以下の要領で、ヒアリング調査を実施した。

①目的

北九州地域をモデルとした、一定の周辺地域内の複数市町での地域エネルギー事業への取組み可能性についてのアンケート結果から、特に意見等が参考になりそうな自治体を抽出し、再生可能エネルギーの取組の目的や今後の取組、またネットワーク参加の可能性等について個別の状況、考え方等の情報を得ることを目的とした。

②対象市町と各々の特徴

ア. C 町

- ・ 公共電源の供給先について、買取価格が安価であっても地域内供給を優先と回答しており、エネルギーの地産地消について積極的であり、その経緯や考え方等を参考にすることが可能である。
- ・ 公共施設の電力調達先は「安全安定供給を優先」としており、その考え方の趣旨を参考にすることが可能である。

イ. F 市

- ・ 公共施設の電力調達先は「価格が同等であれば低炭素電源を優先」としており、その経緯や考え方等を参考にすることが可能である。
- ・ 比較的規模の大きめの公共電源（160kW）を保有しており、発電側のネットワーク化について意見を聞くことが可能である。
- ・ 庁内設備の省エネ化を検討中としており、需要家サービスのあり方についても意見を聞くことが可能である。

ウ. N 町

- ・ 比較的規模の大きい民間電源（4,000kW 程度）を把握しており、また民間再エネ発電に対する免税措置を実施するなど、民間電源の拡大に積極的である。民間電源の利用あるいはネットワーク化について意見を聞くことが可能である。
- ・ 公共施設の電力調達先は「安価な電力を調達」としており、その経緯や考え方等を参考にすることが可能である。

③ヒアリング内容

発電側、需要側、各々のネットワーク拡大の可能性を検討するため、以下の項目についてヒアリングを行った。

ヒアリングにあたっては、まず廃棄物発電を中心としたネットワークの趣旨と、事業範囲拡大

のねらい等を説明し、取組みに対する理解を得たうえで、今後の方向性、可能性について意見等を聞いた。

<ヒアリング項目>

ア. 再生可能エネルギー（電気・熱）の取組の目的

- ・ FIT 買取
- ・ 地域内あるいは個別利用による電力量削減（低炭素化）（自家消費型）
- ・ FIT 買取後、供給先特定による利用（CO₂排出係数の少ない小売電気事業者）

イ. 再生可能エネルギーに関しての今後の取組（発電側）

- ・ 発電量の拡大可能性
- ・ 取組変更の可能性
- ・ 変更の可能性がある場合に、ネットワーク参加の可能性

ウ. 電力料金について（需要側）

- ・ 購入先変更の可能性

エ. 地域低炭素化に向けた取組

- ・ 省電力、再生可能エネルギーの利用
- ・ 上記の場合に、ネットワーク参加の可能性
- ・ その他の取組

オ. ネットワーク参加を想定した場合の条件や必要な手続き等

カ. ネットワーク参加の可能性がある場合に、今後検討すべき事項や検討組織構成

④ヒアリング結果

ヒアリング結果の概要を次表に示す。

主な意見として、以下の回答が得られた。

- ・ 発電側ネットワーク拡大の可能性については、自家消費以上の発電を進めている自治体が少なく、今度新たな導入の予定もないとのことであった。
- ・ 民間電源については、把握されているメガソーラーはあるものの、供給先については市町は関与していない。事業者の中には売電先を長期契約を締結しているところもあると考えられるとのことであった。
- ・ 需要側における調達先の考え方については、安全安心な調達先の確保や、安価な電力の調達を望む声が多く見られた。いずれの市町においても現在は九州電力から調達しているが、北九州市のような中心都市による主導的な取り組みなど、何かきっかけがあればネットワーク参加の可能性も考えられるとのことであった。
- ・ 廃棄物発電を中心としたネットワーク化による地域低炭素化や地域貢献といった趣旨には、理解を得られた。

表Ⅱ-2 ヒアリング結果の概要

項目	ヒアリング結果	考察
発電側ネットワーク拡大の可能性（公共電源）	・C 町では庁舎等へ太陽光発電を設置しているが、施設内消費が基本である。太陽光発電が増設されるなど、売電先を選択するような機会があればネットワーク参加のきっかけとなるかもしれないが、現時点で太陽光発電を増やす予定はない。 ・F 市では浄水場に太陽光発電を設置しているが、発電量は施設内消費電力量を賄う程度である。 ・N 町では町として再生可能エネルギーを導入する予定はない。	・発電施設を保有している市町であっても施設内消費が基本であり、今後新たな導入の予定もない。公共電源についての発電側ネットワーク拡大は難しいと想定される。
同（民間電源）	・C 町では町有地を貸し出して民間企業が太陽光発電を設置・運営しているが、九州電力と長期で売電契約をしていると思われる。また現時点で新規の予定はない。 ・F 市では民間の発電施設を把握していない。 ・N 町では条例に基づく設置申請のあった分は把握しているが、供給先までは把握していない。今後さらに拡大する予定はない。	・民間電源の供給先等については市町ではあまり把握しておらず、ネットワーク参加の可能性については個別の民間事業者を確認する必要がある。 ・FIT 電気の買取義務者の変更後の地産地消のあり方について、行政が主導して進められる可能性がある。
需要側ネットワーク拡大の可能性（公共施設）	・C 町としては、ネットワークの趣旨は理解したが、町としての政策的な優先順位もあるので、ネットワーク参加へのインセンティブがすぐにははたらかない。新電力よりも九州電力の方が安心感があるという面もある。仮に取り組むとした場合、内部的に関連部署が多岐にわたり調整が必要となる。 ・F 市では、市が管理している施設の電気は一括で購入しているため、調達先の変更にあたっては一括で調整する必要がある。現在九州電力と長期で契約しており、調達先を変えるにはきっかけが必要である。電源は CO₂ 排出係数が小さく、調達価格の安い電力を購入したい。新電力が心配ということではなく、供給が途切れることなく安定して供給されるというのが重要である。 ・N 町としては、電源はなるべく安いところから調達したい。現在は九州電力から調達しているが、今後調達先を考えていかなければならない。	・現在は九州電力から調達しているが、何かきっかけがあればネットワーク参加の可能性も考えられる。 ・需要側ネットワーク拡大のために、地域エネルギー事業会社としては、事業性の確保、売電価格が安価であること、CO₂ 排出係数が小さいことが求められる。
その他	・北九州市のようなところの主導があれば、もしかしたらネットワークへの参加が進むかもしれない。 ・ネットワーク参加のメリットについて具体的な数字があれば見え方が違うのかもしれない。	・ネットワークへの参加にはきっかけが必要である。 ・ネットワーク参加の具体的なメリットが示されるとよい。

3. 事業範囲拡大検討の進め方と課題

前項2.の結果から、北九州市周辺地域をモデルとした地域エネルギー事業範囲の拡大にあたっては、以下の観点が重要と考えられた。

◇政策目的の確立・共有

- ・廃棄物発電を中心としたエネルギーネットワークによる地域エネルギー事業の推進に向けて、各市町における意思決定や手続きを後押しするための政策目的の確立と共有が必要。
- ・地域低炭素化、地域振興といった地域エネルギー事業の政策目的の達成に向けて、地域全体として取り組むことの意義を整理し、明確化することが必要。整理、明確化にあたっては、地域の特性、諸市町の背景、これまでの連携関係の経緯等も踏まえることが重要。
- ・地域全体での政策目的の確立・共有には、中心となる都市の主導的な役割が必要であり、北九州市周辺地域では、従来から北九州市が中心となった連携関係を構築してきたことを踏まえ、北九州市が主導的役割を果たしつつ、事業を進めていくことが考えられる。

◇ネットワーク参加メリットの定量化

- ・廃棄物発電を中心としたエネルギーネットワークに参加することによる地域低炭素化、エネルギーコスト削減等のメリットを可能な限り定量化することで、各市町の意思決定や手続きを後押しすることが可能となる。
- ・定量化にあたっては、地域全体の電源規模や需要規模を念頭に、様々なケースを想定しつつ試算を行って整理する必要がある。

◇発電側、需要側双方のタイミングを捉えた取組み

- ・市町間の意思決定が得られたとしても、実際にネットワーク参加を進めるためには、発電側、需要側ともに、既存契約の更新のタイミングや、新規設置のタイミングなどを捉えて手続きを行う必要がある。
- ・既存契約の更新や、新規電源の設置などの情報を何らかの方法で集約し、そのタイミングに応じた拡大の計画を検討することが重要になると考えられる。

今後、これらの観点について、具体化に向けたさらなる検討が必要である。

【参考】アンケート様式

環境省「平成28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」に係るアンケート調査

＜回答者＞

市町名	
所属部署・役職	
氏名	
TEL/FAX	
E-mail	

＜質問事項＞

1. 貴市町内の電源の状況について(非常用発電設備を除く)

Q1-1 貴市町が保有している電源(発電施設。但し非常用発電機を除く)があれば、以下について教えてください。
(例:太陽光発電、風力発電、水力発電、地熱発電、バイオマス発電、その他)

発電施設 公①

発電種類 (上記例を参考)	
発電施設名	
定格出力(kW)	
所管部署名	
管理部署名(委託の場合当該委託先)	
稼働開始(年月)	
稼働有無(平成28年度現在)	
電力供給先	
電力供給量実績(kWh; 平成27年度)	

発電施設 公②

発電種類 (上記例を参考)	
発電施設名	
定格出力(kW)	
所管部署名	
管理部署名(委託の場合当該委託先)	
稼働開始(年月)	
稼働有無(平成28年度現在)	
電力供給先	
電力供給量実績(kWh; 平成27年度)	

発電施設 公③

発電種類 (上記例を参考)	
発電施設名	
定格出力(kW)	
所管部署名	
管理部署名(委託の場合当該委託先)	
稼働開始(年月)	
稼働有無(平成28年度現在)	
電力供給先	
電力供給量実績(kWh; 平成27年度)	

※4施設以上ある場合は、回答欄を増やしてご回答ください。

Q1-2 貴市町内の民間で保有している電源(発電施設。但し非常用発電機を除く。)があれば、以下について教えてください。

※現状行政で把握されている範囲の情報で結構です。

※定格出力が大きい方から3つご回答ください。

※行政で把握されているリスト等があれば、そちらを添付頂くことでも結構です。

発電施設 民①

発電種類 (上記例を参考)	
発電施設名	
定格出力(kW)	
事業者名	
稼働開始(年月)	
稼働有無(平成28年度現在)	
電力供給先	

発電施設 民②

発電種類 (上記例を参考)	
発電施設名	
定格出力(kW)	
事業者名	
稼働開始(年月)	
稼働有無(平成28年度現在)	
電力供給先	

発電施設 民③

発電種類 (上記例を参考)	
発電施設名	
定格出力(kW)	
事業者名	
稼働開始(年月)	
稼働有無(平成28年度現在)	
電力供給先	

2. 貴市町内の電力調達の状況について

Q2-1 貴市町の公共施設の電力調達の状況等について、当てはまる項目に「○」を入力(複数可)するとともに、

①については、該当する公共施設の例を教えてください。

①現状の調達先

☐ 九州電力から調達	公共施設例:
☐ 九州電力以外の小売電気事業者から調達	公共施設例:
☐ 自営線による直接供給を受けている	公共施設例:

②調達先選定の考え方

☐ 従来の調達先をそのまま継続している
☐ 電源の種類に関わらず、調達価格が最も安価なところから調達している
☐ 自然エネルギー等の低炭素電源の中から調達価格が安価なところを選定している
☐ 価格に関わらず、自然エネルギー等の低炭素電源からの電力を優先して調達している
☐ その他
具体的に:

3. 今後の貴市町の電力供給・調達に関わる考え方について

Q3-1 今後の貴市町の電力供給・調達に関わる考え方について、以下当てはまる項目を一つずつ選んで「○」を記入ください。

- ① 保有電源(発電所)の供給先について
- ☐ 売電価格が最も高価なところに供給したい
- ☐ 売電価格が高価なところを優先するが、域内の公共施設や民間事業所等へ供給することも検討したい
- ☐ 売電価格が同等であれば、域内の公共施設や民間事業所等へ供給するところへ供給したい
- ☐ 売電価格が安価でも域内の公共施設や民間事業所等へ供給することを優先したい
- ☐ その他
具体的に:
- ② 調達先の電源について
- ☐ 電源の種類に関わらず、調達価格が最も安価なところから調達したい
- ☐ 調達価格が同等であれば、自然エネルギー等の低炭素電源からの電力を優先したい
- ☐ 地域の電源や自然エネルギー等の低炭素電源の中から調達価格が安価なところを選定したい
- ☐ 調達価格が高くても、地域の電源や自然エネルギー等の低炭素電源からの電力を優先して調達したい
- ☐ その他
具体的に:

Q3-2 貴市町内のエネルギーに関する取組みについて、近年の取組み・動向等がありましたら教えてください。
(例:エネルギー関連計画の策定、再生可能エネルギー導入補助、民間での動き、その他)

4. その他

補足的なヒアリングが必要な場合、お受けいただけますか。

- ☐ はい
- ☐ いいえ

以上です。ご協力ありがとうございました。

III. 需要家への付加価値サービスの設計

1. 付加価値サービスの目的

廃棄物発電を中心とした地域エネルギー事業を継続的に展開・拡大していくためには、電力供給の安定化・効率化、計画値同時同量への対応とともに、需要側とのマッチング、エネルギーバランスの最適化を進め、廃棄物発電電力の地産地消によるビジネスモデルを構築していく必要がある。

ここでは、昨年度調査で実施したデマンドレスポンスなど需給調整の協力を得るための付加価値サービスの可能性調査結果を踏まえ、北九州市を例とした地産地消のネットワーク事業（地域エネルギー事業）の効率的な運用に向けた「需要家への付加価値サービス設計」を行った。

2. 付加価値サービスの考え方

近年、ICT, IoT 技術やコンテンツメニューの開発スピードが向上し、各種分野でその適用が進んできた。当然、電力システム分野でも、その恩恵は大きいといえる。

従来の電力システムは、電力需要と電力供給のバランスを取ることを優先していたが、東日本大震災を経験して、従来の電力システムでは解決できない課題が明確になり、今後はその課題を克服する方策を検討・具体化する必要がある。その方策として省エネを更に推進する必要があるが、それだけでなく、従来のように負荷需要に合わせて電力供給を変えるのではなく、電力供給状況に応じて柔軟に需要家の消費パターンを変化させるデマンドレスポンス（以下「DR」という。）の重要性が実証実験を通して強く認識されるようになった。現在報告されている消費パターンの変化には「需要削減」と「需要増加」の2通りがあるが、「需要削減」は、効果的にピークカットを行うことで需給ひっ迫を解消するとともに、発電機の建設コストや維持管理コストを削減することができる。「需要増加」は、再生可能エネルギーの導入拡大に伴い電力が余った際に、需要家に対し電力の消費増加を促すことで、系統安定化（電圧や周波数等の電気の品質安定化）に貢献することができる。

