

Ⅲ. 廃棄物発電施設間の運転計画調整についての検討

1. 運転計画調整の考え方について

(1) 運転計画調整による高度化

複数の施設間で廃棄物発電ネットワークを形成する場合、複数の施設全体として電力供給の安定性を確保するため、複数施設間で運転計画を調整することが考えられる。

例えば 3 施設での調整を考えた場合、法定点検時期が 3 施設同時期となることを避け、1 施設ごとに行うことで、最低 2 施設分の送電電力量は確保できる。また、各施設の稼働炉数についても、送電電力量が大きく落ちる 1 炉稼働を極力避け、3 施設全体で一定の稼働炉数を確保するような運転も、送電電力量の安定確保には有効である。

また、3 施設が一定の地理的範囲にある場合は、施設間で受入ごみの調整を行うことで、個々の施設の安定稼働の確保と、送電電力量の安定化に資することも可能である。

このような運転計画調整は、複数施設を一つの市町村が有する場合に特に実現可能性が高いと考えられ、北九州市では 3 つの清掃工場を有することから、本調査において運転計画調整による高度化の可能性について検討を行った。

(2) 北九州市 3 工場における運転状況の現状

運転計画調整による供給安定性向上等の可能性を検討するため、3 工場の運転状況について確認した。なお、確認の対象年度は、災害廃棄物処理や基幹改良等のない通常処理の状況とするため、平成 22 年度実績とした。

1) 稼働実績

北九州市 3 工場の年間稼働実績（平成 22 年度）は下表のとおりである。

表Ⅲ-1 3 工場の年間稼働実績（平成 22 年度）

月		4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3
皇后崎工場	1号炉												
	2号炉												
	3号炉												
日明工場	1号炉												
	2号炉												
	3号炉												
新門司工場	1号炉												
	2号炉												
	3号炉												

各工場ともに2炉運転を基本としており、3炉運転はほぼ炉の切り替え時に限られている。

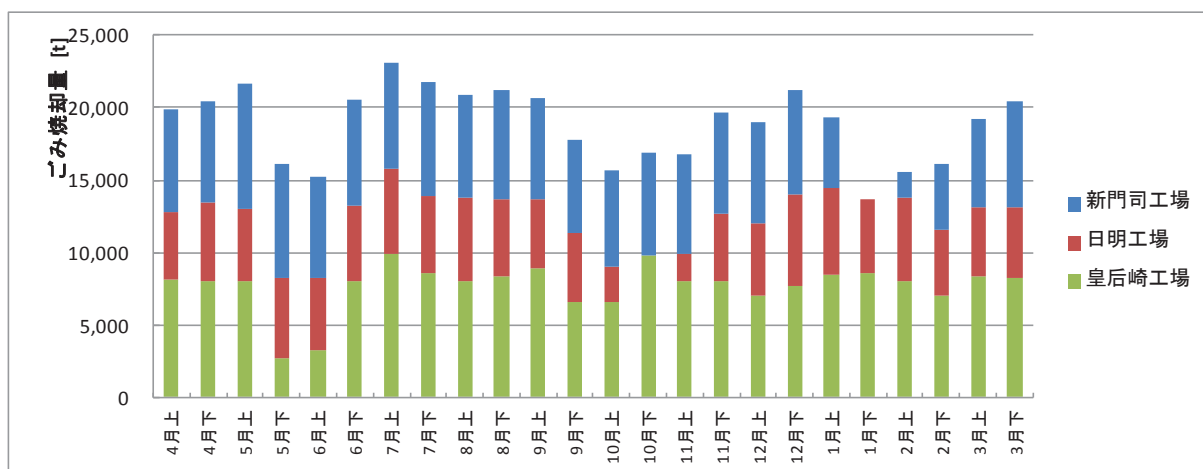
また、長期のオーバーホールや中間灰出し等の定期整備時期についても、3工場で一時期に集中することなく調整されている。

なお、発電機の稼働状況についても確認したところ、1炉運転時には発電機を停止する場が多い状況であった。

2) 焼却量と負荷率

3工場の1年間の焼却量と負荷率を確認した。

年間処理量は下図のとおりで、最も処理量が多いのは皇后崎工場で、続いて新門司工場、日明工場となっている。



図Ⅲ-1 各工場の期毎焼却量

負荷率については、皇后崎工場が定格 270t/日・炉に対して平均 264t/日・炉 (98%)、日明工場が定格 200t/日・炉に対して平均 163t/日・炉 (82%)、新門司工場が定格 240t/日・炉に対して平均 230t/日・炉 (96%) となっている。

なお、各施設の最低焼却処理量は下図のとおりであり、定格処理量に対し、皇后崎工場が 85~87%程度、日明工場が 69~72%程度、新門司工場が 78~81%程度となっている。

表Ⅲ-2 各工場の1炉当たり最小焼却処理量 単位：t/日・炉

処理量最小	t/d	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	最小	定格%
皇后崎工場	1号炉	231		261	263	254	244	263	258	242	260	259	243	231	85.6
	2号炉	237	263		263	252	243	249			257	260	238	237	87.6
	3号炉	259	263	244	262		246	261	262	249	262		234	234	86.7
日明工場	1号炉				149	157	153	152		153	150	152	144	144	72.2
	2号炉	146	154	159	151	160			143	151	153	153	144	143	71.6
	3号炉	138	153	156	162	151	153		157	151	146	146	141	138	69.0
新門司工場	1号炉		217	192	229	224	194	225	195	209	206			192	79.9
	2号炉	216	233	236	220		196	208	215	212	223	210	203	196	81.6
	3号炉	205	219		189	192	207	203	204			201	208	189	78.7

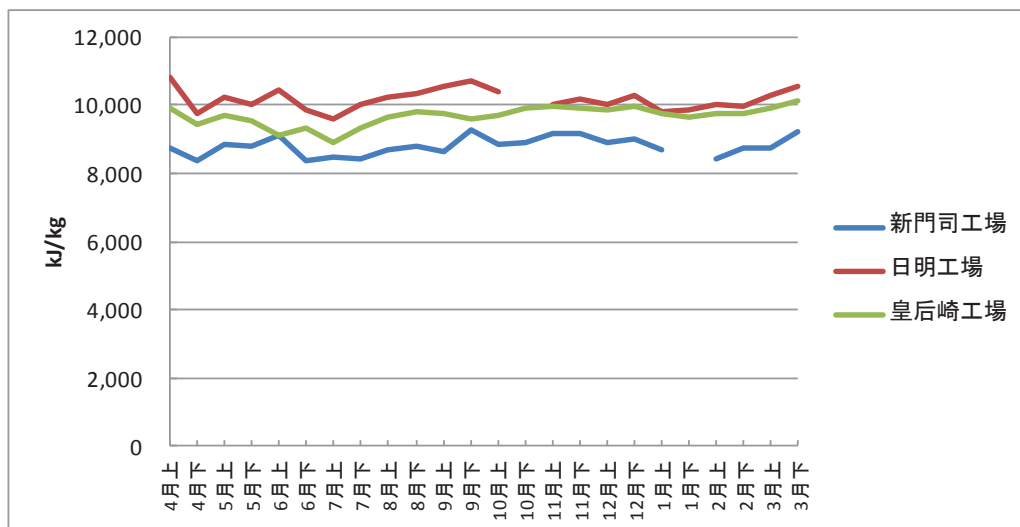
3) ごみ発熱量の状況

3工場のごみ発熱量の状況を確認した。

平均ごみ発熱量 H_a を次式(1)によって求めた。ここで、 B_t : 実績ボイラ発生蒸気量[t]、 B_0 : ボイラ最大蒸気量[t/h]、 G_t : 実績ごみ焼却量[t]、 G_0 : ごみ定格焼却量[t/h]、 H_0 : 設計最高発熱量[kJ/kg]である。

$$H_a = \frac{B_t G_0}{B_0 G_t} \cdot H_0 [\text{kJ/kg}] \quad (1)$$

整理した結果は次図のとおりであり、日明工場で最も発熱量が高く、続いて皇后崎工場、新門司工場となっている。季節的には、年度末、年度初め及び9月下旬が高く、6～7月の梅雨時が低い傾向にあるが、あまり顕著な変化は見られない。



図Ⅲ-2 3工場の期別平均ごみ発熱量

注) 日明工場の10月下旬と新門司工場の1月下旬は全日稼働停止期間

3工場の設計発熱量に対する実際発熱量を下表に整理した。

皇后崎工場は12,600kJ/kgに対して77%、日明工場は10,500kJ/kgに対して97%、新門司工場は12,600kJ/kgに対して70.0%であり、日明工場は発熱量の余裕の少ない状況が伺える。

発熱量の振れ幅(最大値⇔最小値)については、いずれの工場も平均値に対して±5~8%程度である。

シミュレーションにおいては、他工場のごみが一部配分されるので、これらの発熱量の違いを考慮して、後述の発電電力量原単位[kWh/t](焼却ごみ1[t]当たりの発電電力量)を決定するものとする。

表Ⅲ-3 各工場のごみ発熱量の傾向 単位[kJ/kg]

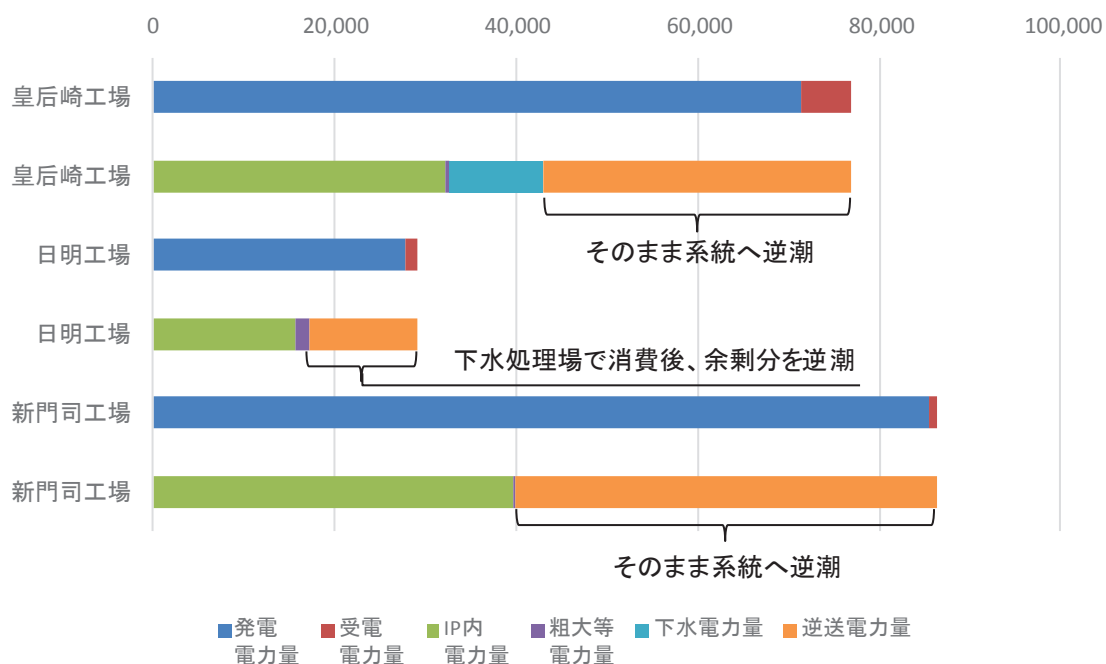
工場名	計画時	平均値 (対計画%)	最大値 (対平均%)	最小値 (対平均%)
皇后崎工場	12,600	9,693 (77%)	10,107 (104.3%)	8,906(91.9%)
日明工場	10,500	10,162 (97%)	10,824(106.5%)	9,601(94.4%)
新門司工場	12,600	8,818 (70%)	9,300(105.5%)	8,353(94.7%)

4) 発電電力量等の状況

3工場の発電電力量、所内電力量、受電電力量、送電電力量などの状況を次図に示す。

日明工場では、下水処理場側が受電点となっているため、日明工場の逆送電力量>下水電力量のときのみ、系統への逆潮が生じる。従ってほとんどの期間で系統への逆潮が生じない状態であり、逆潮が生じているのは、13期(12月下旬)と24期(3月下旬)の2期のみである。

一方、皇后崎工場も下水処理施設へ送電しているが、清掃工場側が受電点となっているため、逆送電力量がそのまま系統への逆潮量になる。また、下水電力量は全量が下水側で消費される。



図Ⅲ-3 3工場の電力量データの状況 単位：MWh/年

発電電力量は、ごみ焼却量、ごみ発熱量、外気条件などにより左右されるが、ある期間で見れば、特に前2者により値が概ね決まると考えられる。ここでは、期間毎の各工場の発電電力量原単位（ごみ1t当たりの発電電力量）を下表のとおり整理した。

表Ⅲ-4 各工場の発電電力量原単位 単位[kWh/t]

工場名	年間平均	3炉稼働時	2炉稼働時	1炉稼働時
皇后崎工場	411	418	423	
日明工場	248	271	248	
新門司工場	555	597	552	385

平均の原単位は、新門司工場が最も高く年間平均 555kWh/t であり、次いで皇后崎工場がその 74%程度 (411kWh/t)、日明工場は新門司工場の 45%程度 (248kWh/t) である。

