

唐津スマートレジリエンス拠点構築事業

唐津市浄水センターを中心としたエリアの  
全体デザインのF / S調査  
成果報告書

2019年3月

株式会社日立パワーソリューションズ  
株式会社日立製作所  
株式会社NTTデータ経営研究所  
唐津瓦斯株式会社  
学校法人早稲田大学

## 目 次

### 第1章 唐津市浄水センター（下水処理場）を中心としたエリアの全体デザインのF/S調査

1. 未利用の再生可能エネルギーのポテンシャルの調査と有効利用可能量の調査検討	
1) 太陽光発電のポテンシャルと有効利用可能量の調査	1
2) 風力発電のポテンシャルと有効利用可能量の調査	5
3) 小水力発電のポテンシャルと有効利用可能量の調査	8
4) 地域のバイオマスを活用したバイオマス発電のポテンシャルと有効利用可能量の調査	9
5) 消化ガスを利用したバイオマスエネルギーのポテンシャルと有効利用可能量の調査	9
6) その他の再生可能エネルギー導入に係るポテンシャルと有効利用可能量の調査	12
2. 再生可能エネルギー導入による熱利用の検討	
1) 消化ガスエンジンの排熱利用	13
2) 太陽熱利用	13
3. 温水プールや下水処理場等の施設のエネルギーコストの削減策のシミュレーション	
1) 熱の利用方法の検討	16
2) 経済性の検討	31
4. 蓄電池の併設による消防署との連携に係る防災機能の強化策の検討	
1) 蓄電池システムの検討	46
2) 蓄電池の種類と特徴	47
3) 唐津スマートレジリエンス拠点構築事業における蓄電池の活用	50
5. 近隣エリアの公共施設のエネルギー高度化に係る検討	
1) 電力使用量調査	52
2) 電力計測結果	55
3) 浄水センターエリア6 需要家のエネルギー高度化に係る検討	75
6. EMSの調査検討および自己託送の調査検討	
1) EMSの調査検討	78
2) 自己託送の調査検討	86
7. 市民や学生を対象としたエネルギー高度化に係る教育としてのエネルギーの見える化の検討	
1) わが国の環境教育の流れ	88
2) 参考となる国内の環境教育施設の事例調査	90
3) 唐津市浄水センターにおける環境教育展示手法の検討	96

8. 導入した再生可能エネルギー設備の二酸化炭素削減効果などの試算	99
9. 水素ステーションの設置検討	
1) 調査範囲	100
2) 水素ステーションの分類と特徴、補助金	100
3) 調査に関連する法制度の確認	102
4) 水素ステーションの設置候補の検討	106
10. その他エネルギー高度化に資する検討	111

## 第2章 太陽光発電設備導入に関するF/S調査

1. 最も発電効率の良いと想定される設置場所の検討	113
2. 水処理棟上部を利用する際の強度計算	119
3. 候補地5、候補地8、候補地10の検討	
1) 候補地8の検討	121
2) 候補地10の検討	122
3) 候補地5の検討	122
4. 導入設備容量の検討と予想発電量のシミュレーション	
1) 日射量の実測と日射データとの比較	123
2) 予想発電量のシミュレーション	125
5. 最適な太陽光発電設備に係る仕様、施工方法、単線結線図、モジュール毎のメリット・デメリット	
1) 水処理棟屋上設置の場合	127
2) 地上設置の場合	130
3) モジュール毎のメリット・デメリット	132
6. 設置後の維持管理の検討	
1) 保安規程	134
2) 電気主任技術者	136
3) 法令以外の維持管理	136

## 第3章 全体デザイン構築に係るコストシミュレーション等の調査

1. エネルギー設備導入による中長期的なコストシミュレーション	137
1) 県外専門業者に依頼した場合	138

2) 地元業者に依頼した場合	138
2. 浄水センターエリア内設備のメンテナンスを行う企業創設の可能性調査	
1) 検討の考え方	140
2) 導入設備の保守点検実施体制	140
3) メンテナンス事業の評価方針	141
4) 各設備の点検項目の確認	142
3. 保守点検事業の事業性評価および地域経済活性化効果の検討	
1) メンテナンスコストの算出	146
2) 新会社の事業性検討	150
3) 地域経済波及効果の算出	155
4) 新会社に委託した場合の唐津市のメリットの評価	157
4. 地域エネルギー会社を創出した場合の運営についてのコスト体制の整理、シミュレーション	
1) シミュレーションの前提条件	159
2) 算定結果	161
3) 事業リスクの分析	168
5. 地域エネルギー会社運営基盤の強化策の検討	
1) 再エネ電源開発	173
2) 電力卸売事業	174
3) 再エネ関連設備のメンテナンス事業	174
4) ガス小売事業	174
5) 地域インフラ施設の料金徴収・維持管理事業	174
6) 需要家への太陽光パネル・蓄電池導入事業	175

## 第4章 F/Sに関連する付随調査

1. 浄水センターへの省エネルギー提案	
1) 本提案の目的と内容	176
2) 浄水センター現地調査報告	177
3) 浄水センターエネルギー使用状況	179
4) 省エネ案とメリット	184
5) 補助金+ESCO 事業利用のご提案	204
6) 結論	211
2. 唐津ガスサテライトを活用した非常時電力供給に関する検討	
1) 本検討の目的と内容	212
2) 唐津瓦斯サテライト設備現地調査報告	212



3) 発電機の選定と設置場所に関する検討	218
4) 結論	226

## 第5章 スマートレジリエンス構想の実現に向けた調査

1. はじめに	227
2. スマートレジリエンス構想に適合した指標の提案と評価～エネルギーの有効利用に着目して～	
1) 評価対象ケース	228
2) 評価指標の提案	228
3) 各 Case のエネルギーフロー	231
4) 各 Case の比較・考察	238
3. レジリエンス拠点の構築に向けた参考事例の調査	
1) 防災拠点としての清掃工場	240
2) 下水処理施設のエネルギー拠点化	242
4. おわりに	244
参考資料	245

# 第1章 唐津市浄水センター（下水処理場）を中心としたエリアの全体デザインのF/S調査

## 1. 未利用の再生可能エネルギーのポテンシャルの調査と有効利用可能量の調査検討

本項では、未利用の再生可能エネルギーのポテンシャルを唐津市全体及び浄水センターを中心としたエリアで調査を行い、それぞれの有効利用可能量を調査する。再生可能エネルギーとしては、太陽光、風力の他、小水力、バイオマスなどについて調査する。

再生可能エネルギーの導入ポテンシャルは、市内全体で、約15,000TJと想定され、このうち、海洋の温度差や潮流によるエネルギーが約6,000TJ、太陽光エネルギーが約4,000TJ、風力エネルギーが約3,000TJ程度の賦存量が見込まれる。残りは、バイオマスエネルギーや水力エネルギーなどが考えられる。今回の調査では、海洋の温度差や潮流によるエネルギーに関しては、対象エリアよりも広範囲となるため、今回の調査からは除外する。

### 1) 太陽光発電のポテンシャルと有効利用可能量の調査

#### ① 唐津市の太陽光発電のポテンシャル

唐津市の日射量は、日本海側のため、冬季は小さいが、春季、夏季、秋季は、全国的に見ても大きく、年間の平均日射量は、 $3.54 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{日}$ である。太陽光発電の導入ポテンシャルとしては、唐津市の有効面積から見ると約4,000TJである。

唐津市には、現在、2018年9月現在、29カ所のメガソーラが設置されており、その出力は、約62MWになっている。

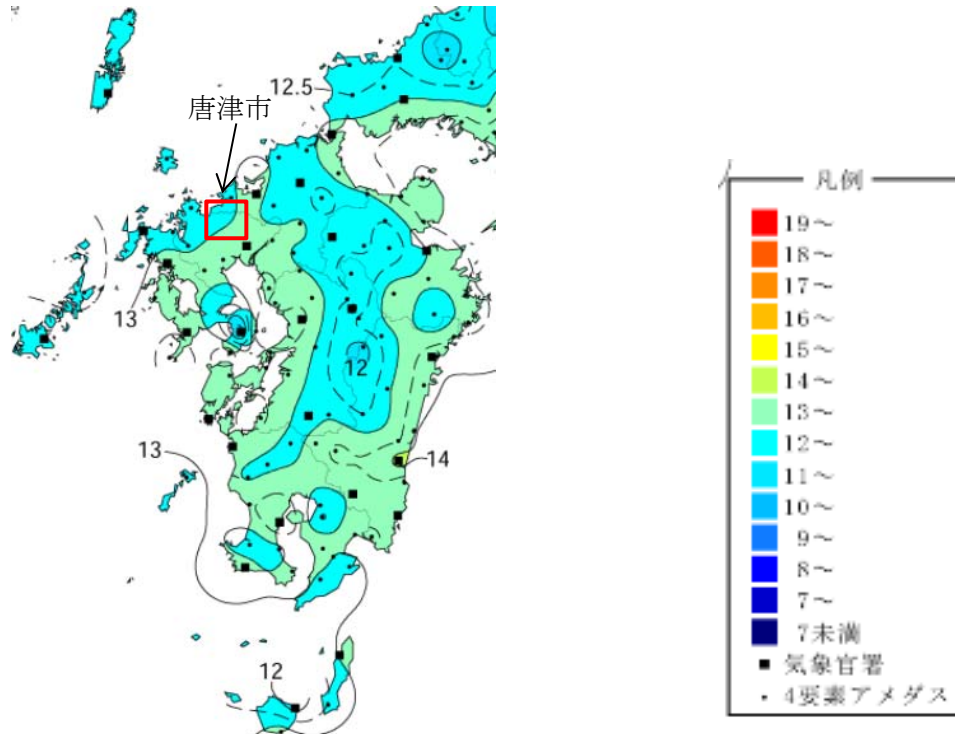


図-1.1 唐津市の日射量<sup>1</sup>

1 NEDO 日射量データより

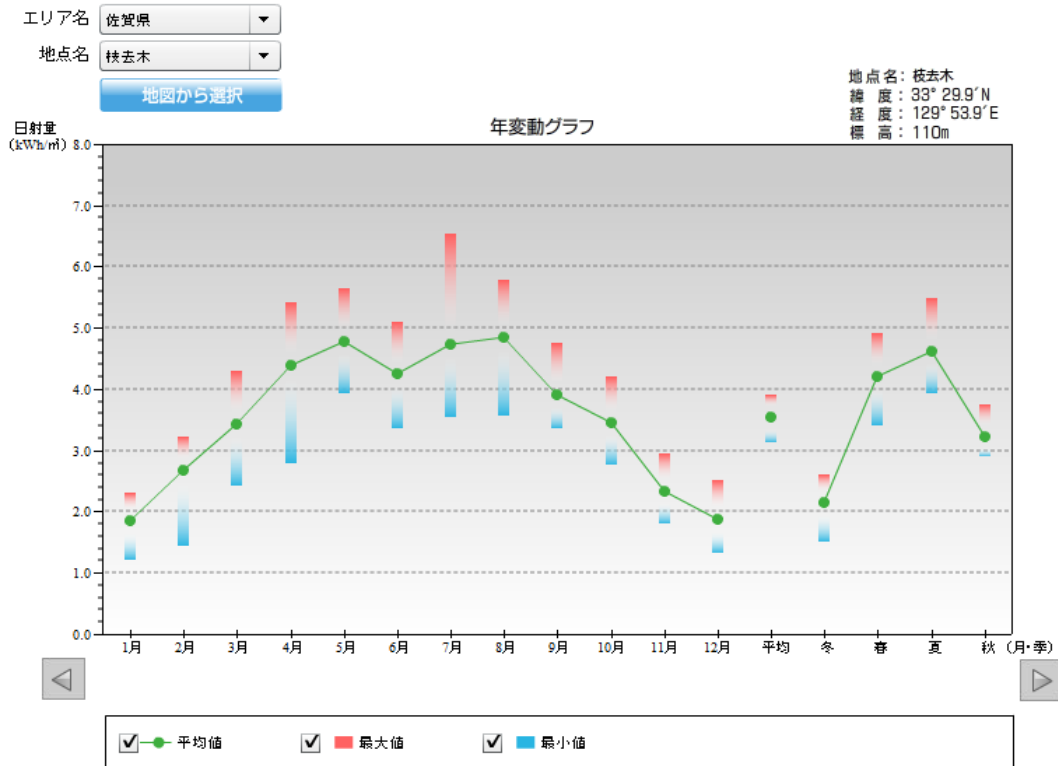


図-1. 2 唐津市の年間の日射量の変動<sup>1</sup>

現在設置されているメガソーラクラスの太陽光発電所を表-1. 1に示す。

表-1. 1 唐津市のメガソーラクラスの太陽光発電所<sup>2</sup>

No.	発電所名	出力(kW)	運転開始	設置場所
1	A 太陽光発電所	21,040	2018.04	相知
2	B 太陽光発電所	1,053	2016.09	厳木
3	C 太陽光発電所	1,056	2015.07	佐志
4	D 太陽光発電所	1,008	2014.05	北波多
5	E 太陽光発電所	651		鏡
6	F 太陽光発電所	1,469		相知
7	G 太陽光発電所	1,406		鎮西
8	H 太陽光発電所	1,402		厳木
9	I 太陽光発電所	1,904	2012.11	北波多
10	J 太陽光発電所	1,790	2012.11	佐里
11	K 太陽光発電所	1,104	2015.03	肥前
12	L 太陽光発電所	2,797		呼子
13	M 太陽光発電所	1,489		肥前
14	N 太陽光発電所	1,733		肥前
15	O 太陽光発電所	484		波多津

1 NEDO 日射量データより

2 WEB 上データをもとに日立パワーソリューションズにて作成

16	P 太陽光発電所	1,860		肥前
17	Q 太陽光発電所	1,705		肥前
18	R 太陽光発電所	1,750		佐志
19	S 太陽光発電所	924		梨川内
20	T 太陽光発電所	804		東山
21	U 太陽光発電所	1,981		山本
22	V 太陽光発電所	1,502		大野
23	W 太陽光発電所	2,100		相知
24	X 太陽光発電所	1,025		巖木
25	Y 太陽光発電所	2,741		天山
26	Z 太陽光発電所	1,000		和多田
27	$\alpha$ 太陽光発電所	881		肥前
28	$\beta$ 太陽光発電所	1,050		七山
29	$\gamma$ 太陽光発電所	1,980		七山
	合計	61,689		

合計出力は、61,689 kWとなる。これらの太陽光発電設備の稼働率を12%とすると、1 kWhは、MJに換算すると3.6MJであるので、

$$61,689 \text{ kW} \times 3.6 \text{ MJ/kWh} \times 8,760 \text{ h} \times 0.12 = 233 \text{ TJ}$$

となる。唐津市の有効面積から見たポテンシャルの約4,000TJに対して、太陽光発電による年間の発生エネルギー量は233TJとなり、5.8%利用されていることになる。

## ② 浄水センターエリアの太陽光発電のポテンシャル

図-1.3の浄水センターを中心としたエリアは、3方を海に囲まれているため、十分な日射が想定され、今回このエリアへ、図-1.3に示す10カ所に太陽光発電設備の設置が可能と判断し、太陽光発電設備導入可能量の算出を行った。

今回の調査では、設置場所1は、温水プール脇の場所は市民の遊技場として利用されており、設置場所2は野球場として、設置場所6は運動場として、設置場所7は駐車場利用されており、太陽光発電設備の設置は難しいと判断した。設置場所3は、水処理棟の上部であり、太陽光発電設備設置に適しているが、昭和57年度の建築物であるため、耐震性を十分診断する必要がある。設置場所4は、作業スペースであるが、約半分の面積は利用可である。設置場所5については、現在駐車場として利用されているが、その一部は利用可能と考える。設置場所8は、浄水センターの空きスペースとなっており、太陽光発電設備の設置は可能である。設置場所9は、北西に向けた斜面であるが、架台を設置し、太陽光パネルを南向きに設置する方法が考えられる。設置場所10は、現在コンテナを設置しているが、これを移動することで、利用可能となる。



図-1. 3 太陽光発電設備導入が可能な場所

これらの場所の発電量を表-2に示す。

表-1. 2 太陽光発電設備導入可能量

No.	場所名	設置角度	設置可能容量	設置可能性
1	温水プール脇	10°	53 kW	×
2	野球場	10°	874 kW	×
3	水処理棟上部	0°	864 kW	△
4	水処理棟南側	10°	185 kW	○
5	水処理棟横駐車場	10°	359 kW	○
6	運動場	10°	1,176 kW	×
7	東側駐車場	10°	264 kW	×
8	消化ガスタンク後ろ側	10°	151 kW	○
9	水処理棟北東側斜面	10°	139 kW	△
10	東側駐車場奥	10°	100 kW	○
	合計		4,165 kW	(1,798 kW)

尚、設置角度は、地表面に対する角度であり、費用対効果が最も良い角度である。

浄水センターを中心としたエリアでの太陽光発電設備の設置可能量は、4,165 kWに対して、有効利用可能量は、1,798 kW (38.7%)となる。但し、設置場所3の水処理棟上

部は、老朽化しており、水処理棟そのものの強度の補強が必要である。

## 2) 風力発電のポテンシャルと有効利用可能量の調査

### ① 唐津市の風力発電のポテンシャル

唐津市周辺の地上高50mでの風況マップを図-1.4に示す。唐津市西側の東松浦半島の上場台地および海岸部は地上高50mでは、平均風速が6.0m/s～7.5m/sと風況がよく、1,500kW以上の風力発電設備が23基設置されており、2基の小容量機も含めると、総出力は35,695kWとなる。(表-1.3参照) これらの陸上風力の導入ポテンシャルは、年間の稼働率を20%とすると、現時点では、225TJと計画時点より多くなっている。

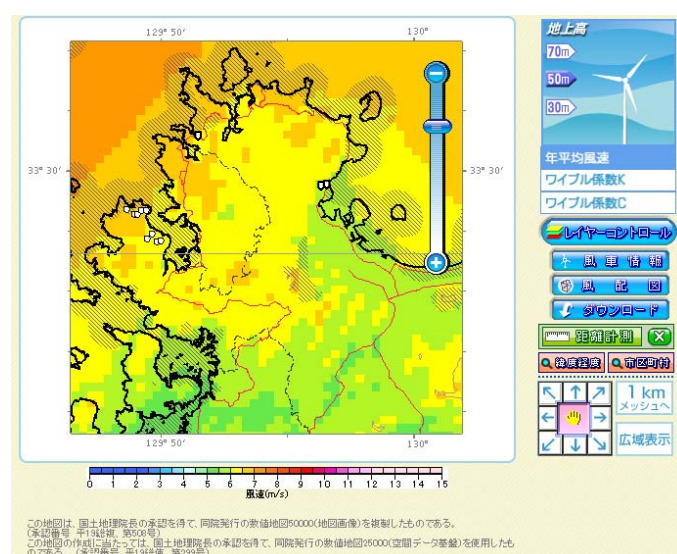


図-1.4 唐津市周辺の地上高50mでの風況マップ<sup>1</sup>

また、唐津市は、玄界灘に面しており、洋上風力の導入ポテンシャルは、熱量換算で年間約3,100TJあるが、まだ、洋上風力はない。

表-1.3 唐津市の風力発電所<sup>2</sup>

No.	発電所名	出力 (kW)	運開	単機容量	台数
1	A風力発電所	170	2002.2	170	1
2	B風力発電所	設備損傷のため撤去、再建検討中			
3	C風力発電所	45	2004.3	45	1
4	D風力発電所	1,500	2004.4	1,500	1
5	E風力発電所	12,000	2005.4	1,500	8
6	F風力発電所	18,000	2008.3	1,500	12
7	G風力発電所	1,990	2018.1	1,990	1
8	H風力発電所	1,990	2018.2	1,990	1
	合計	35,695	—	—	25

<sup>1</sup> NEDO風況マップより

<sup>2</sup> WEB上データをもとに日立パワーソリューションズにて作成



## 2) 浄水センターエリアの風力発電のポテンシャル

浄水センター周辺の風況を図-1.5に示す。浄水センター周辺の風況は、地上高30mでの平均風速が、5m/s程度であり、一般的には風力発電を行うには、やや風が弱く、大型風力発電には適していない。弱い風を1.3~1.5倍に増速させることのできる風レンズ風車などは、設置することは可能と考える。



図-1.5 浄水センター付近の地上高30mでの風況マップ<sup>1</sup>

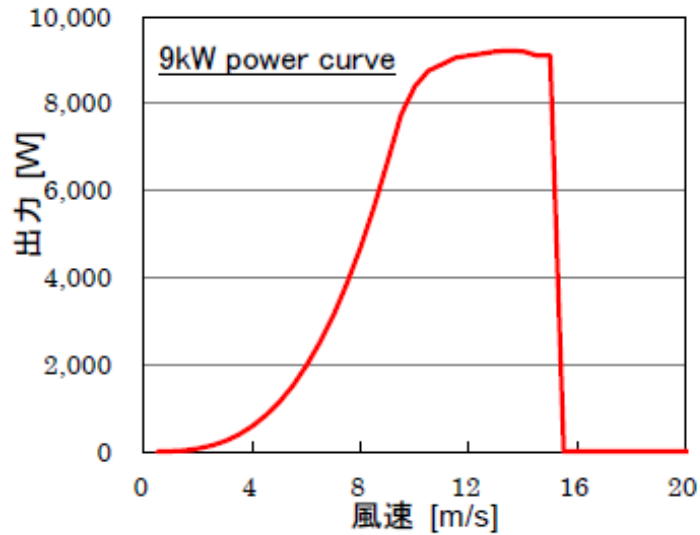
現状の計画では、別事業で風レンズ風車を9kW×2基、20kW×1基導入を計画している。



図-1.6 風レンズ風車(9kW)<sup>2</sup>

図-1.6に示す9kW風レンズ風車は、3kW風車を3つ組み合わせたマルチロータである。9kW風車のパワーカーブを図-1.7に示す。

- 1 NEDO風況マップより
- 2 九州大学応用化学研究所新エネルギー部門風工学分野資料より



(九州大学データより)

図-1. 7 9 kW風車のパワーカーブ

この9 kW風車の年間予想発電量を、表-1. 4に示す。

表-1. 4 9 kW風車の年間予想発電量

年平均風速	予想年間発電量(*)
3 m/s	3153 kWh
4 m/s	7884 kWh
5 m/s	14191 kWh
6 m/s	19710 kWh

(\*) システム稼働率や自己消費分などを考慮し、  
風洞試験からの発電効率を80%として試算した。

(九州大学データより)

9 kW風車のデータを用いて発電量を試算する。図-1. 5に示したように浄水センターエリアの地上高30 mでの年間平均風速は5 m/s程度である。風車システム中心の高さは、13.5 mであり、風速はさらに弱まるので、年間平均風速を4 mとした場合、年間の予想発電量は7,884 kWhとなり、

$$9 \text{ kW} \times 2 \text{ 基} + 20 \text{ kW} \times 1 \text{ 基} = 38 \text{ kW}$$

である。このことから、

$$7,884 \text{ kWh} \times 38 \text{ kW} / 9 \text{ kW} = 33,288 \text{ kWh}$$

となり、有効利用可能量は、1年間で33,288 kWhと予想される。



### 3) 小水力発電のポテンシャルと有効利用可能量の調査

#### ① 唐津市の小水力発電のポテンシャル

唐津市の東側の天山・脊振山系の山地部に、小水力発電のポテンシャルがあり、脊振山に近い「日本の滝百選」に選ばれている唐津市七山の「観音の滝」一帯で、小水力発電所の建設計画が進められている。年間の発電量は、472万kWとなる見込みである。

また、天山付近の巖木町巖木や相知町町切などにおいても、可能性調査の結果、可能と判断されている。

さらに、平成29年度に実施した「唐津市地域エネルギー創出事業企画調査」においては、巖木川小水力発電や伊岐佐川小水力発電の検討しており、特に伊岐佐川小水力発電については事業性を検討している。

#### ② 浄水センターエリアの小水力発電のポテンシャル

浄水センターエリアは、海に面した平地であり、自然落差を利用した小水力発電のポテンシャルはない。

浄水センターでは、市内から集めた下水を水分と汚泥に分離し、水分は薬品処理後、放流している。放流水位と放流面に水位差があれば、小水力発電に利用できる。図-1.8は、浄水センターのフロー図を示す。

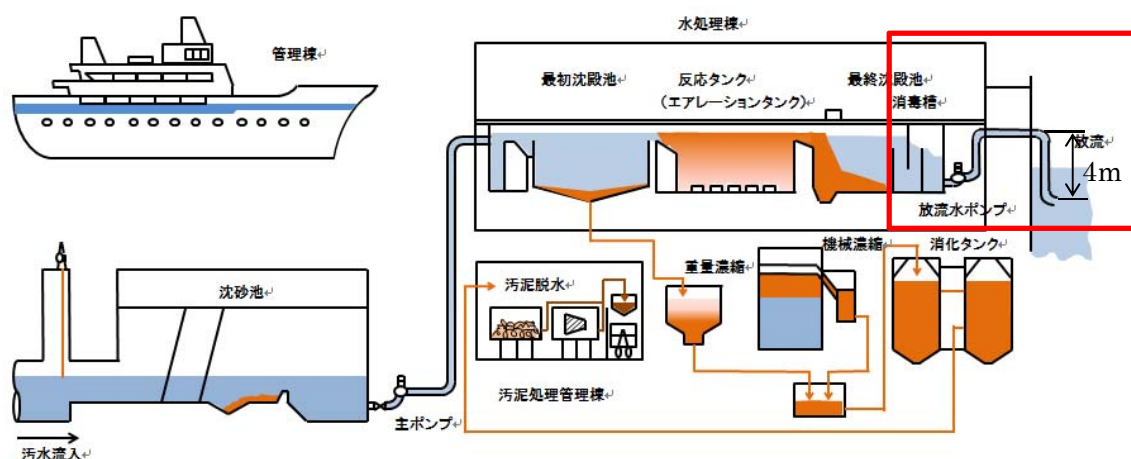


図-1.8 浄水センターのフロー図

放流水ポンプは、流量が $10\text{ m}^3/\text{分}$ のポンプが4台設置されている。年間の4台合計の運転時間は、8,580時間であり、2台運転の場合もあるが、平均するとほぼ1年を通して1台運用である。流量を秒に換算すると、 $0.17\text{ m}^3/\text{秒}$ であり、小水力を設置した場合、落差4mとし、小水力発電の効率を60%とすると、単純計算での発電出力は、

発電出力 (kW) =  $9.8 \times \text{落差 (m)} \times \text{流量 (m}^3/\text{s)} \times \text{効率}$   
で算出されるので、

発電出力 (kW) =  $9.8 \times 4\text{ (m)} \times 0.17\text{ (m}^3/\text{秒)} \times 0.6 = 4.0\text{ (kW)}$   
となり、4kWの発電が可能となると考えられる。したがって、有効利用可能量は、

$4\text{ (kW)} \times 8,580\text{ (h)} = 34,320\text{ (kWh)}$   
となる。

インライン水車などを設置すると、放流水ポンプにとって抵抗となるため、地上に放流水の貯蔵タンクなどを設置し、放流水ポンプの抵抗にならないようなシステムにしなければならない。

#### 4) 地域のバイオマスを活用したバイオマス発電のポテンシャルと有効利用可能量の調査

##### ① 唐津市のバイオマス発電のポテンシャル

木質バイオマスに関しては、唐津市は、森林面積が25,860ha<sup>1</sup>あり、市の総面積の51.3%を占めており、年間11,250MWh（発電出力：1.3MW）の発電が可能との報告<sup>1</sup>がある。しかしながら、林業生産活動は、木材価格の低迷により停滞しており、森林地区では、木質バイオマスの利活用に期待が寄せられている。また、現在唐津市では、25,000kWのバイオマス発電の計画があり、原材料は、主にパーム椰子殻等を輸入して発電し、未利用材も価格が合えば使用する方向で検討されている。

市内の鳴神温泉なのゆでは、市内の森林から搬出される間伐材を主原料とした木質チップを燃焼させて、温水を作り、温泉に利用している。その出力は、550kW（1,980MJ）であり、年間のCO<sub>2</sub>排出削減量は、448ton-CO<sub>2</sub>になる。

木質バイオマス以外のバイオマス資源としては、水産加工の残渣、生ごみ、下水汚泥、し尿・浄化槽汚泥、家畜排せつ物、建設廃材、製材残材などがあるが、飼料化やメタン発酵、おが粉化などに利用・販売されている。また、虹の松原の松葉や過繁茂竹などの未利用の資源があり、虹の松原の松葉については、唐津市バイオマスタウン構想で、再生保全活動が展開されており、葉タバコの温床用に利用されている。このように、バイオマス資源の利用は行われているが、バイオマス発電を行うためのバイオマス資源の量には達していない。

また、平成29年度に実施した「唐津市地域エネルギー創出事業企画調査委託業務/事業報告書」において、市内公共施設の事業系一般廃棄物（給食センターの食物残渣、学校給食の食物残渣、衛生処理センターのし尿・浄化槽汚泥・集落排水汚泥等）、市内産業廃棄物（畜産排泄物、農業残渣、事業所の食物残渣等）、玄海町の産業廃棄物（畜産排泄物・農業残渣等）の調査が実施された。賦存量としては、400,218t/年あるが、これを用いたバイオガス発電設備の事業性検討の結果、固定価格買取制度に基づく20年の売電事業期間内での投資の回収が難しい結果となっている。

##### ② 浄水センターエリアのバイオマス発電のポテンシャル

浄水センターでは、下水処理場において発生する消化ガスがあり、この消化ガスの利用については次項で説明する。

#### 5) 消化ガスを利用したバイオマスエネルギーのポテンシャルと有効利用可能量の調査

浄水センターでは、下水処理場において消化ガスが発生する。表-1.5に、消化ガス発生量を示す。

---

1 唐津市バイオマスタウン構想（構想書）より

表－1. 5 消化ガス発生量

平成28年度消化ガス発生量と利用量

			4月	5月	6月	7月	8月	9月
発生ガス量		Nm <sup>3</sup> /月	52,701	56,923	51,688	52,939	48,489	44,141
加温ヒータガス流量		Nm <sup>3</sup> /月	12,777	10,545	7,164	4,814	2,350	5,060
余剰ガス 流量	実際	Nm <sup>3</sup> /月	28,795	34,820	31,853	31,865	24,834	19,546
	調整	Nm <sup>3</sup> /月	39,924	46,378	44,524	48,125	46,139	39,081

			10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
発生ガス量		Nm <sup>3</sup> /月	42,761	47,491	46,336	61,306	53,878	62,477	621,130
加温ヒータガス流量		Nm <sup>3</sup> /月	7,237	10,366	15,012	15,605	16,814	17,479	125,223
余剰ガス 流量	実際	Nm <sup>3</sup> /月	23,216	30,124	27,579	29,410	24,422	30,684	337,148
	調整	Nm <sup>3</sup> /月	35,524	37,125	31,323	45,701	37,064	44,998	495,906

平成29年度消化ガス発生量と利用量

			4月	5月	6月	7月	8月	9月
発生ガス量		Nm <sup>3</sup> /月	61,556	61,789	53,125	57,115	51,833	49,273
加温ヒータガス流量		Nm <sup>3</sup> /月	13,953	10,950	6,875	3,823	4,850	6,733
余剰ガス 流量	実際	Nm <sup>3</sup> /月	30,885	33,317	31,297	33,525	27,831	25,329
	調整	Nm <sup>3</sup> /月	47,603	46,378	44,524	53,292	46,983	39,081

			10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
発生ガス量		Nm <sup>3</sup> /月	50,709	49,423	51,725	49,277	45,636	51,759	633,220
加温ヒータガス流量		Nm <sup>3</sup> /月	9,137	12,187	12,625	16,832	9,601	13,982	121,548
余剰ガス 流量	実際	Nm <sup>3</sup> /月	27,633	25,987	33,981	20,993	22,745	28,058	341,581
	調整	Nm <sup>3</sup> /月	41,572	37,236	39,100	32,895	36,035	37,777	502,476

※ 余剰ガスの実際は計測値、調整は発生ガス量から加温ヒータガス流量を引いた計算値

現状、発生ガスのうち、約20%は加温ヒータに使用され、余剰ガスは、余剰ガス焼却装置にて焼却処理を行っている。この消化ガスの成分を表－1. 6に示す。

表－1. 6 消化ガス成分表

		分析結果	定量下限値	分析方法
メタン	vol/vol%	59.1	0.01	GC-FID法
塩素	mg/m <sup>3</sup> N	ND	0.5	検知管法
塩化水素	mg/m <sup>3</sup> N	ND	50	JIS K 0107
硫黄酸化物 (二酸化硫黄)	mg/m <sup>3</sup> N	ND	29	JIS K 0103
硫化水素	ppm	14	0.02	環境庁告示第9号別表第2
アンモニア	ppm	ND	0.1	環境庁告示第9号別表第1

二酸化炭素	vol/vol%	40.0	0.1	オルザット法
酸素	vol/vol%	0.2	0.1	オルザット法
シロキサン (D3)	mg/m <sup>3</sup> N	ND	0.9	溶媒捕集-GC/MS 法
シロキサン (D4)	mg/m <sup>3</sup> N	2.4	0.9	溶媒捕集-GC/MS 法
シロキサン (D5)	mg/m <sup>3</sup> N	25	0.9	溶媒捕集-GC/MS 法
シロキサン (D6)	mg/m <sup>3</sup> N	ND	0.9	溶媒捕集-GC/MS 法
水分量	%	1.3	0.1	吸湿管法

(データ提供元:唐津市浄水センター)

この余剰ガスを用いて、消化ガス発電 (バイオガス発電) を行うことが可能である。表-1.5 には、余剰ガスに実際と調整 (計算値) があるが、実際値を用いて検討を行うこととした。

平成28年度の1時間平均の余剰消化ガス量は、

$$337,148 \text{ Nm}^3 / 8,760 \text{ h} = 38.5 \text{ Nm}^3 / \text{h}$$

平成29年度の1時間平均の余剰消化ガス量は、

$$341,581 \text{ Nm}^3 / 8,760 \text{ h} = 39.0 \text{ Nm}^3 / \text{h}$$

と、ほぼ同等である。その低位発熱量は、メタン濃度59.1 vol/vol% (表-5参照) であることから、5.9 kWh/Nm<sup>3</sup> (21.2 MJ) である。従って、平成29年度データを用いた1時間の入熱は、下記となる。

$$39.0 \text{ Nm}^3 / \text{h} \times 5.9 \text{ kWh} / \text{Nm}^3 = 230.1 \text{ kW} \text{ (828 MJ)}$$

導入するガスエンジンの定格単機出力を25 kWとした場合、1時間の燃料消費量は、78.1 kWである。1時間の消化ガスを全て消費するために必要なガスエンジンの台数は、

$$230.1 \text{ kW} / 78.1 \text{ kW} = 2.9 \text{ 台}$$

となり、平均でも3台の運転が可能である。1日単位で見ると、最大余剰ガス発生日では、平成28年度では、1,387 Nm<sup>3</sup>/日、平成29年度では、1,385 Nm<sup>3</sup>/日であり、1時間での余剰消化ガス量は、57.7 Nm<sup>3</sup>/hであるので、

$$57.7 \text{ Nm}^3 / \text{h} \times 5.9 \text{ kWh} / \text{Nm}^3 = 340.4 \text{ kW}$$

$$340.4 \text{ kW} / 78.1 \text{ kW} = 4.4 \text{ 台}$$

となり、最大余剰ガス発生日で4台が定格出力で運転できる。

月単位での余剰ガスを全て消費するために必要なガスエンジンの台数を表-1.7にまとめた。

表-1.7 発生消化ガスを全て消費するために必要なガスエンジン台数 (定格出力: 25 kW)

平成28年度		4月	5月	6月	7月	8月	9月
余剰ガス流量	Nm <sup>3</sup> /月	28,795	34,820	31,853	31,865	24,834	19,546
1時間の流量	Nm <sup>3</sup> /h	40.0	46.8	44.2	42.8	33.4	27.1
1時間の入熱	kW	236.0	276.1	260.8	252.5	197.1	159.9
エンジン台数	台	3.0	3.5	3.3	3.2	2.5	2.0

		10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
余剰ガス流量	Nm <sup>3</sup> /月	23,216	30,124	27,579	29,410	24,422	30,684	337,148
1時間の流量	Nm <sup>3</sup> /h	31.2	41.8	37.1	39.5	36.3	41.2	38.5
1時間の入熱	kW	184.1	246.6	218.9	233.1	214.2	243.1	227.2
エンジン台数	台	2.4	3.2	2.8	3.0	2.7	3.1	2.9

平成29年度

		4月	5月	6月	7月	8月	9月
余剰ガス流量	Nm <sup>3</sup> /月	30,885	33,317	31,297	33,525	27,831	25,329
1時間の流量	Nm <sup>3</sup> /h	42.9	44.8	43.5	45.1	37.4	35.2
1時間の入熱	kW	253.1	264.3	256.7	266.1	220.7	207.7
エンジン台数	台	3.2	3.4	3.3	3.4	2.8	2.7

		10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
余剰ガス流量	Nm <sup>3</sup> /月	27,633	25,987	33,981	20,993	22,745	28,058	341,581
1時間の流量	Nm <sup>3</sup> /h	37.1	36.1	45.7	28.2	33.8	37.7	39.0
1時間の入熱	kW	218.9	213.0	269.6	166.4	199.4	222.4	230.1
エンジン台数	台	2.8	2.7	3.5	2.1	2.6	2.8	2.94

消化ガス（バイオガス）の有効可能利用量については、平成29年度のデータをベースに検討する。年間の消化ガスエンジンの運転時間は、浄水センターの年次点検を除けば、連続運転が可能である。ガスエンジンの定期点検もあるので、年間の運転日数を355日として試算する。表-1.7に示すように、定格出力25kWのエンジンを、年間平均で2.9台運転が可能であることから、

$$25\text{ kW} \times 2.9\text{ 台} \times 355\text{ 日} \times 24\text{ 時間} = 617,700\text{ kWh}$$

の発電が可能であり、有効可能利用量は、617,700kWh/年となる。

6) その他の再生可能エネルギー導入に係るポテンシャルと有効利用可能量の調査

その他の再生可能エネルギーとして、地中熱利用、温度差熱利用、海洋エネルギーなどがある。

地中熱利用としては、市内のY社の本社や工場で安定した温度の地下水の熱を利用したシステムを構築し、運用されている。温度差熱利用は、地下水、河川水、下水などの水源を熱源とするものであり、佐賀大学で50kW温度差発電の実証を行っている。波力、潮力などの海洋エネルギーは、玄界灘に面した唐津市においては、熱量換算で約7,000TJの導入ポテンシャルがある。

## 2. 再生可能エネルギー導入による熱利用の検討

本項では、再生可能エネルギー導入による熱利用の検討を行い、それぞれの有効利用可能量を調査する。再生可能エネルギーとしては、浄水センターで発生する消化ガス（下水バイオガス）を用いた発電時に発生する廃熱と太陽熱について調査する。

### 1) 消化ガス発電設備の廃熱利用

消化ガス発電設備の原動機であるガスエンジンは、発電を行うとともに廃熱を発生、温水（最高80℃程度）として回収ができ、コージェネレーション（電気・熱併給システム）として利用できる。

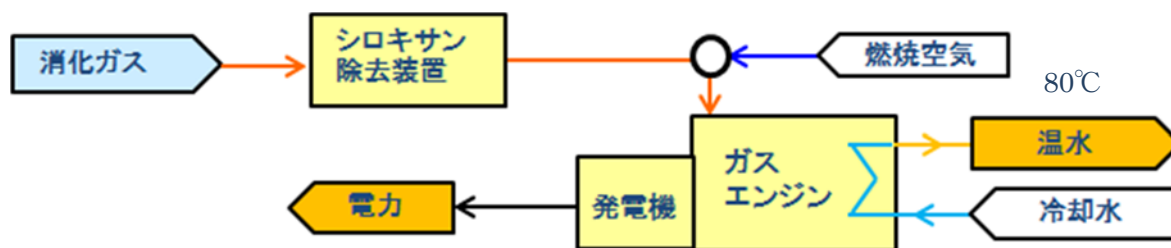


図-1. 9 消化ガス発電設備（コージェネレーション）のフロー図

導入を計画しているガスエンジンの廃熱回収熱量は、定格出力時に、40.6 kWである。年間の運転日数を355日として、表-1. 7に示す平成29年度のデータを用いて試算すると、年間の平均稼働台数が2.9台であるので、

$40.6 \text{ kW} \times 2.9 \text{ 台} \times 355 \text{ 日} \times 24 \text{ 時間} = 1,018,540 \text{ kWh/年}$   
となる。従って、

$$1,018,540 \text{ kWh/年} \times 3.6 \text{ MJ/kWh} = 3,666,744 \text{ MJ/年} \\ = 3,667 \text{ GJ/年}$$

の熱量が、有効可能使用量となる。

この熱の利用先として、浄水センターの下水処理時に消化ガスを燃料とした温水ヒータにより、65℃の温水を作り、熱交換器を用いて、下水汚泥の加温に用いているが、この代替熱として利用が可能となり、また、浄水センターに隣接する温水プールへの廃熱供給も考えられる。温水プールの加温に利用すれば、従来使用している温水ボイラーの燃料費(LPガス)の削減に繋がるため、これらの利用方法の検討は、次項で説明する。

### 2) 太陽熱利用

太陽熱利用には、トラフ型と真空2重管型がある。トラフ型は、曲面鏡の曲率中心に太陽熱を集熱し、中心に配置された集熱管に流れる液体を加温するため、最大190℃まで加温することができる。一方、真空2重管型は、平面タイプであり、供給可能温度は、最大100℃である。図-1. 10に、トラフ型と真空2重管型の仕様と特徴を示す。

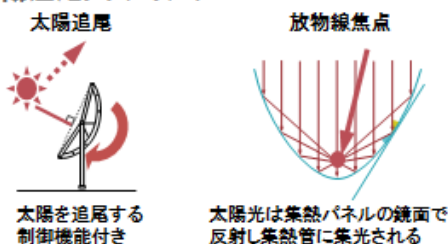
これらを用いたシステムの例を図-1. 11に示す。トラフ型の場合、前述のように高温に加温することができるため、用途として給湯の他、蒸気としても利用でき、吸収式冷凍機などの組み合わせが可能となる。真空2重管型は、最大100℃までの加温となるため、エコキ

ュートなどと組み合わせ安定した給湯供給が可能となる。

項目	トラフ型(CSP)	真空二重管(CPC)
形状		
ガラス管断熱方式	真空層	真空二重管
サイズ(W×L×H)	1.5×2.0×1.2(m)(3m <sup>2</sup> )	1.4×1.4×0.1(m)(1.99m <sup>2</sup> )
最大集熱能力	2.0(KW/枚)	1.2(KW/枚)
供給可能温度	~190℃	~100℃
用途	給湯・蒸気・空調	給湯
太陽追尾トラッキング	有	無

### トラフ型(CSP)の特長

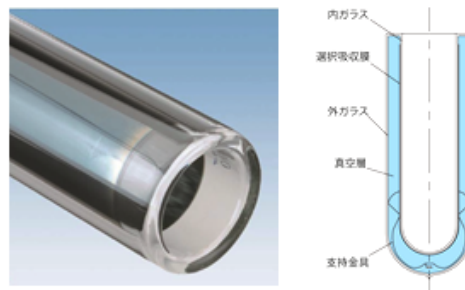
#### ① 太陽追尾トラッキング



#### ② 集熱量調整(沸騰防止機能)

夏季、集熱量が需要量を超えた場合、デフォーカス機能(焦点をずらす)により集熱量を調整することが可能。その為、夏場の集熱超過を気にせず、利用可能面積に対して、最大数のパネルを設置でき、冬季の集熱量を確保することが可能。

### 真空二重管(CPC)の特長

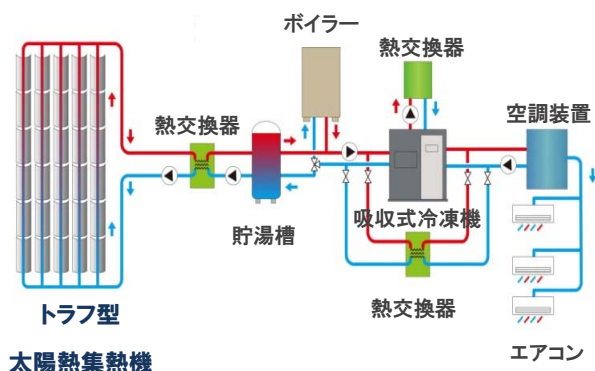


- ①真空二重ガラス管は、魔法瓶のような二重構造をしているため、普通の二重ガラス管構造に比べて断熱効果が高く、ガラス管内部からの熱損失が非常に少なくなっています。
- ②年間を通して安定した集熱が可能です。

図-1. 10 太陽熱利用設備<sup>1</sup>

### ●空調利用の場合(例:工場、学校)

吸収式冷凍機を用いることで、太陽熱の空調利用も可能。



### ●給湯利用の場合(例:病院、旅館)

エコキュートやボイラーと併設して安定した給湯供給可能。

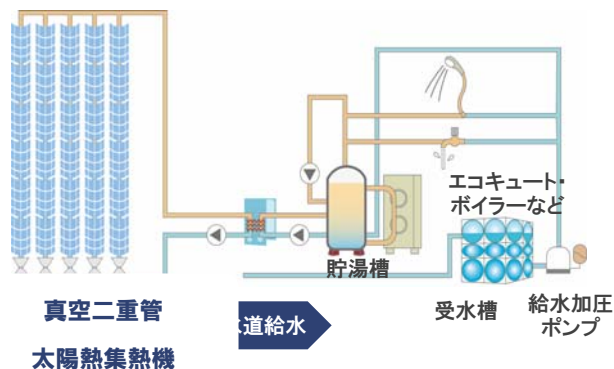


図-1. 11 太陽熱利用システム系統図<sup>2</sup>

この太陽熱利用を唐津市におけるNEDOの日射量データを用いて、真空二重管方式のパネル100枚を唐津市に導入した場合の集熱量を試算した。

<sup>1</sup> 株式会社日立製作所太陽熱システムカタログより

<sup>2</sup> 同上

表-1. 8 唐津市における太陽熱集熱量

顧客名	佐賀県唐津市	
パネル設置情報	北緯 (度)	33.4330
	東経 (度)	129.9500
	パネル1枚開口部面積 (m <sup>2</sup> )	1.99
	パネル枚数	100
	パネル面の傾斜角	20
	パネル面の方位角	0
NEDOデータ使用地点	佐賀県枝去木	

		1月	2月	3月	4月	5月	6月
斜面日射量	kWh/m <sup>2</sup> ・日	2.25	3.13	3.72	4.51	4.68	4.11
平均外気温	℃	5.4	6.0	8.8	13.3	17.2	20.8
日間パネル集熱量	kWh/日	236.5	329.6	395.0	485.2	509.1	451.7
月間パネル集熱量	kWh/月	7,332	9,229	12,245	14,557	15,783	13,550
月間斜面日射量	MJ/月	49,969	62,785	82,615	96,929	103,935	88,332
月間集熱量	MJ/月	26,396	33,225	44,084	52,404	56,820	48,779
効率	%	55.6	55.7	56.2	56.9	57.5	58.1

		7月	8月	9月	10月	11月	12月	合計
斜面日射量	kWh/m <sup>2</sup> ・日	4.59	4.86	4.14	4.03	2.87	2.38	3.77
平均外気温	℃	24.8	25.6	22.4	17.5	12.5	7.7	15.2
日間パネル集熱量	kWh/日	510.0	541.2	457.0	438.8	308.1	251.9	—
月間パネル集熱量	kWh/月	15,810	16,776	13,709	13,603	9,242	7,809	149,645
月間斜面日射量	MJ/月	101,937	107,933	88,977	89,500	61,682	52,856	987,450
月間集熱量	MJ/月	56,915	60,394	49,353	48,970	33,271	28,113	538,724
効率	%	58.8	58.9	58.4	57.6	56.8	56.0	57.2

唐津市において、約30m×10m程度の平地に、真空二重管パネルを20枚×5列（パネル枚数100枚）を設置した場合、年間538,724MJの熱を利用できることになる。



### 3. 温水プールや下水処理場等の施設のエネルギーコストの削減策のシミュレーション

#### 1) 熱の利用方法の検討

図-1. 12に、現状の熱利用先および供給ガス種を整理した。

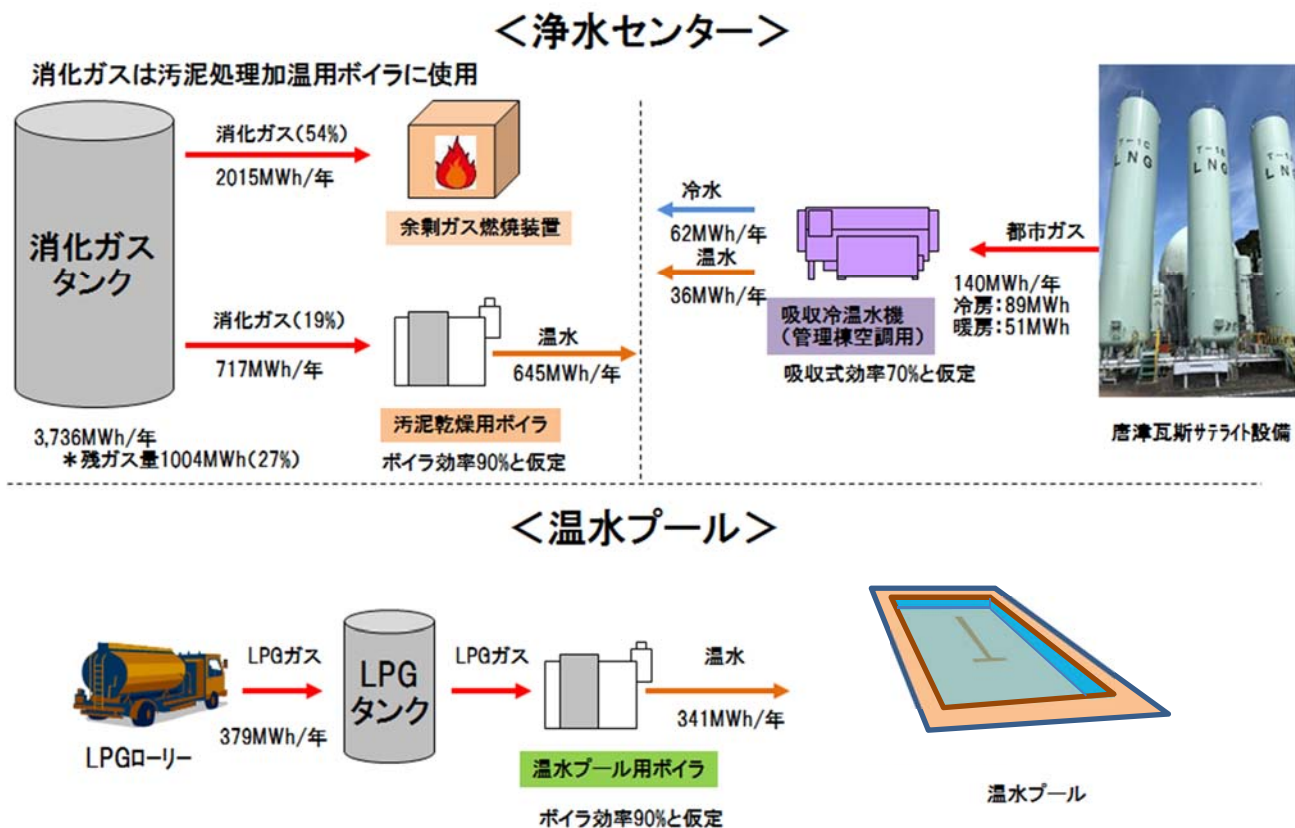


図-1. 12 現状の熱利用先および供給ガス種類

本図より、消化ガス発電設備の廃熱利用先として、下記の3案がある。

- a. 現在、下水汚泥を、消化ガスを燃料とするボイラーで生成した温水で加温している。この温水の代替として、消化ガス発電設備で発生する廃熱温水を利用する。
- b. 温水プールのプール水は、LPガスを燃料とする温水ボイラーにより加温している。この温水ボイラーの代替として、消化ガス発電設備で発生する廃熱温水を利用する。
- c. 浄水センターの空調用に吸収式冷凍機を使用している。この熱源として、消化ガス発電設備で発生する廃熱温水を利用する。

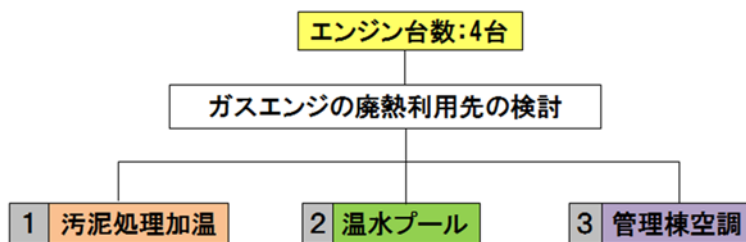


図-1. 13 消化ガス発電設備の廃熱利用先の検討

これらの案についての検討結果を以下に示す。

① 現状の熱利用

平成29年度の消化ガス発生量と使用量を表-1.9に示す。1年間で発生した消化ガス量は、633,220Nm<sup>3</sup>/年であり、その内、121,548Nm<sup>3</sup>/年(19%)を下水汚泥の加温用として利用しており、341,581Nm<sup>3</sup>/年(54%)は余剰ガス燃焼装置により、焼却処理されている。

表-1.9 平成29年度消化ガス発生量と利用量

		4月	5月	6月	7月	8月	9月	
発生ガス全量	Nm <sup>3</sup> /月	61,556	61,789	53,125	57,115	51,833	49,273	
発生ガス全量熱量	kW/月	363,180	364,555	313,438	336,979	305,815	290,711	
加温ヒータガス流量	Nm <sup>3</sup> /月	13,953	10,950	6,875	3,823	4,850	6,733	
加温ヒータガス熱量	kW/月	82,323	64,605	40,563	22,609	28,615	39,725	
余剰ガス 流量	実際	Nm <sup>3</sup> /月	30,885	33,317	31,297	33,525	27,831	25,329
	調整	Nm <sup>3</sup> /月	47,603	46,378	44,524	53,292	46,983	39,081
余剰ガス熱量(実際)	kW/月	182,222	196,570	184,652	197,798	164,203	149,441	

		10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計	
発生ガス全量	Nm <sup>3</sup> /月	50,709	49,423	51,725	49,277	45,636	51,759	633,220	
発生ガス全量熱量	kW/月	299,183	291,596	305,178	290,734	269,252	305,378	3,735,998	
加温ヒータガス流量	Nm <sup>3</sup> /月	9,137	12,187	12,625	16,832	9,601	13,982	121,548	
加温ヒータガス熱量	kW/月	53,908	71,903	74,488	99,309	56,646	82,494	717,188	
余剰ガス 流量	実際	Nm <sup>3</sup> /月	27,633	25,987	33,981	20,993	22,745	28,058	341,581
	調整	Nm <sup>3</sup> /月	41,572	37,236	39,100	32,895	36,035	37,777	502,476
余剰ガス熱量(実際)	kW/月	163,305	153,323	200,488	123,859	134,196	165,542	2,015,599	

この消化ガスの熱量を算出する。

平成29年度1年間で発生した消化ガス量は、633,220Nm<sup>3</sup>/年であり、消化ガスの低位発熱量は、5.9kWh/Nm<sup>3</sup>であることから、

$633,220\text{Nm}^3/\text{年} \times 5.9\text{kWh}/\text{Nm}^3 = 3,735,998\text{kWh}/\text{年}$ の熱量を有している。

下水汚泥の加温用の消化ガスは、121,548Nm<sup>3</sup>/年であるので、その熱量は、

$121,548\text{Nm}^3/\text{年} \times 5.9\text{kWh}/\text{Nm}^3 = 717,133\text{kWh}/\text{年}$ を利用していることになる。

また、余剰ガスとして焼却処理されたガスは、341,581Nm<sup>3</sup>/年であり、その熱量は、

$341,581\text{Nm}^3/\text{年} \times 5.9\text{kWh}/\text{Nm}^3 = 2,015,328\text{kWh}/\text{年}$ となる。

1年間に発生した消化ガス全量633,220Nm<sup>3</sup>/年から、加温用として利用した消化ガス121,548Nm<sup>3</sup>/年と焼却処理された消化ガス341,581Nm<sup>3</sup>/年を差し引いた値

である170,091Nm<sup>3</sup>/年は、未利用のまま残消化ガス量として、消化ガスタンクや系統内に残っていると考えられる。その熱量は、

170,091Nm<sup>3</sup>/年×5.9kWh/Nm<sup>3</sup>=1,003,537kWh/年となる。

現状の消化ガスの利用先と熱量を図-1.14に示す。

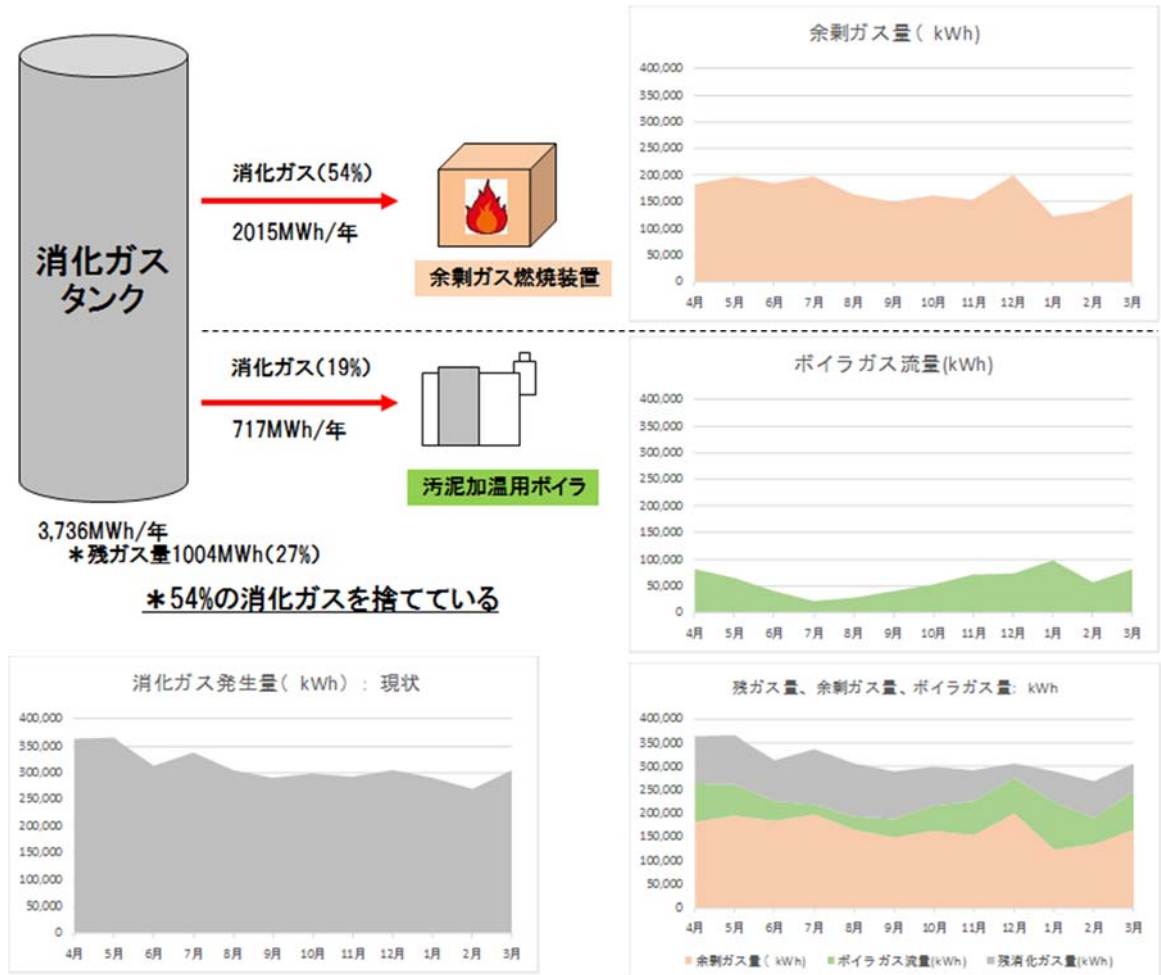


図-1.14 現状の消化ガスの利用先と熱量

#### Case 0 消化ガス発電の廃熱を利用しない場合（2019年3月まで）

現在、4台の消化ガス発電設備の設置を行っている。本年度は、消化ガス発電により発生する廃熱温水の利用は行わない。燃料の消化ガスは、表-1.8の余剰ガス（実際）の流量を使うことができる。消化ガスの熱量は、5.9kWh/Nm<sup>3</sup>であり、ガスエンジン1台当たりの燃料消費量は、78.1kW/hであるので、例えば、4月を例にとると、

$$30,885\text{Nm}^3/\text{月} \times 5.9\text{kWh}/\text{Nm}^3 = 182,222\text{kWh}/\text{月}$$

$$182,222\text{kWh}/\text{月} \div (78.1\text{kWh}/\text{h} \times 30\text{日} \times 24\text{時間}) = 3.2\text{台}$$

となる。表-1.10に平成29年度消化ガス発生量と利用量を示す。

表-1. 10 平成29年度消化ガス発生量と利用量

			4月	5月	6月	7月	8月	9月
余剰ガス流量	実際	Nm <sup>3</sup> /月	30,885	33,317	31,297	33,525	27,831	25,329
余剰ガス熱量		kW/月	182,222	196,570	184,652	197,798	164,203	149,441
ガスエンジン運転台数		台	3.2	3.4	3.3	3.4	2.8	2.7

			10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
余剰ガス流量	実際	Nm <sup>3</sup> /月	27,633	25,987	33,981	20,993	22,745	28,058	341,581
余剰ガス熱量		kW/月	163,035	153,323	200,488	123,859	134,196	165,542	2,015,328
ガスエンジン運転台数		台	2.8	2.7	3.5	2.1	2.6	2.8	2.9

この運転方法による消化ガスの利用先と熱量を図-1. 15に示す。

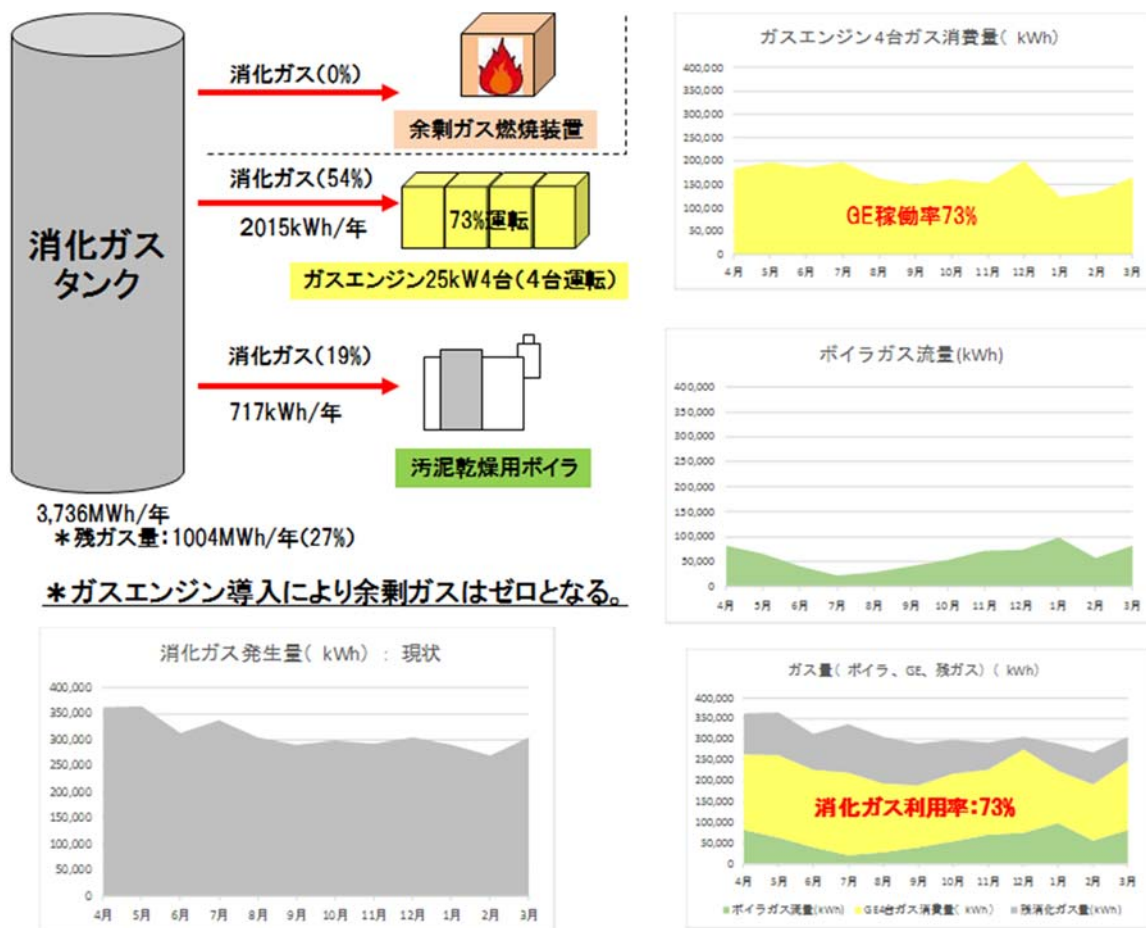


図-1. 15 消化ガス発電の廃熱を利用しない場合の消化ガスの利用先と熱量

Case 1 下水汚泥の加温にコージェネレーションの温水を利用した場合

図-1. 16に現状の下水汚泥加温のフロー図を示す。

消化ガスを燃料としたボイラーで下水汚泥加温の温水(計画値80℃)を生成し、A系、B系の2系統ある汚泥加温用熱交換器それぞれに供給する。A系、B系の汚泥消化槽より35℃

で汚泥加温用熱交換器に供給される下水汚泥を、この温水で40.1℃まで加温する。加温のためにエネルギーを使用した温水の温度は、74.9℃まで下がり、再度ボイラーで加温し、80℃にする。この循環を継続的に行うことで、下水汚泥の加温を行っている。

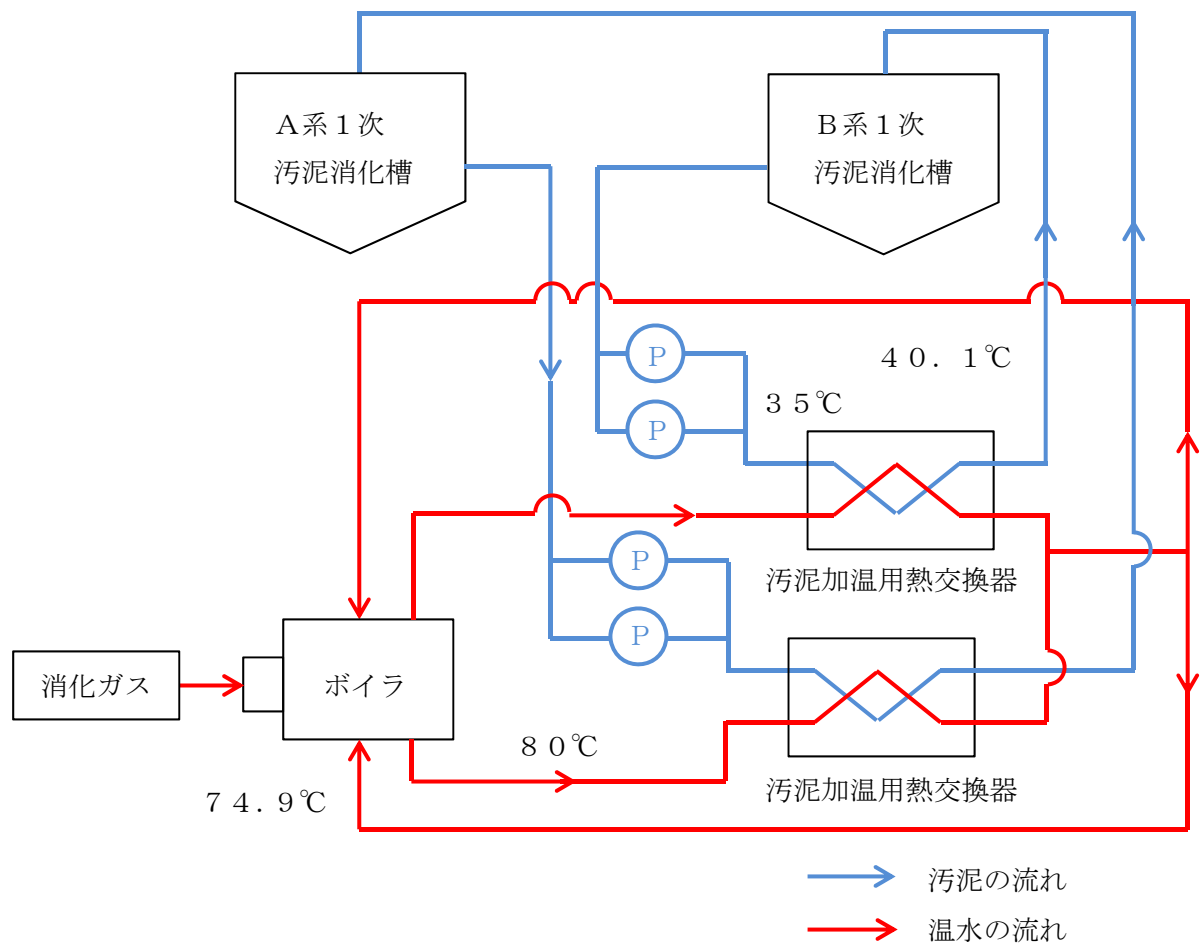


図-1. 16 下水汚泥加温のフロー

次に、消化ガス発電の廃熱温水を利用について検討する。

消化ガス発電設備は、原動機としてガスエンジンを使用しており、ガスエンジンは、廃熱を利用して温水を供給できる。この廃熱温水の最高温度は80℃である。この温水を、消化ガスで加温している温水の代替として利用することが可能と考えられる。

図-1. 16に、現状の下水汚泥の加温フローを示したが、ボイラーで80℃に加温した温水をA系、B系の汚泥加温用熱交換器に供給し、下水汚泥を加温している。この温水配管に、ボイラー温水と同等の80℃のガスエンジン廃熱温水を供給するラインを繋ぎ込む。また、温水の戻りラインにもガスエンジンに戻すラインを繋ぎ込むことで、循環ラインができあがり、既設の消化ガスボイラーと同様の温水ラインを作ることができる。消化ガス発電設備が停止した場合を考慮して、既設のボイラー設備も残し、消化ガス発電設備停止時も下水汚泥の加温は継続して実施できるようにする。

図-1. 17にそのフローを示す。図中のオレンジ色のラインが、消化ガス発電設備から供給する廃熱温水ラインであり、赤色の破線は、消化ガス発電設備停止時の温水供給ラインを示す。消化ガス発電設備の廃熱温水は、熱交換器を介して、下水汚泥加温系統に供給する。

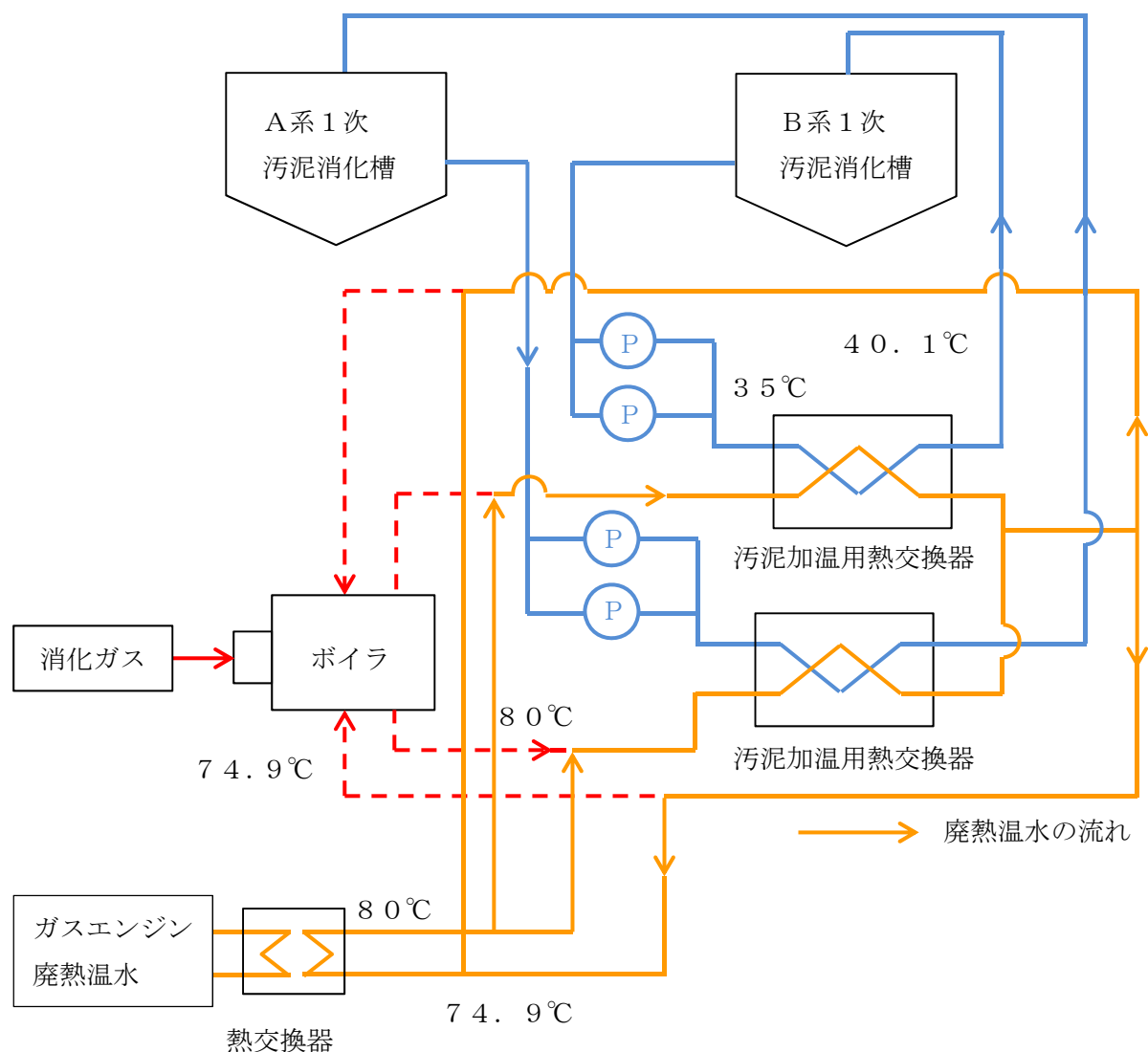


図-1. 17 消化ガス発電設備の廃熱温水による下水汚泥の加温フロー

導入を計画している消化ガス発電設備の廃熱回収熱量は、定格出力時に、40.6 kWである。年間の運転日数を355日として、表-1. 10に示す平成29年度のデータを用いて試算すると、年間の平均稼働台数が2.9台であるので、

$$40.6 \text{ kW} \times 2.9 \text{ 台} \times 355 \text{ 日} \times 24 \text{ 時間} = 1,018,540 \text{ kWh/年}$$

となる。

消化ガス発電設備の廃熱回収熱量（1,018,540 kWh/年）に対して、現状消化ガスで加温して生成する温水の熱量（717,133 kWh/年）と、その熱量はガスエンジンの廃熱回収熱量が大幅に上回っており、消化ガス発電設備の廃熱回収熱量を加温用として十分に賄える熱量があると判断できる。