「需要削減」の取組みとしては、ピーク時間帯等に電気料金を変動させることで電力の消費パターンを変化させる社会実証（「次世代エネルギー・社会システム実証事業」（平成23年度～平成26年度））があり、ピーク時に最大で20%程度の需要削減が継続的に可能であることが確認された。こうした取り組みと並行して、平成25年度の省エネ法改正を背景に、電気事業者各社からは様々な電気料金メニューが提供されており、平成28年度の電力小売全面自由化に伴って、付加価値サービスを付け加えたより効果のある様々な電気料金メニューが広がっている。

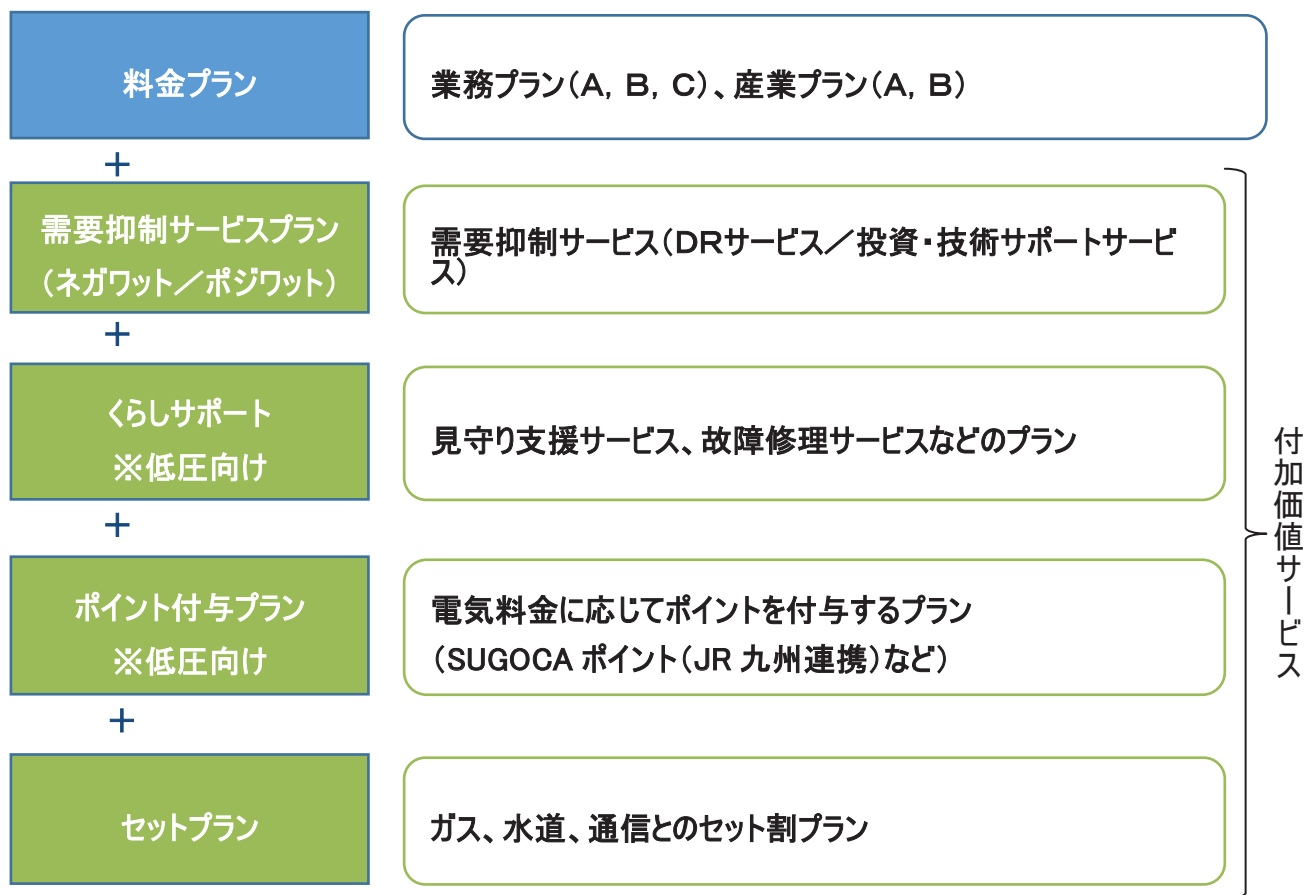
地域の需要家へ電気を供給する地域エネルギー会社では、こうした「デマンドレスポンス」や2017年度に市場創立される「ネガワット取引」などを利用してインセンティブの原資を確保して、供給側と需要家側でWIN-WINとなる付加価値サービスの提供が重要となってきている。

3. 付加価値サービスについて

（1）付加価値サービス

1）サービスメニュー体系

地域エネルギー会社の料金プランに付加価値サービスを付け加えたサービスメニュー体系を以下に示す。



図Ⅲ-1 地域エネルギー会社のサービスメニュー体系の例

各メニューの概要は以下のとおりであり、需要家は料金プランと任意で付加価値サービスを選択することができる。

① 料金プラン

業務向け電気料金の業務プランと産業向け電気料金の産業プランに分けられる。

② 需要抑制サービスプラン

需要家に省エネ、節電などの需要抑制の協力をお願いするサービス。協力して頂いたお客様には報酬（インセンティブ）を支払う。

③ くらしのサポート

低圧のお客様向けにくらしサポートを行うサービス。本サービスの内容については H27 年度で検討したサービスメニュー（「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」調査報告書）を参照。

④ ポイント付与プラン

毎月支払う電気料金にポイントを付与するサービス

⑤ セットプラン

電気に加え他の契約（ガス、携帯電話等）との組合せによるお得なセットサービス

上記サービスのうち需要抑制サービスプラン以外（くらしのサポート除く）のサービスは組合せる契約やポイントが地域エネルギー会社により異なるため、ここでの付加価値サービスの設計は、付加価値サービスメニューとして共通に使用できる需要抑制サービスプランを対象に行った。

（２）需要抑制サービスプラン

需要抑制サービスとは、需要家に省エネ、節電などの需要抑制の協力をお願いし、協力して頂いたお客様には報酬（以下「インセンティブ」という。）を支払うサービスである。

通常、行動や活動を促進するためには何らかのインセンティブを用意することが重要であるため、付加価値サービスのインセンティブの原資確保に2017年度に開設されるネガワット市場を活用する仕組みとした。

１）ネガワット取引の仕組み（概略）

ネガワット取引の概要を以下に示す。

まず供給側と需要家は事前にネガワットに関する契約を結ぶことになる。その上で、以下の順でサービスを進めることになる。

①節電要請

供給側の地域エネルギー会社が需要家に対して節電を要請し了解を得る。

②節電実施によるネガワット原資の確定

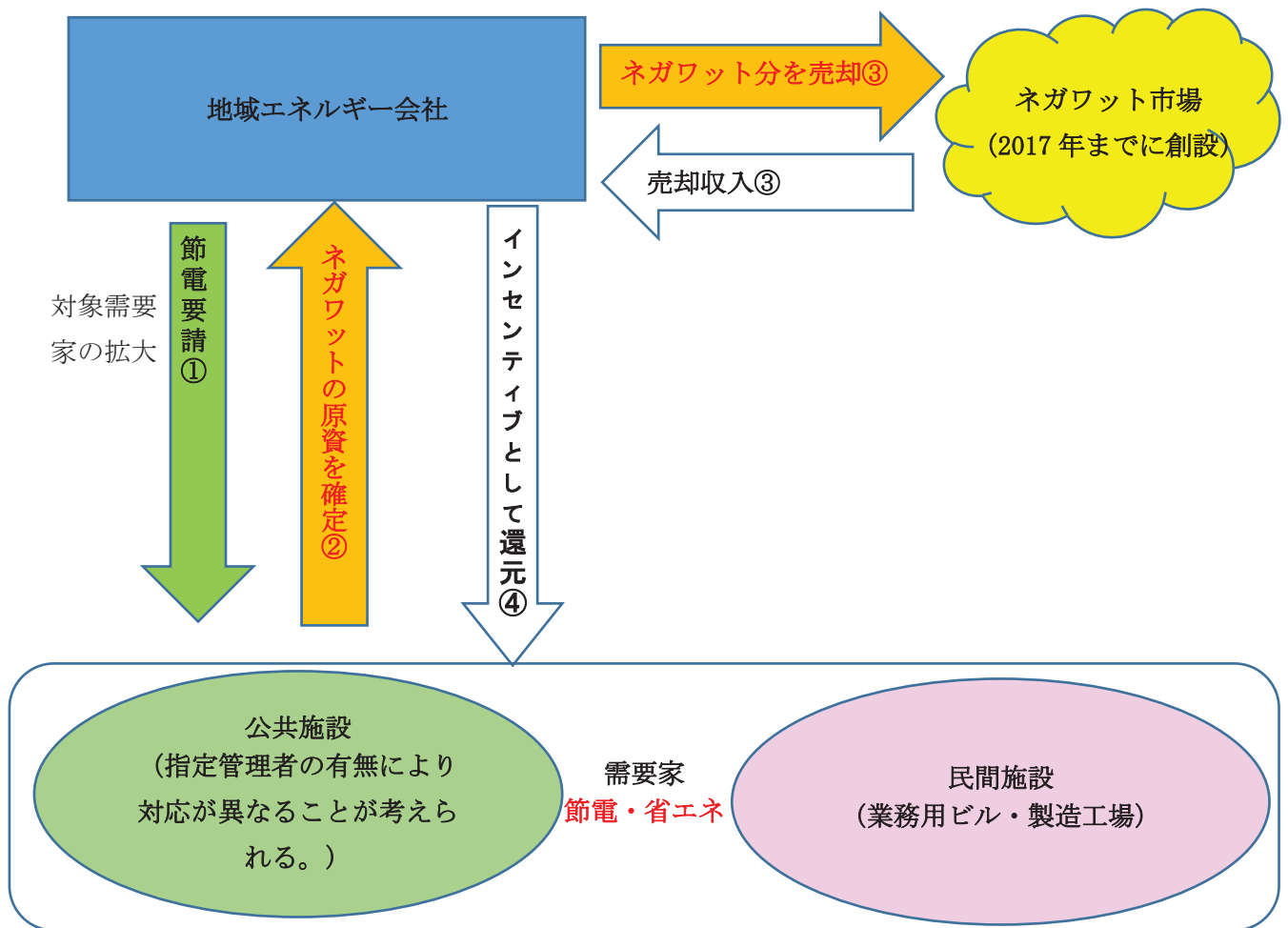
需要家は供給側の節電要請により省エネ対策を実施して、ネガワット原資（削減量）を確定する。ただし、需要家だけでは省エネ対策が進まない場合には地域エネルギー会社がその支援を行うことが重要である。

③ネガワットの売却

供給事業者はネガワット市場に需要家のネガワット原資分を売却し、売却収入を得る。

④ネガワットの還元

供給事業者はネガワット市場からの売却収入の一部をインセンティブとして下記に記載した方法で需要家へ還元する。



図Ⅲ-2 ネガワット取引の仕組み

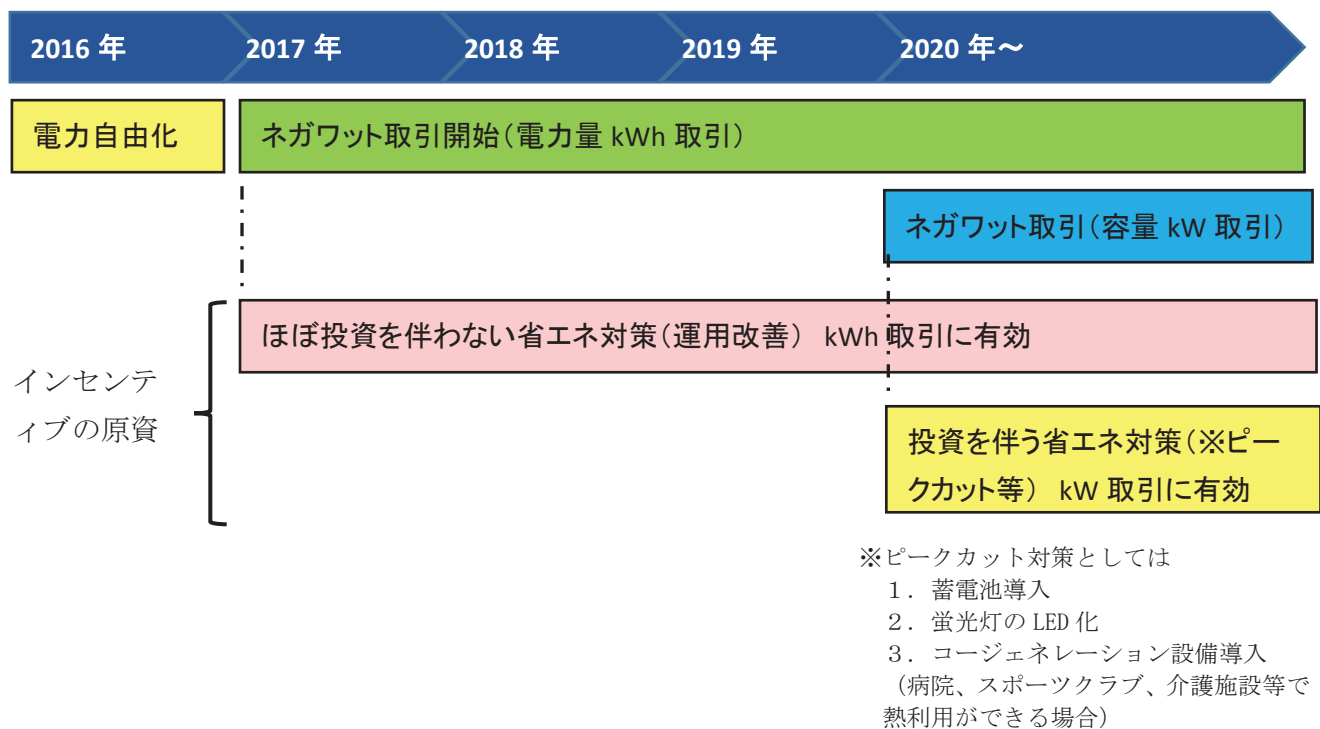
2) ネガワット市場の推移とネガワット取引の原資

ネガワット市場の推移とネガワット取引の原資を以下に示す。

ネガワット取引については、社会実証（「次世代エネルギー技術実証事業」（平成27年度）など）を行い、一般送配電事業者やアグリゲーターにおいて需要削減に関する様々な知見の蓄積が行われたところである。

また、平成27年度に開催した有識者からなる「ネガワット取引の経済性等に関する検討会」（資源エネルギー庁新産業・社会システム推進室）において、ネガワット取引のkWベースでの費用対効果分析を行った。その結果、ネガワット創出のためにかかる費用が約700～7,000円/kW/年（システム費、オペレーション費など）であるのに対して、ネガワット取引による効果が約3,500～9,000円/kW/年（現存する発電設備の維持管理の回避費用＋将来建設する発電設備の投資の回避費用）であるという試算が得られ、経済性の観点からもネガワット取引に一定の意義があることが示されている。