運転炉数毎の値では、日明工場及び新門司工場では、2炉運転時と3炉運転時とで顕著な差がある。標準的な2炉運転に対して、日明工場では3炉運転時の原単位が9.3%の増加になり、新門司工場では3炉運転時の原単位が8.2%の増加になる。これは3炉運転時には発電機

の負荷率が高まるために（新門司工場では2炉運転時が55%程度、3炉運転時が80%程度）、タービン抽気の効果十分に表れているものと考えられる。一方、皇后崎工場では、2炉運転と3炉運転で原単位の差はほとんど見られない。発電機の負荷率が2炉運転で30%程度、3炉運転で45%程度であり、低負荷率が要因と考えられる。

なお、送電電力量原単位についても、発電電力量原単位と同様、新門司工場、皇后崎工場、日明工場の順となっている。

5) 運転状況に関するヒアリング

3工場の運転の考え方等について、北九州市の各工場にヒアリングを実施したところ、次の情報を得た。

<ヒアリング要旨>

- ・市内3工場へのごみの搬入は3工場の状況（ごみピット残量等）をみて市の施設課で調整を行っている。主には自己搬入ごみや他都市ごみの振り分けを行っている。
- ・対応可能な負荷率は、皇后崎工場が90%～110%、日明工場が75%～85%程度、新門司工場が90%～100%程度である。日明工場では設計当初よりもごみの高質化が進むなどにより定格より下げて運転している。いずれの工場も、負荷を下げすぎると運転が困難となる。
- ・皇后崎工場、日明工場の蒸発量の設定は、ごみ質やごみの燃焼状況に応じて調整を行っている。
- ・皇后崎工場では、設計時からのごみ量の減少により、2炉運転が通常となっており、タービン出力を適正にするための改良工事を行っている。
- ・日明工場のごみピット（貯留可能量）は小さく余裕がない。
- ・日明工場は、隣接の下水処理施設で受電しており、外部への送電も下水処理施設での消費後の余剰が出ているかたちとなっている。

（実施時期：平成27年10月29日、30日）

市内3工場でのごみ量の振り分けについては、3工場の安定処理に支障をきたさないようにすることであり、例えばピット残量が一定レベルを超える工場については、搬入量を抑制し、その分を他の工場へ振り分けるといった対応が行われているということであった。

2. 運転計画調整のシミュレーション

(1) シミュレーションの方針

前項で整理した 3 工場の運転実績から、以下の状況が伺えた。

- ・ 3 工場の点検整備時期等は、現状で、年間を通して重複等しないように調整がされている。
- ・ ごみ発熱量の季節変化はあまり顕著ではないが、比較のごみ発熱量が高い時期や売電単価が高い時期に各工場の発電機が稼働できるよう運転されている。
- ・ 1 炉運転時は発電機を停止することが多い。
- ・ 3 工場とも 2 炉運転を原則としており、例えば一つの工場を意図的に 3 炉運転とすると、他の工場で 1 炉運転の期間が相当生じる可能性がある。
- ・ 3 炉運転と 2 炉運転時で発電量原単位に差異がある工場がある一方で、差異のない工場もある。
- ・ 市内 3 工場へのごみの搬入は 3 工場の状況（ごみピット残量等）をみて市の施設課で調整を行っている。

運転計画調整については、前項 1. (1) で示したように、3 工場の点検整備時期等を調整することで電力の安定供給の確保を図ることを想定していたが、北九州市においては、既に現状で一定の調整が図られており、これをさらに微調整することによる発電電力量への影響を少ないと考えられた。

一方、工場によってごみ発熱量や、対応可能負荷率、発電電力量原単位等に差異があることから、各工場の特徴を踏まえて、3 工場間でごみの配分調整を行い、全体としての発電電力量の増強を図ることは可能ではないかと考えられた。

以上から、本調査における運転計画調整のシミュレーションの方針を次のとおり設定した。

<運転計画調整シミュレーションの方針>

- ・ 基本的には、平成 22 年度における 3 工場の運転状況を踏襲し、各工場の最大日量[t/d]及び最小日量[t/d]並びに蒸気タービンの安定運転を考慮したごみ配分として、3 工場全体としての送電電力量を最大化するシミュレーションを行う。
- ・ シミュレーションにおける期間単位は半月単位とし、1 年間で 24 単位として行う。
- ・ 需要とのバランスは考慮しないものとする。

なお、ごみ量の配分が変わることにより、3 工場での副資材や助燃燃料等の変化が想定されるが、本シミュレーション上では除外した。また、電力のやり取りのある付帯施設や隣接施設の電力消費量は、実績値のまま変化しないものとして扱った。

(2) シミュレーション条件

1) ごみの配分調整方法

ごみの配分は、基本的に、送電量原単位の大きい順でごみ配分を行うものとした。

具体的には下記の考え方及び手順で、期間毎のごみ配分を行うこととした。なお、シミュレーションにあたって、各工場の受入ごみの収集範囲や、配分調整に伴うごみの移動効率等については考慮から除外した。

ア. 各期間において、合計ごみ量は、現状と同一量とする。

イ. ごみの配分順序は、原則として、新門司工場、皇后崎工場、日明工場の順とする。ただし、何れの場合も、各工場の1日当たりの最大焼却量及び最小焼却量から逸脱しないものとする。

ウ. イにかかわらず、各工場の発電機停止日のごみ量は原則として最小焼却量とする。なお、発電機の稼働日は、実績のままとする。

エ. タービン発電機の停止中の期間において、炉の起動又は停止がある場合に限り、当該炉の停止を早め又は起動を遅らせることも考慮する。

オ. 炉の立上げ時、立下げ時及び処理量低下時のごみ焼却量は、実績値そのままとする。

カ. 各期間、各工場において、立上げ時、立下げ時及び処理量低下時以外は、各炉の焼却日量は同一量に設定する。

2) ごみ配分調整後の電力量の算定方法

前項のごみ配分調整結果に基づいて、発電電力量及び所内電力量を算定し、これらにより送電電力量等を求めた。

① 発電電力量

各工場、各期間の発電電力量 W_g は、ごみ焼却量 G [t] に、発電電力量原単位 B_g [kWh/t] を乗じた次式(2)により求めた。

$$W_g = G \cdot B_g \text{ [kWh]} \quad (2)$$

(2)式において、 G には、発電機停止時の焼却量は含めないこととし、また、他工場からのごみ配分がある場合、 B_g の値は、次式(3)によって、発熱量修正を行った。

例えば、当該 a 工場のごみ量を G_a [t]、同発熱量を H_a [kJ/kg]、他工場である b 工場及び c 工場から配分されるごみのこれらの値を、 G_b [t]、 G_c [t]、 H_b [kJ/kg]、 H_c [kJ/kg] とすると、修正後の a 工場の発電電力量原単位は、次式により B_{g0} となる。なお、日明工場のごみに含まれる粗大ごみ可燃残渣については考慮しないものとした。

$$B_{g0} = \frac{G_a H_a + G_b H_b + G_c H_c}{H_a (G_a + G_b + G_c)} B_g \text{ [kWh/t]} \quad (3)$$

② 所内電力量

所内電力量は、ごみ焼却量と所内消費電力量の実績から、次式(4)のように相関分析から求めた 1 次式で、各工場、各期間のごみ量 G [t] に対して、所内電力量 W_i を求めた。d は期

間の日数である。ただし、全く焼却していない期間及び焼却日数が極端に少ない期間については実績値そのままとした。

$$W_i = aG + b \cdot d[\text{kWh}] \quad (4)$$

ここで、a、b は相関分析から求めた定数であり、下表に値を示す。(4)式の電力量は、3工場の所内動力のみが対象であり、付帯施設や近隣の電力供給施設などは除いて算出した。

表Ⅲ-5 各工場の所内電力量の係数

工場	日明	新門司	皇后崎	記事
a	85.0	186	54.4	比例分
b	16,672	30,335	62,312	一定分
R ² 値	0.7918	0.8433	0.5931	

③送電電力量

各工場の電力系統を考慮し前記の W_g、W_i 等の結果から、ある期間の送電電力量 W_s を次式により求めた。

$$W_s = W_g + W_r - (W_i + W_a + W_w)[\text{kWh}] \quad (5)$$

ここで、W_r：受電電力量（日明工場では下水側からの受電量）、W_a：W_i 以外の工場内の諸施設電力量、W_w：下水処理電力量である。新門司工場では、W_w=0 である。W_a 及び W_w は、現状の数値と変化がないものとして扱った。W_r も基本的には現状と同じとするが、焼却炉運転中で、かつ、発電機停止時における分については、ごみの配分量の減少によって、現状よりも低くなる場合がある。

なお、日明工場では、W_s>W_w の期間に限り、系統送電電力量（逆潮量）W_{so} を次式で算定した。この分の電力量は電力会社への売電になる。

$$W_{so} = W_s - W_w[\text{kWh}] \quad (6)$$

(3) シミュレーション結果

1) ごみ配分の結果

期間毎の3工場のごみ焼却処理量の配分調整を次の要領で実施した。

- ① 各工場とも立上げ時、立下げ時及び処理量低下時の日は、実績値を割り当てる。
- ② 発電量原単位の最小の工場に当該工場の最小日量を割り当てる。
- ③ 発電量原単位の最大の工場に当該工場の最大日量を割り当てる。
- ④ 残りの工場の焼却量を①～③の結果から算出する。その結果、当該工場の最小日量に満たない場合は、③の工場の割当量を減らす。逆に、当該工場の最大日量を超過する場合は、②の工場の割当量を増やす。
- ⑤ 以上①～④の操作により、他工場から運ばれるごみ量が求められる。(3)式により当該工場の発電電力量原単位を修正する。

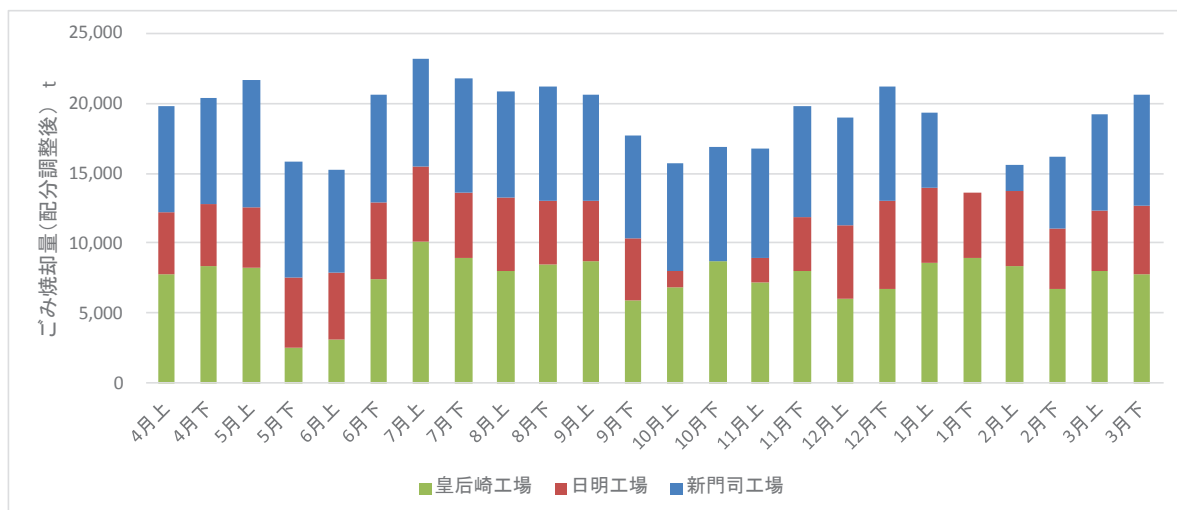
- ⑥ 発電機停止期間中の工場では、前記に関係なく当該工場の最低日量を設定する。また、同期間において炉の立下げ又は立上げがある場合は、できるだけ立下げ日を早め又は立上げ日を遅らせる。

配分調整後の3工場のごみ焼却量を次の図表に示す。

皇后崎工場は、現状の年間処理量18万tに対し約5千t減、日明工場は年間11万tの現状年間処理量に対し、約1万t減、新門司工場は年間15万tの焼却量に対し1.5万tの増という配分となった。