消化ガス発電設備の廃熱回収熱量を加温用として用いた場合、発生する消化ガスの全量を発電用として利用できる。消化ガス発電設備4台を年間355日運転すれば、年間の消化ガスでの燃



料消費量は、

$$78.1 \text{ kW/h} \times 4 \text{ 台} \times 355 \text{ 日} \times 24 \text{ h} = 2,661,648 \text{ kWh/年}$$

となる。一方、年間に発生する消化ガス全量は、 $633.220 \text{ Nm}^3$ であり、その熱量は、

$$633.220 \text{ Nm}^3 \times 5.9 \text{ kW/Nm}^3 = 3,735,998 \text{ kWh/年}$$

であるので、消化ガス全量に対して71.2%利用できることになる。

消化ガス発電設備4台を年間355日運転した場合の廃熱回収量は、1台当たり40.6kWであるので、

$$40.6 \text{ kW} \times 4 \text{ 台} \times 355 \text{ 日} \times 24 \text{ h} = 1,383,648 \text{ kWh/年}$$

であり、消化ガス発電設備からの配管ロスや熱交換器のロスを合わせて、10%のロスを考慮すると、1,245,283kWh/年となる。そのうち、消化ガスによる加温に用いる温水熱量は、717,133kWh/年であり、528,150kW/年は余剰となる。

図-1.18に消化ガス発電設備の廃熱温水を汚泥加温に利用した場合の消化ガスの利用先と熱量を示す。

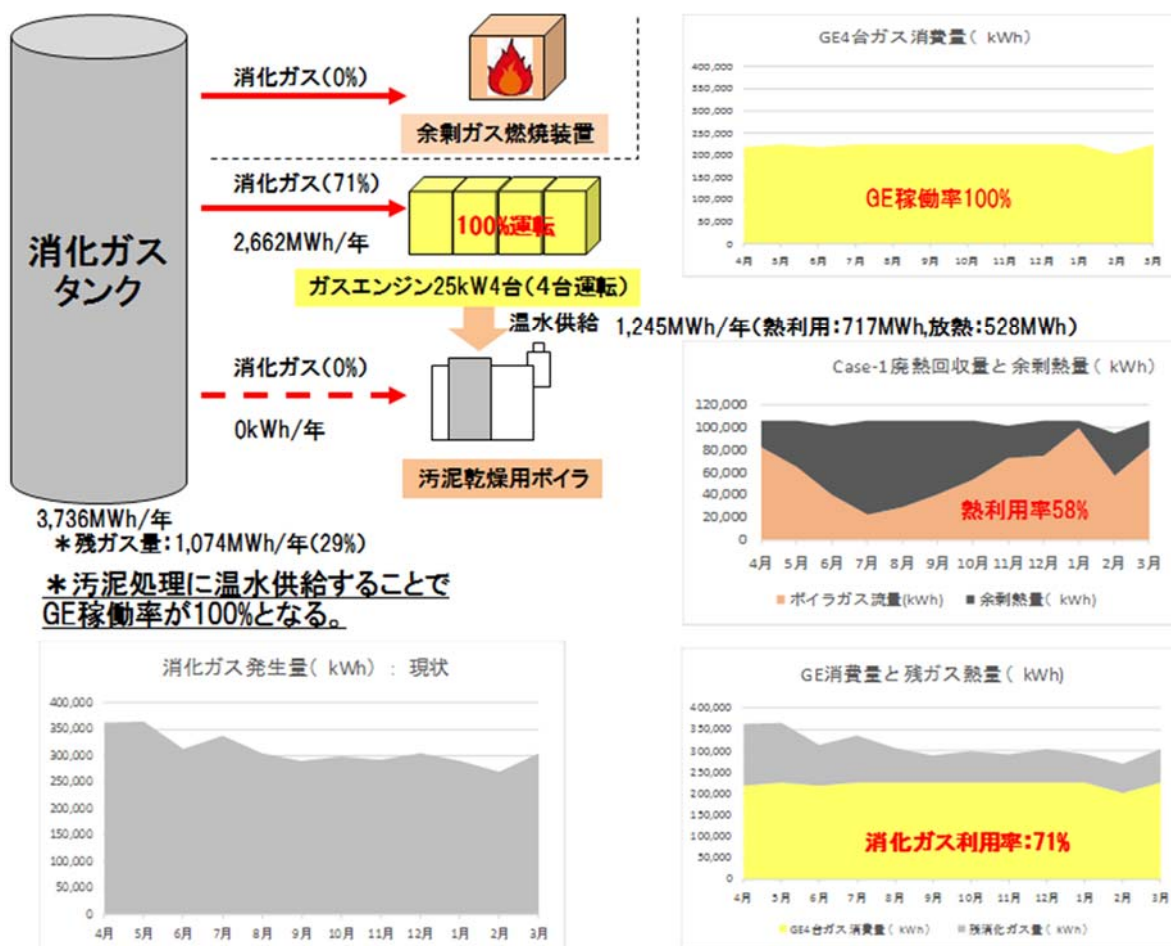


図-1.18 消化ガス発電設備の廃熱温水を汚泥加温に利用した場合の消化ガスの利用先と熱量

この時の発電量は、発生ガス量全てを利用でき、ガスエンジン4台を定格出力で運転することができるので、

$$25 \text{ kW} \times 4 \text{ 台} \times 355 \text{ 日} \times 24 \text{ 時間} = 852,000 \text{ kWh/年}$$

の発電が可能となり、余剰ガスのみで運転した場合の617,700 kWh/年に対して、38%の発電量増加が見込まれる。

4台の消化ガス発電設備での消化ガスの使用量は、全発生ガス量の71%であり、消化ガス全量を消化ガス発電設備に利用するとすれば、ガスエンジンを増設することも可能となる。

平成29年度のデータを用いて、消化ガスの全量を用いて、発電を行った場合の毎月の消化ガス発電設備の運転台数について試算した結果を表-1.11に示す。例えば、4月を例にとると、

$$61,556 \text{ Nm}^3/\text{月} \times 5.9 \text{ kWh/Nm}^3 = 363,180 \text{ kW/月}$$

$$363,180 \text{ kW/月} \div (78.1 \text{ kW/h} \times 30 \text{ 日} \times 24 \text{ 時間}) = 6.5 \text{ 台}$$

となる。

表-1.11 消化ガス全量を用いてのガスエンジンによる発電量試算（平成29年度データ）

		4月	5月	6月	7月	8月	9月
発生ガス流量	Nm <sup>3</sup> /月	61,556	61,789	53,125	57,115	51,833	49,273
消化ガス熱量	kW/月	363,180	364,555	313,438	339,979	305,815	290,711
ガスエンジン台数	台	6.5	6.3	5.6	5.8	5.3	5.2

		10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
発生ガス流量	Nm <sup>3</sup> /月	50,709	49,423	51,725	49,277	45,636	51,759	633,220
消化ガス熱量	kW/月	299,183	291,596	305,178	290,734	269,252	305,378	3,735,998
ガスエンジン台数	台	5.1	5.2	5.3	5.0	5.1	5.3	5.4

表-1.11に示すように、消化ガス全量で発電した場合、年間の平均運転台数は、5.4台であり、年間の消化ガス発電設備の運転日数を355日として試算すると、

$$25 \text{ kW} \times 5.4 \text{ 台} \times 355 \text{ 日} \times 24 \text{ 時間} = 1,150,200 \text{ kWh/年}$$

となり、1,150,200 kWh/年が可能となり、余剰ガスのみでガスエンジン4台を運転した場合の発電量に対して、86%の発電量増加が見込める。この場合、4月の運転台数は6.5台であるので、新たに3台のガスエンジンを設置することになる。

#### Case 2 温水プールの温水ボイラーの代替として消化ガス発電設備の廃熱温水を利用した場合

温水プールは、消化ガス発電設備を設置した浄水センターに隣接した市の施設である。温水プールの加温は、LPガスを燃料とした温水ボイラーで行っている。

Case2においては、消化ガス発電設備からの廃熱温水を下水汚泥の加温には用いず、全て温水プールのプール水の加温に用いた場合の試算を行う。下水汚泥の加温は従来通り、消化ガスを燃料とする汚泥加温用ボイラーを用いることとし、消化ガス発電設備は、余剰ガスで運転する。

まず、現在、温水プールのプール水の加温に使用している温水ボイラ（燃料：LPガス）の稼働時間について調査した。温水プールの営業時間は、火、水、金、土曜日は、13:00～20:00、日曜日は、9:00～20:00、月、木曜日は休館となっている。温水ボイラ



一は、営業時間の1時間前に起動しており、1週間に44時間運転している。

温水ボイラーの燃料は、LPガスである。平成29年度の温水プールでのLPガス使用量とガス料金を表-1.12に示す。

表-1.12 温水プールでのLPガス使用量 (消費税抜き)

		4月	5月	6月	7月	8月	9月
LPガス使用量	m <sup>3</sup> /月	1,229.0	1,176.0	579.0	23.0	0.0	242.0
LPガス料金	円	373,546	354,588	174,935	7,620	1,000	73,523

		10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
LPガス使用量	m <sup>3</sup> /月	999.0	1,546.0	1,563.9	1,503.1	1,960.0	1,483.0	12,304.0
LPガス料金	円	300,324	465,931	471,317	453,020	590,514	446,972	3,713,291

表に示すように、8月のLPガスの使用量は0であり、プールの水は全く加温せずに使用されていると考えられる。最もLPガスを使用している月は2月である。2月は、週に44時間、1カ月で176時間の加温をしており、1時間当たり、11.1m<sup>3</sup>のLPガスを使用している。LPガスの単位当たりの低位発熱量は、50.8MJ/kgであり、kWに換算すると

$$50.8 \text{ MJ/kg} \div 3.6 \text{ MJ/kW} = 14.1 \text{ kW/kg}$$

である。2月の1時間当たりの熱量は、LPガス比重は、0.458m<sup>3</sup>/kgであるので、

$$11.1 \text{ m}^3/\text{h} \div 0.458 \text{ m}^3/\text{kg} \times 14.1 \text{ kW/kg} = 341.7 \text{ kW/h}$$

となる。

消化ガス発電設備の廃熱回収熱を、現状の温水ボイラーの稼働時間と同じ時間供給した場合について試算する。2月の余剰消化のガス流量は、22,745Nm<sup>3</sup>/月であり、2.6台のガスエンジンを定格運転できる。1台当たりの消化ガス発電設備の廃熱回収熱量40.6kW/hより、1時間当たりの廃熱回収熱量は、

$$40.6 \text{ kW} \times 2.6 \text{ 台} = 105.6 \text{ kW/h}$$

となる。さらに、廃熱は、温水配管で供給されるので、ロスが10%程度発生するため、

$$105.6 \text{ kW/h} \times 0.9 = 95.0 \text{ kW/h}$$

となる。したがって、LPガスの使用量と比較すると、

$$341.7 \text{ kW/h} - 95.0 \text{ kW/h} = 246.7 \text{ kW/h}$$

不足することになる。

しかしながら、消化ガス発電設備は、ほぼ昼夜連続で運転するため、廃熱回収熱も連続で供給できる。LPガスの熱量378,790kWh/年に対して、廃熱回収熱量は、配管ロス分を差し引いた916,686kWh/年と十分大きいため、温水ボイラーの代替として、消化ガス発電設備の廃熱回収熱を利用することが可能である。

表-1. 13 温水プールでのガスエンジン廃熱回収熱利用

		4月	5月	6月	7月	8月	9月
ガスエンジン 運転可能台数	台	3.2	3.4	3.3	3.4	2.8	2.7
ガスエンジン 廃熱回収量	kWh/月	93,542	99,389	93,250	99,389	81,850	76,296
配管ロスを差引 いた廃熱回収量	kWh/月	84,188	89,450	83,925	89,450	73,665	68,666
L P ガス使用量	m <sup>3</sup> /月	1,229	1,176	579	23	0	242
L P ガス熱量	kWh/月	37,836	36,204	17,825	708	0	7,450
温水プール加温に 使う廃熱回収量	kWh/月	37,836	36,204	17,825	708	0	7,450
残廃熱回収量	kWh/月	46,352	53,246	66,100	88,742	73,665	61,216

		10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
ガスエンジン 運転可能台数	台	2.8	2.7	3.5	2.1	2.6	2.8	平均 2.9
ガスエンジン 廃熱回収量	kWh/月	84,578	76,296	102,312	61,387	68,403	81,850	1,018,540
配管ロスを差引い た廃熱回収量	kWh/月	76,120	68,666	92,081	55,248	61,563	73,665	916,686
L P ガス使用量	m <sup>3</sup> /月	999	1,546	1,564	1,503	1,960	1,483	12,304
L P ガス熱量	kWh/月	30,755	47,595	48,146	46,274	60,341	45,656	378,790
温水プール加温に 使う廃熱回収量	kWh/月	30,755	47,595	48,146	46,274	60,341	45,656	378,790
残廃熱回収量	kWh/月	45,365	21,071	43,935	8,974	1,222	28,009	537,896

温水ボイラーの使用時間は、4月、6月、9月、11月は192時間、5月、7月、8月、10月、12月、1月、3月は200時間、2月は、176時間で試算した。

以上の結果より、消化ガス発電設備の廃熱回収熱で賄うことができる。消化ガス発電設備のガスエンジンから供給する廃熱回収熱量は、916,686 kWh/年であり、そのうち、温水プールの加温に使用する熱量は、L P ガスの熱量と同等の378,790 kWh/年であるので、その利用率は、41.3%となる。また、その差の537,896 kWh/年は、余剰となり、放熱することになる。

消化ガス発電設備の廃熱により温水プールを加温した場合の消化ガスの利用先と熱量を、図-1.19に示す。

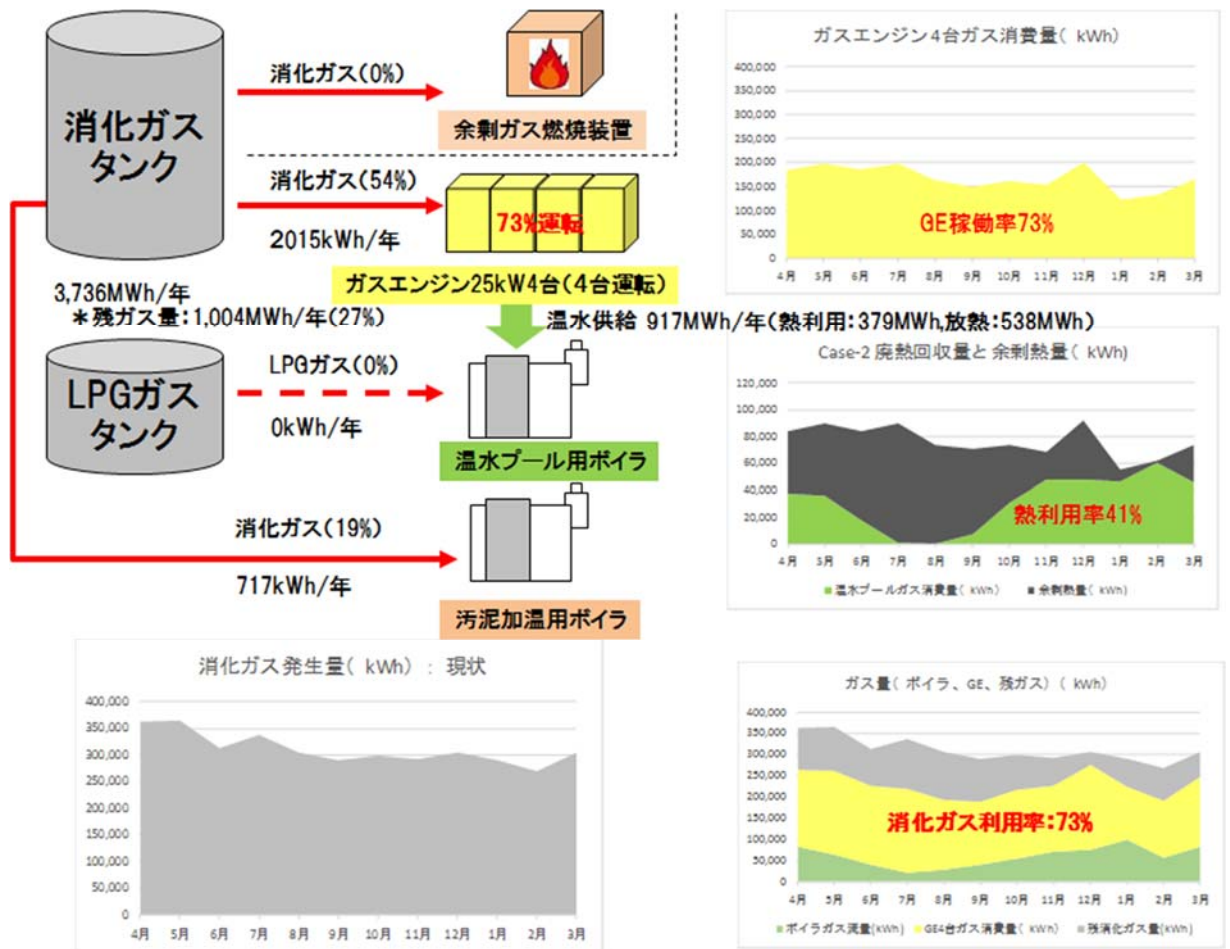


図-1. 19 消化ガス発電設備の廃熱温水を温水プールに利用した場合の消化ガスの利用先と熱量

このような運用を実現するためには、EMS（エネルギーマネジメントシステム）を利用して、消化ガス発電設備の廃熱の供給時間を制御する必要がある。

Case 3 浄水センター管理棟の空調に消化ガス発電設備の廃熱温水を利用した場合

消化ガス発電設備からの廃熱温水を下水汚泥の加温には用いず、浄水センター管理棟の吸収式冷温水機での空調（暖房）に用いた場合の試算を行う。下水汚泥の加温は従来通り、消化ガスを燃料とする汚泥加温用ボイラを用いるので、消化ガス発電設備は、余剰ガスで運転する。

平成29年度に吸収式冷温水機の運転に用いた都市ガスの使用量および熱量を表-1.14に示す。

表-1. 14 吸収式冷温水機の運転に用いた都市ガスの使用量および熱量

		4月	5月	6月	7月	8月	9月
都市ガスの使用量	m <sup>3</sup> /月	1,301	1	43	481	2,844	2,281
都市ガスの熱量	kW/月	16,263	12.5	538	6013	35,550	28,513

		10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
都市ガスの使用量	m <sup>3</sup> /月	1,302	0	364	1,365	1,621	1,455	13,058
都市ガスの熱量	kW/月	16,275	0	4,550	17,063	20,263	18,188	163,225

このうち、暖房に利用している量は、12月～3月の期間であり、60,064 kWhである。  
12月の都市ガス使用量は、364 m<sup>3</sup>であり、吸収式冷温水機で利用した熱量を算出すると、  
吸収式冷温水機のCOPを0.7とした場合、

$364 \text{ m}^3 \times (273 \text{ K} / 288 \text{ K}) \times 12.5 \text{ kWh} / \text{Nm}^3 \times 0.7 = 3,019 \text{ kWh}$   
となる。冬季4か月分を纏めると、表-1.15となる。

表-1.15 冬季4か月分の廃熱回収量と吸収式冷温水機の熱供給量

		12月	1月	2月	3月	合計
ガスエンジン廃熱回収量(※)	kWh	92,081	55,248	61,563	73,665	282,557
吸収式冷温水機都市ガス使用量	m <sup>3</sup>	364	1,365	1,621	1,455	4,805
吸収式冷温水機都市ガス使用量	Nm <sup>3</sup>	345	1,294	1,537	1,379	4,585
吸収式冷温水機の熱供給量	kWh	3,019	11,323	13,449	12,066	39,857

※ ガスエンジン廃熱回収量は、配管ロス10%を差し引いた値

1年間の消化ガス発電設備の廃熱回収熱量は、表-1.13のガスエンジン廃熱回収量と同等であり、1,018,549 kWh/年であり、配管ロスを差し引くと、916,686 kWh/年となる。一方、吸収式冷温水機で利用した熱量は、39,857 kWhであるので、廃熱回収熱量の利用率は、4.3%となる。

以上の結果より、消化ガス発電設備の廃熱温水を管理棟空調に利用した場合の消化ガスの利用先と熱量をまとめると、図-1.20となる。

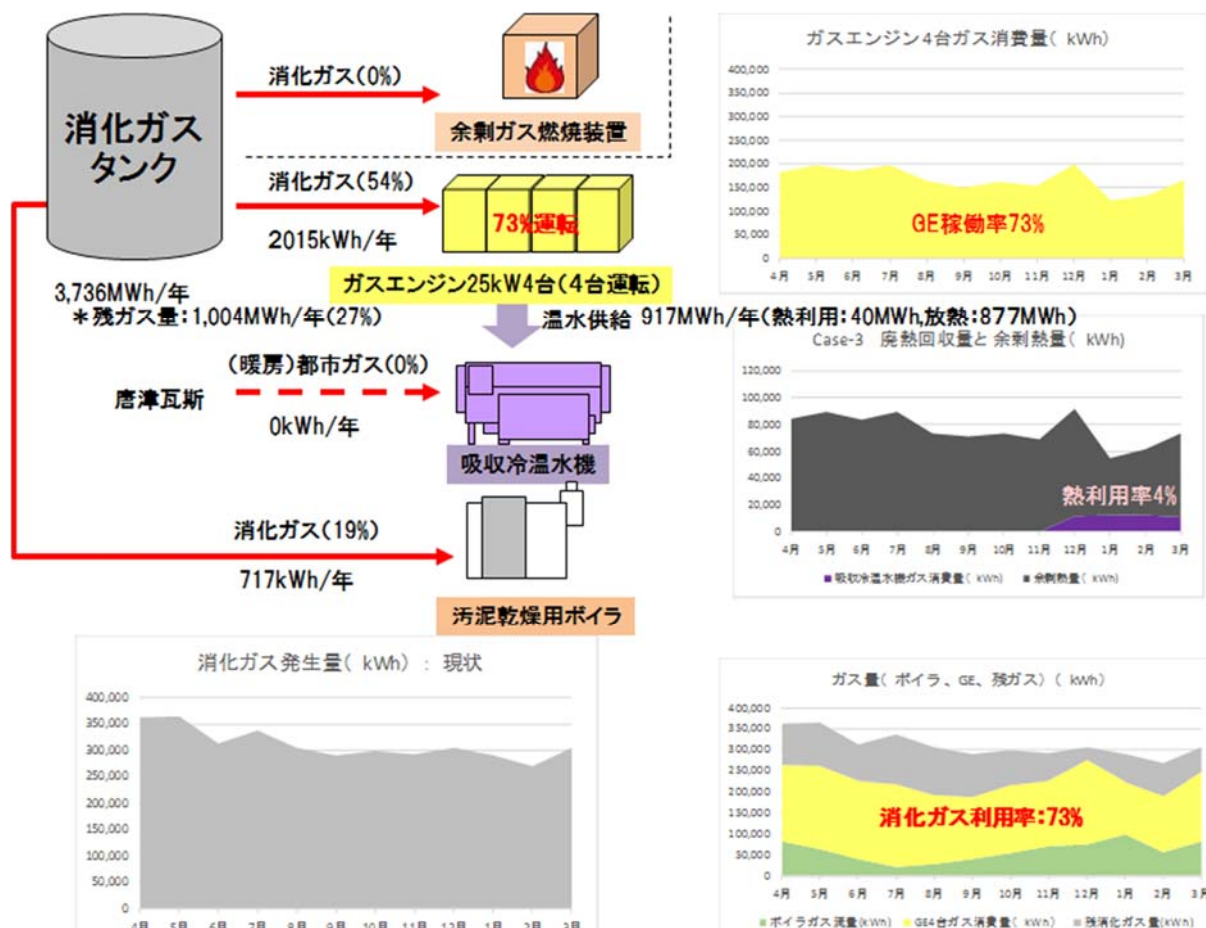


図-1. 20 消化ガス発電設備の廃熱温水を管理棟空調に利用した場合の消化ガスの利用先と熱量

Case 4 廃熱温水を下水汚泥の加温するとともに、温水プールの加温にも利用した場合  
消化ガス発電設備からの廃熱温水を下水汚泥の加温に用い、且つ、温水プールにも利用した  
場合の試算を行う。

Case 2 と Case 3 の結果をベースに試算した。

表-1. 16 下水汚泥加温と温水プール加温にガスエンジン廃熱回収熱利用

		4月	5月	6月	7月	8月	9月	
a	ガスエンジン 運転可能台数	台	4	4	4	4	4	
b	ガスエンジン 廃熱回収量	kWh/月	116,928	116,928	113,030	116,928	113,030	
c	配管ロスを差引いた 廃熱回収量	kWh/月	105,235	105,235	101,727	105,235	101,727	
d	加温ヒータガス流量	Nm <sup>3</sup> /月	13,953	10,950	6,875	3,823	4,850	6,733
e	加温ヒータガス熱量	kWh/月	82,323	64,605	40,563	22,556	28,615	39,725

f	下水加温に必要な 廃熱回収量	kWh/月	82,323	64,605	40,563	22,556	28,615	39,725
g	温水プールに供給す る残廃熱回収量	kWh/月	22,912	40,630	61,164	82,679	76,620	62,002
h	L P ガス使用量	m <sup>3</sup> /月	1,229	1,176	579	23	0	242
i	L P ガス熱量	kWh/月	37,836	36,204	17,825	708	0	7,450
j	温水プールの加温に 用いるL P ガス熱量	kWh/月	34,052	32,584	16,043	637	0	6,705
k	L P ガス熱量－ 残廃熱回収量	kWh/月	11,140	-8,047	-45,122	-82,042	-76,620	-55,297
l	余剰廃熱回収熱量	kWh/月	0	8,047	45,122	82,042	76,620	55,297
m	プール加温に追加が 必要なL P ガス熱量	kWh/月	11,140	0	0	0	0	0

			10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
a	ガスエンジン 運転可能台数	台	4	4	4	4	4	4	平均 4.0
b	ガスエンジン 廃熱回収量	kW/月	120,826	113,030	116,928	116,928	105,235	116,928	1,383,648
c	配管ロスを差引いた 廃熱回収量	kW/月	108,743	101,727	105,235	105,235	94,712	105,235	1,245,282
d	加温ヒータガス流量	Nm <sup>3</sup> /月	9,137	12,187	12,625	16,832	9,601	13,982	121,548
e	加温ヒータガス熱量	kWh/月	53,908	71,903	74,488	99,309	56,646	82,494	717,135
f	下水加温に必要な 廃熱回収量	kWh/月	53,908	71,903	74,488	99,309	56,646	82,494	717,135
g	温水プールに供給す る残廃熱回収量	kWh/月	54,835	29,824	30,747	5,926	38,066	22,741	528,147
h	L P ガス使用量	m <sup>3</sup> /月	999	1,546	1,564	1,503	1,960	1,483	12,304
i	L P ガス熱量	kWh/月	30,755	47,595	48,146	46,274	60,341	45,656	378,790
j	温水プールの加温に 用いるL P ガス熱量	kWh/月	27,680	42,836	43,331	41,647	54,307	41,090	340,911
k	L P ガス熱量－ 残廃熱回収量	kWh/月	-27,156	13,012	12,584	35,720	16,241	18,349	-187,236
l	余剰廃熱回収熱量	kWh/月	27,156	0	0	0	0	0	294,283
m	プール加温に追加が 必要なL P ガス熱量	kWh/月	0	13,012	12,584	35,720	16,241	18,349	107,047

消化ガス発電設備 4 台を年間 355 日運転した場合の廃熱回収量は、1 台当たり 40.6 kW  
であるので、

40.  $6\text{ kW} \times 4\text{ 台} \times 355\text{ 日} \times 24\text{ h} = 1,383,648\text{ kWh/年}$

であり、消化ガス発電設備からの配管ロスや熱交換器のロスを合わせて、10%のロスを考慮すると、1,245,283 kW/年となる。上表の(LPガス熱量-残廃熱回収量)で5月~9月はマイナスの値となっているが、これは、LPガスの使用量が少ないため、消化ガス発電設備の廃熱回収熱が利用できずに余剰となってしまうことである。したがって、1,245,283 kW/年のうち、余剰となる294,283 kWh/年を差し引いた951,000 kWh/年が、廃熱回収熱の利用量となり、利用率は、76.4%となる。図-1.21に消化ガスの利用先と熱量を示す。

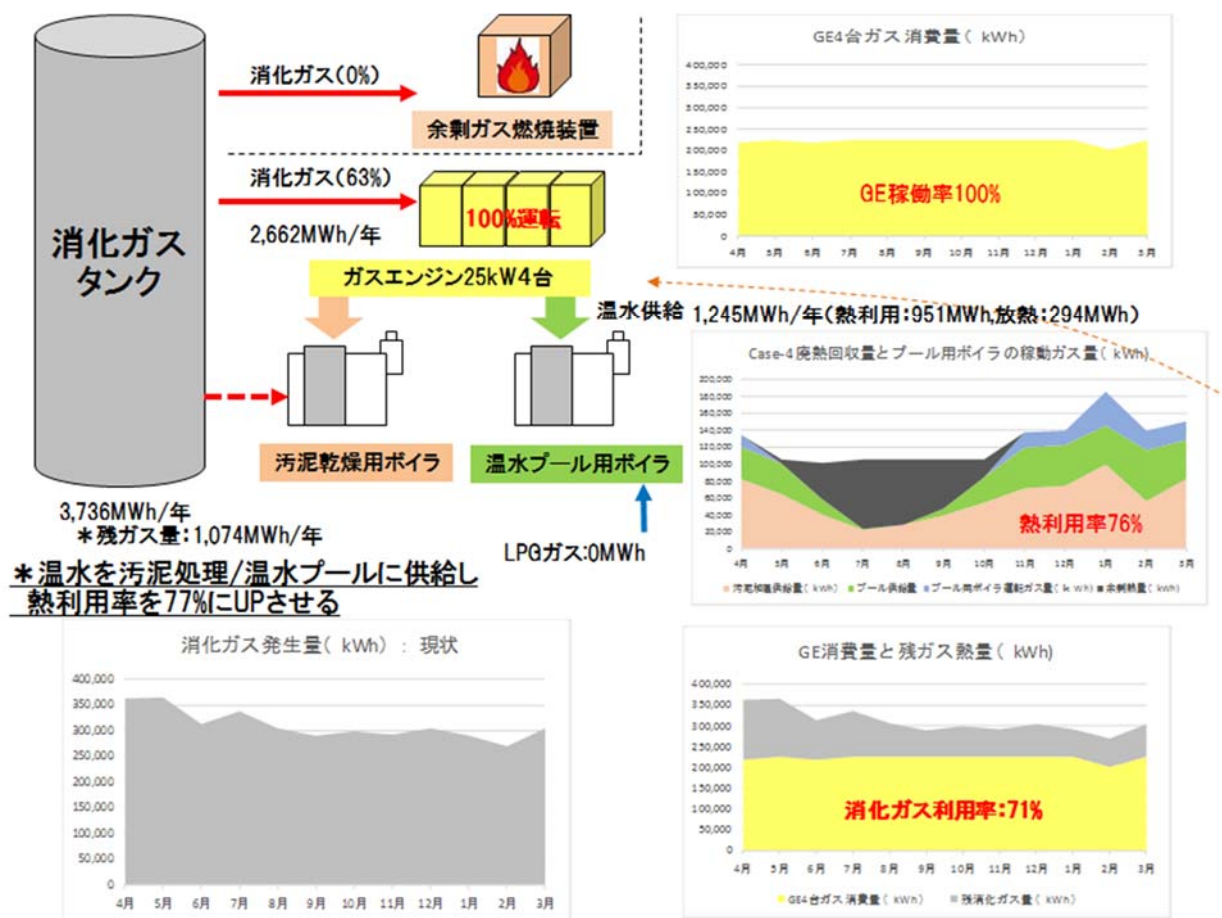


図-1.21 消化ガス発電設備の廃熱温水を下水汚泥の加温および温水プールの加温に利用した場合の消化ガスの利用先と熱量

以上の結果をまとめると、

- 消化ガス発電設備の廃熱回収熱を、下水汚泥の加温用に用いると、従来の消化ガスによる加温での温水の熱量は、717 MWh/年に対し、ガスエンジンで発生する廃熱回収熱量は、1,019 MWh/年であるので、消化ガスで生成する温水の替りに、ガスエンジンの温水を利用できる。
- 消化ガス発電設備の温水を下水汚泥の加温に用いれば、下水汚泥の加温用として消化ガスを使用しなくてもすみ、これを発電用に用いることで、現在導入を計画している4台のガスエンジンの利用率を100%にすることができる。これにより、余剰ガスのみの発電量に対



して、38%の発電量増加が見込める。また、ガスエンジンを3台増設して、全量の消化ガスで発電すると、86%の発電量の増加が見込める。

- ・ 温水プールで消化ガス発電設備の廃熱回収熱を利用すると、現状プールの加温用に使用しているLPガスの熱量は、379MWh/年であり、これに対してガスエンジンの廃熱回収熱量は、917MWh/年である。年間の消化ガス発電設備の全廃熱回収熱量に対しては、41%の利用率となる。
- ・ 浄水センター管理棟の吸収式冷温水機で消化ガス発電設備の廃熱回収熱を利用すると、廃熱温水は、冬季の暖房用にのみ用いることになるので、年間で40MWh/年となり、年間の消化ガス発電設備の全廃熱回収熱に対しては、4.3%の利用率となる。
- ・ 消化ガス発電設備の温水を下水汚泥の加温に用い、余剰の廃熱温水を温水プールの加温に用いると、消化ガス発電設備の廃熱の利用率は76%となり、発生した消化ガス全量のうち71%を利用することができる。

## 2) 経済性の検討

浄水センターは、九州電力より電力を購入しており、その契約形態は、産業用季時別電力Bである。平成29年度の電力使用量は、1年間合計で、3,286,032kWhであり、これに対して支払った電気料金は、48,179,979円（消費税抜き）である。従って、年間平均の電力単価は、

$$48,179,979 \text{円} \div 3,286,032 \text{kWh} = 14.66 \text{円/kWh}$$

である。浄水センターは、産業用季時別電力Bの契約であるので、7月～9月は夏季料金となる。月別の電力使用量と電力料金を表-1.17に示す。

表-1.17 浄水センターの電力使用量と電力料金（平成29年度）（消費税抜き）

		4月	5月	6月	7月	8月	9月
合計使用電力	kWh/月	258,564	264,804	257,868	277,140	288,228	278,352
基本料金+ 電力使用量合計	円	3,516,570	3,546,592	3,527,861	3,833,867	3,959,212	3,845,962
燃料費調整額	円	-402,210	-353,072	-317,559	-341,292	-344,272	-324,744
再エネ賦課金	円	538,675	647,298	630,344	677,453	704,557	680,416
電力料金		3,653,035	3,840,818	3,840,646	4,170,028	4,319,497	4,201,634

		10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
合計使用電力	kWh/月	278,304	263,580	279,972	285,660	266,232	287,328	3,286,032
基本料金+ 電力使用量合計	円	3,696,474	3,560,139	3,704,905	3,746,847	3,597,448	3,791,397	44,327,274
燃料費調整額	円	-329,841	-331,915	-360,334	-359,720	-315,534	-305,951	-4,086,444
再エネ賦課金	円	680,298	644,306	684,376	698,280	650,789	702,357	7,939,149
電力料金		4,046,931	3,872,530	4,028,947	4,085,407	3,932,703	4,187,803	48,179,979



表－1. 11で示したように、消化ガス発電設備の廃熱を下水汚泥の加温に用いて、全量の消化ガスを発電に用いた場合、最大7台のガスエンジン導入の可能性がある。また、消化ガス発電設備の廃熱を温水プールの温水ボイラーの代替に使用も可能である。表－1. 17の平成29年度の電力料金を用いて、次の7つの運用について、試算を行い、経済性の検討を行う。

- ① 余剰ガスで4台の消化ガス発電設備で発電のみ行い、廃熱を利用しない場合
- ② 4台の消化ガス発電設備の廃熱を下水汚泥の加温に用いて、全量の消化ガスを発電に用いる場合
- ③ 余剰ガスで4台の消化ガス発電設備の廃熱を温水プールの温水ボイラーの代替に使用する場合
- ④ 余剰ガスで4台の消化ガス発電設備で浄水センター管理棟の空調に廃熱を利用する場合
- ⑤ 4台の消化ガス発電設備の廃熱を下水汚泥の加温に用いて、全量の消化ガスを発電に用い、余剰の廃熱を温水プールの温水ボイラーの代替に使用する場合
- ⑥ 1台消化ガス発電設備を増設して、5台の消化ガス発電設備で下水汚泥の加温と温水ボイラーの代替に使用する場合
- ⑦ 2台消化ガス発電設備を増設して、6台の消化ガス発電設備で下水汚泥の加温と温水ボイラーの代替に使用する場合

以下、①～⑦の経済性検討結果を示す。

- ① 4台の消化ガス発電設備で発電のみ行い、廃熱を利用しない場合  
前項のCase 0について試算した。試算は、下記のように実施した。  
a：平成29年度の余剰ガスのデータを用いた。  
b：表－1. 10より各月の運転可能台数を記載した。  
c：(25kW×運転台数×各月の日数×24時間)で算出した。  
尚、年間の稼働日数を355日としているので、4月、10月を除く10か月は、1日は停止しているとして算出した。ガスエンジンは、補機動力として、0.75kW自家消費するので、1台の発電量を、24.25kWで試算した。  
d：浄水センターは産業用季時別B契約であり、季節および時間帯の電力使用量単価より算出した。  
e：平成29年度の(各月の燃料費調整額×発電量)で算出した。  
f：平成29年度の(各月の再エネ賦課金×発電量)で算出した。  
g：d + e + fの合計値を削減電力料金とした。

表－1. 18 ガスエンジン4台を余剰ガスで運転した場合の電力料金削減量

			4月	5月	6月	7月	8月	9月
a	余剰ガス流量	Nm <sup>3</sup> /月	30,885	33,317	31,297	33,525	27,831	25,329
b	エンジン台数	台	3.2	3.4	3.3	3.4	2.8	2.7
c	発電量	kWh	55,872	59,364	55,697	59,364	48,888	45,571
d	電力量料金	円	502,003	527,540	504,220	565,593	469,124	434,269

e	燃料調整額	円	-86,912	-79,152	-68,589	-73,105	-58,394	-53,166
f	再エネ賦課金	円	116,400	145,112	136,148	145,112	119,504	111,395
g	合計	円	531,491	593,500	571,779	637,600	530,234	492,498

			10月	11月	12月	1月	2月	3月	
a	余剰ガス流量	Nm <sup>3</sup> /月	27,633	25,987	33,981	20,993	22,745	28,058	341,581
b	エンジン台数	台	2.8	2.7	3.5	2.1	2.6	2.8	35
c	発電量	kWh	50,518	45,571	61,110	36,666	40,856	47,258	606,735
d	電力量料金	円	454,359	409,191	548,190	327,748	368,924	427,302	5,538,463
e	燃料調整額	円	-59,873	-57,385	-78,650	-46,172	-48,421	-50,321	-760,140
f	再エネ賦課金	円	123,488	111,395	149,380	89,628	99,870	115,519	1,462,951
g	合計	円	517,974	463,201	618,920	371,204	420,373	492,500	6,241,274

上表は、現状の契約電力600kWを変えずに、現状の電力契約を継続できた場合の試算結果である。基本料金は現状のままであり、電力使用料金、燃料費調整額、再エネ賦課金が削減できる。再エネ賦課金については、政府の今後の再エネ賦課金の上昇見込み（2030年度に40円/kWhと予想）を想定して、平均30円/kWhで試算した。検討の結果、1年間合計の電力料金削減額は、6,241,274円となる。

- ② 4台の消化ガス発電設備廃熱を下水汚泥の加温に用いて、全量の消化ガスを発電に用いる場合  
現状、消化ガスを用いて下水汚泥を加温しているが、消化ガス発電設備の廃熱の熱量が、下水汚泥を加温している消化ガスの熱量より大きいので、ガスエンジンの廃熱を利用して下水汚泥を加温する。これにより、全量の消化ガスを利用できるようになる。4台の消化ガス発電設備で、全量の消化ガスを燃料として発電した場合の、電気料金の削減額を試算する。

試算は、下記のように実施した。

a：平成29年度の消化ガス全量のデータを用いた。

b：表-1.7より各月の運転可能台数を記載した。

c～g：①と同様の方法で算出した。

表-1.19 ガスエンジン4台を全量の消化ガスで運転した場合の電力料金削減量

			4月	5月	6月	7月	8月	9月
a	全ガス流量	Nm <sup>3</sup> /月	61,556	61,789	53,125	57,115	51,833	49,273
b	エンジン台数	台	4	4	4	4	4	4
c	発電量	kWh	69,840	69,840	67,512	69,840	69,840	67,512
d	発電量料金	円	627,504	620,635	611,181	665,403	670,177	643,355
e	燃料調整額	円	-108,640	-93,120	-83,139	-86,006	-83,420	-78,764
f	再エネ賦課金	円	145,500	170,720	165,029	170,720	170,720	165,029
g	合計	円	664,364	698,235	693,071	750,117	757,477	729,620

			10月	11月	12月	1月	2月	3月	
a	全ガス流量	Nm <sup>3</sup> /月	50,709	49,423	51,725	49,277	45,636	51,759	633,220
b	エンジン台数	台	4	4	4	4	4	4	48
c	発電量	kWh	74,400	69,600	72,000	72,000	64,800	72,000	839,184
d	発電量料金	円	649,080	606,203	626,503	624,283	567,583	631,487	7,543,394
e	燃料調整額	円	-85,532	-85,015	-89,886	-87,946	-74,496	-74,366	-1,030,330
f	再エネ賦課金	円	176,410	165,029	170,720	170,720	153,648	170,720	1,994,965
g	削減電力料金	円	739,958	686,217	707,337	707,057	646,735	727,841	8,508,029

上表より、1年間合計の電力料金削減額は、8,508,029円となる。

- ③ 余剰ガスで4台の消化ガス発電設備廃熱を温水プールの温水ボイラーの代替に使用する場合  
消化ガス発電設備の廃熱を下水汚泥の加温に使用せず、全量温水プールの温水ボイラーの代替に使用する場合のLPガスコストの削減額を試算する。

前項のCase2の表-1.13で示したように、温水プールの加温は、消化ガス発電設備廃熱だけで賄える。、年間のLPガスを購入するための料金は、3,713,291円がメリットとなる。しかしながら、LPガスは、プール室やロビーの加温にも利用されているため、ここで44%の熱を利用しているとすると、温水プールの加温には、全体のLPガス53%となるため、1,968,044円の削減となる。

電力料金の削減分と合わせると、

6,241,274円+1,968,044円=8,209,301円  
の削減効果が得られる。

- ④ 余剰ガスで4台の消化ガス発電設備で浄水センター管理棟の空調に廃熱を利用する場合  
浄水センター管理棟の空調に消化ガス発電設備の廃熱温水を利用した場合、12月～3月までの暖房費が削減できる。

表-1.21 余剰ガスでの消化ガス発電設備運転による削減額

		12月	1月	2月	3月	合計
都市ガスの使用量	m <sup>3</sup> /月	364	1,365	1,621	1,455	4,805
都市ガスの単価	円/m <sup>3</sup>	192.47				
都市ガスの削減額	円/月	70,059	262,722	311,994	280,044	924,818

以上の結果より、都市ガスの削減額は、924,818円となる。

これに余剰ガスでの発電メリットを加算すると、

6,241,274円+924,818円=7,166,092円  
の削減効果が得られる。

- ⑤ 4台の消化ガス発電設備の廃熱を下水汚泥の加温に用いて、全量の消化ガスを発電に用い、余剰の廃熱を温水プールの温水ボイラーの代替に使用する場合

ガスエンジンを全量の消化ガスで発電し、廃熱を下水汚泥の加温に使用した上で、余剰の熱を温水プールの温水ボイラーの代替に使用する場合のLPガスコストの削減額を試算する。ガスエンジンの廃熱回収熱量は、1台あたり40.6kWとする。

2カ所に廃熱を利用するので、どちらを優先的に利用するかで2ケースが考えられる。

最初に、消化ガス発電設備の廃熱の供給先として、下水汚泥の加温を優先し、余剰の廃熱を温水プールに供給することで試算した。

前項 Case4 の表-1. 16で示したように、下水汚泥の加温は、消化ガス発電設備の廃熱で代替できる。消化ガス発電設備で発生した廃熱回収熱量(表b項)のうち下水汚泥の加温で消費した熱量を差し引いた残廃熱回収量(表g項)で温水プールの加温を行う。しかし、4月、11月～3月は、残廃熱回収量熱量より現状使用しているLPガスの熱量(表i項)が大きい。すなわち、残廃熱回収量だけでは賄いきれず、既設の温水ボイラーからの熱供給も必要となる。その不足分をプール加温に追加が必要なLPガス熱量(表m項)で表しており、この分のLPガスを購入しなければならない。温水ボイラーの効率を90%とすると、購入するLPガスの熱量は、表-1. 22のn項になり、流量はo項となる。これより、平成29年度のLPガス単価より、年間の購入LPガス料金を算出すると、1,162,711円となる。

表-1. 22 購入LPガス料金の算出

			4月	5月	6月	7月	8月	9月
m	プール加温に追加が必要なLPガス熱量	kWh/月	11,140	0	0	0	0	0
n	ボイラー効率90%を考慮した必要LPガス熱量	kWh/月	12,378	0	0	0	0	0
o	必要なLPガス流量	m <sup>3</sup> /月	402	0	0	0	0	0
p	LPガス単価	円/m <sup>3</sup>	303.1	300.6	300.4	287.9	—	299.7
q	LPガス購入費用	円	121,866	0	0	0	0	0

			10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
m	プール加温に追加が必要なLPガス熱量	kWh/月	0	13,012	12,584	35,720	16,241	18,349	107,047
n	ボイラー効率90%を考慮した必要LPガス熱量	kWh/月	0	14,457	13,982	39,689	18,046	20,388	118,941
o	必要なLPガス流量	m <sup>3</sup> /月	0	470	454	1,289	586	662	3,863
p	LPガス単価	円/m <sup>3</sup>	299.6	300.7	300.7	300.7	300.7	300.7	3,295
q	LPガス購入費用	円	0	141,210	136,572	387,662	176,263	199,138	1,162,711

以上の結果より、温水プールにのみ消化ガス発電設備の廃熱を利用した場合の削減金額は、

1, 968, 044円であったので、

$$1, 968, 044 \text{円} - 1, 162, 711 \text{円} = 805, 333 \text{円}$$

となる。

②において算出した1年間合計の電力料金削減額は、8, 508, 029円とであり、導入メリットとしては、浄水センターの電力料金削減額と温水プールのLPガスの削減量の合算となるため、

$$8, 508, 029 \text{円} + 805, 333 \text{円} = 9, 313, 362 \text{円}$$

となる。

次に、温水プールへ、消化ガス発電の廃熱を優先的に供給し、余剰の廃熱で下水汚泥を加温する方法で試算した。

温水プールへの廃熱回収熱供給を優先すると、下水汚泥の加温用の廃熱回収熱量は、表-1. 22のm項分不足することになる。しかしながら、発生する消化ガスのうち、消化ガス発電設備で消費するガスは、71%であり、余剰のガスがある。この消化ガスで、下水汚泥を加温すればよい。表-1. 23に示すように、表-1. 22のm項の値に対して、十分大きい値であり、下水汚泥の加温は、可能である。

表-1. 23 全消化ガスの熱量に対する余剰熱量

		4月	5月	6月	7月	8月	9月
消化ガス熱量	kWh/月	363,180	364,555	313,438	339,979	305,815	290,711
ガスエンジン 廃熱回収量	kWh/月	116,928	116,928	113,030	116,928	116,928	113,030
残廃熱回収熱量	kWh/月	246,252	247,627	200,408	223,051	188,887	177,681

		10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
消化ガス熱量	kWh/月	299,183	291,596	305,178	290,734	269,252	305,378	3,735,998
ガスエンジン 廃熱回収量	kWh/月	120,826	113,030	116,928	116,928	105,235	116,928	1,383,648
残廃熱回収熱量	kWh/月	178,357	178,566	188,250	173,806	164,017	188,450	2,352,350

Case4の表-1. 16の結果より、温水プールの加温は、ガスエンジン廃熱だけでは賅えるため、LPガスの削減金額は、1, 968, 044円となる。②において算出した1年間合計の電力料金削減額は、9, 781, 362円となるので、導入メリットとしては、浄水センターの電力料金削減額と温水プールのLPガスの削減量の合算となり、

$$8, 508, 029 \text{円} + 1, 968, 044 \text{円} = 10, 476, 073 \text{円}$$

の削減が可能となる。

- ⑥ 1台ガスエンジンを増設して、5台のガスエンジンで下水汚泥の加温と温水ボイラーの代替に使用する場合

④と同様の方法で、ガスエンジンを1台増設して、5台にした場合の試算を行った。表一1.7に示すように、全量の消化ガスを用いて発電した場合、月別で最も少ない運転可能台数は、5.0台であるので、常時、5台運転が可能である。

表一1.24 ガスエンジン5台を全量の消化ガスで運転した場合の電力料金削減量

			4月	5月	6月	7月	8月	9月
a	全ガス流量	Nm <sup>3</sup> /月	61,556	61,789	53,125	57,115	51,833	49,273
b	エンジン台数	台	4	4	4	4	4	4
c	発電量	kWh	87,300	87,300	84,390	87,300	87,300	84,390
d	発電量料金	円	847,131	837,858	825,094	898,295	904,741	868,531
e	燃料調整額	円	-146,664	-125,712	-112,238	-116,109	-112,617	-106,331
f	再エネ賦課金	円	196,425	230,472	222,789	230,472	230,472	222,789
g	合計	円	896,892	942,618	935,645	1,012,658	1,022,596	984,989

			10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
a	全ガス流量	Nm <sup>3</sup> /月	50,709	49,423	51,725	49,277	45,636	51,759	633,220
b	エンジン台数	台	4	4	4	4	4	4	48
c	発電量	kWh	74,400	69,600	72,000	72,000	64,800	72,000	942,780
d	発電量料金	円	876,258	818,375	845,779	842,781	766,237	852,508	10,183,588
e	燃料調整額	円	-115,468	-114,770	-121,347	-118,728	-100,569	-100,395	-1,390,948
f	再エネ賦課金	円	238,154	222,789	230,472	230,472	207,424	230,472	2,693,202
g	削減電力料金	円	998,944	926,394	954,904	954,525	873,092	982,585	11,485,842

上表より、1年間合計の電力料金削減額は、11,485,842円となる。

熱利用の試算については、前項と同様、下水汚泥加温優先と温水プール加温優先の2つの方法で試算した。

下水汚泥加温優先の試算結果を下表に示す。

表一1.25 ガスエンジン5台による熱量試算と削減額（平成29年度データ）

			4月	5月	6月	7月	8月	9月
a	ガスエンジン 運転可能台数	台	5	5	5	5	5	5
b	ガスエンジン 廃熱回収量	kWh/月	146,160	146,160	141,288	146,160	146,160	141,288
c	配管ロスを差引いた 廃熱回収量	kWh/月	131,544	131,544	127,159	131,544	131,544	127,159
d	加温ヒータガス流量	Nm <sup>3</sup> /月	13,953	10,950	6,875	3,823	4,850	6,733
e	加温ヒータガス熱量	kWh/月	82,323	64,605	40,563	22,556	28,615	39,725

f	下水加温に必要な 廃熱回収量	kWh/月	82,323	64,605	40,563	22,556	28,615	39,725
g	温水プールに供給する 残廃熱回収量	kWh/月	49,221	66,939	86,596	108,988	102,929	87,434
h	L P ガス使用量	m <sup>3</sup> /月	1,229	1,176	579	23	0	242
i	L P ガス熱量	kWh/月	37,836	36,204	17,825	708	0	7,450
j	温水プールの加温に用 いるL P ガス熱量	kWh/月	34,052	32,584	16,043	637	0	6,705
k	L P ガス熱量－ 残廃熱回収量	kWh/月	-11,385	-30,735	-68,771	-108,280	-102,929	-79,984
l	余剰廃熱回収熱量	kWh/月	11,385	30,735	68,771	108,280	102,929	79,984
m	プール加温に追加が 必要なL P ガス熱量	kWh/月	0	0	0	0	0	0
n	ボイラー効率90%を考 慮した必要L P ガス熱量	kWh/月	0	0	0	0	0	0
o	必要なL P ガス流量	m <sup>3</sup> /月	0	0	0	0	0	0
p	L P ガス単価	円/m <sup>3</sup>	303.1	300.6	300.4	287.9	—	299.7
q	L P ガス購入費用	円	0	0	0	0	0	0

			10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
a	ガスエンジン 運転可能台数	台	5	5	5	5	5	5	平均5.0
b	ガスエンジン 廃熱回収量	kWh/月	151,032	141,288	146,160	146,160	131,544	146,160	1,729,560
c	配管ロスを差引いた 廃熱回収量	kWh/月	135,929	127,159	131,544	131,544	118,390	131,544	1,556,604
d	加温ヒータガス流量	Nm <sup>3</sup> /月	9,137	12,187	12,625	16,832	9,601	13,982	121,548
e	加温ヒータガス熱量	kWh/月	53,908	71,903	74,488	99,309	56,646	82,494	717,135
f	下水加温に必要な 廃熱回収量	kWh/月	53,908	71,903	74,488	99,309	56,646	82,494	717,135
g	温水プールに供給する 残廃熱回収量	kWh/月	82,021	55,256	57,056	32,235	61,744	49,050	839,469
h	L P ガス使用量	m <sup>3</sup> /月	999	1,546	1,564	1,503	1,960	1,483	12,304
i	L P ガス熱量	kWh/月	30,755	47,595	48,146	46,274	60,341	45,656	378,790
j	温水プールの加温に用 いるL P ガス熱量	kWh/月	27,680	42,836	43,331	41,647	54,307	41,090	340,911
k	L P ガス熱量－ 残廃熱回収量	kWh/月	-51,266	-7,661	-8,910	14,039	-1,403	-3,394	-460,679



l	余剰廃熱回収熱量	kWh/月	51,266	7,661	8,910	0	1,403	3,394	474,718
m	プール加温に追加が必要なLPガス熱量	kWh/月	0	0	0	14,039	0	0	14,039
n	ボイラー効率90%を考慮した必要LPガス熱量	kWh/月	0	0	0	15,599	0	0	15,599
o	必要なLPガス流量	m <sup>3</sup> /月	0	0	0	507	0	0	507
p	LPガス単価	円/m <sup>3</sup>	299.6	300.7	300.7	300.7	300.7	300.7	3,295
q	LPガス購入費用	円	0	0	0	152,361	0	0	152,361

以上の結果より、LPガスの購入費用は、152,361円となる。LPガスの削減金額は、全削減額が1,968,044円なので、

$$1,968,044\text{円} - 152,361\text{円} = 1,815,683\text{円}$$

となる。これに、発電量の増加分のメリットを加算すると、

$$11,485,842\text{円} + 1,815,683\text{円} = 13,301,525\text{円}$$

の削減が可能となる。

次に、温水プールへの廃熱利用を優先した結果を下表に示す。

Case4と同様に、温水プールへの廃熱回収熱供給を優先すると、下水汚泥の加温用の廃熱回収熱量は、表-1.25のm項分不足することになる。しかしながら、発生する消化ガスのうち、消化ガス発電設備で消費するガスは、89%であり、余剰のガスがある。この消化ガスで、下水汚泥を加温すればよい。表-1.26に示すように、表-1.25のm項の値に対して、十分大きい値であり、下水汚泥の加温は、可能である。

表-1.26 全消化ガスの熱量に対する余剰熱量

		4月	5月	6月	7月	8月	9月
消化ガス熱量	kWh/月	363,180	364,555	313,438	339,979	305,815	290,711
ガスエンジン 廃熱回収量	kWh/月	116,928	116,928	113,030	116,928	116,928	113,030
残廃熱回収熱量	kWh/月	246,252	247,627	200,408	223,051	188,887	177,681

		10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
消化ガス熱量	kWh/月	299,183	291,596	305,178	290,734	269,252	305,378	3,735,998
ガスエンジン 廃熱回収量	kWh/月	120,826	113,030	116,928	116,928	105,235	116,928	1,383,648
残廃熱回収熱量	kWh/月	178,357	178,566	188,250	173,806	164,017	188,450	2,352,350

Case5の表-1.24の結果より、温水プールの加温は、ガスエンジン廃熱だけでは賅えるため、LPガスの削減金額は、1,968,044円となる。②において算出した1年間合計の電力料金削減額は、9,781,362円となるので、導入メリットとしては、浄水センターの

電力料金削減額と温水プールのLPガスの削減量の合算となり、

11,485,842円+1,968,044円=13,453,886円  
の削減が可能となる。

⑦ 2台ガスエンジンを増設して、6台のガスエンジンで下水汚泥の加温と温水ボイラーの代替に使用する場合

④と同様の方法で、ガスエンジンを2台増設して、6台にした場合の試算を行った。表一1.11に示すように、全量の消化ガスを用いて発電した場合、4月、5月は6台以上となるが、6台で運用する。その他の月は、6台以下のため、その月ごとの運用台数で試算を行う。

表一1.27 ガスエンジン6台を全量の消化ガスで運転した場合の電力料金削減量

			4月	5月	6月	7月	8月	9月
a	全ガス流量	Nm <sup>3</sup> /月	61,556	61,789	53,125	57,115	51,833	49,273
b	エンジン台数	台	6.0	6.0	5.6	5.8	5.3	5.2
c	発電量	kWh	104,760	104,760	94,517	101,268	92,538	87,766
d	発電量料金	円	1,016,557	1,005,430	924,105	1,042,023	959,025	903,273
e	燃料調整額	円	-175,996	-150,854	-125,707	-134,686	-119,374	-110,584
f	再エネ賦課金	円	235,710	276,566	249,524	267,347	244,300	231,701
g	削減電力料金	円	1,076,271	1,131,142	1,047,922	1,174,684	1,083,951	1,024,390

			10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
a	全ガス流量	Nm <sup>3</sup> /月	50,709	49,423	51,725	49,277	45,636	51,759	633,220
b	エンジン台数	台	5.1	5.2	5.3	5.0	5.1	5.3	平均 5.4
c	発電量	kWh	74,400	69,600	72,000	72,000	64,800	72,000	1,010,408
d	発電量料金	円	893,784	851,110	896,527	842,781	781,561	903,658	11,019,834
e	燃料調整額	円	-117,778	-119,361	-128,627	-118,728	-102,580	-106,418	-1,510,693
f	再エネ賦課金	円	242,917	231,701	244,300	230,472	211,573	244,300	2,910,411
g	削減電力料金	円	1,018,923	963,450	1,012,200	954,525	890,554	1,041,540	12,419,552

上表より、1年間合計の電力料金削減額は、12,419,552円となる。

熱利用の試算については、前項と同様、下水汚泥加温優先と温水プール加温優先の2つの方法で試算した。

下水汚泥加温優先の試算結果を下表に示す。

表一1.28 ガスエンジン6台による熱量試算と削減額（平成29年度データ）

			4月	5月	6月	7月	8月	9月
a	ガスエンジン 運転可能台数	台	6	6	5.6	5.8	5.3	5.2

b	ガスエンジン 廃熱回収量	kWh/月	175,392	175,392	158,243	169,546	154,930	146,940
c	配管ロスを差引いた 廃熱回収量	kWh/月	157,853	157,853	142,418	152,591	139,437	132,246
d	加温ヒータガス流量	Nm <sup>3</sup> /月	13,953	10,950	6,875	3,823	4,850	6,733
e	加温ヒータガス熱量	kWh/月	82,323	64,605	40,563	22,556	28,615	39,725
f	下水加温に必要な 廃熱回収量	kWh/月	82,323	64,605	40,563	22,556	28,615	39,725
g	温水プールに供給する 残廃熱回収量	kWh/月	75,530	93,248	101,855	130,035	110,822	92,521
h	L P ガス使用量	m <sup>3</sup> /月	1,229	1,176	579	23	0	242
i	L P ガス熱量	kWh/月	37,836	36,204	17,825	708	0	7,450
j	温水プールの加温に用 いる L P ガス熱量	kWh/月	34,052	32,584	16,043	637	0	6,705
k	L P ガス熱量－ 残廃熱回収量	kWh/月	-37,694	-57,044	-84,030	-129,327	-110,822	-85,071
l	余剰廃熱回収熱量	kWh/月	37,694	57,044	84,030	129,327	110,822	85,071
m	プール加温に追加が 必要な L P ガス熱量	kWh/月	0	0	0	0	0	0
n	ボイラー効率90%を考 慮した必要 L P ガス熱量	kWh/月	0	0	0	0	0	0
o	必要な L P ガス流量	m <sup>3</sup> /月	0	0	0	0	0	0
p	LPガス単価	円/m <sup>3</sup>	303.1	300.6	300.4	287.9	—	299.7
q	L P ガス購入費用	円	0	0	0	0	0	0

			10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
a	ガスエンジン 運転可能台数	台	5.1	5.2	5.3	5.0	5.1	5.3	平均 5.4
b	ガスエンジン 廃熱回収量	kW/月	154,053	146,940	154,930	146,160	134,175	154,930	1,871,628
c	配管ロスを差引いた 廃熱回収量	kW/月	138,647	132,246	139,437	131,544	120,757	139,437	1,684,465
d	加温ヒータガス流量	Nm <sup>3</sup> /月	9,137	12,187	12,625	16,832	9,601	13,982	121,548
e	加温ヒータガス熱量	kW/月	53,908	71,903	74,488	99,309	56,646	82,494	717,135
f	下水加温に必要な 廃熱回収量	kW/月	53,908	71,903	74,488	99,309	56,646	82,494	717,135
g	温水プールに供給する 残廃熱回収量	kW/月	84,739	60,343	64,949	32,235	64,111	56,943	967,330

h	LPガス使用量	m <sup>3</sup> /月	999	1,546	1,564	1,503	1,960	1,483	12,304
i	LPガス熱量	kW/月	30,755	47,595	48,146	46,274	60,341	45,656	378,790
j	温水プールの加温に用いるLPガス熱量	kWh/月	27,680	42,836	43,331	41,647	54,307	41,090	340,911
k	LPガス熱量ー 残廃熱回収量	kW/月	-53,984	-12,748	-16,803	14,039	-3,770	-11,287	-588,540
l	余剰廃熱回収熱量	kW/月	53,984	12,748	16,803	-14,039	3,770	11,287	588,540
m	プール加温に追加が必要なLPガス熱量	kW/月	0	0	0	0	0	0	0
n	ボイラー効率90%を考慮した必要LPガス熱量	kWh/月	0	0	0	0	0	0	0
o	必要なLPガス流量	m <sup>3</sup> /月	0	0	0	0	0	0	0
p	LPガス単価	円/m <sup>3</sup>	299.6	300.7	300.7	300.7	300.7	300.7	3,295
q	LPガス購入費用	円	0	0	0	0	0	0	0

以上の結果より、6台の消化ガス発電設備から発生する廃熱回収熱量が多いため、LPガスの購入は不要となる。したがって、LPガスの削減金額は、全削減額の1,968,044円となる。これに、発電量の増加分のメリットを加算すると、

12,419,552円+1,968,044=14,387,596円  
の削減が可能となる。

次に、温水プールへの廃熱利用を優先した結果を下表に示す。

温水プールへの廃熱回収熱供給を優先しても、消化ガス発電設備の廃熱回収熱量で、下水汚泥の加温は賄える。したがって、メリットは、下水汚泥の加温優先のメリットと同様で、

12,419,552円+1,968,044=14,387,596円  
の削減が可能となる。

以上の結果をまとめると表-1.29となる。ガスエンジンが4台、5台、6台の発生ガス全量を用いる場合は、加温ヒータと温水プールにガスエンジンの廃熱を供給するが、加温ヒータに優先的に供給することと温水プールの加温を優先的にする2つの方法で検討している。

表-1. 29 ガスエンジン導入によるエネルギー費削減効果

		削減効果 (円)		
		下水汚泥加温での発電量増加による削減額	温水プールでの廃熱利用による削減額	合計
STEP1	余剰ガスで4台のガスエンジンを運用、廃熱利用は行わない場合	6,241,274	0	6,241,274
Case1	発生ガス全量で4台のガスエンジンを運用した場合	8,508,029	0	8,508,029
Case2	余剰ガスで4台のガスエンジンを運用、廃熱を温水プールに供給する場合	6,241,274	1,968,044	8,209,301
Case3	余剰ガスで4台のガスエンジンを運用、廃熱を管理棟空調に供給する場合	6,241,274	924,818	7,166,092
Case4 (1)	全発生ガスで4台のガスエンジンを運用、廃熱を下水汚泥加温と温水プールに供給する場合(下水汚泥加温優先)	8,508,029	805,333	9,313,362
Case (2)	全発生ガスで4台のガスエンジンを運用、廃熱を下水汚泥加温と温水プールに供給する場合(温水プール優先)	8,508,029	1,968,044	10,476,073
Case5 (1)	全発生ガスで5台のガスエンジンを運用、廃熱を下水汚泥加温と温水プールに供給する場合(下水汚泥加温優先)	11,485,842	1,815,683	13,301,525
Case5 (2)	全発生ガスで5台のガスエンジンを運用、廃熱を下水汚泥加温と温水プールに供給する場合(温水プール優先)	11,485,842	1,968,044	13,458,886
Case6 (1)	全発生ガスで6台のガスエンジンを運用、廃熱を下水汚泥加温と温水プールに供給する場合(下水汚泥加温優先)	12,419,552	1,968,044	14,387,596
Case6 (2)	全発生ガスで6台のガスエンジンを運用、廃熱を下水汚泥加温と温水プールに供給する場合(温水プール優先)	12,419,552	1,968,044	14,387,596

温水プールへの配管工事は、概算で50百万円程度掛かると考えられる。消化ガス発電設備から温水プールまでの距離が約400mあり、戻り配管もあるので、配管長は、800mとなり、保温の施工が必要である。また、循環ポンプ、熱交換器、温水タンク、3方弁、流量計、温度計と併せて制御盤も必要となる。これらの工事費も含めると、約50百万円となる。

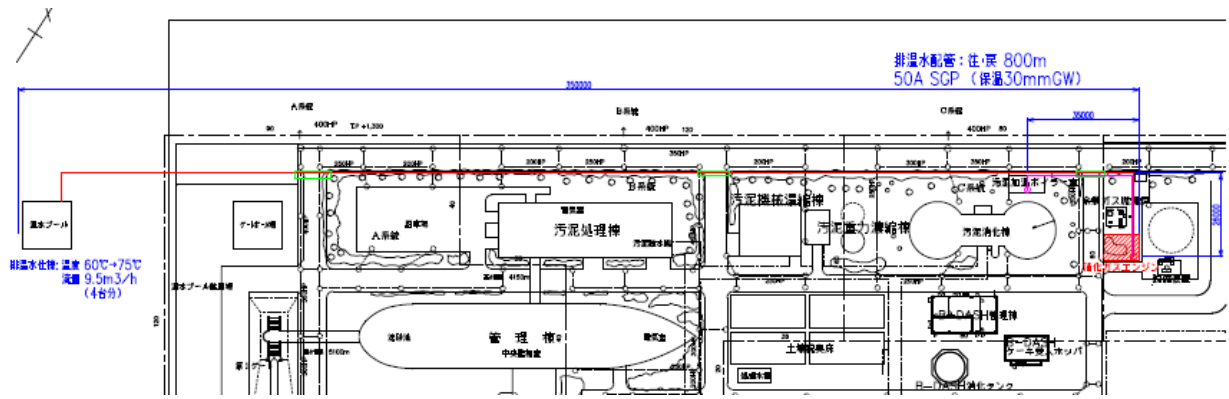


図-1. 22 温水プールへの熱供給配管施工計画図

温水を加温ヒータの代替熱として利用した場合には、加温ヒータへの温水供給のための費用として、35百万円程度掛かると考えられる。これは、ガスエンジンの廃熱温水の供給配管、熱交換器、循環ポンプなどの費用である。さらに、温水プールの加温として利用する方法と加温ヒータの代替熱として利用する方法の両方を併せて実施する場合の工事費は、温水プールへの配管途中から加温ヒータに分岐すればよいので、60百万円とした。

これらの費用と回収年を表-1. 31にまとめた。

表-1. 31 Case別の単純回収年比較

	現状	STEP1	STEP2						
	2018.12	2019.3	2019年度以降						
Case	-		Case1	Case2	Case3	Case4	Case5	Case6	
ガスエンジン台数	0	4	4	4	4	4	5	6	
廃熱供給先	汚泥加温	-	-	○	-	-	○	○	○
	プール	-	-	-	○	-	○	○	○
	管理棟空調	-	-	-	-	○	-	-	-
ガスエンジン稼働率(%)	-	73	100	73	73	100	100	90	
消化ガス利用率(%)	19	73	71	73	73	71	89	97	
温水利用率(%)	-	0	57	41	4	76	70	65	
初期費用(千円)	-	0	35,000	50,000	45,000	60,000	111,000	131,000	
電気料金削減額(千円)	-	6,241	8,508	6,241	6,241	8,508	11,486	12,420	
ガス料金削減額(千円)	-	0	0	1,968	925	1,968	1,968	1,968	
メンテナンスコスト(千円/年)	-	5,900	6,100	6,100	6,100	6,300	7,230	8,160	
メリット金額(千円)	-	341	2,408	2,109	1,066	4,176	6,224	6,228	
回収年(年)	-	-	14.5	23.7	42.2	14.4	17.8	21.0	
安定運用(燃料費・設置工事費他)	-	-	◎	○	△	○	○	○	
評価	-	-	○	△	×	◎	○	○	

注)・Case4,5,6は、消化ガスエンジン廃熱を温水プールに優先的に送る案とした。

単純回収年(補助金などを含まない回収年)で考えると、Case1 のガスエンジンを増設せずに、熱を加温ヒータに供給する場合と Case4 がほぼ同等で、14.5 年程度で回収できる。Case4、5、6 の余剰熱を温水プールに供給する方法と加温ヒータに供給する方法を併用した場合は、4 台のガスエンジンで運用する方法が、回収年は14.4 年と最も短くなる。しかしながら、今後、消化ガスの発生量が増加する場合は、2 台増設して、計6 台のガスエンジンで運用する方法が最も効率的と考える。また、Case2 の温水プールのみで廃熱を利用する方法は、回収年は長いですが、廃熱を地域で面的に利用できることや有事の際に温浴施設として活用できるといった回収年では表せない効果を創出することができる。(尚、各導入費用は、概算値であり、見積値ではない。)

スマートレジリエンス構想として、電力および熱利用について検討する。

電力は、浄水センターに供給している。浄水センターは、非常時に災害対策室の機能を持たせることになっている。非常用発電設備としては、1,250 kVA のガスエンジンを有しており、燃料の貯蔵量は、36 時間(1.5 日)分となっている。1,250 kVA の電力は、下水処理を平時と同様に機能させるための電力と考えられる。従って、1.5 日の間は、消化ガスも平時と同様に発生すると考えられる。

停電から1.5 日後も停電が継続している場合、消化ガスタンクに消化ガスが残っている間は、ガスエンジンで発電が可能である。最初の1.5 日は、ガスエンジンを起動せずに消化ガスを貯めておき、1.5 日後から運転を行うとこととし、消化ガスタンクの容量が500 m<sup>3</sup>あるとすれば、消化ガスの低位発熱量が、5.87 kWh/m<sup>3</sup>であるので、

$$500 \text{ m}^3 \times 5.87 \text{ kWh/m}^3 = 2,935 \text{ kWh}$$

のエネルギーがあり、エンジン1 台の燃料消費量は、78.1 kW であるので、

$$2,935 \text{ kWh} / (78.1 \text{ kW} \times 4 \text{ 台}) = 9.4 \text{ h}$$

となり、100 kW の電力を供給して、9.4 時間の運転が可能である。

非常用発電設備の燃料もなくなり、さらに停電が継続する最悪の状態になった場合、災害対策室の機能と浄水センターで最低限必要な電力を調査し、何時間のガスエンジンの運転が可能かを今後調査する。

次に、スマートレジリエンス構想として、ガスエンジンの廃熱の利用について検討する。

数日間、インフラが遮断された場合、地域住民に入浴したいという要求が出てくる。温水プールを利用して、緊急の入浴施設にすることが可能と考えられる。ガスエンジンの温水は75℃で供給されるので、入浴に適した42℃程度までの加温は可能である。プールの水は殺菌されているので、この水を加温し、仮設の風呂を準備する、あるいは、シャワーのみ使用するなどが考えられる。前述の消化ガスの量によるガスエンジンの運転時間を調整し、温水供給がレジリエンスの1つと考えられる。



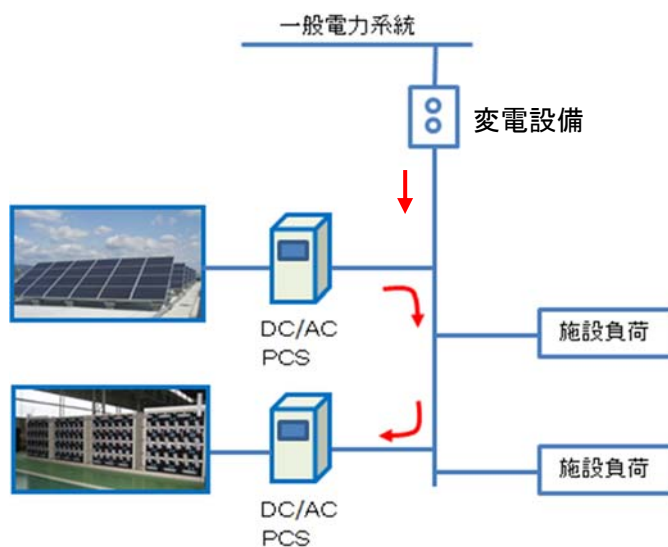
#### 4. 蓄電池の併設による消防署との連携に係る防災機能の強化策の検討

消防本部は、有事の際、重要な役割を果たすため、非常用発電設備が備えられている。しかし、燃料の貯蔵に限界があり、停電などが長期間に渡った場合、さらなる電源の強化が必要である。また、浄水センターも、有事の際には災害対策室となるため、同様に、電源の強化が必要である。唐津スマートレジリエンス拠点構築事業において、蓄電池を併設することで、防災機能の強化を図る計画である。

##### 1) 蓄電池システムの検討

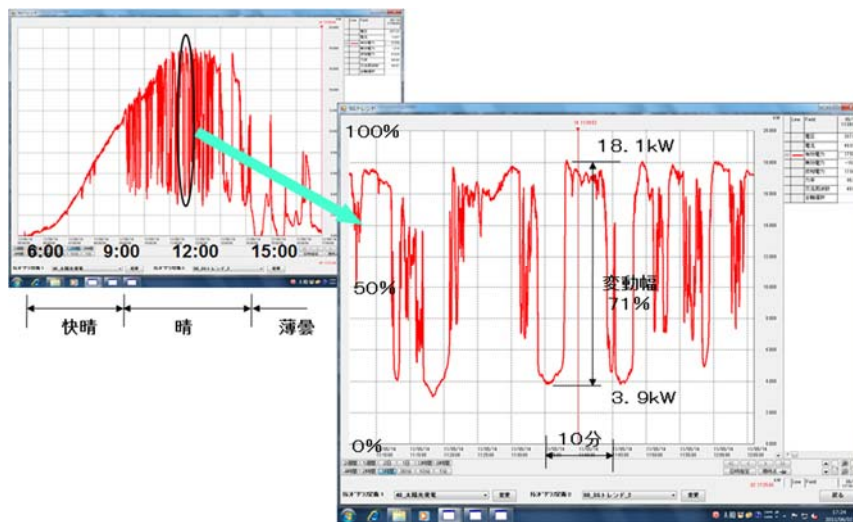
蓄電池システムは、当然のことながら、電力を充電しなければ、その機能を果たせない。安価な深夜電力などで充電できるが、有事の際、停電が継続的に続いた場合、充電ができなくなる。太陽光発電は、天候さえよければ、発電は行すが、変動が大きく、停電時に利用することは難しい。そこで、太陽光発電で発電した電力を蓄電池に充電して、蓄電池から安定した電力を供給すれば、電力系統から切り離されたグリッドでもその電力を利用できる。