（資源エネルギー庁「ネガワット取引に関するガイドライン」（改定 平成28年9月1日）より）



図Ⅲ-3 ネガワット市場及びネガワット取引の動向等

3) ネガワット取引の活用によるインセンティブメニュー

需要家が省エネ対策を実行・継続すると電気料金を低減できるという大きなメリットを得ることができる。また、ネガワット市場で、その削減分を地域エネルギー会社が売却し利益を得ることもできる。このダイナミックな変化の中で、地域エネルギー会社と需要家が WIN-WIN の状況を構築することが増々重要となる。

地域エネルギー会社としては需要家の利益につながる魅力のあるネガワットメニューを検討・考案する必要がある。下記に需要家に提供するインセンティブメニューを示す。

<インセンティブメニュー>

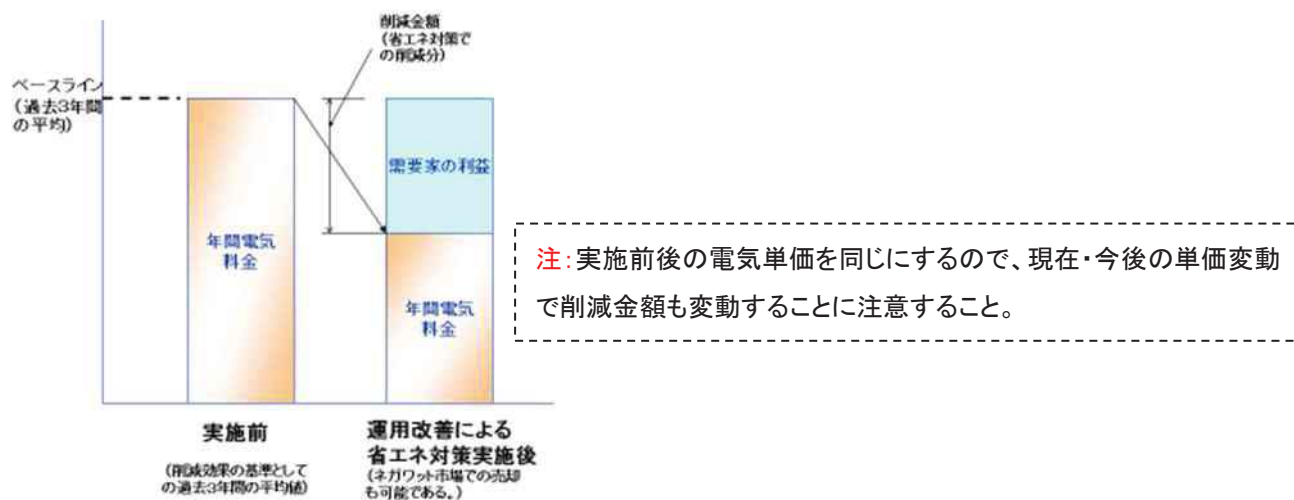
- ・利益還元 : 電気削減費用を需要家に還元するメニュー
- ・投資・技術サポート : 地域エネルギー会社が需要家設備の初期投資を行い、電気削減費用から投資回収を行うメニュー
- ・貢献度評価制度 : 電気削減活動に対して表彰・メディアでの紹介を行うメニュー

① 利益還元

日常の生活の中で、空調・照明設備の運用を見直し、改善するだけで 10%程度の電気が削減できることが、H27 年度の現地調査の結果で判明した。(例えば、空調時間の短縮、空調設定温度の見直し、不要照明の消灯、外気導入量の削減等、後述の「参考. 平成 27 年度省エネ対策アイテム調査結果」を参照) これにより、施設の電気料金を 10%程度下げられるのである。

電気の削減分については、電気料金の低下として還元されるが、ネガワット市場で売却することも可能である。どちらが得になるのかは地域エネルギー会社と相談することが重要である。また、削減分の一部を電気料金低下とし、残り分をネガワットでの売却とする組合せ策も可能である。

地域エネルギー会社としても電気使用量の低下分で新規需要家の拡大やネガワット取引の拡大に繋がる。



図Ⅲ-4 運用改善による省エネ効果の利益還元

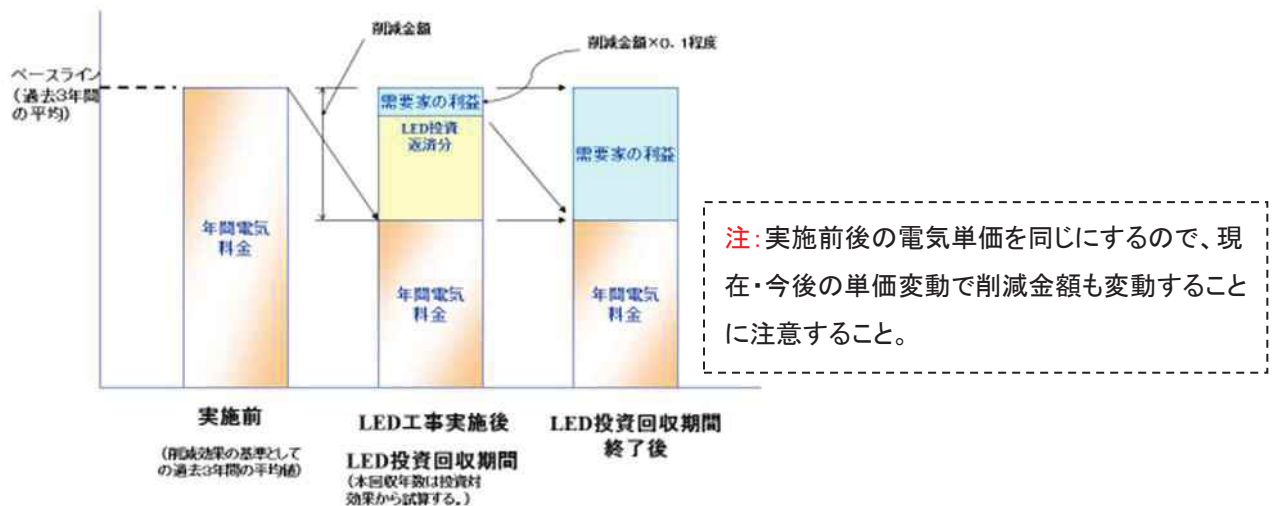
出典：資源エネルギー庁「ネガワット取引に関するガイドライン」（改定 平成 28 年 9 月 1 日）

②投資・技術サポート（特に照明の LED 化）

この方法ではまず誰が投資金額を準備するのが重要となる。需要家に省エネ対策を実行してもらい削減分を多用途に活用できるため、地域エネルギー会社の役割と思われる。これにより、需要家は無償で LED 投資ができるようになり、地域エネルギー会社はその投資の回収を図ることになる。

回収年数期間を決定し、その期間中は次図の中央の棒グラフのように需要家利益を除いた電気料金を回収することになる。その回収期間中に需要家サービスとして LED 化以外の省エネ対策も調査・提案し、更なる電気使用量を削減することも可能である。

この LED 投資を行うと上記①項の運用改善分に更に 10%程度の削減効果が加算される。尚、上記①及び②項で具体的な計画を行う場合には現地詳細調査が必要となる。



図Ⅲ-5 投資技術サポートによる省エネ効果の利益還元

出典：資源エネルギー庁「ネガワット取引に関するガイドライン」（改定 平成 28 年 9 月 1 日）

③貢献度評価制度

省エネ対策は地域への貢献だけでなく、地球環境保護でも重要なファクターである。このように重要な省エネ対策を実行・継続するには、各需要家にも大きな負担（担当部署の創設、部署間調整、対策アイテムの抽出・削減試算・絞り込み・実行・検証等）が掛かるので、その活動成果により表彰・メディアでの紹介を積極的に行い、需要家のモチベーションアップに繋げることが重要と思われる。

例えば、経産省が最近公表した省エネ対策のレベルによるランク付け制度があり、その概要は下記のとおりである。

◆ホテルの省エネ対策、経産省がランク付

(2016. 12. 24 読売新聞より)

評価	行政の対応
Sクラス (優良)	・ホームページで企業名を公表 ・連続達成できれば「星」を付与
Aクラス (一般的)	・特になし
Bクラス (標準)	・登録文書の送付 ・立ち入り検査
Cクラス (要注意)	・改善計画の作成を指示 ・指示に従わなければ、企業名の公表や行政処分を実施

サービス業で事業者の省エネ対策をランク付けする制度が、来年度から本格的にスタートする。

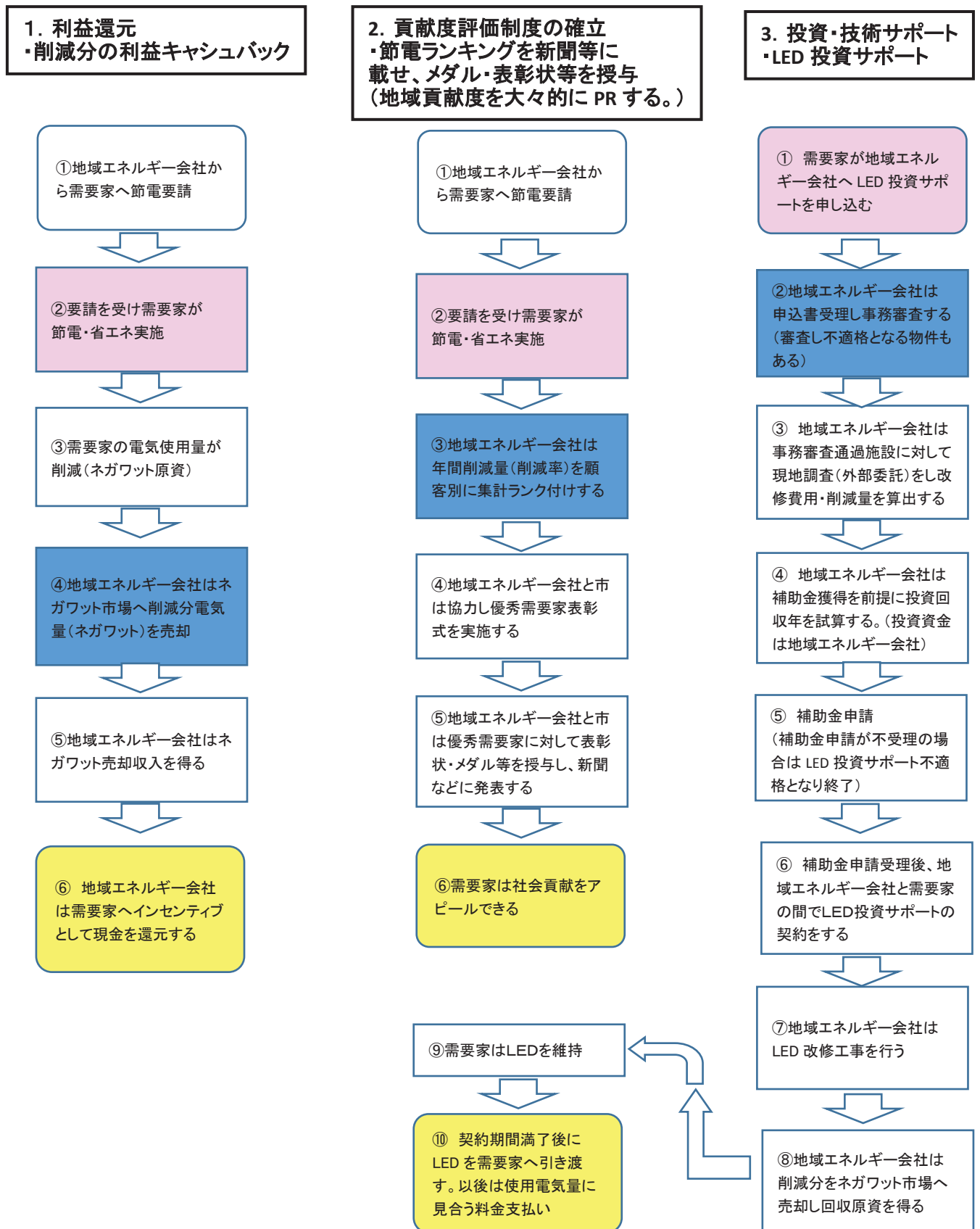
優れた事業者には「星マーク」が与えられる一方で、省エネの取り組みが不十分な事業者には企業名の公表といった罰則が設けられる。事業者間の省エネ競争を促し、温暖化対策につなげるとともに、関連の投資を盛り上げる狙いがある。

経済産業省は来年度から、ホテル事業者の省エネ対策を4段階で評価する。空調や調理、照明などで消費するエネルギーが一定以上になる200社程度を対象に、毎年の電力やガスの消費量などを報告させる。

1年間の取り組み実績を踏まえ、省エネ対策が進んでいる上位1～2割の事業者を「Sクラス（優良）」と認定する。連続でSクラスの事業者には、最高で「五つ星」がつく。

4) インセンティブメニューの運用フロー

3つのインセンティブメニューの運用フローを以下に示す。



図Ⅲ-6 インセンティブメニューの運用フロー

利益還元

① 節電要請

供給側の地域エネルギー会社が需要家に対して節電要請を行う。

② 節電実施

需要家は供給側の節電要請により節電・省エネを実施する。

③ 電気使用量の削減

需要家はあらかじめ決められた電力を削減し、ネガワットの原資を得る。(需要家は削減達成出来ない場合にペナルティーあり)

④ ネガワットの売却

供給側の地域エネルギー会社はネガワット市場に需要家の節電によるネガワット分を売却する。

⑤ 売却収入

ネガワット分を売却することで供給側の地域エネルギー会社は収入を得る。

⑥ ネガワットの還元

供給側の地域エネルギー会社はネガワット市場からの売却収入の一部をインセンティブとして需要家へ現金で還元する。

貢献度評価制度

① 節電要請

供給側の地域エネルギー会社が需要家に対して節電要請を行う。

② 節電実施

需要家は供給側の節電要請により節電・省エネを実施する。

③ 貢献度評価

地域エネルギー会社は年間削減量（削減率）を顧客別に集計し貢献度評価を行う。

④ 評価の実施

貢献度評価に基づき様々な評価を実施する。

⑤ 評価に対する名誉授与

地域エネルギー会社と市は優秀需要家に対して名誉（表彰状・メダル等の授与、新聞発表等）授与する。

⑥ 社会にアピール

節電により需要家は社会貢献をアピールできる。

投資・技術サポート

① 投資サポート申請

需要家は投資サポートメニューの設備改修にあたり、供給側の地域エネルギー会社に対して所定の書類を添えて投資サポート申請を実施する。

② 事務審査

供給側の地域エネルギー会社は申請書類を受理し、審査を実施し投資の可否を検討する。
(不適格と判断した場合はその旨を申請者に通知し終了する)

③ 改修費用等の算出

地域エネルギー会社は事務審査通過施設に対して現地調査(外部委託)をし改修費用・削減量を算出する。

(例. ベースライン使用量を 100%、削減量を 30%と仮定すると)

④ 投資回収年の試算

地域エネルギー会社は補助金獲得を前提に投資回収年を試算する。

(例. 投資回収年数 = (改修費用 - 獲得補助金 + 金利) / 削減量 30%分の支払い金額)