表Ⅲ-6 配分調整後の3工場の焼却処理量

期間		皇后崎工場				日明工場				新門司工場			
		稼働	現状	配分調整後		稼働	現状	配分調整後		稼働	現状	配分調整後	
		d	t	t	t	d	t	t	t	d	t	t	t
1期	4月上	15	8,128	7,832	-296	15	4,698	4,350	-348	15	7,006	7,650	644
2期	4月下	15	8,042	8,400	358	15	5,362	4,381	-981	15	7,028	7,650	622
3期	5月上	15	8,023	8,237	214	15	5,016	4,350	-666	15	8,588	9,040	452
4期	5月下	5.3	2,737	2,560	-177	16	5,515	5,013	-502	16	7,877	8,311	434
5期	6月上	6.8	3,219	3,096	-123	15	5,011	4,835	-176	14.5	7,036	7,335	299
6期	6月下	15	7,981	7,394	-587	15	5,285	5,550	265	15	7,293	7,615	322
7期	7月上	15	9,939	10,150	211	15	5,866	5,336	-530	15	7,331	7,650	319
8期	7月下	16	8,589	8,939	350	16	5,293	4,640	-653	16	7,904	8,205	301
9期	8月上	15	8,029	8,065	36	15	5,803	5,162	-641	15	7,046	7,650	604
10期	8月下	16	8,366	8,443	77	16	5,293	4,640	-653	16	7,584	8,160	576
11期	9月上	15	8,856	8,658	-198	15	4,832	4,350	-482	15	6,971	7,650	679
12期	9月下	13	6,622	5,943	-679	15	4,737	4,350	-387	15	6,370	7,435	1,065
13期	10月上	13	6,618	6,865	247	14.5	2,412	1,188	-1,224	14.5	6,692	7,657	965
14期	10月下	16	9,820	8,728	-1,092	0	0	0	0	16	7,068	8,160	1,092
15期	11月上	15	8,032	7,190	-842	11.5	1,878	1,714	-164	15	6,881	7,888	1,007
16期	11月下	15	8,056	7,995	-61	15	4,569	3,862	-707	14.3	7,028	7,939	911
17期	12月上	15	7,056	5,973	-1,083	15	5,009	5,324	315	15	6,881	7,650	769
18期	12月下	16	7,688	6,685	-1,003	16	6,311	6,372	61	16	7,218	8,160	942
19期	1月上	15	8,445	8,584	139	15	6,018	5,401	-617	14	4,879	5,356	477
20期	1月下	16	8,541	8,960	419	16	5,130	4,711	-419	0	0	0	0
21期	2月上	15	7,973	8,400	427	15	5,822	5,367	-455	8	1,749	1,777	28
22期	2月下	13	6,983	6,770	-213	13	4,613	4,260	-354	13	4,529	5,096	567
23期	3月上	15	8,406	8,037	-369	15	4,697	4,350	-347	15	6,142	6,858	716
24期	3月下	16	8,241	7,722	-519	16	4,920	4,930	10	16	7,266	7,983	717
合計		342	184,390	179,625	-4,765	345	114,090	104,437	-9,653	339	154,367	168,876	14,509



図Ⅲ-4 配分調整後の3工場の焼却処理量

2) ごみ配分後の電力量と経済効果

前節のごみ配分結果から、ごみ焼却量の配分調整後の送電電力量と売電収入額を試算した。電力料金の単価は以下による。

<電力料金単価の設定>

本シミュレーションでの経済性評価では、電力従量料金のみを対象とし、基本料金等の一定料金は除外した。料金単価は、下表による。新門司工場のみがFITの対象で、皇后崎工場、日明工場はRPS制度の適用である。

単価の基準は、以下の要領で設定した。よって、本検討の「現状」での算定金額は、2011年における実際の金額とは異なる。

- ① 受電単価は、いずれも九州電力の60kV産業用契約単価とする。また、契約電力などの一定料金は計算の対象としない。
- ② 日明工場の隣接下水処理場への売電単価は、①の10%引きとする。電力量料金のみを算定の対象とする。なお、皇后崎工場も下水処理場へ送電しているが、受電点前での送電のため、付帯施設への供給と同じ扱いとし計上しない。
- ③ FIT以外の売電単価は、RPSの実勢価格を考慮して設定した。
- ④ 新門司工場のFIT比率は、ヒアリングの結果を参考にして低目の60%とする。残余の40%は九州電力の余剰電力買取単価の5%増とする。

表Ⅲ-7 電気料金の算定用単価

税抜、単位[円/kWh]

季節	皇后崎工場		日明工場			新門司工場		
	送電	受電	逆潮	下水送り	受電	送電	受電	
夏(7~9月)	10.00	11.15	10.00	10.04	11.15	12.50	11.15	
その他	10.00	10.38	10.00	9.34	10.38	12.30	10.38	
記事	下水除く	60kV 産業用	全部下水送り			60kV 産業用	FIT(60%)	60kV 産業用

ごみ焼却量の配分調整後の経済性についての評価結果を下表に示す。

3工場合計の送電電力量は、配分調整前が 92,406MWh に対して、配分調整後では 96,628MWh になり、差し引きでは 4,222MWh の増加であり、率にして 4.6%の増加となった。

3工場合計の送電収入及び電気料金の差額は、配分調整前が 948,832 千円に対して、配分調整後では 1,006,925 千円となり、差し引き 58,093 千円の増収、率にして 6.1%の増加となった。送電電力量の増加率よりも、金額の増加率が高いのは、売電単価の高い新門司工場にごみを多く配分したことが要因である。

表Ⅲ-8 配分調整後の送電電力量と収支差額（3工場合計）

	3工場合計							
	夏送電量	他送電量	送電量計	送電収入	夏受電量	他受電量	電気料金	差 額
	MWh	MWh	MWh	千円	MWh	MWh	千円	千円
配分調整前	25,389	67,017	92,406	1,027,807	196	7,398	78,975	948,832
配分調整後	27,303	69,325	96,628	1,086,104	196	7,418	79,179	1,006,925
差	1,914	2,308	4,222	58,297	0	20	204	58,093

表Ⅲ-9 配分調整後の送電電力量と収支差額（各工場）

	皇后崎工場						
	夏送電量	他送電量	送電収入	夏受電量	他受電量	電気料金	差 額
	MWh	MWh	千円	MWh	MWh	千円	千円
配分調整前	9,805	24,081	338,867	187	5,273	56,822	282,045
配分調整後	10,042	22,863	329,049	187	5,273	56,822	272,227
差	236	-1,218	-9,817	0	0	0	-9,817

	日明工場								
	夏下水売	他下水売	夏逆潮量	他逆潮量	送電収入	夏受電量	他受電量	電気料金	差 額
	MWh	MWh	MWh	MWh	千円	MWh	MWh	千円	千円
配分調整前	3,031	8,721	0	303	114,922	9	1,383	14,450	100,472
配分調整後	2,827	7,624	0	293	102,515	9	1,402	14,655	87,860
差	-204	-1,098	0	-11	-12,407	0	20	204	-12,611

	新門司工場						
	夏送電量	他送電量	送電収入	夏受電量	他受電量	電気料金	差 額
	MWh	MWh	千円	MWh	MWh	千円	千円
配分調整前	12,553	33,911	573,923	0	742	7,702	566,221
配分調整後	14,434	38,546	654,431	0	742	7,702	646,729
差	1,881	4,635	80,509	0	0	0	80,509

（4）今後の課題

本項で検討した 3 工場の運転計画調整の検討において、発電量原単位の高い施設に処理を集中させることによって、3 工場全体として、一定の送電電力量の増強と売電収入の増加が見込めることが示された。現状の運転条件を大きく変えない設定としたため、配分調整の効

果は必ずしも大きなものとはならなかったが、その分、各工場の収集ごみまで配分するような規模にはならず、計算上は、現実的に対応可能な範囲の試算になったと思われる。但し、計算上で受入余力があるとされた施設においても、実際の運転においては、現状既に、処理量を最大化する運転に努めていることから、実際の受入増加は困難を伴う状況も考えられる。また、ごみの配分調整に伴う収集運搬コストや、ごみ焼却コスト（燃料費等）の変動などは、今回の試算で考慮しておらず、売電収入以外の観点についても十分に検討する必要がある。

今後、この配分調整による送電電力量の増強を図るためには、実際の配分調整に伴う負荷量の変動への各施設の対応力やコストの問題等を確認するとともに、配分対象ごみの特定やごみの運搬効率の検討、オペレーション上の基準等が必要になると考えられる。

また、施設の現状データ等から、各工場の負荷変動対応可能範囲、発電機の負荷率や稼働状況、付帯施設との関係等により、運転上の制約があることも示唆された。調査時点で、皇后崎工場では、基幹改良工事が進行中であったが、各施設の今後の施設整備や改良工事等によって、設備的な制約が緩和されると、配分調整による効果も大きくなることが期待される。

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. 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

1. 目的

本調査は、廃棄物発電を中心とした地域エネルギー事業を、自治体が関与する特定規模電気事業者（以下「自治体関与 PPS」とする。）が運営管理していくことを念頭に、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すること等により、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。

廃棄物発電の供給安定性を向上し、廃棄物発電を中心とした地域エネルギー事業として導入していくためには、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。

本調査では、そのようなシステム面や技術面の課題、改善方策について検証し、北九州市をフィールドとした地域エネルギー事業の実現可能性を調査するとともに、省エネの余地を評価することを目的として実施した。

2. 調査内容

本調査を推進・完了させるため、下記の調査を遂行した。

- 1) 「BEMS」の対象施設の簡易現地調査
- 2) 対象施設のエネルギー使用状況把握・データ分析
- 3) 省エネ行動（省エネアドバイス）の立案
- 4) 各対象施設のエネルギー原単位の算出と比較・評価
- 5) 報告書の作成・提出

3. 調査対象施設の選定とその概要

今年度は7施設を対象に省エネ診断調査を行い、現状のエネルギー使用状況及び省エネ効果の可能性について把握した。

No.	施設名	種別	契約電力	備考
1	需要家 A	商業施設	208kW	
2	需要家 B	図書・博物館	159kW	
3	需要家 C	図書・博物館	40kW	
4	需要家 D	図書・博物館	238kW	
5	需要家 E	図書・博物館	109kW	
6	需要家 F	展示施設	73kW	
7	需要家 G	複合施設	131kW	

4. 調査結果

各需要家への省エネルギー行動支援の検討結果を資料編に示す。

IV-2. 需給調整に資する付加価値サービスの可能性

1. 目的

東日本大震災後、電力の供給量がひっ迫した時や系統が不安定になった状況に応じて需要家側が電力の使用を抑制するよう、電力消費パターンを変化させる「デマンドレスポンス」「ネガワット取引」が注目されている。本検討では、需要家に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について検討を行い、北九州市での地産地消のネットワーク事業（地域エネルギー事業）の効率的な運用につなげる。

2. 付加価値サービスの必要性

昨今、エネルギーの需給が安定的に行われるためには供給側からだけではなく、エネルギーを消費する需要家側からのピーク削減（カット・シフト）対応に期待がされ、「デマンドレスポンス」の重要性が認識され始めた。

従来、需給調整はほぼ供給側によって行われてきたが、電力会社・需要家へ双方向の通信機能を備えた通信インターフェイスの進歩により、需要家側でも需要を抑制できるメカニズムが整備された。つまり、インターネット経由で需要家へダイレクトに節電要請への参加を呼び掛けるデマンドレスポンスサービスの提供が可能となった。

また、双方向の通信機能から提供される電力利用データの活用により、需要家の生活シーンを便利にするさまざまな付加価値サービスを提供することができる。

現在、日本においても電力需給ひっ迫への対応を目的としたデマンドレスポンスに関する実証実験が行われている。その取り組みの中で以下のような課題が見えてきた。

- ・実証が進むにつれ、宅内表示器を確認する頻度が減る傾向
- ・プログラムが単調で興味が続かない
- ・経済的負担増を意識付けに使用した楽しくないプログラムとなっている
- ・高齢者がいる世帯において、宅内表示器の操作を難しいと感じるケースがある など

これは、行われた実証実験が「電力消費量の見える化」や「ピーク時の電気料金単価を高く設定し、電力消費の削減を促す」といった“節電”を単独の目的としたプログラムとなっていたため、需要家の関心が薄れる、または飽きによって取組みの効果が維持されない、節電行動が継続されないといったことが起きたと考えられる。

単なる電気料金での訴求ではなく、需要家がより参加したくなるプログラムをどのように設定するかが重要となる。

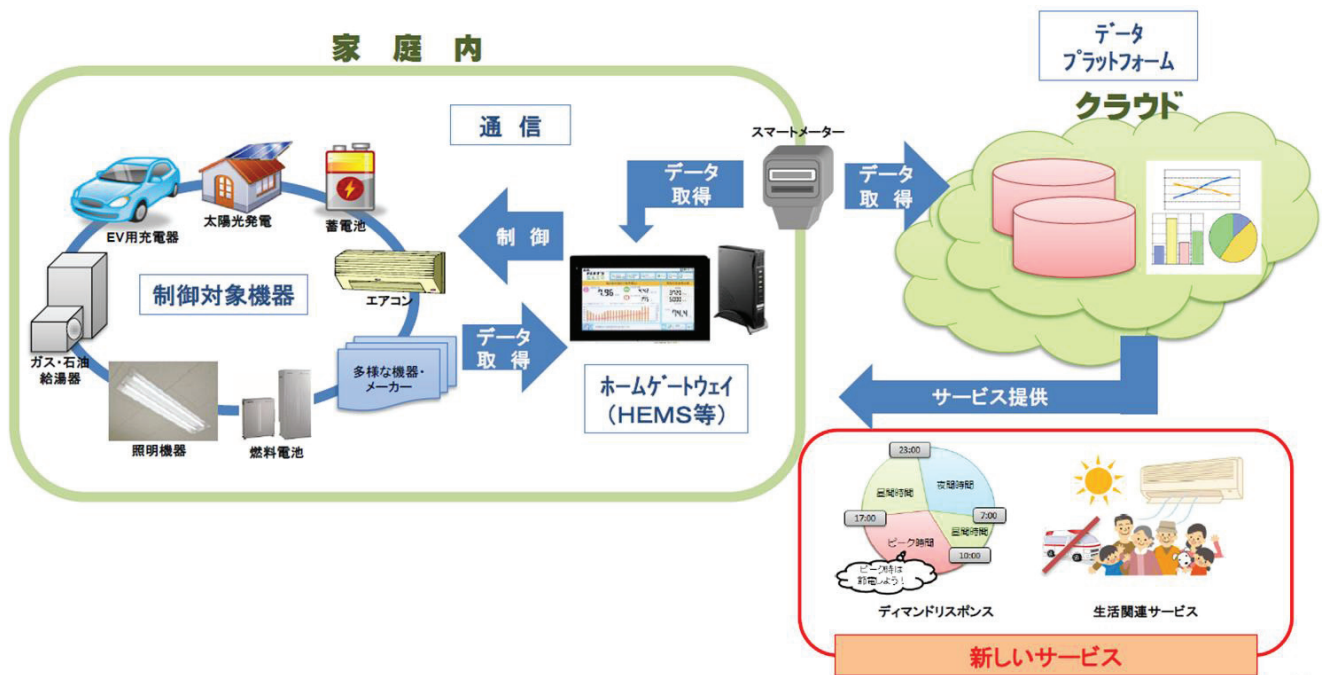
【考えられるポイント】

- ・時間が経過しても需要家の関心が薄れないプログラムの提供
- ・省エネに取り組むことがお得であるという動機付け
- ・通信インフラの活用による、電気料金・電気使用量以外の情報の展開