変動の大きい太陽光発電の電力を蓄電池に充電するには、通常は、太陽光発電電力をパワーコンディショナー（以下PCSと呼ぶ）で直流を交流に変換、交流に変換された電力を再度PCSにて直流に変換して、蓄電池に充電する。



図－1. 23 一般的な太陽光発電と蓄電池を組み合わせ

一般電力系統と連系している場合、このような充電は可能であるが、直流⇔交流の変換によるロスが大きくなる。PCSの変換ロスは、一般的に5%程度のため、太陽光発電用のPCSでの交流への変換、蓄電池用PCSでの直流への変換と、2度の変換を行うことで10～15%程度のロスが発生する。また、一般電力系統が停電になり、変電設備で系統と切り離し、自立運転を行う場合、変電設備下流側の小さなグリッドにおいては、図－1. 24に示すように、変動の大きい太陽光発電の電力をこの電力系統に流すと、グリッド内の電力の流れが不安定になり、グリッドが再度停電になる可能性が高い。



図－1．24 太陽光発電の出力変動

太陽光発電の発電電力をグリッドに流さず、直接、蓄電池に充電すれば、平常時の充電でもロスは少なくなり(DC/DCコンバータでのロスが2%程度)、効率的に電力を供給できる。また、停電時においても、蓄電池から安定した電力を供給でき、レジリエンスとしての効果を創出できる。このためには、DC/DCコンバータを設置し、発電電力の電圧を蓄電池に充電できる電圧範囲に調整することで、直流のまま、蓄電池に充電できる。これにより、天候さえよければ、継続的に電力を供給できることになる。



図－1．25 太陽光発電と蓄電池を組み合わせた非常用電力供給システム

このように、非常時においても、蓄電池システムを有効に活用する方法を検討するとともに、平時においても、有効利用できる方法を確立しなければならない。

## 2) 蓄電池の種類と特徴

次に、どのような蓄電池を利用できるかについて、検討した。

### ① 鉛蓄電池

鉛蓄電池は、正極に二酸化鉛 ( $PbO_2$ )、負極に鉛 ( $Pb$ )、電解液に希硫酸 ( $H_2SO_4$ ) を用いた二次電池である。二次電池の中でも最も古い歴史を持ち、開発から現在まで様々な用途で利用されている。

その用途は幅広く、自動車のバッテリーとして利用されているのを始め、非常用電源やバッテリー駆動のフォークリフトやゴルフカートといった自動車用主電源としても用いられており、安価で使用実績が多く、信頼性に優れているという特徴を有している。また、最近では、

風力発電の変動緩和にも使用された実績がある。

一方、繰り返し充電することで負極の金属に硫酸鉛の硬い結晶が発生しやすくなり、サイクル回数の増加に伴い性能が低下するという欠点がある。放電しきる前に充電を行う等適切に利用することで、ある程度の寿命を延ばすことは可能である。また、最近では、サイクル寿命が4, 500回（1日1回の充放電で、15年程度使用可能）の蓄電池も開発されている。

## ② ニッケル水素電池

ニッケル水素電池は、正極にオキシ水酸化ニッケル（NiOOH）、負極に水素吸蔵合金、電解液に水酸化カリウムのアルカリ水溶液を用いた二次電池である。

電解液にアルカリ水溶液を用いる二次電池を総称してアルカリ二次電池と呼び、実用化されているものには、ニッケル・カドミウム電池とニッケル水素電池がある。高出力・高容量・長寿命の人工衛星用バッテリーとして開発が進められていたが、開発当時主流であったニッケル・カドミウム電池が及ぼす環境への影響が問題視されるようになり、ニッケル・カドミウム電池に変わる乾電池型二次電池として普及することとなった。ニッケル・カドミウム電池の出力特性は、モータなどの高出力用途に適している。反面、自然放電が大きいため、長時間稼働させ続ける機器には不向きである。

自然放電が大きいという欠点を改良した結果、エネルギー密度が高く、過充電・過放電に強いという特徴から、乾電池二次電池やハイブリッドカーの動力源として用いられている。最近では、急速充放電ができるという強みを活かし、鉄道システムやモノレールシステムの地上蓄電設備としても多く採用されており、平常時のピークカットや停電時の非常走行などの運用方法が可能となっている。

## ③ リチウムイオン電池

リチウムイオン電池は、正極にリチウム含有金属酸化物、負極にグラファイトなどの炭素材、電解液に有機電解液を用いた二次電池である。

ニッケル水素電池と比較すると、エネルギー密度と充放電エネルギー効率が非常に高く、また残存容量や充電状態が監視しやすいといった特徴があり、現在の蓄電池の中でも最も活発に普及や技術開発の取り組みが推進されている。

携帯電話やノートパソコンをはじめとする幅広い電子・電気機器に搭載されており、電気自動車などの交通機関の動力源やスマートグリッドのための蓄電装置としても利用されている。住宅や小規模店舗、オフィスなどに導入されている蓄電池の多くはリチウムイオン電池である。

価格面で、鉛蓄電池の3～4倍高かったが、アメリカなどで大量生産が実現化しており、安価なリチウムイオン電池が期待される。

産業用リチウムイオン蓄電システムでは、複数のセルの入ったモジュールを組合せて蓄電システムとしている。使用サイクルにより寿命を迎える。寿命を迎えた場合や何らかの故障が発生した場合、モジュール単位での交換が可能である。（セル単位での交換はできない。）但し、その時のモジュールの電圧などの状況により一つずつの交換で良いか、複数纏めての交換で良いか検討する必要がある。交換していないモジュールとのばらつきが少ない場合にはシステムへの影響は特にない。

#### ④ N A S 電池

N A S 電池は、正極に硫黄、負極にナトリウム、電解質にβ-アルミナを用いた二次電池である。

リチウムイオン電池とほぼ同等のエネルギー密度を保ちつつ、鉛蓄電池と同等かさらに低価格である。その特徴から、主に大規模電力貯蔵施設や負荷平準化、工場等のバックアップ電源として利用されている。

非常に効率よく充放電を行えるN A S 電池ではあるが、ナトリウムと硫黄を使用しており危険物として取り扱われており、また、高温（約300℃）となるため、日々の動作確認や保守作業が不可欠である。さらには、撤去する際の安全対策も考慮する必要がある。

#### ⑤ レドックスフロー電池

レドックスフロー電池は、イオンの酸化還元反応を溶液のポンプ循環によって進行させて充放電を行う二次電池である。

室温で作動し、可燃性・爆発性の物質を使用・発生せず、N A S 電池に比べて安全性で優れている。しかし、重量エネルギー密度が低く（リチウムイオン電池の1/5程度）小型化には向かない。サイクル寿命が1万回以上と長く、10年以上利用でき、1000kW級の電力設備として利用されている。

これらの蓄電池の性能を比較した。

表-1. 32 蓄電池の性能比較

	鉛蓄電池	ニッケル水素電池	リチウムイオン電池	N A S 電池	レドックスフロー電池
平均作動電圧 (V)	2.0	1.2	2.4～3.8程度	2.1	1.4
質量エネルギー密度 (W/kg)	20～35	60～120	150～200	100～200	10～30
体積エネルギー密度 (Wh/L)	50～90	140～300	200～400	150～250	15～40
寿命 (年)	5～10	500～1500サイクル	10	15	10
作動温度 (℃)	気温と同等	気温と同等	気温と同等	300程度	10～40程度
安全性	○	○	△	△	○
資源 <sup>※1</sup>	○	△	○	○	△
コスト <sup>※1</sup> (円/kWh)	5万円	10万円	20万円	4万円	12万円

※1 経済産業省蓄電池戦略プロジェクトチーム 蓄電池戦略(平成24年7月)を元に日立パワーソリューションズ作成

リチウムイオン電池の価格については、年々約15%程度値下がりが続いており、現時点では1kWh当たり10万円程度まで下がってきている。

以上の調査結果より、唐津スマートレジリエンス拠点構築事業においては、大容量の蓄電池は不要と考えられるため、NAS電池とレドックスフロー電池は適さないと考えられる。ニッケル水素電池は、小型過ぎるため、適さない。鉛蓄電池は、長寿命化された電池であれば、適用が可能と考えられる。但し、重量が重いため、設置場所等を考慮しなければならない。リチウムイオン電池は、エネルギー密度も高く、充放電速度も速く、コンパクトである。価格面で、鉛蓄電池と同レベルとなれば、適用が可能である。Cレート（Cレートとは、ある電池に対して通電する際の電流の大きさのことを示し、ある電池を満充電状態からある電流で放電した場合、1時間で電池が完全に放電される（SOC0%となる）時の電流値が1C）でみると、鉛蓄電池が、0.4C程度に対し、リチウムイオン電池は1Cと充放電速度が速い。したがって、電力の供給先の電力変動が大きい場合は、充放電を迅速に行うリチウムイオン電池が有効であり、ゆっくりとした電力変動の場合は、鉛蓄電池が有効であるといえることができる。

今後の検討においては、鉛蓄電池とリチウムイオン電池の両方で検討していくこととする。

3) 唐津スマートレジリエンス拠点構築事業における蓄電池の活用  
蓄電池の活用方法について電力貯蔵の役割について検討した。

表ー1. 33 蓄電池の電力貯蔵役割比較

蓄電技術の 役割	活用内容	常時		非常時	
		浄水 センター	消防署	浄水 センター	消防署
系統安定化 (周波数、 電圧)	太陽光・風力発電での変動を吸収し、短・長周期での平滑化。短周期では、大出力(kW)、長周期では大容量(kWh)を要求	△	×	×	×
需要と供給の 時間的シフト	太陽光・風力発電での発電と需要との時間的なズレを調整。数時間単位の電力貯蔵により時間的シフト。	△	○	×	×
調整用火力の 補助	系統安定化のために調整火力発電の起動時間を補うために電力貯蔵を活用。火力出力上昇までの出力を補う。	×	×	×	×
送電容量不足 対策	太陽光・風力発電から需要地までの送電線容量が不足。送電量を平滑化して、利用率を高めて、総送電容量を増やす。	×	×	×	×
負荷平準化	発電機の利用率を高めるために、負	○	○	△	△

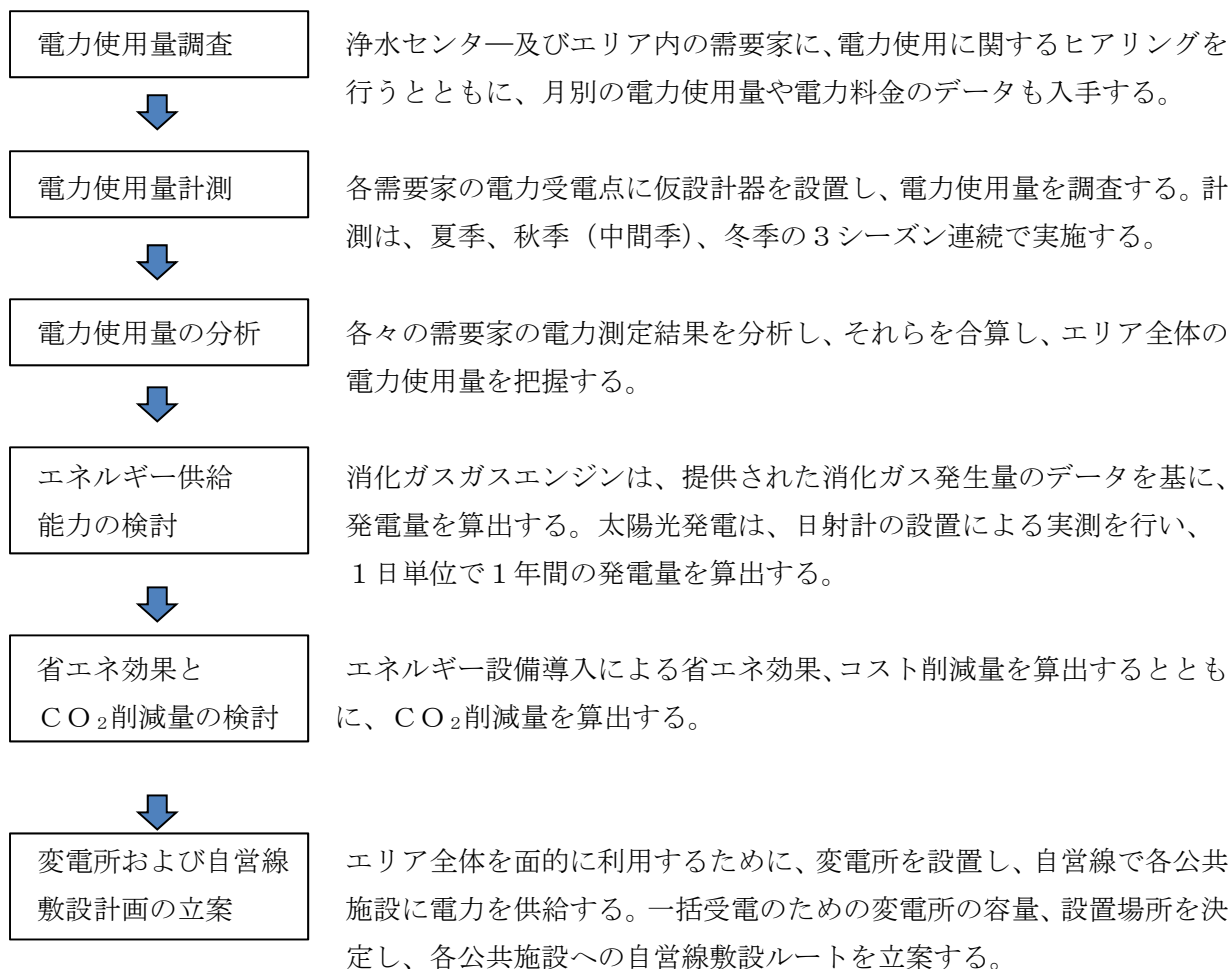
	荷の少ない時間帯に電力貯蔵して、平滑化する。				
バックアップ電源	瞬時電圧低下や停電時などの緊急時の電力供給。	○	○	○	○

平時において蓄電池を利用する方法を検討した。

5項の近隣エリアの公共施設のエネルギー高度化に係る検討の中で、浄水センターや消防署の電力使用量計測を実施した。8月のデータを確認すると、比較的負荷変動が少なく、夜間や土日でも400kW程度は需要がある。また、平日昼間でも450kW～500kWの需要がある。瞬間的なピークを蓄電池でカバーし、電力ピークを抑えるという、ピークカット制御を行うには、変動が少ないため、蓄電池を使用するのは難しいと考える。浄水センターに太陽光発電設備や風レンズ風車といった発電設備を追加し、契約電力600kW、平均需要電力400kW程度に対し、発電量が需要電力を超える場合は、発電電力が多い日中に、余剰電力で蓄電池に充電、太陽光発電の発電電力の少ない或いは発電電力がない夕方～夜間に放電し使用するという使用方は有効と考えられる。消防本部では夜間など需要電力が少ない時は、約40kW程度。日中の最大需要電力は77kWと浄水センターよりは需要電力の変動が大きい。このように、電力需要に対して、蓄電池により時間的シフトして供給するといったピークシフトによる活用が可能であると考えられる。

## 5. 近隣エリアの公共施設のエネルギー高度化に係る検討

エネルギー高度化とは、快適性を損なわない範囲で省エネ実施と再生可能エネルギーの導入をすることにより低炭素化を図るとともに、系統に影響を与えない範囲でエネルギーマネジメントを行うことで、対象地域の安全性、経済効率性、環境性を向上させるエネルギー供給・利用を実現することである。本検討は、次のステップで実施する。



### 1) 電力使用量調査

対象6施設の平成29年度の月別の電力使用量を調査した。

#### ① 浄水センター

浄水センターの平成29年度の各月の電力使用量と電気料金を示す。

表-1. 34 浄水センターの電力使用量（消費税抜き）

		4月	5月	6月	7月
電力使用量	kWh/月	258,564	264,804	257,868	277,140
電力料金	円/月	3,653,034	3,840,819	3,840,645	4,170,028
負荷率	%	59.9	60.0	59.7	62.1



		8月	9月	10月	11月
電力使用量	kWh/月	288,228	278,352	278,304	263,580
電力料金	円/月	4,319,496	4,201,634	4,046,931	3,872,531
負荷率	%	64.6	64.4	62.3	61.0

		12月	1月	2月	3月	合計
電力使用量	kWh/月	253,337	285,660	266,232	287,328	3,286,032
電力料金	円/月	4,028,947	4,085,407	3,932,704	4,187,803	48,179,980
負荷率	%	56.8	64.0	66.0	64.4	62.5

負荷率は下記の式で表せる。

$$\text{負荷率 (\%)} = \frac{\text{年間の合計電力使用量}}{\text{契約電力} \times (365 \text{日} \times 24 \text{時間})} \times 100$$

また、電力単価は、

$$\text{電力単価 (円/kWh)} = \frac{\text{年間の合計電力料金}}{\text{年間の合計電力使用量}}$$

である。

従って、契約電力は、600kWであるので、負荷率は、62.5%であり、電力単価は、消費税抜きで14.7円/kWhとなる。

## ② 温水プール

表-1. 35 温水プールの電力使用量 (消費税抜き)

		4月	5月	6月	7月	8月	9月
電力使用量	kWh/月	12,042	10,764	10,140	8,478	10,806	11,706
電力料金	円/月	219,478	208,820	198,720	182,354	219,723	235,832
負荷率	%	30.4	26.3	25.6	20.7	26.4	29.6

		10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
電力使用量	kWh/月	8,430	10,236	10,998	12,618	13,284	12,683	132,815
電力料金	円/月	187,722	203,045	212,303	231,087	241,993	232,286	2,573,364
負荷率	%	20.6	25.8	26.9	30.8	35.9	31.0	27.6

契約電力は、55kWであるので、負荷率は、27.6%であり、電力単価は、消費税抜きで19.4円/kWhとなる。

尚、3月分の電力使用量のデータが異常値であったので、電力料金から推定した。

## ③ 唐津市消防本部

表－1. 36 唐津市消防本部の電力使用量（消費税抜き）

		4月	5月	6月	7月	8月	9月
電力使用量	kWh/月	20,394	21,840	22,836	33,618	34,404	25,002
電力料金	円/月	380,270	394,938	414,407	564,191	597,784	471,122
負荷率	%	27.0	28.0	30.2	43.0	44.0	33.1

		10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
電力使用量	kWh/月	23,376	21,888	26,538	28,002	25,128	24,575	307,601
電力料金	円/月	433,835	415,924	469,544	485,872	460,296	467,014	5,555,198
負荷率	%	29.9	29.0	34.0	35.8	35.6	31.5	33.4

契約電力は、105kWであるので、負荷率は、33.4%であり、電力単価は、消費税抜きで18.1円/kWhとなる。

尚、3月分のデータがなかったため、前年度からの推定値である。

④ 唐津総合庁舎

表－1. 37 唐津総合庁舎の電力使用量（消費税抜き）

		4月	5月	6月	7月	8月	9月
電力使用量	kWh/月	14,718	15,246	16,398	23,206	24,524	16,582
電力料金	円/月	321,985	329,928	343,986	379,397	397,502	294,054
負荷率	%	20.2	20.3	22.5	30.9	32.6	22.8

		10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
電力使用量	kWh/月	15,173	14,560	17,203	17,790	17,203	16,099	208,702
電力料金	円/月	262,515	253,927	285,630	293,256	287,382	275,796	3,725,357
負荷率	%	20.2	20.0	22.9	23.7	25.3	21.1	23.6

契約電力は、101kWであるので、負荷率は、23.6%であり、電力単価は、消費税抜きで17.9円/kWhとなる。

⑤ 唐津警察署

表－1. 38 唐津警察署の電力使用量（消費税抜き）

		4月	5月	6月	7月	8月	9月
電力使用量	kWh/月	19,572	18,948	22,572	43,746	42,498	25,134
電力料金	円/月	394,207	385,246	436,009	731,244	724,070	497,705
負荷率	%	25.4	23.8	29.3	55.0	53.4	32.6

		10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
電力使用量	kWh/月	20,880	21,384	30,996	34,062	32,586	25,470	337,848

電力料金	円/月	423,420	429,788	537,596	571,489	558,648	481,612	6,165,035
負荷率	%	26.2	27.8	38.9	42.8	45.3	32.0	36.0

契約電力は、107kWであるので、負荷率は、36.0%であり、電力単価は、消費税抜きで18.2円/kWhとなる。

⑥ ヨットハーバー

表-1.39 ヨットハーバーの電力使用量(消費税抜き)

		4月	5月	6月	7月	8月	9月
電力使用量	kWh/月	5,442	4,962	5,574	4,320	5,028	6,822
電力料金	円/月	117,247	111,103	114,134	104,318	118,889	148,846
負荷率	%	16.8	14.8	17.2	12.9	15.0	23.7

		10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
電力使用量	kWh/月	5,370	5,280	6,150	7,434	6,528	5,466	68,376
電力料金	円/月	122,578	118,290	129,488	155,575	142,076	128,535	1,511,079
負荷率	%	16.0	16.3	18.4	22.2	21.6	16.3	17.3

契約電力は、45kWであるので、負荷率は、17.3%であり、電力単価は、消費税抜きで22.1円/kWhとなる。

6施設の電力使用量を合算した結果を図-1.26に示す。

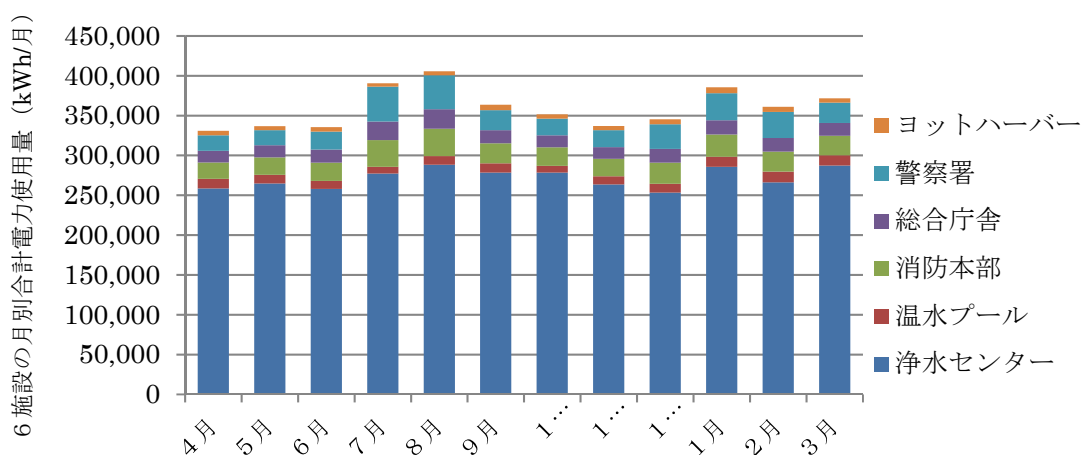


図-1.26 6施設の月別合計電力使用量

月別では、8月の使用量が最も多く、408,938kWhとなっている。

2) 電力使用量計測

対象6施設に図-1.27に示すように、仮設計器(パワーハイテスター)を取り付け、電力

計測を開始した。2019年2月まで、継続して計測を行う。計測したデータを電力使用量の多い夏季、電力使用量の少ない中間季（秋季）、電力使用量のやや多い冬季の3シーズンに分け分析し、対象6施設を一括受電した場合のメリットを検討する。

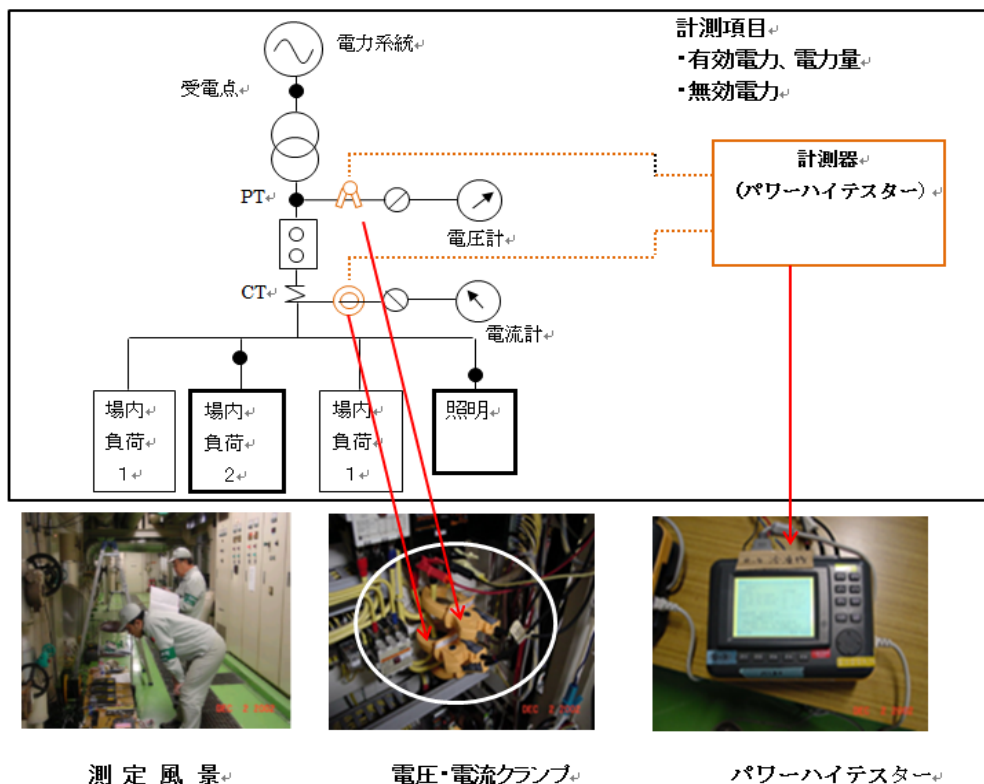


図-1. 27 仮設計器設置方法



図-1. 28 浄水センターへの仮設計器取り付け方法

図-1. 28は、浄水センターへの仮設計器取り付け方法であるが、同様に他の5施設も含め、仮設計器の取り付けを実施し、計測を行った。

## 2) 電力計測結果

### ① 夏季の計測結果

図-1. 20の6施設の月別合計電力使用量を見ると、8月が最も電力を使用している。7月24日から計測を開始し、9月30日までの夏季の電力ピークの時期の計測を行った。気温の最も高い週が最も電力を使用していると考えられる。7月～9月の気温のデータを図-1. 29に示す。

その結果、最高気温の日は、8月22日であり、この日の6か所の需要家の合計電力使用量も、795 kWと最も高い値を示している。

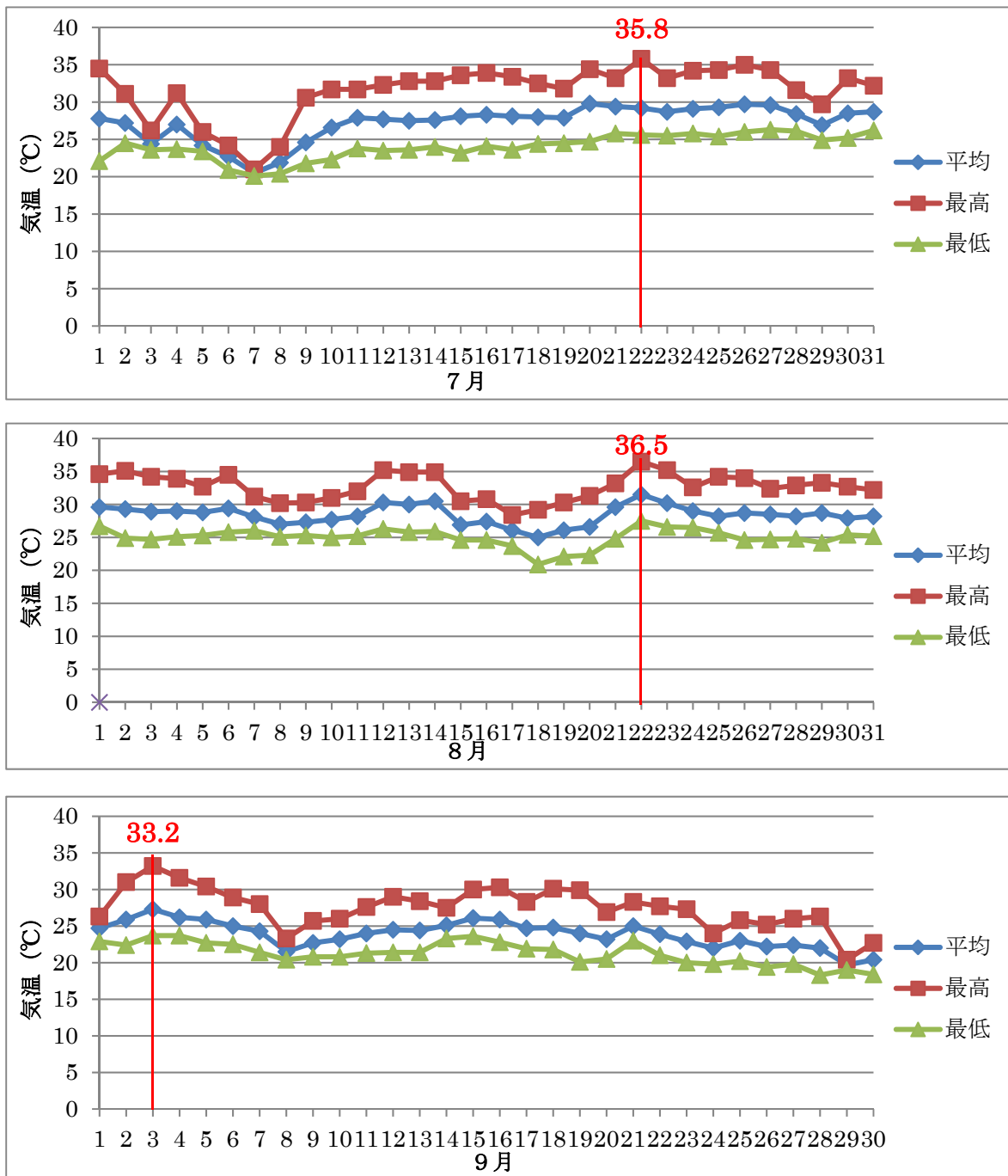


図-1. 29 夏季3か月の気温<sup>1</sup>

夏季3か月の最高気温は、8月22日であった。6需要家の合算した電力使用量の最高値を確認した結果、8月22日は10:00～10:30に795 kWで最高使用量であった。

最大電力使用量であった8月22日を含む週の各需要家および6施設合計の電力使用量を図1. 30以降に示す。

a) 浄水センター

最高気温を記録した8月22日は、10:00~10:30が560kW使用している。また、最も電力を使用した日は、9月4日の9:00~9:30で583kWであり、契約電力である600kWに近い値を示している。尚、この日の最高気温は、31.6℃であった。

1週間で見ると、浄水センターは、24時間連続で毎日稼働しており、月曜日から金曜日は、昼間の電力が高くなっており、450kW~500kWの電力を使用しており、夜間も400kW程度の電力使用量がある。土曜日、日曜日は1日を通して、変化が少ないが、400kW程度は常時使用している。

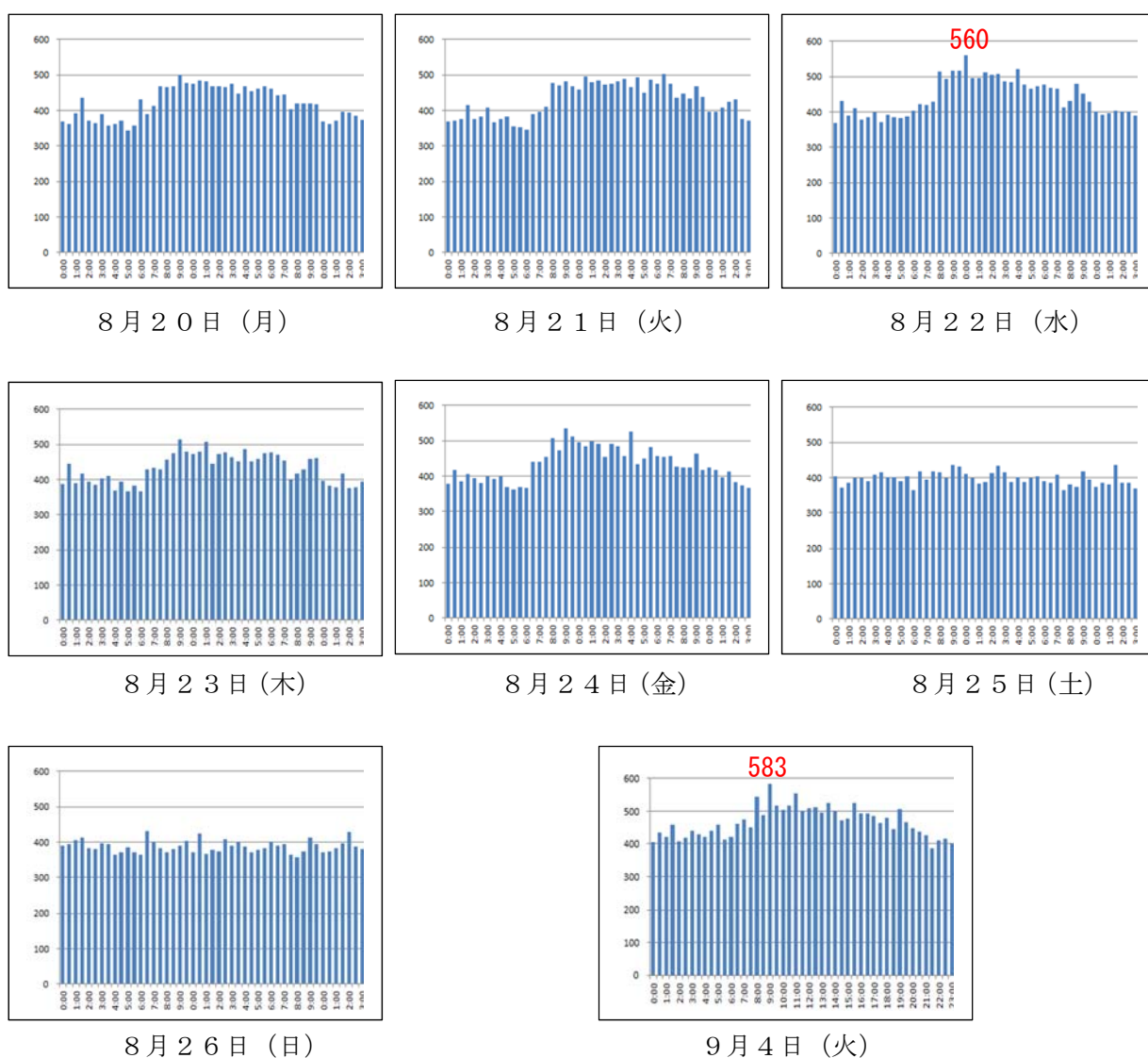


図-1. 30 浄水センターの日別電力使用量

b) 温水プール

最高気温を記録した8月22日は、15:30~16:00が35kW使用している。また、最も電力を使用した日は、8月26日の15:00~15:30で41kWであった。この日

の最高気温は、34.0℃であり、日曜日であったので、入場者数も多く、最も電力を使用したと考えられる。

1週間で見ると、13:00～20:00の間で営業を行っている火曜日、水曜日、金曜日、土曜日は、9:30から電力の使用量が増加する。9:00～20:00まで営業を行っている日曜日は、9:00から電力使用量が多くなっている。月曜日と木曜日は、温水プールの休館日であり、9:30～17:00まで若干電力使用量が増加しているが、1日を通して、電力使用量は少ない。

夜間は、どの日も7kW程度であり、温水プールの設備の待機電力と考えられる。

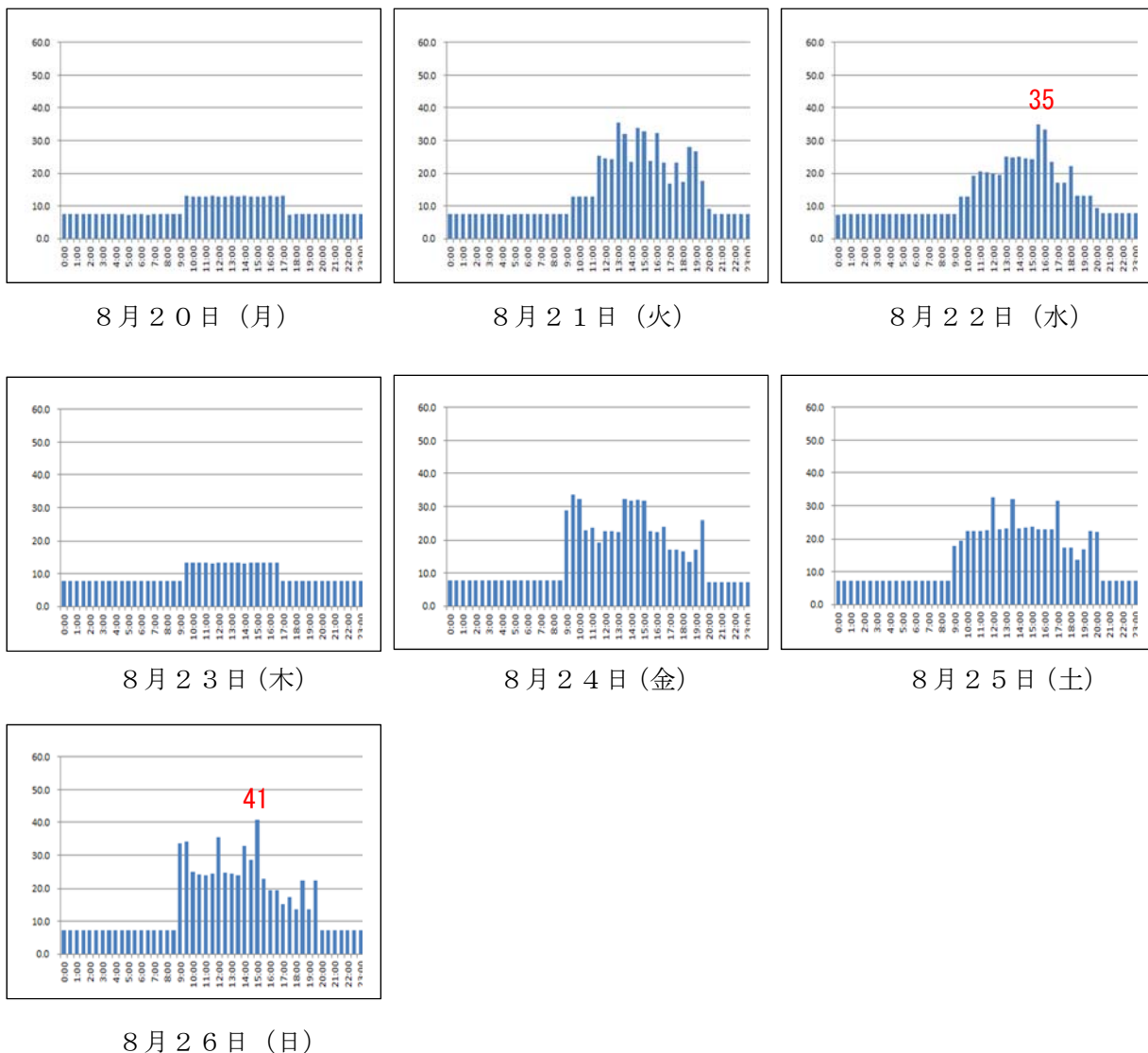


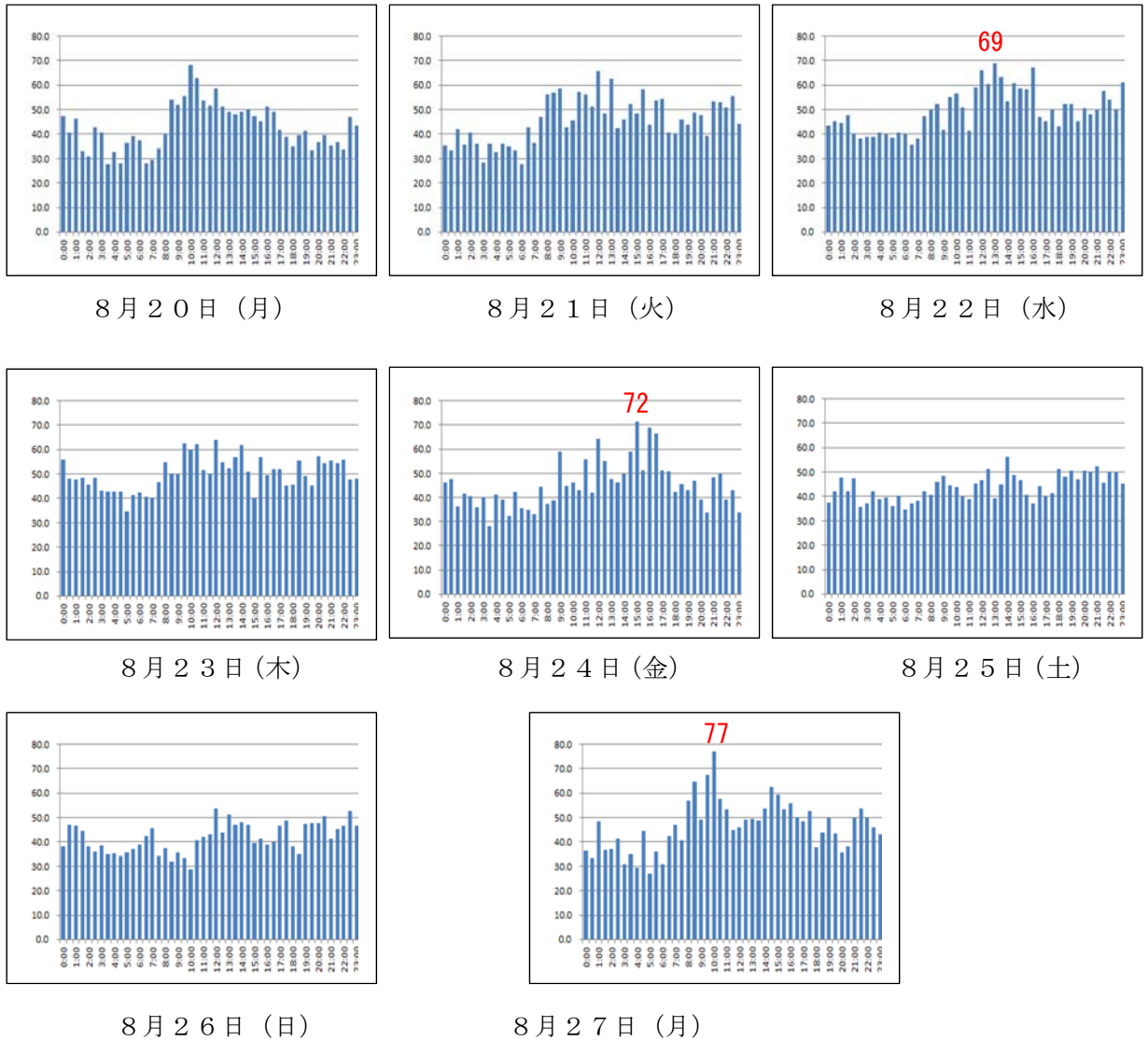
図-1. 31 温水プールの日別電力使用量

c) 消防本部

8月20日からの1週間では、8月24日が最も電力を使用しており、15:00～15:30に72kW使用している。最高気温を記録した8月22日は、最大で69kW使用している。8月27日が最も電力を使用しており、10:00～10:30に77kW使用している。

1週間で見ると、1日のうちのピークが発生する時間は、毎日異なっているが、夜間に比べて昼間の電力使用量が高い傾向にある。夜間も35kW～40kW使用している。



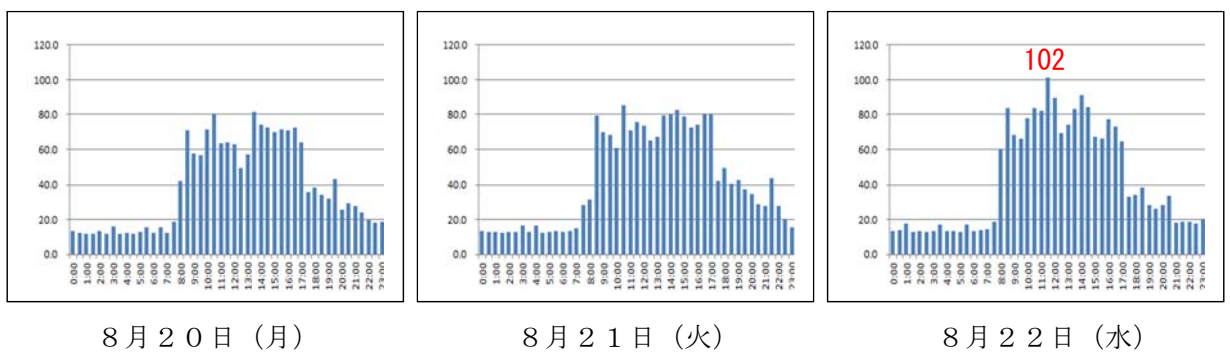


図ー1. 32 消防本部の日別電力使用量

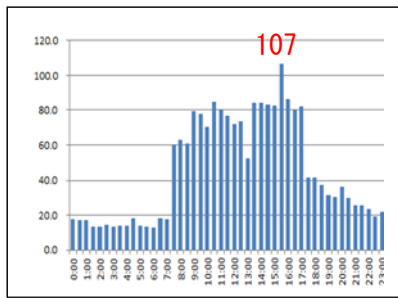
d) 唐津総合庁舎

計測期間中で最も電力を使用している日は、8月23日があり、15:30～16:00に、107kW使用している。最高気温を記録した8月22日は、最大で102kW使用している。

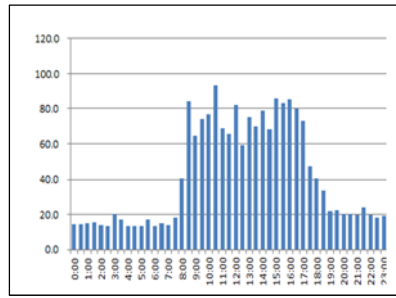
1週間でみると、月曜日から金曜日はほぼ同じパターンで電力を使用している。土曜日、日曜日は、休日のため使用電力は少なく、待機電力のみとなっている。



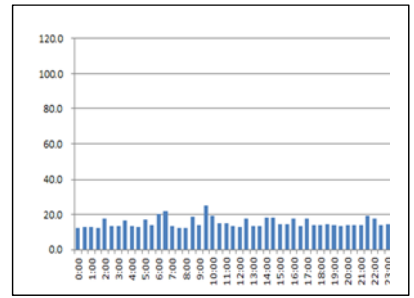




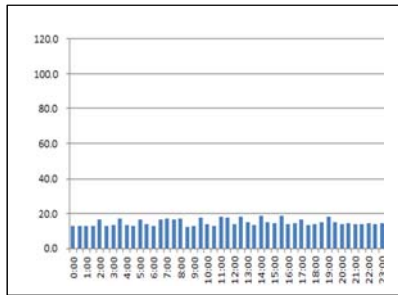
8月23日(木)



8月24日(金)



8月25日(土)



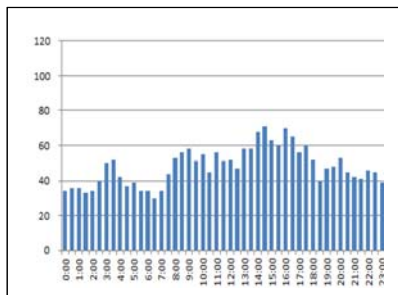
8月26日(日)

図-1. 33 唐津総合庁舎の日別電力使用量

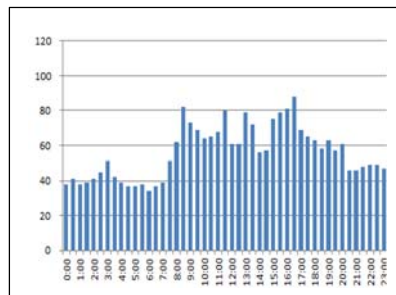
e) 唐津警察署

8月20日から1週間では、8月23日が最も電力を使用しており、16:30~17:00に108kW使用している。最高気温を記録した8月22日は、最大で95kW使用している。8月27日が最も電力を使用しており、16:30~17:00に109kW使用している。

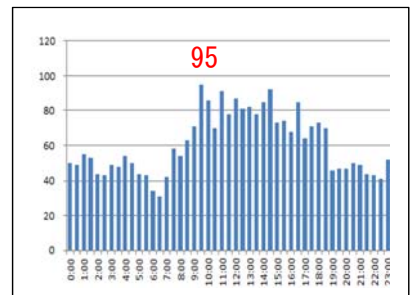
1週間で見ると、月曜日から金曜日はほぼ同じパターンで電力を使用している。土曜日、日曜日は、夜間電力と同等のレベルで1日使用しており、40~50kWである。



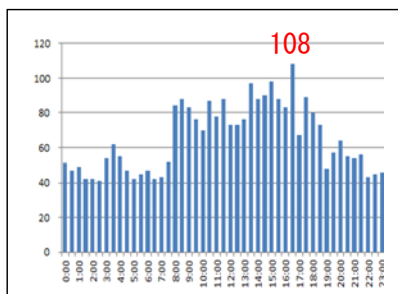
8月20日(月)



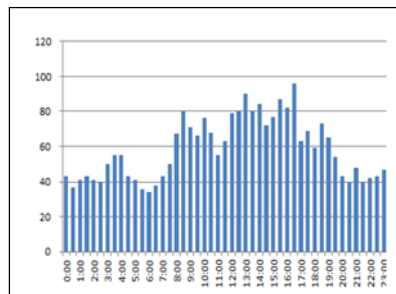
8月21日(火)



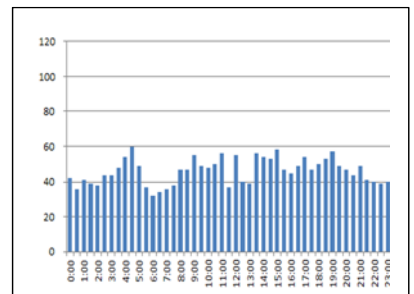
8月22日(水)



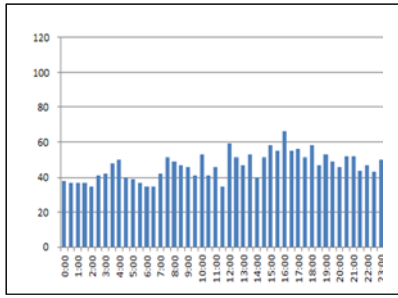
8月23日(木)



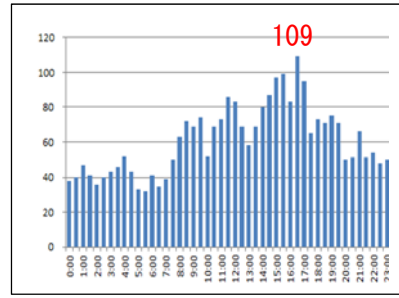
8月24日(金)



8月25日(土)



8月26日(日)



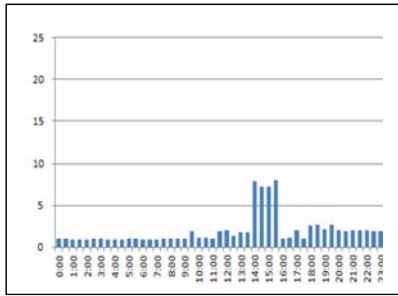
8月27日(月)

図-1. 34 唐津警察署の日別電力使用量

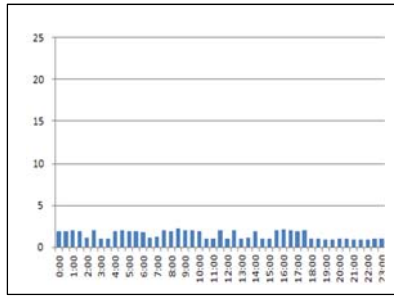
f) ヨットハーバー

計測期間中で最も電力を使用している日は、8月24日であり、14:00～14:30に、15 kW使用している。最高気温を記録した8月22日は、最大で8 kW使用している。

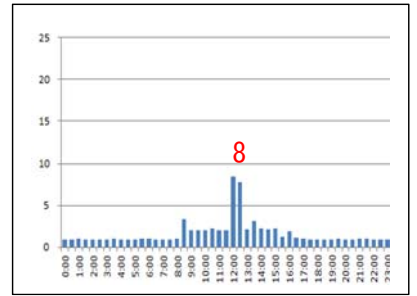
1週間で見ると、金曜日から日曜日の電力使用量が多い。



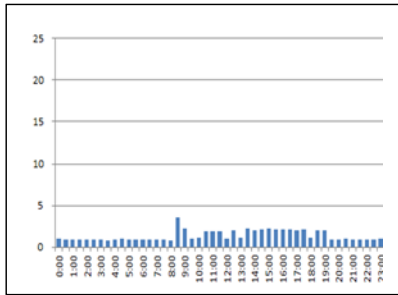
8月20日(月)



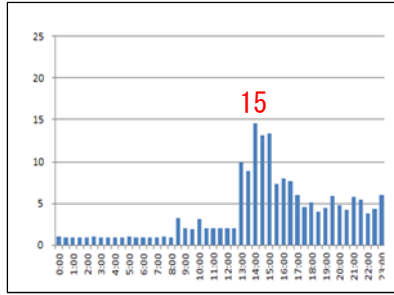
8月21日(火)



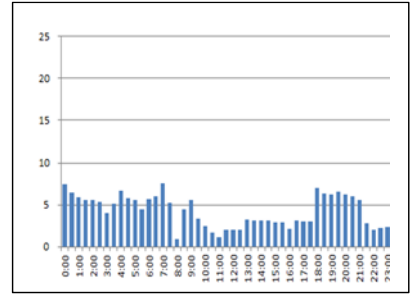
8月22日(水)



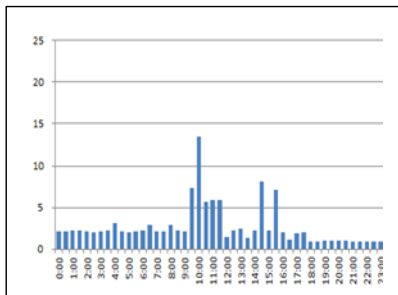
8月23日(木)



8月24日(金)



8月25日(土)



8月5日(日)

図-1. 35 ヨットハーバーの日別電力使用量

以上の6施設の合計の電力使用量を図-1. 36に示す。

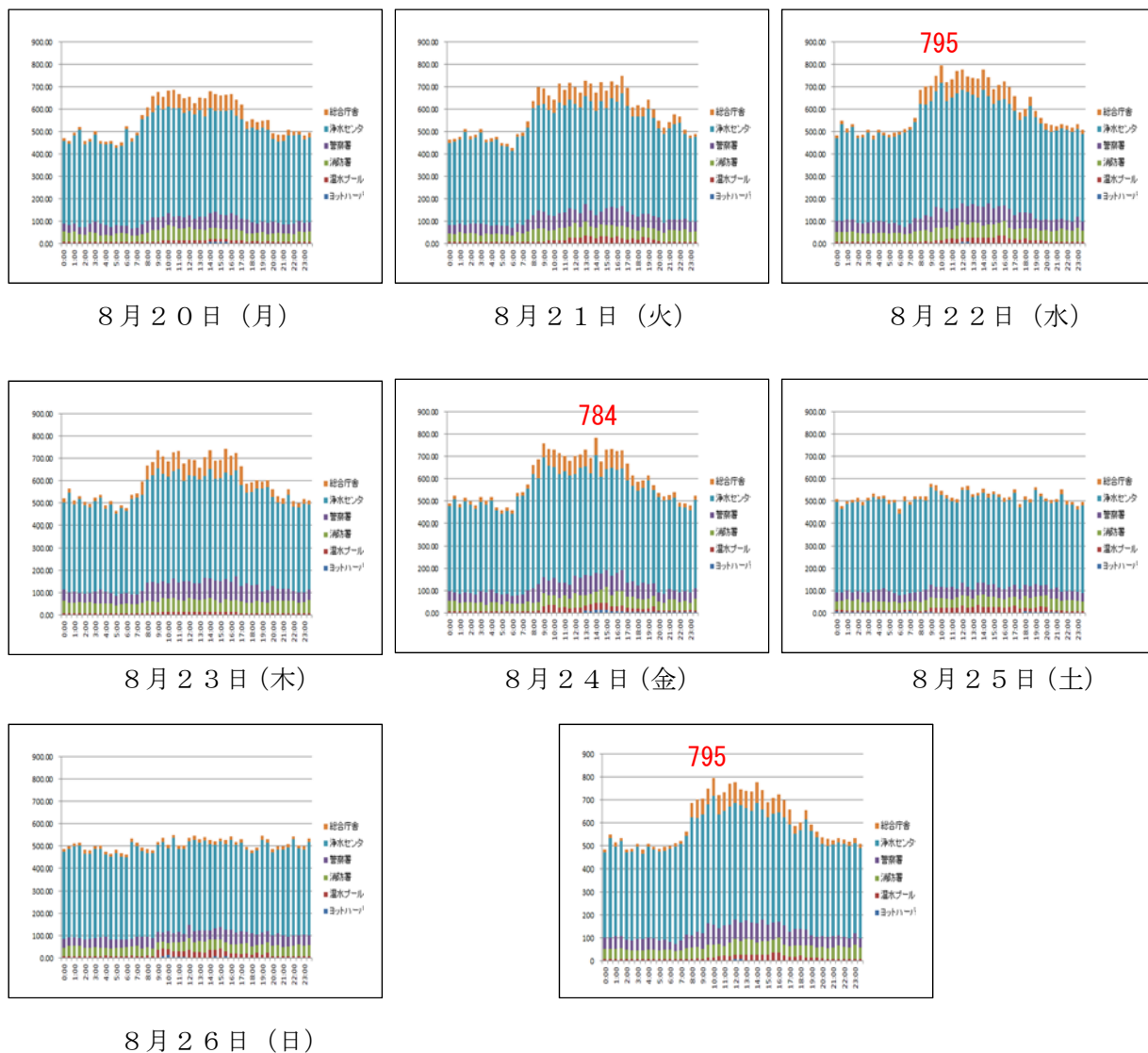


図-1. 36 6施設合計の日別電力使用量

6施設合計の電力使用量は、8月22日の10:00～10:30が795kW使用しており最も電力を使用している。1週間で見ると、月曜日から金曜日は、ほぼ同じ使用パターンで、昼間にピークがある。土曜日、日曜日は、ほぼフラットで、500kW程度使用している。夜間も、平日、休日ともに500kW程度使用している。

以上の計測結果より、夏季の電力使用について考察する。

6施設合計の電力使用量の最大値は、8月22日10:00～10:30の795kWであった。この日は、気温も最も高い日であった。図-1. 26に示すように、月別の6施設合計の電力使用量は、8月が最大であり、次に7月となっている。したがって、8月22日の電力使用最大値が、今年度の最大値となる。

6施設は、これまでは個々に電力会社と契約している。個々の施設の最大使用電力、平均使用電力等を表-1. 40にまとめた。

表-1. 40 6施設個々の電力使用状況

	契約電力 (kW)	個々の施設の 最大使用電力 (kW)	6施設合計の 最大使用電力 (kW)	最小使用電力 (kW)
浄水センター	600	583	560	326
温水プール	55	41	13	7
消防本部	105	77	56	26
唐津総合庁舎	101	107	78	12
唐津警察署	107	109	86	20
ヨットハーバー	45	15	2	1
合計	1,013	932	795	392

6施設個々の契約電力の合計は、1,013kWである。これに対して、今回の調査結果での6施設個々の最大使用電力の合計（最大電力発生日、時間が異なる）は、932kWであった。また、6施設合計の最大使用電力（ある1日の6施設合計の最大電力）は、795kWであった。

仮に、6施設合計最大使用電力の795kWに10%裕度を持たせて、この6施設を一括受電し、875kWの契約電力で九州電力と受電契約を行った場合、基本料金が現状より14%の削減が可能となる

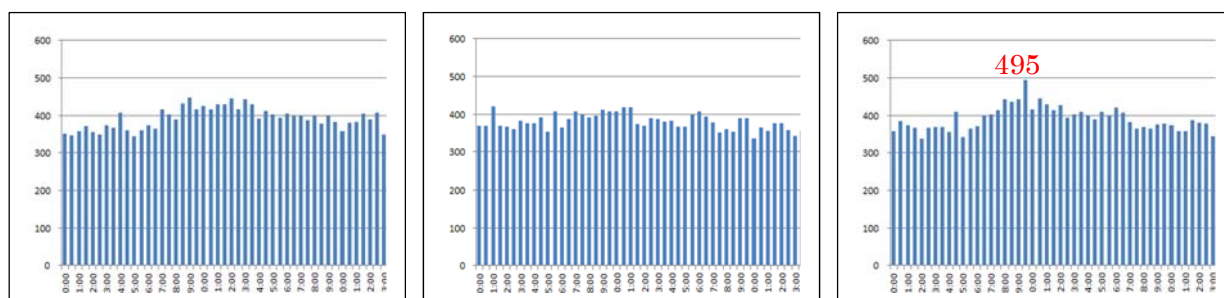
② 中間季（秋季）の計測結果

中間季である秋季は、電力の使用が最も少ない季節である。6需要家の最小電力使用量を確認することで、夏季の電力ピーク時の最大電力使用量と中間季の最小電力使用量が把握でき、導入設備の容量等の決定の判断材料となる。

図-1. 26の6施設の月別合計電力使用量を見ると、4月が電力使用の最も少ない月であり、次に11月となっている。電力使用量の実測調査の結果においても、11月19日週が、最も電力使用が少ない週であった。

a) 浄水センター

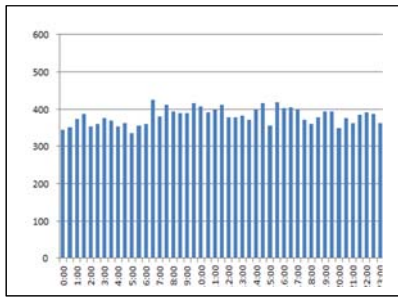
夏季の最大電力は、583kWであり、11月8日週の最大電力は、473kWと110kWの低下が確認された。11月19日週では、最大電力は、495kWであった。



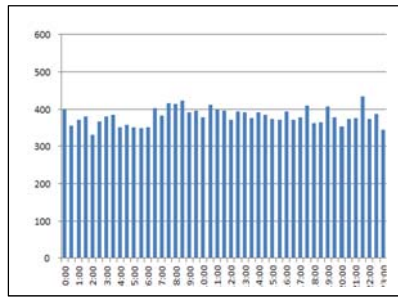
11月19日（月）

11月20日（火）

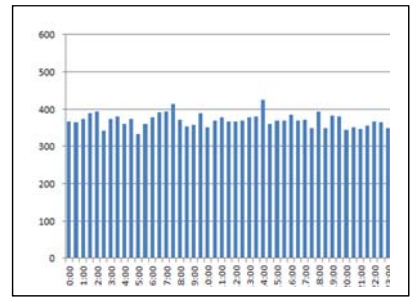
11月21日（水）



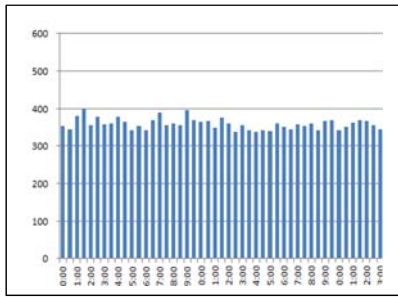
11月22日(木)



11月23日(金)



11月24日(土)

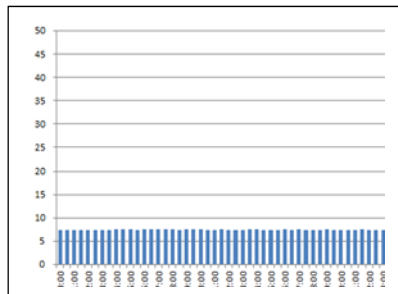


11月25日(日)

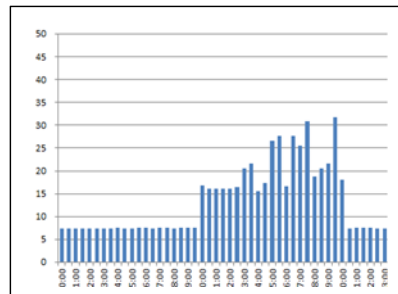
図一. 37 浄水センターの日別電力使用量

b) 温水プール

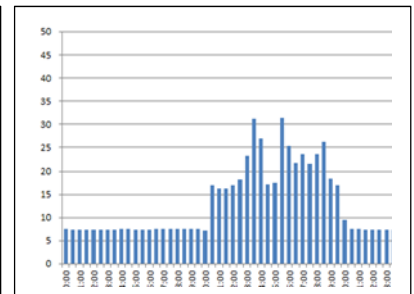
夏季の最大電力は、41kWであり、10月8日週の最大電力は、27kWと14kWの低下が確認された。11月19日週では、最大電力は、33kWであった。



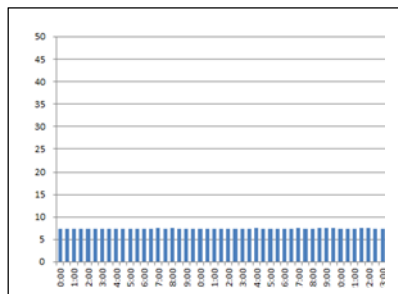
11月19日(月)



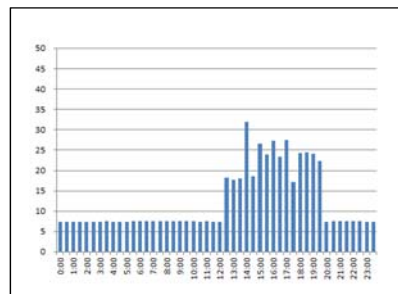
11月20日(火)



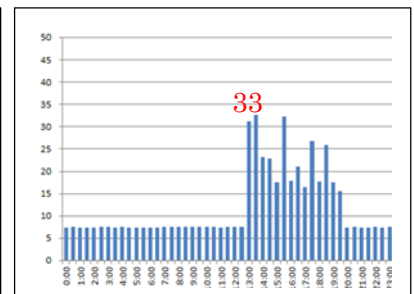
11月21日(水)



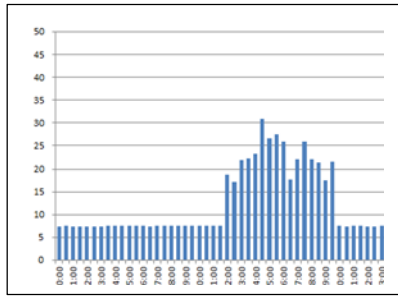
11月22日(木)



11月23日(金)



11月24日(土)

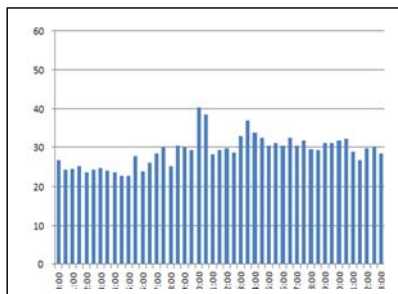


11月25日(日)

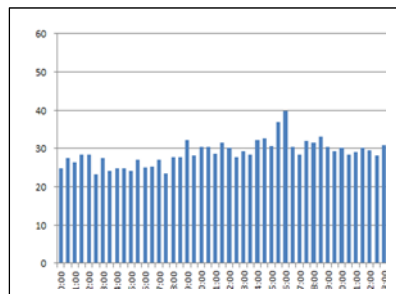
図一. 38 温水プールの日別電力使用量

c) 消防本部

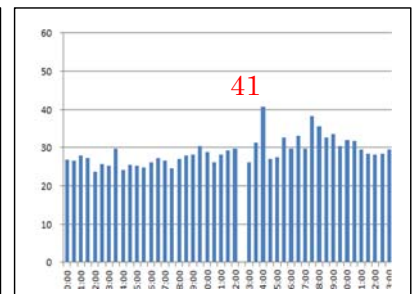
夏季の最大電力は、77 kWであり、11月19日週の最大電力は、41 kWと36 kWの低下が確認された。



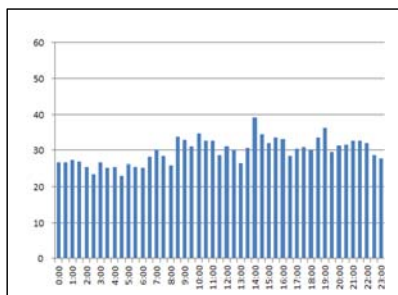
11月19日(月)



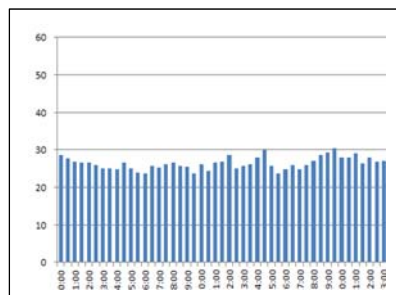
11月20日(火)



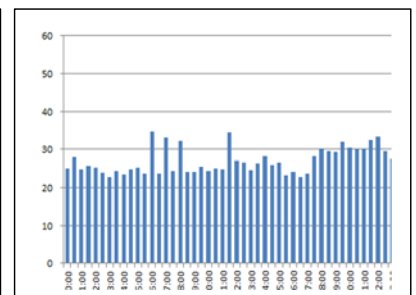
11月21日(水)



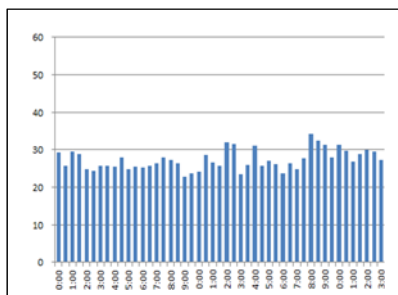
11月22日(木)



11月23日(金)



11月24日(土)



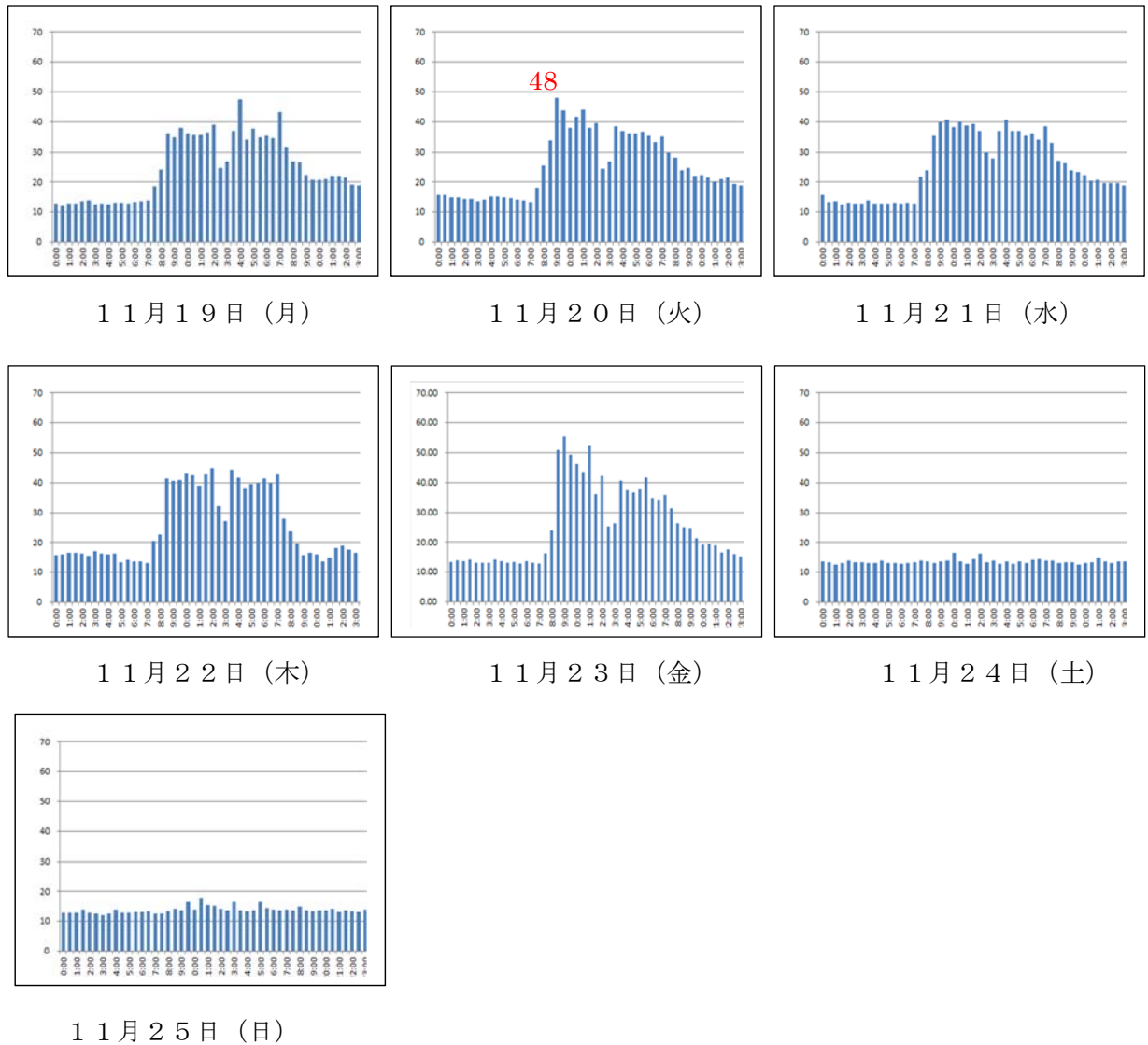
11月25日(日)

図一. 39 消防本部の日別電力使用量



d) 唐津総合庁舎

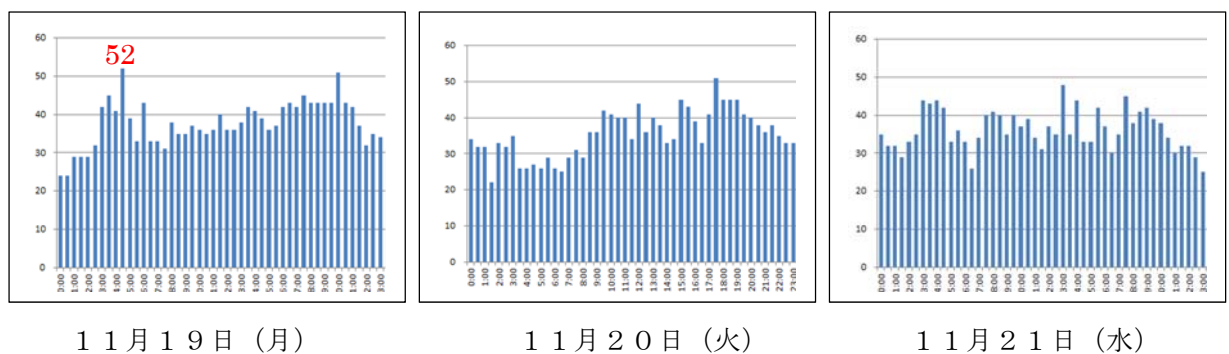
夏季の最大電力は、102 kWであり、10月8日週の最大電力は、43 kWと59 kWの低下が確認された。11月19日週では、最大電力は、48 kWであった。