⑤ 補助金申請

補助金申請業務は地域エネルギー会社が行う。

(補助金申請が不受理により投資回収年が規定の年数を超える場合は投資サポート不適格となり終了)

⑥ 投資サポート契約

補助金申請受理された後、地域エネルギー会社と需要家の間で投資サポートの契約をする。

⑦ 改修工事

地域エネルギー会社は投資サポート契約後、改修工事を行う。

⑧ ネガワット市場取引

改修工事完了後、地域エネルギー会社は削減分をネガワット市場へ売却し回収原資を得る。

⑨ 改修設備の維持

需要家は改修設備を契約期間中、自ら改修設備を維持・管理する。

⑩ 改修設備の引き渡し

契約期間満了後は改修設備を需要家へ引き渡し、以後は使用電気量に見合う料金支払い

5) インセンティブメニューのメリット・デメリット

インセンティブメニューは大別すると利益還元や貢献度評価制度のようなソフト対応と投資の伴うハード対応とがある。

ソフト対応は誰でも何処でも何時でも検討・実行できるので、即応性が良いというメリットはあるが、相当な運用改善を計画・実行しないと大きな削減効果が期待できない。それに対してハード対応は投資資金や専門技術者の技術サポート費用が必要となるが、省エネ計画を十分に検討・確定した上で実行するので、計画した削減効果が達成できるメリットがある。

次表にソフト、ハード対応の各々のメニューを示し、実効性を評価した。

① ソフト対応関連

インセンティブメニュー		メリット	デメリット
利益還元	・削減分の利益キャッシュバック	・削減分をそのまま現金として受け取れる。(需要家) ・省エネ対策を促進できる。(需要家、自治体) ・原資はネガワット等で回収できる。(地域エネルギー会社)	・事務手続きが煩雑になる。 ・供給会社の利益がネガワット等で回収できるまで、一時減少する。
	・域内利用仮想通貨の供与	・削減分をそのまま仮想通貨として受け取れる。(需要家) ・域内の経済活性化に寄与する。 ・域内での仮想通貨流通に寄与する。	・原資の確保が必要となる。 ・仮想通貨(金券)ネットワークを作成・管理しなければならない。 ・偽造防止策の立案・実行が必要となる。
	・域内利用商品券等の供与	・削減分をそのまま商品券として受け取れる。(需要家) ・域内の経済活性化に寄与する。	・原資の確保が必要となる。
貢献度評価制度の確立	・節電ランキングを新聞等に掲載、メダル・表彰状等を授与(地域貢献度を大々的にPRする。)	・社会的貢献度をアピールできる。 ・個々の省エネ意識向上が図れる。 ・地域の省エネリーダーとなれる。	・原資が必要となる。
	・北九州パワーの名誉社友に登録(契約上の優遇措置等)	・優良顧客として長い契約が可能となる。 ・特典が付与される。	・特にデメリットは無し。
	・貢献度(節電量に応じた)により「市の広報紙」などに紹介する。	・企業のイメージアップにつながる。 ・個々の省エネ意識向上が図れる。 ・地域の省エネリーダーとなれる。	・特にデメリットは無し。
	・貢献度により㊦マークを配布し、外部から一目で貢献がわかるようにする。	・外部に対して常に社会貢献をアピールできるので、営業活動には有利となる。	・軽微な事務手続きが増える。例えば、㊦マークのデザイン・作成等
	・節電達成に対して称号を提供する。(バッジ進呈)	・企業で働いている人のモチベーションが向上する。	・軽微な事務手続きが増える。例えば、バッジの作成等

② ハード対応関連

インセンティブメニュー		メリット	デメリット
投資・技術サポート	・LED 投資サポート	・さらなる削減が見込める。(ネガワットの原資になる。) ・省エネ対策を大幅に推進できる。(省エネ法対応等) ・補助金が獲得し易い。 ・CO₂ 排出量取引で利益アップが可能となる。	・サポート技術及び費用が必要となる。 ・回収スキームを構築する必要がある。 ・補助金申請手続き業務が必要となる。 ・CO₂ 排出量取引業務が必要となる。
	・高効率空調機更新投資サポート	同上	同上
	・蓄電池投資サポート	同上	同上
	・非常用発電活用サポート (常用へ改造)	同上	同上(ただし CO ₂ 排出量取引は除く。)
	・マイクロジェネ投資サポート	同上	同上
	・上記投資を推進容易にする補助金獲得支援 ・ネガワット保証値を 3 年間クリアした場合には無償で現地調査・新省エネメニュー発掘支援	・投資費用を軽減できる。 ・上記により省エネ対象範囲を拡大できるようになる。 ・省エネ診断・アドバイスが無料で受けられる。 ・補助金との組合せで省エネ対策を円滑に推進できる。	・補助金獲得のノウハウが必要となるので、自力か経験豊富な業者とのコラボが必要となる。 ・現地調査・メニュー発掘支援を外部依頼する場合には原資が必要となる。 ・新省エネメニューが発掘できない場合の対応策を決めておく必要がある。

※上記投資を推進容易にする補助金獲得を行い、投資費用を軽減する。

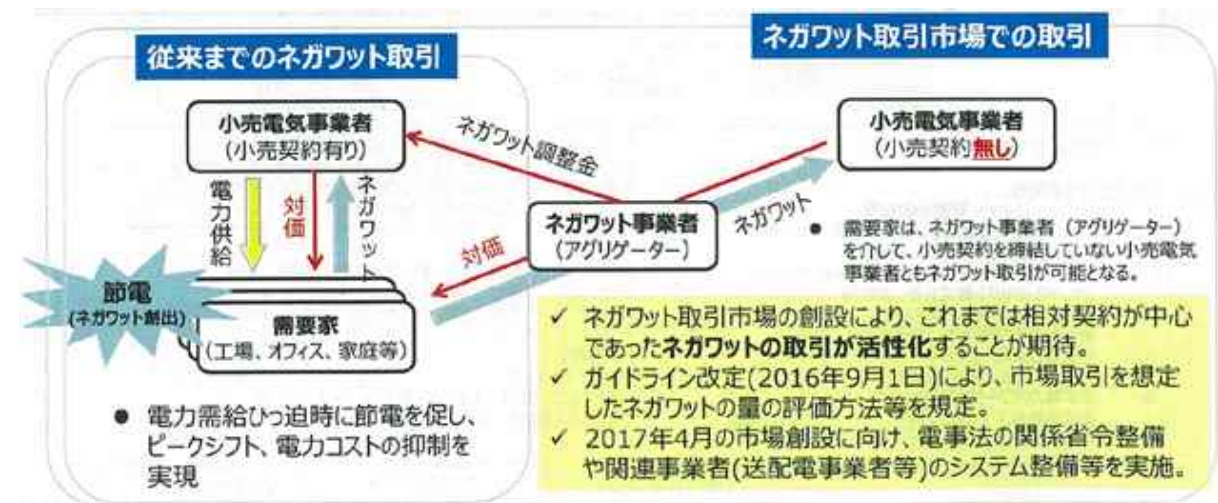
6) インセンティブメニューの導入効果の試算

省エネ対策を計画・実施した場合、投資対効果を評価することになるが、その投資対効果の試算結果を以下に示す。

<利益還元メニュー>

ア. 運用改善による利益還元モデル

需要家の運用改善により削減した電気使用量を 2017 年度に開設されるネガワット取引により売却するモデルである。(下記図を参照)



図Ⅲ-6 ネガワットを活用した利益還元モデル（イメージ）

出典：資源エネルギー庁「エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス検討会（第5回） - 配布資料」

<条件>

- ① 昨年度調査の7施設の平均値を1施設と考える。
- ② 1施設当たりの延床面積
- ③ 1施設当たりの年間電気使用量
- ④ 運用改善による削減率（過去の調査・検討実績より）
- ⑤ 需要家の電気単価
- ⑥ ネガワット売却単価 ※

2,017	m ²
334,230	kWh/y
10%	
20	円/kWh
25	円/kWh

<推定計算結果>

- ⑦ 削減電気使用量 ③×④
- ⑧ ネガワット売却収入 ⑥×⑦
- ⑨ 需要家への還元 ⑤×⑦
- ⑩ 地域エネルギー会社の利益 (⑥－⑤)×⑦

33,423	kWh/y
84	万円
67	万円
17	万円

※需給調整用電源として用いられる石油火力発電の発電コスト相当は一般的に 30 円程度/kWh であるが、現時点の電力市場が下落傾向であることから、ネガワット売却単価を少し低く抑え 25 円/kWh とした。

<投資・技術サポートメニュー>

ア. LED投資モデル

需要家の照明を蛍光灯からLEDに交換することにより電気使用量を削減し、LEDの導入費用を回収するモデルである。

昨年度調査7施設データを参考にしてLED投資サポートモデルを試算した。

<推定方法>

年間電気使用量から照明・コンセント電気使用量を推定し、蛍光灯からLEDにした場合の削減電気使用量を推定する。

推定したLED照明電気使用量からLED本数を推定し、工事費用を算出する。

<条件>

① 昨年度調査の7施設の平均値を1施設と考える。

② 1施設当たりの延床面積

③ 1施設当たりの年間電気使用量

④ 施設の設備全体に対する照明・コンセントの比率

(出典:省エネセンターのビル省エネ手帳)

⑤ 照明・コンセント中の照明比率(推定)

⑥ 照明の内LEDに交換可能な割合(推定)

⑦ LEDによる削減効果(40W→13.2W)

⑧ 稼働時間

⑨ 年間稼働日数

⑩ LED1本当たり消費電力

⑪ LED単価(工事費込み)

⑫ 電気単価

2,017	m ²
334,230	kWh/y
42.4%	

50%	
70%	
67%	
10	h/d
293	d/y
13	w/本
10,000	円/本
20	円/kWh

<推定計算結果>

⑬ LEDへ交換可能部分の照明使用量 ③×④×⑤×⑥

⑭ 削減電気使用量 ⑬×⑦

削減率 ⑭/③

⑮ 年間LED使用量 ⑬－⑭

⑯ 時間当たりLED消費電力 ⑮/(⑧×⑨)

⑰ 推定LED本数 ⑯/⑩

⑱ LED工事費 ⑰×⑪/10000

⑲ 削減金額 ⑭×⑫/10000

⑳ 投資回収年数 ⑱/⑲

49,600	kWh/y
33,232	kWh/y
9.9%	
16,368	kWh/y
5586	W
423	本
423	万円
66	万円
6.4	年

※投資回収の原資にネガワット関連利益は含まれていない。

イ. 高効率空調機更新投資モデル

需要家の空調を高効率の空調機に更新することにより電気使用量を削減し、高効率空調機の導入費用を回収するモデル。

昨年度調査 7 施設データを参考にして高効率空調機更新投資サポートモデルを試算した。

<推定方法>

年間電気使用量から空調電気使用量を推定し、現状 PAC から最新高効率 PAC にした場合の削減電気使用量を推定する。

<条件>

① 昨年度調査の個別空調 PAC 方式 2 施設の平均値を 1 施設と考える。

② 1 施設当たりの延床面積

1,173	m ²
325,986	kWh/y
31.1%	

③ 1 施設当たりの年間電気使用量

④ 施設の設備全体に対する空調熱源の比率

(出展: 省エネセンターのビル省エネ手帳)

⑤ 延べ床面積に対する推定空調面積の割合

80%	
25%	
9,000	円/m ²
20	円/kWh

⑥ 高効率機器更新による推定削減率

⑦ 推定機器更新単価(工事費込み)

⑧ 電気単価

<推定計算結果>

⑨ 高効率へ交換可能部分の電気使用量

③ × ④

101,382	kWh/y
25,345	kWh/y
7.8%	
844	万円

⑩ 削減電気使用量

⑨ × ⑥

削減率

⑩ / ③

⑪ 機器更新工事費

② × ⑤ × ⑦ / 10000

更新床面積

938 m²

⑫ 削減金額

⑩ × ⑧ / 10000

⑬ 投資回収年数

⑪ / ⑫

51	万円
16.7	年

※空調機器更新工事は既存管再利用とする。

ウ. 蓄電池導入投資モデル

a) 鉛蓄電池

需要家の電力ピークカットに鉛蓄電池を活用して需要家の契約電力を下げ、電気の基本料金単価を下げることにより、鉛蓄電池の導入費用を回収するモデルである。

<条件>

① ピークカット電力 対象継続時間 1 時間(空調負荷のように電力ピークが尖っているパターン)

50	kW
----	----

② 電気の基本料金単価 (6.6kV 受電)(推定値)

1600	円 / kW
677	万円
0.85	

③ 設備投資金額

④ 力率割引

<推定計算結果>

⑤ 削減金額	①×②×④×12 か月	81.6	万円
⑥ 投資回収年数	③/⑤	8.3	年

※鉛蓄電池システムの費用は、kWh 当たり 135,476 円（蓄電池は 65,476 円、PCS は 70,000 円で算出）

本費用は、経済産業省平成 27 年度新エネルギー等導入促進基礎調査（蓄電池を活用した新たなエネルギー産業に関する調査）を参照

b) リチウム電池

需要家の電力ピークカットにリチウム蓄電池を活用して需要家の契約電力を下げ、電気の基本料金単価を下げることにより、リチウム蓄電池の導入費用を回収するモデルである。

<条件>

① ピークカット電力	対象継続時間 1 時間(空調負荷のよう に電力ピークが尖っているパターン)	50	kW
② 電気の基本料金単価	(6.6kV 受電)(推定値)	1600	円 /kW
③ 設備投資金額		1,078	万円
④ 力率割引		0.85	

<推定計算結果>

⑤ 削減金額	①×②×④×12 か月	81.6	万円
⑥ 投資回収年数	③/⑤	13.2	年

※リチウム蓄電池システム（PCS 含む）の費用は、kWh 当たり 215,568 円で算出

本費用は、経済産業省平成 27 年度新エネルギー等導入促進基礎調査（蓄電池を活用した新たなエネルギー産業に関する調査）を参照

(参考)非常用発電機の常用活用

<条件>

① 発電機容量	50	kW
② 電気の基本料金単価(6.6kV 受電)(推定値)	1600	円/kW
③ 電気従量単価	16	円/kWh(推定値)
④ 発電コスト(託送なし、メンテナンス費用を含む)	9	円/kWh(推定値)
⑤ 年間稼働時間	3000	時間
⑥ 設備投資金額	-	万円 * 1

(改造費+系統連系装置費、工事費等)

⑦ 力率割引	0.85
--------	------

<推定計算結果>

⑧ 契約電力の削減金額	①×②×⑦×12 か月	81.6	万円
-------------	-------------	------	----

⑨ 電気使用量削減金額	$① \times (③ - ④) \times ⑤$	105.0	万円
⑩ 合計削減金額	$⑧ + ⑨$	186.6	万円
⑪ 投資回収年数		-	年

注記：＊1 設備投資金額（特に、改造費）についてはメーカー毎に異なり、常用の場合環境対策（煤煙、騒音、振動等）、要求機能追加等により価格が大きく変動するので、設備投資金額を記載していない。