すなわち、電力の消費情報中心から、需要家の日々の生活に必要な情報の提供を行うなど高付加価値のサービスを提供し、需要家に節電する意欲を起こさせ、無理なく楽しみながら省エネ行動を行うことができる仕組み、サービスを創出することにより、デマンドレスポンスのスムーズな導入、電力ピーク需要の抑制を行うものである。

3. 付加価値サービスの現状

今年4月の電力全面自由化を前にスマートメーターやHEMS（家庭用エネルギー管理システム）の本格導入が進められ、スマートメーターが持つさまざまな機能から「遠隔による自動検針」は元より、「電力使用状況の見える化」「曜日や時間帯で料金差を設けるといった多様な料金メニューの設定」、そして「電力の使用状況データの活用による新たなサービス」など、様々なサービスが需要家に対して提供が行われるようになってきた。



出典：資源エネルギー庁

1. 現在提供されている電力データを活用した各種サービスについて紹介する。

カテゴリ		サービス提供事業者
1. 生活支援サービス		
1	高齢者見守り・健康チェックサービス	福岡県みやま市 株式会社エプコ スマートエネルギーカンパニー
2	住宅履歴管理システム「SMILE MINI」	株式会社 構造計画研究所
3	地域生活支援サービス	株式会社大和総研ビジネス・イノベーション
4	電気・ガス料金プラン診断サービス	福岡県みやま市 株式会社エプコ スマートエネルギーカンパニー
5	被災度判定計ネットワーク情報通信サービス	株式会社ミサワホーム総合研究所
6	Let's HEMS コミュニティ	株式会社エイベック研究所
2. クーポン配信サービス		
7	節電へのご協力に応じたクーポン配信サービス	東京急行電鉄株式会社
8	出かけて節電サービス	株式会社エネット/楽天
9	ひかり TV エコでポイントサービス	株式会社 NTT ぷらら
3. 省エネ支援サービス		
10	エコな暮らしの診断サービス	東京ガス株式会社
11	仮想料金プランと電気クーポンサービス	福岡県みやま市 株式会社エプコ スマートエネルギーカンパニー
12	家庭用太陽光余剰電力買取サービス	
13	節電情報&ポイント配信サービス	株式会社セブン&アイ・ネットメディア
14	エネルギー見える化&ライフサイクルに合わせた生活関連サービス	株式会社 TOKAI ホールディングス
15	全電力会社の電気料金プランとの比較サービス	株式会社エプコ スマートエネルギーカンパニー
16	太陽光の自家消費と購入電力の見える化サービス	株式会社エナリス
17	蓄電池レンタルサービス	ONE エネルギー株式会社
18	電力見える化サービス	株式会社グリーン発電会津
19	電力見える化・節電アドバイスサービス	株式会社 Sassor
20	ゆるっと・キリっと省エネプロジェクト	株式会社 NTT ファシリティーズ
4. 情報配信サービス		
21	テレビで配信！電力使用状況&「チラ CM」	株式会社 CBC テレビ 株式会社博報堂 DY メディアパートナーズ
22	家電コンシェルジュサービス	株式会社ヤマダ電機
23	HEMS 端末による地域情報クーポン配信サービス	CCC マーケティング株式会社
24	被災度判定計ネットワーク情報通信サービス	株式会社ミサワホーム総合研究所

出典：i エネ コンソーシアム

i エネ コンソーシアム提供サービス（大規模 HEMS 情報基盤整備事業より）

2. 需要家タイプ別 需給調整協力を得るための付加価値サービスの有用性検討

区分	サービス内容	一般需要家		業務用ビル	店舗	公共施設	工場
		都市部	過疎地				
制御系	電力使用量コントロール	○	○	○	△	○	△
	家電遠隔制御、操作	○	○	△	△	△	△
コンテンツ系	医療（健康相談、予約）	○	△	×	×	△	×
	見守りサービス （高齢者、子供、ペット）	○	○	×	×	×	×
	設備・機器メンテナンス	○	○	○	○	○	○
	ホームセキュリティ（侵入者検知）	○	○	○	○	○	○
省エネ支援	消費電力見える化	○	○	○	○	○	○
	料金シミュレーション	○	○	○	○	○	○
	節電アドバイス	○	○	○	○	○	○
配信情報	地域イベント情報	○	○	×	△	○	×
	特売情報	○	△	×	○	×	×
クーポン配信	お出かけ節電	○	○	×	×	×	×
	ポイントサービス	○	△	×	△	×	×
その他	蓄電池リース、レンタル	○	○	○	○	○	○
	クールシェア	○	△	×	×	△	×
	ネガワット取引	○	○	○	○	○	○
	セット割引	○	○	○	○	○	○

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

北九州市でのデマンドサイドマネジメント実証での課題として、電力料金型デマンドレスポンスでは電気料金負担増を意識付けに使用したプログラムであり、コスト削減のみが意識され、コミュニティへの貢献などの効果が需要家に認識されなかった。また、時間の経過とともにプログラムへの関心が薄れる傾向にあり実効性を高める結果に繋がらなかった。

家庭におけるデマンドレスポンスを進めるには、需要家がより参加したくなるインセンティブプログラムをどのように設定するかが重要であるといえる。

一般の需要家が節電する意欲を起こさせる、無理なく省エネ行動を行うことができる仕組み、サービスを提案していかなければならない。

1. 電力利用データを活用した生活支援サービス

No.	区分	サービス	内容（案）	地域連携
1	高齢者支援	見守り支援サービス	高齢者の電気使用状況をウォッチし、生活パターンに異変が見られた場合、地域の医療機関や介護センターへ連絡が入る仕組み。 孤独死問題にも対処ができる。	○
2	高齢者支援	介護予防サービス	高齢者の運動機能改善を目的に、運動トレーニングの映像を流す、運動プログラムを提供する。	○
3	高齢者支援	買物代行サービス	虚弱高齢者を対象に、買い物を代行するサービス。	△
4	高齢者支援	栄養診断サービス	高齢者向け食育。低栄養予防のワンポイントアドバイス等を行う。	○
5	健康管理	万歩計ポイント	地域住民へ万歩計を貸出し、年齢に応じた達成歩数分ポイントを付与するサービス（ポイントは、例えば地域振興券や季節のお花などに換えられる）。	△
6	子育て支援	新米ママさん支援	新米ママさんに向けた子育てに関するコンテンツの配信サービス。地域のベテランママさんからのアドバイス配信も可。	△
7	子育て支援	育メン支援	子供の父親が、積極的に子育てを楽しむためのメニューやロールモデルを紹介する。	△
8	共通	市からのお知らせ	市からの情報配信。	○
9	共通	献立作成サービス	季節のおすすめメニューの配信など。	△
10	共通	電子図書館	公共図書館における電子書籍の貸出しサービス（電子図書館）	○
11	共通	アンケートサービス	地域住民の要望や町づくりの満足度調査などに利用。 夏場、快適に過ごすためのアイデア募集などにも使用可能。	○
12	共通	地元商店街連携サービス	電力のピーク時などに、来店ポイントを付与する。貯めたポイントは地元商店街で使えるクーポンに換えられる。地域活性化にも繋がるサービス。	△
13	共通	市バス運行状況 など	地域のくらしに関わる情報を配信。	△

2. クールシェア

夏の暑い日、家庭での電気使用の半分以上はエアコンによるものであることから、一人一台のエアコンの使用をやめ、涼しい場所に皆で集まってシェアするのが「クールシェア」である。昨今、自治体が先導し企業・市民を巻き込む形でクールシェア事業を展開する動きがある。

北九州市でも「まちなか避暑地」「まちなか暖ラン」といった活動から、家庭の節電を図るとともに、まちなかの賑わいづくりに繋げようとする取組みがある。

しかし、参加商業施設では店舗独自の特典を受けることができるが、公共施設では“休憩所”的な利用のみで紹介がされており、需要家の行動を変化させるには訴求効果が弱い。

そこで、市有施設を利用し各種イベントを開催することで「楽しい節電」ができるサービスを提案し、コミュニティ全体のピークカットを行う。

No.	施設区分	サービス	概要
1	市民センター	・映画上映 ・カラオケ大会 等	夏に最も需要が高まる13時から17時までの時間帯にイベントを開催し、家電の電源を切って外出してもらう。省エネ・節電に繋がるとともに電気代の出費も減る。
2	図書館	・本の読み聞かせ	読み聞かせをボランティアや地域住民が実施する。
3	生涯学習センター	・各種講習	・夏休み中の児童を対象に、環境学習や省エネ勉強会を開催、省エネを楽しく学ぶ。 ・夏バテ防止の献立メニューアイデアを地域住民同士が情報交換する。
4	老人福祉センター	・児童によるミニコンサート ・話し相手サービス	高齢者と地域住民の交流により、高齢者の寂しさやストレス解消にも繋がるサービス
5	記念館や美術館	・各種講習	夏期のイベントならば「ビールについて楽しく学べる勉強会」を開催する。

日本の家庭部門の電力消費は、第一次石油危機当時と比べると2倍以上と大幅に増加している。増加の主な原因は、世帯数の増加（単身世帯の増加）と、家電の多様化や増加（温水洗浄便座などの普及、一部屋一台のエアコン設置など）である。クールシェアは、生活の質を落とさずにピーク時間帯の家電使用世帯数や稼働家電を減少させることができる。友人や家族との接触が増えることも期待できるため、我慢しない節電というより楽しい節電となる可能性がある。

シニアの方々の中には節電を意識するあまりに、室温が30℃を超えるような時間帯でもエアコンを使わずに熱中症になる例があったが、お出かけし、エアコンの効いた施設にいればその心配も減る。

小さな子どものいる家庭など外出を遠慮しがちな人々でも、参加したくなるプログラムを提供することで施設への集客は可能である。

本サービスは、都市部向けのイベントであるが、過疎地では「自然の中でクールシェア」とし、木陰や水辺など自然が多く涼しい場所に行き、行うことのできるサービスを提供する。

いずれも、宅内表示器や市の広報誌・回覧板などを利用し、広く告知することが可能で誘客を図ることができる。

5. 課題

- ・ 低圧需要家（一般家庭）へのスマートメーター導入が進んでいない。九州地区のスマートメーター導入完了は2023年度末（予定）。電力需給の急増を抑制するためのきめ細やかな料金メニュー（料金単価を変化させる＝デマンドレスポンス）を用いるには、スマートメーターの設置が不可欠。

- ・ 3.11以降の日本人は節電に対する意識が高く、電力消費の「見える化」のみのサービスでは、「電力消費の平準化」が進むとはいえない。ピーク時の需要抑制を促す魅力的なプログラムの導入が必要。

- ・ 日本においてデマンドレスポンスに対する理解が進んでいない。特に、ピーク別料金（需給がひっ迫しそうな場合に、事前通知をした上で変動された高い料金を課すもの）の導入にあたっては、ピーク時間帯の電気料金が高くなるという不安要因、および電気料金変動に合わせてその都度各種の電気機器を操作すること自体が需要家に負担となることから需要家の受容性、実効性について見極める必要がある。

- ・ 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。

V. ビジネスモデルとしての事業性評価に関する検討

1. ビジネスモデルの概要

本調査で設定した地域エネルギー事業のビジネスモデルは、以下のとおりである。

◆発電側＝廃棄物発電

<諸元>

- ・市内 3 工場。処理能力＝皇后崎工場：810t/日、日明工場＝600t/日、新門司工場＝720t/日。
- ・3 工場合計で、発電出力 58MW。年間総発電電力量は、92,000MWh/年（平成 22 年度）。