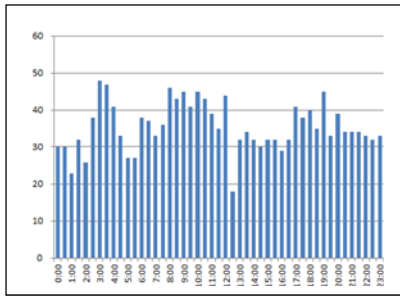


図一. 40 唐津総合庁舎の日別電力使用量

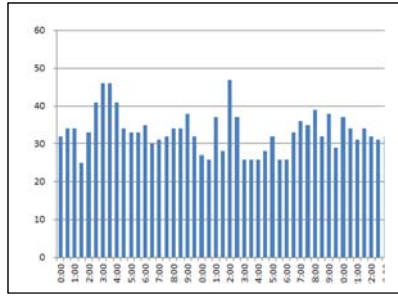
e) 唐津警察署

夏季の最大電力は、109 kWであり、11月7日週の最大電力は、43 kWと66 kWの低下が確認された。11月19日週では、最大電力は、52 kWであった。

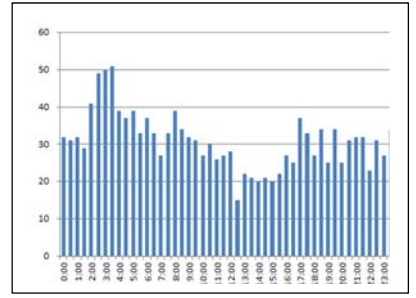




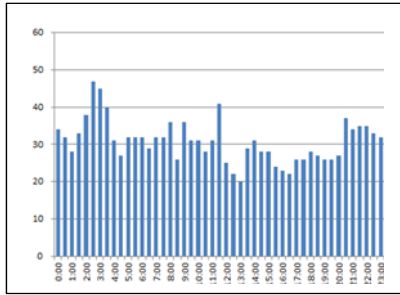
11月22日(木)



11月23日(金)



11月24日(土)

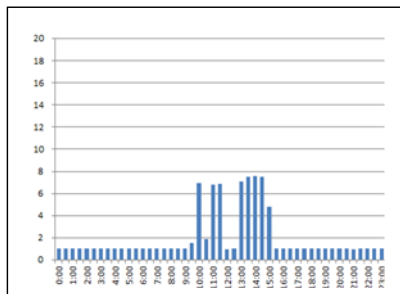


11月25日(日)

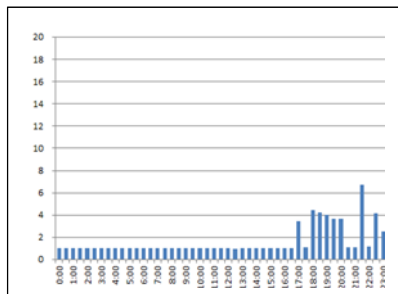
図一. 41 唐津警察署の日別電力使用量

f) ヨットハーバー

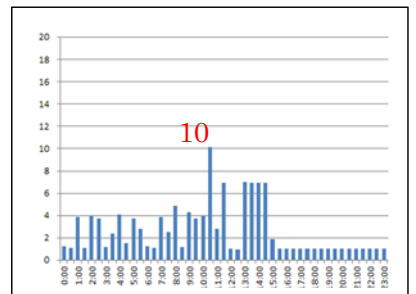
夏季の最大電力は、15 kWであり、10月8日週の最大電力は、8 kWと7 kWの低下が確認された。11月19日週では、最大電力は、10 kWであった。



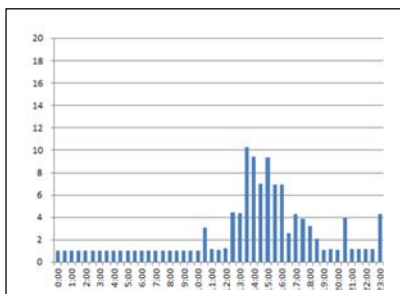
11月19日(月)



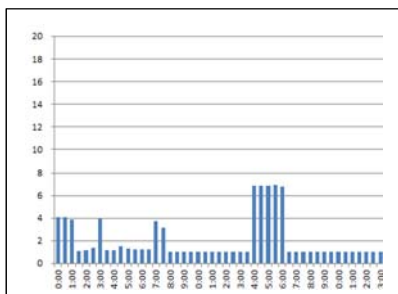
11月20日(火)



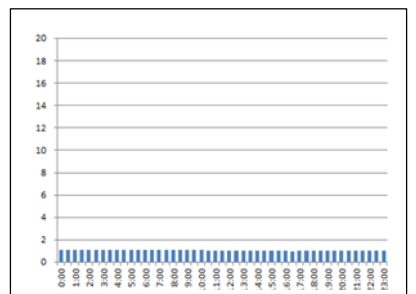
11月21日(水)



11月22日(木)

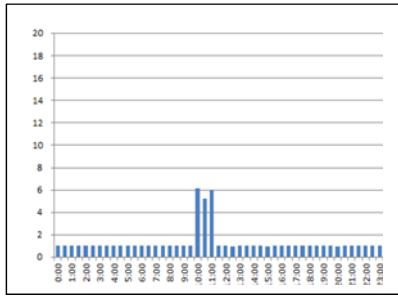


11月23日(金)



11月24日(土)



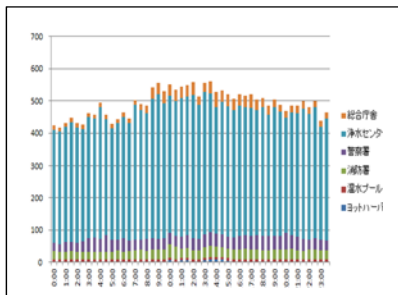


11月25日(日)

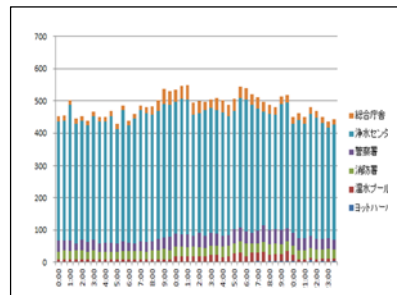
図一. 42 ヨットハーバーの日別電力使用量

以上の6施設の合計の電力使用量を図一. 43に示す。

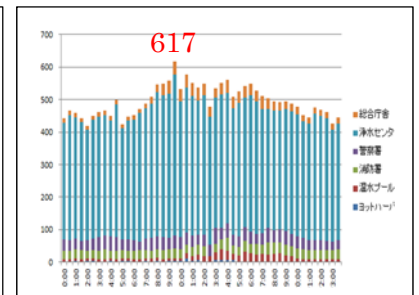
夏季の最大電力は、795 kWであり、11月19日週の最大電力は、617 kWと178 kWの低下が確認された。



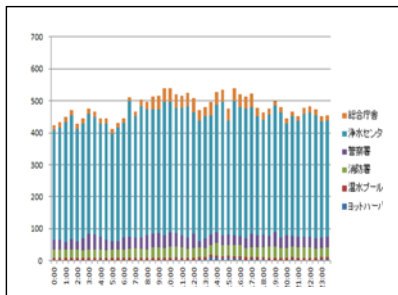
11月19日(月)



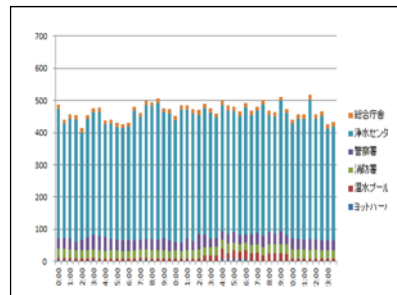
11月20日(火)



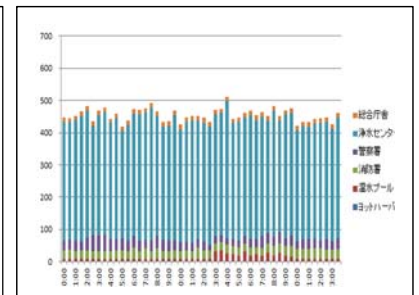
11月21日(水)



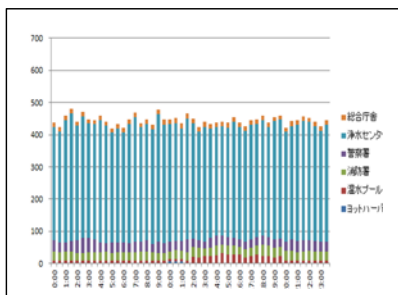
11月22日(木)



11月23日(金)



11月24日(土)



11月25日(日)

図一. 43 6施設合計電力の日別電力使用量

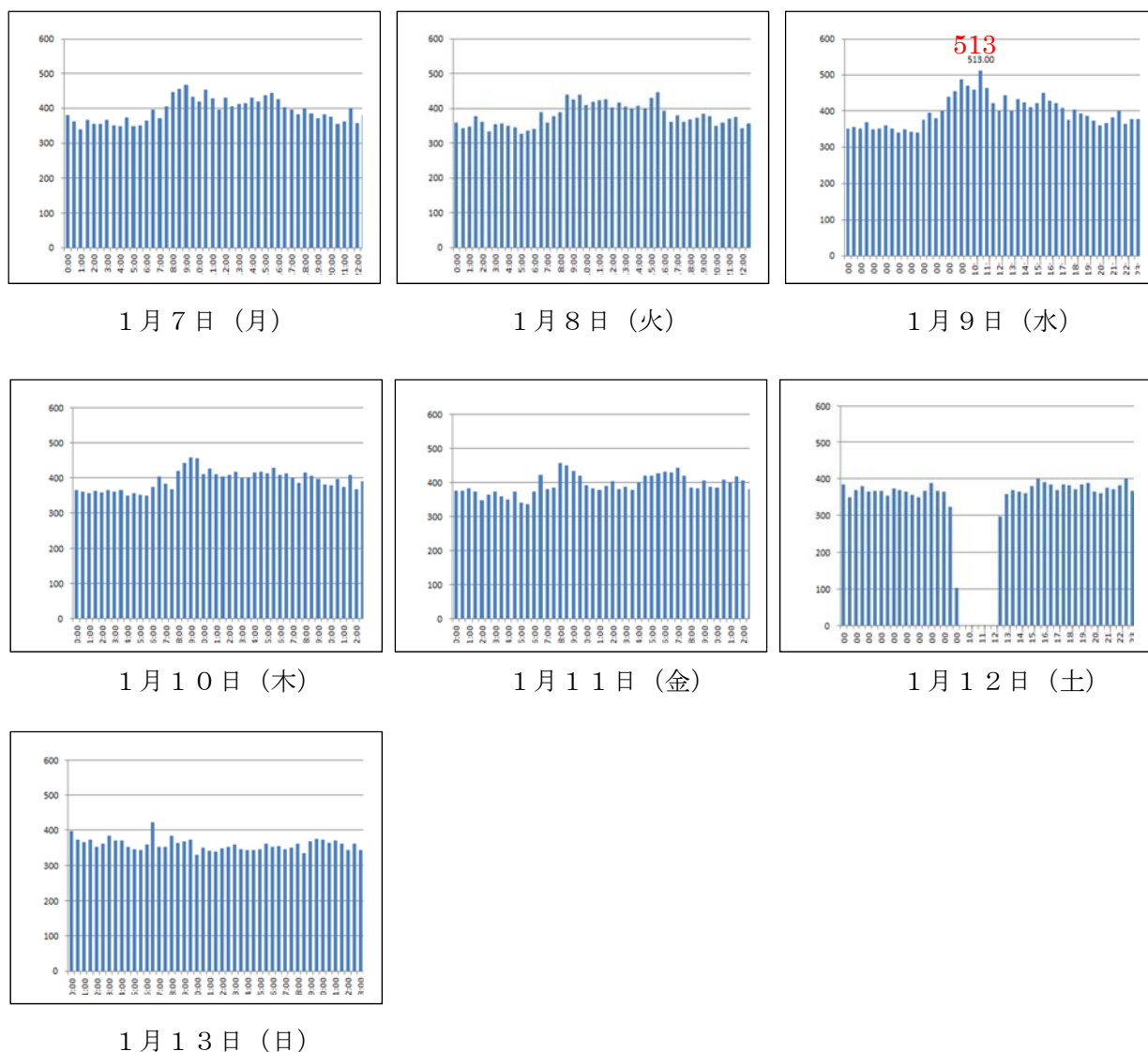
6需要家合計の夏季と中間季の最大使用電力の差は、178 kWであった。

③ 冬季の計測結果

冬季の6需要家およびその合計の電力使用量の調査結果を以下に示す。夏季が最大電力需要の季節であり、中間季は最小電力の季節である。比較的温暖な気候である冬季は、その間になる。

a) 浄水センター

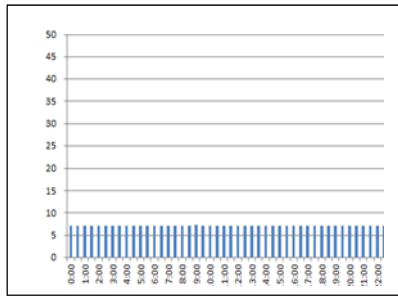
夏季の最大電力は、583 kWであり、冬季の最大電力は、513 kWであり、70 kW低下している。中間季と比べると、冬季は40 kW多いことが確認された。



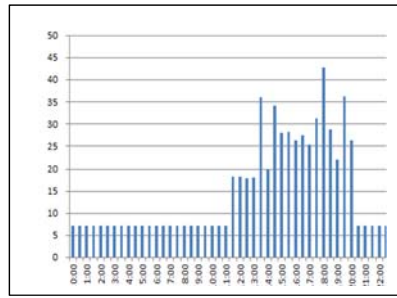
図一. 4 4 浄水センターの日別電力使用量

b) 温水プール

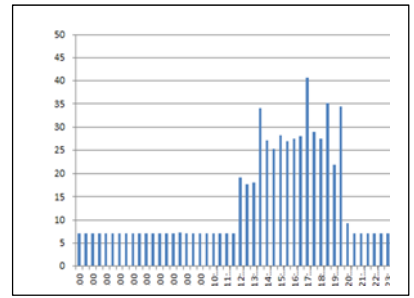
夏季の最大電力は、41 kWであり、冬季の最大電力は、45 kWと夏季よりも多くなっている。これは、暖房による電力使用量が増加したためと考えられる。中間季と比べると、冬季は18 kW多いことが確認された。



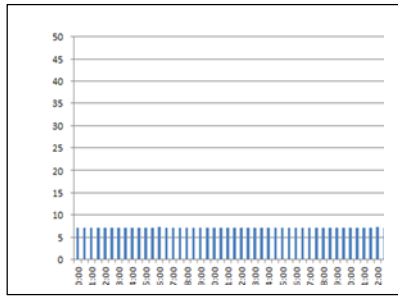
1月7日 (月)



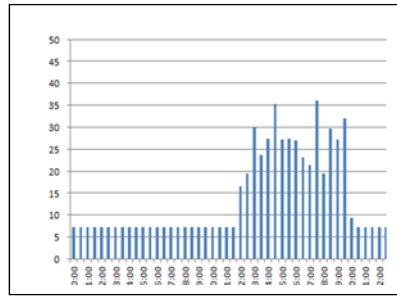
1月8日 (火)



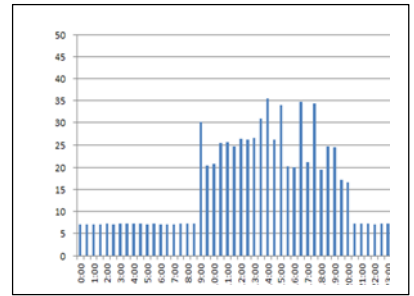
1月9日 (水)



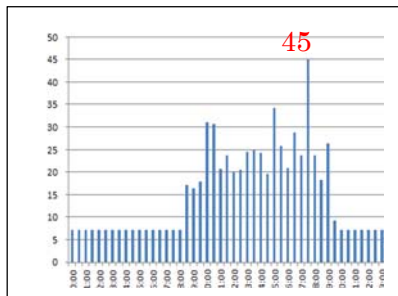
1月10日 (木)



1月11日 (金)



1月12日 (土)

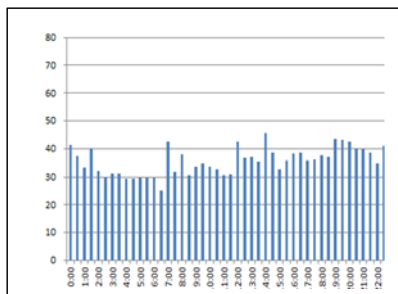


1月13日 (日)

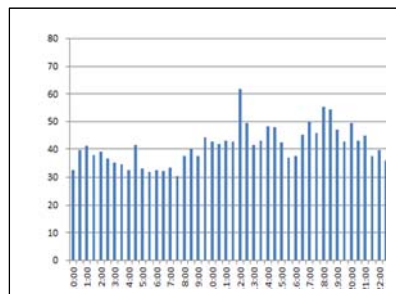
図一. 45 温水プールの日別電力使用量

c) 消防本部

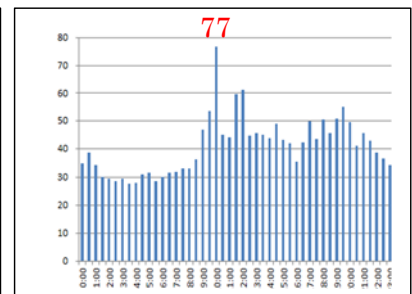
夏季の最大電力は、77 kWであり、冬季の最大電力も、77 kWであった。中間季と比べると36 kW多いことが確認された。



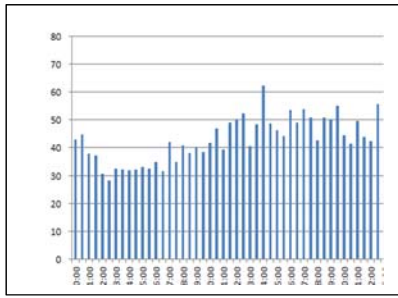
1月7日 (月)



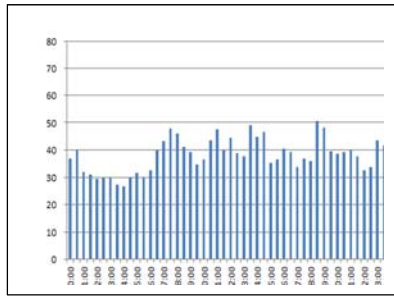
1月8日 (火)



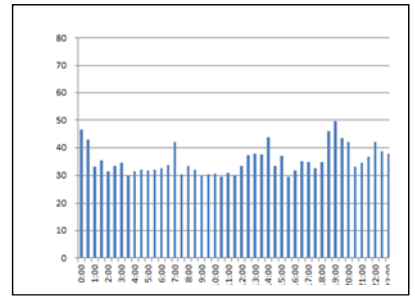
1月9日 (水)



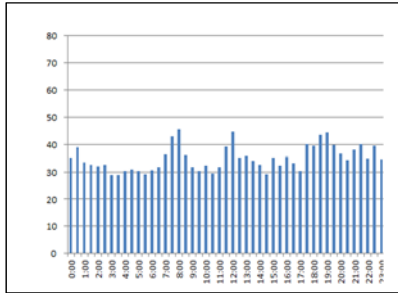
1月10日(木)



1月11日(金)



1月12日(土)

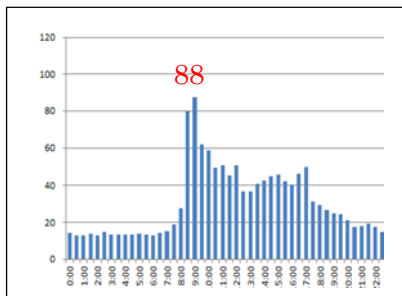


1月13日(日)

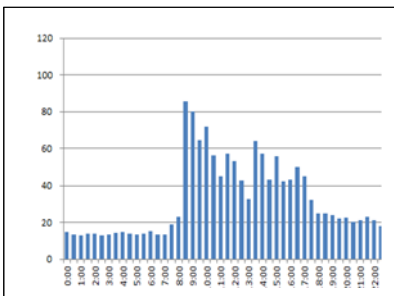
図一1. 46 消防本部の日別電力使用量

d) 唐津総合庁舎

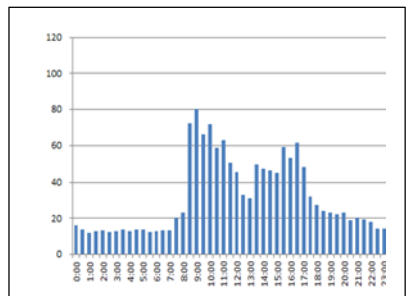
夏季の最大電力は、102kWであり、冬季の最大電力は、12月25日に110kWと多くなっている。12月25日の朝8:00~8:30であり、前日は、休日だったため、暖房等を一齐に起動させたためと考えられる。中間季に比べて、67kW多いことが確認された。



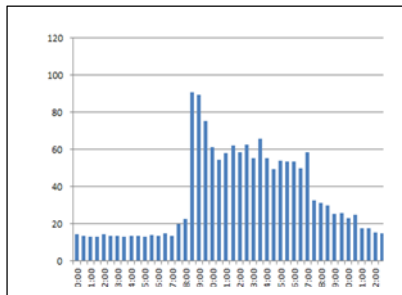
1月7日(月)



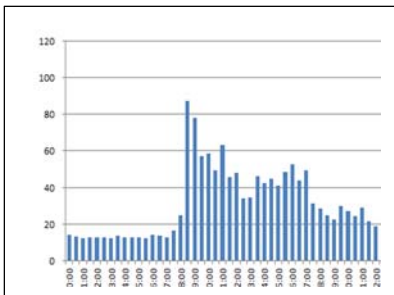
1月8日(火)



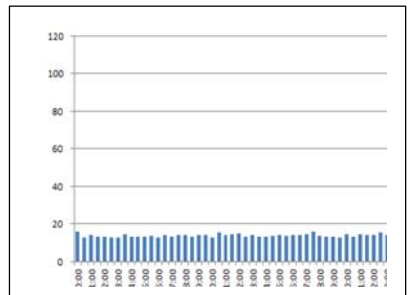
1月9日(水)



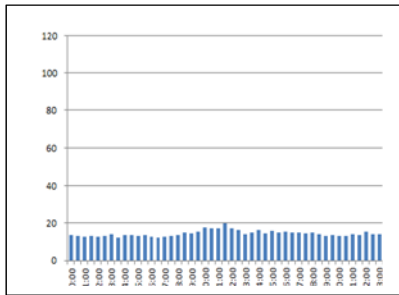
1月10日(木)



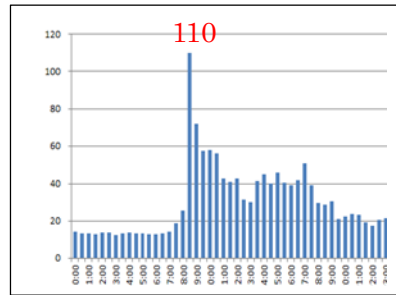
1月11日(金)



1月12日(土)



1月13日(日)

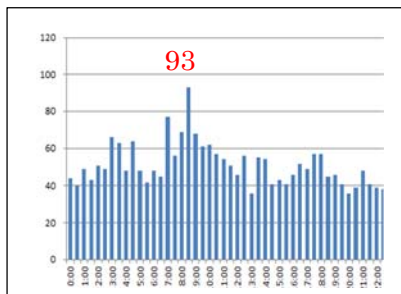


12月25日(火)

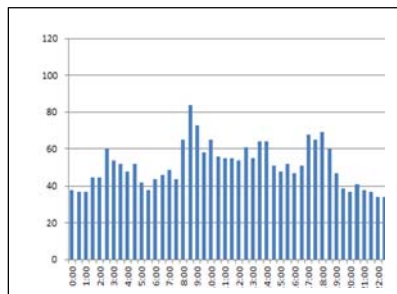
図一. 47 唐津総合庁舎の日別電力使用量

e) 唐津警察署

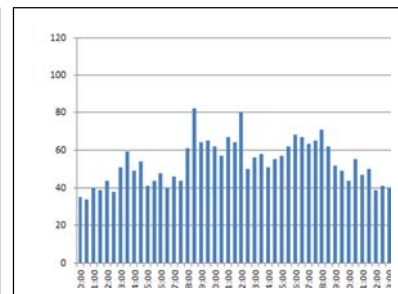
夏季の最大電力は、109 kWであり、冬季の最大電力は、110 kWと夏季以上の値となった。中間季に比べると、67 kW多いことが確認された。



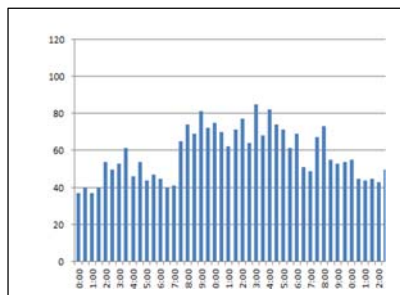
1月7日(月)



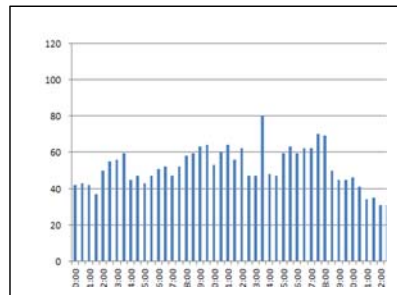
1月8日(火)



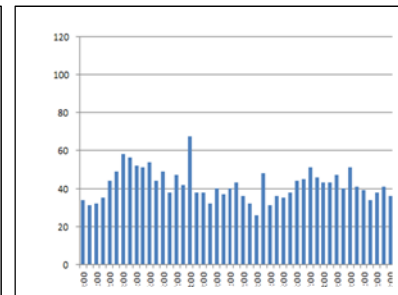
1月9日(水)



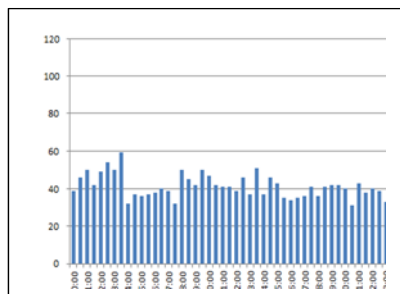
1月10日(木)



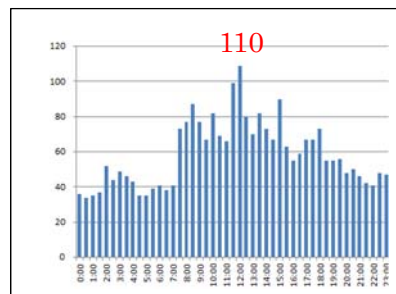
1月11日(金)



1月12日(土)



1月13日(日)

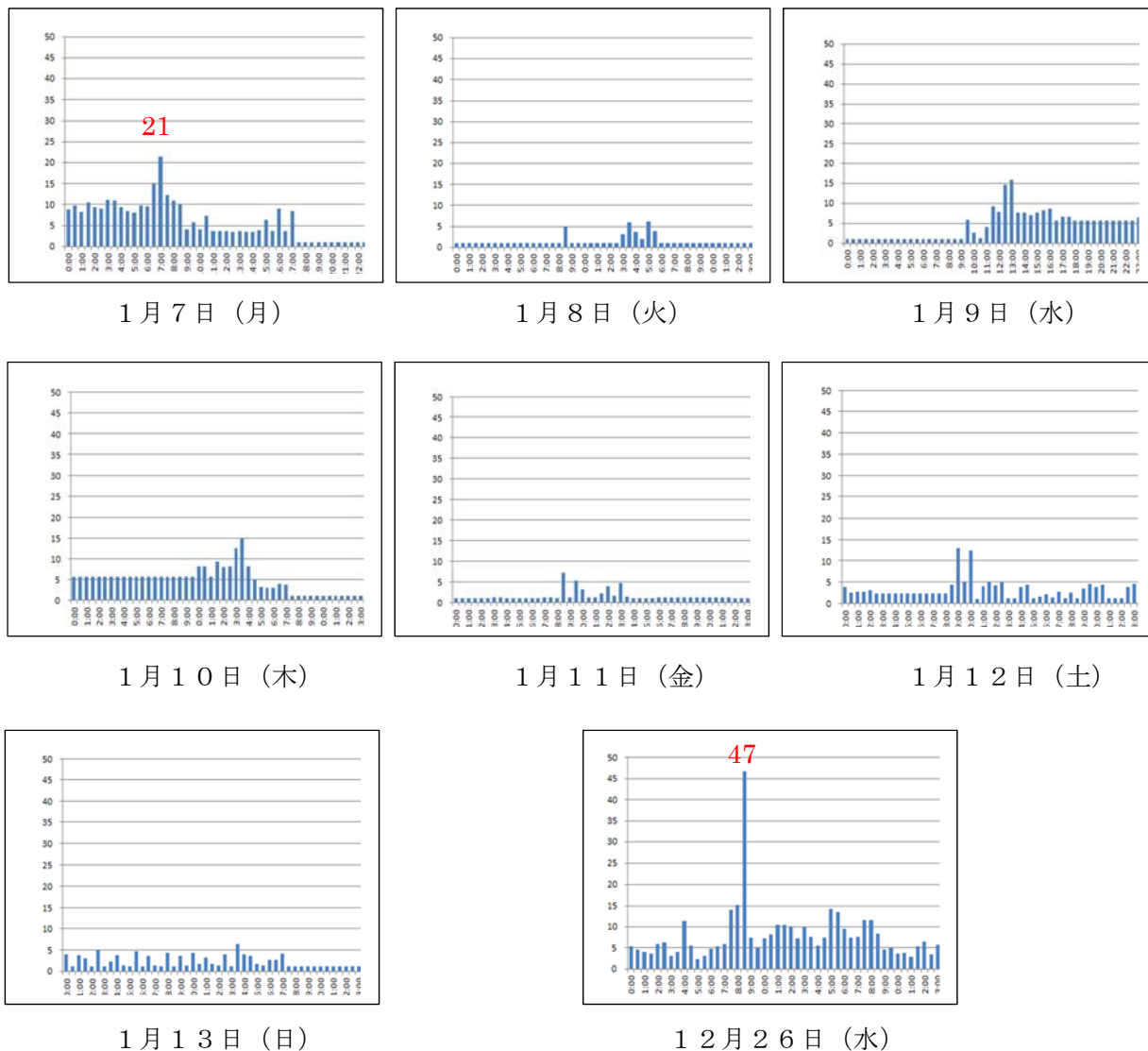


図一. 48 唐津警察署の日別電力使用量

f) ヨットハーバー

夏季の最大電力は、15 kWであり、冬季は、12月26日に一時的に47 kWまで上昇し

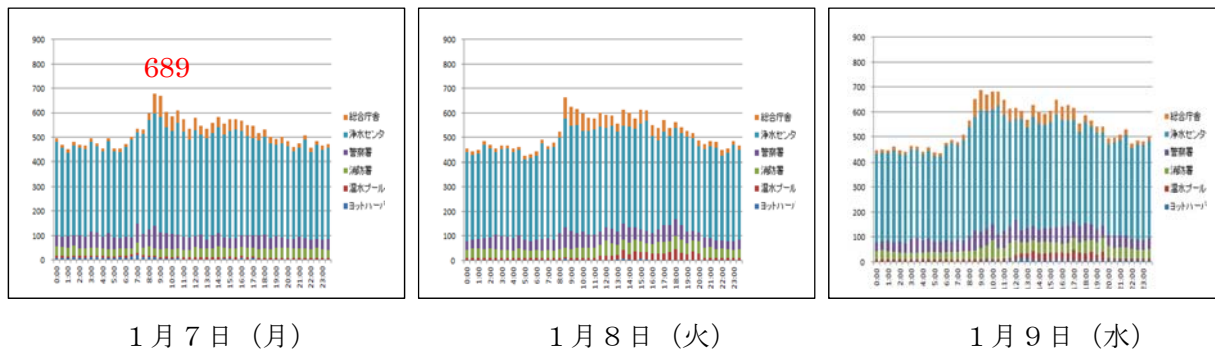
ている。8：30～9：00の値であり、何らかの設備を一斉に起動したものと考えられる。

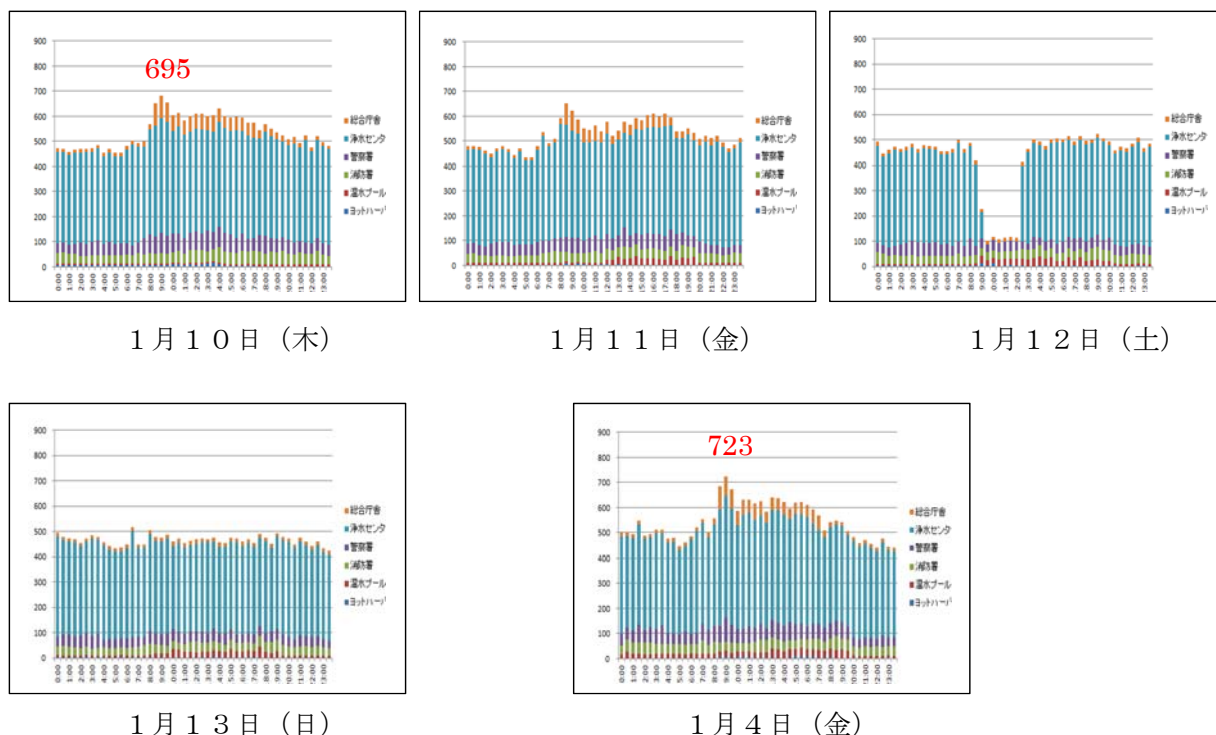


図一． 49 ヨットハーバーの日別電力使用量

以上の6施設の合計の電力使用量を図一． 50に示す。

夏季の最大電力は、795 kWであり、冬季の最大電力は、723 kWと72 kWの低下が確認された。中間季と比較すると106 kW多く使用している。





図一． 5 0 6施設合計電力の日別電力使用量

以上の結果を表一． 4 1にまとめる。

表一． 4 1 電力計測結果のまとめ

	契約電力	夏季電力	中間季電力	冬季電力
浄水センター	6 0 0 k W	5 8 3 k W	4 9 5 k W	5 1 3 k W
温水プール	5 5 k W	4 1 k W	3 3 k W	4 5 k W
消防本部	1 0 5 k W	7 7 k W	4 1 k W	7 7 k W
唐津総合庁舎	1 0 1 k W	1 0 7 k W	4 8 k W	1 1 0 k W
唐津警察署	1 0 7 k W	1 0 9 k W	5 2 k W	1 1 0 k W
ヨットハーバー	4 5 k W	1 5 k W	1 0 k W	4 7 k W
合計	1, 0 1 3 k W	9 3 2 k W	6 7 9 k W	9 0 2 k W
1日の6 需要家合計	—	7 9 5 k W	6 1 7 k W	7 2 3 k W

上表の合計値は、各々の需要家の季節別の最大電力を示しており、発生した日および時間は異なっている。1日の6 需要家合計は、1日単位で見た場合の最大電力を示している。

### 3) 浄水センターエリア6 需要家のエネルギー高度化に係る検討

エネルギー高度化を行う上で、下記の条件を満足するシステムにする必要があると考える。

- ① 経済的にこれまでのエネルギーコストより安価になること (**Economic Efficiency**)
- ② 環境的には、CO<sub>2</sub>の削減ができること (**Environment Conservation**)
- ③ レジリエンスとして、有事の際にも必要な電力を供給できること (**Energy Security**)



いわゆる3Eと呼ばれるこの条件を満足できるシステムを構築することを検討する。

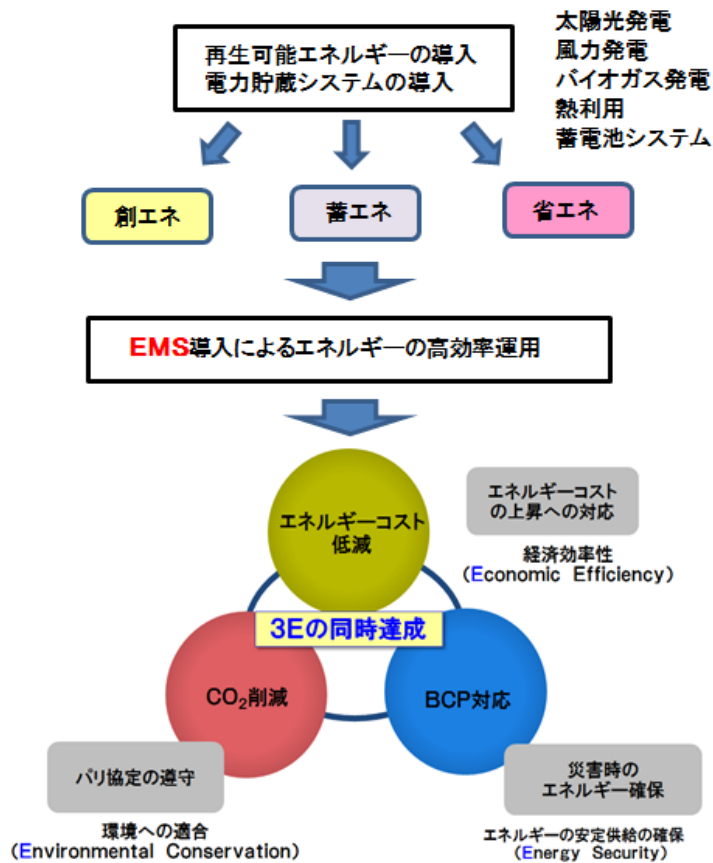


図-1. 5 1 エネルギー高度化のための3E

現在、九州電力管内では、太陽光発電等の設置が増えたために、連系枠がなくなり、再生可能エネルギー設備を設置しても、電力系統に逆潮流できず、自家消費しなければならない。そのため、6 需要家を自営線で繋ぎ、逆潮流防止盤（高圧変電所）を設置し、一括受電し、再生可能エネルギーで発生した電力と電力会社から購入する電力とで、需要家に電力を供給する仕組みが必要である。



図-1. 5 2 エネルギー高度化のための再生可能エネルギー設備と電力系統



図-1.52に示すような自営線を敷設し、電力供給を行う。3つの条件を満足するための検討を行った。

#### ① 経済性の検討

表-1.41に示すように、契約電力の合計（1,013kW）に対して、6需要家の合計の最大値（932kW）は、8.0%少ない。6需要家合計の1日の最大値（795kW）と比較すると、21.5%少ない。これは、各々の需要家の最大値となる日および時間が異なるためである。したがって、一括受電することで、電力会社との契約電力を10～20%下げることができる。また、再生可能エネルギーで発電した電力を自家消費するので、購入電力を削減することができる。したがって、電力会社との契約において、基本料金、電力量料金を低減できる。

#### ② 環境性の検討

再生可能エネルギーを導入することでCO<sub>2</sub>を削減できる。消化ガス発電設備の発電量は、年間617,700kWh、2019年度に導入を計画している太陽光発電の年間発電量は、264,784kWh、さらに風レンズ風車発電電力も本事業で利用できるため、その発電量は、33,288kWである。九州電力のCO<sub>2</sub>排出係数は、0.483kg-CO<sub>2</sub>/kWhであるため、442,318kg-CO<sub>2</sub>/年を削減できる。また、消化ガス発電設備の廃熱温水を温水プールで利用することで、現状使用している温水ボイラーのLPガスを低減でき、これもCO<sub>2</sub>削減に寄与できる。（詳細は、本章8項参照）

#### ③ レジリエンスの検討

浄水センターは、有事の際の災害対策室になることになっている。また、消防本部は、防災拠点として重要な施設である。これらの施設に、一般電力が長時間停電した場合に電力を供給する必要があり、再生可能エネルギーを蓄電池に貯め、必要電力を供給することを検討する。

（2021年度に蓄電池システムを導入する計画である。）

以上のように、3Eを満足するシステムで、エネルギー高度化を推進する。

## 6. EMSの調査検討および自己託送の調査検討

### 1) EMSの調査検討

エネルギーマネジメントシステム（EMS）は、唐津市浄水センター内やその周辺でのエネルギーの使用量把握や、発電設備の制御を実施するために設置するものである。設備により必要な機能が異なることから、設備条件を決め機能検討を実施することとする。表－1.42で示す計画で、EMS機能を順次拡大していく。

表－1.42 EMS導入計画

年度	導入設備	EMS追加機能	EMS標準機能
2018年度 (平成30年度)	1)消化ガス(下水バイオガス)発電設備設置 25kW×4台=100kW	－	表示 (機器、故障、計測) 操作 (運転、制御切替) 制御 (デマンド監視) 帳票 (日報、月報、年報)
2019年度 (平成31年度)	1)熱利用設備 (熱交換器、温水パイプ等) 2)太陽光発電設備(300kW) 3)EMS(STEP1)	1)発電設備逆潮流防止制御 (消化ガス、太陽光発電) 2)帳票作成(管理用) 3)発電設備優先制御 (消化ガス、太陽光発電)	
2020年度	1)自営線 2)太陽光発電設備(+200kW) 3)EMS(STEP2) 4)熱利用設備設置	1)需要家管理 2)請求業務(電気、熱)	
2021年度	1)消化ガス(下水バイオガス)発電設備の増設 2)蓄電池 3)見える化システム 4)EMS(STEP3) 5)熱利用設備の増設	1)蓄電池制御 2)見える化機能 3)自己託送機能	

#### ① 2018年度設備構成に対する制御機能検討

本年度、消化ガス（下水バイオガス）発電設備を100kW分設置する。九州地域では、再生可能エネルギー導入量が多く逆潮流禁止という条件のもと系統連系している。そのため、需要電力より発電電力の方が上回った場合、発電機の出力を抑制する必要がある。

消化ガス発電設備へ受電電力値を送ることで、系統からの受電量が減少してきたときに、発電機の出力および稼働台数を制限する。但し、これまでの浄水センターの電力計測結果では、受電電力が100kW以下になる場合は、浄水センターの停電作業時のみであり、この場合は、消化ガス発電設備も停止することになる。

また、消化ガス発電設備の故障表示、運転履歴（帳票による日報、月報、年報）の機能も有する。

#### ② 2019年度に設置するEMSの検討

2019年度には、太陽光発電設備（300kW程度）を追加する計画である。発電電力は、浄水センターでの自家消費とする。本案に対して、EMS機能を検討した。

浄水センターの需要電力は、年間で最大需要である夏季で最大583kWあるが、最小である

中間期（11月）で最大495kWとなっているが、平日でも350kW程度まで下がる日がある。発電設備容量は、消化ガス発電設備100kW+太陽光発電設備300kWと、合計400kWとなる。また、太陽光発電は変動があるので、変動分を吸収するために、常に100kW程度の電力を系統から購入（受電一定制御）しなければならない。中間期の最小が約350kWとすると、太陽光発電あるいは消化ガス発電設備の出力を制限しなければならない。

図-1.53は、本F/Sで実測した年間を通して最小負荷の季節である中間季（秋季）の最小電力使用日と夏季の最大電力使用日の浄水センターの電力使用量のグラフである。これに、すべての発電設備が定格出力を出した場合の発電量と太陽光発電等の出力変動を吸収するための最低受電電力を、上乗せした。最小電力使用日は、発電出力が浄水センターの電力デマンドを超えてしまい、逆潮流が発生する。このため、太陽光発電の出力制限する必要がある。上述した九州地区の再生可能エネルギー発電と同様な問題が発生する。一方、夏季の最大負荷時においては、すべての発電設備の発電電力をほぼ有効に活用できる。

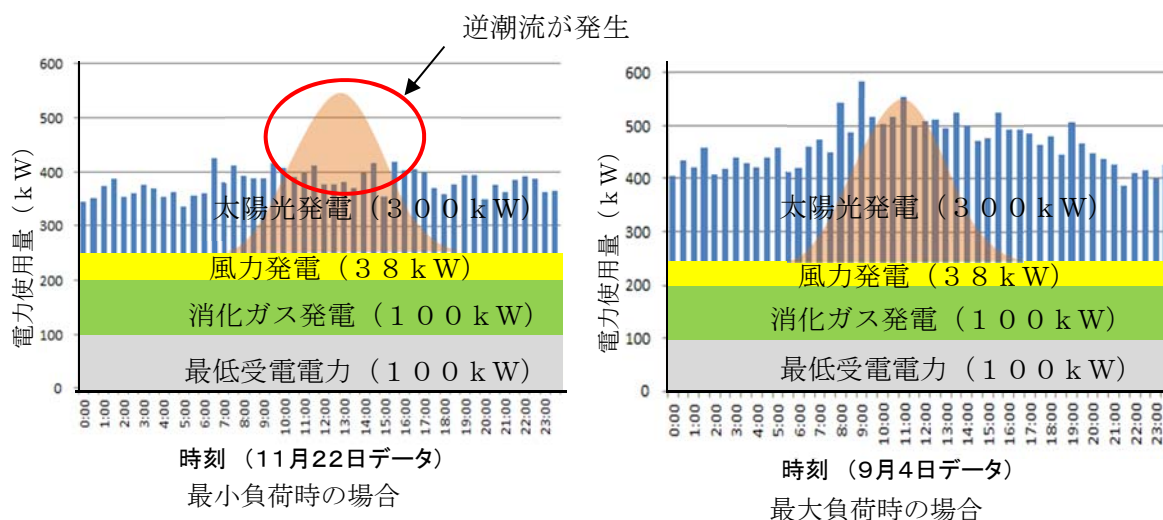


図-1.53 浄水センター最小負荷時、最大負荷時に発電設備が稼働した場合の運用状況の比較

九州電力管内は、太陽光発電などが大量に導入されているため、逆潮流は許されていないため、EMSには、逆潮流防止制御が必要となる。今後、九州電力管内の他の地域での地域エネルギー事業を行う上でも、逆潮流防止制御は、重要な役割を持つことになる。

図-1.54に、2019年度に設置するEMSの概要を示す。2019年度は、2018年度に導入した消化ガス発電設備と風力発電設備（別事業で導入、発電電力は本事業で利用）と、2019年度に設置する太陽光発電の発電電力を全て浄水センターで利用する計画である。このため、浄水センターの電力使用量を監視するとともに、各発電設備の発電電力を監視する。ここで、浄水センターの電力デマンドより、発電量がオーバーした場合は、逆潮流が発生するので、発電設備の出力および運用を制御する必要がある。EMSは、この制御を司る。2020年度以降は、浄水センターエリアの6需要家への電力供給を行う計画であり、EMSもこの計画に対応すべく拡張性を持たせる。

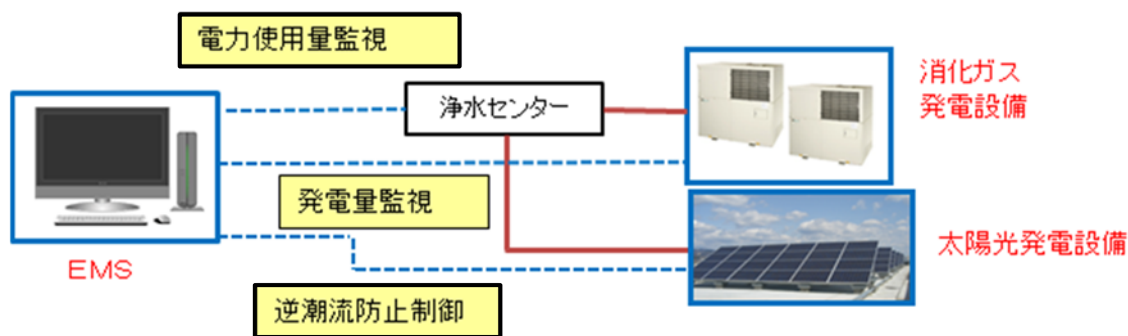


図-1. 54 2年目のEMS機能

季節で変わる電力使用量において、発電電力を有効に活用すべく、EMSを導入して、電力負荷、天候等により消化ガス量（消化ガス発電機発電量）および太陽光発電量を推定して発電機を最適に制御し、再生可能エネルギーを100%利用することを実現するためのシステムを構築する。

図-1. 55は、電力使用量の少ない11月の1日の電力使用量を示す。ここに、各発電設備が全出力で運転した場合のEMSによる制御をシミュレーションした。消化ガス発電設備の運転台数は、月平均で2.7台である。1日の運転時間で見た場合、余剰ガスの熱量は、4,981kWhであり、1時間当たりのガスエンジンの燃料消費量は、78.1kWであるので、4台を連続運転すると15.9時間分の余剰ガスしかない。

また、浄水センターは、九州電力から季特別電力B契約で電力を購入しており、中間季の秋季では、8:00~22:00の14時間の料金が安い設定になっている。したがって、太陽光発電、消化ガス発電、風力発電、最低受電電力の合計が、電力デマンドを超える10:00から、消化ガス発電設備を2台運転に、さらに太陽光発電がピーク近くになる11:00から15:00までは、1台運転にすることで、太陽光発電の発電電力を100%近く利用でき、且つ、経済的運用も可能となる。

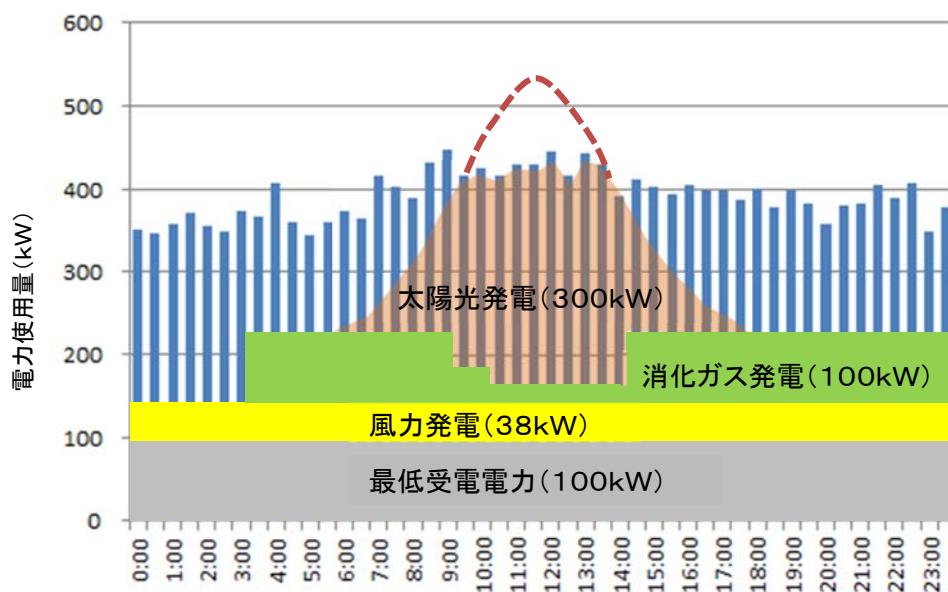


図-1. 55 発電設備の運用シミュレーション

また、季別電力B契約の夏季では、13:00～16:00が夏季昼間料金で最も高い。次に8:00～13:00と16:00～22:00が高く、22:00～8:00までの深夜料金で最も安い。深夜料金の時間帯に、消化ガス発電設備の運転時間を減らし、1日の余剰ガスを全量使用すれば、最も効率的な運用となる。このため、太陽光発電の発電量が少ない時は、昼間料金の時間帯に4台運転、深夜料金の時間帯は、消化ガス発電設備を停止し、消化ガスを貯めるという運用にすれば、最大の電気料金削減効果が得られる。但し、温水プールに廃熱を供給する場合は、その供給熱量との兼ね合いを考慮しなければならない。

EMSなしの場合においては、消化ガス発電設備は、余剰ガスのある分だけ運転し、風力発電は風況次第の運転となり、受電電力に応じて、太陽光発電が出力制限を行う発電となる。

消化ガス発電設備の年間の発電量は、年間平均2.9台であるので、

$$25\text{ kW} \times 2.9\text{ 台} \times 355\text{ 日} \times 24\text{ h} = 617,700\text{ kWh}$$

となる。風力発電は、3台で定格出力合計が38kWであり、浄水センター付近の年間平均風速を4m/sとすると、33,288kWh発電すると予想される。太陽光発電は、年間で264,784kWh発電するが、出力制限を行うので、発電量が低下する。夏季は電力デマンドが高いため、出力制限は5%程度と考えられる。中間季（春季、秋季）は、最も電力デマンドが低い時期のため、出力制限は30%程度と考えられる。冬季は、夏季と中間季の間のため、15%とすると、月別の発電量を試算すると、表-1.43となる。

表-1.43 太陽光発電の出力制限時の発電量

	1月	2月	3月	4月	5月	6月
太陽光発電量(kWh)	12,619	17,128	23,462	27,425	29,928	22,088
出力制限率(%)	15	15	15	30	30	30
出力制限後の太陽光発電量(kWh)	10,726	14,559	16,423	19,198	20,950	15,462

	7月	8月	9月	10月	11月	12月	合計
太陽光発電量(kWh)	27,209	29,454	24,345	22,680	15,620	12,826	264,784
出力制限率(%)	5	5	5	30	30	30	20
出力制限後の太陽光発電量(kWh)	25,849	27,981	23,128	15,876	10,934	8,978	211,827

太陽光発電電力は、

$$264,784\text{ kWh} - 211,827\text{ kWh} \\ = 52,957\text{ kWh}$$

の発電量が出力制限される。したがって、合計の発電量は、

$$617,700\text{ kWh} + 33,288\text{ kWh} + 211,827\text{ kWh} \\ = 862,815\text{ kWh}$$

の発電量となる。

一方、EMSでの制御で発電設備を運用することで、太陽光発電の出力制限を回避して、消化ガス発電設備は年間617,700kWh、風力発電は年間33,288kWh、太陽光発電は年間264,784kWh発電できる。その結果、

$$617,700 \text{ kWh} + 33,288 \text{ kWh} + 264,784 \text{ kWh} = 915,772 \text{ kWh}$$

となり、EMS導入効果は、太陽光発電だけでは、20.0%、発電設備全体では、5.8%の利用率向上となる。

したがって、2017年度の浄水センターの年間の電力需要の3,296,032kWhを用いて再生可能エネルギーの利用率を算出すると、再生可能エネルギーの発電量は、915,772kWhであるので、再生可能エネルギー利用率を、27.8%に実現することになる。(EMSの効果を示す)

表-1.44 EMSの有無による効果

	EMSなし	EMSあり
消化ガスエンジン発電量(MWh/年)	618	618
風力発電量(MWh/年)	33	33
太陽光発電量(MWh/年)	212	265
発電量合計(MWh/年)	863	916
発電量増加量 (EMSの効果) (MWh/年)	53	
CO2削減量 (ton/年)	416	442
CO2削減量増加量 (EMSの効果) (ton/年)	26	

これを実現するために、EMSには図-1.56のような機能を持たせる。本EMSは、再生可能エネルギーの潜在量が大きい唐津市のモデルとなりうる。

<入力データ>

<予測データ>

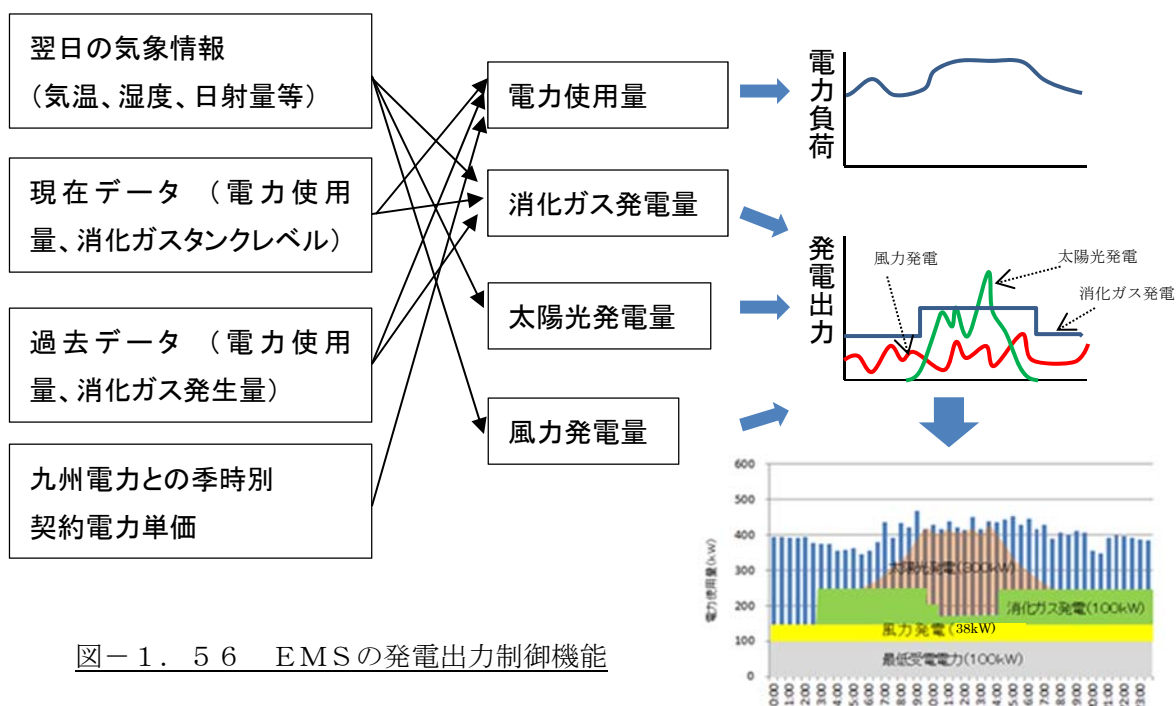


図-1.56 EMSの発電出力制御機能



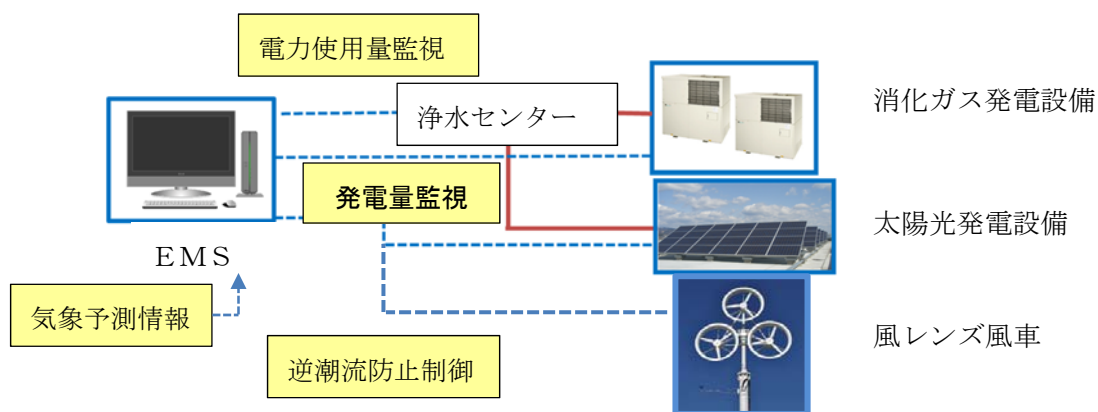
## EMSの導入計画

### 2019年度実施内容

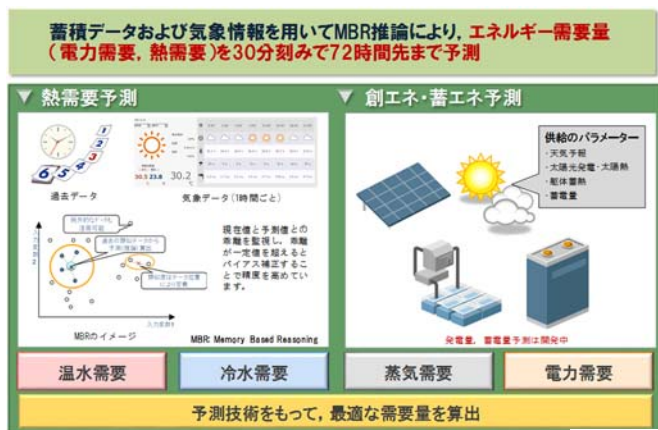
浄水センター内での再生可能エネルギー発電を最大化するために、電力需要を予想して、消化ガスエンジン発電設備、太陽光発電設備、風レンズ風車の協調制御を行う。

EMSのハードについては、

- ② 消化ガス発電設備、太陽光発電設備、風レンズ風車のPCSに通信機器を設置する。
- ② 現場（消化ガス発電エリアを予定）にPLCを設置し、消化ガス発電、太陽光発電、風レンズ風車などの電力量を取り込むとともに制御信号を各発電設備に送信する。
- ③ 現場のPLCと浄水センターの中央操作室を光ケーブルで繋ぐ。
- ④ 中央操作室に設置するサーバおよびソフトパッケージ搭載の監視システム端末を設置し、監視および操作に用いる。



(EMS設備のイメージ)



MBR 推論 : Memory Based Reasoning

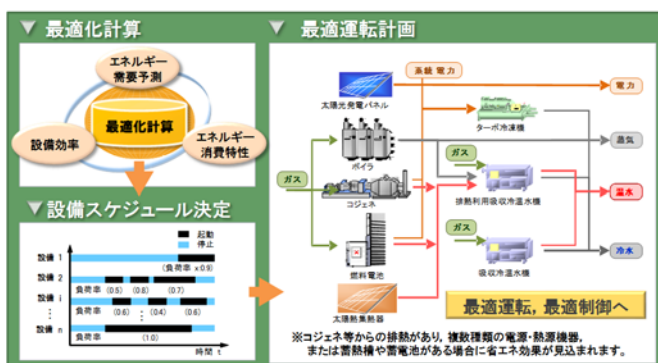


図-1. 57 2019年度導入のEMS

気象予測は、インターネットで公開されている気象予測データをEMSが定期的に自動取込を行う。取り込む情報は、気温、湿度、日射量、風速などである。取り込んだ気温、湿度から、過去データと類似する日の電力デマンドデータを抽出し、翌日あるいは翌々日の負荷パターンとする。また、日射量、風速より太陽光発電や風レンズ風車の発電量を算出する。さらに、消化ガス発電設備では、消化ガスタンクレベルより、翌日、翌々日の消化ガス使用量を推定する。これらのデータより、最適な発電設備の運用を実現する。

③ 2020年度設備構成に対するEMS機能検討

2020年には6需要家を自営線で繋ぎ、電力供給を行う計画であり、発電電力を6需要家に供給する。不足電力は、一般電力系統から購入し、逆潮流防止盤（高圧変電所）より各需要家に供給する。

購入する電力を九州電力から一括で購入する場合は、地域エネルギー会社が通常の電力契約を行うこととなり、基本料金と電力使用量料金等を支払うことで、九州電力側で電力の需給管理を行うので、EMSは、逆潮流をしないように太陽光発電や消化ガス発電設備に出力制御を行う制御のみとする。

一方、購入電力を新電力や卸電力から購入する場合、24時間前に購入電力量を電力広域的運営推進機関（OCCO）などに連絡しなければならず、EMSに翌日の需要予測機能を持たせる必要がある。これは、需要家の翌日の予測電力需要および太陽光発電や消化ガス発電設備の発電量を予測し、購入電力量を決定する機能である。電力購入の取引には、EMSとは別に需給管理システムが必要であり、現状は外部に委託する計画である。

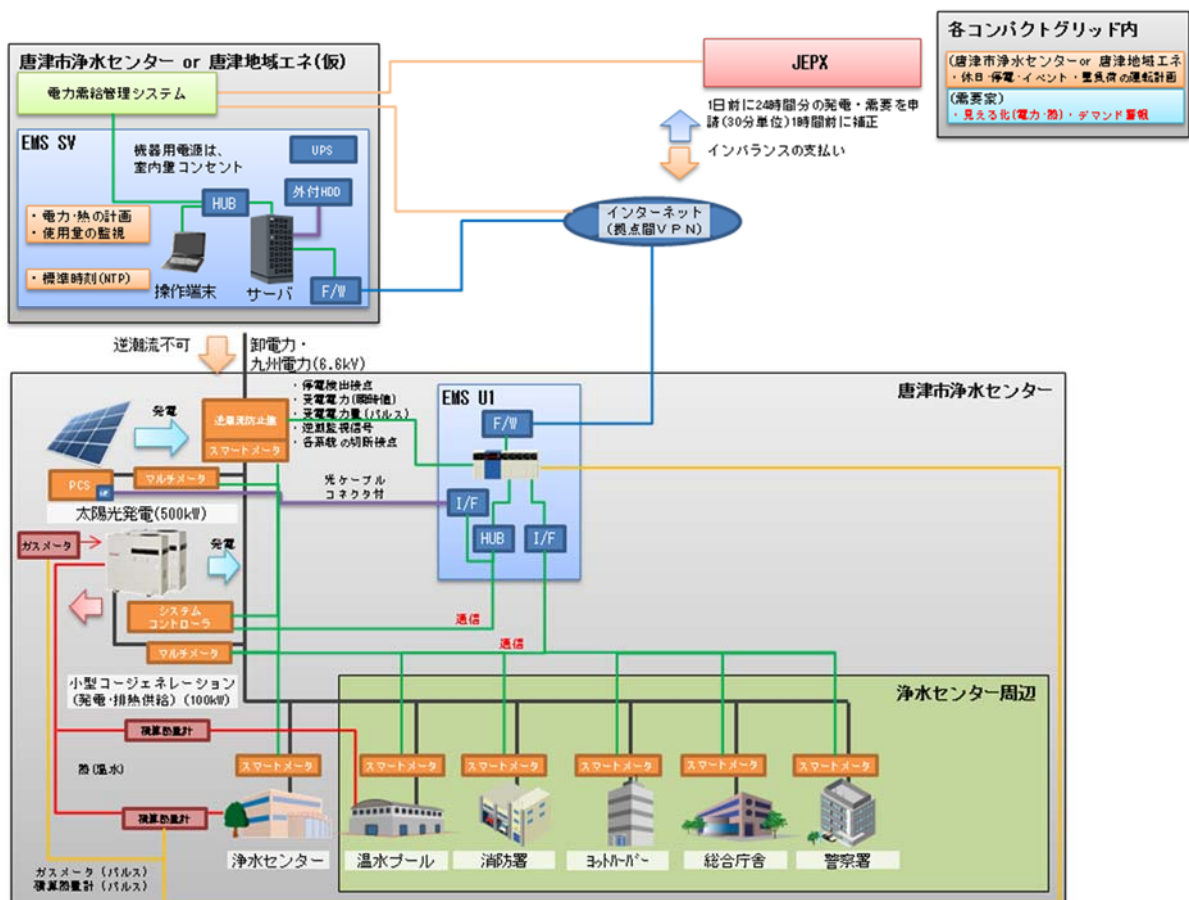


図-1. 58 3年目のEMS機能



#### ④ 2021年度設備構成に対するEMS機能検討

2021年度は、2020年度の設備構成に蓄電池システムを加えること、再生可能エネルギー設備を増設することである。

EMSには、2020年度の制御機能に加え、蓄電池制御機能を追加する。

蓄電池の役割は、非常時の電力供給と併せ、平常時にも利用することを検討する。

需要家の電力需要が、太陽光発電電力と消化ガス発電電力の合計値を下回った場合は、出力制限をせず、蓄電池に充電し、発電電力の利用量をできるだけ大きくする。また、充電量が少なくなった場合は、深夜電力で充電する。

需要家の電力需要が、太陽光発電電力と消化ガス発電電力の合計値を上回った場合、特に夏季の電力ピーク時に、ピークカット機能を持たせ、できるだけ購入電力を減らす制御を行う機能を持たせたい。EMSは、全体の電力需要を監視し、蓄電池用PCSに充放電の指令を与える機能を持たせる。

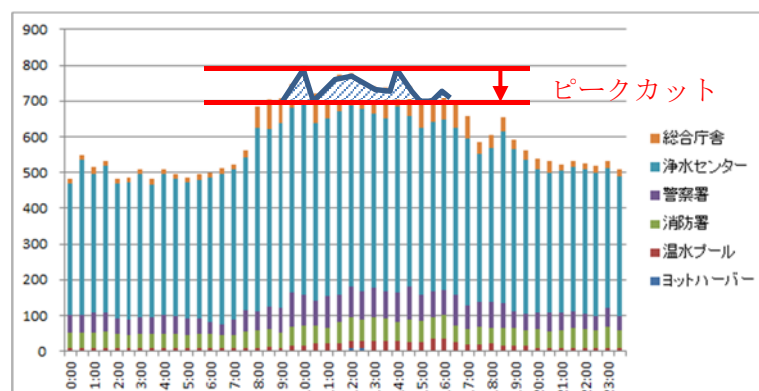


図-1. 59 蓄電池システムによるピークカット機能

また、管理するデータは、膨大な量になってくる。このため、インターネットを介して、統合エネルギー・設備マネジメントサービスを行うシステムで管理することを計画する。この統合エネルギー・設備マネジメントサービスは、多拠点のエネルギーデータや設備などを統合的に管理し、省エネ、業務効率向上、およびBCPを実現するサービスである。浄水センターエリア内に設置したEMSで、最適管理されていたエネルギー供給設備と負荷設備を連携させることで、エネルギーの需給バランスの改善を図り、浄水センターエリア全体における効率向上を目指す。特に、発電設備の制御とエネルギー管理の強固な連携により、発電効率の維持と省エネ・省コストを両立し、エネルギーコスト削減を行う。また、災害時のエネルギー自立のための機能を有するシステムであり、事業継続性の維持・向上に貢献できる。

以上の機能を持たせたEMSの最終形態を図-1. 60に示す。

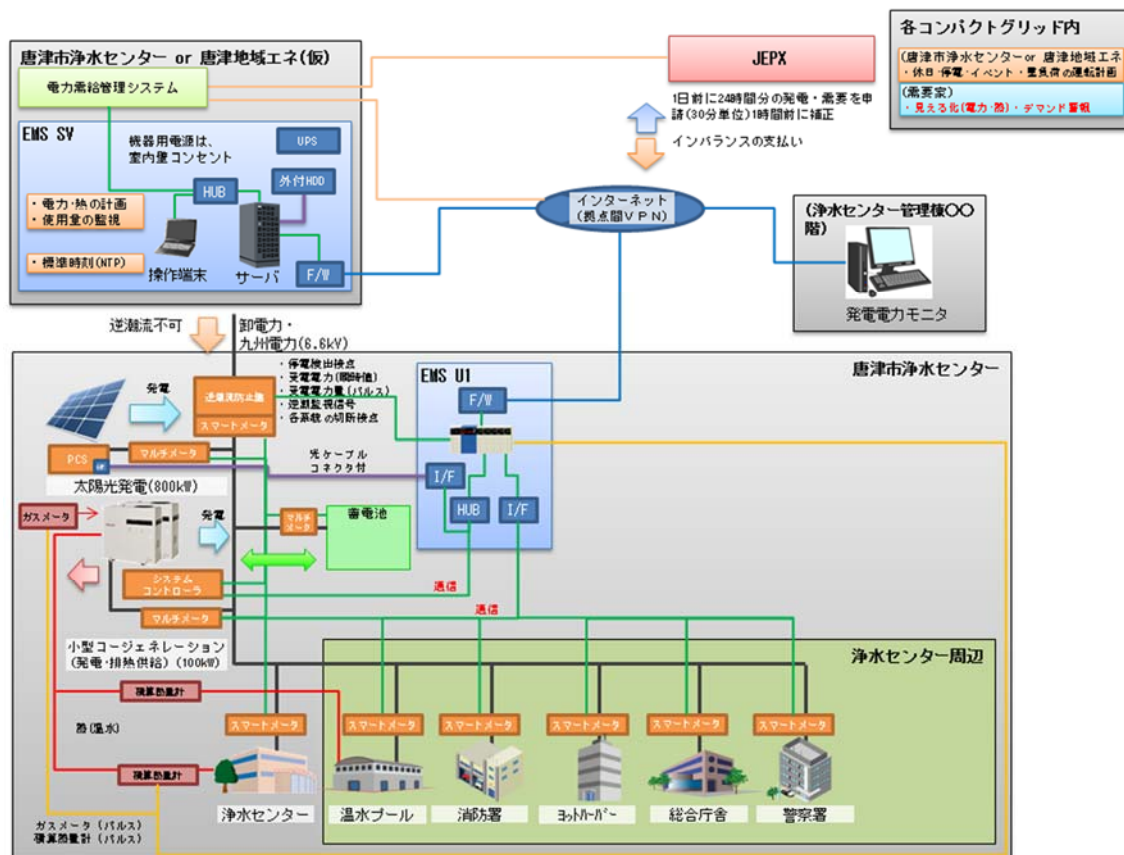


図-1. 60 EMSの最終形態

## 2) 自己託送の調査検討

浄水センターエリアは、自営線を敷設し、電力の需給管理をEMSを利用して行う。自己託送を検討する方法として

- ① 浄水センターエリア外に、発電設備を設置し、発電電力を浄水センターエリア等において利用する。
  - ② 浄水センターエリア内に、さらに発電設備を設置し、浄水センターエリア外に供給する。
- この2つの方法について検討する。

### ① 浄水センターエリア外の発電設備から浄水センターエリアに電力を供給する場合

唐津市内には、多くの太陽光発電設備が設置されており、調査の結果では、56,872kWの容量がある。これらは、全てFITによる売電である。また、風力発電も、唐津市西側の東松浦半島を中心に、37,675kW設置されている。このように、再生可能エネルギーのポテンシャルが高い地域であり、最適な場所を設定し、太陽光発電や風力発電を行い、その発電電力を浄水センターエリアに供給することが考えられる。

前項での浄水センターエリアの需要家の電力使用量の合計値は、夏季のピークで約600kWであり、秋季の最小電力が500kW程度である。現状、消化ガス発電設備の出力が100kW、次年度に計画している太陽光発電設備が200kWであり、300kW～500kW程度の電力を受け入れることができる。