（参考）コージェネレーション設備投資モデル

コージェネを計画する場合に重要なのは熱負荷の傾向を分析し、その排熱を最大限活用することであるため、熱需要に合わせた容量選定にある。そこで最近一般的に使用される 25kW（または 35kW）を対象に概算を下記する。尚、熱需要が大きい場合には複数台使用することになる。

<条件>

① コージェネ容量	25	kW
② 電気の基本料金単価 (6.6kV 受電)(推定値)	1600	円/kW
③ 電気従量単価	16	円/kWh(推定値)
④ 発電コスト(託送なし、電気・機械メンテ費用を含む)	12	円/kWh(推定値)
⑤ 年間稼働時間	3000	時間
⑥ 設備投資金額 (系統連系装置費、工事費等)	-	万円 * 2
⑦ 力率割引	0.85	
⑧ 排熱回収量(推定値)	139.7	MJ/h
⑨ 都市ガスの低発熱量	40.6	MJ/m ³
⑩ 他のボイラー設備の効率(推定値)	0.95	
⑪ 都市ガス単価(推定値)	100	円/m ³

<推定計算結果>

⑫ 契約電力の削減金額	$① \times ② \times ⑦ \times 12$ か月	40.8	万円
⑬ 電気使用量削減金額	$① \times (③ - ④) \times ⑤$	30.0	万円
⑭ 排熱回収金額	$⑧ / ⑨ / ⑩ \times ⑤ \times ⑪$	108.7	万円
⑮ 合計削減金額	$⑫ + ⑬ + ⑭$	179.5	万円
⑯ 投資回収年数		-	年

注記：＊2 設備投資金額についてはメーカー毎に大きく異なるため、記載していない。

以上で試算した結果を次表にまとめた。

非常用発電機の常用活用化以外は各種条件が整備されれば、インセンティブメニューとして十分機能すると考える。

表Ⅲ-1 インセンティブメニューの投資効果（まとめ）

（注）評価の説明：○良い、△やや難しい、×難しい

試算モデル	需要家への 還元金額	地域エネルギー会社の 利益	投資回収 年数 (年)	評価	評価の理由
利益還元モデル	67 万円	17 万円		○	需要家・地域エネルギー会社共に現金で還元される。
LED投資モデル			6.4	○	投資回収年数が 6.4 年と短く費用対効果が高い。
高効率空調機更新投資モデル			16.7	△	投資回収年数が 15 年を超える場合には補助金の活用により回収年数の短縮を図る必要がある。
蓄電池導入投資モデル 蓄電池を活用した電力 ピークカット			鉛: 8.3 Li: 13.2	△	投資回収年数は長い が、今後更にピークカットの必要性が増すことが考えられる。また蓄電池の低価格化が進むと考えられる。(2020 年に現状の 1/3)
(参考) 非常用発電機の常用活用			—	—	既存業者が改造の有無や改造費を決定するため、不確定要素が大きく、かつ用途変更による消防変更申請が難題である。ただし、活用できるケースもあるので注意が必要。
(参考) コージェネレーション設備 投資モデル			—	—	廃熱をどの程度活用できるのかにより評価が異なる。廃熱をほぼ 100%使用できる場合は○、そうでない場合には×である。

7) 需要抑制サービスプランメニューとインセンティブメニュー

インセンティブメニューを基にした需要抑制サービスプランメニューを以下に示す。

①デマンドレスポンスサービス（DR サービス）

DR サービスに協力して頂いた需要家に対して、利益還元および貢献度評価のインセンティブを与えるサービスである。

需要家は地域エネルギー会社のデマンドレスポンス要請を受けて、施設の需要を調整する。需要調整には間接制御と直接制御（×EMS 経由）ある。

②投資・技術サポートサービス

投資・技術サポートサービスは、地域エネルギー会社が初期の設備投資を行い、需要家の電気代削減費用から設備投資を回収するサービスである。

表Ⅲ-2 インセンティブメニューを基にした需要抑制サービスプランメニュー

需要抑制サービスプランメニュー	対応するインセンティブメニュー
デマンドレスポンスサービス（DR サービス）	利益還元
	貢献度評価
投資・技術サポートサービス	投資・技術サポート

8) 需要抑制サービスプランの対象施設

需要家施設毎の需要抑制サービスのメリット／デメリットを次表に示す。

表Ⅲ-3 需要家施設ごとの需要抑制サービスのメリット・デメリット

料金プラン	対象施設	サービス	メリット(○)／デメリット(×)
産業用	・工場 ・研究所など	需要抑制サービス (ピークカット／需要シフト)	○節電・省エネにより光熱費削減となる。 ○削減量に見合うインセンティブを得られる。
			○削減した電力による CO ₂ 排出量が減少し、地域の環境保全に貢献でき、イメージアップとなる。
			×ピークカット用機器導入費の確保とその導入費が回収できるインセンティブが必要。(設備導入) ×節電・省エネ対策に多少のマンパワーが必要。
業務用	・民間施設 ・公共施設 (指定管理者有:省エネ削減による施設側メリット有)	需要抑制サービス (ピークカット／需要シフト)	○節電・省エネにより光熱費削減となる。 ○削減量に見合うインセンティブを得られる。
			○削減した電力による CO ₂ 排出量が減少し、地域の環境保全に貢献でき、イメージアップとなる。
			×ピークカット用機器導入費の確保とその導入費が回収できるインセンティブが必要。(設備導入) ×節電・省エネ対策に多少のマンパワーが必要
業務用	・公共施設 (指定管理者なし) ・公共施設 (指定管理者有:省エネ削減による施設側メリット無)	需要抑制サービス (ピークカット／需要シフト)	一節電・省エネにより光熱費削減となる。 一削減量に見合うインセンティブを得られる。 ○市の経費が削減できる。(市の財務部門)
			○削減した電力による CO ₂ 排出量が減少し、地域の環境保全に貢献でき、イメージアップとなる。
			×ピークカット用機器導入費の確保とその導入費が回収できるインセンティブが必要。(設備導入) ×節電・省エネ対策に多少のマンパワーが必要

4. 具体化にあたっての留意点

付加価値サービス導入にあたっての留意点を以下に示す。

(1) ネガワット取引に関する課題

節電に対するインセンティブは、非常にわかりやすい動機付けとなることから「ネガワット取引」が普及していく可能性はある。しかし、新たな電力需給運用の仕組みであり、ネガワットが取引される環境が未だ未整備であることから、本格普及までに十分な検証が必要である。

実際に本年度の調査・検討を進める中で幾つかの課題を消化できたと考える。しかし、ネガワット市場は未だスタートしていないことから今後発生しそうな課題を下記に示す。

- ① ネガワット市場の参加者のリスクヘッジの取り方（仲裁、裁判、刑罰等）
- ② 削減量未達時の救済措置（悪意が伴う場合以外）
- ③ 省エネ投資資金調達方法（割安融資制度等）
- ④ 独立した補助金制度の確立
- ⑤ 参加したくなるインセンティブメニューの充実
- ⑥ 指定管理者以外の公共施設の省エネ促進方法の検討・実行・対象施設拡大策

※自治体が実際に管理・運営している公共施設では利益還元や投資・技術サポートには興味が沸かないため、何を提案すれば興味を引き出せるのかが課題である。更なる意識調査を継続し、本質的なニーズを発掘し、メニューの拡大・向上を図る必要がある。

(2) ネガワット導入による供給側／需要側の課題

ネガワット導入によるメリット・デメリットを供給側・需要家側それぞれに列記すると同時に課題を記す。特にデメリットの克服がキーとなる。

次表の通り、供給側、需要家側双方に多少のデメリットはあるが、実現可能な制度であると言える。

表Ⅲ-4 ネガワット導入によるメリット・デメリット等

	メリット	デメリット	課題
供給側 (地域エネルギー会社)	・節電効果でネガワット売却益獲得か需要家拡大ができる。	・ベースライン設定等、手続きが煩雑で、インセンティブの原資を確保する必要がある。	経験不足のため手続きや検証方法
	・DR またはピークカット用機器(蓄電池、LED 照明、コージェネ等)導入で、発電量の余剰分を他に活用できる。	・ピークカット用機器導入費の確保とその回収方法の検討・確立が必要である。	経験不足のため手続きや検証方法
	・節電と同時に CO ₂ も削減できるので、CO ₂ 排出取引での利益が見込める。	・2次的効果なので、デメリットなし。	
	・需要家拡大により、将来的には独立電力会社化が可能である。		
需要家側 (公共施設、民間施設)	・節電・省エネにより光熱費削減となる。ただし、インセンティブの原資分は削減とらない。	・節電・省エネ対策に多少のマンパワーが必要となる。	
	・削減量に見合うインセンティブを得られる。	・節電・省エネ対策実施時に多少の費用が発生する場合がある。	多少の投資が伴う
	・削減した電力による CO ₂ 排出量が減少し、地域の環境保全に貢献でき、イメージアップとなる。		

参考. 平成 27 年度省エネ対策アイテム調査結果（前項 3.（2）3）①関連）

平成 27 年度調査対象施設ごとの基本データ（延べ床面積・エネルギー原単位）及び対象施設の用途に沿った平均エネルギー原単位を下表に示す。

	施設名	用途	延床面積 ㎡	エネルギー 原単位 MJ/㎡・年	対象分野平 均原単位 MJ/㎡・年
平成 27 年 度 7 施設	需要家 A	その他の商業ビル	981	3827	3380
	需要家 B	図書・美術・博物館	1364	2014	1560
	需要家 C	図書・美術・博物館	468	836	1560
	需要家 D	図書・美術・博物館	3392	1283	1560
	需要家 E	図書・美術・博物館	2459	636	1560
	需要家 F	集会所	1284	996	1290
	需要家 G	庁舎（その他）	4171	2218	1560

平成 27 年度調査物件データより省エネ対策アイテム別の削減率及び削減電力量を下表に示す。

省エネ対策アイテム別削減率

	施設名	用途	省エネ対策アイテム別削減率試算値							
			合計	空調 時間の短 縮	室内 温度 設定 値の 変更	外気導 入量の 削減	蛍光灯 の L E D 化	変圧 器の 最適 容量 化	冷温 水ポ ンプ の I N V 化	空調 機の I N V 化 と省 エネ ベル トの 採用
平成 27 年 度 7 施設	需要家 A	その他の商業ビル	24.8%	3.5%	1.6%	5.0%	14.8%	－	－	－
	需要家 B	図書・美術・博物館	28.7%	3.9%	1.6%	7.5%	14.8%	1.0%	－	－
	需要家 C	図書・美術・博物館	3.7%	1.7%	－	－	2.0%	－	－	－
	需要家 D	図書・美術・博物館	41.9%	3.5%	1.6%	13.9%	14.8%	1.1%	3.6%	3.5%
	需要家 E	図書・美術・博物館	25.0%	3.5%	1.6%	5.2%	14.8%	－	－	－
	需要家 F	集会所	26.3%	3.5%	1.6%	6.5%	14.8%	－	－	－
	需要家 G	庁舎（その他）	27.3%	3.5%	1.6%	7.5%	14.8%	－	－	－

省エネ対策アイテム別削減電力量

	施設名	用途	省エネ対策アイテム別削減電力量試算値 (kWh/年)							
			合計	空調時間の短縮	室内温度設定値の変更	外気導入量の削減	蛍光灯のLED化	変圧器の最適容量化	冷温水ポンプのINV化	空調機のINV化と省エネベルトの採用
平成 27 年度 7 施 設	需要家 A	その他の商業ビル	93,442	13,006	5,853	18,729	55,855	-	-	-
	需要家 B	図書・美術・博物館	79,095	10,714	4,285	20,570	40,898	2,628	-	-
	需要家 C	図書・美術・博物館	1,454	678	-	-	776	-	-	-
	需要家 D	図書・美術・博物館	183,029	15,081	6,786	60,794	64,765	4,599	15,811	15,192
	需要家 E	図書・美術・博物館	39,271	5,421	2,439	8,131	23,280	-	-	-
	需要家 F	集会所	33,790	4,435	1,996	8,315	19,045	-	-	-
	需要家 G	庁舎（その他）	253,155	32,027	14,412	69,177	137,539	-	-	-

IV. 事業性の評価

1. 事業実現可能性と評価項目の考え方

地域エネルギー事業の評価指標としては、主に「事業性」と「地域貢献性」の2つの観点が挙げられる。

事業性は、地域エネルギー事業が事業として成り立ち、継続して運営できるための基盤であり、単年度での事業採算性が確保できるか、長期的に見た場合にリスクをどう排除していくか、資金繰り面での留意点は何か等を検討する必要がある。昨年度調査においては、単年度の事業採算性を中心に評価を行ったが、本調査では、自ら需給管理を行うとした場合の事業採算性に加えて、資金繰りの面や長期的なリスクについても目を配り、地域エネルギー事業が総体として継続していくための課題を検討することとした。

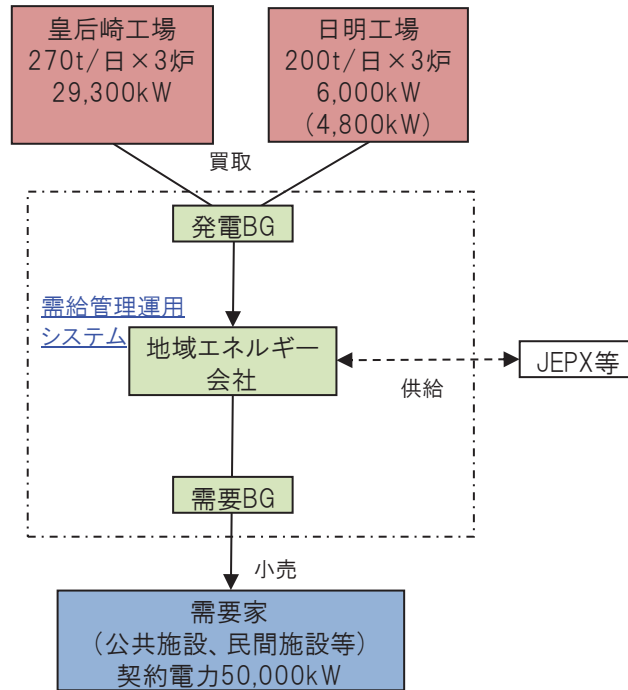
地域貢献性については、エネルギーの地産地消をより高めていくことによる地域低炭素化への貢献や、地域内の需要家や行政としてのコスト削減効果、地域内の雇用創出や経済波及効果といった観点からも評価を行うこととした。

特に、エネルギーの地産地消の状況については、需要家のエネルギー起源CO₂排出量の削減や、発電側の電源を活かした地域低炭素化の効果がどの程度活かしきれているかを測る指標ということもできることから、地域エネルギー事業のポテンシャルを検討する意味で整理をすることとしている。