<特徴>

- ・地域の静脈資源（一般廃棄物）を活用した低炭素電源。
- ・市の公共施設として見た場合、比較的まとまった量の電力を供給できる数少ない発電施設。
- ・質量ともに不安定要素を抱える一般廃棄物を熱源とするため、発電電力量には一定の振れ幅が発生し、発電量の管理には相応の工夫が必要。
- ・定常的な振れ幅の他に、運転計画に基づく稼働炉数により送電電力量が変動。
- ・一般廃棄物の適正処理が主目的のため、発電電力量の管理は適正処理の範囲内での対応が必要。
- ・隣接する市の関連施設（粗大ごみ処理施設、し尿処理場、下水処理場等）への電力供給を優先するため、系統への送電電力量は発電電力量の 5 割程度（日明工場は関連施設への供給でほぼ 100%）となる。

<高度化の考え方>

- ・高度化①：送電端の予測精度を向上させ、インバランスリスクを低減。
- ・高度化②：調整電源の活用によるインバランス低減。（熱の有効利用が前提）
- ・高度化③：プラント運転管理上での発電電力量制御。
- ・高度化④：3 工場での処理量配分により、発電電力量を最大化。

◆需要側＝当面、公共施設等

<諸元>

- ・市内の公共施設等。契約電力の合計は、23,000kW 程度を想定。
※廃棄物発電電力量で、需要量全体をほぼ満たせる程度の規模で設定。

<特徴>

- ・市の行政庁舎の他、観光施設、コミュニティ施設など。
- ・数百 kW の大規模施設（市庁舎等）から、数十 kW 程度の小規模施設（観光施設等）まで、様々な需要規模の施設を含む。
- ・概ねカレンダー通りの需要だが、施設によって休館日（曜日）が異なる場合がある。

<高度化の考え方>

- ・高度化①：需要電力量の予測精度を向上させ、インバランスリスクを低減。
- ・高度化②：需要家への省エネルギーサービスや公共施設での住民サービス等向上。

※需給管理＝自治体関与小売電気事業者

<諸元>

- ・市出資の地域エネルギー会社。役員 1 名及び常勤職員 3 名程度で構成。
- ・電力量データを収集し、需給管理システムを運用。
(当初はノウハウを有する事業者と代表者契約)

<特徴>

- ・市の政策目的と連動した公共性の高い事業体。
- ・地域への電力安定供給、利益の地域還元等を目指す。

なお、発電側と需要側の需給バランスは、下図のとおりである。

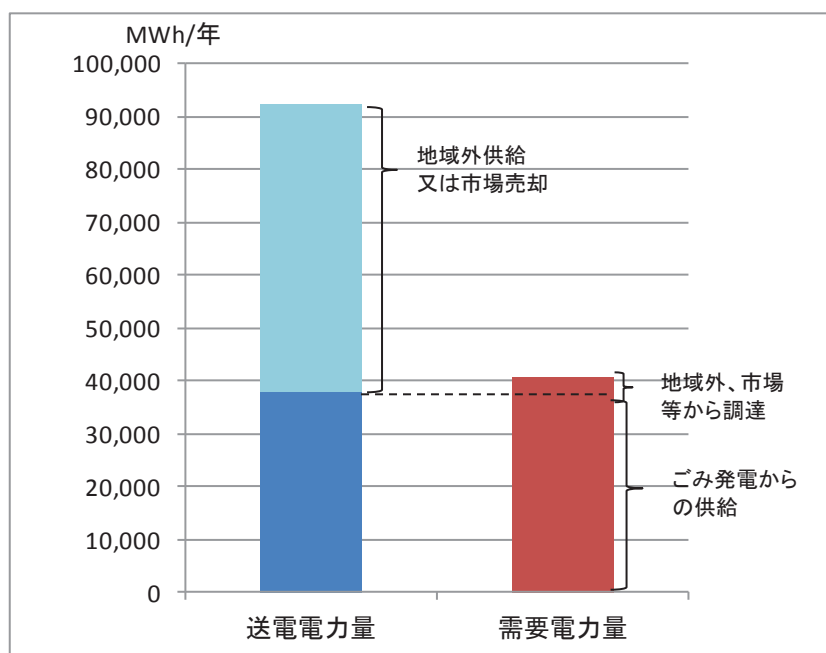


図 V-1 地域エネルギー事業ビジネスモデルにおける需給バランス

2. ビジネスモデルの事業性評価

(1) 事業収支シミュレーション

現状レベルのビジネスモデルに、本調査で検討した高度化方策を反映した場合の事業性評価を行った。評価において反映した高度化方策は、需給の予測精度の向上による計画値の設定と、運転計画調整による3工場全体の発電電力量の最大化の2項目である。プラント運転管理上での発電電力量の制御については、実際のプラントでの運転によって改善効果を調査する必要があるため、今回の評価からは除外した。また、調整電源の活用によるインバランスの抑制については、調整電源（ガスエンジンコージェネ）から回収される熱の有効利用（売熱）が前提となり、現時点での導入見通しは未知数であることから、本評価では除外した。

◆モデル① 需給の予測精度の向上

Ⅱ章で検討した予測プログラムにより、発電電力量、需要電力量の各実績データから計画値を設定し、これとのインバランスを清算する条件での事業性を評価した。

評価の条件は以下のとおり。

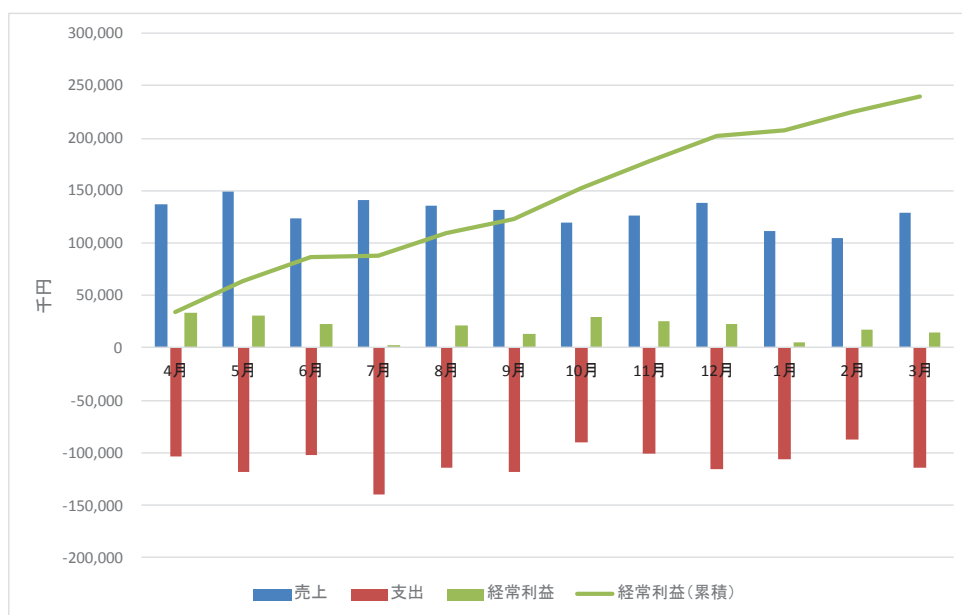
- ・対象データ 発電側 3工場平成22年度実績
需要側 公共施設等の実績から作成したデータ及び3工場受電電力量実績
- ・計画値 予測プログラムによる計画値 注)
注) 但し3工場の稼働停止時等に生じる受電電力量は、実績値をそのまま予測値として入力した。
- ・買取価格 RPS（皇后崎工場、日明工場）については、実勢価格を参考に10円（税抜）と設定。
FIT（新門司工場）については、バイオマス分60%、非バイオマス分40%とし、バイオマス分は過去1年間の回避可能費用の平均値、非バイオマス分は九州電力余剰買取単価の+5%。
- ・不足調達等 市場調達：JEPX 2014年度約定実績を参考
JBU：九州電力単価
- ・供給価格 九州電力料金（業務用高圧）の-5%
- ・余剰売却 市場売却：JEPX 2014年度約定実績
- ・インバランス清算 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。

評価結果は、以下のとおりとなった。

表V-1 ビジネスモデル①の事業性評価

(百万円/年)

項目	金額
売上	1,550
支出	1,310
内インバランス分	140
経常利益	240
利益率	15%



図V-2 ビジネスモデル①における事業収支シミュレーション結果

◆モデル② 需給の予測精度の向上 + 3工場運転調整

Ⅲ章で検討した運転計画調整手法により、発電電力量の各実績データから3工場のごみ処理量を配分調整し、発電量を最大化したデータによって事業性を評価した。

評価の条件は以下のとおり。

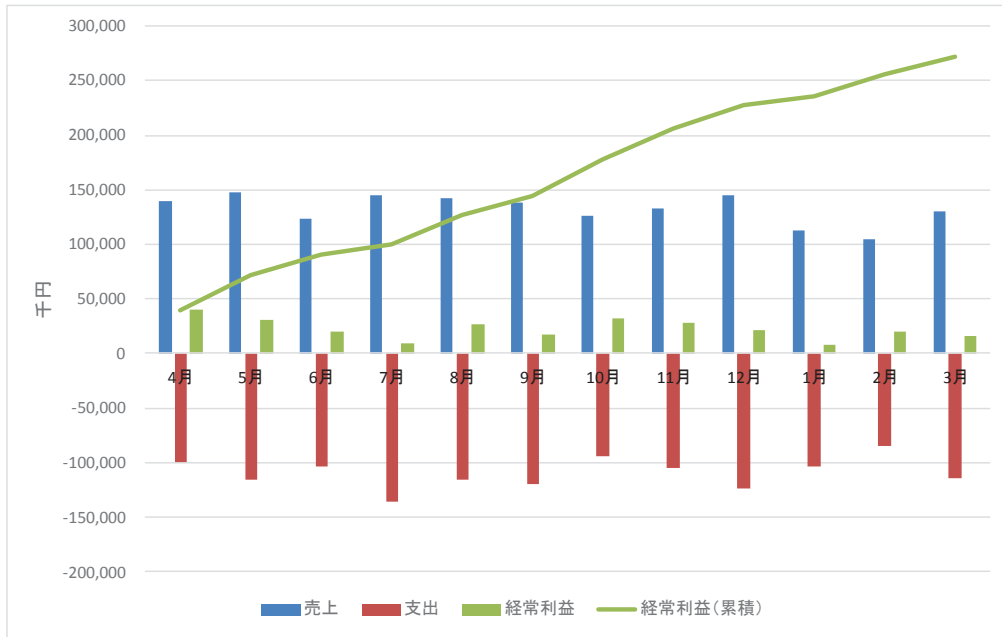
- ・対象データ 発電側 3工場平成22年度実績から、3工場のごみ処理量を配分調整し、3工場全体での発電電力量最大化
 需要側 公共施設等の実績から作成したデータに、3工場のごみ処理量を配分調整による3工場全体での発電電力量最大化に応じた発電量増加分(+5%)に応じて、需要量を増加(+5%)
 及び3工場受電電力量実績
- ・計画値 予測プログラムによる計画値 注)
注) 但し3工場の稼働停止時等に生じる受電電力量は、実績値をそのまま予測値として入力した。
- ・買電価格 RPS(皇后崎工場、日明工場)については、実勢価格を参考に10円(税抜)と設定。
 FIT(新門司工場)については、バイオマス分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%。
- ・不足調達等 市場調達：JEPX 2014年度約定実績を参考
 JBU：九州電力単価
- ・供給価格 九州電力料金(業務用高圧)の-5%
- ・余剰売却 市場売却：JEPX 2014年度約定実績
- ・インバランス清算 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。

評価結果は、以下のとおりとなった。

表V-2 ビジネスモデル②の事業性評価

(百万円/年)

項目	金額
売上	1,611
支出	1,350
内インバランス分	152
経常利益	261
利益率	16%



図V-3 ビジネスモデル②における事業収支シミュレーション結果

事業収支シミュレーションの結果、年間を通した経常利益が、ビジネスモデル①では15%、ビジネスモデル②では16%と試算された。

ただし、本事業モデルでは、需要家への供給量と同量以上の電力を市場売却することとしており、市場価格の変動の影響を受けやすいモデルであることに留意が必要である。本試算では、JEPX 約定価格の2014年度実績をベースにシミュレーションを行ったが、仮に直近の2015年度下半期の市場価格程度で試算すると、収入は1億円以上減少し、経常利益率も10%程度に低下する。

(2) 事業性評価

事業性に対する影響要因のうち、事業規模、市場変動リスク及びインバランスの影響について、以下に考察を示す。

1) 事業規模について

本事業モデルでは、年間を通して、発電側の送電電力量で需要側の需要電力量を概ね賅える程度の需要規模を設定した。年間を通じた需要電力量に対する送電電力量の充足率は90%以上であり、市場等からの調達又は補填量は、数%程度に留まるモデルとなっている。

一方、送電電力量のうち需要側で消費しきれない分については、市場売却するものとしており、その量は全送電電力量のうち50%以上にのぼり、売上高の3割を占める。

以上から、JEPX 市場価格が高騰した場合の調達コスト上昇リスクは低く抑えられる一方、市場価格が下落した場合には売電収入が大きく落ち込み、収支に悪影響を及ぼす可能性があるモデルといえる。