現状、浄水センターエリア内にさらに発電設備を設置することは、スペース的に厳しい状況

である。浄水センターエリア外に発電設備を設置し、その電力を利用する検討を行いたい。

② 浄水センターエリア内に発電設備を設置し、浄水センターエリア外に供給する場合

水処理棟上部は強度的に問題があり、太陽光発電設備の設置は断念した。今後、水処理棟の使用年数から見て、強度アップが必要な時期にある。強度アップが可能であれば、水処理棟上部には、800kW程度の太陽光発電設備を設置するスペースがある。

太陽光発電設備を800kW設置すれば、現在計画している消化ガス発電設備と太陽光発電設備を合わせると、1,100kWの容量を有することになり、浄水センターエリアを再生可能エネルギーのみで、電力供給が可能となり、さらに余剰電力を、浄水センターエリア外に供給することもできる。現在建設中の市役所本庁舎や競艇場など市の施設への電力の自己託送も可能となる。

また、浄水センターエリア外に発電設備を設置し、浄水センターエリア内で受け入れるとともに、浄水センターエリア外に供給することも考えられる。

## 7. 市民や学生を対象としたエネルギー高度化に係る教育としてのエネルギーの見える化の検討

本項では、再生可能エネルギー設備を浄水センターエリアに導入するにあたって、エリア内に供給電力量パネルや熱返還量のパネルなどを設置することによる、市民や学生を対象とした環境教育について検討を行う。発電や熱返システムを、市民に分かりやすく伝えることができる展示方法等について、環境教育の動向や先進事例を踏まえながら、唐津市浄水センターに適した方法を検討する。

### 1) わが国の環境教育の流れ

わが国の環境教育の動向を図-1. 6 1に示す。わが国では、高度経済成長に伴って公害問題が発生したことが、環境教育に対する認識の始まりである。環境教育は、狭義の環境教育(自然保護教育、公害教育)から始まり、地球環境問題の認識の高まりとともに、広義の環境教育(エネルギー×環境、総合学習、ESD)へシフトしてきた。環境省によると、ESD(Education for Sustainable Development)とは、「一人ひとりが世界の人々や将来世代、また、環境との関係性の中で生きていることを認識し、持続可能な社会の実現に向けて行動を変革するための教育のこと」を指し、具体的には、単なる知識の習得や活動の実践にとどまらず、日々の取組の中に、持続可能な社会の構築に向けた概念を取り入れ、問題解決に必要な能力・態度を身に付けるための工夫を継続していくことが求められている。日本においても、ESDの視点を取り入れた学習指導要領が作成されている。

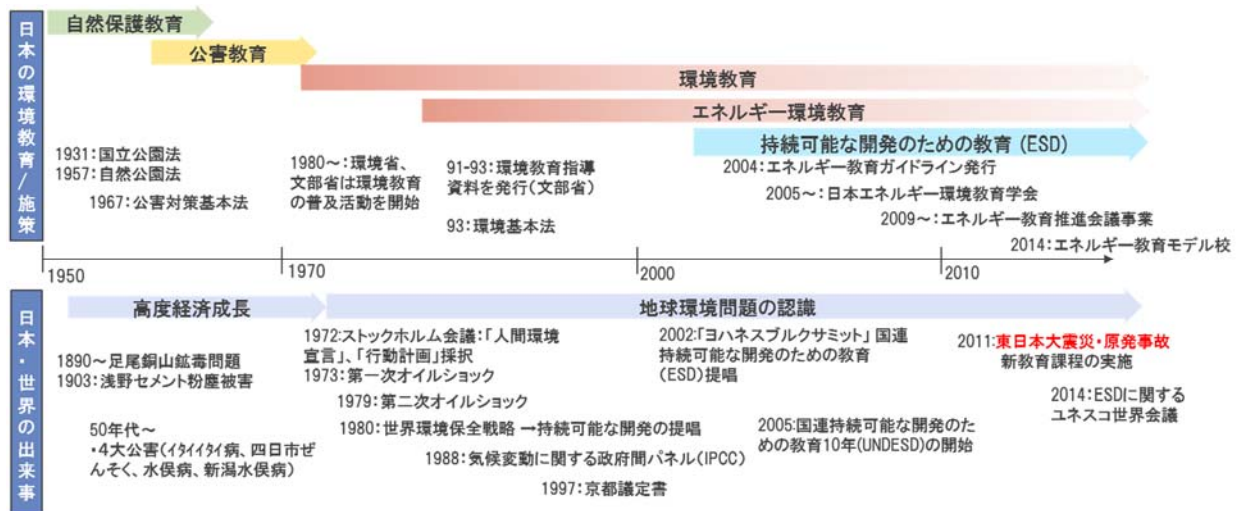
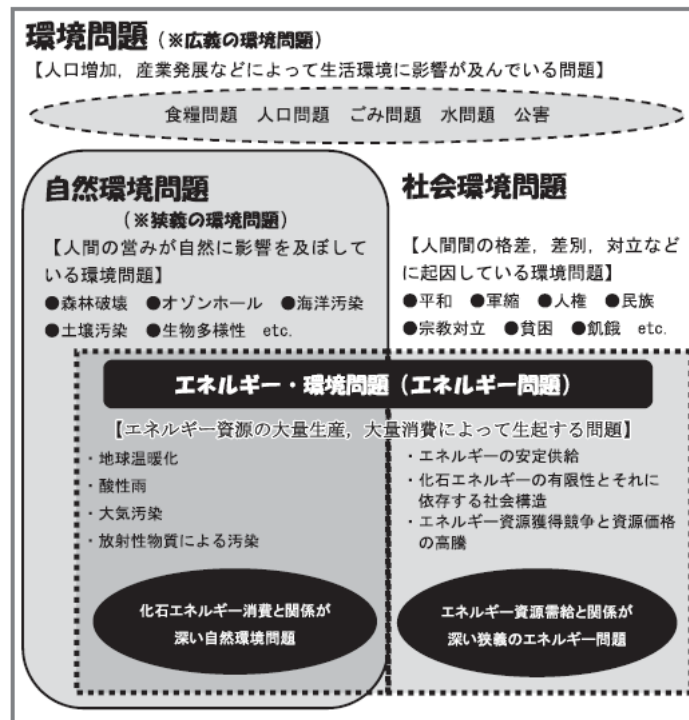


図-1. 6 1 日本の環境教育の動向<sup>3</sup>

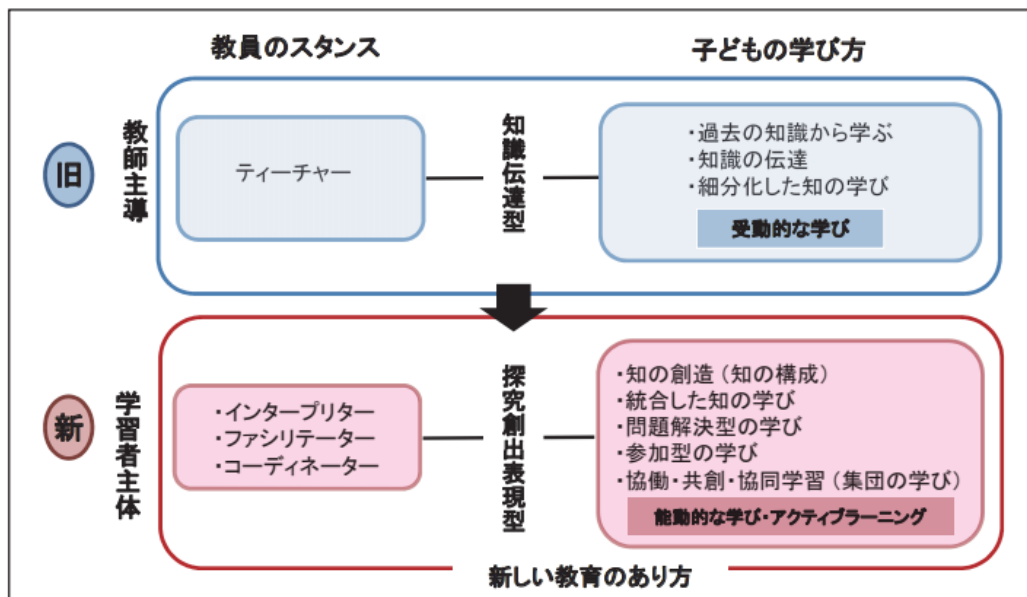
その中でも、エネルギー問題と環境問題は図-1. 6 2のように密接に関わりあい、両面を踏まえる必要があるため、エネルギー・環境教育問題として扱い、その解決を目指すエネルギー環境教育が必要であると考えられている。エネルギー環境教育は持続可能な社会の構築のために必要であり、学校教育・社会教育・家庭教育からなる生涯学習として捉えられているため、学習指導要領が目指す「生きる力」が育まれる教育として位置づけられている。そして、具体的なESD・環境教育の教育手法として、「アクティブラーニング」が取り入れられている。アクティブ・ラーニングとは、能動的学修のことを差し、学修者(児童、生徒、学生等)が受け身ではなく、自ら能動的に学びに向かうよう

<sup>3</sup> 日本における環境教育の史的展開に関する研究(市川)、日本の環境教育概説(文科省:2005)、環境教育指導資料、各種公開情報を元にNTTデータ経営研究所作成

設計された教授・学習法である（図－1. 6 3）。受動的な学び（座学）だけではなく、探求創出型の学習が必要となり、直接実物を見て触ったりする体験を提供する環境教育施設の存在は、アクティブラーニングにおいて、重要な役割を担う。



図－1. 6 2 日本の環境教育の動向<sup>4</sup>



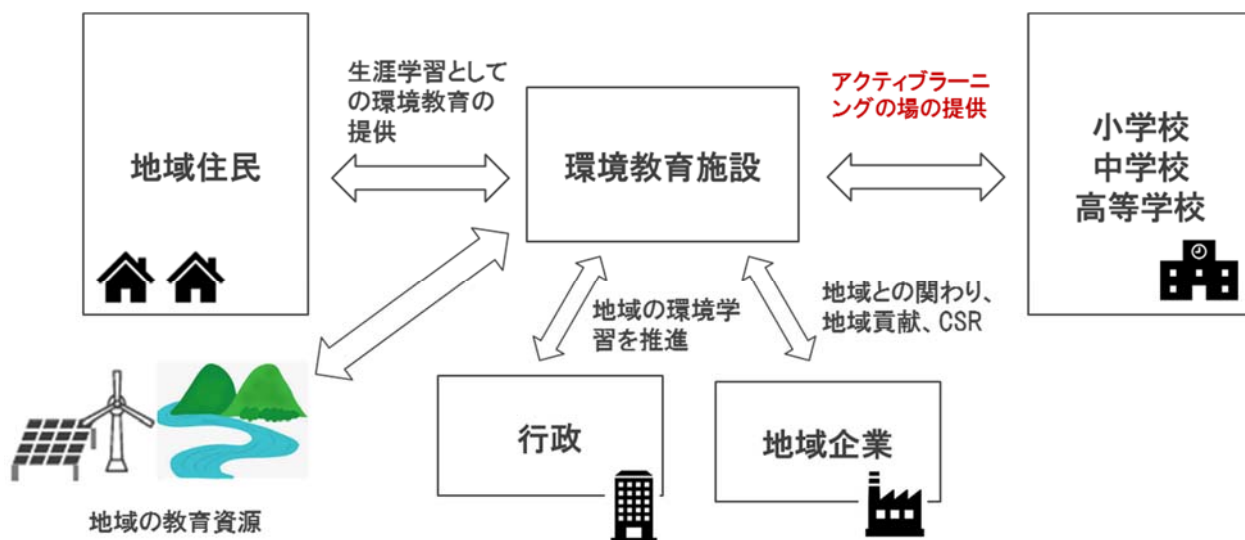
図－1. 6 3 アクティブラーニング<sup>5</sup>

<sup>4</sup> エネルギー環境教育ガイドライン（新エネルギー環境教育情報センター：2013）を元にNTTデータ経営研究所作成

<sup>5</sup> 環境省公開資料（2017年5月）[https://edu.env.go.jp/esd/wp-content/uploads/2015/07/gb\\_4.pdf](https://edu.env.go.jp/esd/wp-content/uploads/2015/07/gb_4.pdf)

効果的な環境教育を進めていくためには、学校現場だけではなく、行政や企業、民間団体などの協業が重要であり、環境教育施設は、以下の役割を担っているといえる（図－1. 64）。

- 学校では学ぶことができない地域と環境・エネルギーの関わりを学ぶ場
- 地域におけるエネルギー教育の普及・推進・支援のための拠点
- 地域において実践・指導している関係者の経験と情報の交流の場



図－1. 64 環境教育施設の役割

## 2) 参考となる国内の環境教育施設の事例調査

環境教育の指導要領内容を踏まえて、唐津市浄水センターエリア内に導入する設備を活用した展示手法の素案を表－1. 45に示す。浄水センターエリアには、再生可能エネルギー（太陽光発電、消化ガス発電設備を活用したコジェネレーションシステム、風レンズ風車）と、蓄電システムおよび自営線を導入する計画であることから、電気と熱を使う、ためる、運ぶという、学習指導要領の項目を学べる題材が揃っているといえる。

また、浄水センター自体が「水」をテーマとした施設であることや、導入する再生可能エネルギーを活用した「防災」の拠点としての役割を担うことができる点も、環境教育テーマとして取り扱うことができると考えられる。

表－1. 45 浄水センターエリア内の導入設備を活用した展示内容案

	指導要領の項目（題材）	展示内容・手法
1	発電と地域エネルギーの利用 （太陽光発電、バイオガスコジェネ、風レンズ風車）	<ul style="list-style-type: none"> <li>・発電の仕組み（パネル展示）</li> <li>・模型</li> <li>・見える化（発電量、総発電量、CO2 排出削減量）</li> <li>・施設見学</li> <li>・地域バイオマスの受け入れについて</li> </ul>



2	電力供給の仕組み（自営線や各種設備）	<ul style="list-style-type: none"> <li>・電線、電柱、変電所の模型</li> <li>・仕組み、役割の説明（パネル展示）</li> </ul>
3	電力を貯める仕組み（蓄電池、SOFC）	<ul style="list-style-type: none"> <li>・仕組み、役割の説明</li> <li>・パネル展示</li> </ul>
4	水の作り方、循環（浄水センター）	<ul style="list-style-type: none"> <li>・浄水場の仕組みや下水処理の仕組み</li> <li>・飲料水を確保するための方法</li> <li>・水づくりとエネルギー</li> </ul>
5	防災 （レジリエンス拠点としての浄水センター）	<ul style="list-style-type: none"> <li>・エリアの模型、ジオラマ</li> <li>・全体としての電力・熱供給体制（パネル展示、CEMSによる見える化）</li> </ul>
6	地域社会（市全体をテーマとして展示）	<ul style="list-style-type: none"> <li>・唐津市ジオラマ&amp;自然と賦存量マップ</li> <li>・唐津のエネルギー産業に係る歴史</li> </ul>

唐津市科学内に設置する展示物の検討材料として、これらのテーマを題材として環境教育の展示や体験学習を提供している既存の施設の事例調査を実施した。調査事例は以下の4つである。

- ①再生可能エネルギーの発電量などの見える化事例
- ②浄水センターにおける水に関する環境教育施設事例
- ③体験学習を提供する先進的な環境教育施設事例
- ④エリア全体のエネルギー循環の見える化事例

① 再生可能エネルギーの発電量などの見える化事例

横浜市所有の風力発電施設ハマウィングでは、施設見学、発電量展示版、パネル設置による環境教育の場を提供している。図一1. 65の下部に示すように、展示物上では、発電量（現在、累積）、設備概要、事業スキームなどが説明されている。発電した電力量を石油換算する際に、ドラム缶の数でたとえる等、市民への分かりやすい説明を意識した文章となっている。

また、図一1. 66に示すように、太陽光発電設備の展示事例としては、実物・模型展示、発電の仕組みに関するパネル・映像展示や、発電量の表示などの展示が一般的である。一般的ではあるが、実物模型の展示など、普段太陽光パネルを見ない学生にとっては、実物を見ながら発電の仕組みを学ぶことは、受動的な学習に比べて学習効果は高く、効果的である。

### 施設概要

施設名	■ ハマウィング
場所	■ 横浜市神奈川区 瑞穂ふ頭
施設種別	■ 2MW風力発電施設(別に、環境省実証事業紹介施設有)
運営主体	■ 公共(横浜市)
概要	■ 横浜市が市民参加型公募債を発行して資金調達を行い、平成15年度に検討を開始し、平成19年3月に稼働を開始した。
	■ 施設見学、発電掲示板、パネルを設置することで、地域の環境教育に寄与している。
	■ また、環境省の地域連携・低炭素水素技術実証事業により、ハマウィング敷地内に、風力発電を使用し低炭素な水素を製造、貯蔵・圧縮するシステムを整備。製造した水素を輸送し、市内の青果市場や工場・倉庫に導入した燃料電池フォークリフトで使用する「水素デリバリーシステム」を実証中。

### 施設イメージ



図-1. 6 5 横浜市ハマウィングの風力発電施設概要とパネル事例<sup>6</sup>

### 東芝科学館の展示



### 川崎エコ暮らし未来館の展示



図-1. 6 6 太陽光発電関連の展示物事例

<sup>6</sup> 横浜市 HP より、写真は NTT データ経営研究所にて撮影



②浄水センターにおける水に関する環境教育施設事例

続いて、浄水センターの環境教育施設として、大阪府高槻市の事例を図-1. 6 7に示す。高槻市の浄水管理センターの3階は水道PR施設も兼ねており、市水道事業の紹介、水道や水そのものを考え、理解を深めるための施設となっている。展示内容は水道事業・水のパネル説明、クイズ形式、水道管の実物の展示などがあり、子供から大人まで楽しみながら学ぶことができるような工夫がされている。

施設概要	展示物概要
施設名	■ ウォータープラザ
場所	■ 大阪府高槻市西冠3丁目47-1(浄水管理センター)
施設種別	■ 市水道事業に関する教育施設、水道PR施設
運営主体	■ 公共(高槻市水道部 総務企画課)
概要	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 水道水ができるまでの浄水処理工程や水質管理の取組などを、映像をはじめ、パネルや模型・実物も展示。子どもから大人の方まで楽しみながら見学できるようになっている。</li> <li>■ 実際に、浄水工程の施設案内も行っている。(要事前予約)</li> </ul>



### 3F ウォータープラザ

**クイズ形式で浄水場のしくみを学ぶことができる「クイズ水博士」。**

大冠浄水場での浄水処理工程や水質管理の取組を紹介するコーナーです。5人対戦型のゲーム「クイズ水博士」では、地下水をきれいにするアクションゲームやクイズを通して、楽しみながら安全でおいしい水道水をつくる工程を学べます。

**家庭の水道や水道料金のしくみを紹介するコーナーです。**

家庭の水道や水道料金のしくみを紹介するコーナーです。道路の下に埋設されている配水管からじゃ口までの家庭の水道のしくみについて、実物を見ながら学ぶことができます。また、水道料金の役割としくみについて、クイズ形式でわかりやすく解説しています。

**水道管の実物を見ることができるコーナー**

水道水をみなさんの家庭や学校まで届けるための水道施設の役割やしくみを紹介するコーナーです。一日の水の使われ方の変化に合わせて水道水の量をコントロールするゲーム「水道水を衝に送ろう」や、ジオラマ「わたしたちのまちと水道」では、みなさんの学校までどこから水がやってくるのかを知ることができます。

### 大冠浄水場

大冠浄水場では、地下水をくみあげて高槻市内の約30%の水道水を作っているんだよ。みんなのおうちに送られる水道水はすべてここで管理しているんだよ。

**水道水ができるまで**

- 取水井**  
浄水場周辺の16本の井戸から地下約30m～160mの地下水をくみあげます。
- エアレーション設備**  
地下水に含まれるトリクロロエチレンなどの有害物質をとり除きます。
- 溜水井**  
くみあげた地下水を集めて溜め入れます。
- 混和槽**  
地下水と塩素をまぜあわせませます。
- 酸化槽**  
地下水に含まれる鉄やマンガンを塩素によって酸化させ、とりのぞきやすくします。
- 急速ろ過槽**  
鉄やマンガンをとりのぞきます。(くみあげた地下水は約1時間で水道水になります)
- 配水池**  
きれいになった水をためておくところです。
- 配水ポンプ**  
水に圧力をかけて送りだします。

図-1. 6 7 高槻市浄水センターの施設事例<sup>1</sup>

<sup>1</sup> 高槻市 HP より NTT データ経営研究所作成

③体験学習を提供する先進的な環境教育施設事例

福井県美浜町の「きいばす」では、従来の展示型施設とは異なり、エネルギー環境教育に特化したさまざまな体験を通して、身近にあるエネルギーの特徴を理解し、日々の暮らしや地球環境について考える力を養う体験型の学び舎である。当該施設の概要と展示物例を図-1.68に示す。展示物には様々あるが、例えば、電柱や変圧器など本物の設備を、実際の半分の高さ展示しており、身近で配電設備をみることができるため、電気の流れを理解することができる。当該施設は、展示の他、町内全小中学校で統一カリキュラムのもと、30以上の体験プログラムを提供している。

施設概要		展示物概要	
施設名	■ 美浜町エネルギー環境教育体験館「きいばす」	1F	 <p>① きいばすラボ エネルギー環境教育に特化した体験型施設。エネルギーに関する様々な体験を通じて、「エネルギーの基礎」「エネルギーの活用」「エネルギーの未来」を学ぶことができる。また、エネルギーに関する様々な体験を通じて、エネルギーの重要性を理解することができる。</p>
場所	■ 福井県三方郡美浜町丹生62-1	2F	 <p>② 消費電力見える化体験 照明器具、テレビ、エアコン、トイレのまじりなどからエネルギーを消費する機器をリアルタイムで表示し、エネルギーの消費量をリアルタイムで確認することができる。また、エネルギーの消費量をリアルタイムで確認することができる。</p>
施設種別	■ エネルギー環境教育に特化した体験型施設	3F	 <p>③ 水でっぽうでの体験 水でっぽうで水を飛ばし、水の勢いや水の量をリアルタイムで確認することができる。また、水の量をリアルタイムで確認することができる。</p>
運営主体	■ 公共(美浜町エネルギー環境教育体験館運営委員会)	屋上	 <p>① 風車と風速計 風速計と風車のセンサーで風速をリアルタイムで確認することができる。また、風速をリアルタイムで確認することができる。</p>
概要	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 日本で唯一、エネルギー環境教育に特化した体験館。2017年4月1日オープン</li> <li>■ 建物や敷地は、日本初の加圧水型商業炉である美浜発電所が臨める地に建つ、旧美浜町丹生小学校を再利用したもの</li> <li>■ エネルギー環境教育を通して、未来を見据えて、自立した考えと判断ができる“地球の将来に役立つ人材教育”を目指す</li> <li>■ 様々なエネルギー環境教育の体験プログラムを提供している</li> </ul>	 <p>② 人間日時計 自分の影の長さから人間日時計。月ごとの位置に合わせた位置に立つと、自分の影の長さが時刻を読み取ることができる。</p>	
		 <p>④ バッテリーカーと立ち乗り電動自転車 専用のコースでは、1人乗りバッテリーカー（電気自動車）や、体験型電動自転車（電気自転車）を体験することができる。</p>	
		 <p>⑤ 電柱展示 電柱や変圧器など本物の配電設備を、実際の半分の高さで展示しています。電圧や電流の大きさや電気の流れを理解することができます。</p>	

体験プログラム一例

<p><b>タービン発電と発電の種類</b></p>  <p><b>水力発電</b> 水力発電、火力発電及び原子力発電は、ともに発電機を回して発電する方法であること、そして、回転エネルギーを生じさせるエネルギー源に対して、水力発電、火力発電及び原子力発電と呼ばれていることを学ぶ。</p> <p><b>風力発電</b> 発電機を直結させた水車模型と風車タービンの模型を、水道水及び水を循環させた蒸気で回転させ、発電することを演習体験で体験する。また圧力釜で構築した火力発電機を用いて、火力発電所の仕組みを解説する。</p> <p>対象：小学校高学年 利用料金：500円 所要時間：45分間 参加定員：35人</p>	<p><b>熱気球</b></p>  <p>熱気球が暖まって浮かび上がること太陽光(のエネルギー)が暖まっていることに気付かせ、太陽光(エネルギー)に対する意識を高める。</p> <p>ポリ袋に冷たい空気を入れて密封し、屋外で太陽光に当てると、空気が暖まって浮か上がる。 ※天候不順の場合は室内等のできる内容に変更</p> <p>対象：小学校低学年 利用料金：500円 所要時間：45分/回 参加定員：35人</p>
<p><b>いろいろな電池作り</b></p>  <p>日常的な食べ物や道具を利用して電気を取り出すことで、電気が身近なものであり、ちょっとした工夫で発電できることを実感させる。但し、そこで取り出せる電気は微弱であり、通常の利用には使えないことも確認しておく。</p> <p>レモンやりんご、金属板、アルミホイル、キッチンペーパーと木炭などを使って電気を取り出すことができることを体験する。</p> <p>対象：小学校中学年 利用料金：1,000円 所要時間：45分間 参加定員：35人</p>	<p><b>地球温暖化の学習</b></p>  <p>地球温暖化や海面上昇のメカニズムの体験を通して、地球温暖化の危険を実感する。地球温暖化は、大気中、海水、大気の熱妙なバランスによって保たれ、人間の生活環境が維持されていることを知る。</p> <p>海面上昇が引き起こされる原因を演習体験を通して観察する。身の周りの物体から赤外線が出ること、二酸化炭素やフロン温室効果の仕組みを、実験を通して確認する。また、温暖化の仕組みを模擬装置で観察するとともに、地球温暖化によって引き起こされる気候変動についても学ぶ。そして、日本及び世界がこの問題にどのように対処しようとしているかを考える。</p> <p>対象：中学生 利用料金：400円 所要時間：90分間 参加定員：35人</p>

図-1.68 体験学習を提供する環境教育施設事例<sup>2</sup>

<sup>2</sup> 美浜町エネルギー環境教育体験館「きいばす」HPよりNTTデータ経営研究所作成



④エリア全体のエネルギー循環の見える化事例

地域のエネルギー高度化に関する事例として、CEMS の見える化事例を図-1. 6 9に示す。同図上部は、2018年4月に開所したそうま IHI グリーンエネルギーセンターであり、スマートコミュニティ推進拠点としてエネルギーマネジメントを実施しているエリアである。当該センター内の事務棟にある CEMS により、エリア内のエネルギー状況を監視しており、可視化することでエリア内のエネルギーの流れを把握することが可能となる。同図下部に示す東松島市スマート防災エコタウンにおいても、CEMS を活用しており、域内の需給を CEMS 画面で閲覧できるようになっている。

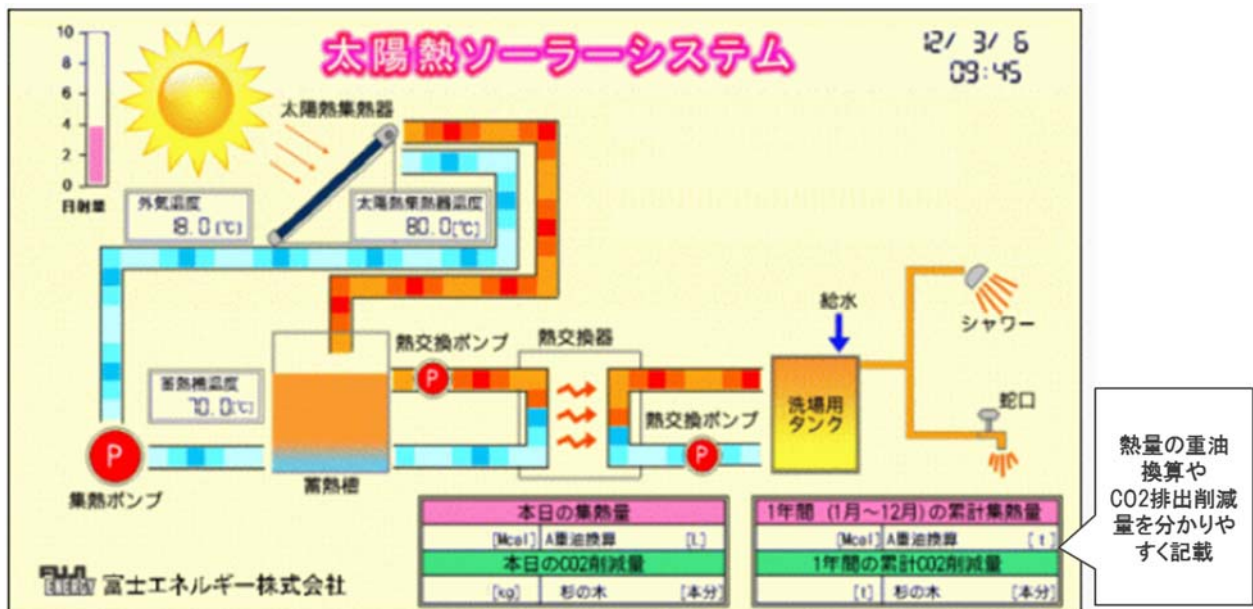


図は非常時の見える化の画面例：バイオディーゼル発電機が始動し、クリニック/免許センター/住宅・集会所に給電していることがわかる（赤色で表示）。  
出所 「再エネを地域で活かし使う～東松島市の挑戦～」東松島市復興政策部復興政策課／一般社団法人東松島みらいとし機構、2016.11.21

図-1. 6 9 スマートシティの CEMS 事例（上図：そうま市、下図：東松島市）<sup>3</sup>

<sup>3</sup> 株式会社 IHIHP および一般社団法人東松島市公開情報より

太陽熱利用による電力・熱の統合制御システム（BEMS）導入の見える化事例を図一． 7 0 に示す。太陽熱集熱器から、蓄熱槽、熱交換器、シャワーでの熱利用までの流れが簡素化されて表示されており、熱の移動がわかりやすいような表記となっている。これらの事例のように、エリア全体のエネルギーの動きや、施設内の電気・熱の動きを数値とともに見える化して表示することで、エネルギーがどのような流れで供給されているかを把握することができる。唐津市科学館へ設置することで、唐津市浄水センターエリアや、各施設のエネルギー利用を、訪問者が簡単に理解できるようになる。



図一． 7 0 熱利用の見える化事例<sup>4</sup>

### 3) 唐津市浄水センターにおける環境教育展示手法の検討

1)、2)を踏まえ、唐津市科学館における環境教育展示方法について検討を実施した。

環境教育施設の展示手法によっても、訪問者の学習効果に違いが生じる。早稲田大学は、環境教育施設の展示手法の違いによる来館者の見学行動の分析を行っている<sup>5</sup>。同調査では、図一． 7 1 に示すように、順路型施設（北九州市環境ミュージアム）と、自由閲覧型施設（東京ガス環境エネルギー館）における見学者の行動を分析した。実験結果によると、順路型展示ではパネルや実物展示に時間をかけて見学する一方、自由閲覧型展示ではゲーム、映像、体験型展示を長く見学する結果となった（図一． 7 2）。

唐津市科学館における、展示物配置および、展示内容の検討案を図一． 7 3 に示す。同図に示すように、唐津市科学館は、自由閲覧型の展示をおくような十分なスペースが無いことから、壁面沿いに展示物を設置するような、順路方の展示手法が適しているといえる。従って、早稲田大学の研究結果を踏まえると、パネルや実物模型の展示が効果的であると考えられる。

唐津市科学館において提供可能な教育題材としては、館内展示に加えて、実際に浄水センター内に導入された各種設備の見学や、体験学習を組み合わせることで、学習効果を最大化することが可能と

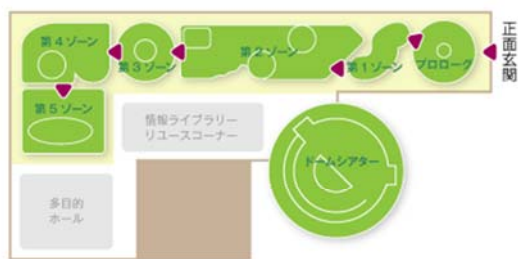
<sup>4</sup> 富士エネルギー株式会社 HP より

<sup>5</sup> 環境学習施設の展示手法の比較及び考察（小林、佐伯、塩田：日本エネルギー環境教育学会、2013年12月24日発行）

なる。展示物のイメージは、同図に示すように、唐津市や浄水センターエリア内の全体を俯瞰できるようなジオラマまたは航空写真などが有効であると考えられる。例えば、川崎エコ暮らし未来館のエントランスの床には、川崎市の航空写真が貼り付けられており、来館者の注目を浴びる展示となっている。

そのほかは、高槻市のような浄水センターの仕組みを紹介するような展示物や、浄水センターに導入する発電設備、蓄電設備、そして、それらを活用してエリア内でどのようにエネルギーが受給されているか把握できるような、CEMS パネルの展示も、効果的であると考えられる。

### 順路型(北九州市環境ミュージアム)



- プロローグ：北九州市の豊かな自然と街並、歴史の紹介  
 第1ゾーン：近代工業化への歩みを写真・地図・実物展示紹介  
 第2ゾーン：北九州市の公害克服の歴史紹介(パネル、音声)  
 第3ゾーン：地球環境問題についてゲーム・体験で紹介  
 第4ゾーン：リサイクルを通じて身近なエコ商品・素材を紹介  
 第5ゾーン：環境未来都市としての詩の取組をパネル・動画展示

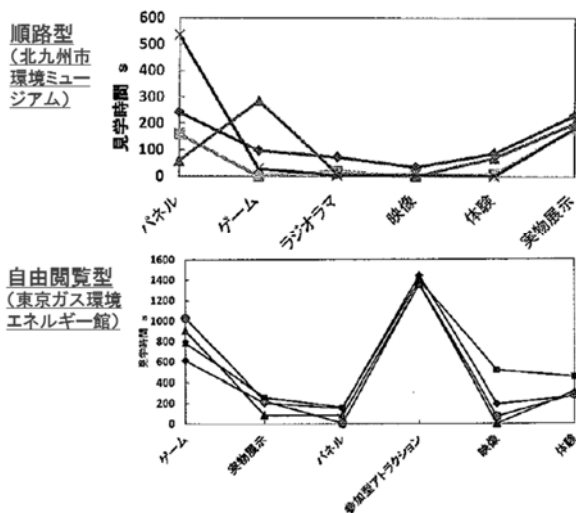
### 自由閲覧型(東京ガス環境エネルギー館)



- ①循環：「ワンダーシアター」、「大気の循環」、「排泄物の循環」  
 ②意識：「省エネ発見！スイッチだらけの家」、「発見の川」、「地球を考える！ファミリーレストラン」  
 ③エネルギー：「地球の奥の宝物」、「エネルギータイムテーブル」、「青空のエコレース」  
 ④行動：ELTV地球大好き放送局(参加型クイズイベント：定期)

図-1. 7.1 調査対象となった環境施設の展示内容<sup>6</sup>

### 展示物の種類と見学時間



### 順路型と自由閲覧型の見学時間の比較

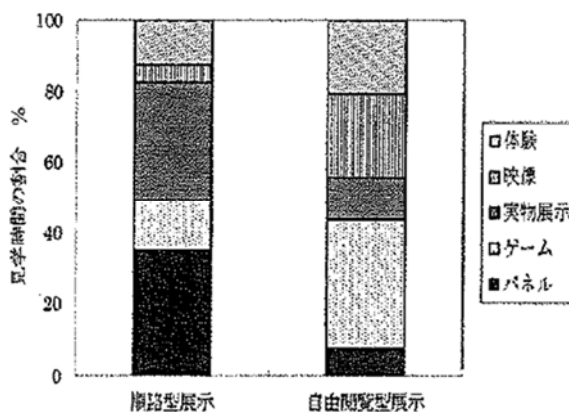
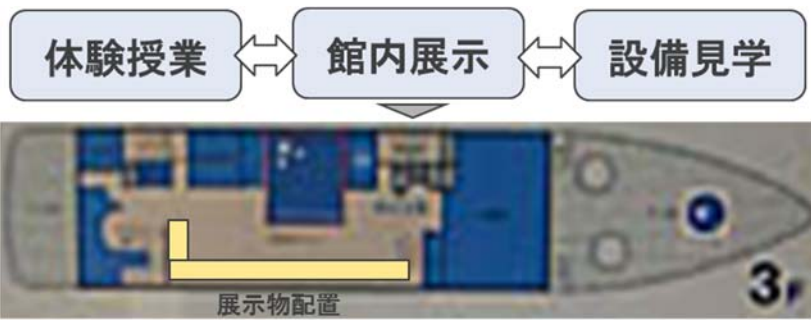


図-1. 7.2 展示手法の違いが閲覧行動に与える影響の分析結果<sup>7</sup>

<sup>6</sup> 各施設 HP および公開資料より

<sup>7</sup> 環境学習施設の展示手法の比較及び考察 (小林、佐伯、塩田：日本エネルギー環境教育学会、2013年12月24日発行)








市やエリア全体図	浄水センターの紹介	再エネ・蓄電池などの展示	CEMSの展示
<ul style="list-style-type: none"> <li>市の概観図やエリア全体図</li> <li>導入設備や建物の説明</li> </ul> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>浄水場の仕組みの紹介</li> <li>パネル展示、クイズ形式など</li> </ul> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>地産地消などについての展示</li> <li>各再エネの発電の仕組みと発電方法、その特徴</li> <li>パネル展示、クイズ形式、模型展示など</li> <li>バイオガスコジェネについては、地域バイオマス受入などの資源循環など</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>CEMSにより、エリア内のエネルギーの流れを可視化し、発電量、電力使用量をリアルタイムでみることができるような展示とする</li> </ul> 

図-1. 73 唐津市科学館館内展示物配置

## 8. 導入した再生可能エネルギー設備の二酸化炭素削減効果などの試算

導入する再生可能エネルギー設備として、消化ガス発電設備（100kW）とその廃熱利用、風レンズ風車、平成31年度に太陽光発電設備（300kW）がある。

消化ガス発電設備は、バイオガス（消化ガス）による発電のため、発電した電力分がCO<sub>2</sub>削減量としてカウントされる。九州電力のCO<sub>2</sub>排出係数は、0.483kg-CO<sub>2</sub>/kWhである。年間の発電量は、

$$25\text{ kW} \times 2.9\text{ 台} \times 355\text{ 日} \times 24\text{ h} = 617,700\text{ kWh/年}$$

であるので、CO<sub>2</sub>排出係数を掛けた298,349kg-CO<sub>2</sub>/年の削減ができる。

消化ガス発電設備の廃熱は、隣接する市民プールのプール水の加温に利用する計画である。現状、温水プールの加温にLPガスを燃料とする温水ボイラーが利用されており、LPガスの焚き減らしが56%可能となる。LPガスの使用量は、12,304m<sup>3</sup>/年であり、LPガスのCO<sub>2</sub>排出係数は、3.0kg-CO<sub>2</sub>/kgであるので、

$$12,304\text{ m}^3/\text{年} \times 56\% \times 0.458\text{ kg/m}^3 \times 3\text{ kg-CO}_2/\text{kg} \\ = 9,467\text{ kg-CO}_2/\text{年}$$

の削減ができる。

風レンズ風車は、別事業で導入するが、その発電電力は、本事業で活用する計画である。9kW×2基、20kW×1基の合計38kWを導入する。その発電量は、33,288kWhと推定している。したがって、CO<sub>2</sub>の削減量は、

$$33,288\text{ kWh} \times 0.483\text{ kg-CO}_2/\text{kWh} = 16,078\text{ kg-CO}_2/\text{年}$$

である。

太陽光発電は、出力300kWを導入する計画であり、その発電量は、中間季の電力デマンドの低い時期に出力制限をした場合、211,827kWhである。したがって、CO<sub>2</sub>の削減量は、

$$211,827\text{ kWh} \times 0.483\text{ kg-CO}_2/\text{kWh} \\ = 102,312\text{ kg-CO}_2/\text{年}$$

となる。EMSにより、最適制御を行うことで、さらに52,957kWhを発電できるため、

$$52,957\text{ kWh} \times 0.483\text{ kg-CO}_2/\text{kWh} = 25,579\text{ kg-CO}_2/\text{年}$$

増加させることができ、合計127,891kg-CO<sub>2</sub>/年を削減できる。

これらにより、各設備が導入された後は、合計451,785kg-CO<sub>2</sub>/年の削減が可能となる。

表-1. 46年度毎のCO<sub>2</sub>削減量 (kg-CO<sub>2</sub>/年)

	1年目	2年目	3年目	4年目
消化ガス発電	298,349	298,349	298,349	298,349
風力発電		16,078	16,078	16,078
太陽光発電	0	102,312	102,312	102,312
EMS導入効果 (太陽光発電増加分)	0	25,579	25,579	25,579
廃熱利用	0	0	9,467	9,467
合計	298,349	442,318	451,785	451,785

## 9. 水素ステーションの設置検討

次世代エネルギー源として注目を浴びている水素を活用した燃料電池車（FCV）は、化石燃料依存からの脱却ならびに低炭素社会構築に大きく貢献するモビリティの1つとして注目を浴びている。FCV普及の課題の1つとして、燃料供給点である水素ステーションの建設が挙げられ、日本では官民連携で水素ステーションの戦略的展開に力を入れている。

エネルギー構造の高度化を目指す唐津市においても、地域の再エネの有効活用手段の1つとしての水素のモビリティへの利用を考えられていると認識している。

本項では、将来の唐津市におけるFCV普及を視野に入れ、唐津市浄水センターエリア内における水素ステーションの設置候補地について検討する。

### 1) 調査範囲

本調査では、唐津市浄水センターエリア内に水素ステーションを設置するうえで考慮すべき事項について調査を行い、望ましい水素ステーションについて検討する。

図-1. 74に示す水素サプライチェーンの全体フローのうち、本事業では、FCVへ圧縮水素（高圧ガス水素）を供給する水素ステーションを設置するうえで考慮すべき事項について調査を行う。（水素源・製造手法については本調査で検討を行わないものとする。）

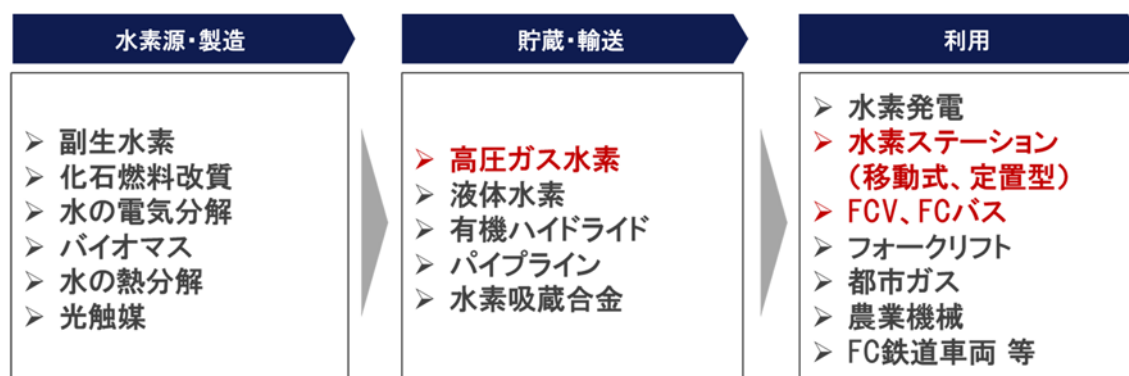


図-1. 74 水素サプライチェーンの全体像<sup>8</sup>

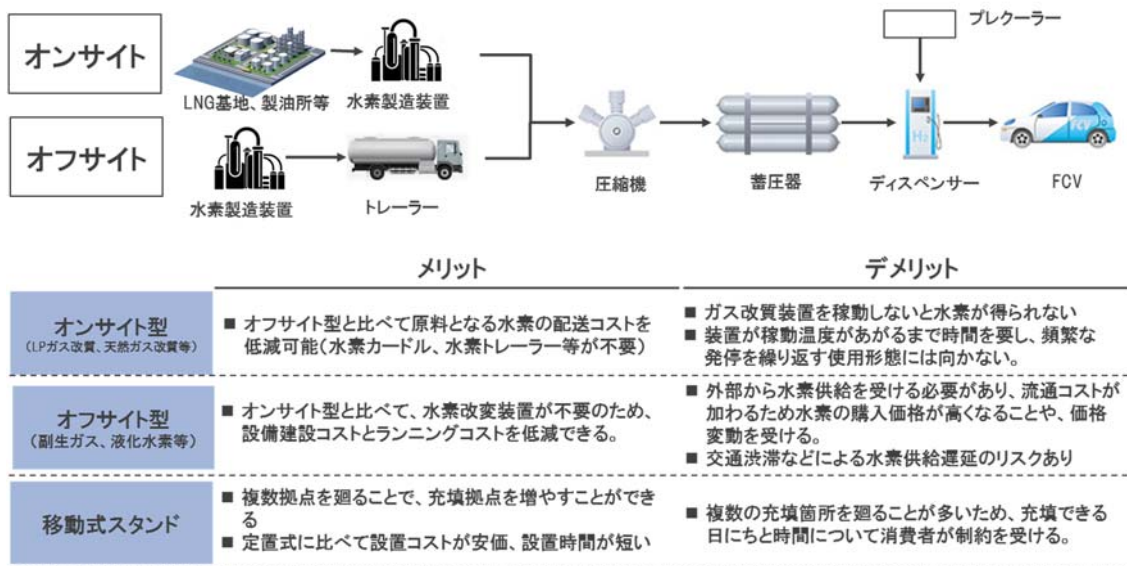
### 2) 水素ステーションの分類と特徴、補助金

水素ステーションの分類と特徴を図-1. 75に示す。圧縮水素スタンドは、定置型（オンサイト型、オフサイト型）、移動式ステーションに大別できる。オンサイト型では、LPガス、天然ガス等、水素の原料となるガス又は液体をステーション内に設けた改質装置により改質して水素を発生させ、その水素をFCVへ供給するタイプの水素ステーションをいう。オフサイト型は、ステーションの外部から水素の供給を受けるタイプの水素ステーションであり、外部で生成した水素ガスを水素トレーラー、水素ガードル等の容器により運送する。移動式ステーションは、設備を移動して使用することができ、複数の拠点を廻ることで、充填拠点を増やすことができる。

<sup>8</sup> 西脇文男著「日本の国家戦略\_水素エネルギーで飛躍するビジネス\_198社の最新動向」2018年7月19日発行を元に作成



## 水素ステーションの分類と特徴



図－1. 75 水素ステーションの分類と特徴<sup>9</sup>

各スタンドの設置コスト（設備費、設計・建設費）は、筑波大学がNEDOの「水素キャリアに応じたフィージビリティ（平成20年度成果報告書）」を元に試算した結果によると、固定式ステーションで約4億3千5百万円、移動式ステーションで2億円となっている。

水素ステーションの設置に関する補助金は、資源エネルギー庁「燃料電池自動車の普及促進に向けた水素ステーション整備事業費補助金」があり、平成31年度の概算要求額は100億円となっている。同事業では、世界に先駆けたFCVの自立的な普及を目指すため、水素ステーションの整備費用の一部を補助するものであり、そのステーション種別ごとの補助額の上限は表－1. 47に示すとおりとなっている。

<sup>9</sup> 高圧ガス保安法：圧縮水素スタンド技術基準解説（2017年3月）を元に作成

表－1. 47 平成30年度「燃料電池自動車用水素供給設備 設置補助事業」補助上限額<sup>10</sup>

水素供給設備の規模	水素供給能力 (Nm <sup>3</sup> /h)	供給方式	補助率	補助上限額 (百万円)
中規模	300以上	オンサイト方式 (燃料電池バス対応)	1/2	390
		オフサイト方式 (燃料電池バス対応)	1/2	350
		オンサイト方式 (パッケージを含むもの)	2/3	290
		オンサイト方式 (上記に該当しないもの)	1/2	290
		オフサイト方式 (パッケージを含むもの)	2/3	250
		オフサイト方式 (上記に該当しないもの)	1/2	250
		移動式	2/3	250
小規模	50以上 300未満	オンサイト方式 (パッケージを含むもの)	2/3	220
		オンサイト方式 (上記に該当しないもの)	1/2	220
		オフサイト方式 (パッケージを含むもの)	2/3	180
		オフサイト方式 (上記に該当しないもの)	1/2	180
		移動式	2/3	180
水素集中製造設備 (供給先水素供給設備1設備当たり、ただし10設備を上限とする)			1/2	60
液化水素対応設備			1/2	40

### 3) 調査に関連する法制度の確認

#### ①水素ガス製造に係る法律・基準

水素ガス製造に係る主な法律・基準を表－1. 48に示す。その中でも、水素に適用される法律等の規制の中で中心的なものである高圧ガス保安法や、水素ガス施設と危険物施設等との保安距離を規制する消防法、用途地域ごとに水素ガスの最大貯蔵量の制限を設けている建築基準法が、水素ステーションの設置候補地の検討における主な法基準である。

表－1. 48 水素ガス製造に係る主な法律・基準等

基準・法規・ガイドライン	項目	内容
①高圧ガス保安法	・製造、貯蔵、販売、移動、消費を規制 ・容器の製造、取扱いを規制	・水素に適用される法律等の規制の中で中心的な役割
②消防法	・保安距離	・水素ガス施設と危険物施設との保安距離を規制
③労働安全衛生法	・危害防止基準の確立	・圧力容器についての規定 ・責任体制の明確化 (作業主任者の選任)
④建築基準法	・最大貯蔵量の制限	・用途地域ごとに最大貯蔵量の制限
⑤石油コンビナート等災害防止法	・大量処理の場合の災害防止基準	・処理量により第一種・第二種に区別され、詳細な災害防止基準
⑥道路運送車両法・道路交通法	・重量制限、使用車両	・輸送時に起こり得る危険事態を予測し、重量制限や使用車両を規制
⑦日本工業規格(JIS)	・JIS適合、適用	・材料、管、付属品、検査用試験機はJIS適合品 ・試験方法はJIS適用
⑧工業会・地方自治体の自主基準	・低圧、少量の水素使用	・水素ガスの消費に関する自主基準

#### ②これまでの規制の見直し状況

日本では各法律・基準が厳しく、水素ステーションの迅速な普及を妨げる要因となっていたため、産官学連携で規制緩和を行ってきた。2002年に、小泉内閣の下、「燃料電池実用化に関する関係省庁

<sup>10</sup> 一般社団法人：次世代自動車振興センター (2019年1月閲覧)

連絡会議」を設置し、規制の再点検の道筋とりまとめを実施した。そして、2010年に内閣府行政刷新会議が開催され、規制の再点検が閣議決定されてから、水素ステーション設置に関する規制緩和が行われてきた。水素ステーションに関する規制見直しの状況は、図-1.76に示すとおりである。本検討では唐津市内の水素ステーションに設置候補地の抽出を行うため、関係する規制緩和である立地の規制について確認を行う。

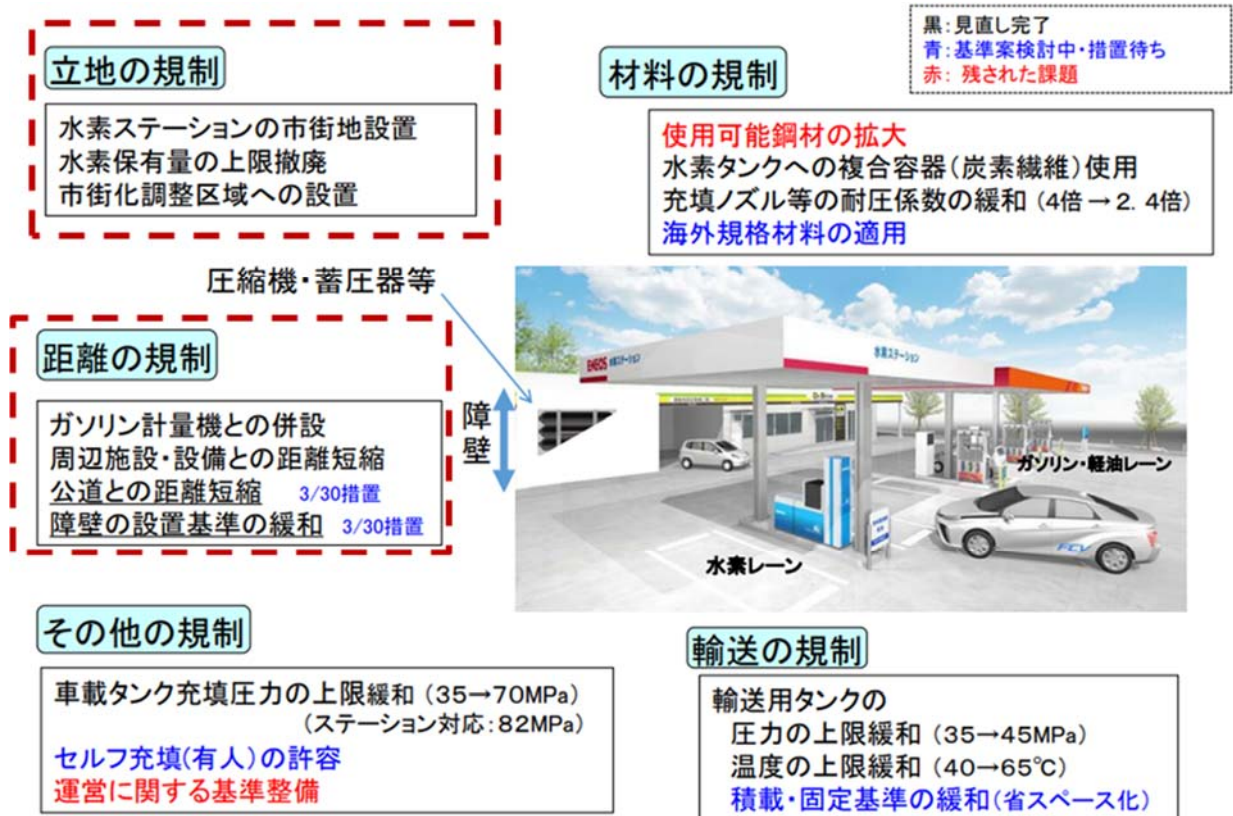


図-1.76 規制見直しの状況(2018年4月1日)<sup>11</sup>

### ③用途地域の確認

用途地域とは、都市計画法により、都市の環境保全や利便の促進のために、地域における建物の用途に一定の制限を行う地域として定められている。用地地域の類別により、可燃性ガスである水素の貯蔵量の上限が定められている。従来の各用途地域における水素貯蔵量上限は、図-1.77に示すとおり、グループⅡ(第二種中高層住居専用地域～準住居地域)で350m<sup>3</sup>、グループⅢ(近接商業地域、商業地域)で7000m<sup>3</sup>、準工業地域で3,500m<sup>3</sup>、工業地域、工業専用地域で無制限であった。しかし、2014年12月の規制緩和によって、グループⅠ(第1種低層住居専用地域～第1種中高層住居専用地域)を除いて、水素貯蔵量の上限が原則なしとなった。

唐津市の都市計画図は図-1.78のとおりである。浄水センターエリアは準工業地域に区分されており、水素貯蔵量の上限がない地域である

<sup>11</sup> 世代燃料供給インフラ研究会(第5回)-配布資料、2018年5月10日資料から引用

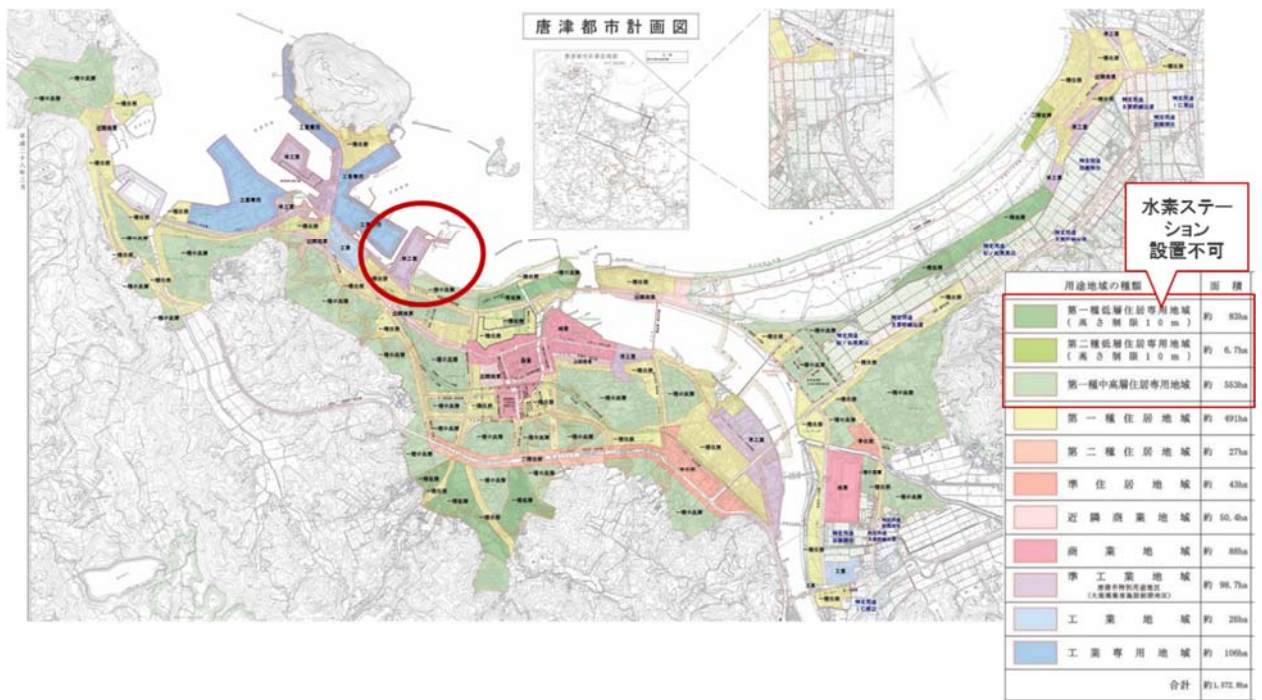


用途地域		グループ	水素貯蔵量上限	住民説明等	水素貯蔵量上限	住民説明等
都市計画区域内	第一種低層住居専用地域	1	0m <sup>3</sup>	要	0m <sup>3</sup>	要
	第二種低層住居専用地域					
	第一種中高層住居専用地域	2	350m <sup>3</sup>	要	制限なし	不要
	第二種中高層住居専用地域					
	第一種住居地域	3	700m <sup>3</sup>	要	制限なし	不要
	第二種住居地域					
	準住居地域	4	3,500m <sup>3</sup>	要	制限なし	不要
	近隣商業地域					
	商業地域	5	制限なし	不要	制限なし	不要
	準工業地域					
	工業地域	6	制限なし	不要	制限なし	不要
	工業専用地域※					
	市街化調整区域	7	原則0m <sup>3</sup>	要	制限なし	不要
区域調整なし	8	制限なし	不要			
都市計画区域外		8	制限なし	不要		

2014年12月以降

※工業専用地域については、販売許可を得る際に公聴会の開催等が必要であった

図－1. 77 用途地域における水素貯蔵量の上限および住民説明義務化の変化<sup>12</sup>



図－1. 78 唐津市の用途地域区分と浄水センターの区分<sup>13</sup>

#### ④距離の規制と設置可能面積

距離の規制について、現状の例示基準を整理したものを表－1. 49に示す。一般的な82MPa以下の水素ステーションは、各項目と8mの離隔距離があれば、設置可能である。また、資源エネルギー庁が公開している水素ステーションの配置例を図－1. 79に示す。同図のとおり、オフサイト型、オンサイト型ともに700m<sup>2</sup>の敷地面積があれば、ステーションの設置が可能であるといえる。また、

<sup>12</sup> 基礎自治体による水素ステーションの情報提供に関する研究（社会技術研究論文集 Vol. 15, 46-53, June 2018, 東京工業大学）を元で作成

<sup>13</sup> 唐津市HP、唐津都市計画図（2016年11月2日更新）

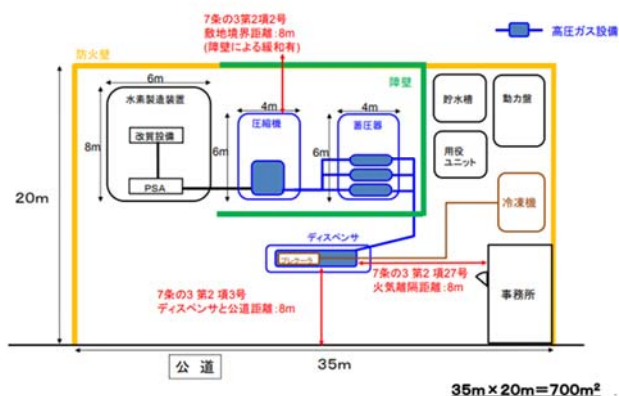
パッケージ型のものや、移動式については敷地面積が少なくすみ、それぞれ 560 m<sup>2</sup>、150m<sup>2</sup>程度となる。

表-1. 49 水素ステーションの離隔距離<sup>14</sup>

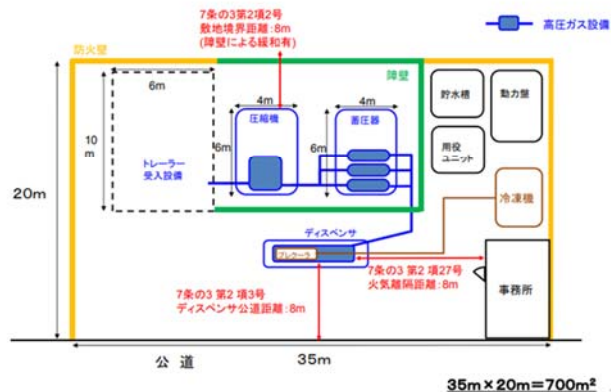
項目	考え方				離隔距離	
	A	B	C	D	P≤40MPa	40MPa<P≤82MPa
火器取扱施設との距離	○				6m	8m
敷地境界距離	○	○	○	○	6m	8m
ディスペンサーと公道の距離	○	○	○	○	6m	8m
高圧ガス設備との設備間距離		○	○	○	6m (10m※ <sup>2</sup> )	
CNGスタンドの処理設備等との設備間距離		○	○	○	6m	

A : 漏洩拡散、B : 爆風圧、C: 火炎長、D: 輻射熱、P: 常用の圧力

配置例① オンサイト型(70MPa)

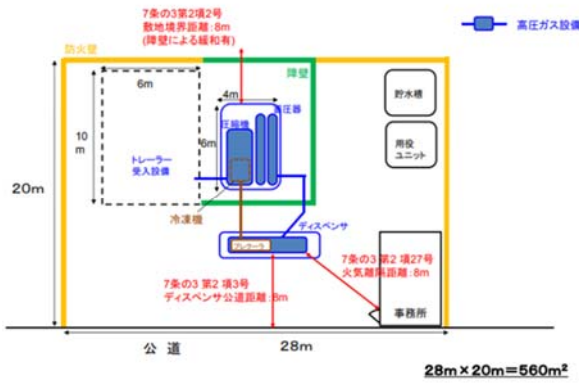


配置例② オフサイト型(70MPa)

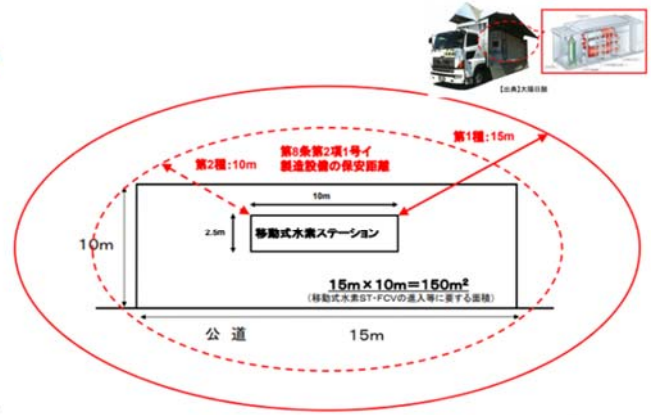


<sup>14</sup> 高圧ガス保安法：圧縮水素スタンド技術基準解説（2017年3月）をもとにNTTデータ経営研究所作成

配置例③ パッケージ型(70MPa)



配置例④ 移動式(70MPa)



※第1種保安物件：学校教育法第1条に定める学校のうち小学校、中学校、高等学校、中等教育学校、高等専門学校、特別支援学校及び幼稚園、医療法第1条の5第1項に定める病院、劇場、映画館、演習場、公会堂その他これらに類する施設であって、収容定員300人以上のもの。等  
 ※第2種保安物件：第1種保安物件以外の建築物であって、住居用に供するもの(事業所又は販売所の存する敷地と同一敷地内にあるものを除く)

図-1. 79 水素ステーションの設置可能面積<sup>15</sup>

⑤水素を輸送するトレーラーの緒元

陸上で水素を輸送する場合、圧縮して輸送するのが一般的。以下は45MPaに加圧した水素を運ぶトレーラーの緒元であり、車幅2.5m、全長13.51m、全高3.5mである(図-1.80)。



メーカー	川崎重工業
型式	平床セミトレーラ
車軸・懸架装置	2軸エアサスペンション
荷台寸法	全長10,260mm、床高1,175mm
車長・全幅	車長9,670mm、全幅2,500mm
連結長・全高	連結長13,510mm、全高3,500mm
水素積載量	約210kg(車検登録)
複合容器	常用圧力45MPa、TypeIII、306L×24本 436φ×3025mm

図-1. 80 水素輸送トレーラーの緒元例<sup>16</sup>

4) 水素ステーションの設置候補の検討

唐津市浄水センターの将来計画図をもとに、利用計画がない空き地の中で、既設の管理棟の駐車場を縮小せずに、県道から近い位置に着目して、候補地を3箇所抽出した(図-1.81)。各候補地について、設置可能性の検討を行った。

<sup>15</sup> 燃料電池自動車等の普及促進に係る自治体連携会議(第1回) - 配布資料(平成27年2月24日)

<sup>16</sup> JX日航日石エネルギー株式会社「燃料電池車普及開始に向けた水素インフラ構築への取組み2013年」より

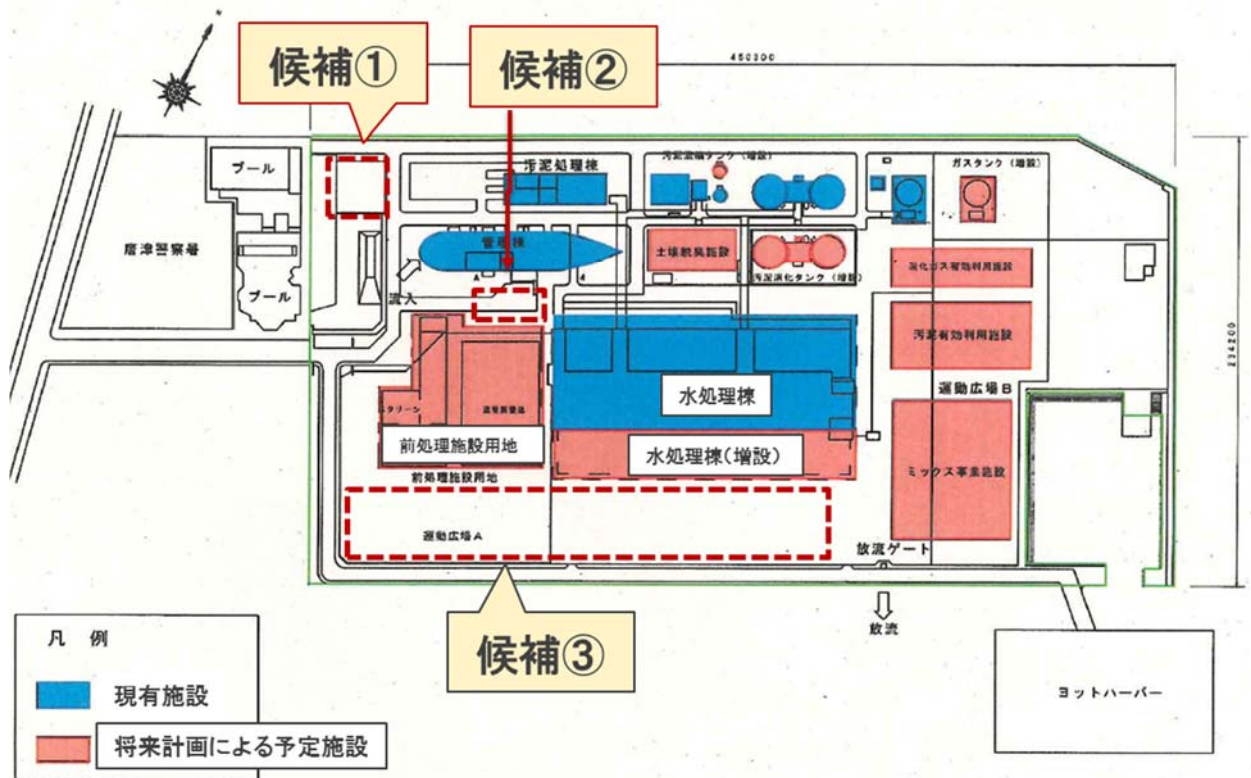


図-1. 8 1 唐津市浄水センター将来計画図および水素ステーション設置候補地

(候補地①：浄水センター管理棟西側エリア)

候補地①における検討図を図-1. 8 2に示す。当該候補地では、一般的なオフサイト型ステーションの配置面積である700m<sup>2</sup>を満たし、定置型、移動型ともに設置可能である。また、敷地境界線との離隔を満たす。一方、懸念点としては、浄水センターの駐車スペースを動線とする場合(①)、トレーラー等が入りやすい敷地入口の整備や、既存駐車場の代替を容易する必要がある。また、動線②の場合、歩道橋高さやトレーラー車高を確認する必要がある。

管理棟西側の土地は、一般的なオフサイト型ステーションの配置面積、設置境界線との離隔を満たすため、動線の懸念が解消すれば、設置候補地となりうるといえる。





図-1. 8 2 候補地①における水素ステーション設置場所とトレーラ動線イメージ

(候補地②：浄水センター管理棟正面入口前のエリア)

候補地②における検討図を図-1. 8 3に示す。当該エリアは、約19m×6.5mのスペースがあり、移動式ステーションの設置スペースは確保可能である。また、既設の管理棟北部・西部の駐車スペースを残したまま設置可能であるといえる。しかし、幅が狭く管理棟と将来施設に挟まれているため、移動式ステーションやFCVの移動が容易でないうえ、施設との距離が近く、非常時に被害が拡大しやすい懸念がある。

(候補地③：浄水センター南側のエリア)

候補地③における検討図を図-1. 8 4に示す。当該エリアは、スペースが広く、定置型ステーションの設置が可能である。また、既存の運動広場のスペースを舗装して、トレーラーやFCVのアクセスの確保も容易である。懸念点としては、駐車スペースや運動広場の代替地の確保が挙げられる。



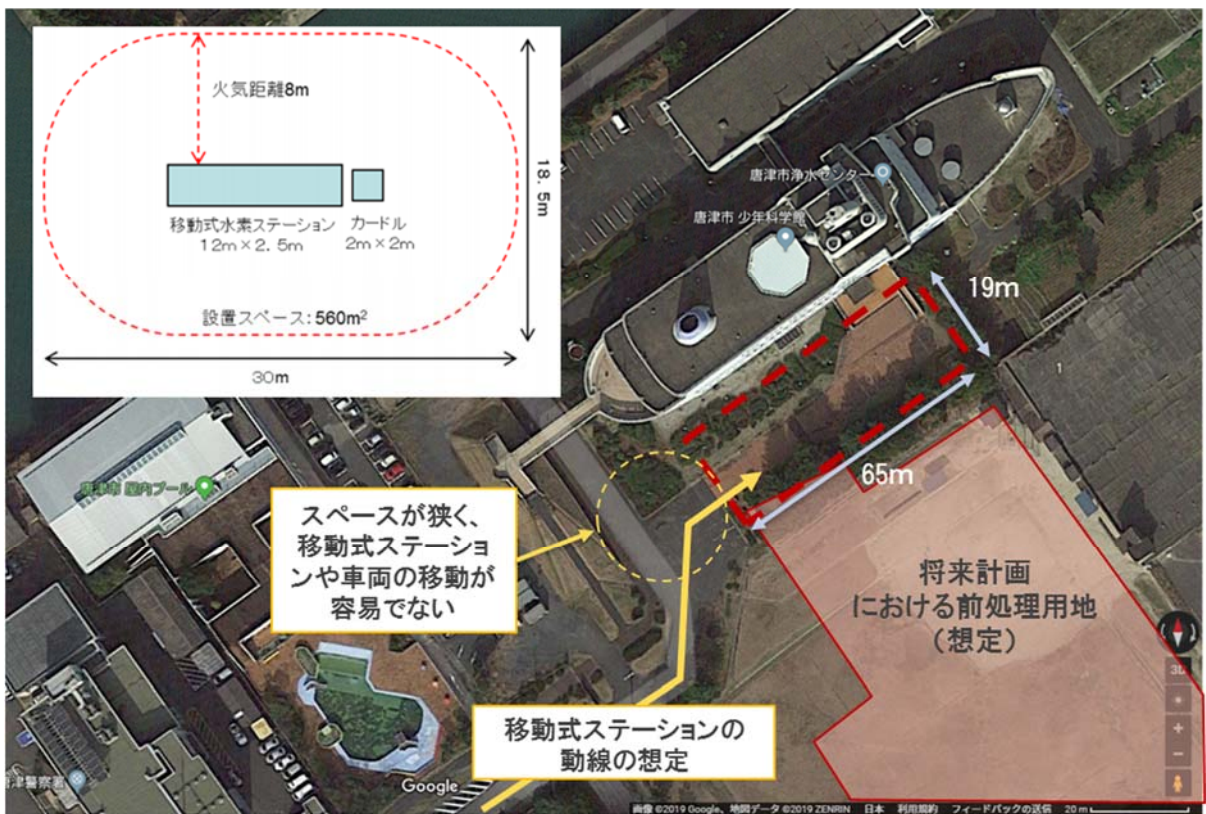


図-1. 8 3 候補地②における水素ステーション設置場所とトレーラ動線イメージ



図-1. 8 4 候補地③における水素ステーション設置場所とトレーラ動線イメージ

(検討結果の整理)

浄水センター入口に近い3つの候補地について検討を行った結果は図-1.85に示す。敷地広さ、車両の動線、既存地の代替可能性という3つの視点から評価した結果、候補地③、①、②の順に適正が高いと考えられる。なお、浄水センターエリア内には、掲載した将来利用計画以外にも、蓄電池やその他施設を導入する議論があることから、これらの導入計画を踏まえて、水素ステーション設置候補を選定する必要がある。