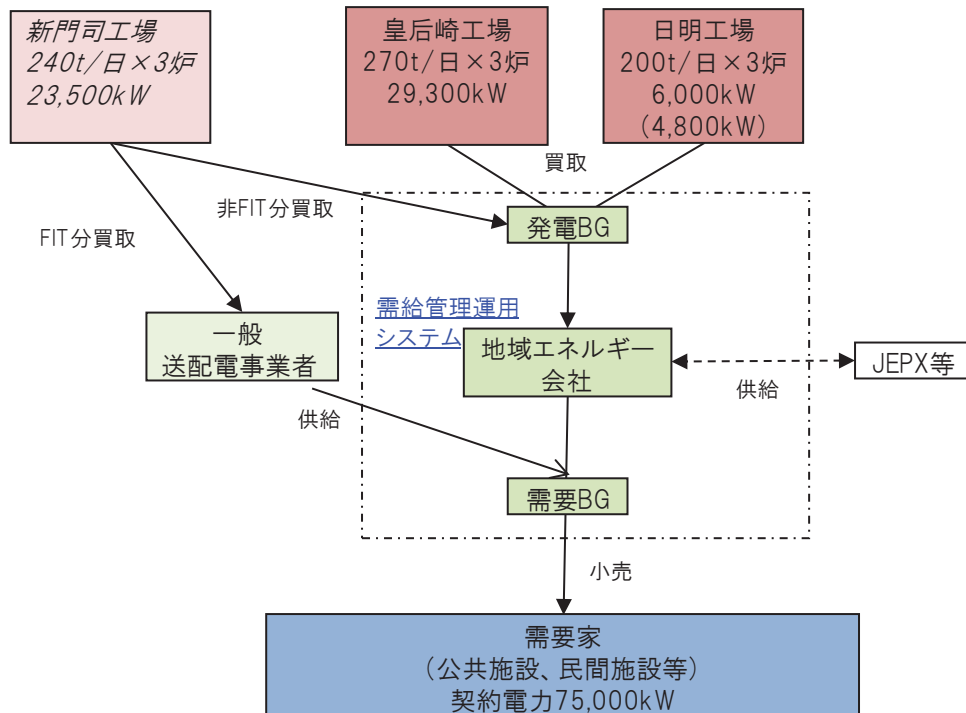
2. 事業性及び地域貢献性の評価

需給管理実施段階モデルと、将来的な規模拡大時のモデルの2ケースを設定して、事業性及び地域貢献性の評価を行った。

各ケースの概要は次図のとおりである。



図IV-1 需給管理実施段階モデル



図IV-2 将来的な規模拡大モデル

(1) 現状の需給管理実施段階モデル【ケース1】

現状の発電規模、需要規模をベースに、地域エネルギー会社が単独で需給管理を運用した場合の事業性を評価した。

1) 評価条件

①発電側

- ・廃棄物発電施設 2 工場 計 34.1MW
皇后崎工場 29.3MW
日明工場 6.0MW (4.8MW)
- ・使用データは平成 28 年度実績値とし、直近のデータは過去データの平均値で追補した。
- ・調達価格は、JEPX 実績平均と同等とし、9 円/kWh (税抜) と設定した。

②需要側

- ・公共施設等 50MW ※自ら需給管理を行う時点での需要規模を想定
- ・使用データは平成 28 年度実績値とし、データが確認できた 104 施設分のデータ (計 11.6MW) から 50MW 分のデータを調製した。
- ・公共施設等のほか、廃棄物発電施設の全停時の購入電力量も需要側に含めた。
- ・供給価格は、基本料金 1908.36 円/kW、従量料金夏季 10.58 円/kWh、他季 9.67 円 (燃料調整費込。基本料金について九州電力の -5%。いずれも税込。) とした。

③計画値同時同量の調整方法

- ・発電及び需要予測 I 章に示す予測プログラムにより、当日予測を行うケースとした。
- ・常時バックアップ 九州電力価格により 1,000kW で契約
- ・市場調達・売却 JEPX (スポット市場) から不足分を調達又は余剰分を売却するものとした。
調達又は売却価格は、平成 28 年度約定実績値によるとともに、実績のない直近部分については、実勢を考慮して設定した。
- ・インバランス精算 常時バックアップ及び市場調達・売却によっても調整しきれなかったインバランス分について、九州電力の平成 28 年度実績平均値 (9.28 円/kWh (税抜)) で精算とした。

④固定費等

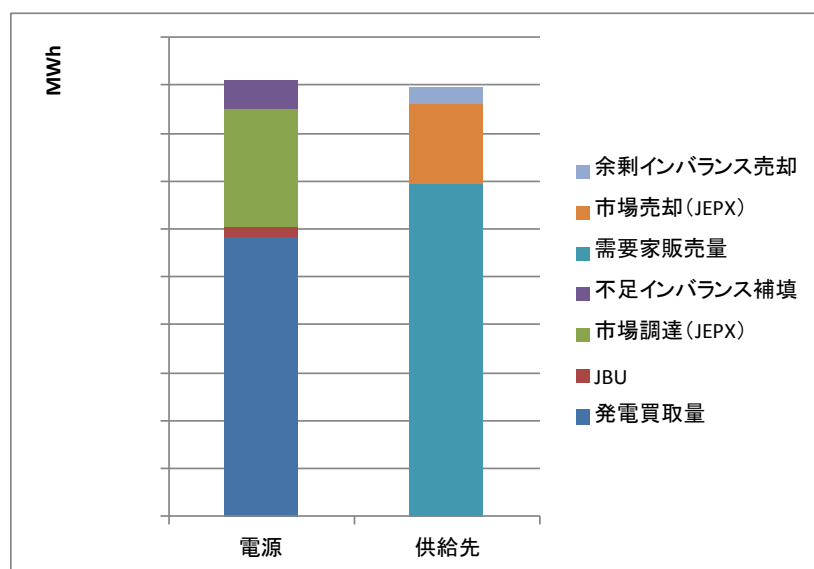
システム費 (25 百万円/年)、労務費 (26 百万円/年: 役員及び職員 3 名)、諸経費等 (15 百万円) について実勢を踏まえて設定した。

2) 評価結果

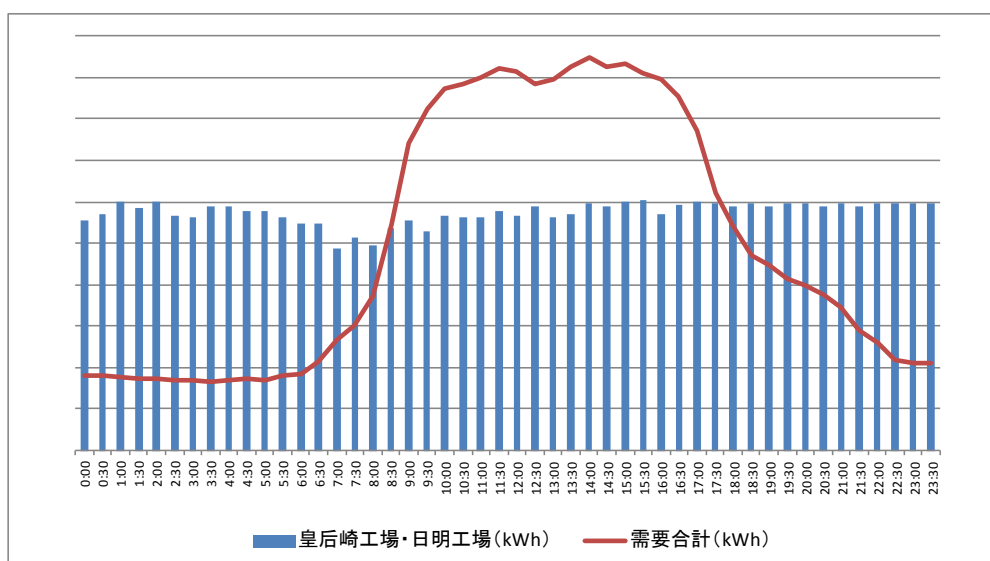
①事業性

シミュレーションの結果、ケース 1 の年間の需給バランスは次図のとおりであり、需要家販売

量が、電源側の電力量を少し上回るバランスとなった。



図IV-3 年間需給バランス（ケース1）



図IV-4 1日の需給バランス例（H28.8.1）

ア．事業採算性

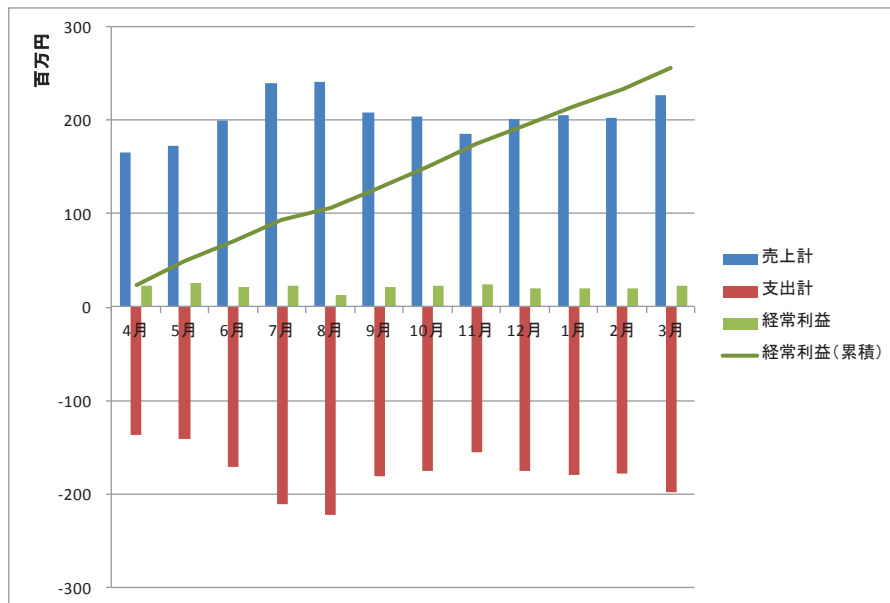
平成28年度の直近の状況を踏まえた事業収支のシミュレーション結果を以下に示す。

年間を通じた事業収支は、売上合計2,454百万円（税抜）に対し、支出合計が2,197百万円（税抜）となり、年間事業収支差額（経常利益）は257百万円と試算された。

表Ⅳ-1 単年度事業収支試算結果

項目	金額（百万円）
売上	2,454
支出 （内インバランス分）	2,197 (48)
経常利益	257
経常利益率	10.5%

月間の推移をみると次図のとおりであり、年間を通してほぼ順調にプラスの収支を維持できる見込みである。



図Ⅳ-5 年間事業収支（ケース 1）

イ. 事業継続性

<キャッシュフロー>

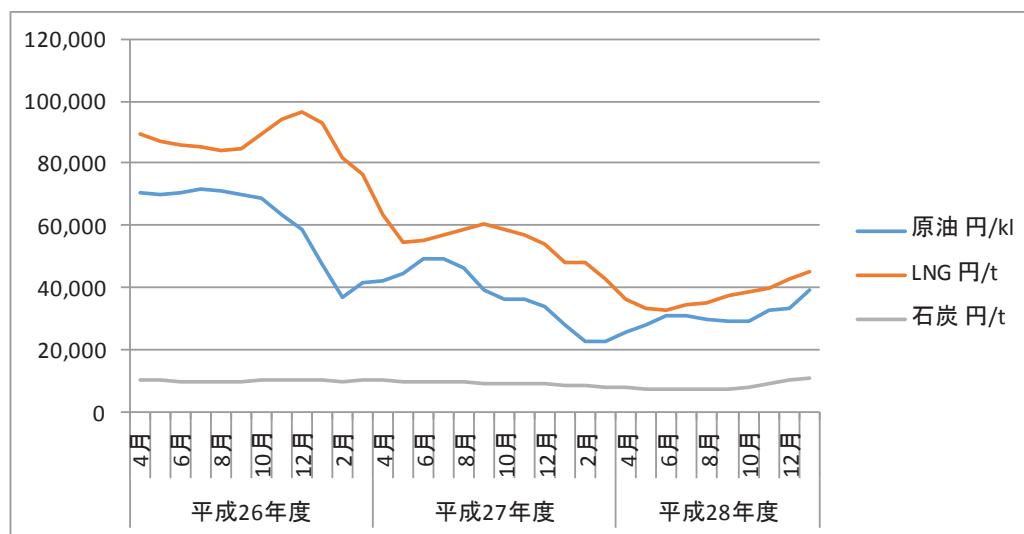
年間の資金繰りについては、月間の累積経常利益のマイナスは生じない試算結果となっていることから、インバランス料金の請求時期のズレを考慮するとしても、一定の安定性を持って資金繰りが可能と考えられる。

<事業リスク>

事業性に影響を与えるリスクとしては、主に以下の事項が考えられる。

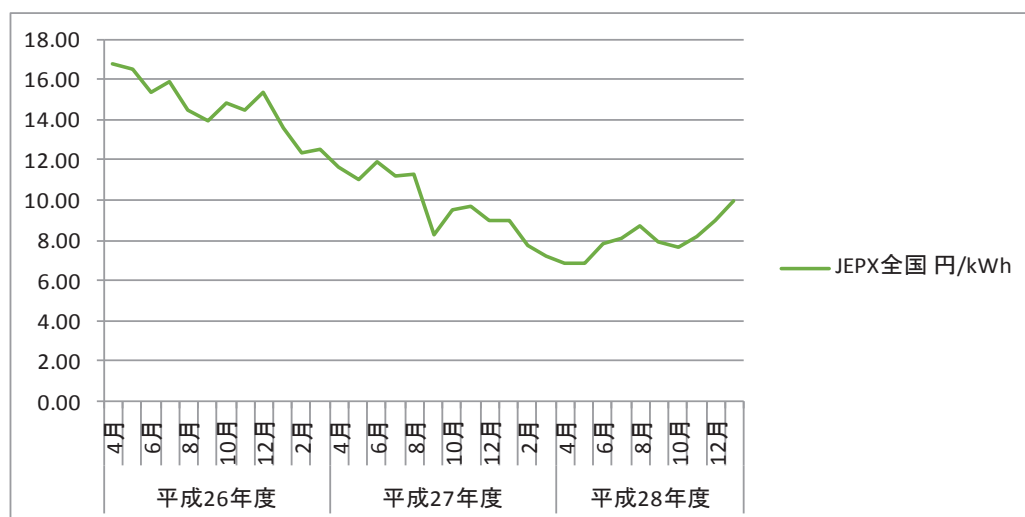
- 燃料調整費の変動リスク
- 電力取引市場（JEPX）価格変動リスク
- その他の制度変更リスク

燃料調整費については、原油、LNG 等の燃料価格の変動に影響を受けるが、次図のように、平成 28 年度は過去 3 年間で最も低い水準で推移しており、市場調達価格の点で有利に働いていた。



図IV-6 過去3年間の燃料価格の推移
出典) 貿易統計 (石油連盟)

電力取引市場 (JEPX) 価格の変動についても、上記の燃料価格の動向を反映して、本年度前半は特に安値で推移しており、本事業モデルのような供給先として市場調達の割合が高めの事業モデルでは事業性向上に有利に働いていた。