本事業モデルの需要規模をさらに拡大した場合の事業収支における市場依存度の変化の試算結果を下表に示す。

本調査におけるビジネスモデル①では、売上の3割を占める市場売却の割合は、需要規模を1.5倍とした場合には2割まで、需要規模を2倍とした場合には1割強まで低下し、市場売却への依存度を低く抑えることが可能となる。但し、需要規模が大きくなる分、支出における市場買取の割合も微増し、需要規模1.5倍にした場合は支出の1割を、需要規模2倍にした場合は2割弱を占めることとなる。

表V-3 需要規模を拡大した場合の収支状況及び市場依存度の変化（ビジネスモデル①）

			ビジネスモデル①	ケース									
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
需要規模調整率			100%	110%	120%	130%	140%	150%	160%	170%	180%	190%	200%
発電側	定格出力	MW	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58
	送電電力量	MWh/年	92,500	92,500	92,500	92,500	92,500	92,500	92,500	92,500	92,500	92,500	92,500
需要側	契約電力	MW	23	25	28	30	32	34	37	39	41	44	46
	注) 需要電力量	MWh/年	40,700	44,800	48,800	52,900	57,000	61,100	65,100	69,200	73,300	77,300	81,400
地域エネルギー会社	売上	百万円	1,550	1,607	1,665	1,726	1,789	1,854	1,920	1,988	2,058	2,128	2,199
	小売	%	69%	71%	74%	76%	78%	80%	82%	83%	84%	86%	87%
	JEPX売	%	31%	29%	26%	24%	22%	20%	18%	17%	16%	14%	13%
	支出	百万円	1,310	1,350	1,392	1,435	1,482	1,530	1,579	1,631	1,684	1,737	1,791
	JEPX買	%	4%	5%	7%	8%	9%	10%	12%	13%	14%	16%	17%
	その他	%	96%	95%	93%	92%	91%	90%	88%	87%	86%	84%	83%
	経常利益	百万円	240	257	274	290	307	324	340	357	374	391	408
	利益率	%	15%	16%	16%	17%	17%	17%	18%	18%	18%	18%	19%
	JEPX売買計	百万円	545	534	527	523	523	528	536	547	562	577	594

注) 工場の変電電力量(7,600MWh/年)を除く

ここで、市場売却又は市場買取の合計額（上表中「JEPX 売買計」欄）に着目すると、ビジネスモデル①の規模では年間545万円であったところ、需要規模が増加するに従って減少し、需要側契約電力が30~32kWのところ、523万円と最も低くなった後、再度上昇に転じていることが分かる。このJEPX 売買計と、需要側契約電力との関係を図示したものが次図であり、発電側定格出力58MWに対して、需要側30~32kW程度のバランスの時は、JEPX 売買価格が最小となり、市場変動リスクが低くなるといえる。なお、いずれのケースもJEPX 価格を一定にしているためJEPX

売買価格で比較しているが、JEPX 価格が変動する場合は、JEPX 売買量 (kWh) で見る必要がある。

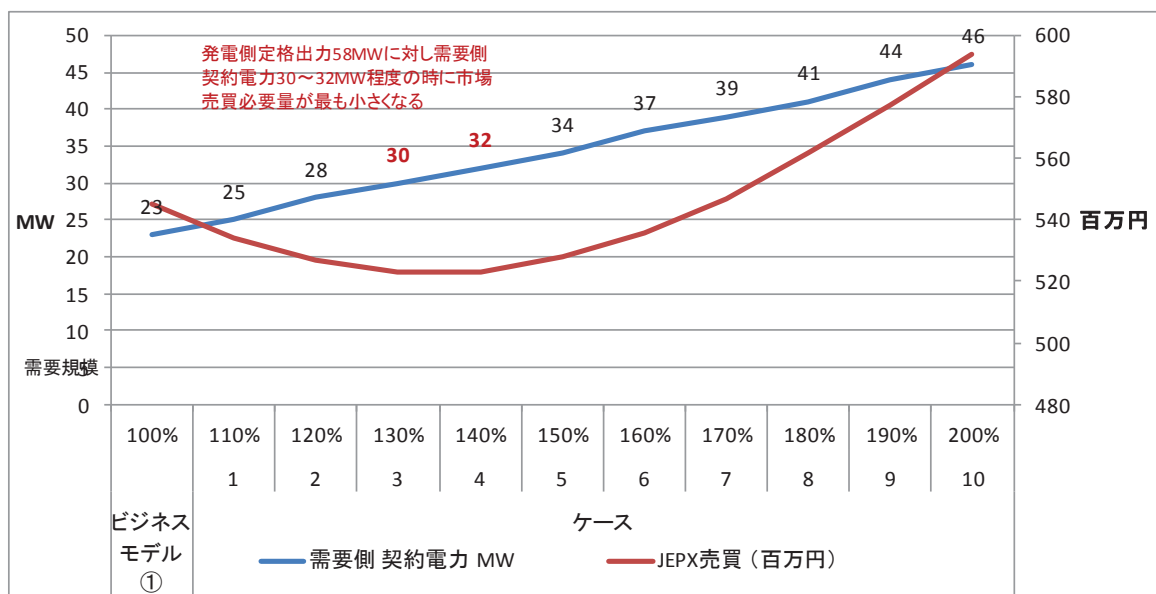


図 V-4 需要規模を拡大した場合の収支状況及び市場依存度の変化 (ビジネスモデル①)

上記の関係をビジネスモデル②で見た場合の図表を以下に示す。

ビジネスモデル①の場合と同様に、需要規模を 1.3 倍～1.4 倍にしたところで、JEPX 売買価格が最小となる。

表 V-4 需要規模を拡大した場合の収支状況及び市場依存度の変化 (ビジネスモデル②)

		ビジネスモデル②	ケース									
		100%	110%	120%	130%	140%	150%	160%	170%	180%	190%	200%
需要規模調整率		100%	110%	120%	130%	140%	150%	160%	170%	180%	190%	200%
発電側	定格出力 MW	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58
	送電電力量 MWh/年	96,600	96,600	96,600	96,600	96,600	96,600	96,600	96,600	96,600	96,600	96,600
需要側	契約電力 MW	24	26	29	31	34	36	39	41	43	46	48
	需要電力量 MWh/年	42,700	47,000	51,300	55,600	59,800	64,100	68,400	72,700	76,900	81,200	85,500
地域エネルギー会社	売上 百万円	1,611	1,671	1,733	1,796	1,862	1,930	2,000	2,072	2,145	2,218	2,293
	小売 %	69%	71%	74%	76%	78%	80%	82%	83%	85%	86%	87%
	JEPX 売 %	31%	29%	26%	24%	22%	20%	18%	17%	15%	14%	13%
	支出 百万円	1,350	1,392	1,437	1,482	1,530	1,581	1,633	1,687	1,743	1,799	1,856
	JEPX 買 %	4%	5%	6%	8%	9%	10%	12%	13%	14%	16%	17%
	その他 %	96%	95%	94%	92%	91%	90%	88%	87%	86%	84%	83%
	経常利益 百万円	261	279	296	314	331	349	367	384	402	419	437
	利益率 %	16%	17%	17%	17%	18%	18%	18%	19%	19%	19%	19%
JEPX 売買計 百万円	563	551	544	540	540	545	554	566	580	597	615	

注) 工場の変電電力量 (7,600MWh/年) を除く

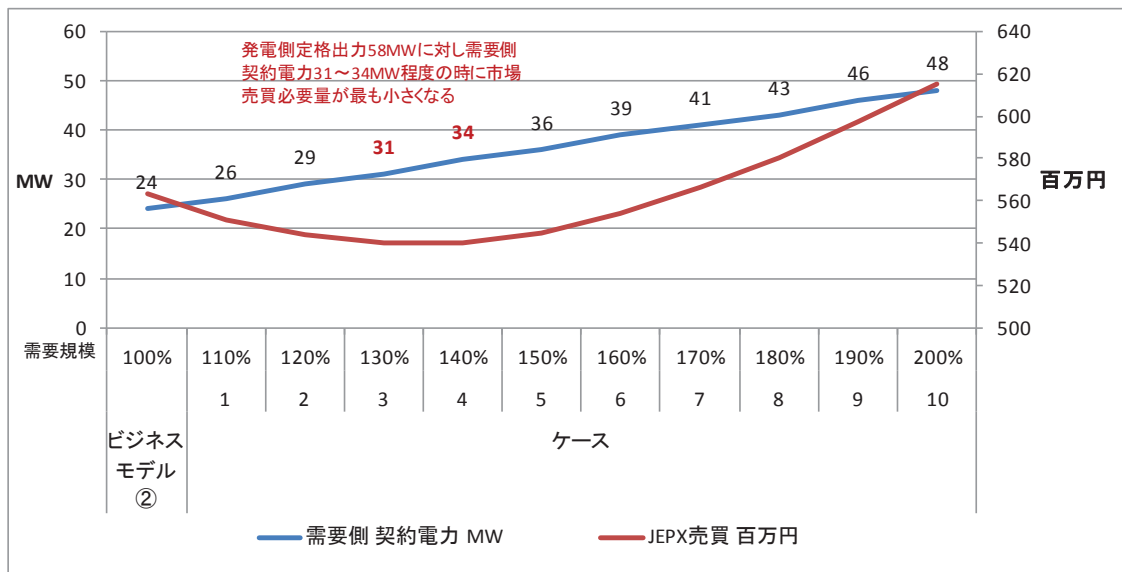


図 V-5 需要規模を拡大した場合の収支状況及び市場依存度の変化（ビジネスモデル②）

なお、上記よりさらに JEPX 売買量を抑制し、市場リスクを回避するためには、市場売却が多い夜間電力を必要とする需要家（高負荷率の需要家）を供給先として組み込むことが考えられる。

本調査のビジネスモデル①の規模で、需要側の 1 割を高負荷率の需要家とした場合の JEPX 売買額を試算したところ、全需要家が低負荷率の場合と比較して、JEPX 売買額が 1 割強減少し、市場リスクの低減に寄与することが分かった。しかし、市場リスクが抑えられる一方で、夜間需要が増えることによる収入への影響も発生し、JEPX 価格よりも高負荷需要家への供給価格が低い場合は収入が減少し、経常利益率も低下する。

市場リスクと経常利益とのバランスを考慮し、一定の利益を確保できる範囲で高負荷率の需要家を取り込み、市場リスクを抑えることが考えられる。

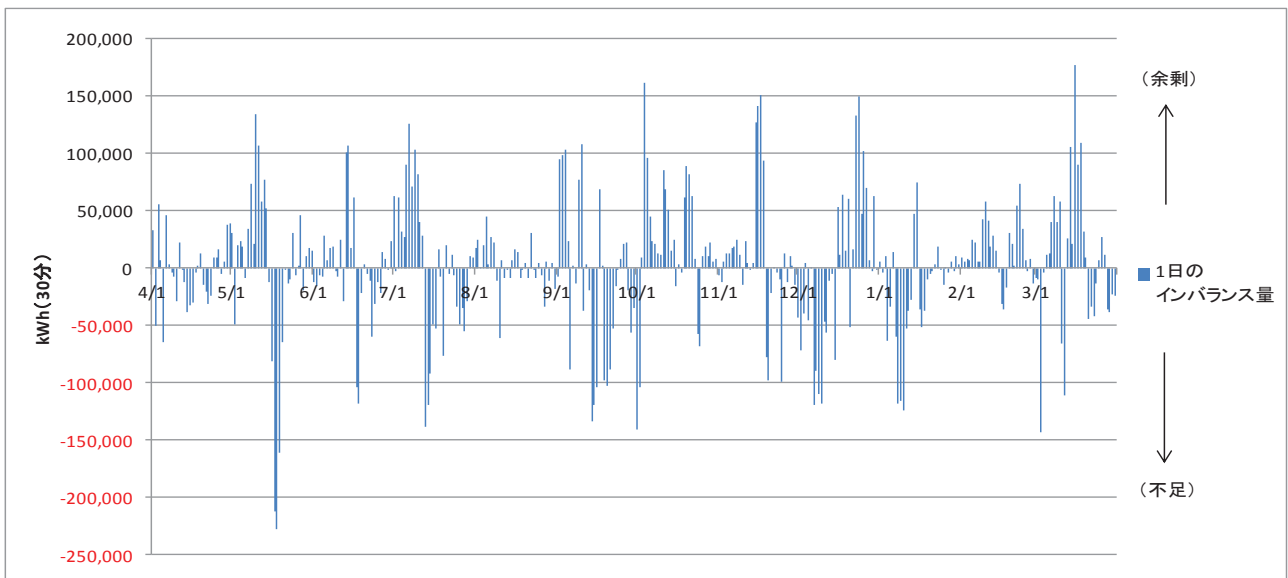
2) インバランスについて

本事業モデルの事業収支シミュレーションにおける発電側、需要側各々におけるインバランスの発生状況を調査し、インバランス発生要因等の検討を行った。

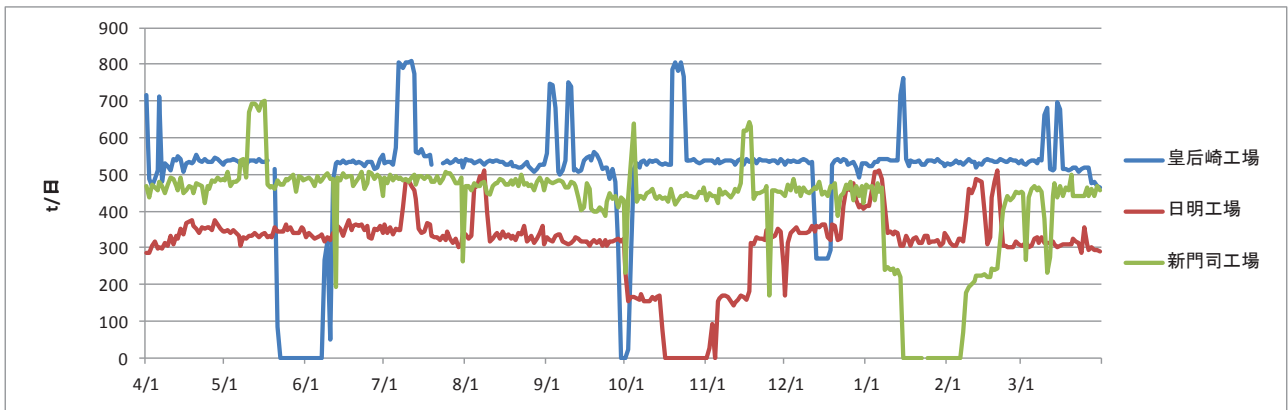
ビジネスモデル②における発電側インバランス発生量(余剰、不足の絶対値合計)は、4,660MWh/年となり、送電電力量全体の18%程度に相当する。