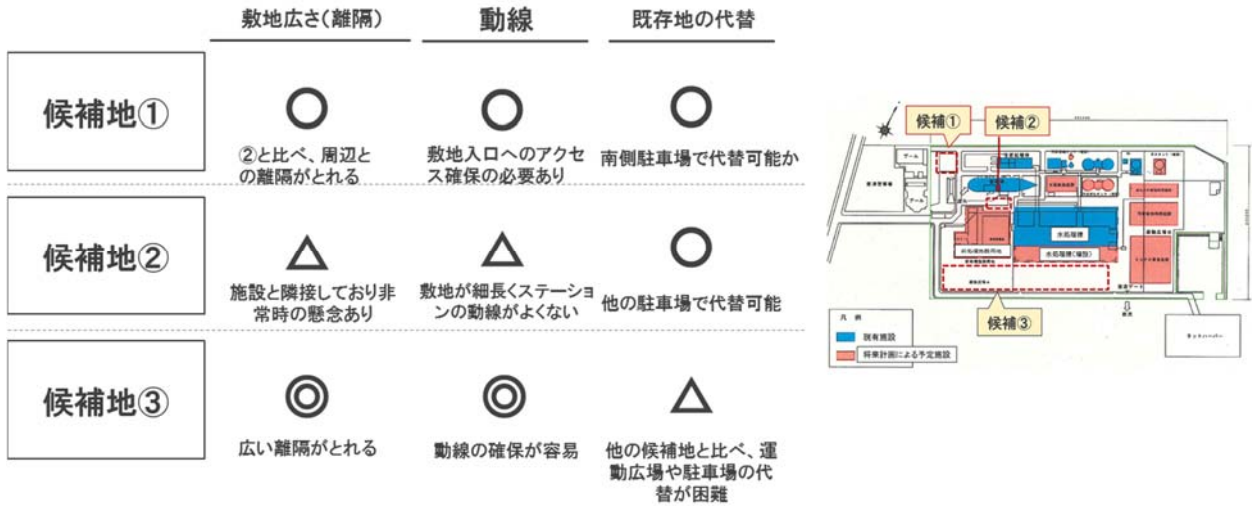


図-1.85 水素ステーション設置候補地の検討結果整理

## 10. その他エネルギー高度化に資する検討

第5節で記したとおり、エネルギー構造高度化とは、快適性を損なわない範囲で省エネ実施と再エネ導入をすることにより低炭素化を図るとともに、系統に影響を与えない範囲でエネルギーマネジメントを行うことで、対象地域の安全性、経済効率性、環境性を向上させるエネルギー供給・利用を実施することである。本事業では、以下のとおり、浄水センターエリア内に再エネ発電設備と蓄電池を導入することによる、エネルギー構造の高度化とエリア内のレジリエンス機能強化の検討を実施してきた。

第2節：再エネ導入（消化ガス発電設備と太陽熱設備）による熱利用の検討

第3節：消化ガス発電設備の廃熱利用による効果最大化の検討

第4～6節：蓄電池とEMSの活用による発電電力の最大限の利用

上記各節で検討したとおり、本事業で導入する消化ガス発電設備の廃熱は、下水汚泥の加温と温水プールのボイラー燃料の代替を行ううえで十分な量がある。さらに、廃熱を下水汚泥の加温にまわすことで、消化ガスを発電用に利用することができ、消化ガス発電設備の稼働率を高められることも確認した。しかし、4台の消化ガス発電設備を100%稼働させてその廃熱を下水汚泥加温と温水プール加温に利用したとしても、消化ガスの利用率は71%であり、29%の未利用消化ガスがある算定結果となった。

また、仮に、軽量架台や軽量パネルを活用することで、浄水塔上部への太陽光発電設備の設置ができた場合、約800kWの出力が見込めることから、浄水センターエリア内の再エネ発電のみで、エリア内の需要を満たすことが可能となることも確認した。

系統に影響を与えることなく、こうした未利用資源や、余剰な地域の再生可能エネルギーを余すことなく十分に活用することができれば、浄水センターエリアのエネルギー利用をさらに高度化なものとするができる。浄水センターエリアのさらなるエネルギー利用の高度化を実現するための構想案を図-1.86に示す。

同図は、これまでの検討内容に加えて、余剰消化ガスおよび水素の活用案を加えている。エリア内の再エネ電力の余剰分（地域内電力需要および蓄電池充電容量を上回る発電分）を利用した水電解による水素製造や、余剰消化ガスの改質により製造した水素を水素貯蔵タンクに備蓄することで、非常時に燃料電池を用いた電力供給や、FCVへの水素供給が可能となる。さらに、消化ガスや水素は、日本各地で実証事業が進められているように、LPガスや都市ガスと混焼してボイラーで熱利用することも考えられ、地域資源を余すことなく活用した効率的なエネルギー利用を行える可能性もある。

再エネ普及と、エネルギーマネジメント技術に加えて、水素利用技術を導入することで、エネルギー利用の媒体に幅を持たせ、より強固な防災体制を構築することが期待できるため、唐津市のスマートレジリエンス拠点の実現に向けて重要な要素と考えられる。

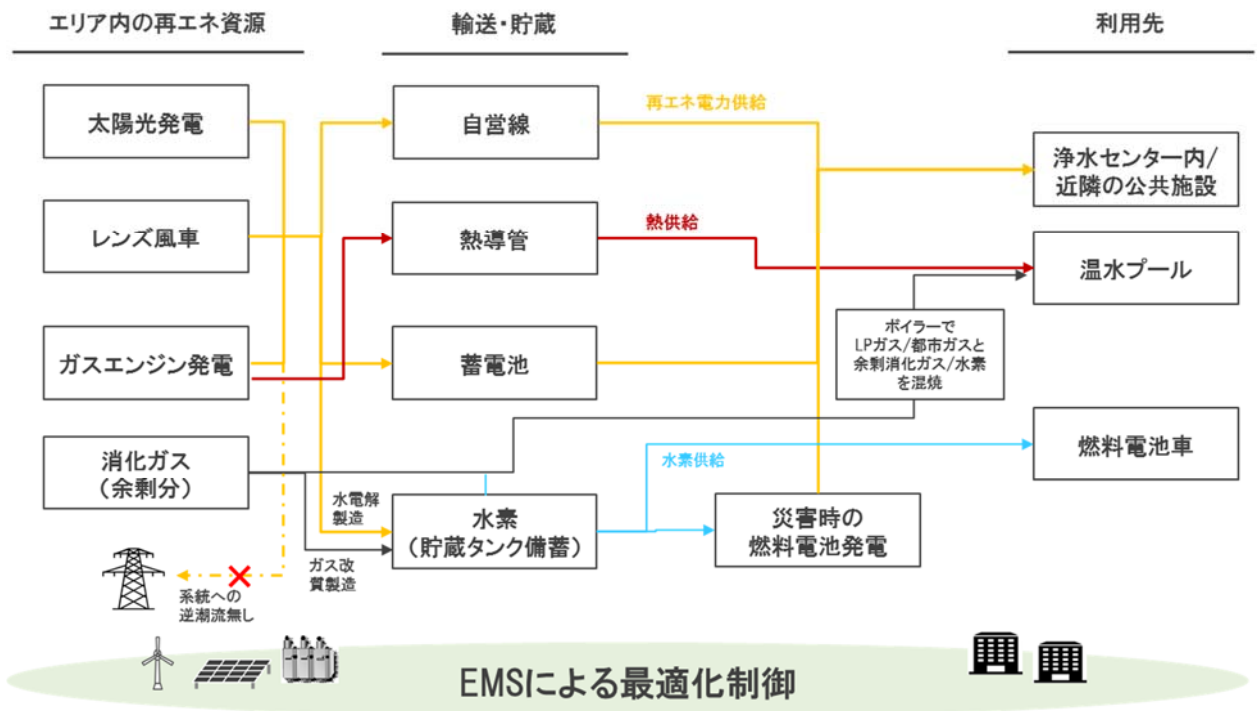


図-1. 86 浄水センターエリアのエネルギー利用高度化のイメージ



## 第2章 太陽光発電設備導入に関するF/S調査

### 1. 最も発電効率の良いと想定される設置場所の検討

浄水センターエリアに太陽光発電設備を設置する場所として、図-2.1に示す10カ所を候補地とした。それぞれの候補地での予想発電量、条件などより、最も発電効率の良いと想定される設置場所を選定する。設備利用率は、NEDO日射量より、12.3%として、年間発電量を試算した。太陽光モジュールは、1枚が300Wを出力できるモジュールを適用する。



図-2.1 太陽光発電設備を設置する候補地

候補地1：温水プール脇

面積：25m×25m=625m<sup>2</sup>

現状の利用：市民の遊技場として利用している

予想発電量：太陽光パネル設置角：10°

太陽光パネル設置方向：南向き

太陽光パネル枚数：176枚

太陽光パネル設置方法：地上設置

太陽光パネル容量：52.8kW

予想年間発電量：56,710kWh

候補地2：野球場

面積：90m×90m=8,100m<sup>2</sup>

現状の利用：市民の野球場として利用している

予想発電量：太陽光パネル設置角： $10^{\circ}$

太陽光パネル枚数：2,912枚

太陽光パネル設置方向：南向き

太陽光パネル設置方法：地上設置

太陽光パネル容量：873.6kW

予想年間発電量：942,021kWh

#### 候補地3：水処理棟上部

面積： $142\text{m} \times 49\text{m} = 6,958\text{m}^2$

現状の利用：テニスコートとして計画していたが中止、現在は空地

予想発電量：太陽光パネル設置角： $0^{\circ}$

太陽光パネル設置方向：—

太陽光パネル枚数：2,880枚

太陽光パネル設置方法：屋上設置

太陽光パネル容量：864.0kW

予想年間発電量：927,327kWh

#### 候補地4：水処理棟南側

面積： $142\text{m} \times 15\text{m} = 2,130\text{m}^2$

現状の利用：水処理棟スペースの一部であるが空地

予想発電量：太陽光パネル設置角： $10^{\circ}$

太陽光パネル設置方向：南向き

太陽光パネル枚数：616枚

太陽光パネル設置方法：地上設置

太陽光パネル容量：184.8kW

予想年間発電量：198,592kWh

#### 候補地5：水処理棟横駐車場

面積： $142\text{m} \times 50\text{m} = 7,100\text{m}^2$

現状の利用：野球場等の駐車場として利用

予想発電量：太陽光パネル設置角： $10^{\circ}$

太陽光パネル設置方向：南向き

太陽光パネル枚数：1,198枚

太陽光パネル設置方法：駐車場屋根上設置

太陽光パネル容量：359kW

予想年間発電量：385,669kWh

#### 候補地6：運動場

面積： $160\text{m} \times 70\text{m} = 11,200\text{m}^2$

現状の利用：運動場として利用

予想発電量：太陽光パネル設置角： $10^{\circ}$

太陽光パネル設置方向：南向き

太陽光パネル枚数：3,920枚  
太陽光パネル設置方法：地上設置  
太陽光パネル容量：1176.0kW  
予想年間発電量：1,268,869kWh

候補地7：東側駐車場

面積： $60\text{m} \times 70\text{m} = 4,200\text{m}^2$   
現状の利用：駐車場として利用、風レンズ風車の設置を計画している。  
予想発電量：太陽光パネル設置角： $10^\circ$   
太陽光パネル設置方向：南向き  
太陽光パネル枚数：880枚  
太陽光パネル設置方法：地上設置  
太陽光パネル容量：264.0kW  
予想年間発電量：283,350kWh

候補地8：消化ガスタンク周辺

面積： $115\text{m} \times 15\text{m} = 1,725\text{m}^2$   
現状の利用：消化ガスタンク後ろ側の空地スペース  
予想発電量：太陽光パネル設置角： $10^\circ$   
太陽光パネル設置方向：南向き  
太陽光パネル枚数：504枚  
太陽光パネル設置方法：地上設置  
太陽光パネル容量：151.2kW  
予想年間発電量：162,408kWh

候補地9：水処理棟北西斜面

面積：面積： $142\text{m} \times 8\text{m} = 1,136\text{m}^2$   
現状の利用：水処理棟側面の斜面で利用していない。  
予想発電量：太陽光パネル設置角： $10^\circ$   
太陽光パネル設置方向：南向き  
太陽光パネル枚数：462枚  
太陽光パネル設置方法：地上設置  
太陽光パネル容量：138.6kW  
予想年間発電量：147,411kWh

候補地10：東側駐車場奥

面積：面積： $24\text{m} \times 36\text{m} = 864\text{m}^2$   
現状の利用：コンテナを設置しているが、移動することで、利用が可能となる。  
予想発電量：太陽光パネル設置角： $10^\circ$   
太陽光パネル設置方向：南向き  
太陽光パネル枚数：334枚  
太陽光パネル設置方法：地上設置  
太陽光パネル容量：100.2kW



予想年間発電量：107,627 kWh

これらの候補地のうち、候補地1、2は、市民の遊技場として利用しており、今後も継続して利用するため、太陽光発電設備の設置は難しいと考えられる。候補地6は運動場として利用しており、面積としては最も広く、年間発電量が最も大きい候補地であるが、将来、他の目的で利用する計画がある。候補地7は、駐車場として利用している。したがって、これらの候補地への太陽光発電設備の設置も難しいと考えられる。

候補地3は、水処理棟上部であり、建設当初、緑地として利用する計画であったが、計画が中止になり、コンクリート面のまま空き地となっている。強度的に問題がなければ、太陽光の遮蔽物もなく、最も太陽光発電設備の設置に適している。しかし、水処理棟の建屋が老朽化しており、今後20年の運用を考えると、強度アップが必要である。候補地4は、水処理棟南側は、作業用のスペースであるが、敷地の半分は太陽光発電設備の設置が可能である。候補地5の水処理棟横駐車場は、面積としては、7,100m<sup>2</sup>あり、地上設置すると、783kW程度の太陽光発電設備を設置することができるが、駐車場の機能を維持する必要があり、太陽光パネルを駐車場の屋根上に設置しなければならない。この場合、車両の通路には太陽光発電設備は設置せず、駐車場の上部のみとなるため、設置容量は、359kWとなる。候補地8は、消化ガスタンクの後側にあるスペースであり、利用計画はない。このスペースを利用すると、設置容量は、151kW程度になる。候補地9は、北東の斜面になっており、太陽光に対して逆勾配になっており、架台を高くする必要があるが、太陽光発電設備の設置の可能性としてはある。候補地10は、現在コンテナを設置しているが、これを移動すれば、設置できる。以上より、太陽光発電設備の設置の可能性のある候補地としては、候補地3（水処理棟上部）、候補地5（水処理棟横駐車場）、候補地8（消化ガスタンク後側の空きスペース）、候補地9（水処理棟北東側斜面）、候補地10（東側駐車場奥）が考えられる。

可能性のある候補地について、さらに検討を行った。

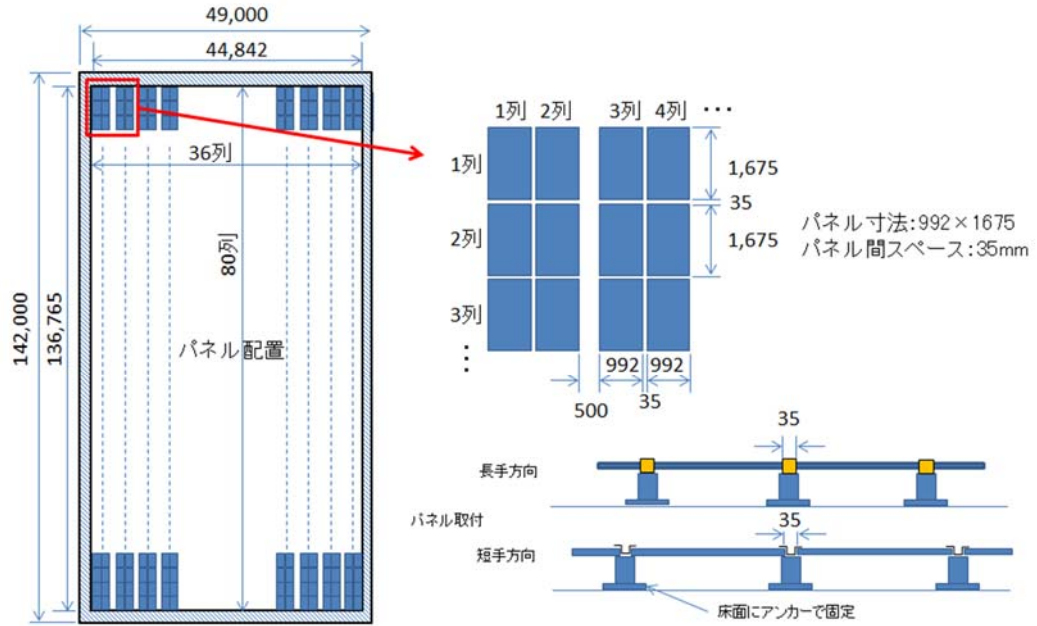
候補地3の浄水センターの水処理棟上部は、14.2m×4.9mの広さがあり、その屋根部は周りより3m程度高く、コンクリートで覆われており、障害物などもない。強度的な検討を行えば、太陽光発電の絶好の設置場所となる。この水処理棟の屋上に、設置角度0°で太陽光発電設備を設置すると、図-2.2に示すように864kWの発電が可能である。1つのモジュールの寸法は、1,675mm×992mmあり、これを縦に80列、横に36列（メンテナンススペースとして、500mmの間隔をおく）並べることができる。1モジュールの発電出力は、300Wとすると、

$$80 \times 36 \times 300W = 864,000W = 864kW$$

となり、発電出力は、864kWとなる。

しかしながら、水処理棟は、平成8年に北西側の半分の改修工事を実施しているが、東南側は、昭和56年の建設以降、改修はされておらず、強度的に問題がある。北西側のみ、設置したとしても、改修の影響を受け、水処理棟内部の支柱が、損傷しており、強度的には保証できない。また、昭和56年に建設されており、水処理棟全体としては、既に38年使用しており、コンクリート建屋の耐用年数は、残り12年となる。今後、20年間の運用を考えれば、事業途中で、再建しなければならない。したがって、東南側の改修を実施すれば、前述の発電

量の太陽光発電設備の設置が可能となる。



パネル枚数:横36×縦80=2,880枚

発電量合計:300W×2,880枚

=864kW

図-2. 2 下水処理場屋上への太陽光発電設備設置検討

設置場所8は、空きスペースであり、太陽光発電の設置場所としては、有力である。また、候



図-2. 3 候補地8、10の太陽光発電設備設置検討

補地10もコンテナを移動すれば、有力な候補地である。

次に、設置場所9の検討を行った。図-2.4に示すように、太陽光パネルは斜面に対して逆勾配となるため、架台の費用が膨大となり、139kWの発電出力に対して、数千万円から1億円程度の費用が掛かることより、設置は難しいと考えられる。

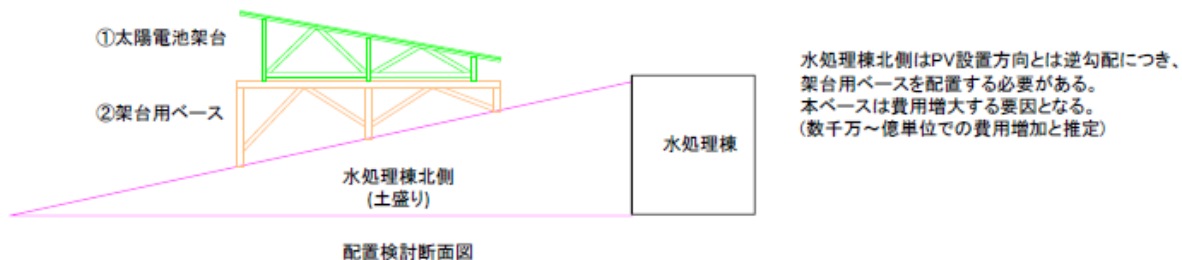


図-2.4 水処理棟北東側斜面への太陽光発電設備設置検討

2019年度に、太陽光発電設備の導入を計画しており、その容量は、300kWとした。候補地8と10で、250kWの設置が可能である。さらに、50kWを追加することで検討した結果、候補地5の一部の土地を利用して、50kWを設置することとした。これらの太陽光発電設備の設置計画を図-2.5に示す。



- 予想発電量：太陽光パネル設置角：10°
- 太陽光パネル設置方向：南向き
- 太陽光パネル枚数：1,008枚
- 太陽光パネル設置方法：地上設置
- 太陽光パネル容量：302.4kW
- 予想年間発電量：319,852kWh

図-2.5 2019年度太陽光発電設備導入計画

## 2. 水処理棟上部を利用する際の強度計算

平成8年度に実施した水処理棟の改築時の構造計算書に従い強度計算を実施した。構造計算書に記載の屋根の荷重を表-2.1に示す。荷重は、固定荷重(D. L)、積載荷重(L. L)、合計の荷重(T. L)があり、それぞれ用途に分かれて記載されている。設備の追加の場合は、これから載せることができる荷重であるL. Lが適用される。今回の強度確認に使用する値は、それぞれ用途に分かれて記載されている荷重のうち、最も小さい値、即ち最も弱い値である地震用のL. Lとなる。したがって、設備の追加荷重の最大値は130kg/m<sup>2</sup>以内となる。

本水処理棟計画段階において、図-2.6に示すように水処理棟上部は緑化する計画があり、土が無い場合の荷重も( )内に記載されている。荷重表より土の荷重は、

$$1,630\text{kg/m}^2 - 730\text{kg/m}^2 = 900\text{kg/m}^2$$

と想定されている。実際の屋根の状況を確認すると、屋根の緑化はされていない。L. Lの値は、土を載せた状態での荷重であり、土がないため、この土の荷重はそのままL. Lに加算できるものとする。

設備の追加荷重の最大値は、

$$130\text{kg/m}^2 + 900\text{kg/m}^2 = 1,030\text{kg/m}^2$$

以内となる。

したがって、水処理棟上部に太陽光発電設備を追加にあたっては、1,030kg/m<sup>2</sup>以内の荷重にて設計を行うことで、強度的には満足できると考える。

表-2.1 水処理棟上部の床荷重表

名称	荷重	床用	小梁用	ラーメン用	地震用	備考
屋根	D. L	1,630 (730)	1,630 (730)	1,630 (730)	1,630 (730)	S1、L11 ( )内は、土がない場合 Wp=1,450
	L. L	300	300	240	130	
	T. L	1,930 (1,030)	1,930 (1,030)	1,870 (970)	1,760 (860)	

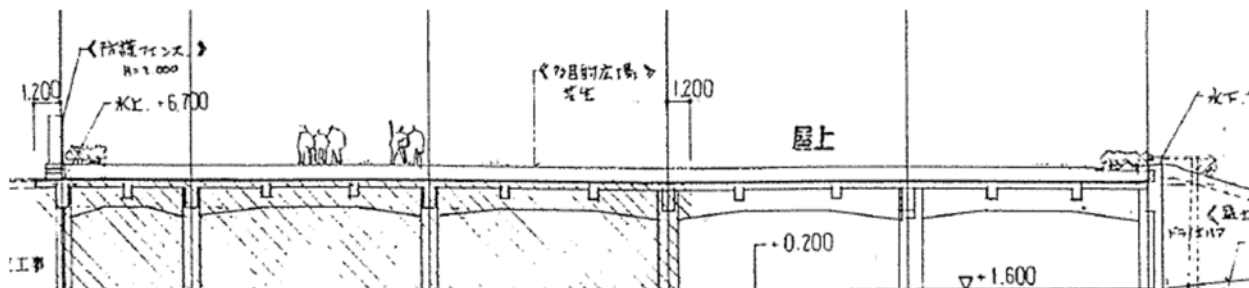


図-2.6 水処理棟の屋上緑化計画図

しかしながら、水処理棟全体は、昭和56年度に建設されており、平成8年度の改築の影響によ

ると考えられる損傷が屋根部を支える支柱に発生している。この状態において、さらに太陽光発電設備の最大荷重 $1,030\text{ kg/m}^2$ を加えることは、さらに支柱の損傷を拡大する可能性が高い。

昭和56年度の強度計算書は現存しておらず、建設から約38年経った現在の支柱等の劣化を含めた強度計算は難しく、次の理由から、水処理棟上部への設置を断念する。

- 1) 水処理棟は、昭和56年度に建設されたコンクリート建築物であり、この耐用年数は50年である。平成31年度の水処理棟上部に太陽光発電設備を設置すると、耐用年数までに11年しかなく、その後の運用は保証できない。
- 2) 約半分は、平成8年度に改築したが、その影響と考えられる支柱の損傷が認められた。この部分は昭和56年度に建設されており、強度計算書は現存しておらず、劣化を含めた強度計算は、難しく、信頼性に乏しい。
- 3) 平成17年度に建築基準法が改正され、耐震強度がさらに強化されており、この基準に従うと強度上もたない結果となると考えられる。



### 3. 候補地5、候補地8、候補地10の検討

調査の結果、浄水センターの夏季の電力使用状況は、表-1. 40に示す6施設個々の電力使用状況のとおりであり、平均使用電力で413kW、最小使用電力で326kWであった。100kW容量のガスエンジンと38kWの風力発電を導入するとすると、これと合わせて平均使用電力を確保するため、太陽光発電設備容量は300kWにて検討した。

図-2. 7の左図のように太陽光発電の変動を考慮して、一定電力を購入し、逆潮流を防止するためには、250kW程度が適正と考えられるが、300kW程度に過剰設置することで、一部は出力制限を行うが、1日のトータルの発電量は増加することになる。したがって、太陽光発電の容量を300kWで検討することとした。

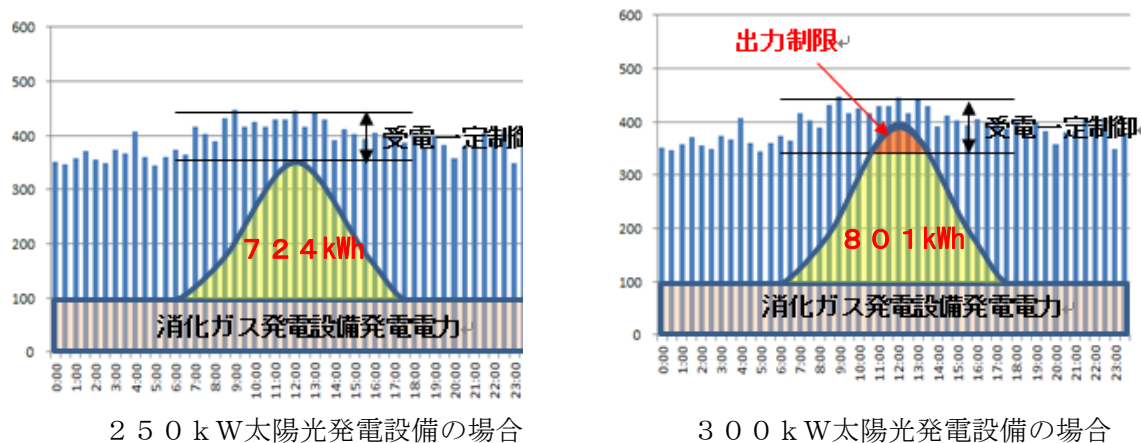


図-2. 7 過剰搭載の理由

#### 1) 候補地8の検討

候補地8は、消化ガスタンクの後ろ側に位置し、空きスペースとなっている。この空地を利用して、太陽光発電設備を設置すると、その容量は、151kWとなる。太陽光パネル（300W/枚）を6段7列（計42枚）に配置し、これを1ブロックとして、12ブロック設置することができる。これにより、151.2kWの容量の太陽光発電設備を設置することができる。



図-2. 8 候補地8の太陽光発電設備設置案



## 2) 候補地10の検討

現在、コンテナを設置しているスペースであるが、コンテナを移設することで、太陽光発電設備の設置スペースが確保できる。太陽光パネル（300W/枚）を6段7列（計42枚）に配置し、これを1ブロックとして、8ブロック設置することができる。これにより、100.8kWの容量の太陽光発電設備を設置することができる。

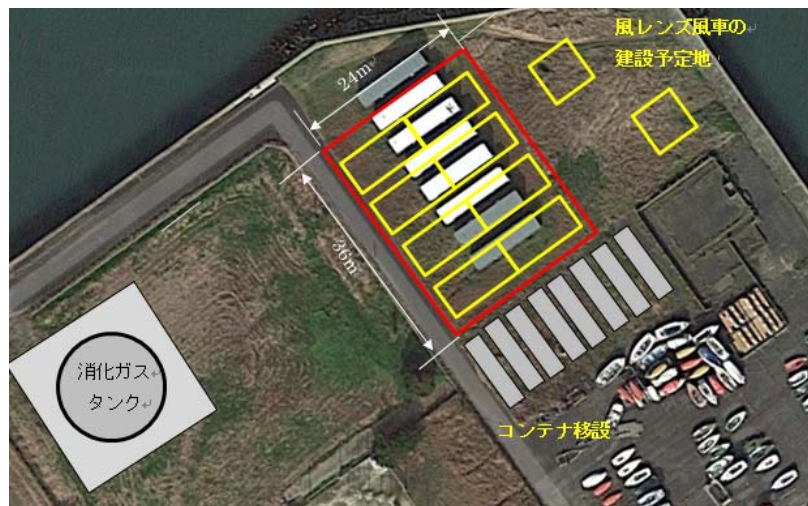


図-2.9 候補地10の太陽光発電設備設置案

## 3) 候補地5の検討

候補地5での太陽光発電設備容量としては、駐車場の屋根に設置することで検討した結果、359kWの発電が可能である。したがって、300kWの太陽光発電設備を設置するスペースとして、十分な設置スペースである。しかしながら、駐車場にするためには、車両の駐車スペースを確保するためのスペースが必要であり、3m程度の高さまで太陽光パネルの設置位置を上げる必要がある。このために、支柱等を含めた工事費が高額となると考えられる。

2019年度の太陽光発電設備の設置計画は、300kWであり、候補地8と10で250kWの容量が確保できているため、50kWのみの設置でよい。このため、駐車場の一部を利用し地上置きでパネルの設置を考える。太陽光パネル（300W/枚）を6段7列（計42枚）に配置し、これを1ブロックとして、4ブロック設置することができる。これにより、50.4kWの容量の太陽光発電設備を設置することができる。



図-2.10 候補地5の太陽光発電設備設置案

#### 4. 導入設備容量の検討と予想発電量のシミュレーション

##### 1) 日射量の実測値と日射データとの比較

予想発電量のシミュレーション実施に辺り、使用するNEDOが公開している日射データ「年間特別日射量データベース (METPV-11)」の妥当性を確認するために、今回測定実施した日射量の実測値との比較を行った。

8月より、仮設の日射量計を設置し、継続して日射量を計測してきた。



図-2. 11 仮設日射量計の設置

仮設日射量計により計測した結果のうち、代表的な日の日射量を図-2. 12に示す。

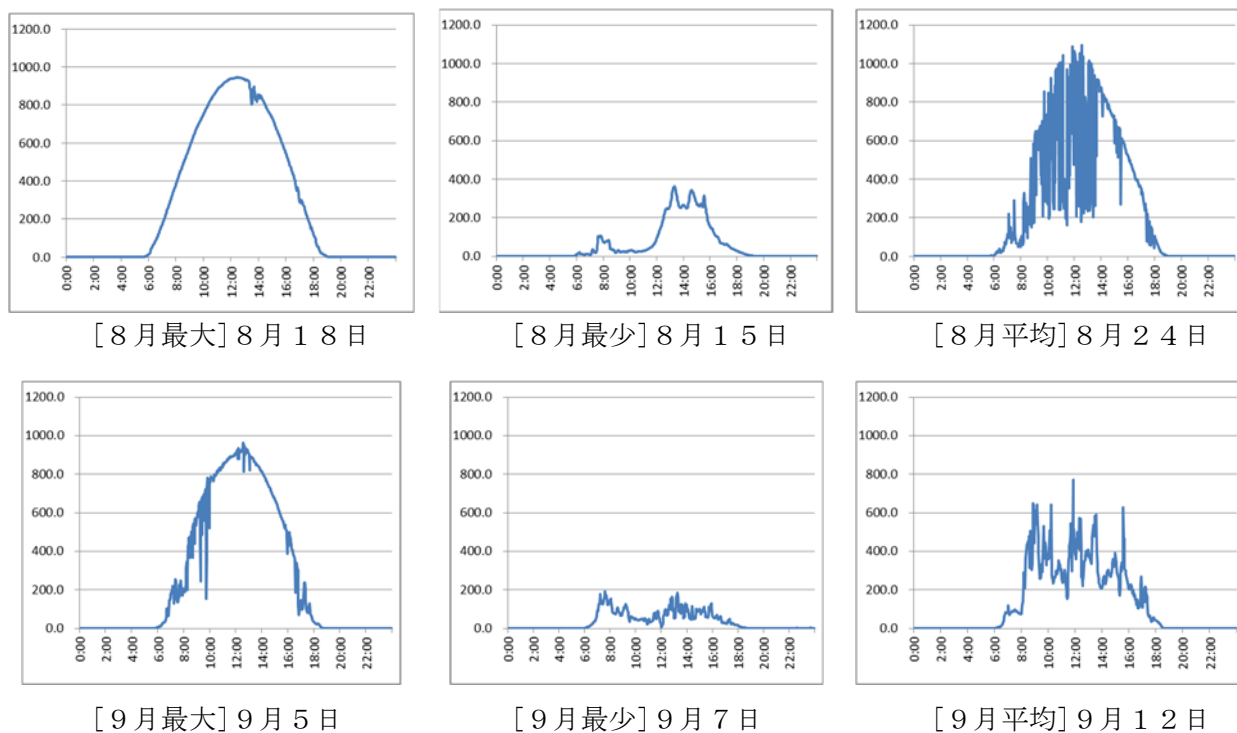


図-2. 12 日射量測定データ(8月9日～9月20日)

これらの実測データを月単位でまとめ、日射データベース (METPV-11) との比較を行った。以下に日射量の実測値と日射データベース (METPV-11) のグラフと、比較のために気象庁が公開している唐津地域における日照時間の平均値と2018年度の表およびグラフ

を示す。

<日射量データ (METPV-11)>

測定点：佐賀県、枝去木

測定方位：水平 (0°)

<日照時間データ (気象庁：過去の気象データ検索より)>

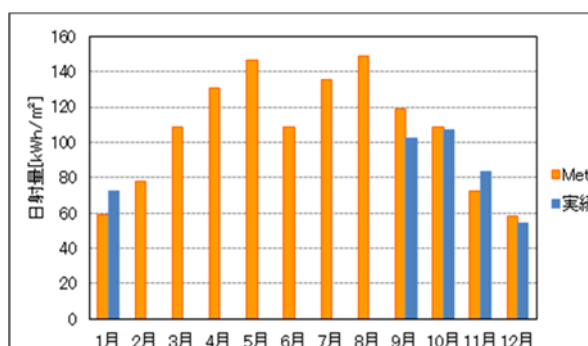
測定点：佐賀県、枝去木 (2007/1~2010/2)

佐賀県、唐津 (2010/3~2018/12)

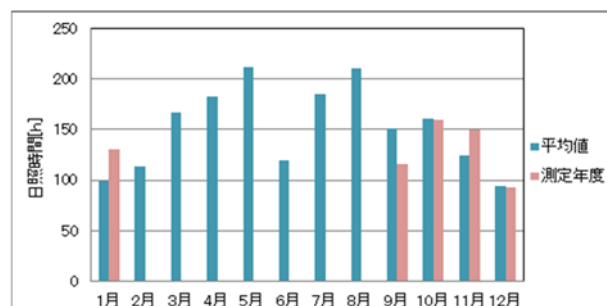
※気象庁が2010/3より測定点を変更したため測定点が複数あり。

表-2. 2 日射量および日照時間の比較 (表)

月	日射量[kWh/m <sup>2</sup> ]			日照時間[h]		
	MetPV	実測値	実測値 /MetPV	平均値	測定年度	2018年度/平均値
1	58.8	72.1	122.6%	99.1	130.4	131.6%
2	77.7	-		113.0	-	
3	109.0	-		166.6	-	
4	130.4	-		182.7	-	
5	146.7	-		211.5	-	
6	108.4	-		119.2	-	
7	135.2	-		185.6	-	
8	148.5	-		211.0	-	
9	119.2	102.5	86.0%	151.0	116.5	77.1%
10	108.6	107.4	98.8%	161.2	159.4	98.9%
11	72.6	83.6	115.2%	124.8	149.4	119.7%
12	57.9	54.4	93.9%	94.0	93.0	98.9%



日射量 (実績値とMETPV-11)



日照時間 (2018年度と平均値)

図-2. 13 日射量および日照時間の比較 (グラフ)

日射量の実測値/METPV-11の比率と日照時間の2018年度/平均値の比率の推移がほぼ一致しているため、予想発電量のシミュレーションの日射データとしてMETPV-11を

使用することは妥当であるとする。

## 2) 予想発電量のシミュレーション

予想発電量のシミュレーションは、「JIS C 8907 (2005) 太陽光発電システムの発電電力量推定方法」に基づき実施した。また、使用する日射データは上述の通りNEDOが公開している「年間時別日射量データベース (METPV-11)」を使用する。

シミュレーションを行う上で採用した太陽光パネルの仕様を表-2.3に示す。

表-2.3 太陽光パネルの仕様

メーカー	型式	公称最大出力※
シャープ	NU-300MC	300W/枚

※ JIS C 8990:2004 に基づく AM1.5、放射照度 1,000W/m<sup>2</sup>、モジュール温度 25℃ で測定した代表的な値である。

次に、パワーコンディショナー (以下PCSと称する) の仕様を表-2.4に示す。

表-2.4 PCSの仕様

メーカー	型式	定格容量	力率※	出力容量
日立製作所	HIVER-NP203	330kVA	100%	300kW

※ 一定力率で運転することにより系統電圧を適正に維持する。力率の値は電力会社殿御指示値に従う。

太陽光パネルの設置角度を0°とし、表-2.5に示すシミュレーションパラメータにて計算を行った。

表-2.5 シミュレーションパラメータ

項目	パラメータ
太陽電池容量	300kW
PCS容量	300kW
設置方位、角度	水平 (0°)
試算地点	佐賀県、枝去木

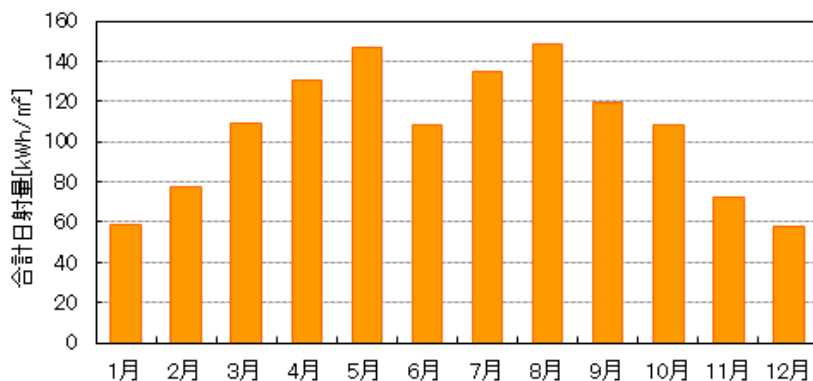
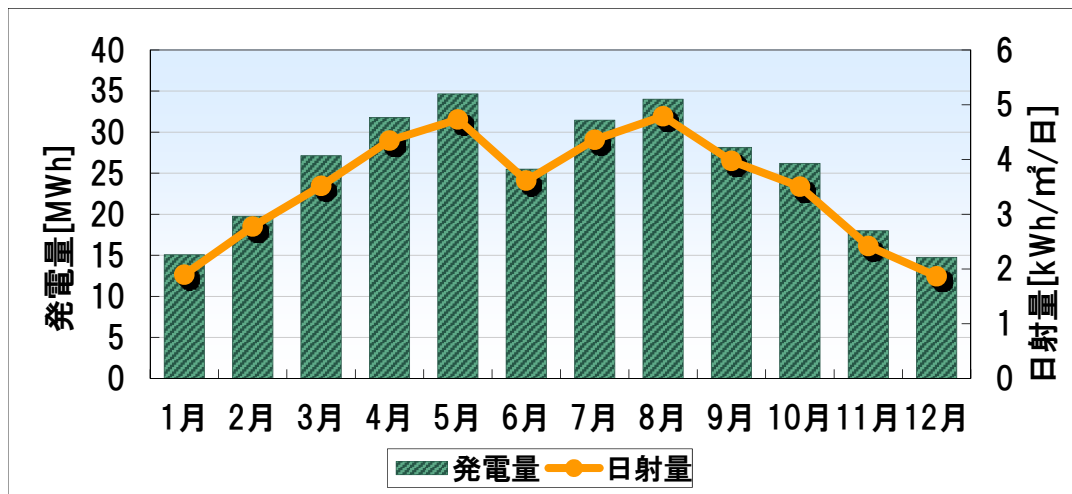


図-2.14 佐賀県枝去木の日射量 (NEDO)

シミュレーションの結果、年間の予想発電量は、264.78MWhとなった。



<b>年間総発電量</b>	<b>年間平均発電量</b>	<b>電気料金</b>	<b>CO<sub>2</sub>削減量</b>
264.78 [MWh]	0.8 [MWh/日]	300 [万円/年]	128 [CO <sub>2</sub> -t/年]

図-2.15 シミュレーション結果

5. 最適な太陽光発電設備に係る仕様、施工方法、単線結線図、モジュール毎の  
メリット・デメリット

1) 水処理棟屋上設置の場合

(1) 太陽電池の設置方法

水処理棟の屋上の防水構造を図-2. 16に示す。本構造は「アスファルト防水+抑えコンクリート」方式であり、防水層が抑えコンクリートの下にあることが特徴である。本構造における太陽電池の設置方法として、2種類の工法を検討した。図-2. 17に上記①、②設置工法の図を示す。

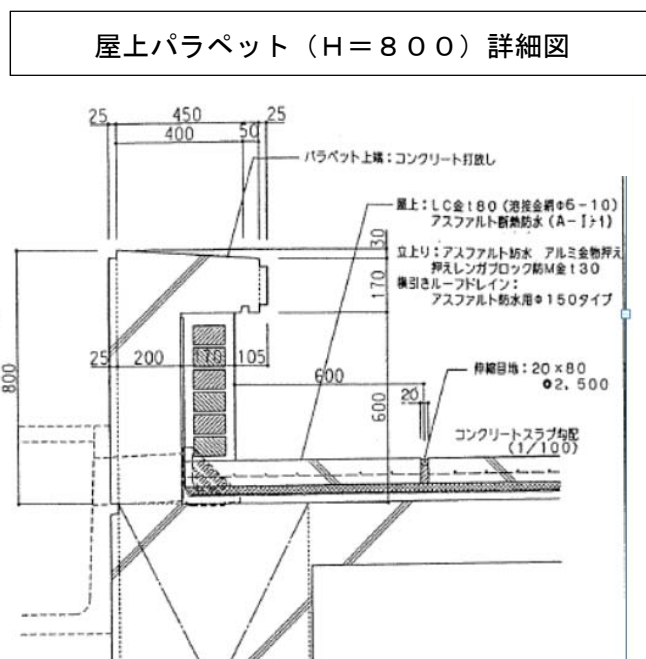


図-2. 16 水処理棟の屋上の防水構造

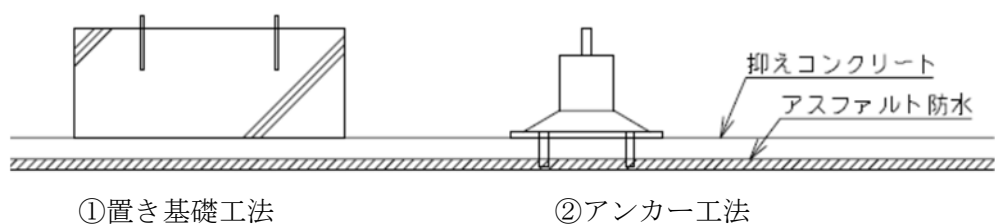


図-2. 17 太陽電池の設置工法

①置き基礎工法

本工法のメリットは、基礎部分をコンクリート等の材質とし、直接屋上に置くことで防水層に傷をつけることなく設置可能なことである。デメリットは重量が大きいため屋根の積載荷重が不足する場合があることである。

本工法にて単位面積の荷重を計算した結果、約95kg/m<sup>2</sup>となった。2項で確認した通り、水処理棟の屋上には土を入れた場合でも130kg/m<sup>2</sup>の積載荷重があるため、本工法



で十分設置可能であり、今回は本工法を選定する。

## ②アンカー工法

本工法のメリットは、基礎部を作らず屋根面に直接アンカーにて固定することで積載荷重が少ない屋根でも設置可能なことである。デメリットは屋根面にアンカーにて防水構造に穴を開けるため、止水処理が難しいことである。

今回の防水構造の屋根の場合、防水層が抑えコンクリートの下にあり見えないため、アンカーを打つ際に防水層に傷をつける恐れがあること、また、防水層の修復と合わせて施工実施する場合は多大な費用が掛かることから、今回は選定しない。

## (2) 太陽電池架台

置き基礎工法にて検討した架台を図-2.18に示す。太陽光パネルの設置角度は $0^{\circ}$ とした。架台1基当たり20段×8列(=160枚:容量50.4kW)となる。必要容量300kWとするには6基設置する必要がある。

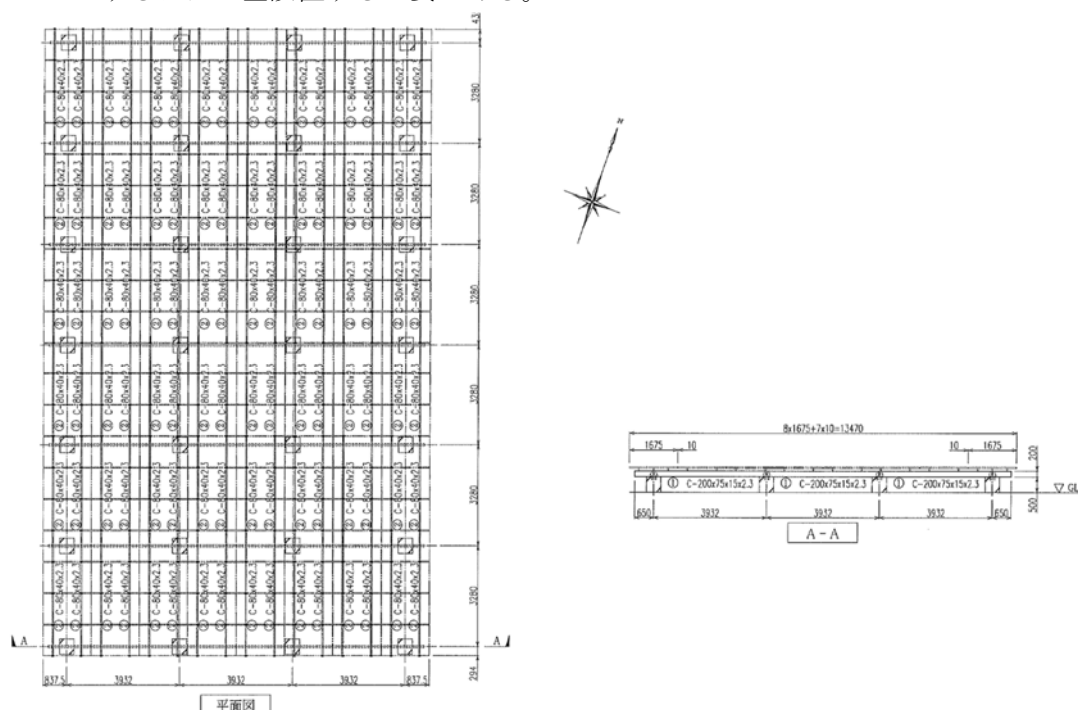


図-2.18 太陽電池架台(案)

図-2.19に本太陽電池架台の配置図(案)を示す。なお、太陽電池容量300kW分と最大設置パターンの2種類について検討した。下記より最大で16基の架台を設置可能であり、その際の太陽電池容量は806.4kWである。

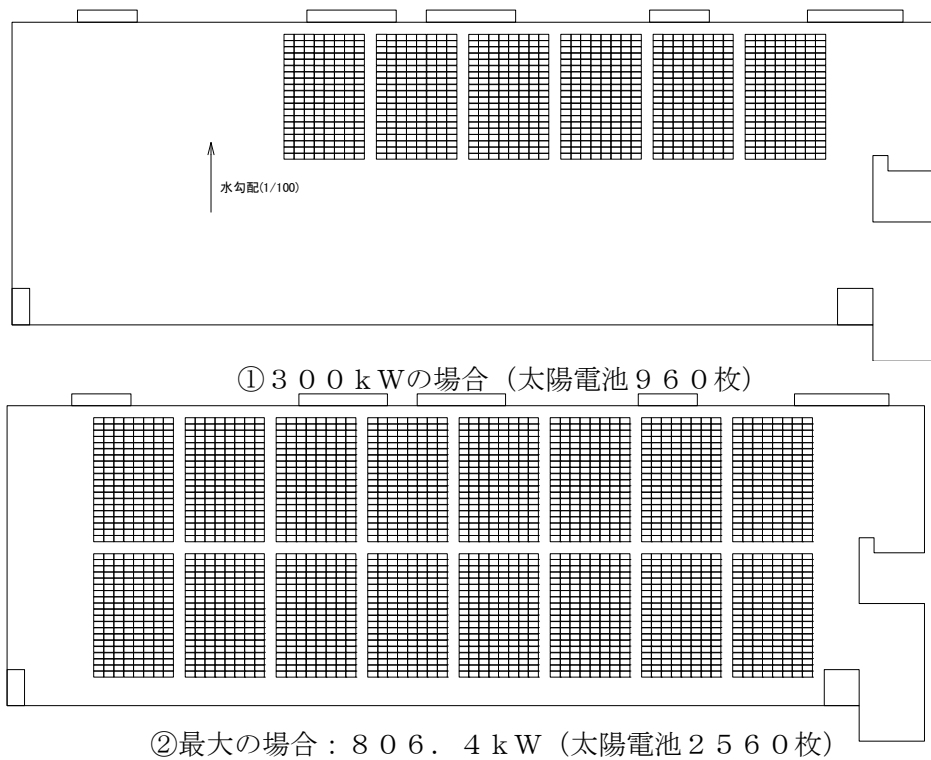


図-2.19 太陽電池架台配置図 (案)

(3) 単線結線図

単線結線図を作成するにあたり、今回の太陽光発電設備の仕様を表-2.6にまとめた。

表-2.6 太陽光発電設備仕様

項目	仕様	備考
太陽電池容量	302.4 kW	
太陽電池仕様	315W/枚 960枚	16直列×60並列
パワーコンディショナ (PCS)	50 kW/台 6台	屋外設置
交流側電源仕様	3W3Φ 440V 60Hz	SS-2にて接続

太陽電池モジュール16枚を直列に接続した太陽電池ストリングを50kWのPCS6台に10ずつ並列に接続する。PCSからのAC出力(3W3Φ 440V 60Hz)は交流集電盤で集約される。さらに既設水処理棟電気室[SS-2]内400V動力変圧器2次盤(35)に接続され、構内変圧器を通して高圧連系(3W3Φ 6600V 60Hz)する。

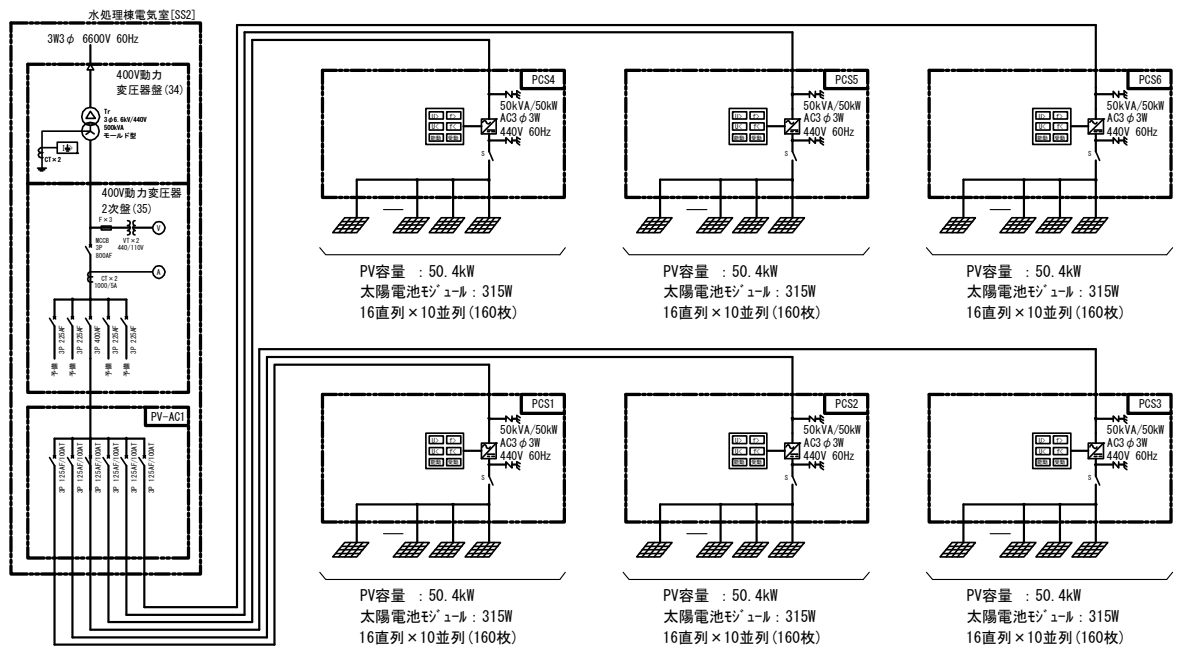


図-2. 20 単線結線図

## 2) 地上設置の場合

### (1) 太陽電池の設置方法

屋上設置を採用できない場合は地上設置となるが、2種類の工法を検討した。

#### ①コンクリート基礎工法

本工法のメリットは、基礎部分をコンクリート等の材質とすることで地面の状況に関わらず設置が可能であり、また軟弱地盤に対しても地盤改良等にて対応が可能なことである。

デメリットは工期がかかることと、費用が高いことである。

#### ②杭基礎工法

本工法のメリットは、地面に打つ杭を基礎とすることで、工期が短かつ費用が抑えられることである。デメリットは軟弱地盤であると対応が困難であることである。杭基礎にて施工するためには、地盤の強さを表す「N値」が10以上必要となる。現状太陽電池設置予定箇所の地盤調査を実施していないため設置可否判断できないが、N値が10以上あれば本工法を採用する。

### (2) 太陽電池架台

太陽電池架台に関しては、上記(1)項の①②どちらの基礎に対しても対応可能な架台を検討図-2. 21に示す。太陽光パネルの設置角度は $10^\circ$ とした。

架台1基当たり6段×7列(=42枚:容量12.6kW)となる。必要容量300kWとするには24基設置する必要がある。

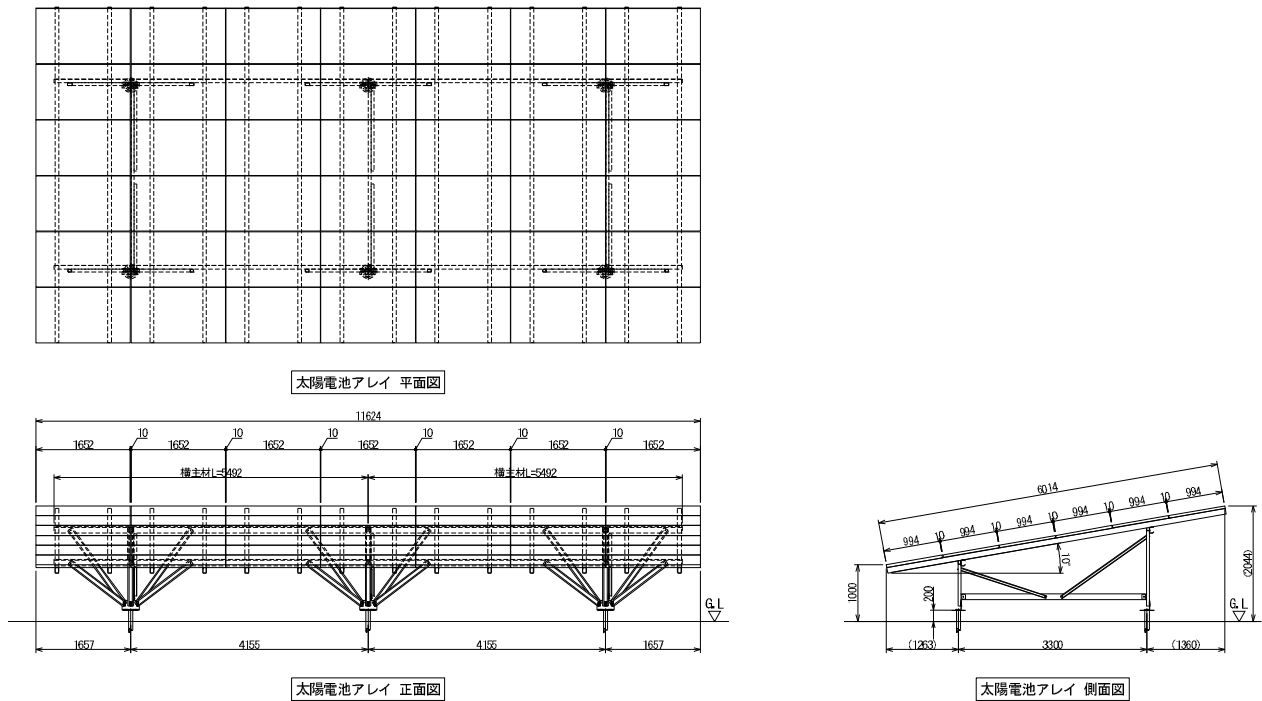


図-2.21 太陽電池架台 (案)

(3) 単線結線図

単線結線図を作成するにあたり、今回の太陽光発電設備の仕様を表-2.7にまとめた。

表-2.7 太陽光発電設備仕様

項目	仕様	備考
太陽電池容量	302.4kW	
太陽電池仕様	300W/枚 1008枚	14直列×72並列
パワーコンディショナ (PCS)	300kW 1台	屋内設置
交流側電源仕様	3W3Φ 440V 60Hz	SS-2にて接続

太陽電池モジュール14枚を直列に接続した太陽電池ストリングを接続箱6台に12ずつ並列に接続する。さらに直流集電盤にて集約しPCSに接続する。PCSからのAC出力(3W3Φ 440V 60Hz)は既設水処理棟電気室[SS-2]内400V動力変圧器2次盤(35)に接続され、構内変圧器を通して高圧連系(3W3Φ 6600V 60Hz)する。

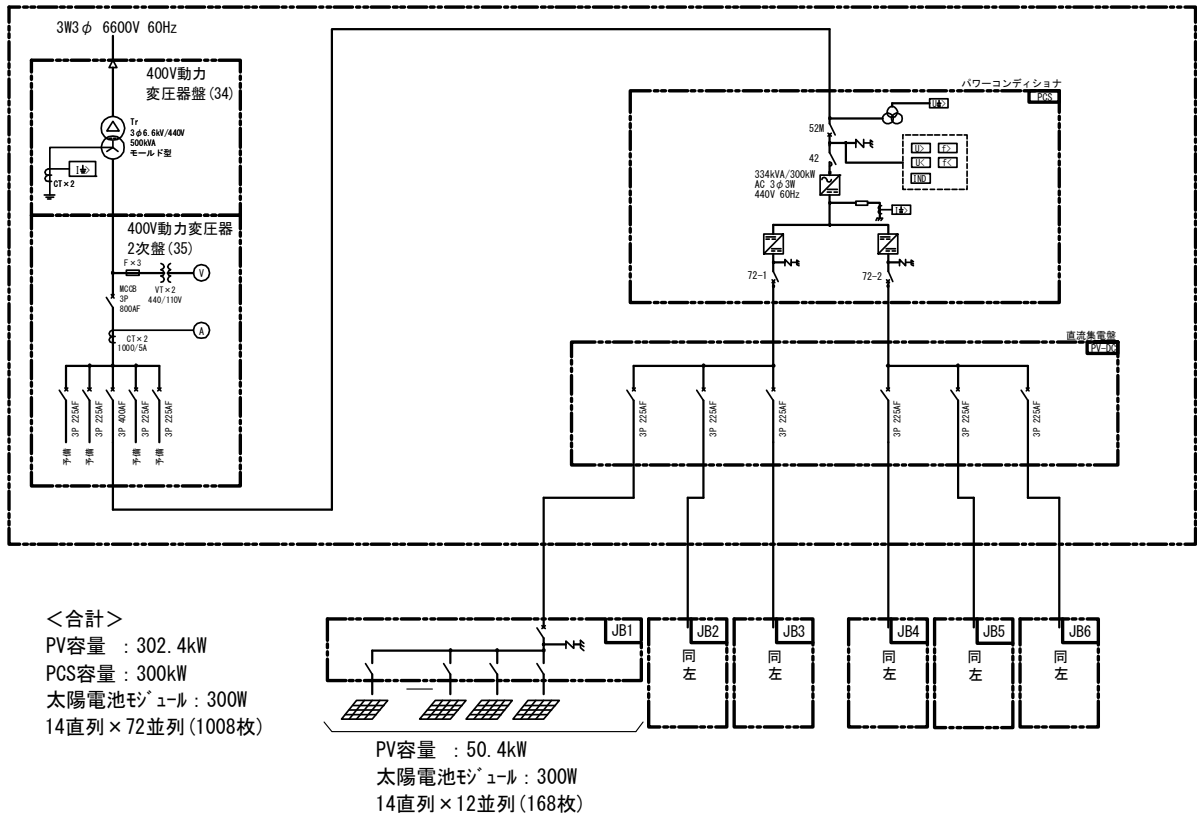


図-2. 22 単線結線図

### 3) モジュール毎のメリット・デメリット

#### ①単結晶シリコン型

シリコンの原子が規則正しく配列した構造が特徴で、製品の歴史が長く、豊富な実績を持っている。メリットは変換効率が高いことである。デメリットは若干価格が高いことである。しかし、近年材料価格の下落もあり、価格も多結晶シリコン型に近づきつつある。

#### ②多結晶シリコン型

単結晶シリコンが多数集まってできている構造が特徴で、製造が容易である。メリットは価格が安いことである。デメリットは変換効率が単結晶シリコン型に比べ若干低いことである。

#### ③薄膜シリコン型・アモルファスシリコン型

シリコン原子が不規則に集まった構造が特徴で、薄くても発電できる。メリットは薄く作れるため、材料の大幅な削減が可能で、ガラス・フィルム基板上に製造が可能である。デメリットは変換効率が低いことである。

#### ④化合物型・C I S系

銅 (C u) インジウム (I n) セレン (S e) の三つの元素を主成分とすることが特徴で、シリコンを使用しない。メリットは高温時、影でも発電量が落ちにくいことである。デメリットは結晶系シリコン型と比べて変換効率が若干低いことである。

#### ⑤化合物型・G a A s系

ガリウム (G a) とヒ素 (A s) の二つの元素を主成分とすることが特徴で、シリコンを使用しない。メリットは変換効率が非常に高いことである。デメリットは非常に高価で一般には

普及していないことである。(主に宇宙用として使用される)

上記①～⑤より今回は①単結晶シリコン型を選定した。理由は、設置スペースが限られており有効に使用するため変換効率が高いからである。本項についてまとめたものを表-2.8に示す。

表-2.8 モジュール毎のメリット・デメリット

No	分類	種類	特徴	変換効率	コスト	結果
①	シリコン	単結晶	変換効率が高い 豊富な使用実績がある	◎ 16～22%	○	◎
②		多結晶	変換効率は単結晶より低い 安価	○ 15～20%	◎	○
③		薄膜型 アモルファス	材料の大幅な削減が可 フレキシブルなものを製造可	△ 7～12%	△	△
④	化合物	CIS系	高温、影でも発電量が 落ちにくい	○ 15～18%	△	△
⑤		GaAs系	変換効率が非常に高い 高価(宇宙用)	◎ 25%以上	×	×



## 6. 設置後の維持管理の検討

今回の太陽光発電設備の容量は300kWであるため、電気事業法上「自家用電気工作物」に該当する。この場合、維持管理については以下の義務が生じることとなる。

- (1) 電気工作物の工事、維持及び運用に関する保安を確保するため、保安規程を定めて届け出る義務。
- (2) 電気工作物の工事、維持及び運用に関する保安の監督をさせるために、電気主任技術者を選任して届け出る義務。

(その太陽電池発電設備が高圧以下で連系する出力2,000kW未満の場合は、経済産業大臣又は産業保安監督部長の承認を得て電気主任技術者の業務を外部に委託することもできる。)

電気事業法上は①保安規程の届出、②電気主任技術者の選任が必要であり、それぞれ以下に検討を行った。

### 1) 保安規程

事業用電気工作物は電気工作物の維持及び運用に関する保安を確保するため、保安規程を定めて届け出る義務がある。今回の設備は唐津市浄水センターに増設する形となるため、既設電気設備の保安規定に対し、太陽光発電設備の定期点検の項目を追加して届出することになる。

太陽光発電協会発行の「太陽光発電システム保守点検ガイドライン(2016年12月28日制定)」内の附属書Bに保安規程に記載する定期点検項目の例が記載されており、本項目を保安規程に追記することが必要と考える。

表-2.9 定期点検例(保安規程記載例)

#### ①日常巡視点検

項目	頻度	点検方法	点検箇所、ねらい
太陽電池アレイ	1週間	目視	外部の損傷、きれつ、ゆるみ、汚損、 発せい(錆)
			接地線接続部
			その他必要事項
接続箱	1週間	目視	外部の損傷、きれつ、ゆるみ、汚損、
		聴覚	接地線接続部
		臭覚	その他必要事項
パワーコンディショナ	1週間	目視	外部の損傷、きれつ、ゆるみ、汚損、
		聴覚	過熱、発せい(錆)
		臭覚	計器の異常、表示札表示などの異常
		接地線接続部	
			その他必要事項

②定期巡視点検

項目	頻度	点検方法	点検箇所、ねらい
太陽電池アレイ	6ヶ月	目視	外部の損傷、きれつ、ゆるみ、汚損、 発せい（錆）
			接地線接続部
			その他必要事項
接続箱	6ヶ月	目視 聴覚 臭覚	外部の損傷、きれつ、ゆるみ、汚損、
			接地線接続部
			その他必要事項
パワーコンディショナ	6ヶ月	目視 聴覚 臭覚	外部の損傷、きれつ、ゆるみ、汚損、
			過熱、発せい（錆）
			計器の異常、表示札表示などの異常
			接地線接続部
			その他必要事項

③精密点検

項目	頻度	点検方法	点検箇所、ねらい
太陽電池アレイ	6ヶ月	目視	外部の損傷、きれつ、ゆるみ、汚損、 発せい（錆）
			接地線接続部
			絶縁抵抗測定
			接地抵抗測定
			その他必要事項
接続箱	6ヶ月	目視 聴覚 臭覚	外部の損傷、きれつ、ゆるみ、汚損、
			接地線接続部
			絶縁抵抗測定
			接地抵抗測定
			その他必要事項
パワーコンディショナ	6ヶ月	目視 聴覚 臭覚	外部の損傷、きれつ、ゆるみ、汚損、
			過熱、発せい（錆）
			計器の異常、表示札表示などの異常
			接地線接続部
			絶縁抵抗測定
			接地抵抗測定
			系統連系保護
			装置の特性試験
			単独運転機能確認
その他必要事項			

## 2) 電気主任技術者

電気工作物は電気主任技術者を選任して届け出る義務があるが、今回の設備は唐津市浄水センターに増設する形となるため、当該設備の現状の電気主任技術者が合わせて管理することとなる。

保安規程を定めたり定期点検項目を決定したりする権限は電気主任技術者にあるため、太陽光発電設備を導入する際はよく相談し、保安規定の内容に齟齬の無いようにする必要がある。

## 3) 法令以外の維持管理

法令以外の維持管理としては、パワーコンディショナ等の機器の定期部品交換がある。メーカーによって内容が変わってくるが、あるメーカーの一例を下記に示す。

表-2. 10 定期交換部品例

項目	交換部品	交換周期
パワーコンディショナ	冷却ファン	10年
	ヒューズ	10年
	電解コンデンサ	10年
	フィルタコンデンサ	10年
	液晶表示器	10年
	故障メモリバックアップ用電池	5年
	継電器類 (リレー類)	10年
	制御電源ユニット/制御電源回路 (プリント基板)	10年

### 第3章 全体デザイン構築に係るコストシミュレーション等の調査

#### 1. エネルギー設備導入による中長期的なコストシミュレーション

年度ごとに導入予定のエネルギー設備についてメンテナンスコストを算出した。事業を2018年度に開始してから、導入されていく設備は、下記と仮定し、従来県外専門業者へ依頼した場合と、地元業者へ依頼した場合とを比較検討した。

- ① 2018年度導入設備
  - 1) 消化ガス(下水バイオガス)エンジン発電装置 25kW×4台
- ② 2019年度導入予定設備
  - 1) 太陽光発電設備(200kW)
  - 2) EMS
- ③ 2020年度導入予定設備
  - 1) 熱利用設備
  - 2) 近隣需要家を接続する自営線
  - 3) 系統連系逆流防止盤
- ④ 2021年度導入予定設備
  - 1) 消化ガス(下水バイオガス)エンジン発電装置の増設
  - 2) 蓄電池システム

上記計画に対応して導入する各設備、機器のメンテナンス項目および周期を表-3.1に示す。

表-3.1 各機器に対するメンテナンス項目および周期

No.	保全項目		員数	周期
1	蓄電池設備	蓄電池点検	1式	1年
		系統安定化装置点検(PCS)	1式	3年
2	逆流防止盤	普通点検(設計費含む)	1式	1年
		部品交換[タイマー]	1式	7年
		部品交換[V T、制御ヒューズ]	1式	10年
3	VCB	部品交換[系統連系保護継電器、CT、V T等タイマー]	1式	15年
		普通点検	6台	6年
		細密点検	6台	12年
4	太陽光発電設備	普通点検	1式	1年
		細密点検(PCS)	1式	年
5	自営線	普通点検	1式	1年

これらの設備のメンテナンス業務を、佐賀県外のメンテナンス専門業者やメーカーに依頼した場合と、地元の業者、例えば保安協会などに依頼した場合の2ケースについてメンテナンス費用の試算を行った。尚、金額については、専門業者などからのヒアリングを基に算出した概算値である。

1) 県外専門業者に依頼した場合(単位：千円)

各機器のメンテナンス業務を県外の専門業者やメーカーに依頼した場合のメンテナンス費用の試算結果を表-3.2に示す。

表-3.2 県外専門業者に依頼した場合のメンテナンス費用

No.	保全項目	1年目	2年目	3年目	4年目	5年目	6年目	7年目	8年目
1	消化ガス発電設備	3,720	3,720	3,720	3,720	3,720	3,720	3,720	3,720
2	昇圧変圧器盤	1,300	1,300	2,100	1,300	1,300	2,100	1,370	1,300
3	太陽光発電設備		570	570	570	570	1,880	570	570
4	熱利用			570	570	570	570	570	570
5	逆潮流防止盤			2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500
6	V C B (逆潮流防止盤)					1,200			1,200
7	自営線			570	570	570	570	870	570
8	蓄電池設備				570	570	2,570	570	570
9	諸経費	195	281	947	912	1,092	1,529	968	1,092
	年度費用合計	5,215	5,871	10,977	10,712	12,092	15,439	11,138	12,092

No.	保全項目	9年目	10年目	11年目	12年目	13年目	14年目	15年目	合計
1	消化ガス発電設備	3,720	3,720	3,720	3,720	3,720	3,720	3,720	55,800
2	昇圧変圧器盤	1,300	1,330	1,300	2,300	1,300	1,370	3,300	24,270
3	太陽光発電設備	570	570	5,330	570	570	570	570	14,050
4	熱利用	570	570	570	570	570	570	570	7,410
5	逆潮流防止盤	2,570	2,500	2,500	2,530	2,500	2,500	2,500	32,600
6	V C B (逆潮流防止盤)						2,400		4,800
7	自営線	570	570	570	870	570	570	570	8,010
8	蓄電池設備	3,170	570	570	6,370	570	570	3,170	19,840
9	諸経費	1,313	917	1,626	1,982	912	1,283	1,602	16,647
	年度費用合計	13,783	10,747	16,186	18,912	10,712	13,553	16,002	183,427

2) 地元業者に依頼した場合(単位：千円)

メンテナンス業務を地元業者、例えば保安協会などに依頼した場合のメンテナンス費用の試算結果を下表に示す。

表-3.3 地元業者に依頼した場合のメンテナンス費用

No.	保全項目	1年目	2年目	3年目	4年目	5年目	6年目	7年目	8年目
1	消化ガス発電設備	3,720	3,720	3,720	3,720	3,720	3,720	3,720	3,720
2	昇圧変圧器盤	500	500	1,000	500	500	1,000	570	500
3	太陽光発電設備		200	200	200	200	1,510	200	200

4	熱利用			200	200	200	200	200	200
5	逆潮流防止盤			800	800	800	800	800	800
6	V C B (逆潮流防止盤)					1,200			1,200
7	自営線			200	200	200	200	500	200
8	蓄電池設備				200	200	2,200	200	200
9	諸経費	0	0	75	0	180	572	56	180
年度費用合計		4,220	4,420	6,195	5,820	7,200	10,202	6,246	7,200

No.	保全項目	9年目	10年目	11年目	12年目	13年目	14年目	15年目	合計
1	消化ガス発電設備	3,720	3,720	3,720	3,720	3,720	3,720	3,720	55,800
2	昇圧変圧器盤	500	530	500	1,500	500	570	2,500	11,670
3	太陽光発電設備	200	200	4,960	200	200	200	200	8,870
4	熱利用	200	200	200	200	200	200	200	2,600
5	逆潮流防止盤	870	800	800	830	800	800	800	10,500
6	V C B (逆潮流防止盤)						2,400		4,800
7	自営線	200	200	200	500	200	200	200	3,200
8	蓄電池設備	2,800	200	200	6,000	200	200	2,800	15,400
9	諸経費	401	5	714	1,070	0	371	690	4,311
年度費用合計		8,891	5,855	11,294	14,020	5,820	8,661	11,110	117,151

試算の結果、県外の専門業者にメンテナンス業務を委託した場合、唐津市までの派遣費等が重なり、高くなってしまいます。地元業者に依頼した場合、15年間合計で6,628万円、1年間平均で442万円安くすることができる。

次項にて、保守点検業務を行う企業を創出してメンテナンス業務を実施する方法や、地域エネルギー会社を創出し、エネルギー供給事業とメンテナンス業務を組み合わせた事業性を評価する。また、今後、メンテナンス業務を委託できる地元業者の選定なども行っていく。



## 2. 浄水センターエリア内設備のメンテナンスを行う企業創設の可能性調査

本調査では、浄水センターエリア内に導入した再エネ設備のメンテナンスを一手に担う新規企業の創設について、地域エネルギー会社との連携を考慮しながら検討する。

### 1) 検討の考え方

浄水センターエリア内に導入する再エネ設備のメンテナンスを新会社が担う意義として、①新会社設立による地域雇用の創出と地域経済活性化への貢献や、②地域エネルギー事業とメンテナンス事業の連携による相乗効果が挙げられる。

本検討では、唐津市が新しく導入を予定している再エネ関連設備のメンテナンス事業を、地域の新会社へ発注する場合と、従来通りの業者へ発注する場合とを比較して、唐津市としてどれほどメリットがあるかの観点で評価する。メンテナンスの充実性と市としてのメリットをバランスさせるポイントを模索するという考え方を基に、検討を進めていく。

図-3. 1に、本調査の検討ステップを示す。まず、メンテナンス対象設備毎の事業特性の整理を行い事業評価の方針を検討した上で、必要データの収集を行い、事業性や地域波及効果を取りまとめる。本稿では、STEP1の検討内容について示す。STEP2の事業性検討およびSTEP3の地域経済波及効果については、本章第3項で記載する。