図IV-7 過去3年間の JEPX スポット価格の推移
出典) JEPX 公表情報

仮にケース 1 のモデルにおいて、JEPX スポット価格が平成 26 年度レベル、平成 27 年度レベルであった場合を計算すると次表のとおりとなる。

平成 27 年度レベルであれば大きな影響はないものの、平成 26 年度レベルの価格の場合、事業性が低くなり、電源の確保等により市場調達を抑える等のバランスが必要になると考えられる。

表Ⅳ-2 JEPX スポット価格の違いによる単年度事業収支試算結果

	平成 26 年度 年間平均価格 14.66 円/kWh	平成 27 年度 年間平均価格 9.77 円/kWh	平成 28 年度 年間平均価格 8.57 円/kWh*
項目	金額（百万円）	金額（百万円）	金額（百万円）
売上	2,621	2,487	2,454
支出 （内インバランス分）	2,535 (77)	2,258 (54)	2,197 (48)
経常利益	86	223	256
経常利益率	3.3%	9.0%	10.5%

*一部時期に推定値を含む。

その他の制度変更リスクとしては、非化石市場等の新たな取引市場導入によるリスクや、発電事業者の託送料金負担リスクが想定される。

非化石市場等の新たな取引市場については、特に CO₂ 排出抑制に絡めた事業運営を目指す場合は、非化石価値の取扱いや、購入価格の動向に注意する必要がある。

発電事業者の託送料金負担については、直接的に地域エネルギー会社に影響を及ぼすものではないが、発電事業者への影響から、電源からの買取価格への間接的な影響も考えられることから、今後の動向を注視する必要がある。

また、上記の他、福島第一原子力発電所の事故に係る廃炉費用の負担の枠組みについての議論もあり、今後の動向について注視する必要がある。

②地域貢献性

ア. 事業内エネルギー地産率・地消率

一般にいわれるエネルギー自給率とは別途、電力の地産地消を反映させた地域エネルギー事業内でのエネルギー地産率・地消率（電力の地産率・地消率）を評価した。結果は下表のとおりであり、需要側で消費した電力のうち地産電源（廃棄物発電）の割合は 71%、廃棄物発電電力の地域内での消費は 63%との結果であった。

地消率、地産率ともに拮抗している状況から、比較的需給バランスの取れたモデルといえる。地消率を押し下げる要因は夜間供給電力の部分、地産率を押し下げる要因は昼間のピーク需要電力の部分によるものと考えられる。

今後、事業内地産率・地消率を高め、需給バランスを向上させていくためには、夜間電力の活用や、太陽光発電等の組み込みによる昼間ピークへの対応等が有効と考えられる

表Ⅳ-3 ケース 1 の事業内エネルギー地産率・地消率

	①供給電力の地消率	②需要電力の地産率
電力量（MWh/年）	（地消電力量／供給電力量） 71%	（地産電力量／需要電力量） 63%

イ. 環境性

本事業モデルの環境性（CO₂削減効果）については、次章V. にて整理する。

ウ. 経済効果

本事業モデルの経済効果については、主として行政におけるコスト削減効果と、地域エネルギー事業に伴う地域への経済効果の2つの観点がある。

➤ 行政コスト削減効果

行政におけるコスト削減効果については、廃棄物発電側の売電収入と、需要側公共施設における買電費用とのバランスによって定まる。仮に廃棄物発電側の売電収入に変動がなく、需要側公共施設における買電費用が、地域エネルギー会社と契約することで減少する場合、需要側公共施設における買電費用の減少分が行政全体のコスト削減効果として評価される。

本事業モデルの事業性評価では、需要側の買電価格（基本料金）は九州電力の-5%と設定していることから、これを単純に行政コスト削減効果とすると、下表のとおり年間で53百万円のコスト削減効果が得られる計算となる。

表IV-4 地域エネルギー事業導入前後のコスト削減額の試算

	地域エネルギー 事業導入前	地域エネルギー 事業導入後	コスト削減額 (買電単価-5%)
公共施設等における 買電費用(百万円:税込)	2,273	2,220	-53

注) 現在、地域エネルギー会社と買電契約している施設の前後でのコスト削減効果を表す。
内数として若干の民間施設が含まれるが、ここでは区分していない。

➤ 地域への経済効果

地域エネルギー事業に伴う経済効果としては、i) 地域エネルギー会社の運営に伴う雇用創出効果、ii) 需要家が支払う電力料金の外部流出抑制効果とこれに伴う域内経済への波及効果の2つが考えられる。

このうちii) については、地域エネルギー事業の導入に伴う地域への経済効果について、環境省が提供する「地域経済循環分析用データ」により検討した。

「地域経済循環分析」とは、環境省が水俣市の地域振興への支援で培った、地域経済の全体を俯瞰し、地域の強みと課題を、資金の流れを中心に把握する経済分析の手法とされ、市町村単位の産業連関表及び地域経済計算のデータ（平成22年度値）を基に、様々な対策・施策の経済効果を把握することができるものである。

本調査では、北九州市の同意を得て、北九州市における「地域経済循環分析用データ」を入力し、地域エネルギー事業の導入に伴う経済効果を検討した。

以下、地域への経済効果の検討結果を示す。

i) 雇用創出効果

本調査における地域エネルギー会社の事業性評価において、事業採算性を確保しつつ、4名（役員1名＋職員3名）の雇用を確保可能との試算を得た。

ii) 地域経済への波及効果

需要家が支払う電力料金の外部流出抑制効果については、地域エネルギー会社による域内公共施設等への電力販売収入額（税抜）である約 22 億円が、市内部に留まる計算となる。「地域経済循環分析用データ」における産業連関表によると、北九州市の公務部門における電気業からの購入額は約 77 億円と推計されるが^{注)}、地域エネルギー会社の取扱量は、そのおよそ 3 割程度に上る計算となる。

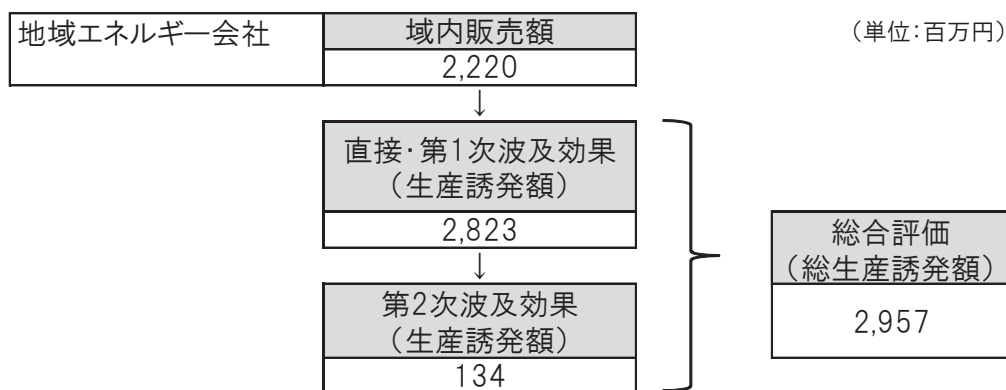
注) 電気・ガス・水道業における公務部門の中間需要量 126 億円に、電気業の総生産額割合 (約 61.5%) を乗じて算出。

次に、22 億円が域内に留まることによる域内経済への波及効果を検討した。

「地域循環分析用データ」を活用し、22 億円の域内生産額が発生したとして、他の産業への影響を計算した結果、次図のとおりとなり、経済波及効果 30 億円との試算を得た。

現状では、地域エネルギー会社の主たる調達先は廃棄物発電（公務部門）であるため、当該公務部門の財政負担軽減等による行政サービスの向上や市民還元等の効果を期待することとなるが、今後民間電源も含めた調達先に広げた場合には、より直接的な波及効果も期待することができる。

なお、本試算においては、地域エネルギー会社（地域新電力事業）の業種について、「卸売・小売業」に分類して試算を行った。取り扱う対象物は電気であるものの、業態としては卸売・小売に類すると考えられたためであるが、今後、産業分類上での定義が定まった場合には、当該分類での評価を行う必要がある。



図IV-8 地域エネルギー事業者の活動に伴う地域経済への波及効果の試算

(2) 将来的な規模拡大モデル【ケース2】

将来的な事業範囲拡大を念頭に、現状の発電規模、需要規模から一定程度の拡大を行った場合の事業性を評価した。

1) 評価条件

①発電側

- ・廃棄物発電施設 3 工場 計 57.6MW

皇后崎工場 29.3MW

日明工場 6.0MW (4.8MW)

新門司工場 23.5MW

- ・使用データは平成 28 年度実績値とし、直近のデータは過去データの平均値で追補した。
- ・調達価格は、JEPX 実績平均と同等とし、9 円/kWh (税抜) と設定した。

②需要側

- ・公共施設等 75MW (電源の増加を考慮し、ケース 1 の 1.5 倍とした。)
- ・使用データは平成 28 年度実績値とし、データに欠損のあった施設を除く 104 施設分のデータ (計 11.6MW) から 75MW 分のデータを調製した。
- ・公共施設等のほか、廃棄物発電施設の全停時の購入電力量も需要側に含めた。
- ・供給価格は、基本料金 1908.36 円/kW、従量料金夏季 10.58 円/kWh、他季 9.67 円 (燃料調整費込。基本料金は九州電力の -5%。いずれも税込) とした。

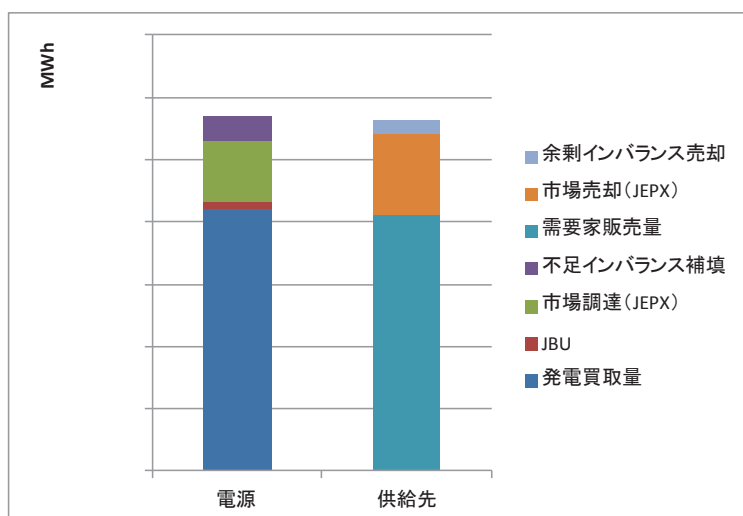
③計画値同時同量の調整方法 ケース 1 と同じ。

④固定費等 ケース 1 と同じ。

2) 評価結果

①事業性

シミュレーションの結果、ケース 2 の年間の需給バランスは次図のとおりであり、電源側の電力買取量と需要家販売量とがほぼ均衡するバランスとなる。



図IV-9 年間需給バランス (ケース 2)

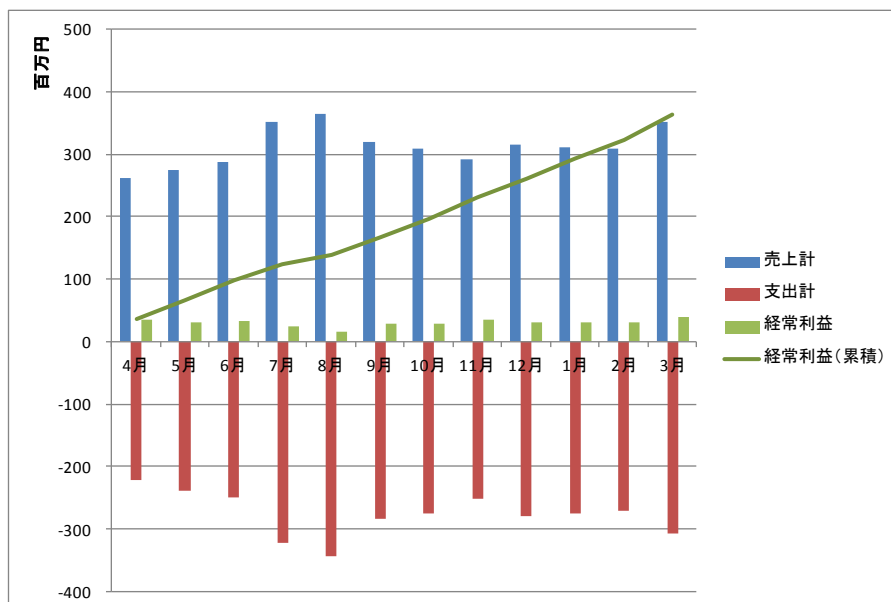
ア. 事業採算性

年間を通じた事業収支は、売上合計 3,751 百万円（税抜）に対し、支出合計が 3,388 百万円（税抜）となり、年間事業収支差額（経常利益）は 363 百万円と試算された。

表Ⅳ-5 単年度事業収支試算結果

項目	金額（百万円）
売上	3,751
支出 （内インバランス分）	3,388 (80)
経常利益	363
経常利益率	9.7%

月間の推移をみると次図のとおりであり、基本的にはケース 1 と同様の結果となっている。



図Ⅳ-10 年間事業収支（ケース 2）

イ. 事業継続性

<キャッシュフロー>

年間の資金繰りについては、月間の累積経常利益のマイナスは生じない試算結果となっていることから、インバランス料金の請求時期のズレを考慮するとしても、一定の安定性を持って資金繰りが可能と考えられる。

<事業リスク>

事業性に影響を与えるリスクとしては、基本的にケース 1 と同様だが、市場依存度が相対的に低くなるため、市場変動リスクには比較的対応性が高いといえる。

仮にケース2のモデルにおいて、JEPX スポット価格が平成26年度レベル、平成27年度レベルであった場合を計算すると下表のとおりとなり、市場価格が平成26年度レベルであった場合でも、経常利益率7%程度を確保することが可能となる。

表Ⅳ-6 JEPX スポット価格の違いによる単年度事業収支試算結果

	平成26年度 年間平均価格 14.66 円/kWh	平成27年度 年間平均価格 9.77 円/kWh	平成28年度 年間平均価格 8.57 円/kWh*
項目	金額（百万円）	金額（百万円）	金額（百万円）
売上	4,065	3,813	3,751
支出 （内インバランス分）	3,770 (127)	3,463 (49)	3,388 (80)
経常利益	295	349	363
経常利益率	7.3%	9.2%	9.7%

*一部時期に推定値を含む。

②地域貢献性

ア. 事業内エネルギー地産率・地消率

ケース2において、電力の地産地消を反映させた電力の地産率・地消率を評価した結果を下表に示す。需要側で消費した電力のうち地産電源（廃棄物発電）の割合は74%、廃棄物発電電力の地域内での消費も69%と、ケース1と比較して需要電力量に対する供給電力量の割合が高まったことにより、地産率が上昇する。

表Ⅳ-7 ケース2の事業内エネルギー地産率・地消率

	①供給電力の地消率	②需要電力の地産率
電力量（MWh/年）	（地消電力量／供給電力量） 69%	（地産電力量／需要電力量） 74%

イ. 環境性

本事業モデルの環境性（CO₂削減効果）については、次章V. にて整理する。

ウ. 経済効果

➤ 需要家エネルギーコスト削減効果

ケース2における需要家側におけるコスト削減効果は下表のとおりで、導入前後で合計78百万円の削減が見込まれる。

表Ⅳ-8 地域エネルギー事業導入前後のコスト削減額の試算

	地域エネルギー 事業導入前	地域エネルギー 事業導入後	コスト削減額 (買電単価-5%)
公共施設等における 買電費用(百万円:税込)	3,388	3,310	-78