年間を通じた発電側インバランス発生状況は図V-6のとおりであり、インバランスの発生状況に時期的な特徴等は見られない。

一方で、3工場の年間稼働状況(図V-7)と照らし合わせると、炉の立上げ下げ時期と、比較的大きなインバランスの発生時期とに関連性が示唆される。本事業モデルにおける予測プログラムが1ヵ月前の稼働実績から近似傾向の実績を探索して予測する方式としていることから、稼働炉数の変動に即座には対応できないことが考えられ、稼働炉数を考慮した予測プログラムとすることで、さらなるインバランスの低減が可能になるのではないかと考えられる。



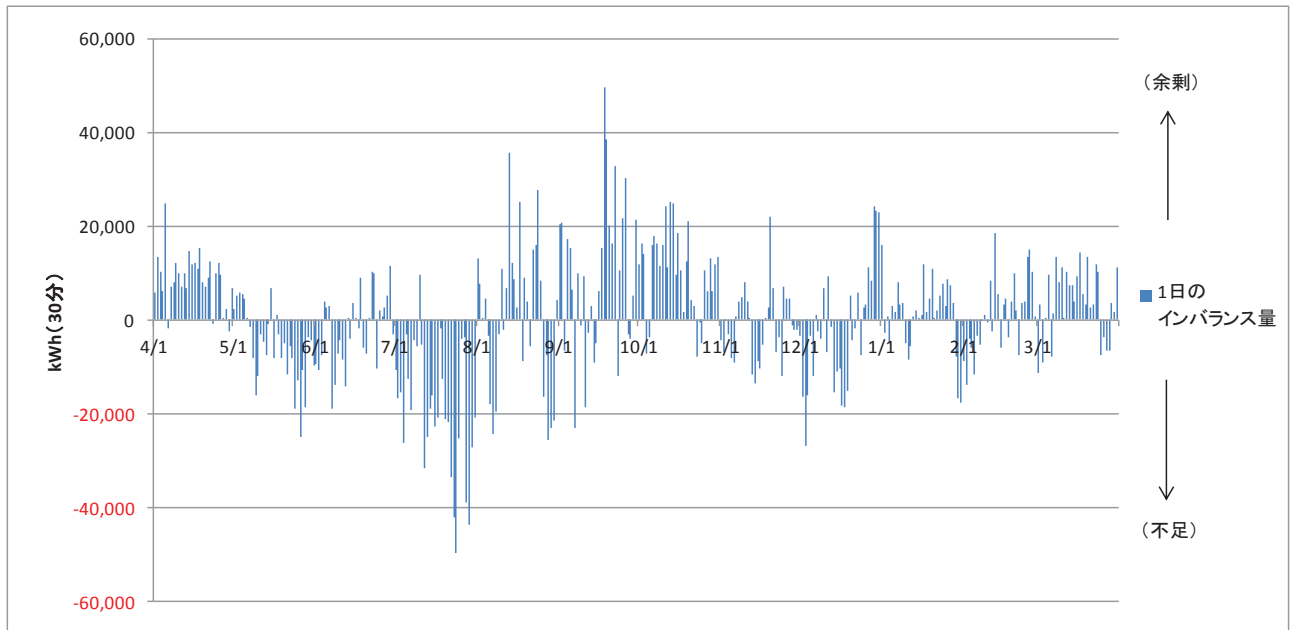
図V-6 発電側インバランスの発生状況



図V-7 3工場の年間稼働実績(平成22年度)

ビジネスモデル②における需要側インバランス発生量(余剰、不足の絶対値合計)は、4,660MWh/年となり、需要電力量全体の11%に相当する。

年間を通じた需要側のインバランス発生状況(1日のインバランス合計量)は、下図のとおりであり、比較的大きい不足インバランスが集中する時期(7月)と、比較的大きい余剰インバランスが集中する時期(9~10月)があることが伺える。需要家を構成する公共施設等の年間の運営スケジュール等の特徴を踏まえて予測プログラムを改善することで、さらなるインバランスの改善に寄与できる可能性があると考えられる。



図V-8 需要側インバランスの発生状況

VI. CO2 削減効果等の検討

1. CO2 削減効果

(1) CO2 削減効果の考え方

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特定期規模電気事業者（以下「地域エネルギー事業者」という。）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事業者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事業者は、調査時点で事業開始前であることから、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、温室効果ガス排出量算定・報告・公表制度とは別途、電力の地産地消の関係を反映した下表の手法を検討した。

表VI-1 電力の地産地消事業におけるエネルギー起源 CO2 排出量削減効果の
評価イメージ

		事業開始前		事業開始後	
需 要 側	廃棄物発電電 力購入量	kWh	—	A'	
	廃棄物発電に 係る CO2 排 出量原単位 <small>注1)</small>	t-CO2 /kWh	—	B'	
	地域外電力購 入量	kWh	C	C'	
	地域外電力に 係る CO2 排 出量原単位 <small>注2)</small>	t-CO2 /kWh	D	D'	
	需要側のエネ ルギー起源 CO2 排出量	t-CO2	$C \times D$	$A' \times B' + C' \times D'$	
イメージ		<p>The diagram illustrates the transition from a state where all power is purchased from an external region to a state where local waste-to-energy power is used first. In the 'Before' state, a waste-to-energy facility (ゴミ発電施設) is shown, but its power is not used locally. Instead, a general electricity business (一般電気事業者等) purchases power from an external region (地域外へ売電) to supply a local demand side (需要側). The CO2 emissions are calculated as external purchase power multiplied by the emission factor. In the 'After' state, the waste-to-energy facility's power is used locally to supply the demand side. The CO2 emissions are now calculated as the sum of local waste-to-energy emissions (power generated multiplied by the emission factor) and external purchase power multiplied by the emission factor.</p>			

注1) 発電の用に供された燃料使用に伴う CO2 排出量を発電電力量で除して算出する。

注2) 地域外電力の供給元事業者等の CO2 排出係数とする。

この評価の考え方を採用した場合、地域内の廃棄物発電に係る CO2 排出量に変化しない限り、実質的に、需要側の購入電力のうちの地域外から購入した電力における CO2 排出量の削減幅が評価される。

また、発電側の努力等によって、発電側の CO2 排出量が削減された場合は、事業全体における CO2 削減効果の一部として評価することができる。(発電側で発電した電力量のうち、地域内の需要側で消費しきれない部分については、地域外の需要家へ供給されるか又は市場売却されることになる。この場合、地域外の需要家等における他の電力からの代替による CO2 排

出量削減効果が発生するが、ここでの評価の考え方からいえば、この効果は、供給先需要家の CO2 削減効果（表VI-2 でいう「外部購入電力 CO2 排出係数」の低減）として位置づけられるため、本地域エネルギー事業の CO2 削減効果では評価対象外となる。）

なお、この評価の考え方では、地域の需要家の購入電力構成を反映した CO2 排出量が評価できる一方で、次の観点で課題がある。

課題① 廃棄物発電の用に供された燃料使用に伴う CO2 排出量の考え方

- ・ 廃棄物の焼却に伴う CO2 排出量については、温室効果ガス排出量算定・報告・公表制度において、合成繊維、廃プラスチック類等の焼却に伴う CO2 排出係数や、助燃等で使用する燃料の使用に伴う CO2 排出係数が定められており、一定規模以上の特定事業所排出者は、各々の活動量に応じて計算し報告することとされている。
- ・ 廃棄物発電に伴う CO2 排出量については、廃棄物の焼却に伴う余熱を利用した発電であることから、前項のように別途評価されている廃棄物の焼却に伴う CO2 排出量とどのように切り分けるかを含め、考え方は明確にされていない。^{注)}

注) 廃棄物の焼却に伴う CO2 排出量を廃棄物発電に伴う CO2 排出量として捉えた場合、需要側で評価するエネルギー起源 CO2 排出量とのダブルカウントが発生する。従って、廃棄物発電の供給を受ける需要側でのエネルギー起源 CO2 排出量としては、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 排出量を評価することなどが考えられるが、現時点で考え方は明確にされていない。

課題② 地域外を含めた全体で見た場合の CO2 排出量の評価

- ・ 地域エネルギー事業の導入により、従来は地域外で消費されていた既存のごみ焼却施設の発電電力が地域内の需要家で消費されることとなるため、地域内の需要家にとっては、購入電力の変化に伴う CO2 排出量の削減効果を評価することが可能となる。
- ・ 一方、地域内、地域外を含めた全体で見た場合、既存のごみ焼却施設の発電電力の消費地が地域外（あるいは不特定）であったものが、地域内の特定の需要家に変化しただけであり、全体としての CO2 排出量に変化は起こらない。

これらの課題を考慮すると、地域エネルギー事業における CO2 排出量を評価するにあたっては、次の前提に立っての評価であることに留意する必要がある。

<地域エネルギー事業における CO2 排出量評価の前提条件>

- ア. 暫定的な評価の考え方として、廃棄物発電に伴う 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 排出量として評価するものであること。
- イ. 地域エネルギー事業によって需要側のエネルギー起源 CO2 が削減されたとしても、地域エネルギー事業によって廃棄物発電電力量が増強されるなどがない限り、事業導入に伴

う地域内外全体での CO2 排出量の変化は生じないものであること。

(2) CO2 削減効果の評価

前項で検討した評価手法により、本調査における現状レベル及び高度化レベルにおける CO2 排出量削減効果の評価した結果は下表のとおりである。

表VI-2 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

【前提条件】			事業開始前 (現状レベル)	事業開始後 ビジネスモデル①	事業開始後 ビジネスモデル②
				・予測精度向上	・予測精度向上 ・運転計画調整
需 要 側	廃棄物発電電力 購入量 注1)	MWh/年	—	37,900	39,300
	廃棄物発電に係る CO2 排出量原単位	t-CO2 /MWh	—	注2)	注2)
	地域外購入電力量 注1)	MWh/年	40,700	2,810	3,420
	地域外電力に係る CO2 排出量原単位 注3)	t-CO2 /MWh	0.584	0.584 (47%) 0.502 (53%)	0.584 (47%) 0.502 (53%)
全 体	需要側のエネルギー 起源 CO2 排出量	t-CO2 /年	23,770	1,520	1,850

注1) 平成 22 年度実績等に基づくシミュレーションの結果に基づく。

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した。

注3) 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：0.584 t-CO2/MWh ※九州電力㈱ 実排出係数（H27.11.30 公表）

・事業開始後：市場調達分＝ 0.502 t-CO2/MWh ※JEPX（H27 年度）

JBU 等＝ 0.584 t-CO2/MWh ※九州電力㈱（H27.11.30 公表）

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る CO2 排出量の削減効果が認められた（但し、地域外も含めた全体としては CO2 排出量に変化なし）。

<FIT 制度との関連>

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当かどうかは十分に検討する必要がある。

そこで、本事業モデルにおける CO2 削減量当たりのコストを算出するにあたっては、以下のとおり、ごみ発電電力における FIT 分（バイオマス分）については、地域エネルギー事業者の調整後排出係数を用いて評価を行った。

表VI-3 CO2削減量当たりのコスト

【前提条件】					
			事業開始前 (現状レベル)	事業開始後 ビジネスモデル①	事業開始後 ビジネスモデル②
				・予測精度向上	・予測精度向上 ・運転計画調整
需要側	廃棄物発電電力購入量 (非 FIT 分) <small>注1)</small>	MWh/年	—	37,900	39,300
	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)
	廃棄物発電購入電力量 (FIT 分) <small>注1)</small>	MWh/年	—	22,800	23,600
	廃棄物発電に係る CO2 排出量原単位 (FIT 分) <small>注3)</small>	t-CO2 /MWh	—	0.579	0.579
	地域外購入電力量	MWh/年	40,700	2,800	3,400
	地域外電力に係る CO2 排出量原単位 <small>注4)</small>	t-CO2 /MWh	0.598	0.598 (47%) 0.502 (53%)	0.598 (47%) 0.502 (53%)
全体	CO2 削減量当たりのコスト 算出に係る地域エネルギー 事業者の CO2 排出量	t-CO2/年	24,340	14,700	15,520
	地域エネルギー事業に係る 費用 <small>注5)</small>	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、代替値を適用 0.579t-CO2/MWh (H27.11.30 公表)