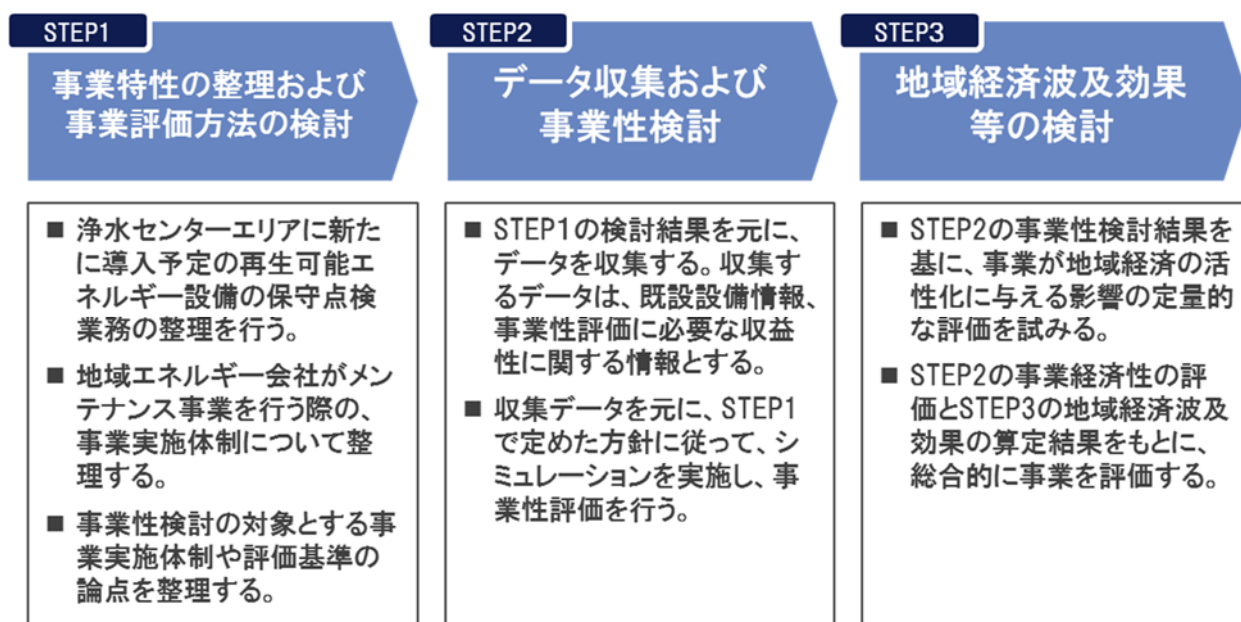


図-3. 1 検討ステップ

### 2) 導入設備の保守点検実施体制

浄水センターエリアに導入する消化ガス発電設備のメンテナンス業務に対する新会社(地域エネルギー会社)の関わり方を図-3. 2に整理する。同図に示すとおり、①従来体制、②新会社がガスエンジン以外のメンテナンスを受託する場合、③新会社が全て受託する場合の3つに大別できる。

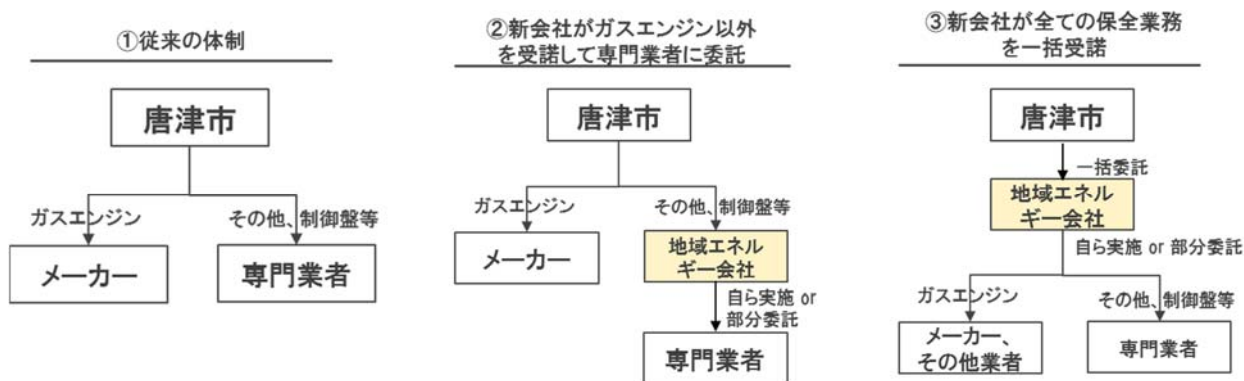


図-3. 2 浄水センターエリア導入設備のメンテナンス実施体制

②と③は、新会社が自前で実施する場合と、地域内の専門業者に委託して実施する場合も考えられるので、合計5つの委託パターンが考えられる。各メンテナンス体制のメリットとデメリット(課題)を、表-3. 4に示す。新会社がメンテナンス事業に携わることで、地域経済の活性化効果が期待できるが、専門技術者の継続雇用を行うための事業採算性の確保が必要となる。

表-3. 4 各メンテナンス体制のメリットとデメリット

体制	概要	メリット	デメリット/課題
①新会社なし (従来体制)	・地域エネルギー会社は関わらない。	・信頼性の高い専門業者によるフルメンテナンスの実施	・地域外への資金流出
②新会社あり (ガスエンジン以外を受託)	・ガスエンジン以外の制御盤等のメンテナンス業務を地域エネルギー会社が受託し、自社で実施(②-1)または専門業者へ発注(②-2)する。	・ガスエンジンの保全に比べて参入ハードルが低い。 ・自社実施または地場企業と組むことで <b>地域経済波及効果が期待できる</b> 。 ・地域の <b>他施設へ横展開</b> や、 <b>地域エネルギー会社の付帯事業との連携</b> が期待できる。	・新会社がメンテナンスする場合、 <b>技術者等の雇用</b> が必要である。(スキル・ノウハウの懸念) ・事業継続性を持たせるための <b>事業規模を確保</b> する必要がある。
③新会社あり (全設備を一括受託)	・地域エネルギー会社がメンテナンス業務を一括受託し、自社で実施(③-1)または専門業者へ発注(③-2)する。	・②と比べて大きな売上が見込める。 ・複数施設を <b>一括受託することで発注者側の入札対応負担の軽減</b> が見込める。 ・自社実施または地場企業と組むことで <b>地域経済波及効果が期待できる</b> 。 ・地域の <b>他施設へ横展開</b> や、 <b>地域エネルギー会社の付帯事業との連携</b> が期待できる。	・新会社がメンテナンスする場合、 <b>技術者等の雇用</b> が必要である。(スキル・ノウハウの懸念) ・事業継続性を持たせるための <b>事業規模を確保</b> する必要がある。 ・ <b>メーカー独自仕様の修理対応の難しさ</b> や、 <b>交換部品の調達コストが高くなる懸念</b> 。

### 3) メンテナンス事業の評価方針

導入予定の消化ガス発電設備のメンテナンス事業を評価するにあたり、唐津市側の収支および地域経済波及効果を合わせて検討する。評価方針を図-3. 3に示す。

従来事業者に依頼する場合は、遠隔モニタリングによる適切な設備稼働状況を把握できるものとして、20年間の運用が可能になるものとした。このような契約は、長期間、遠隔モニタリングサービスと保守対応をセットとした契約となっており、フルメンテナンス契約と呼ばれている。近年一般化しつつある契約形態であり、市場の60%近くはこうした長期メンテナンス契約が占めている<sup>17</sup>。新会社が実施する場合は、稼働期間は15年間となり、別途部品調達費も必要となるが、地域企業が運営

<sup>17</sup> 「ユーティリティシステムにおけるストックビジネスの現状と将来展望(2014)」 富士経済研究所

することにより、地域経済波及効果があるものとして捉えている。

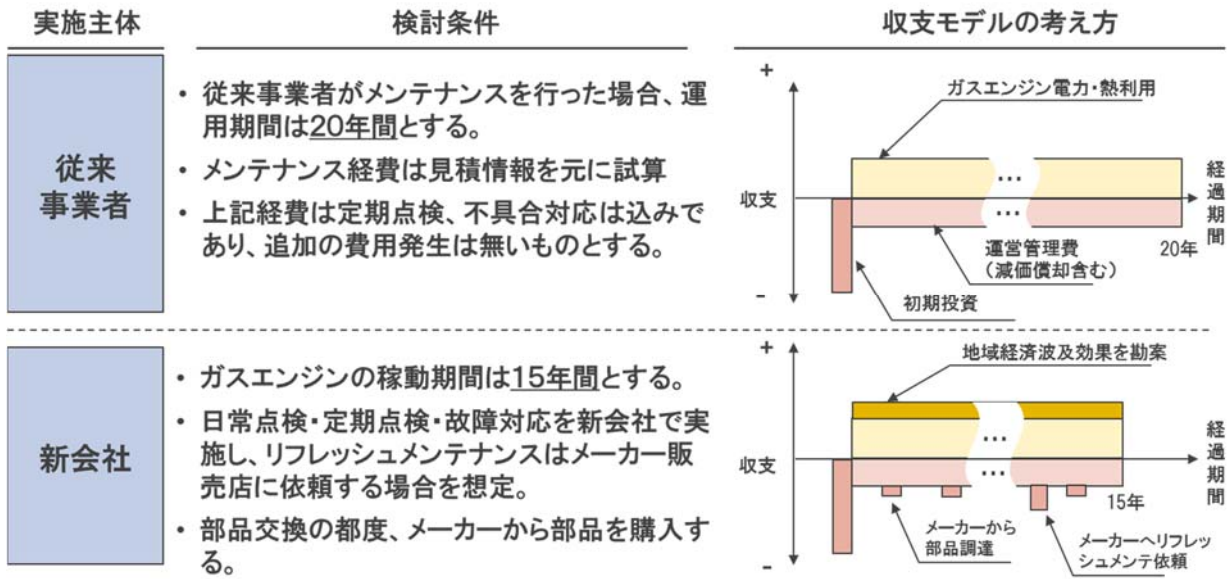


図-3. 3. 導入設備のメンテナンス事業の評価方針

#### 4) 各設備の点検項目の確認

地域の新会社による導入設備のメンテナンスが、技術的に実施可能かについて判断を行うために、各設備の点検項目について確認した。

##### ①消化ガス発電設備および付帯設備の点検項目

ガスエンジンおよびシロキサン除去装置の定期点検項目は図-3. 4のとおりである。エンジンの潤滑油や各種フィルタの交換、発電機の絶縁抵抗測定や各部品の点検・清掃は、高度な専門性が不要と考えられるが、エンジン部の点火プラグ交換やエンジン調整についてはメーカーの技師ではないと困難な可能性がある。

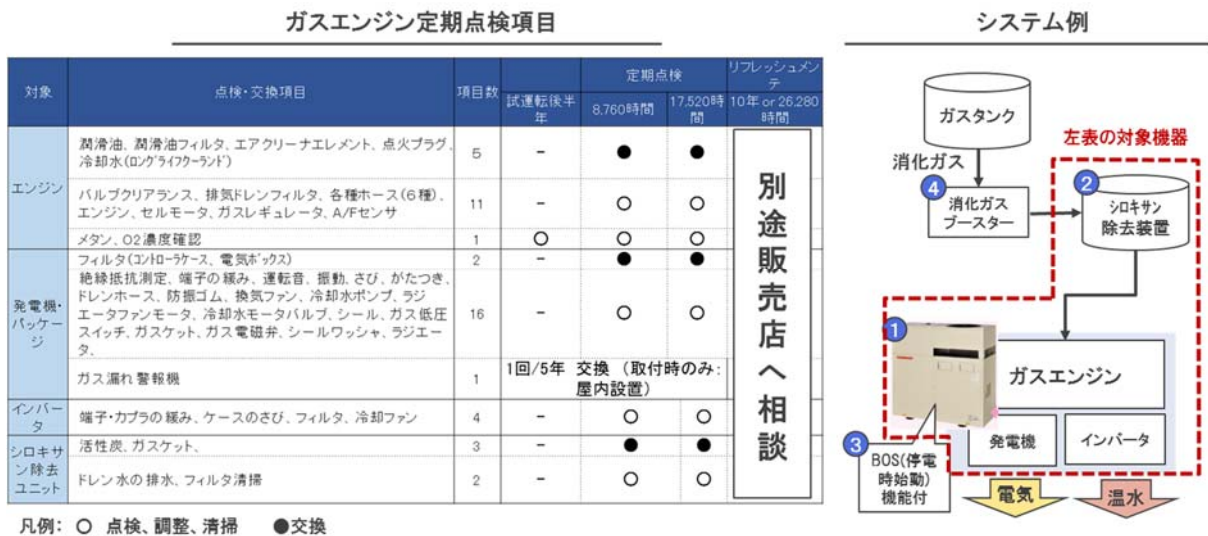


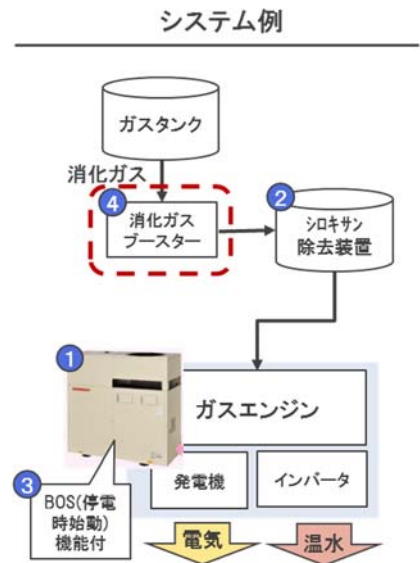
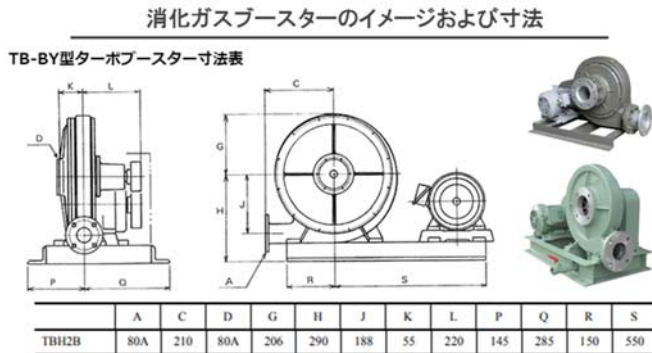
図-3. 4. 導入設備のメンテナンス項目 (ガスエンジン・シロキサン除去装置)



一般的なターボ式ブースターの点検項目は図－3. 5のとおりである。軸継手の寸法調整やベルト張力調整が主要項目であるが、メーカー以外の機械技師でも対応可能と考えられる。

**ブースター(ターボ式)の点検項目(例)**

No	対象	内容
1	ケーシング	ブースターケーシングの状態の確認
2	伝導部	Vベルトの張り、機軸間距離の確認・調整、交換
3	駆動部/軸受部	<ul style="list-style-type: none"> <li>軸受けの音響に注意しし磨耗状態の確認、交換。</li> <li>軸継手の継手位置、確度の確認・調整</li> <li>羽根車(インペラ)の清掃、振動確認、バランス調整</li> <li>オイルシール、Oリングの交換</li> </ul>
4	ガス漏洩	ガス検知器による確認
5	潤滑油	補給又は交換
6	水冷ジャケット	水漏れ、配管部の水垢によるつまりの確認



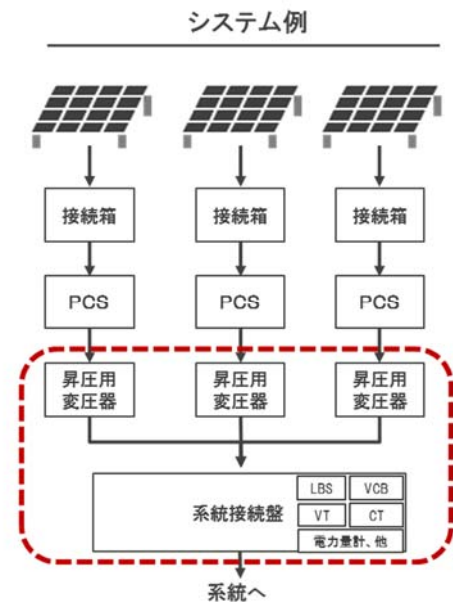
図－3. 5. 導入設備のメンテナンス項目 (消化ガスブースター) 18

②系統連系盤、昇圧変圧器盤、VCB、逆潮流防止盤の点検項目

系統連系盤、昇圧変圧器盤、VCB、逆潮流防止盤の点検項目は図－3. 6のとおりである。有資格の電気技師であれば対応可能であると考えられる。

**各設備の点検項目(例)**

No	対象	内容
1	系統連系盤 昇圧変圧器盤	<ul style="list-style-type: none"> <li>運転状況(電圧、電流、周波数、力率、周辺温度)の確認、音・振動・臭気の確認、修理、交換</li> <li>巻き線絶縁物の汚損の有無の確認、劣化の有無、絶縁抵抗の測定</li> <li>鉄心や送風ダクトの汚損、その他異常の有無</li> <li>電導部の締付箇所の異常の有無の確認</li> <li>巻線支持物(ボルト、ナット、スペーサ)のゆるみやずれの確認</li> <li>ダイヤル温度計などの保護装置の指示、動作確認。</li> </ul>
		部品交換 タイマー、VT、制御ヒューズ、系統連携保護継電器、CT、VT等タイマー
3	VCB (真空遮断器)	清掃、動作状態チェック、潤滑状態チェック、調整寸法測定、注油、絶縁抵抗測定
4		普通点検の項目および指定部分のグリースアップ、部品交換、真空度チェック



図－3. 6. 導入設備のメンテナンス項目 (系統連系盤、昇圧変圧器、VCB)

③太陽光発電設備の点検項目

18 ニシダ工業(株)HP、国土技術政策研究所公開情報を元に作成

太陽光発電設備の点検項目は図-3. 7のとおりである。太陽光発電設備についても、目視や測定点検であるため、有資格の電気技師であれば対応可能であると考えられる。

太陽光発電設備の点検項目					
No	対象設備	普通点検（1年）		精密点検（5年）	
		点検方法	点検内容	点検方法	点検内容
1	太陽電池アレイ	目視	外観点検	目視	外観点検
2			接地線接地部点検		測定
3		測定	絶縁抵抗測定	測定	
4			接地抵抗測定		接地抵抗測定
5	接続箱	目視	外観点検	目視	外観点検
6			接地線接地部点検		測定
7		測定	絶縁抵抗測定	測定	
8			接地抵抗測定		接地抵抗測定
9	低圧ケーブル	目視	外観点検	目視	外観点検
10		測定	絶縁抵抗測定	測定	絶縁抵抗測定
11	PCS	目視	外観点検	目視	外観点検
12		測定	絶縁抵抗測定	清掃	清掃及び補修
13			保護機能試験	測定	絶縁抵抗測定
14		交換			保護機能試験
15					I7コンタクト交換
16			メモリ-電池交換		
17			部品交換（10年）		

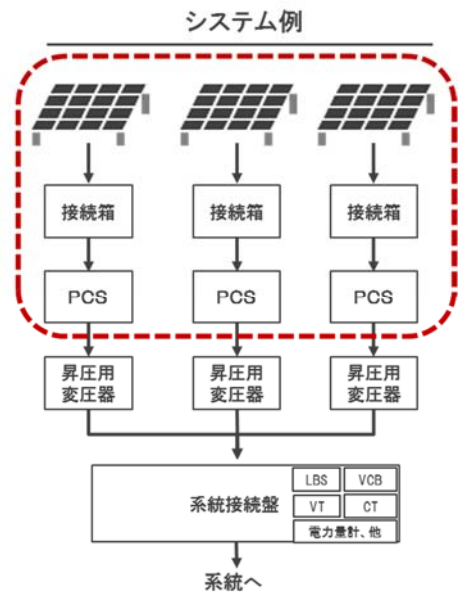


図-3. 7. 導入設備のメンテナンス項目（太陽光発電設備）

④ 自営線の点検項目

自営線（電力ケーブル）のメンテナンス項目は表-3. 5に示すとおりである。

表-3. 5 電力ケーブルのメンテナンス項目例<sup>19</sup>

No	点検種別	点検周期	点検項目	点検者
1	初期点検	竣工時	外観、シース絶縁抵抗、遮へい層抵抗、絶縁抵抗、耐電圧	ユーザー（施工者）
2	日常点検	1回/1~3ヶ月	外観、各相電圧チェック	ユーザー
3	定期点検	10年未満:1回/1-2年 10年以上:1回/1年	外観、シース絶縁抵抗、遮へい層抵抗、絶縁抵抗	ユーザー
4	精密診断（停電）	使用年数10年以上 水の影響のある場合:1-2年 水の影響のある場合:2-3年	外観、シース絶縁抵抗、遮へい層抵抗、絶縁抵抗、直流漏れ電流	専門家

地中電線路の保守管理要点

No	点検項目	点検周期	点検内容	点検者
5	マンホール内点検清掃	1回/3年	・躯体、ケーブル、付帯設備の外観点検 ・躯体清掃、補修	記載なし
6	洞道内点検清掃	1回/3年	同上	記載なし
7	洞道付帯設備点検	1回/年	・排水、照明、換気設備の細密点検（回路絶縁抵抗測定、機能点検、動作試験） ・浸水、火災警報装置の細密点検（絶縁抵抗測定、動作試験） ・消化装置の細密点検（動作試験、消化剤補充など）	記載なし

以上を踏まえて、新会社による浄水センターエリア導入設備のメンテナンス実施可能性について、

<sup>19</sup> （一社）日本電力ケーブル接続技術協会 検討資料、（公財）日本電気技術者協会 一 地中電線路（電力ケーブル）保守管理の要点（2007）を元で作成

表一3.6に整理した。浄水センター内に新設する設備のメンテナンス事業は消化ガス発電設備とその他設備に大別できる。消化ガス発電設備については、電気分野だけでなく、回転機械に詳しいエンジニアの雇用が必要となる。メーカー出身の技師や、メーカーが実施する研修を受講することで、精密なエンジン周りのメンテナンスも実施できるものと考えられる。その他の設備については、ガスエンジン設備ほど複雑なものではないと考えられるので、専門の電気技師を雇用すれば新会社で対応できる可能性が高い。

表一3.6 新会社のメンテナンス実施可能性

対象設備	員数	周期	各設備のメンテナンスに対する弊社見解
消化ガス 発電設備	4台 <small>ガスブロースター は1台</small>	1年	<ul style="list-style-type: none"> <li>メンテナンスを行うためには、電気技師だけでなく、回転機等に詳しい機械技師が必要。</li> <li>概ねの点検、交換項目はメーカーマニュアルに従えば、専門性を持つ技師を雇用すれば新会社で対応可能であると考えられる。しかし、エンジン部の点火プラグ交換やエンジン調整はメーカーではないと困難か。</li> </ul>
系統連系盤、 昇圧変圧器盤	4台	1年	
VCB(真空遮断機)	1台	<small>普通点検6年、 精密点検12年</small>	<ul style="list-style-type: none"> <li>メンテナンスを行うためには、電気技師の雇用が必要。(2名を想定)</li> <li>概ねの点検、交換項目はメーカーマニュアルに従えば、専門性を持つ技師を雇用すれば新会社で対応可能であると考えられる。</li> </ul>
太陽光発電設備	1式	<small>1年 PCSは5年</small>	
自営線	1式	1年	



### 3. 保守点検事業の事業性評価および地域経済活性化効果の検討

本項目では、図-3. 1で示した検討STEP2のメンテナンス事業の事業性検討および、地域経済波及効果の検討を行う。その上で、図-3. 3で示した考え方に基づいて、従来の事業者に委託する場合と、地域の新会社に委託する場合、どちらが唐津市にとってメリットがあるかについて検討を行う。図-3. 8に示す順に検討結果を記載する。

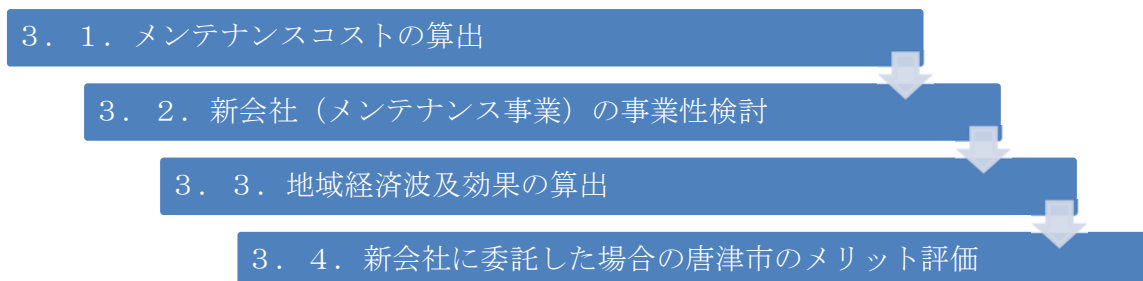


図-3. 8. 本項の構成

#### 1) メンテナンスコストの算出

##### ①検討のパターン

メンテナンスコストおよび事業性検討を行うにあたって、図-3. 9の3つの発注パターンを想定した。パターン①は、消化ガス発電設備は、メーカー推奨のフルメンテナンス契約を利用し、その他設備に対しては、新会社に委託するパターンである。パターン②は、消化ガス発電設備のスポット点検および定期点検はメーカー（もしくは従来業者）に委託し、日常点検およびその他設備を新会社に委託するパターン。パターン③は、消化ガス発電設備のメンテナンスも含め、全て新会社が担う場合である。

また、それぞれのパターンにおいて、メンテナンス事業の規模拡大のために、浄水センターエリア外で事業を実施した場合の検討を加えた。浄水センターエリア外において、ガスエンジンのメンテナンスのみを対象に事業展開した場合（A）、太陽光発電設備のみを対象に事業展開した場合（B）、両方を対象に事業展開した場合（C）の3パターンを検討した。

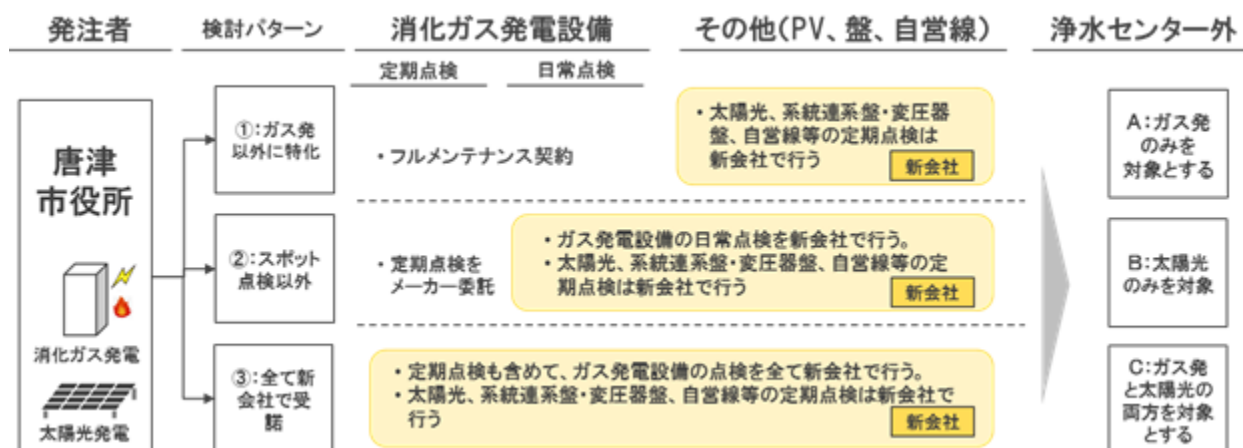


図-3. 9. メンテナンスコスト算出における検討パターン分け

## ②コストの設定条件

新会社のメンテナンスコストの設定条件について記載する。

### i. 消化ガスエンジンメンテナンス費用

新会社が消化ガスエンジンのメンテナンスを実施した場合のコストの算出について、以下の2とおりのアプローチで検討を行った。

- A) メーカー部品供給価格を元に積み上げ算出
- B) ガスエンジン設備を自前でメンテナンスしている企業のヒアリングに基づいて算出

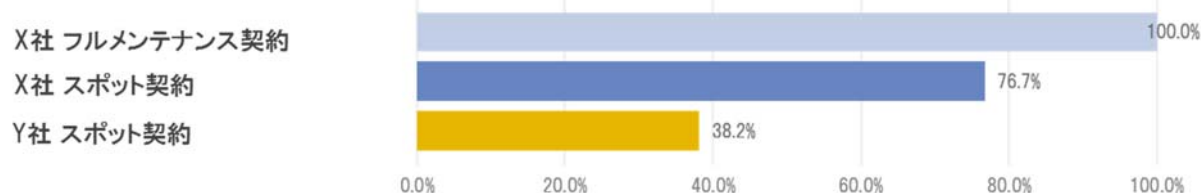
アプローチ A) では、検討を進めるうえで有意義な情報の取得が困難であったため、アプローチ B) に基づいて実施した検討結果について記す。

ヒアリングの実施対象は、ガスエンジンで駆動するガスヒートポンプ（GHP）を自前で運用している企業とした。本検討では、「GHPと同様に、消化ガス発電設備もメーカー関係者以外でもメンテナンス可能である。」ことと、「消化ガス発電設備のメンテナンスコスト構造が GHP と類似している。」ことを前提としている。GHP における、フルメンテナンス契約の場合とスポット点検の場合の発注費の違いを図－3. 10 に示す。

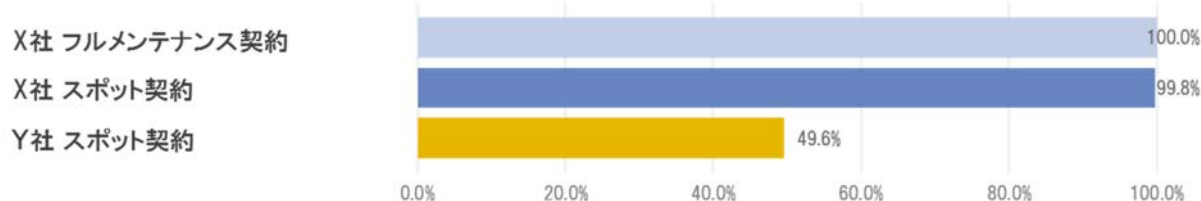
同図に示すとおり、フルメンテナンス契約とスポット契約を比較した場合、年数比較ではスポット契約の価格が 20%強安くなるが、年間 3000 時間の稼動を想定した場合は同等であった。また、会社によってスポット契約価格も大きく異なることが判明した。ヒアリングによると、保守業者 X と保守業者 Y 社では、同じスポット契約でも、フルメンテナンス契約の価格を 100%とした場合、年数比較で約 40%、時間比較で約 50%の価格差が生じた。

これを踏まえ、各パターンにおける、新会社に消化ガス発電設備のメンテナンスを委託した場合の唐津市の年間費用を表－3. 7 に示す。なお、図－3. 10 を踏まえ、新会社は従来企業のフルメンテナンス契約の 20%引きの価格でメンテナンスを実施するものとした。

#### ①:年数で比較した場合（GHP:13年間で計算。スポット点検は5年毎、3回実施と仮定）



#### ②:時間で比較した場合（GHP:年間3000時間稼動、10000時間ごとのスポット点検）



図－3. 10. 契約形態によるガスエンジン設備のメンテナンス費用の違い

表-3.7 各パターンにおける新会社へ支払うメンテナンス代金設定

千円：税抜き

パターン	従来業者へ支払う メンテナンス代金	新会社へ支払うメンテナンス代金			
		①ガ*スエンジン	②周辺機器 (シ*ク*ン除去装置等)	③合計 (②+③)	④割引後
①フルメンテナンス契約 (BASE CASE)	3,720	0	0	0	0
②スポット点検を従来企業に依頼	2,577	781	362	1,143	915
③全て新会社で対応	0	3,358	362	3,720	2,976

新会社が実施する際の割引率 20%

ii. その他設備のメンテナンス費用

新会社が消化ガスエンジン以外の設備（太陽光発電設備、系統連系盤等、自営線）のメンテナンスを実施した場合の唐津市の支払い費用は、表-3.3に示した、地元企業に依頼した場合の数値を用いて算出した。

③各パターンにおける唐津市のメンテナンスコスト算定結果

本設定における、唐津市の支払うメンテナンスコストの算定結果を表-3.8に示す。

表一3.8 各パターンにおける唐津市の支払うメンテナンス代金

対象設備	千円：税抜															
	Yr.1	Yr.2	Yr.3	Yr.4	Yr.5	Yr.6	Yr.7	Yr.8	Yr.9	Yr.10	Yr.11	Yr.12	Yr.13	Yr.14	Yr.15	合計
①消化ガス発電設備のフルメンテナンス契約																
消化ガス発電設備	3,720	3,720	3,720	3,720	3,720	3,720	3,720	3,720	3,720	3,720	3,720	3,720	3,720	3,720	3,720	55,800
系統連携盤、昇圧変圧器盤	500	500	1,300	1,300	1,300	1,300	1,370	1,300	1,370	1,330	1,300	1,330	1,300	1,370	3,300	20,170
VCB(高圧真空遮断器)	0	0	500	0	1,200	500	0	1,200	0	0	0	1,000	0	2,400	0	6,800
太陽光発電設備	0	200	200	200	200	1,510	200	200	200	200	4,960	200	200	200	200	8,870
熱利用	0	0	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	2,600
自営線	0	0	200	200	200	200	500	200	200	200	200	500	200	200	200	3,200
蓄電池設備	0	0	0	200	200	2,200	200	200	2,800	200	200	6,000	200	200	2,800	15,400
諸経費	75	105	360	315	495	887	371	495	716	320	1,029	1,385	315	686	1,005	8,556
	575	805	2,760	2,415	3,795	6,797	2,841	3,795	5,486	2,450	7,889	10,615	2,415	5,256	7,705	121,396
②消火ガス発電設備のスポット点検を従来企業に依頼																
対象設備	Yr.1	Yr.2	Yr.3	Yr.4	Yr.5	Yr.6	Yr.7	Yr.8	Yr.9	Yr.10	Yr.11	Yr.12	Yr.13	Yr.14	Yr.15	合計
千円：税抜																
消化ガス発電設備	915	915	915	915	12,883	915	915	915	915	12,883	915	915	915	915	12,883	49,625
系統連携盤、昇圧変圧器盤	500	500	1,300	1,300	1,300	1,300	1,370	1,300	1,370	1,330	1,300	1,330	1,300	1,370	3,300	20,170
VCB(高圧真空遮断器)	0	0	500	0	1,200	500	0	1,200	0	0	0	1,000	0	2,400	0	6,800
太陽光発電設備	0	200	200	200	200	1,510	200	200	200	200	4,960	200	200	200	200	8,870
熱利用	0	0	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	2,600
自営線	0	0	200	200	200	200	500	200	200	200	200	500	200	200	200	3,200
蓄電池設備	0	0	0	200	200	2,200	200	200	2,800	200	200	6,000	200	200	2,800	15,400
諸経費	75	105	360	315	495	887	371	495	716	320	1,029	1,385	315	686	1,005	8,556
	1,490	1,720	3,675	3,330	16,678	7,711	3,755	4,710	6,400	15,332	8,804	11,529	3,330	6,170	20,588	115,221
③全て新会社で対応																
対象設備	Yr.1	Yr.2	Yr.3	Yr.4	Yr.5	Yr.6	Yr.7	Yr.8	Yr.9	Yr.10	Yr.11	Yr.12	Yr.13	Yr.14	Yr.15	合計
千円：税抜																
消化ガス発電設備	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	44,640
系統連携盤、昇圧変圧器盤	500	500	1,300	1,300	1,300	1,300	1,370	1,300	1,370	1,330	1,300	1,330	1,300	1,370	3,300	20,170
VCB(高圧真空遮断器)	0	0	500	0	1,200	500	0	1,200	0	0	0	1,000	0	2,400	0	6,800
太陽光発電設備	0	200	200	200	200	1,510	200	200	200	200	4,960	200	200	200	200	8,870
熱利用	0	0	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	2,600
自営線	0	0	200	200	200	200	500	200	200	200	200	500	200	200	200	3,200
蓄電池設備	0	0	0	200	200	2,200	200	200	2,800	200	200	6,000	200	200	2,800	15,400
諸経費	75	105	360	315	495	887	371	495	716	320	1,029	1,385	315	686	1,005	8,556
	3,551	3,781	5,736	5,391	6,771	9,773	5,817	6,771	8,462	5,426	10,865	13,591	5,391	8,232	10,681	110,236

## 2). 新会社の事業性検討

設定したメンテナンスコストを元に、新会社の事業性検討を実施する。

### ①事業性検討の考え方

#### i. 収支計算の考え方

新会社の事業収支を算定するにあたっての考え方は図-3. 11のとおりである。同図中の①本事業検討対象設備の売上(浄水センターエリア内)については、前項の表-3. 8で算定した。新会社の支出(②)として、メンテナンスを行う際の部品・消耗品費、人件費、その他経費が考えられる。①と②の差分から経常利益を算出し、経常利益がマイナスとなる場合は、損益分岐点計算により、損益分岐点売上高を達成するために必要な業務規模(浄水センターエリア外で実施すべき事業規模)を概算した。

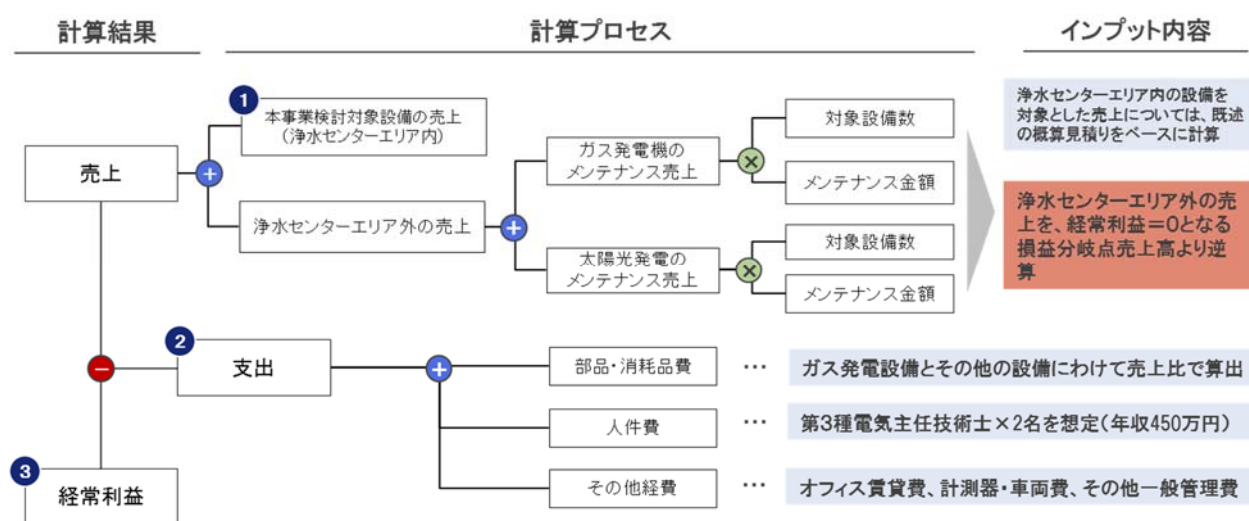


図-3. 11. 収支計算の考え方

#### ii. 支出項目の設定

各メンテナンス業務のコスト構造を図-3. 12のように仮定した。消化ガス発電設備はGHPの費用構造を参考としている。部品交換や消耗品の利用が多いため、売上の約5.7%を部品・消耗品費が占めると仮定している。その他の太陽光発電設備、各電気盤、自営線等の普通点検については、目視や計測であるため、部品費は10%と仮定した。一般的に、人件費、交通費が多く占める構造である。

次に、メンテナンスを実施するうえで必要な計測器等の設備費を表-3. 9に示す。計測器等をそろえるために必要な初期投資額は約230万円と仮定した。4年の定額償却として考える。その他、車両費用として100万円(5年の定額で償却)、オフィス賃貸費として月10万円、その他管理費として、売上の3%を仮定した。

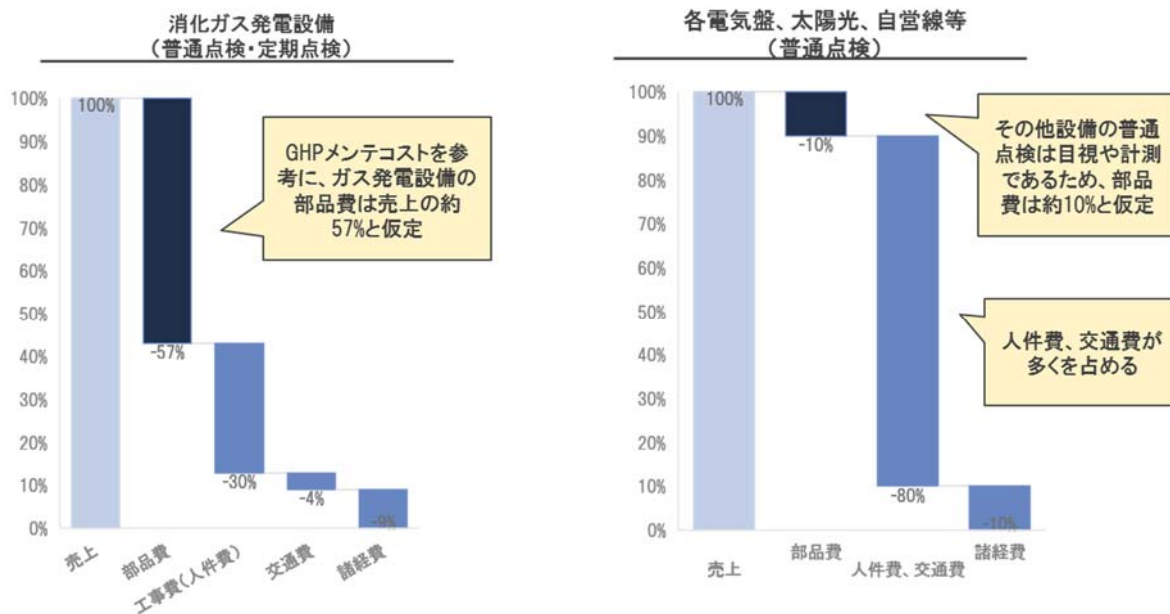


図-3. 12. 各メンテナンス業務のコスト構造の仮定

表-3. 9 メンテナンスに必要な計測器等

用途	使用頻度	品名	型式	金額(税込み)	必要数	金額
電気計測	日常	デジタルマルチメータ	287	62,683	1	62,683
クランプ式電流測定器	トラブル時	クランプオンAC/DCハイスタ	3285	39,030	1	39,030
絶縁抵抗測定器	点検、トラブル時	アナログ絶縁抵抗計	240635-J	33,507	1	33,507
放射温度計	トラブル時、日常	放射温度計	FT3701	26,325	1	26,325
検電器	安全保護具	検電器	HSG-6	16,900	1	16,900
絶縁抵抗測定器	点検、トラブル時	絶縁抵抗計	IR4033-11	33,150	1	33,150
保護継電器試験	年次点検	電圧単相電流単相保護ルー試験器	FX4717	2,000,000	1	2,000,000
安全保護具		絶縁手袋高圧7000V用		9,990	4	39,960
安全保護具		絶縁ゴム長靴高圧7000V用		11,900	4	47,600
安全保護具		絶縁手袋(低圧)		442	4	1,768
				1,390	10	13,900

計測器等の初期投資 約230万円

②事業収支算定結果

i. メンテナンス事業の収支計算結果

上記で設定した条件をもとに、浄水センターエリア内に導入した再エネ関連設備のメンテナンス事業を、新会社が実施した際の、各発注パターンにおける15年間の収支計算結果を表-3. 10に示す。3パターンにおける売上は、消化ガス発電設備と、その他設備のメンテナンス売上、および、諸経費として項目を分類している。3つのパターンとも、その他設備および諸経費の売上項目は同じである。従って、消化ガス発電設備のメンテナンスによる売上の違いが各パターンにおける収益性の違いに表れることになるが、新会社の受託範囲(受託なし、日常点検のみ、全部点検)が広がるほど、収益性が大きくなる。そのため、パターン③の全て新会社で対応する場合の算定結果が、最も新会社の収益性が大きくなるが、12年目を除き、経常利益は赤字となってしまう。



これは、浄水センターエリア内の設備のみの売上では、支出を賄えないことを意味しており、想定した人件費（900万円/年）の雇用を続けるためには、浄水センターエリア以外の市内の設備を対象とするなど、事業規模を拡大する必要がある。

表-3. 10 各パターンにおける15年間の収支

①消化ガス発電設備のフルメンテナンス契約															千円
項目	Yr.1	Yr.2	Yr.3	Yr.4	Yr.5	Yr.6	Yr.7	Yr.8	Yr.9	Yr.10	Yr.11	Yr.12	Yr.13	Yr.14	Yr.15
売上	消化ガス発電設備	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	その他設備	500	700	2,400	2,100	3,300	5,910	2,470	3,300	4,770	2,130	6,860	9,230	2,100	4,570
	諸経費	75	105	360	315	495	887	371	495	716	320	1,029	1,385	315	686
		575	805	2,760	2,415	3,795	6,797	2,841	3,795	5,486	2,450	7,889	10,615	2,415	5,256
支出	部品・消耗品費	50	70	240	210	330	591	247	330	477	213	686	923	210	457
	人件費	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000
	オフィス代	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
	減価償却費	710	710	710	710	460									
	その他支出	17	24	83	72	114	204	85	114	165	73	237	318	72	158
		10,977	11,004	11,233	11,192	11,104	10,995	10,532	10,644	10,842	10,486	11,123	11,441	10,482	10,815
経常利益		-10,402	-10,199	-8,473	-8,777	-7,309	-4,198	-7,692	-6,849	-5,356	-8,037	-3,234	-827	-8,067	-5,559

②消化ガス発電設備のスポット点検を従来企業に依頼															千円
項目	Yr.1	Yr.2	Yr.3	Yr.4	Yr.5	Yr.6	Yr.7	Yr.8	Yr.9	Yr.10	Yr.11	Yr.12	Yr.13	Yr.14	Yr.15
売上	消化ガス発電設備	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915
	その他設備	500	700	2,400	2,100	3,300	5,910	2,470	3,300	4,770	2,130	6,860	9,230	2,100	4,570
	諸経費	75	105	360	315	495	887	371	495	716	320	1,029	1,385	315	686
		1,490	1,720	3,675	3,330	4,710	7,711	3,755	4,710	6,400	3,364	8,804	11,529	3,330	6,170
支出	部品・消耗品費	571	591	761	731	851	1,112	768	851	998	734	1,207	1,444	731	978
	人件費	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000
	オフィス代	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
	減価償却費	710	710	710	710	460									
	その他支出	45	52	110	100	141	231	113	141	192	101	264	346	100	185
		11,525	11,552	11,781	11,740	11,652	11,543	11,080	11,192	11,390	11,034	11,671	11,989	11,030	11,363
経常利益		-10,035	-9,832	-8,106	-8,411	-6,942	-3,832	-7,325	-6,482	-4,989	-7,670	-2,867	-460	-7,701	-5,192

③全て新会社で対応															千円
項目	Yr.1	Yr.2	Yr.3	Yr.4	Yr.5	Yr.6	Yr.7	Yr.8	Yr.9	Yr.10	Yr.11	Yr.12	Yr.13	Yr.14	Yr.15
売上	消化ガス発電設備	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976
	その他設備	500	700	2,400	2,100	3,300	5,910	2,470	3,300	4,770	2,130	6,860	9,230	2,100	4,570
	諸経費	75	105	360	315	495	887	371	495	716	320	1,029	1,385	315	686
		3,551	3,781	5,736	5,391	6,771	9,773	5,817	6,771	8,462	5,426	10,865	13,591	5,391	8,232
支出	部品・消耗品費	1,743	1,763	1,933	1,903	2,023	2,284	1,940	2,023	2,170	1,906	2,379	2,616	1,903	2,150
	人件費	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000
	オフィス代	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
	減価償却費	710	710	710	710	460									
	その他支出	107	113	172	162	203	293	174	203	254	163	326	408	162	247
		12,760	12,787	13,015	12,975	12,886	12,778	12,315	12,426	12,624	12,269	12,905	13,224	12,265	12,597
経常利益		-9,209	-9,006	-7,279	-7,584	-6,115	-3,005	-6,498	-5,655	-4,163	-6,844	-2,040	366	-6,874	-4,366

ii. 事業性が成り立つ事業規模の検討

そこで、損益分岐点売上高を達成するためには、新会社が浄水センターエリア外でどれだけの設備をメンテナンスすればよいかの概算を行った。図-3. 9で示したとおり、それぞれのパターンにおいて、浄水センターエリア外でガスエンジンのメンテナンスのみを対象に事業展開した場合(A)、太陽光発電設備のみを対象に事業展開した場合(B)、両方を対象に事業展開した場合(C)の3パターンを検討した。パターンCについては、浄水センターエリア外の売上のうち、20%をガスエンジンのメンテナンス売上、80%を太陽光発電設備のメンテナンス売上と仮定した。また、算定において利用した単年度収支は、15年間の収支算定結果の各勘定項目の平均値を用いている。減価償却費については、初年度の数値を用いた。

算定した収支結果を表-3. 11、表-3. 12に示す。また、算定結果のうち、「パターン③：全て新会社が担う場合」における損益分岐点計算のグラフを図-3. 13に示す。同図に示すとおり、

浄水センターエリア外で、ガスエンジン設備のみを対象にメンテナンス事業を展開した場合、損益分岐点売上は、図-3. 13上のa点の14,601千円となり、必要なガスエンジン設備の台数は、20台である。一方、太陽光発電設備のみを対象にメンテナンス事業を展開した場合は、同図のb点が損益分岐点となり、損益分岐点売上高は6,730千円、太陽光出力は3,365kW必要となる。図-3. 12に示したとおり、ガスエンジン設備のメンテナンスの変動費（部品調達費）は、その他設備の変動費よりも大きいため、太陽光発電設備のメンテナンス事業に特化した方が、損益分岐点売上高が小さくなる。

表-3. 11 損益分岐点売上達成に必要な浄水センターエリア外の事業規模算定

項目		①：フルメンテナンス契約 ガス発電以外を新会社に委託			②：スポット点検を業者委託 日常点検を新会社			③全て新会社が担う場合		
		A：ガスエンジンのみを対象	B：太陽光のみを対象	C：ガスエンジンと太陽光を対象	A：ガスエンジンのみを対象	B：太陽光のみを対象	C：ガスエンジンと太陽光を対象	A：ガスエンジンのみを対象	B：太陽光のみを対象	C：ガスエンジンと太陽光を対象
売上	浄水センター内設備からの売上									
	消化ガス発電設備	0	0	0	915	915	915	2,976	2,976	2,976
	それ以外の設備合計	3,803	3,803	3,803	3,803	3,803	3,803	3,803	3,803	3,803
	諸経費	570	570	570	570	570	570	570	570	570
	その他エリア（ガス発電）	17,577	0	1,816	16,662	0	1,722	14,601	0	1,509
その他エリア（PV）	0	8,102	7,265	0	7,680	6,886	0	6,730	6,035	
		21,950	12,475	13,454	21,950	12,968	13,896	21,950	14,079	14,892
支出	部品・消耗品費	10,382	1,190	2,140	10,382	1,669	2,569	10,382	2,747	3,535
	人件費	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000
	オフィス代	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
	減価償却費	710	710	710	710	710	710	710	710	710
	その他支出	659	374	404	659	389	417	659	422	447
		21,950	12,475	13,454	21,950	12,968	13,896	21,950	14,079	14,892
経常利益		0	0	0	0	0	0	0	0	0

表-3. 12 損益分岐点売上達成に必要な浄水センターエリア外の設備規模

項目	①：フルメンテナンス契約			②：スポット点検を業者委託			③全て新会社が担う場合		
	A：ガスエンジンのみを対象	B：太陽光のみを対象	C：ガスエンジンと太陽光を対象	A：ガスエンジンのみを対象	B：太陽光のみを対象	C：ガスエンジンと太陽光を対象	A：ガスエンジンのみを対象	B：太陽光のみを対象	C：ガスエンジンと太陽光を対象
必要なガスエンジン台数	24	0	2	22	0	2	20	0	2
必要な太陽光発電規模（kW）	0	4,051	3,632	0	3,840	3,443	0	3,365	3,017

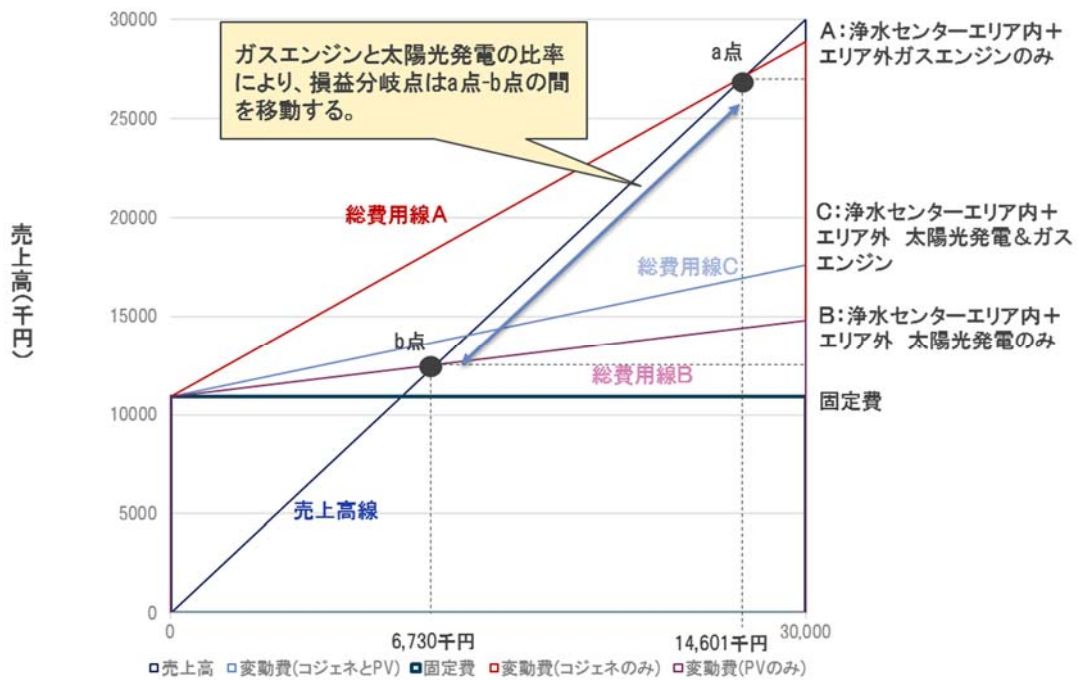


図-3. 13. 損益分岐点グラフ (パターン③)

iii. 地域エネルギー会社がメンテナンス事業を実施することによる事業性改善の考え方

前項では、メンテナンス事業を行う新会社の収益性を確保するために、浄水センターエリア内に事業展開するという前提で検討を行った。しかし、浄水センターエリア外の設備を対象にメンテナンスを実施し、損益分岐点を到達する事業規模となったとしても、メンテナンス業務は定期的に行うため、従業員の稼働率は低いと想定される。メンテナンス事業を地域エネルギー会社の付帯サービスとして位置づけ、メンテナンス技師が、日常的には地域エネルギー会社の事務作業や営業活動を行う等、マルチな業務を行う人員と捉えれば、両事業の収益性が改善され、事業性が高まるものと考えられる(図-3. 14)。

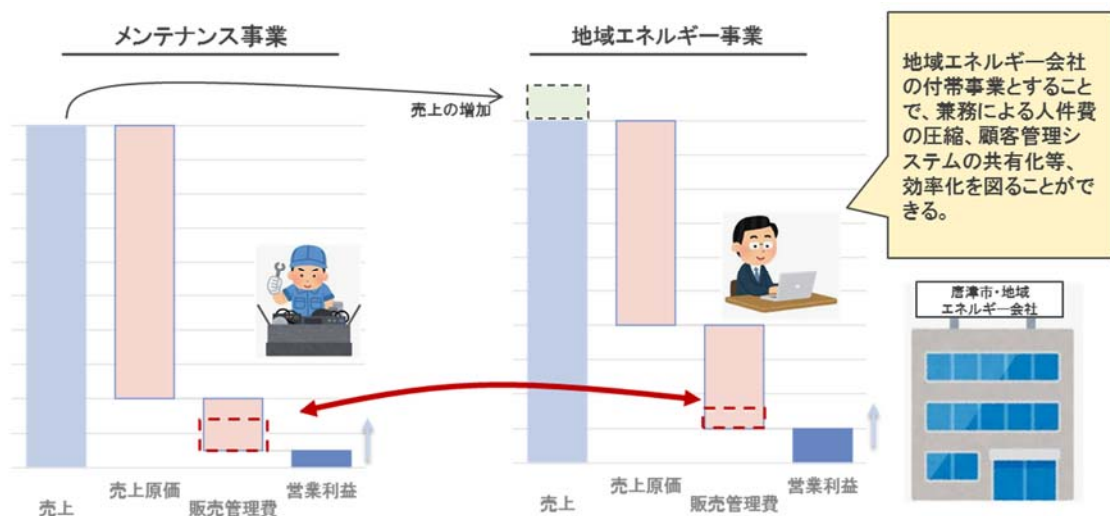


図-3. 14. 地域エネルギー会社の付帯サービスとしてメンテナンスを行うメリット

そこで、地域エネルギー会社が付帯サービスとして浄水センターエリア内のメンテナンス事業を行うものとして、メンテナンス事業の人員費やオフィス代を地域エネルギー会社の電力小売事業の支出として考えた場合の15年間の収支を表一3. 13に示す。支出項目としては、初期投資と部品調達費、その他支出（諸経費）のみであるため、地域エネルギー会社の社員が付帯事業として実施できれば、地域エネルギー会社の売上増加につなげることができる。

表一3. 13 各パターンにおける15年間の収支（人件費・オフィス代除く）

①消化ガス発電設備のフルメンテナンス契約 千円

項目	Yr.1	Yr.2	Yr.3	Yr.4	Yr.5	Yr.6	Yr.7	Yr.8	Yr.9	Yr.10	Yr.11	Yr.12	Yr.13	Yr.14	Yr.15
売上															
消化ガス発電設備	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
その他設備	500	700	2,400	2,100	3,300	5,910	2,470	3,300	4,770	2,130	6,860	9,230	2,100	4,570	6,700
諸経費	75	105	360	315	495	887	371	495	716	320	1,029	1,385	315	686	1,005
	575	805	2,760	2,415	3,795	6,797	2,841	3,795	5,486	2,450	7,889	10,615	2,415	5,256	7,705
支出															
部品・消耗品費	50	70	240	210	330	591	247	330	477	213	686	923	210	457	670
減価償却費	710	710	710	710	460										
その他支出	17	24	83	72	114	204	85	114	165	73	237	318	72	158	231
	777	804	1,033	992	904	795	332	444	642	286	923	1,241	282	615	901
経常利益	-202	1	1,727	1,423	2,891	6,002	2,508	3,351	4,844	2,163	6,966	9,373	2,133	4,641	6,804

②消化ガス発電設備のスポット点検を従来企業に依頼 千円

項目	Yr.1	Yr.2	Yr.3	Yr.4	Yr.5	Yr.6	Yr.7	Yr.8	Yr.9	Yr.10	Yr.11	Yr.12	Yr.13	Yr.14	Yr.15
売上															
消化ガス発電設備	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915
その他設備	500	700	2,400	2,100	3,300	5,910	2,470	3,300	4,770	2,130	6,860	9,230	2,100	4,570	6,700
諸経費	75	105	360	315	495	887	371	495	716	320	1,029	1,385	315	686	1,005
	1,490	1,720	3,675	3,330	4,710	7,711	3,755	4,710	6,400	3,364	8,804	11,529	3,330	6,170	8,620
支出															
部品・消耗品費	571	591	761	731	851	1,112	768	851	998	734	1,207	1,444	731	978	1,191
減価償却費	710	710	710	710	460										
その他支出	45	52	110	100	141	231	113	141	192	101	264	346	100	185	259
	1,325	1,352	1,581	1,540	1,452	1,343	880	992	1,190	834	1,471	1,789	830	1,163	1,449
経常利益	165	368	2,094	1,789	3,258	6,368	2,875	3,718	5,211	2,530	7,333	9,740	2,499	5,008	7,171

③全て新会社で対応 千円

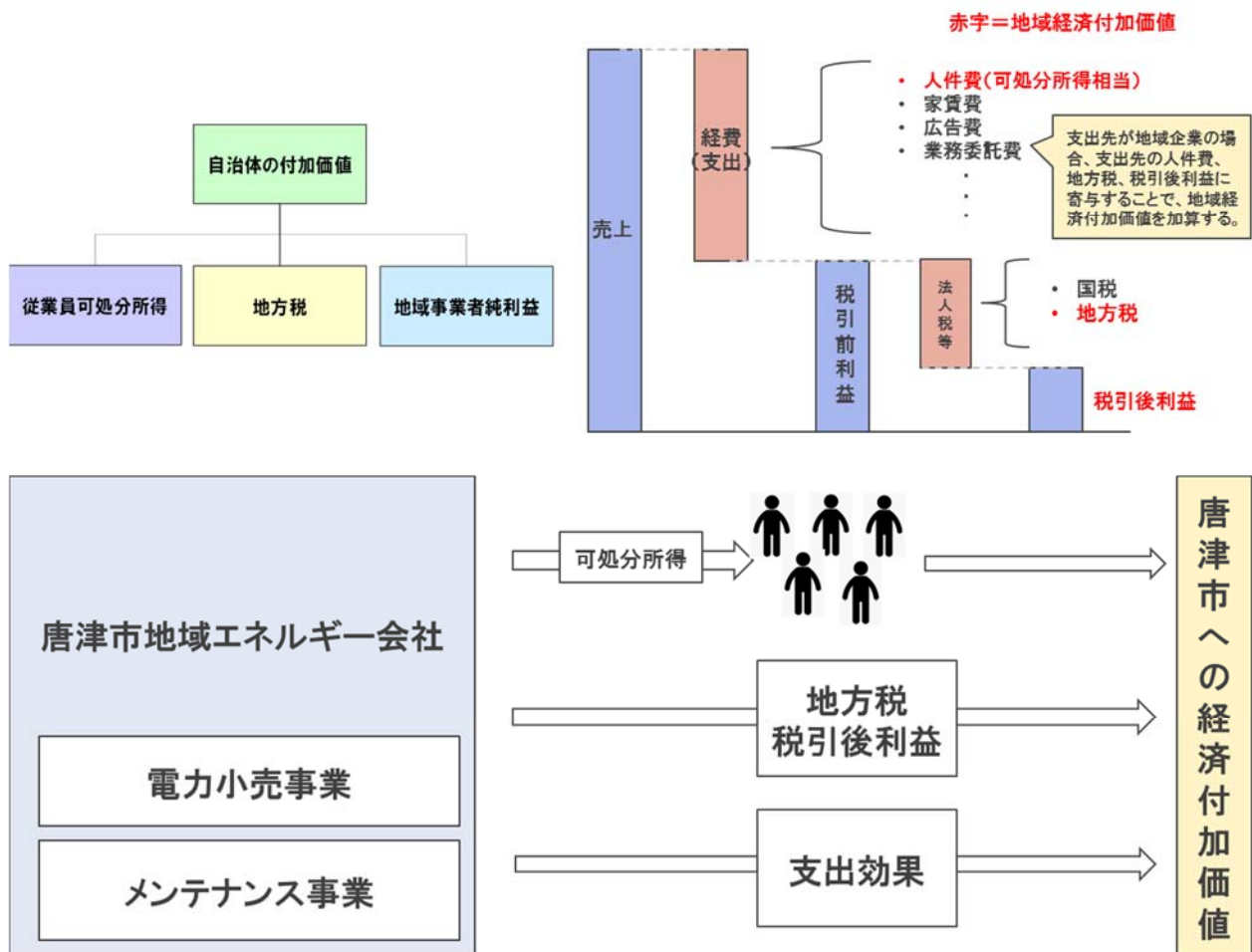
項目	Yr.1	Yr.2	Yr.3	Yr.4	Yr.5	Yr.6	Yr.7	Yr.8	Yr.9	Yr.10	Yr.11	Yr.12	Yr.13	Yr.14	Yr.15
売上															
消化ガス発電設備	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976
その他設備	500	700	2,400	2,100	3,300	5,910	2,470	3,300	4,770	2,130	6,860	9,230	2,100	4,570	6,700
諸経費	75	105	360	315	495	887	371	495	716	320	1,029	1,385	315	686	1,005
	3,551	3,781	5,736	5,391	6,771	9,773	5,817	6,771	8,462	5,426	10,865	13,591	5,391	8,232	10,681
支出															
部品・消耗品費	1,743	1,763	1,933	1,903	2,023	2,284	1,940	2,023	2,170	1,906	2,379	2,616	1,903	2,150	2,363
減価償却費	710	710	710	710	460										
その他支出	107	113	172	162	203	293	174	203	254	163	326	408	162	247	320
	2,560	2,587	2,815	2,775	2,686	2,578	2,115	2,226	2,424	2,069	2,705	3,024	2,065	2,397	2,684
経常利益	991	1,194	2,921	2,616	4,085	7,195	3,702	4,545	6,037	3,356	8,160	10,566	3,326	5,834	7,997

### 3) 地域経済波及効果の算出

本項では、メンテナンス事業の地域経済波及効果を、地域経済付加価値の考え方に基づいて定量化を行い、唐山市にとって、新会社にメンテナンス事業を委託した場合のメリットについて評価する。

#### ①地域経済付加価値の考え方

地域経済付加価値とは、地域の利益（地域の購買力向上分）を表しており、ドイツの自治体で広く活用されている手法である。地域経済付加価値は、当該事業を実施による「地域在住の従業員の可処分所得」+「地方税」+「地域事業者純利益」で算出される。地域経済付加価値の考え方のイメージを図一3. 15に示す。



図－3. 15. 地域経済付加価値の考え方

### ②メンテナンス事業の地域経済付加価値の考え方

地域経済付加価値分析の考え方を用いて、地域エネルギー会社が、電力小売事業と浄水センターエリア内に新たに導入する設備のメンテナンスを全て担った場合の地域経済活性化効果の算定を試みる。算定にあたって、メンテナンス事業における部品調達先は、地域外企業と仮定した。また、その他支出（諸経費）についても、支出による付加価値効果はないものとする。なお、既述のとおり、人件費やオフィス代は、地域エネルギー会社のリソースを活用する前提とするため、メンテナンス事業による従業員の可処分所得や、オフィス代による支出効果は発生しないものとする。

### ③メンテナンス事業による地域経済付加価値の算定結果

浄水センターエリア内に導入する設備を全て地域エネルギー会社がメンテナンスした場合の、地域経済付加価値の算定結果を表－3. 14に示す。同表に示すとおり、15年目には、唐津市に約690万円の地域経済付加価値を生んでいる結果となった。定期点検の発生により、年によって金額に変動があるため、15年の平均的な収支も計算している。平均的な年間売上は735万円であり、地域経済波及効果の平均値は、年間375万円となる。

表一 3. 1 4 地域経済付加価値の算出結果 (パターン③)

③全て新会社で対応		千円															
項目		Yr.1	Yr.2	Yr.3	Yr.4	Yr.5	Yr.6	Yr.7	Yr.8	Yr.9	Yr.10	Yr.11	Yr.12	Yr.13	Yr.14	Yr.15	平均値
売上	消化ガス発電設備	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976
	その他設備	500	700	2,400	2,100	3,300	5,910	2,470	3,300	4,770	2,130	6,860	9,230	2,100	4,570	6,700	3,803
	諸経費	75	105	360	315	495	887	371	495	716	320	1,029	1,385	315	686	1,005	570
		3,551	3,781	5,736	5,391	6,771	9,773	5,817	6,771	8,462	5,426	10,865	13,591	5,391	8,232	10,681	7,349
支出	部品・消耗品費	1,743	1,763	1,933	1,903	2,023	2,284	1,940	2,023	2,170	1,906	2,379	2,616	1,903	2,150	2,363	2,074
	減価償却費	710	710	710	710	460											710
	その他支出	107	113	172	162	203	293	174	203	254	163	326	408	162	247	320	220
		2,560	2,587	2,815	2,775	2,686	2,578	2,115	2,226	2,424	2,069	2,705	3,024	2,065	2,397	2,684	3,004
経常利益	991	1,194	2,921	2,616	4,085	7,195	3,702	4,545	6,037	3,356	8,160	10,566	3,326	5,834	7,997	4,345	
法人税等合計	148	180	441	395	617	1,087	559	687	912	507	1,233	1,597	503	882	1,209	657	
<b>当期純利益</b>	<b>843</b>	<b>1,014</b>	<b>2,479</b>	<b>2,221</b>	<b>3,467</b>	<b>6,108</b>	<b>3,142</b>	<b>3,858</b>	<b>5,125</b>	<b>2,849</b>	<b>6,926</b>	<b>8,969</b>	<b>2,823</b>	<b>4,952</b>	<b>6,789</b>	<b>3,688</b>	
地域経済波及効果		<b>858</b>	<b>1,033</b>	<b>2,526</b>	<b>2,262</b>	<b>3,532</b>	<b>6,222</b>	<b>3,201</b>	<b>3,930</b>	<b>5,221</b>	<b>2,903</b>	<b>7,057</b>	<b>9,138</b>	<b>2,876</b>	<b>5,046</b>	<b>6,916</b>	<b>3,758</b>
地域内従業員の可処分所得		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
本事業の純利益		843	1,014	2,479	2,221	3,467	6,108	3,142	3,858	5,125	2,849	6,926	8,969	2,823	4,952	6,789	3,688
本事業によって生じる地方税		15	19	47	42	65	115	59	73	96	54	130	169	53	93	128	69
支出による付加価値		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

4) 新会社に委託した場合の唐津市のメリットの評価

本項では、消化ガス発電設備のメンテナンスを従来の企業に委託した場合と、地域エネルギー会社に委託した場合の唐津市のメリットを評価する。検討の考え方は、図一 3. 3 で示したとおりである。まず、前項の考えに則り、消化ガス発電設備のメンテナンス事業を実施した場合の、唐津市の地域経済付加価値の算定結果を表一 3. 1 5 に示す。消化ガス発電設備のメンテナンスを地域エネルギー会社を実施することで、年平均約 9 0 万円の地域経済付加価値が発生するといえる。また、毎年のメンテナンス費用は従来企業が実施した場合は 3 7 2 万円であるが、地域エネルギー会社が実施した場合は 2 9 7. 6 万円と仮定すると、毎年 7 4. 4 万円の支出抑制効果が発生する。これらの数値の 1 5 年分を合計すると、2, 4 8 1 万円となり、消化ガス発電設備を地域エネルギー会社がメンテナンスをすることによる唐津市の経済付加価値効果となる。

表一 3. 1 5 地域経済付加価値の算出結果 (パターン③: 消化ガス発電設備のみ)

③全て新会社で対応(消化ガス発電設備のみ)		千円															
項目		Yr.1	Yr.2	Yr.3	Yr.4	Yr.5	Yr.6	Yr.7	Yr.8	Yr.9	Yr.10	Yr.11	Yr.12	Yr.13	Yr.14	Yr.15	平均値
売上	消化ガス発電設備	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976
	その他設備	500	700	2,400	2,100	3,300	5,910	2,470	3,300	4,770	2,130	6,860	9,230	2,100	4,570	6,700	3,803
	諸経費	75	105	360	315	495	887	371	495	716	320	1,029	1,385	315	686	1,005	570
		2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976
支出	部品・消耗品費	1,693	1,693	1,693	1,693	1,693	1,693	1,693	1,693	1,693	1,693	1,693	1,693	1,693	1,693	1,693	1,693
	減価償却費	595	559	368	392	202											141
	その他支出	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89
		2,378	2,341	2,151	2,175	1,985	1,783	1,783	1,783	1,783	1,783	1,783	1,783	1,783	1,783	1,783	1,783
経常利益	598	635	825	801	991	1,193	1,193	1,193	1,193	1,193	1,193	1,193	1,193	1,193	1,193	1,193	
法人税等合計	90	96	125	121	150	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	
<b>当期純利益</b>	<b>509</b>	<b>539</b>	<b>700</b>	<b>680</b>	<b>841</b>	<b>1,013</b>	<b>1,013</b>	<b>1,013</b>	<b>1,013</b>	<b>1,013</b>	<b>1,013</b>	<b>1,013</b>	<b>1,013</b>	<b>1,013</b>	<b>1,013</b>	<b>1,013</b>	<b>893</b>
地域経済波及効果		<b>518</b>	<b>549</b>	<b>713</b>	<b>693</b>	<b>857</b>	<b>1,032</b>	<b>1,032</b>	<b>1,032</b>	<b>1,032</b>	<b>1,032</b>	<b>1,032</b>	<b>1,032</b>	<b>1,032</b>	<b>1,032</b>	<b>1,032</b>	<b>910</b>
地域内従業員の可処分所得		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
本事業の純利益		509	539	700	680	841	1,013	1,013	1,013	1,013	1,013	1,013	1,013	1,013	1,013	1,013	893
本事業によって生じる地方税		9	10	13	13	16	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	17
支出による付加価値		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



図-3. 3で示したように、仮に、従来事業者がメンテナンスを実施した場合、15年ではなく20年間設備を稼働させることができるとするならば、その経済効果は、図-3. 16で示すように、5年分の電気料金の削減分から運営管理費を差し引いた、2,525万円となる。これは、地域エネルギー会社が15年間メンテナンスをすることによる地域経済効果よりも大きくなることから、今回の前提条件では、ガスエンジン設備のメンテナンスは、20年間のフルメンテナンス契約の方が、唐津市にとって経済的であるという結果になった。ただし、地域エネルギー会社がメンテナンスを実施する場合において、16年目以降もガスエンジン設備が問題なく稼働できる場合は、地域エネルギー会社に委託するほうが、地域経済付加価値、運営管理費削減による経済メリットが大きいといえる。