注) 現在、地域エネルギー会社と買電契約している施設の前後でのコスト削減効果を表す。
内数として民間施設も含まれることが想定されるが、ここでは区分していない。

➤ 地域への経済効果

i) 雇用創出効果

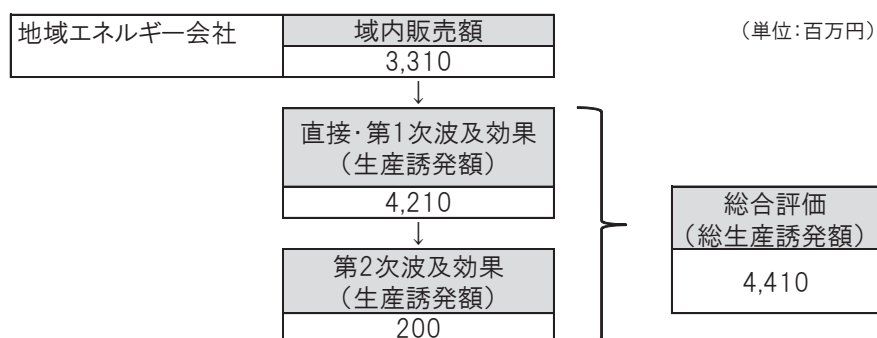
ケース 1 と同様、事業採算性を確保しつつ、4 名（役員 1 名＋職員 3 名）の雇用を確保可能と見込まれた。

ii) 地域経済への波及効果

需要家が支払う電力料金の外部流出抑制効果については、地域エネルギー会社による域内公共施設等への電力販売収入額である約 33 億円が、市内部に留まる計算となる。

33 億円が域内に留まることによる地域内経済への波及効果については、「地域循環分析用データ」を活用し、33 億円の域内生産額が発生したとして、他の産業への影響を計算した結果、次図のとおりとなり、経済波及効果 44 億円との試算を得た。

現状では、地域エネルギー会社の主たる調達先は廃棄物発電（公務部門）であること、地域エネルギー会社（地域新電力事業）の業種について、「卸売・小売業」に分類して試算を行っていること等の前提条件は、ケース1と同様である。



図IV-11 地域エネルギー事業者の活動に伴う地域経済への波及効果の試算

V. CO₂削減効果の検証

1. 地域エネルギー事業に伴う電力供給による CO₂削減効果

本調査における地域エネルギー事業モデルは、市町村が関与する一つの地域エネルギー会社が、地域内発電施設から買い取った電気を、同じ地域の公共施設等に供給する電力の地産地消事業である。従来、一般電気事業者から購入していた公共施設等の電気を、市内のごみ発電電力を買い取る地域エネルギー会社から購入することに切り替えることによって成立する。

従って、本事業を実施することによる CO₂排出量の削減効果は、需要側の電力の購入先を変更したことに伴う CO₂排出量の変化に着目して評価をすることになる。

一方、本事業の地域エネルギー会社は、調査時点で事業開始初年度であることから、温室効果ガス排出量算定・報告・公表制度における電気事業者別温室効果ガス排出係数を有していない。

そこで、電気事業者別温室効果ガス排出係数の計算方法に準じて、電力の地産地消の関係を反映した手法により評価を行った。

本調査における需給管理実施段階モデル（ケース1）及び将来的な規模拡大モデル（ケース2）における CO₂排出量削減効果を評価した結果は次表のとおりである。

評価の結果、本事業モデルの導入により、地産のごみ発電電力を活用することにより、CO₂の実排出量で約 40,000～50,000t・CO₂程度の削減効果が認められた。

なお、本事業モデルにおける新門司工場は、FIT 制度の設備認定を受けており、新門司工場の発電電力は FIT 価格により調達される。従って、FIT 電源由来の電力の環境価値（低炭素性）は、FIT 制度の賦課金を負担する全需要家が公平に享受するものとされていることから、FIT 価格で取り扱われたごみ発電電力による CO₂削減効果を、全て本事業モデルで費やしたコストによって達成したものと評価することが適切かどうかは十分に検討する必要がある。

そこで、ケース2における新門司工場の FIT 分の電力消費量については、ごみ発電電力における FIT 分（バイオマス分）については、全国平均相当として電気事業者別 CO₂排出係数の代替値を用いて評価を行った。

表 V-1 電力の地産地消事業におけるエネルギー起源 CO₂削減効果

			事業開始前	ケース1	ケース2	
				需給管理実施段階 モデル	将来的な規模拡大 モデル	
需要側	廃棄物発電電力購入 量【非FIT分】 ^{注1)}	MWh/年	—	84,086	107,500	
	廃棄物発電に係る CO2排出量原単位 【非FIT分】	t-CO2 /MWh	—	注2)	注2)	
	廃棄物発電電力購入 量【FIT分】 ^{注1)}	MWh/年	—	0	39,735	
	廃棄物発電に係る CO2排出量原単位 【FIT分】 ^{注3)}	t-CO2 /MWh	—	0.552	0.552	
	地域外購入電力量	MWh/年	132,702	48,616	51,816	
	地域外電力に係る CO2排出量原単位 ^{注4)}	t-CO2 /MWh	0.509	0.502 93%	0.502 94%	
				0.509 7%	0.509 6%	
全体	需要側のエネルギー 起源CO2排出量 ^{注5)}	t-CO2/年	67,545	24,429	26,034	47,968
	(CO2排出量原単位) ^{注5)}	t-CO2 /MWh	0.509	0.184	0.131	0.241
地域エネルギー事業に係る 費用 ^{注6)}		千円	—	0	0	
CO2削減量当たりのコスト		千円 /t-CO2	—	0	0	

注1) バイオマス分を60%、非バイオマス分を40%として設定。

注2) 発電の用に供された燃料使用に伴うCO₂排出量を、廃棄物発電用途のために廃棄物の焼却処理に追加的な活動（例えば発電を目的とした燃料消費量の増加等）が生じた場合のCO₂排出量とし、ここでは実質ゼロ相当とする。

注3) 地域内の購入電力量のうちFIT分に、以下のCO₂排出係数を乗じて算出
・地域エネルギー事業者の調整後排出係数がないため、全国平均係数 0.552t-CO₂/MWh(H28.6.10公表)を適用。

注4) 地域外の購入電力量に以下のCO₂排出係数を乗じて算出
・事業開始前: 0.509 t-CO₂/MWh ※九州電力㈱ 実排出係数(H28.12.27公表)
・事業開始後: 市場調達分 = 0.502 t-CO₂/MWh ※JEPX(H27年度)
JBU = 0.509 t-CO₂/MWh ※九州電力㈱ (H28.12.27公表)

注5) 需要側の電源構成から算出。ケース2の左側は実排出量(係数)、右側は調整後排出量(係数)の各々に相当。

注6) 各事業モデルの収支差額。経常利益が出る場合は0と表示。

2. 需要家への付加価値サービスによる CO₂削減効果

地域エネルギー事業による CO₂削減効果には、供給電力の電源に由来する効果の他に、地域エネルギー会社を実施する需要家への付加価値サービスに伴う効果も得ることができる。

ここでは、第Ⅲ章で設計した需要家への付加価値サービスのうち、比較的取り組みやすい3つのメニューを取り上げ、各々全需要家の3分の1ずつが利用すると仮定した場合の CO₂削減効果を試算した。

結果は下表のとおりであり、ケース1の需給管理実施段階モデルにおいて約 1,900t-CO₂/年、ケ

ース2の将来的な規模拡大モデルにおいて、約4,000t-CO₂/年の削減効果が得られるとの試算を得た。

表V-2 需要家への付加価値サービスによるCO₂削減効果の試算

			ケース1 需給管理実施段階 モデル	ケース2 将来的な規模拡大 モデル
利益還元	施設あたりの削減電力量 注1)	MWh/年/施設	33.4	33.4
	需要家施設数 注2)	施設	40	87
	削減電力量	MWh/年	1,337	2,897
	CO ₂ 排出削減量原単位 注3)	t-CO ₂ /MWh	0.509	0.509
	CO ₂ 排出削減量	t-CO ₂ /年	680	1,474
投資・技術サポート (LED投資モデル)	施設あたりの削減電力量 注1)	MWh/年/施設	33.2	33.2
	需要家施設数 注2)	施設	40	87
	削減電力量	MWh/年	1,329	2,880
	CO ₂ 排出削減量原単位 注3)	t-CO ₂ /MWh	0.509	0.509
	CO ₂ 排出削減量	t-CO ₂ /年	677	1,466
投資・技術サポート (高効率空調機 更新投資モデル)	施設あたりの削減電力量 注1)	MWh/年/施設	25.3	25.3
	需要家施設数 注2)	施設	40	87
	削減電力量	MWh/年	1,014	2,197
	CO ₂ 排出削減量原単位 注3)	t-CO ₂ /MWh	0.509	0.509
	CO ₂ 排出削減量	t-CO ₂ /年	516	1,118
合計	CO ₂ 排出削減量	t-CO ₂ /年	1,873	4,058

注1) インセンティブメニューの導入効果の試算結果より

注2) 各メニューについて、全需要家の3分の1ずつが利用と仮定

注3) 事業開始前の九州電力から調達を受けていた時と比較した場合の削減量。

VI. 今後の廃棄物発電ネットワークの拡大展開に向けて

1. 評価結果のまとめ

第IV章及び第V章において評価した地域エネルギー事業の評価結果のまとめを下表に示す。

現状の事業規模としては、発電側の供給電力が需要側の需要電力の 1.7 倍程度となっており、需要家に販売できない多くの電力は市場売却するため、市場価格が低迷した平成 28 年度の事業環境では、経常利益を確保することが難しい状況であった。第 4 四半期の市場価格の回復によって年間トータルでは、収支均衡を図ることが可能だが、年度途中では収支マイナスが続き、相当程度の資金的余裕を要する状況となっている。

地域貢献性については、需要家の消費電力における電力地産率は高く、現在供給を受けている需要家にとっての低炭素化の効果は大きい、逆に廃棄物発電全体の地消率は低い状況であり、これらを地域内に供給することができれば、さらなる地域低炭素化の拡大につなげることが可能と考えられる。

表VI-1 地域エネルギー事業の評価結果まとめ

				ケース1 需給管理実施段階 モデル	ケース2 将来的な規模拡大 モデル
事業規模	発電側	定格出力	kW	34.1	57.6
	需要側	契約電力	kW	50	75
事業性	事業採算性	経常利益	百万円/年	256	363
	事業継続性	将来的な事業環境の変化に伴う対応可能性	-	市場動向によっては 経常利益率減少	市場の変化にもある 程度対応可能
地域貢献性	事業内エネルギー地産率・地消率	廃棄物発電の地消率	%	71%	69%
		需要家消費電力の地産率	%	63%	74%
	環境性	CO2排出量(電源構成由来) ^{注)}	t-CO2/年	-43,116	-53,349
		同 (付加価値サービス由来)	t-CO2/年	-1,873	-4,058
	経済性	エネルギーコスト	百万円/年	-53	-78
		雇用創出効果	人	4	4
		地域内経済波及効果	億円/年	30	44

注)事業開始前と比較した場合の電源構成の変化による需要家のエネルギー起源CO2削減効果(本調査における試算前提条件による)

2. 今後の展望と課題

(1) 地域エネルギー会社自らの需給管理

本調査における需給管理シミュレーション等の結果、昨年度調査から構築を進めてきた需給管理システムを利用することにより、人的負荷を増大させることなく、高精度での余剰電力及び需要電力の予測による計画(発電・販売計画及び需要調達計画)作成、市場取引等の諸手続きを円滑に実

施できる可能性が示唆された。

需要家への付加価値サービスについても、効果の高い手法としてネガワット取引やデマンドレスポンス等を活用したメニューが挙がっており、これらを活用して地域エネルギー事業を展開していくためにも、自らの手で需給管理を行う重要性は高いといえる。

一方、現状の事業規模では、単独での運用には相当の資金的余裕が必要と考えられるため、事業規模の確保による安定運営の見通しを見定めたうえで、自らの需給管理に移行することが重要と考えられる。

（２）事業規模の拡大による事業性の確保

市場価格が低迷する状況では、せっかくの廃棄物発電電力を一般需要家よりも安価で市場売却せざるを得ないため、事業性に大きな影響がある。まずは需要規模を拡大することにより市場依存度を抑制し、安定的な事業収入を得ることが重要である。

そのためには、次項で示す公共性を活かした地域エネルギー事業の展開が重要と考えられる。

（３）複数市町村連携による事業範囲の拡大を通じた地域貢献性の向上

北九州市を例とした廃棄物発電ネットワークの実現可能性については、複数市町村に跨った事業範囲の拡大によるエネルギー供給の安定化や、地域低炭素化の拡大が次の最も大きな展開の方向といえる。

本年度調査において、近隣市町村との連携可能性を検討したところ、複数市町村連携による地域エネルギー事業の意義については概ね理解を得られる感触が得られたことから、今後は、北九州市のような中核都市を核とした広範囲の地域におけるエネルギービジョンを明確にし、その意義を複数市町村で共有しながら、徐々に地域エネルギー事業の範囲を拡大していくことが重要と考えられる。

そのためには、地域エネルギー事業の目指す方向性が、地域の構成市町で共有する課題に対応できるよう検討を重ね、一定の方向性を見定めたうえで、北九州市のような中核的な都市がリーダーシップを取って進めていくことが有効と考えられる。

北九州市のような事業モデルでは、地域の公的電源である廃棄物発電を核として、公共性の高い地域エネルギー事業を展開していくことが可能であり、需要家への付加価値サービスも盛り込んだ上で、真に地域の需要家の便益に資するような事業展開が期待される。

（４）拡大した事業範囲におけるエネルギーマネジメントの可能性

廃棄物発電を核とした地域エネルギー事業では、廃棄物発電をベースロード電源として、適宜市場調達も行いながら地域の需要家へ電力の安定供給を行うことが可能である。

一方、事業範囲が拡大し全体の電力需給規模が増大すると、需給全体を最適化することによる省エネルギー効果、低炭素化効果も大きくなることから、事業範囲全体を見てのエネルギーマネジメントについて検討することが次の展開として重要である。

エネルギーマネジメントの手法としては、いわゆるデマンドレスポンス等の既存手法の他、ネットワーク内に蓄電機能を取り込み、電力供給状況や需要状況に応じた充放電を管理することにより、

ネットワーク全体を仮想発電所として機能させ、ネットワーク内の全体最適化を目指すV P P（Virtual Power Plant）を構築するという選択肢もある。

廃棄物発電を核とした地域エネルギー事業による更なる地域貢献、地域低炭素化の推進に向けて、より高度なエネルギーマネジメントの方向を模索することが期待される。