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：0.598t-CO2/MWh ※九州電力㈱ 調整後排出係数 (H27.11.30 公表)

・事業開始後：市場調達分＝ 0.502 t-CO2/MWh ※JEPX (H27 年度)

JBU 等＝ 0.598 t-CO2/MWh ※九州電力㈱ (H27.11.30 公表)

注5) 各ビジネスモデルの収支差額。経常利益が出る場合は0と表示。

2. 地域の環境的効果等

(1) 地域の環境的効果等の評価

地域エネルギー事業を導入することによって得られる CO2 排出量の削減効果は、地域の需要家の電力調達先を地域内の電源に変更し、電力の地産地消の形態を作ることによって得られたものである。地域電源の低炭素性を活かし、電力の地産地消を進めることが、地域の CO2 排出量の削減につながることから、電力の地産地消がどの程度進められたかを評価することが重要である。

また、電力の地産地消は、CO2 排出量の削減といった環境的効果だけではなく、地域の活性化に資する効果も期待される。従来の一般電気事業者からの調達よりもコストが下がることによって得られる経済的効果や、地域エネルギー事業者が地域内に活動拠点を置く事業者である場合は、当該事業者の事業活動に伴う経済波及効果を見込むことも可能である。さらに、地域電源からの電力調達需要の拡大を見込める場合は、政策的に発電側の増強を図っていくことで、発電事業の成長と需要側メリットの双方を創出し、地域経済の拡大につなげることも可能である。

こうした電力の地産地消の導入による環境的効果等は、その特性を踏まえた評価指標を設定し、適切に評価していくことが重要である。

評価指標の考え方は、主として以下のように整理できる。

<地域エネルギー事業の評価の考え方>

①電力の地産地消の導入度…地域の電力需要を、地域の電源でどの程度賄えたかを評価

⇒ ②地域の低炭素化 …地域電源の活用による地域の CO2 排出量の削減を評価

⇒ ③地域の経済効果 …地域電源の活用による地域内の電力調達コスト削減を評価

…地域エネルギー事業者の事業活動による経済波及効果を評価

上記の考え方にに基づき、地域エネルギー事業の評価を指標化して整理したものを次表に示す。これらの評価指標は、特に地域のエネルギー政策を推進する市町村等における政策評価の指標としても適用可能と考えられる。

表VI-4 地域エネルギー事業／政策の評価指標（例）

評価項目	評価内容	備考
①エネルギー自給率	地域需要の消費電力量に対する地域エネルギーの比率（地産率） ^{注1)} 【式】 地域内供給電力量／消費電力量	
	[補足指標] 発電側の送電電力量に対する地域内消費量の比率（地消率） ^{注1)} 【式】 地域内供給電力量／送電電力量	発電側でのエネルギー自給率向上努力の評価
②低炭素性	地域電源の活用による地域のCO2削減効果 【式】 事業導入後CO2排出量／従来CO2排出量 ≤ 1	
③経済性	電力調達コストの削減効果 【式】 事業導入後コスト／従来コスト ≤ 1	地域電源の売却を伴う場合は、事業実施に伴う売電収入の変化も考慮し、左記と併せた総合的な経済効果を評価する。
	地域エネルギー事業収支 ^{注2)} 【式】 経常利益 = 事業収入 - 事業支出	
	地域エネルギー事業による経済波及効果（他産業への波及、雇用創出等）	地域エネルギー事業のスキームに応じて評価する。

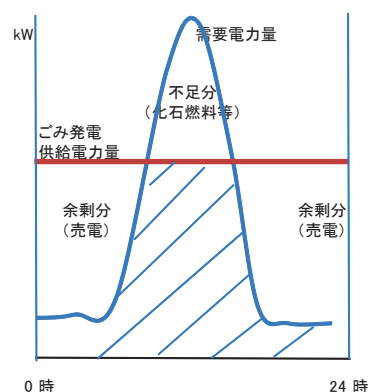
注1) 電力の地産地消の評価については、平成26年度廃棄物発電の高度化支援事業業務報告書（平成27年3月）において、「地産率」、「地消率」という2つの評価指標が示されている。

地産率は、「需要電力量」に対する「供給電力量（＝廃棄物発電電力量）（再生可能エネルギー電力量（以下「再エネ電力量」とする。）」の割合である。供給電力が廃棄物発電だけでなく、他の再生可能エネルギーや化石燃料等で構成されている場合は再生可能エネルギー供給率に相当する。

地消率は、「供給電力量（＝廃棄物発電電力量）（再エネ電力）」に対する「実際に利用した電力量（利用しなかった分を差し引いた電力）」の割合である。供給電力が廃棄物発電だけでなく、他の再生可能エネルギーや化石燃料等で構成されている場合は再生可能エネルギー利用率に相当する。

$$\text{地産率} = \frac{\text{供給電力量}}{\text{需要電力量}}$$

$$\left(\text{再生可能エネルギー供給率} = \frac{\text{再エネ電力量}}{\text{需要電力量}} \right)$$



地産率、地消率

$$\text{地消率} = \frac{\text{供給電力量} - \text{余剰分}}{\text{供給電力量}}$$

$$\left(\text{再生可能エネルギー利用率} = \frac{\text{再エネ電力量} - \text{余剰分}}{\text{再エネ電力量}} \right)$$

以上、平成 26 年度廃棄物発電の高度化支援事業業務報告書（平成 27 年 3 月）より

地産率、地消率いずれも、電力の地産地消の度合いを表す指標であるが、例えば、需要電力量が一定のまま供給電力量が増えると地産率は増加する一方で地消率は低下する、あるいは、供給電力量が一定のまま需要電力量が増えると地産率は低下する一方で地消率は増加する場合があるなど、条件によってはトレードオフの関係になる。

これは、地産率、地消率が需給のバランスによって決まってくるのが要因であり、電力の地産地消の全体を評価するには、双方をうまく組み合わせて見ていく必要がある。

そこで本調査では、地産率、地消率の定義に以下の要素を付加することで、何に対する評価かを明確にした上で評価を行うこととした。地域の電力需要に対する地域電源の電力量の割合（地産率）を最終的な評価指標＝エネルギー自給率とし、その補助的指標として発電電力の地域への供給率（地消率）を評価するという趣旨である。

- 地産率 = 需要側において地域の電力を使うことができた割合…需要側から見た評価
- 地消率 = 発電側において地域に電力を供給できた割合 …発電側から見た評価

これにより、さらに地産地消を向上させていくためには、例えば発電側においては需要パターンに合わせた送電に工夫する、あるいは、需要側において発電パターンに合わせた消費パターンを検討するなど、需給双方の施策を検討することが可能になる。

注 2) 自治体が自ら関与する地域エネルギー事業者が行う地域エネルギー事業においては、地域エネルギー事業者の事業収益は、地域還元の原資となり得ることから、地域エネルギー事業者の事業収支についても、経済性の評価対象となり得る。

(2) 地域エネルギー事業の評価

前項の考え方に基づいて、本地域エネルギー事業の評価を行った結果を下表に示す。

表VI-5 地域エネルギー事業の評価

評価項目	評価指標		事業開始前 現状レベル	事業開始後 ビジネスモデル①	事業開始後 ビジネスモデル②	
				・予測精度向上	・予測精度向上 ・運転計画調整	
エネルギー 自給率	総需要電力量	MWh/年	40,700	40,700	42,700	
	地域内供給電力量	MWh/年	0	37,900	39,300	
	電力地産率	%	0%	93%	92%	
	(補足) 発電側	送電電力量	MWh/年	92,500	92,500	96,600
		地域内供給電力量	MWh/年	0	37,900	39,300
	電力地消率	%	0%	41%	41%	
低炭素性	CO2 排出量 (再掲)	tCO2	23,770	1,520	1,850	
経済性	需要側電力調達コスト	百万円/年	885	840	(883)	
	コスト削減率	%	—	5%	—	
	地域エネルギー事業に係る 経常利益	百万円/年	—	240	261	
	経常利益率	%	—	15%	16%	
	地域エネルギー事業費用 ^{注1)}	百万円/年	—	548	559	
	経済波及効果(参考) ^{注2)}	百万円/年	—	939	958	

注1) 事業支出総額から廃棄物発電電力購入費用を除く。

注2) 総務省 平成23年度産業連関表(確報)データに基づく簡易計算ツールにより算出。一般的な経済波及効果を参考として示す。

エネルギー自給率については、エネルギー地産率が92~93%、エネルギー地消率が41%との試算が得られた。廃棄物発電電力量の4割を地域内に供給することにより、需要家の総需要電力量の9割を賄うことができているといえる。

経済性については、需要側への電力調達コストが削減されるとともに、地域エネルギー事業による経常利益が得られ、地域還元の出発点として活用が可能となる。

経済波及効果については、総務省の平成23年度産業連関表(確報)データに基づく簡易

計算ツールにより、「電気・ガス・熱供給業」の新規需要に応じた一般的な経済波及効果を参考として示した。地域エネルギー事業会社が電気供給事業を行うにあたって年間5億円超の需要が生じることにより、石油・石炭製品業、建設業、運輸・郵便業、情報通信業、対事業所サービス業等に間接的に需要が生じ、9億円超の経済波及効果が生じるとの試算である。本事業モデルの特色を加味した条件設定等はなされていないため、あくまで一般値として参考にするものである。

Ⅶ. 事業実施のための課題の抽出と解決策の検討

1. 事業性向上のための課題等

本調査を通して得られた地域エネルギー事業の事業性向上に関わる事項として、以下のとおり整理した。

①インバランスリスクの低減に向けて

- ・計画値同時同量制度下でのインバランスリスク低減のため、発電側、需要側の実態を踏まえた予測プログラムの向上を進め、計画値の精度向上を図ることが必要。
- ・インバランスを抑制するための調整電源の活用については、燃料コストの削減や熱利用先確保等の条件整備による経済性の確保が前提。
- ・インバランス抑制に向けた発電電力量の管理については、適正処理の確保を前提として、費用対効果を踏まえながら検討することが重要。
- ・計画値の精度向上、市場調達を含む給電管理の円滑化に向けて、地域エネルギー事業の運用ノウハウの蓄積が必要。

②事業収益の向上に向けて

- ・3工場での運転計画調整による送電電力量の増強については、ごみの配分調整に係るコスト等とのバランスを踏まえながら検討することが重要。

③需要家の確保・連携に向けて

- ・需要家への省エネサービス、付加価値サービスについては、自治体関与による地域エネルギー会社としての特色を活かした地域還元サービスを検討することが必要。

④事業収支の維持向上に向けて

- ・需要規模を徐々に拡大し、市場への依存度を抑制しつつ、一定の経常利益を確保できる需要規模、需給バランスを見極めていくことが重要。

特に、本事業モデルでは、市場からの電力調達による市場変動（価格下落）リスクを回避するため、極力、廃棄物発電電力で需要を賄う方向で事業規模を組むかたちとしたが、その分、売電収入の市場依存度が高くなっていることから、市場の動向を注視しつつ、需要規模を設定していくことが重要と考えられる。

また今後、九州地方を含め全国的に原子力発電の再稼働が進むと、電力会社の電気料金が低下し、小売電気事業者間の価格競争が厳しくなってくることが予想される。廃棄物発電を主要電源として、地域の公共施設等へ電力供給する地域エネルギー事業のビジネスモデルを確立するために、自治体関与の地域エネルギー会社を中心に、発電側、需要側双方との連携による事業性の確保が重要と考えられる。

2. 地域エネルギー事業の展開に向けた課題等

自治体関与による地域エネルギー会社を介したネットワークでは、当初は廃棄物発電電力をベースに、十分電力供給を賄えるだけの顧客（公共施設等）に電力供給する形をとりつつ、徐々に事業

規模を拡大し、地域における貢献度を向上させていくことが想定される。

事業規模を拡大する方法としては、主に以下の二通りが考えられる。

- ① 自治体内の他の再生可能エネルギー等を加えるとともに、需要家を公共施設から民生にまで広げる。
- ② 当該自治体を核として周辺自治体に枠を広げることで、市町村連携による廃棄物発電ネットワークを構築し、周辺自治体の公共施設等にも電力を供給する。

①に関しては、地域エネルギー事業の事業性を確保するため、発電側電力の拡大に応じた需要の拡大を図っていく必要がある。顧客獲得が重要な要素となり、付加価値サービスの向上等、自治体が関与する地域エネルギー事業としてのサービスについて検討する必要がある。

②に関しては、廃棄物発電ネットワークの最終形態（市町村連携による廃棄物発電電力等の地産地消）を目指すものであり、既に市町村連携の器があることを考慮すると、北九州市地域エネルギー事業を参考に、市町村連携による廃棄物発電ネットワーク構築の実現方策に関し、更なる検討を行うことが有効と考えられる。