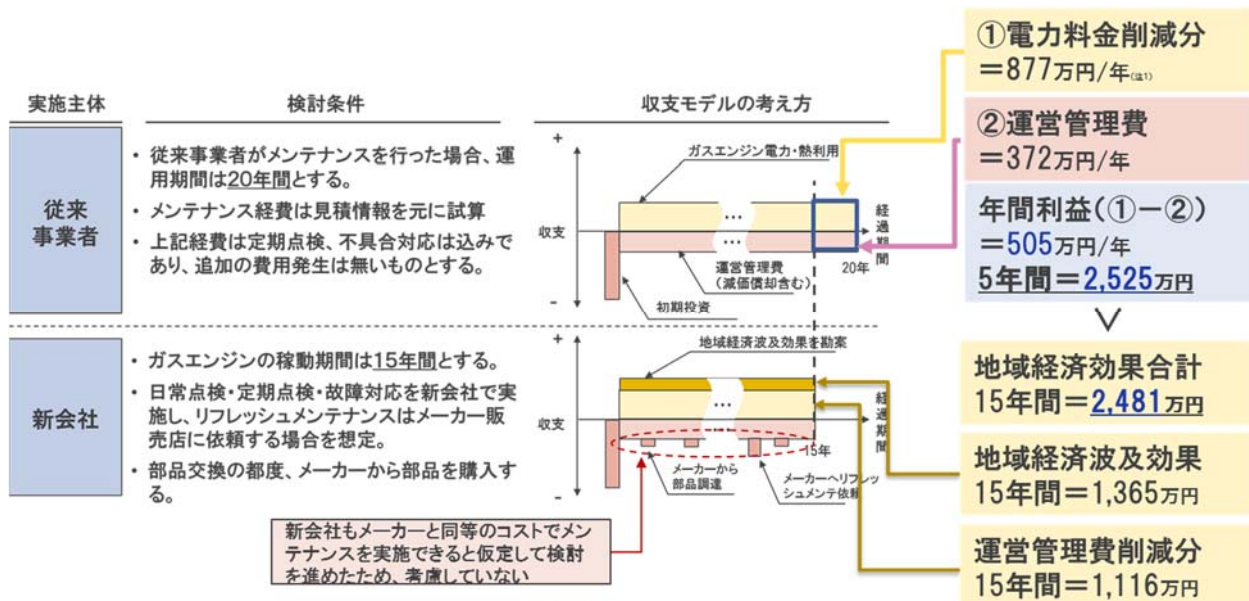


図-3. 16. ガス発電設備のメンテナンスを地域エネルギー会社が担った場合の唐津市のメリット

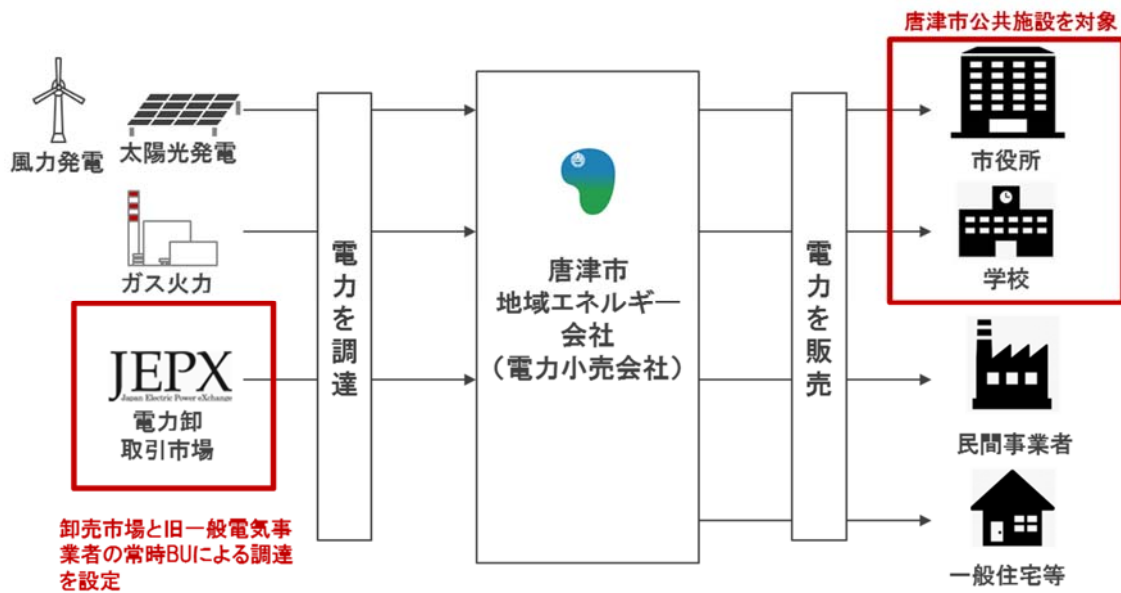
4. 地域エネルギー会社を創出した場合の運営についてのコスト体制の整理、シミュレーション

本節では、地域エネルギー会社の事業性シミュレーションを実施することで、事業実施に必要なコストの把握を行った。

1) シミュレーションの前提条件

①需要家および電力調達先

唐津市地域エネルギー会社が、唐津市内の公共施設を対象に電力小売事業を実施する際の、シミュレーションを実施する（図－3. 18）。唐津市公共施設54施設を対象にシミュレーションを実施した。契約電力の合計は約9,645 kW、消費電力量の合計は約129万kWhとなる。



図－3. 17. 算定に用いる電力小売事業の検討範囲



本シミュレーションでは、平成29年度唐津市地域エネルギー創出事業の調査結果に基づいて、地域内の電源として、太陽光発電と風力発電（FIT 価格・相対契約）を想定している。電源区分および想定している電力調達量の想定量を、図-3. 19に示す。

電源区分	主な電源種別	主な調達予定先等	契約容量(kW)	年間調達電力量(kWh)
地域内の電源 (FIT)	太陽光	昨年度調査にて地域エネルギー会社へ売電意向のあると回答いただいた発電事業者	1,000	1,208,833
	風力	昨年度調査にて地域エネルギー会社へ売電意向のあると回答いただいた発電事業者	1,500	1,406,315
常時バックアップ	---	・旧一般電気事業者が用意する常時バックアップ制度を利用する。契約容量のうち、10%程度を想定	-	4,205,794
卸電力市場からの市場調達	---	・上記電源で不足する容量を市場から調達する想定とする	-	6,149,052

図-3. 19. 供給電源の想定

### ②需給調整方法の設定

電力小売事業を実施する際に、電力の需要量と供給量を調整する必要がある。本件等では、自社でシステムを保有するパターン（①）と、バラシンググループに参加するパターンで検討を行った。バラシンググループについては、契約容量による課金型（②）と、電力量による従量課金型（③）の2種類について検討を行い、合計3パターンについて、電力小売事業のコストがどのように変わるか、検討を実施した（図-3. 20）。

パターン	概要	想定した雇用
①自社で需給調整システムを保有	初期費用 <b>600万円</b> 運営支援 <b>1,700万円/年</b>	従業員4名(地域雇用) ・需給管理者 2名 ・事務担当 1名 ・営業担当 1名
②バラシンググループ A	<b>150円/kW/月</b>	従業員2名(地域雇用) ・事務担当 1名 ・営業担当 1名
③バラシンググループ B	初期費用 <b>100万円</b> 従量料金 = <b>1円/kWh</b>	

図-3. 20. 需給調整方法に関する検討パターン

### ③その他設定条件

以下のような設定のもと、24時間365日、30分単位での需給シミュレーションを実施し、事業性を検討する。

- 託送料金の設定は、九州電力の標準料金を設定
- 料金設定は、九州電力の2018年度料金設定から3%引きで設定した。
- 燃料調整費は、楽観的な事業評価にならないように、小売電気事業者にとって不利になるような数値(-2.68円)を設定している。同数値は、他地域における過去の燃料調整費の中で比較的マイナスが大きくなった値を活用している。
- 需給管理は、上述した3パターンごとの値を入力する。
- その他、事業運営に必要な各種費用について表-3.16のような前提を設定。

表-3.16 事業性シミュレーションのパラメータ

検討タイプ	BG参加型	単位	インプット数値	
共通条件	JEPX取引価格	-	JEPXスポットシートで算定	
	JEPX価格変動	¥/kWh	1	
売上	売上単価	0	料金設定シートで設定	
	売上単価値引率	%	3%	
	燃料調整費	¥/kWh	-2.68	
売上原価	託送料金	-	料金設定シートで設定	
	常時バックアップ(JBU)	-	料金設定シートで設定	
	市場調達(JEPX買)	-	JEPXスポットシートで算定	
	バランスG会員費		各パターンの値を設定	
	インバランス単価	不足	-	JEPXスポットシートで算定
		余剰	-	JEPXスポットシートで算定
販売管理費	需給管理+CIS	単位	インプット数値	
	※資本支出	ランニング	千円/月	各パターンの値を設定
		従量料金	円/件・月	
		導入費用	千円	
		システム償却費	千円/月	
		システム償却月数	ヶ月	
	労務費	社員 想定年収(福)	千円	4,000
		社員 月給単価	千円/月	333
		社員 人数	人	2
	経費	旅費	千円/yr	1,200
		交際費	千円/yr	1,200
		図書・印刷費	千円/yr	1,200
		水道光熱費、通信費	千円/yr	1,800
		賃借料	千円/yr	1,200
		コールセンター運営	千円/yr	0
		需給管理委託費	千円/yr	0
		JEPX会費	千円/yr	0
		広告宣伝費	千円/yr	1,800
		回線利用料等	千円/yr	1,800
		その他	千円/yr	2,000

## 2) 算定結果

各パターンにおける単年度収支の算定結果と、資金需要の算定結果を表-3.17から表-3.22に示す。



需給管理を自前で行う場合、売上は約2億8,600万円、営業利益約2,987万円、営業利益率10.5%と試算された。

表-3. 1.7 算定結果① 需給管理を自前でを行う場合の単年度収支

項目	2018年4月												2018年6月	2018年7月	2018年8月	2018年9月	2018年10月	2018年11月	2018年12月	2019年1月	2019年2月	2019年3月	年計	売上高対比
	2018年4月	2018年5月	2018年6月	2018年7月	2018年8月	2018年9月	2018年10月	2018年11月	2018年12月	2019年1月	2019年2月	2019年3月												
売上金額(基本+従量料金)	22,510	23,121	23,490	26,087	26,321	24,775	22,824	22,489	23,816	23,869	23,869	23,869	23,869	23,869	23,869	23,869	23,869	23,869	23,869	23,869	23,869	285,776	100.0%	
JEPX売り	6	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	0.0%	
PPS売り	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%	
売上	22,516	23,125	23,490	26,087	26,321	24,775	22,824	22,489	23,816	23,869	23,869	23,869	23,869	23,869	23,869	23,869	23,869	23,869	23,869	23,869	285,786	100.0%		
託送料金(基本+従量料金)	5,648	5,830	5,934	6,379	6,441	6,034	5,738	5,632	5,999	6,023	5,827	5,827	5,827	5,827	5,827	5,827	5,827	5,827	5,827	5,827	5,827	71,353	25.0%	
卸供給(相対)	800	972	946	1,383	1,574	865	715	469	479	646	917	622	917	622	917	622	917	622	917	622	917	10,528	3.7%	
風力	1,026	751	763	902	206	946	627	589	981	1,382	2,366	1,023	2,366	1,023	2,366	1,023	2,366	1,023	2,366	1,023	2,366	11,562	4.0%	
常時バックアップ	1,826	1,723	1,709	2,285	1,780	1,811	1,342	1,058	1,460	2,028	3,283	1,785	3,283	1,785	3,283	1,785	3,283	1,785	3,283	1,785	3,283	22,090	7.7%	
調速電力(JEPX)	3,820	3,990	3,840	3,872	4,004	3,785	4,025	4,116	4,088	4,042	3,618	4,018	4,042	3,618	4,018	4,042	3,618	4,018	4,042	3,618	4,018	47,218	16.5%	
バランス力(JEPX)	2,928	3,751	4,582	9,023	10,043	4,873	3,396	3,591	3,396	3,396	3,396	3,396	3,396	3,396	3,396	3,396	3,396	3,396	3,396	3,396	3,396	67,699	23.7%	
内、BG事業者への支払費用	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%	
インバランス	152	144	138	168	179	163	140	138	176	173	172	172	173	172	172	172	172	172	172	172	172	1,913	0.7%	
差割	-155	-148	-139	-170	-168	-151	-126	-125	-161	-164	-166	-165	-164	-166	-165	-164	-166	-165	-164	-166	-165	-1,838	-0.6%	
	-3	-4	-1	-2	11	12	14	13	15	9	6	5	9	6	5	6	5	6	5	6	5	75	0.0%	
売上原価	14,219	15,290	16,064	21,557	22,279	16,515	14,515	14,410	16,953	20,434	20,411	15,788	20,434	20,411	15,788	20,434	20,411	15,788	20,434	20,411	15,788	208,435	72.9%	
売上総利益	8,297	7,835	7,426	4,530	4,042	8,260	8,309	8,079	6,863	3,435	2,770	7,505	3,435	2,770	7,505	3,435	2,770	7,505	3,435	2,770	7,505	77,351	27.1%	
ランニング従量料金	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%	
システム償却費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%	
需給管理+CIS	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	1,080	0.4%	
社員	1,333	1,333	1,333	1,333	1,333	1,333	1,333	1,333	1,333	1,333	1,333	1,333	1,333	1,333	1,333	1,333	1,333	1,333	1,333	1,333	1,333	16,000	5.6%	
労務費	1,333	1,333	1,333	1,333	1,333	1,333	1,333	1,333	1,333	1,333	1,333	1,333	1,333	1,333	1,333	1,333	1,333	1,333	1,333	1,333	1,333	16,000	5.6%	
旅費	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	1,200	0.4%	
交際費	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	1,200	0.4%	
図書・印刷費	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	1,200	0.4%	
通信費	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	1,800	0.6%	
賃借料	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	1,200	0.4%	
コールセンター運営委託費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%	
需給管理委託費	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	17,000	5.9%	
JEPX会費	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	1,200	0.4%	
広告宣伝費	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	1,800	0.6%	
回線利用料等	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	1,800	0.6%	
その他	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	2,000	0.7%	
経費	2,533	2,533	2,533	2,533	2,533	2,533	2,533	2,533	2,533	2,533	2,533	2,533	2,533	2,533	2,533	2,533	2,533	2,533	2,533	2,533	2,533	30,400	10.6%	
営業費用	3,957	3,957	3,957	3,957	3,957	3,957	3,957	3,957	3,957	3,957	3,957	3,957	3,957	3,957	3,957	3,957	3,957	3,957	3,957	3,957	3,957	47,480	16.6%	
営業利益	4,340	3,878	3,469	573	85	4,303	4,352	4,122	2,906	-522	-1,187	3,548	2,906	-522	-1,187	3,548	2,906	-522	-1,187	3,548	2,906	29,871	10.5%	

事業立上に伴い必要となる資金需要について試算した結果を表-3. 18に示す。本設定に基づいて、電力小売事業を実施するために必要な資金調達額は約4,500万円程度である。なお、入出金合計において、各月の合計がマイナス(キャッシュアウト)となる金額の年間累計金額を、運転資金として必要な金額としている。

表-3. 18 算定結果① 需給管理を自前で言う場合の資金需要

入出金計算書	単位:千円											
	2018年4月	2018年5月	2018年6月	2018年7月	2018年8月	2018年9月	2018年10月	2018年11月	2018年12月	2019年1月	2019年2月	2019年3月
売上高	22,516	23,125	23,490	26,087	26,321	24,775	22,824	22,489	23,816	23,869	23,181	23,293
期首売掛金残高	0	22,516	45,641	46,615	49,577	52,408	51,096	47,599	45,313	46,305	47,685	47,050
当期売掛金の増加	22,516	23,125	23,490	26,087	26,321	24,775	22,824	22,489	23,816	23,869	23,181	23,293
当期売掛金の回収	0	0	22,516	23,125	23,490	26,087	26,321	24,775	22,824	22,489	23,816	23,869
期末売掛金残高	22,516	45,641	46,615	49,577	52,408	51,096	47,599	45,313	46,305	47,685	47,050	46,474
入金合計	0	0	22,516	23,125	23,490	26,087	26,321	24,775	22,824	22,489	23,816	23,869
営業経費(固定費)	3,957	3,957	3,957	3,957	3,957	3,957	3,957	3,957	3,957	3,957	3,957	3,957
売上原価	14,219	15,290	16,064	21,557	22,279	16,515	14,515	14,410	16,953	20,434	20,411	15,788
出金合計	18,176	19,247	20,021	25,514	26,236	20,472	18,472	18,367	20,910	24,391	24,368	19,745
入金合計	0	0	22,516	23,125	23,490	26,087	26,321	24,775	22,824	22,489	23,816	23,869
入出金合計	18,176	19,247	20,021	25,514	26,236	20,472	18,472	18,367	20,910	24,391	24,368	19,745
	-18,176	-19,247	2,495	-2,389	-2,746	5,615	7,849	6,408	1,914	-1,902	-552	4,124
資金需要の推移												
期首借入金残高	0	18,176	37,422	37,422	39,811	42,557	42,557	42,557	42,557	42,557	44,458	45,010
当期借入金の増加	18,176	19,247	0	2,389	2,746	0	0	0	0	1,902	552	0
当期借入金の返済												
期末借入金残高	18,176	37,422	37,422	39,811	42,557	42,557	42,557	42,557	42,557	44,458	45,010	45,010

運転資金として必要な資金調達額=約4,501万円



次に、バラシシンググループ (kW 課金型) に参加した場合の単年度収支を表-3. 1 9 に示す。この場合の営業利益は約3, 9 8 7 万円、営業利益率 1 3. 9 % と試算された。

表-3. 1 9 算定結果② バラシシンググループ (kW 課金型) に加入する場合の単年度収支

費目	(千円、概算)												売上高対比	
	2018年4月	2018年5月	2018年6月	2018年7月	2018年8月	2018年9月	2018年10月	2018年11月	2018年12月	2019年1月	2019年2月	2019年3月		年計
売上	22,510	23,121	23,490	26,087	26,321	24,775	22,824	22,489	23,816	23,869	23,181	23,293	285,776	100.0%
売上等額(基本+従量料金)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%
JEPX売り	6	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	0.0%
PPS売り	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%
売上	22,516	23,125	23,490	26,087	26,321	24,775	22,824	22,489	23,816	23,869	23,181	23,293	285,786	100.0%
託送料金(基本+従量料金)	5,648	5,830	5,934	6,379	6,441	6,034	5,738	5,632	5,999	6,023	5,827	5,868	71,353	25.0%
郵便料(相対)	800	972	946	1,383	1,574	865	715	469	479	646	917	762	10,528	3.7%
風力	1,026	751	763	902	206	946	627	589	981	1,382	2,366	1,023	11,562	4.0%
常時バックアップ	1,826	1,723	1,709	2,285	1,780	1,811	1,342	1,058	1,460	2,028	3,283	1,785	22,090	7.7%
調達電力(JEPX)	3,820	3,990	3,840	3,872	4,004	3,785	4,025	4,116	4,088	4,042	3,618	4,018	47,218	16.5%
バラシシングG会員費	2,928	3,751	4,582	9,023	10,043	4,873	3,396	3,591	5,391	8,332	7,677	4,112	67,899	23.7%
内、BG事業者への支払費用	1,447	1,447	1,447	1,447	1,447	1,447	1,447	1,447	1,447	1,447	1,447	1,447	17,361	6.1%
売上原価	15,669	16,741	17,512	23,006	23,715	17,950	15,948	15,844	18,385	21,872	21,852	17,230	225,721	79.0%
売上総利益	6,847	6,384	5,978	3,081	2,606	6,825	6,876	6,645	5,431	1,997	1,329	6,063	60,065	21.0%
ランニング	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%
従量料金	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%
システム償却費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%
需給管理+CIS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%
社員	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667	8,000	2.8%
2人														0.0%
労務費	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667	8,000	2.8%
旅費	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	1,200	0.4%
交際費	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	1,200	0.4%
図書・印刷費	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	1,200	0.4%
運賃	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	1,800	0.6%
賃借料	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	1,200	0.4%
コールセンター運営委託費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%
需給管理委託費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%
JEPX会費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%
広告宣伝費	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	1,800	0.6%
回線利用料等	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	1,800	0.6%
その他	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	2,000	0.7%
経費	1,017	1,017	1,017	1,017	1,017	1,017	1,017	1,017	1,017	1,017	1,017	1,017	12,200	4.3%
営業費用	1,683	1,683	1,683	1,683	1,683	1,683	1,683	1,683	1,683	1,683	1,683	1,683	20,200	7.1%
営業利益	5,164	4,701	4,295	1,398	923	5,142	5,193	4,982	3,748	314	-354	4,380	39,865	13.9%

パターン②における、事業立上に伴い必要となる資金需要について試算した結果を表-3. 2.0に示す。本設定に基づいて、電力小売事業を実施するために必要な資金調達額は約4,000万円程度である。

表-3. 2.0 算定結果② バランシンググループ (kW 課金型) に加入する場合の資金需要

入出金計算書	単位:千円											
	2018年4月	2018年5月	2018年6月	2018年7月	2018年8月	2018年9月	2018年10月	2018年11月	2018年12月	2019年1月	2019年2月	2019年3月
売上高	22,516	23,125	23,490	26,087	26,321	24,775	22,824	22,489	23,816	23,869	23,181	23,293
期首売掛金残高	0	22,516	45,641	46,615	49,577	52,408	51,096	47,599	45,313	46,305	47,685	47,050
当期売掛金の増加	22,516	23,125	23,490	26,087	26,321	24,775	22,824	22,489	23,816	23,869	23,181	23,293
当期売掛金の回収	0	0	22,516	23,125	23,490	26,087	26,321	24,775	22,824	22,489	23,816	23,869
期末売掛金残高	22,516	45,641	46,615	49,577	52,408	51,096	47,599	45,313	46,305	47,685	47,050	46,474
入金合計	0	0	22,516	23,125	23,490	26,087	26,321	24,775	22,824	22,489	23,816	23,869
営業経費(固定費)	1,683	1,683	1,683	1,683	1,683	1,683	1,683	1,683	1,683	1,683	1,683	1,683
売上原価	15,669	16,741	17,512	23,006	23,715	17,950	15,948	15,844	18,385	21,872	21,852	17,230
出金合計	17,352	18,424	19,195	24,689	25,398	19,633	17,631	17,527	20,068	23,555	23,535	18,913
入金合計	0	0	22,516	23,125	23,490	26,087	26,321	24,775	22,824	22,489	23,816	23,869
出金合計	17,352	18,424	19,195	24,689	25,398	19,633	17,631	17,527	20,068	23,555	23,535	18,913
入出金合計	-17,352	-18,424	3,321	-1,564	-1,908	6,454	8,690	7,248	2,756	-1,066	281	4,956
資金需要の推移												
期首借入金残高	0	17,352	35,776	35,776	37,340	39,248	39,248	39,248	39,248	39,248	40,314	40,314
当期借入金の増加	17,352	18,424	0	1,564	1,908	0	0	0	0	1,066	0	0
当期借入金の返済												
期末借入金残高	17,352	35,776	35,776	37,340	39,248	39,248	39,248	39,248	39,248	40,314	40,314	40,314

運転資金として必要な資金調達額=4,031万円

バラシニンググループ (kWh 課金型) に加入した場合の単年度収支の算定結果を表一3. 21に示す。営業利益約4, 408万円、営業利益率15.4%と試算された。

表一3. 21 算定結果③ バラシニンググループ (kWh 課金型) に加入する場合の単年度収支

費目	(千円、概算)												売上高対比	
	2018年4月	2018年5月	2018年6月	2018年7月	2018年8月	2018年9月	2018年10月	2018年11月	2018年12月	2019年1月	2019年2月	2019年3月		年計
売上金額(基本+従量料金)	22,510	23,121	23,490	26,087	26,321	24,775	22,824	22,489	23,816	23,869	23,181	23,293	285,776	100.0%
JEPX売り	6	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	0.0%
PPS売り	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%
売上	22,516	23,125	23,490	26,087	26,321	24,775	22,824	22,489	23,816	23,869	23,181	23,293	285,786	100.0%
託送料金(基本+従量料金)	5,648	5,830	5,934	6,379	6,441	6,034	5,738	5,632	5,999	6,023	5,827	5,868	71,353	25.0%
卸供給(相対) 太陽光	800	972	946	1,383	1,574	865	715	469	479	646	917	762	10,528	3.7%
風力	1,026	751	763	902	206	946	627	589	981	1,382	2,366	1,023	11,562	4.0%
1.826	1,723	1,709	2,285	1,780	1,811	1,342	1,058	1,460	2,028	3,283	1,785	22,090	7.7%	
常時バックアップ	3,820	3,990	3,840	3,872	4,004	3,785	4,025	4,116	4,088	4,042	3,618	4,018	47,218	16.5%
調達電力(JEPX)	2,928	3,751	4,582	9,023	10,043	4,873	3,396	3,591	5,391	8,332	6,777	4,112	67,699	23.7%
バラシニングG会費	953	1,011	1,071	1,245	1,306	1,120	996	949	1,118	1,111	1,035	1,055	12,970	4.5%
インバランス	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%
余剰	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%
売上原価	15,175	16,305	17,136	22,804	23,574	17,623	15,497	15,346	18,056	21,536	21,440	16,838	221,330	77.4%
売上総利益	7,341	6,820	6,354	3,283	2,747	7,152	7,327	7,143	5,760	2,333	1,741	6,455	64,456	22.6%
ランニング	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%
従量料金	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%
システム償却費	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	180	0.1%
15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	180	0.1%
2人	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667	8,000	2.8%
労務費	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667	8,000	2.8%
旅費	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	1,200	0.4%
交際費	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	1,200	0.4%
図書・印刷費	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	1,200	0.4%
通信費	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	1,800	0.6%
賃借料	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	1,200	0.4%
コールセンター運営委託費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%
需給管理委託費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%
JEPX会費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%
広告宣伝費	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	1,800	0.6%
回線利用料等	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	1,800	0.6%
その他	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	2,000	0.7%
1,017	1,017	1,017	1,017	1,017	1,017	1,017	1,017	1,017	1,017	1,017	1,017	1,017	12,200	4.3%
1,698	1,698	1,698	1,698	1,698	1,698	1,698	1,698	1,698	1,698	1,698	1,698	1,698	20,380	7.1%
営業費用	5,643	5,121	4,656	1,585	1,049	5,453	5,628	5,445	4,061	635	43	4,757	44,076	15.4%
営業利益														



パターン③における、事業立上に伴い必要となる資金需要について試算した結果を表-3. 2.2に示す。本設定に基づいて、電力小売事業を実施するために必要な資金調達額は約3,800万円程度である。

表-3. 2.2 算定結果③ バランシンググループ (kWh 課金型) に加入する場合の資金需要

入出金計算書	単位:千円											
	2018年4月	2018年5月	2018年6月	2018年7月	2018年8月	2018年9月	2018年10月	2018年11月	2018年12月	2019年1月	2019年2月	2019年3月
売上高	22,516	23,125	23,490	26,087	26,321	24,775	22,824	22,489	23,816	23,869	23,181	23,293
期首売掛金残高	0	22,516	45,641	46,615	49,577	52,408	51,096	47,599	45,313	46,305	47,685	47,050
当期売掛金の増加	22,516	23,125	23,490	26,087	26,321	24,775	22,824	22,489	23,816	23,869	23,181	23,293
当期売掛金の回収	0	0	22,516	23,125	23,490	26,087	26,321	24,775	22,824	22,489	23,816	23,869
期末売掛金残高	22,516	45,641	46,615	49,577	52,408	51,096	47,599	45,313	46,305	47,685	47,050	46,474
入金合計	0	0	22,516	23,125	23,490	26,087	26,321	24,775	22,824	22,489	23,816	23,869
営業経費(固定費)	1,698	1,698	1,698	1,698	1,698	1,698	1,698	1,698	1,698	1,698	1,698	1,698
売上原価	15,175	16,305	17,136	22,804	23,574	17,823	15,497	15,346	18,056	21,536	21,440	16,838
出金合計	16,873	18,004	18,834	24,502	25,272	19,322	17,196	17,044	19,755	23,234	23,138	18,536
入金合計	0	0	22,516	23,125	23,490	26,087	26,321	24,775	22,824	22,489	23,816	23,869
出金合計	16,873	18,004	18,834	24,502	25,272	19,322	17,196	17,044	19,755	23,234	23,138	18,536
入出金合計	-16,873	-18,004	3,682	-1,377	-1,782	6,765	9,125	7,731	3,069	-7,45	678	5,333
資金需要の推移												
期首借入金残高	0	16,873	34,877	34,877	36,254	38,036	38,036	38,036	38,036	38,036	38,781	38,781
当期借入金増加	16,873	18,004	0	1,377	1,782	0	0	0	0	7,45	0	0
当期借入金の返済												
期末借入金残高	16,873	34,877	34,877	36,254	38,036	38,036	38,036	38,036	38,036	38,781	38,781	38,781

運転資金として必要な資金調達額=約3,781万円

3つのパターンの単年度収支を整理した結果を表-3. 23に示す。BG1はkW課金型、BG2はkWh課金型のバランシンググループに加入した場合を表している。

本設定においては、需給管理を自前で実施した場合、需給管理システム料金がバランシンググループ会員費用よりも高く、需給管理用の人員も2人多いことから、営業利益率および当期純利益は最も低い10%、3%となった。バランシンググループへ参画するパターンでは、今回の単価設定では、kWh課金型の方が、収益性がよくなる結果となり、営業利益率は15%、当期純利益は7%となった。今回想定した需要化は負荷率の低い公共施設であることから、容量(kW)課金ではなく、電力量(kWh)課金の方が費用を抑えられる結果となったと考えられる。

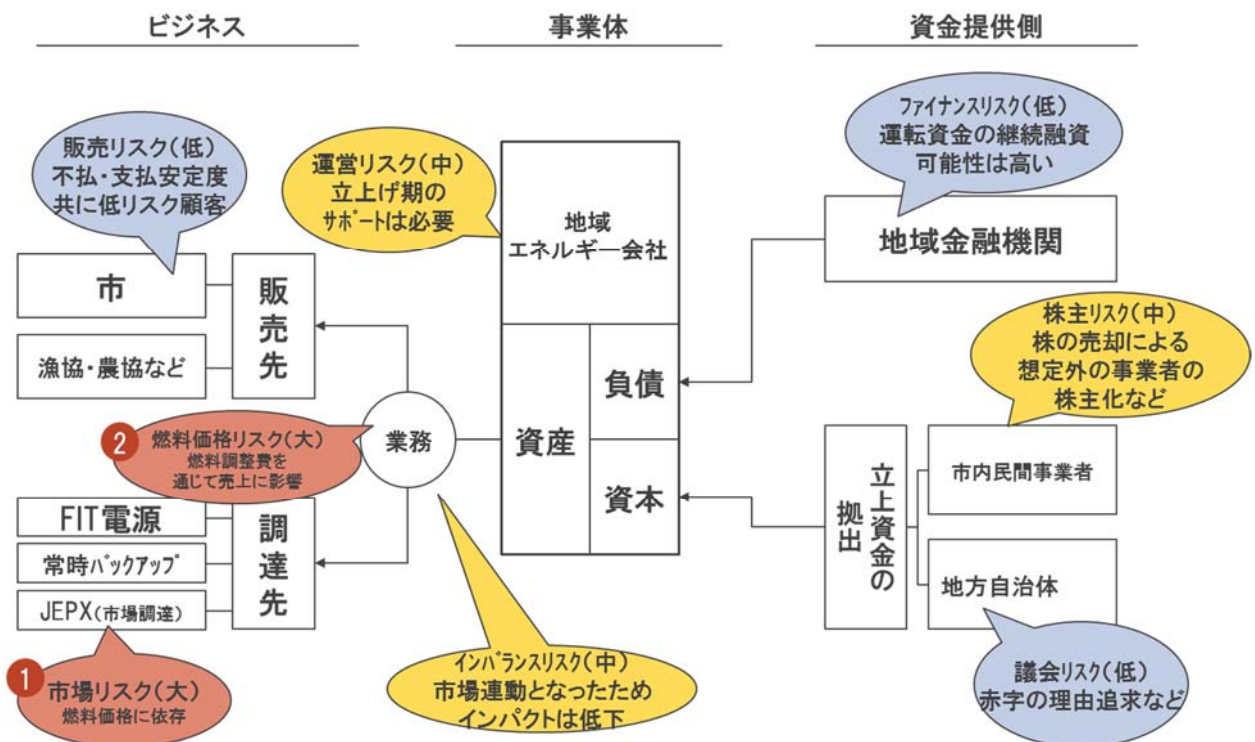
表-3. 23 単年度収支と運転資金の算定結果比較

費目		需給管理を自前で実施	BG①	BG②
売上	売上金額(基本+従量料金)	285,776	285,776	285,776
	JEPX売り	10	10	10
	売上	285,786	285,786	285,786
売上原価	託送料金(基本+従量料金)	71,353	71,353	71,353
	電力調達費	89,789	89,789	89,789
	常時バックアップ	47,218	47,218	47,218
	バランシングG会員費	0	17,361	12,970
	不足インバランス	1,913		
	余剰インバランス	-1,838		
	売上原価	208,435	225,721	221,330
売上総利益	77,351	60,065	64,456	
営業費用	需給管理システム使用料金	18,080	0	180
	人件費	16,000	8,000	8,000
	賃借料	1,200	1,200	1,200
	JEPX会費	1,200	0	0
	減価償却費			
	旅費	1,200	1,200	1,200
	交際費	1,200	1,200	1,200
	その他支出	8,600	8,600	8,600
	経費	13,400	12,200	12,200
	営業費用	47,480	20,200	20,380
営業利益	29,871	39,865	44,076	
法人税等合計	20,970	23,205	24,147	
純利益	8,901	16,660	19,929	
初年度の必要運転資金		4,501万円	4,031万円	3,781万円

### 3) 事業リスクの分析

続いて、地域エネルギー会社が電力小売事業を実施するうえで、考慮すべきリスクについて検討する。地域エネルギー会社の資金調達先とビジネス側それぞれにおけるリスクをイメージ化したものを図-3. 21に示す。同図に示すように、様々なリスクが考えられるが、電力の調達先である市場、そして、燃料価格が大きなリスクと考えられる。

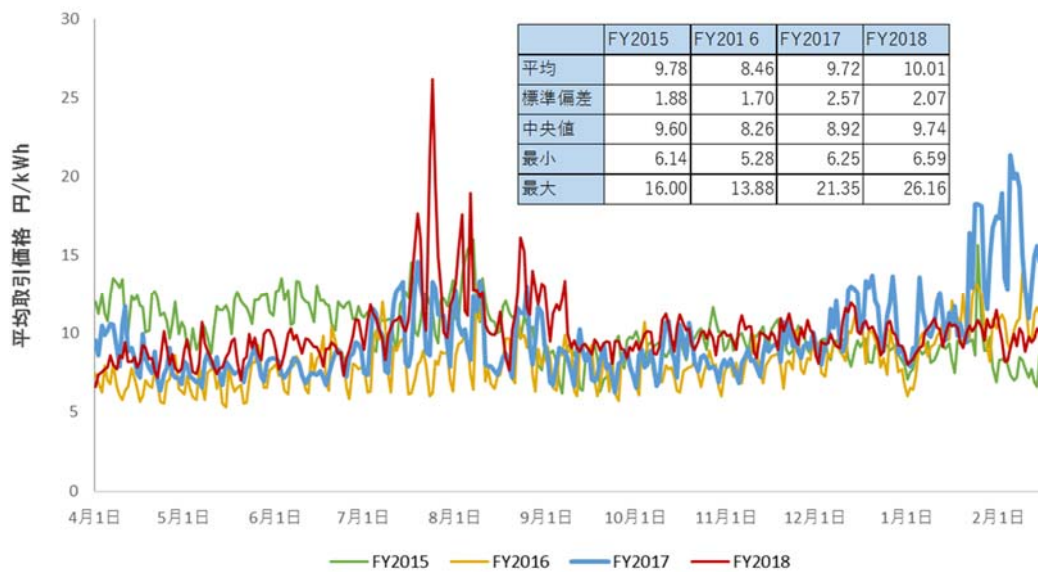
燃料価格は、急激な燃料価格変動に伴い、調達費用>販売価格となるケースが想定される。燃料調整費制度によって、上昇した価格を販売価格に反映可能であるが、反映から回収までタイムラグが生じる。この期間の資金手当てを金融機関と協議しておくことが重要となる。



図－3. 2 1. 地域エネルギー会社のステークホルダーと事業リスク

①市場リスクの分析（JEPX 調達価格の分析）

地域家エネルギー会社が電力を調達してくる先である卸電力市場の価格リスクについて分析する。近年の JEPX の相場水準は図－3. 2 2 の通りである。平均取引価格は 9 円前後で推移しているが 2017 年度以降は最大値が 20 円を超えるなど、変動が大きく電力小売事業者にとってはリスクとなる。この平均取引価格を変化させることで収支の変化を分析する。



図－3. 2 2. 卸電力取引所の取引価格推移<sup>20</sup>

検討した 3 つの電力小売パターンに対して、JEPX 市場の平均取引価格が変化したときの、事業収

<sup>20</sup> 日本卸電力取引所公開資料より



支の感度分析結果を表-3. 24に示す。JEPX 価格は2017年度の数値をベースとして扱っている。いずれのパターンにおいても、+6円の価格となった場合は営業利益は赤字または数百万円程度となる。

表-3. 24 JEPX 平均取引価格に対する事業収支感度分析結果

①需給管理を自前で実施 単位：千円

営業利益の感度		JEPX市場 平均取引価格					
		7.71	9.71	10.71	11.71	13.71	15.71
		-2	0	1	2	4	6
販売単価の値 引率	0%	67,145	48,919	39,808	30,696	12,473	-5,751
	1%	63,848	45,622	36,511	27,399	9,176	-9,048
	2%	60,550	42,324	33,213	24,101	5,878	-12,346
	3%	57,288	39,062	29,951	20,839	2,616	-15,608
	4%	54,072	35,846	26,735	17,623	-600	-18,824
	5%	50,782	32,556	23,445	14,333	-3,890	-22,114
	10%	34,332	16,106	6,995	-2,117	-20,340	-38,564

②バラシグループ\_1 (kW課金型) 単位：千円

営業利益の感度		JEPX市場 平均取引価格					
		7.71	9.71	10.71	11.71	13.71	15.71
		-2	0	1	2	4	6
販売単価の値 引率	0%	77,059	58,833	49,722	40,610	22,387	4,163
	1%	73,762	55,536	46,425	37,313	19,090	866
	2%	70,464	52,238	43,127	34,015	15,792	-2,432
	3%	67,202	48,976	39,865	30,753	12,530	-5,694
	4%	63,986	45,760	36,649	27,537	9,314	-8,910
	5%	60,696	42,470	33,359	24,247	6,024	-12,200
	10%	44,246	26,020	16,909	7,797	-10,426	-28,650

③バラシグループ\_2 (kWh課金型) 単位：千円

営業利益の感度		JEPX市場 平均取引価格					
		7.71	9.71	10.71	11.71	13.71	15.71
		-2	0	1	2	4	6
販売単価の値 引率	0%	81,270	63,044	53,933	44,821	26,598	8,374
	1%	77,973	59,747	50,636	41,524	23,301	5,077
	2%	74,675	56,449	47,338	38,226	20,003	1,779
	3%	71,413	53,187	44,076	34,964	16,741	-1,483
	4%	68,197	49,971	40,860	31,748	13,525	-4,699
	5%	64,907	46,681	37,570	28,458	10,235	-7,989
	10%	48,457	30,231	21,120	12,008	-6,215	-24,439

## ②燃料調整費リスクの分析

次に、電気料金の中に含まれる燃料調整費の変動による事業リスクについて分析した。燃料調整費は、火力燃料（原油・LNG・石炭）の価格変動を電気料金に迅速に反映させるため、その変動に応じて、毎月自動的に電気料金を調整する制度である。燃料調整費の基本的な仕組みを図-3. 23に示す。九州電力の高圧電力における燃料調整費の推移を図-3. 24に示す。感度分析を行うにあたって、+1.5円/kWhから-3円/kWhの幅で燃料調整費を変動させた。図-3. 24の期間の燃料調整費の中央値は-0.8円/kWhであった。

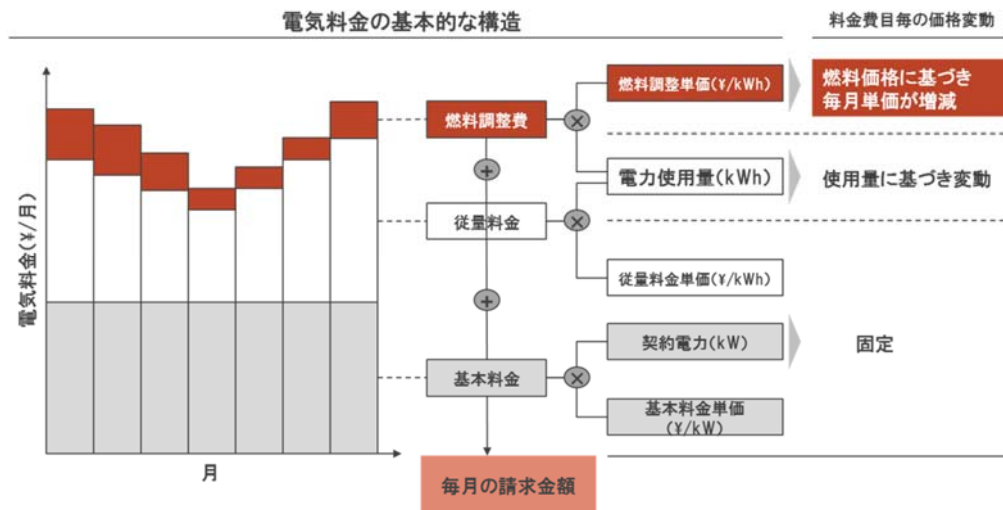


図-3. 23. 燃料調整費の仕組み

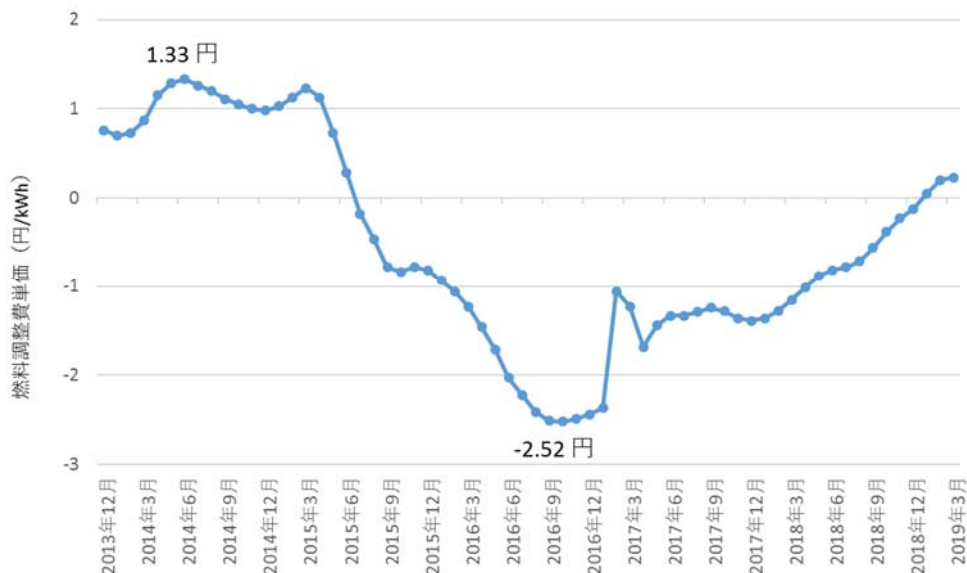


図-3. 24. 九州電力（高压電力）の燃料調整費単価の推移<sup>21</sup>

電気料金割引率毎の燃料調整費・JEPX 市場価格に対する事業収支感度分析結果を、表-3. 25 に示す。既存の電力料金からの割引率を3%以上とした場合では、卸電力市場の平均取引価格が+6円となり、燃料調整費が-2.68円/kWh となった場合には、営業利益がマイナスになるものと想定される。燃料調整費が、中央値の-0.80円/kWh となる場合には、既存の電気料金からの割引率が5%の程度であれば、卸電力市場の平均取引価格が+6円となった場合でも、営業利益はプラスとなることが読み取れる。

<sup>21</sup> 九州電力 HP より

表-3. 25 電気料金割引率毎の燃料調整費・JEPX 市場価格に対する事業収支感度分析結果

①需給管理を前段で実施

既存の電気料金からの割引率 **0%**

単位：千円

営業利益の感度		JEPX市場 平均取引価格						
		7.71	9.71	10.71	11.71	13.71	15.71	
		-2	0	1	2	4	6	
燃料調整費	最大	1.50	117,343	99,117	90,006	80,894	62,671	44,447
	中央	-0.80	89,843	71,617	62,506	53,394	35,171	16,947
	ベース	-2.68	67,145	48,919	39,808	30,696	12,473	-5,751
	最小	-3.00	63,303	45,077	35,966	26,854	8,631	-9,593

既存の電気料金からの割引率 **3%**

単位：千円

営業利益の感度		JEPX市場 平均取引価格						
		7.71	9.71	10.71	11.71	13.71	15.71	
		-2	0	1	2	4	6	
燃料調整費	最大	1.50	107,488	89,262	80,151	71,039	52,816	34,592
	中央	-0.80	79,951	61,725	52,614	43,502	25,279	7,055
	ベース	-2.68	57,288	39,062	29,951	20,839	2,616	-15,608
	最小	-3.00	53,446	35,220	26,109	16,997	-1,226	-19,450

既存の電気料金からの割引率 **5%**

単位：千円

営業利益の感度		JEPX市場 平均取引価格						
		7.71	9.71	10.71	11.71	13.71	15.71	
		-2	0	1	2	4	6	
燃料調整費	最大	1.50	100,982	82,756	73,645	64,533	46,310	28,086
	中央	-0.80	73,391	55,165	46,054	36,942	18,719	495
	ベース	-2.68	50,782	32,556	23,445	14,333	-3,890	-22,114
	最小	-3.00	46,940	28,714	19,603	10,491	-7,732	-25,956

既存の電気料金からの割引率 **10%**

単位：千円

営業利益の感度		JEPX市場 平均取引価格						
		7.71	9.71	10.71	11.71	13.71	15.71	
		-2	0	1	2	4	6	
燃料調整費	最大	1.50	84,530	66,304	57,193	48,081	29,858	11,634
	中央	-0.80	57,028	38,802	29,691	20,579	2,356	-15,868
	ベース	-2.68	34,332	16,106	6,995	-2,117	-20,340	-38,564
	最小	-3.00	30,488	12,262	3,151	-5,961	-24,184	-42,408

②バランスグループ\_1 (kW課金型)

既存の電気料金からの割引率 **0%**

単位：千円

営業利益の感度		JEPX市場 平均取引価格						
		7.71	9.71	10.71	11.71	13.71	15.71	
		-2	0	1	2	4	6	
燃料調整費	最大	1.50	127,257	109,031	99,920	90,808	72,585	54,361
	中央	-0.80	99,757	81,531	72,420	63,308	45,085	26,861
	ベース	-2.68	77,059	58,833	49,722	40,610	22,387	4,163
	最小	-3.00	73,217	54,991	45,880	36,768	18,545	321

既存の電気料金からの割引率 **3%**

単位：千円

営業利益の感度		JEPX市場 平均取引価格						
		7.71	9.71	10.71	11.71	13.71	15.71	
		-2	0	1	2	4	6	
燃料調整費	最大	1.50	117,402	99,176	90,065	80,953	62,730	44,506
	中央	-0.80	89,865	71,639	62,528	53,416	35,193	16,969
	ベース	-2.68	67,202	48,976	39,865	30,753	12,530	-5,694
	最小	-3.00	63,360	45,134	36,023	26,911	8,688	-9,536

既存の電気料金からの割引率 **5%**

単位：千円

営業利益の感度		JEPX市場 平均取引価格						
		7.71	9.71	10.71	11.71	13.71	15.71	
		-2	0	1	2	4	6	
燃料調整費	最大	1.50	110,896	92,670	83,559	74,447	56,224	38,000
	中央	-0.80	83,305	65,079	55,968	46,856	28,633	10,409
	ベース	-2.68	60,696	42,470	33,359	24,247	6,024	-12,200
	最小	-3.00	56,854	38,628	29,517	20,405	2,182	-16,042

既存の電気料金からの割引率 **10%**

単位：千円

営業利益の感度		JEPX市場 平均取引価格						
		7.71	9.71	10.71	11.71	13.71	15.71	
		-2	0	1	2	4	6	
燃料調整費	最大	1.50	94,444	76,218	67,107	57,995	39,772	21,548
	中央	-0.80	66,942	48,716	39,605	30,493	12,270	-5,954
	ベース	-2.68	44,246	26,020	16,909	7,797	-10,426	-28,650
	最小	-3.00	40,402	22,176	13,065	3,953	-14,270	-32,494

③バランスグループ\_2 (kWh課金型)

既存の電気料金からの割引率 **0%**

単位：千円

営業利益の感度		JEPX市場 平均取引価格						
		7.71	9.71	10.71	11.71	13.71	15.71	
		-2	0	1	2	4	6	
燃料調整費	最大	1.50	131,468	113,242	104,131	95,019	76,796	58,572
	中央	-0.80	103,968	85,742	76,631	67,519	49,296	31,072
	ベース	-2.68	81,270	63,044	53,933	44,821	26,598	8,374
	最小	-3.00	77,428	59,202	50,091	40,979	22,756	4,532

既存の電気料金からの割引率 **3%**

単位：千円

営業利益の感度		JEPX市場 平均取引価格						
		7.71	9.71	10.71	11.71	13.71	15.71	
		-2	0	1	2	4	6	
燃料調整費	最大	1.50	121,613	103,387	94,276	85,164	66,941	48,717
	中央	-0.80	94,076	75,850	66,739	57,627	39,404	21,180
	ベース	-2.68	71,413	53,187	44,076	34,964	16,741	-1,483
	最小	-3.00	67,571	49,345	40,234	31,122	12,899	-5,325

既存の電気料金からの割引率 **5%**

単位：千円

営業利益の感度		JEPX市場 平均取引価格						
		7.71	9.71	10.71	11.71	13.71	15.71	
		-2	0	1	2	4	6	
燃料調整費	最大	1.50	115,107	96,881	87,770	78,658	60,435	42,211
	中央	-0.80	87,516	69,290	60,179	51,067	32,844	14,620
	ベース	-2.68	64,907	46,681	37,570	28,458	10,235	-7,989
	最小	-3.00	61,065	42,839	33,728	24,616	6,393	-11,831

既存の電気料金からの割引率 **10%**

単位：千円

営業利益の感度		JEPX市場 平均取引価格						
		7.71	9.71	10.71	11.71	13.71	15.71	
		-2	0	1	2	4	6	
燃料調整費	最大	1.50	98,655	80,429	71,318	62,206	43,983	25,759
	中央	-0.80	71,153	52,927	43,816	34,704	16,481	-1,743
	ベース	-2.68	48,457	30,231	21,120	12,008	-6,215	-24,439
	最小	-3.00	44,613	26,387	17,276	8,164	-10,059	-28,283

## 5. 地域エネルギー会社運営基盤の強化策の検討

地域エネルギー会社が、地域活性化の担い手として活動を展開していくためには、まずは収益事業の基盤を固めることが重要である。本項では、地域エネルギー会社の運営基盤の強化につながる事業について検討を行う。

地域エネルギー会社の運営基盤強化につながる事業活動内容と、各活動における地域企業との連携方策を整理したものを図-3.25に示す。地域エネルギー会社の活動は、収益事業と非収益事業に大別され、収益事業で持続的に収益を確保できてはじめて、その収益を地域課題解決につながる非収益事業に還元できるようになる。

収益事業の基盤強化に繋がる事業として、同図に示すように、再エネ電源開発（発電事業）、電力卸売事業、再エネ関連設備のメンテナンス事業、ガス小売事業、地域インフラ施設の料金徴収・維持管理事業、需要家への太陽光パネル・蓄電池導入事業（第3者保有モデル）が考えられる。

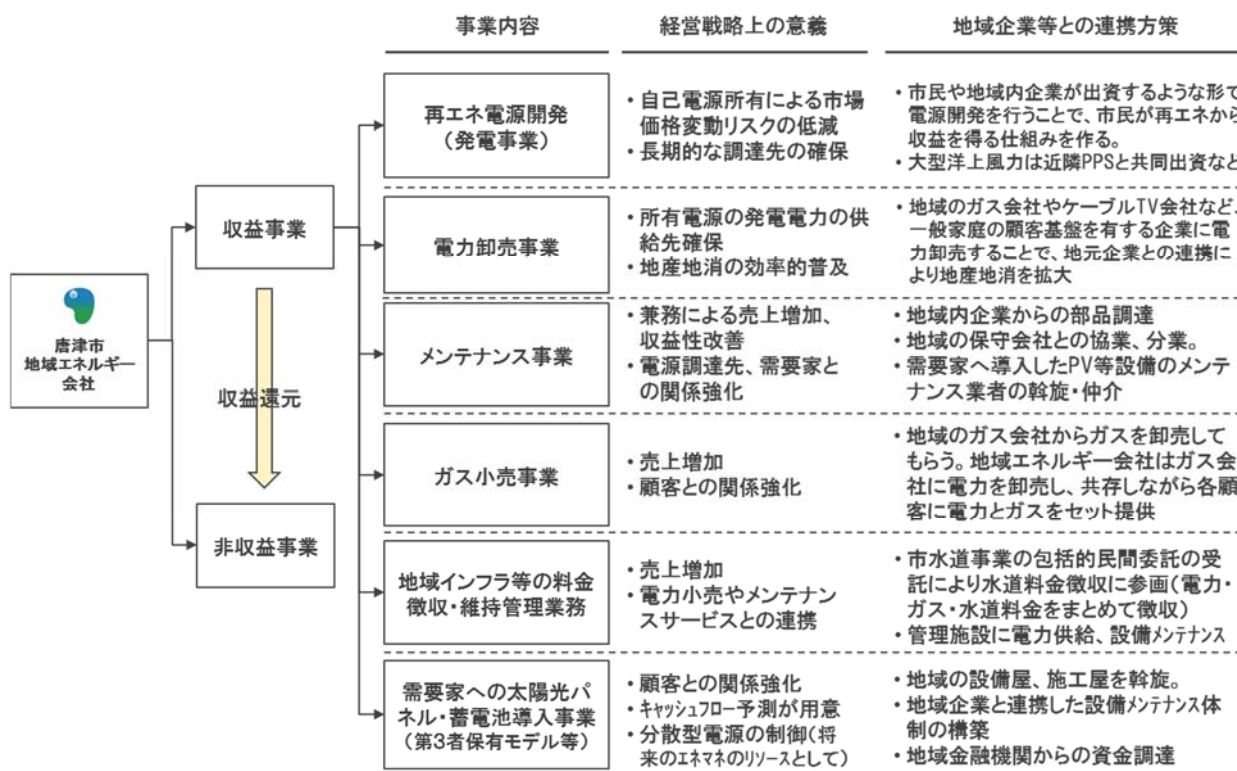


図-3.25. 地域エネルギー会社の運営基盤強化に繋がる収益事業

### 1) 再エネ電源開発（発電事業）、

第4節、図-3.21で示したとおり、電力小売事業におけるリスクの1つとして、卸電力市場からの調達価格変動リスクがある。自己電源を保有することで、長期的に安定した安価な電力調達先を確保することが、地域エネルギー会社の事業リスクの低減するためには非常に重要となる。

発電事業を実施するには、地域住民からの出資を募ることで、地域住民が積極的に事業に関わるとともに、発電事業の収益を市民が受けるような仕組み作りを行うことが、事業運営の基盤強化につながる。

さらに、地域エネルギー会社の自己電源でない地域内電源に対しても、地域エネルギー会社が相対契約で調達を行うことで、地産地消率を高めることができる。滋賀県湖南市のこなんウルトラパワー株式会社のように、地域エネルギー会社が地域の発電事業者（市民出資の発電施設）からプレミアム価格で電力を買い取ることで、地域の発電事業者の支援を行うスキームを構築している事例もある。

## 2) 電力卸売事業

地域のガス会社やケーブルテレビ会社のように、市内の顧客基盤を持っている企業に地域エネルギー会社が電気の卸売を行い、これらの企業が既存顧客に対して電力供給を行うことによって、地域エネルギー会社は少ない自社のリソースで、発電電力の販売先を確保するとともに、電力の地産地消を効果的に推進することが可能となる。

## 3) 再エネ関連設備のメンテナンス事業

地域の再エネ電源や、各家庭に導入する再エネ設備の保守点検業務の一部を、地域エネルギー会社が実施することで、発電事業者や需要家との長期的な関係構築および収益確保が可能となる。前述のように、地域エネルギー会社の社員が、メンテナンス業務のみに特化せず、他の業務と兼務するような働き方ができれば、地域エネルギー会社の収益性を向上させることが可能となる。

また、地域エネルギー会社が自前でメンテナンスを行わずに、地域エネルギー会社が顧客との窓口となって、地域の電気屋や工務店を紹介するような体制を構築することも、地域エネルギー会社が少ないリソースで顧客に包括的なサービスを行う方法として有効であり、顧客との関係強化につながる。

表一 3. 26 に、地域エネルギー会社が電力小売事業に加えて、浄水センターエリア内に導入する設備のメンテナンス事業を実施した場合の収益性の変化を示す。算定に用いた検討パターンは、電力小売事業については3つのパターンのうち、収益性がもっとも低かった需給管理を自前で実施するパターンとした。メンテナンス事業については、検討パターン③（消化ガス発電設備の定期点検も含めて自社で対応するパターン：15年間平均値）を用いた。同表に示すとおり、売上は735万円増加し、1%ではあるが、収益性も改善する。

## 4) ガス小売事業

地元のガス会社からガスを卸売してもらうことで、地域エネルギー会社がガス小売事業を行うことができる。地域エネルギー会社は、売上増加に加えて、需要家に対して電気とガスをセットで提供することにより、顧客との関係を強化することができる。地域エネルギー会社からガス会社に対しては、電力を卸売供給することで、ガス会社と共存しながら、各顧客に電力とガスを提供する仕組みを構築する。

## 5) 地域インフラ施設の料金徴収・維持管理事業

唐津市は水道事業の民活活用を進めており、平成26年度から①窓口業務（窓口、料金収納、メーター検診等）、②管路の維持管理業務、③浄水施設の運転管理業務について、包括的民間委託を進めている。地域エネルギー会社が水道事業の料金聴取業務を受託して、電力の料金徴収業務と合わせる形で水道料金徴収も行えば、効率的に売上を増加させることができる。また、地元のケーブルテレビ会社等と連携して、地域エネルギー会社が電気、ガス、水道、ケーブルテレビ料金など、地域住民の生活コストの支払いを一元化するような活動を行っていけば、地域の効率化にもつながる。

その他、公共施設の運営管理などを、既存の業者と地域エネルギー会社が連携して行うことで、当該施設への電力・ガス供給や、電気設備のメンテナンスにも地域エネルギー会社が関与することで、効果的な運営ができるとともに、地域エネルギー会社の顧客確保にもつながる。

表-3. 26 地域エネルギー会社がメンテナンス事業を兼務した場合の収益性の変化

費目		電力小売事業のみ		メンテナンス業務も兼務		Note
				(千円)		
	売上金額(基本+従量料金)	285,776		285,776		
	JEPX売り	10		10		
	電力事業合計	285,786		285,786		
	メンテナンス売上(浄水センター内)	0		7,349		検討パターン③(全設備を対象)
	メンテナンス事業合計	0		7,349		
売上		285,786	100%	293,135	100%	約735万円の売上増加
	託送料金(基本+従量料金)	71,353		71,353		
	電力調達費	89,789		89,789		
	常時バックアップ	47,218		47,218		
	不足インバランス	1,913		1,913		
	余剰インバランス	-1,838		-1,838		
	部品調達費用	0		2,074		部品調達費分の原価増加
売上原価		208,435	72.9%	210,509	71.8%	
売上総利益		77,351	27.1%	82,626	28.2%	売上高粗利率は約1%改善
	需給管理システム使用料金	18,080		18,080		
	人件費	16,000		16,000		
	賃借料	1,200		1,200		
	JEPX会費	1,200		1,200		
	減価償却費	0		710		メンテナンス用の車両・機器費
	旅費	1,200		1,200		
	交際費	1,200		1,200		
	その他支出	8,600		8,820		
経費		13,400		14,330		
営業費用		47,480	16.6%	48,410	16.5%	
営業利益		29,871	10.5%	34,216	11.7%	営業利益率は約1%改善
法人税等合計		20,970		22,233		
純利益		8,901	3.1%	11,983	4.1%	純利益率は1%増加

#### 6) 需要家への太陽光パネル・蓄電池導入事業(第3者保有モデル)

本事業の唐津市にとっての意義は、需要家に再エネ設備の導入を促すことで、地域のエネルギー自立によるエネルギーレジリエンスの強化と低炭素化を推進できる点にある。地域エネルギー会社にとっては、自家消費を推進してしまうので販売電力量は減ってしまうが、設備導入期間は需要家との関係性を保つことができるので、収益率は低くとも、長期的なキャッシュフローの予想が立ちやすいメリットがある。また、多くの需要家の機器と接続することができれば、将来的に地域エネルギー会社が地域のエネルギーマネジメントをする際に、有効となる。

設備の導入にあたっては、地域エネルギー会社が設備を調達して所有し、各需要家へ設置するとともに、設置後の保守点検も地域エネルギー会社が行うこととなるが、この一連の事業プロセスにおいて地域企業と連携することで、事業創出と地域内資金循環を推進することが可能となる。

地域エネルギー会社が設備を購入するときに、地域内企業からの調達比率を高めるとともに、設備の設置や保守点検を地域の電気屋や工務店と連携して行うことで、地元企業の収益増加に繋がる。また、設備購入における資金調達も、地域内金融機関から借入を行うことで、地域内で資金循環の流れを作ることができる。



## 第4章 F/Sに関連する付随調査

### 1. 浄水センターへの省エネルギー提案

#### 1) 本提案の目的と内容

浄水センターをスマートレジリエンスの拠点とするためには、再生可能エネルギーを利用した太陽光発電や消化ガス発電による「創エネ」が重要となる。一方、浄水センター内で消費する照明や空調の電力・ガスを削減することによる「省エネ」も創エネと同等の効果があることから検討を行う。また、本検討は、来年度以降の補助金獲得の一助となることを念頭においている。本提案書の内容は以下の通りである。

- (1) 浄水センター内のエネルギー使用状況分析
- (2) 浄水センター内の省エネ方法及びメリット試算
- (3) 各省エネ案の ESCO+補助金利用のご提案

図-4. 1は、省エネ実施前と実施後の年間エネルギーコストの比較である。省エネ実施により、年間約 3,329 千円のメリット(コスト削減率 6.1%)が出るが、イニシャルコストがかかるため、本提案書では、補助金と ESCO 事業の適用を検討した。

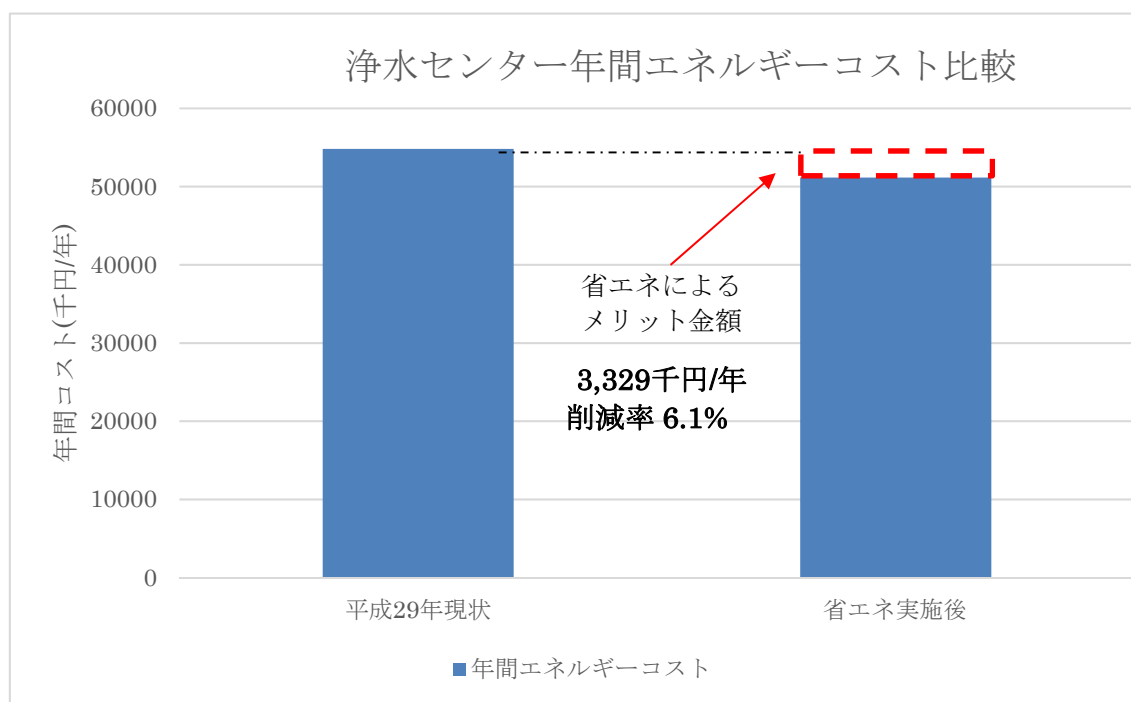


図-4. 1 浄水センター年間エネルギーコスト比較

## 2) 浄水センター現地調査報告

① 日時 平成 30 年 8 月 8 日(木) 13:00～17:00

※9月6日、10月18日にも浄水センターでヒアリング、データ入手等を実施した。

② 場所 唐津市浄水センター

③ 立会者：唐津市都市整備部：下尾様、平川様、藤田様

(株)唐津三協メンテナンス：宮崎様

実施者：日立アプライアンス(株)：小島、樋口、中粉、澤村

(株)日立パワーソリューションズ：三戸、神田

(株)日立製作所：鶴田、加藤

④ 入手資料

1. 唐津市浄水センター設計図面集

2. 平成 29 年度施設稼動年報

3. 平成 30 年 7 月施設稼動月報

4. 平成 29 年度電気料金請求書

5. 平成 29 年度唐津浄水センター 電力・水処理年報

6. 平成 29 年度唐津浄水センター 電力・水処理月報

7. 変圧器点検記録

8. 吸収冷温水機点検記録

9. 平成 29 年度唐津浄水センター 吸収冷温水機日別ガス使用量

⑤ 調査実施場所及び主な調査機器

現地調査で調査した機器を添付資料 1「調査機器リスト」にまとめた。下記にて、各棟の位置と、調査した代表的な機器を記載した。

管理棟：照明、変圧器、吸収冷温水機、送風機、冷却塔、排気ファン、非常用発電機、送水ポンプ等

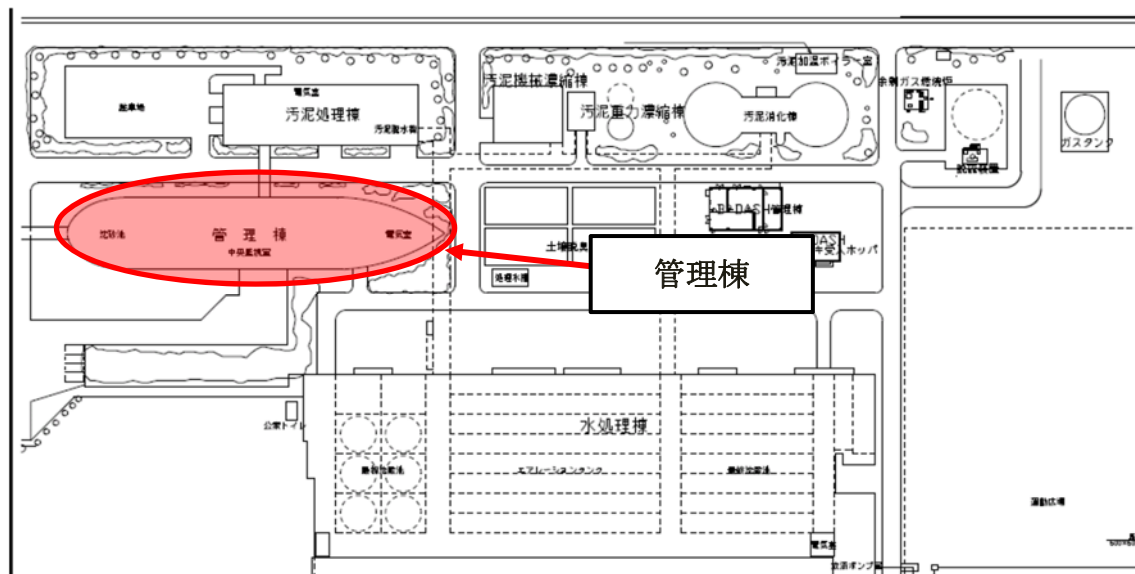


図-4. 2 浄水センター内の管理棟位置

水処理棟：放流ポンプ、汚泥掻寄機、曝気装置等

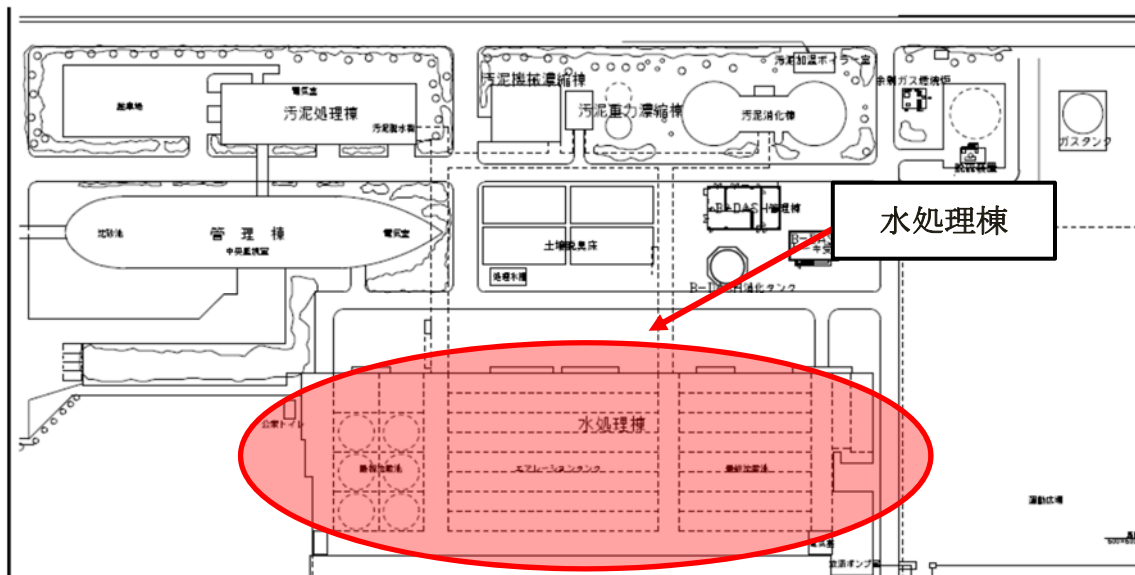


図-4. 3 浄水センター内の水処理棟位置

汚泥消化棟：汚泥加熱用温水ヒータ、加温用循環汚泥ポンプ、ガス攪拌ブロー等

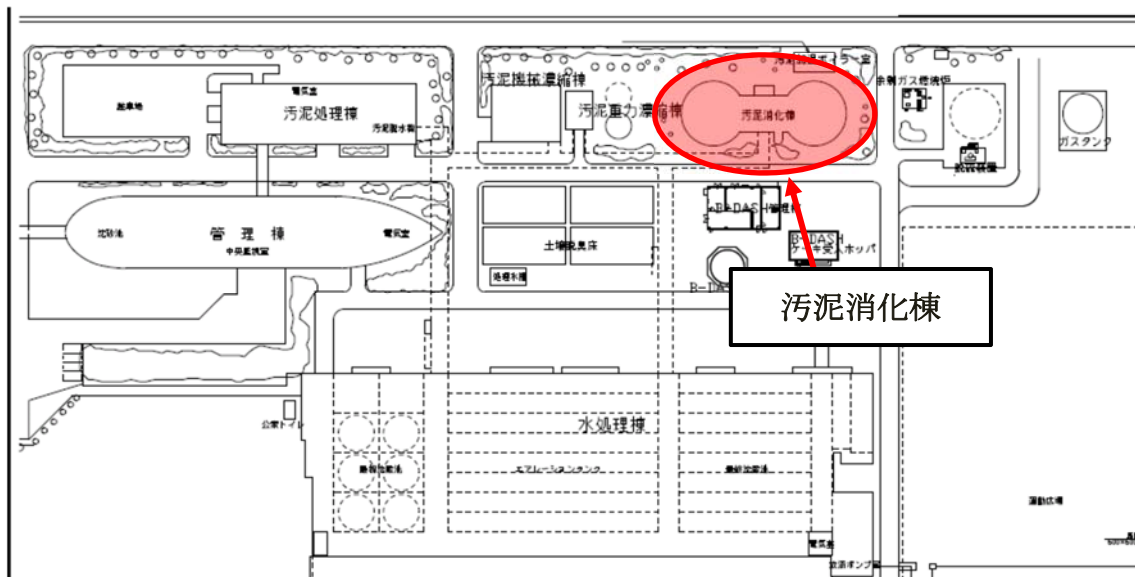


図-4. 4 浄水センター内の汚泥消化棟位置

⑥ 施設使用状況、ヒアリング内容

- a) 平成 24 年(6年前)に照明設備の更新を実施しており、その際一部 LED 照明器具への更新を行い、照明環境の維持・光源の演色性向上による視環境改善を図っている。
- b) 管理棟 3・4 階の誘導灯については蛍光灯形の設備を継続使用しているが、消耗部材は製造中止となっている。
- c) 2 台の吸収式冷温水機用冷却塔の内、1 台は現地調査時(8 月 8 日)に故障のため使用されていなかった。
- d) 放流ポンプは通常稼働させていない。7 月の豪雨時には全て稼働していた。
- e) 主要機器の稼働時間は計測している。稼働時間データを入手した。

3) 浄水センターエネルギー使用状況

3)-1 年度別エネルギー消費量

A) 電気

表-4. 1 平成 27 年度～平成 29 年度の

年間電気使用量

	電気
H27 年度	3,282 MWh
H28 年度	3,326 MWh
H29 年度	3,286 MWh
平均	3,298 MWh

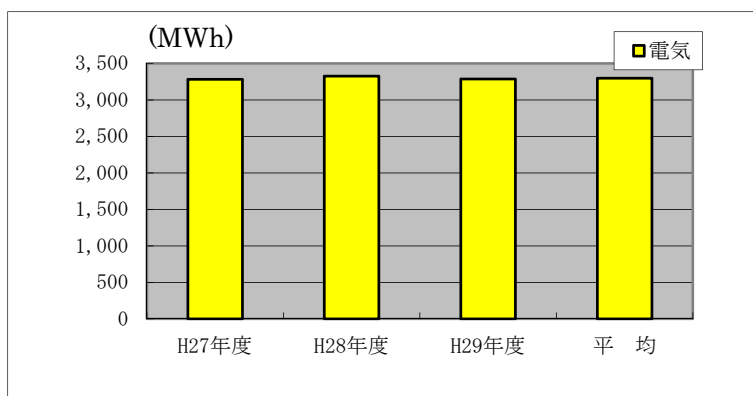


図-4. 5 平成 27 年度～平成 29 年度の年間電気使用量

B) ガス

表-4. 2 平成 27 年度～平成 29 年度の

年間ガス使用量

	ガス(13A)
H27 年度	13,206 m <sup>3</sup>
H28 年度	13,679 m <sup>3</sup>
H29 年度	14,348 m <sup>3</sup>
平均	13,744 m <sup>3</sup>

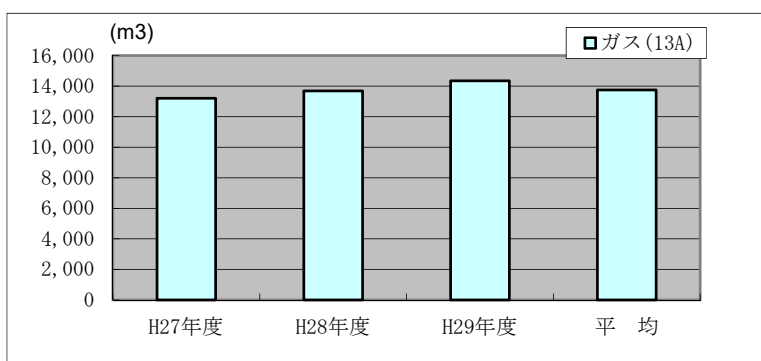


図-4. 6 平成 27 年度～平成 29 年度の年間ガス使用量

C) 年間エネルギー消費量(一次エネルギー換算)

表-4. 3 平成 27 年度～平成 29 年度の

年間エネルギー消費量(一次エネルギー換算)

(単位: GJ)

	電気	ガス	合計
H27 年度	32,034	563	32,598
H28 年度	32,461	584	33,045
H29 年度	32,072	612	32,684
平均	32,189	586	32,775

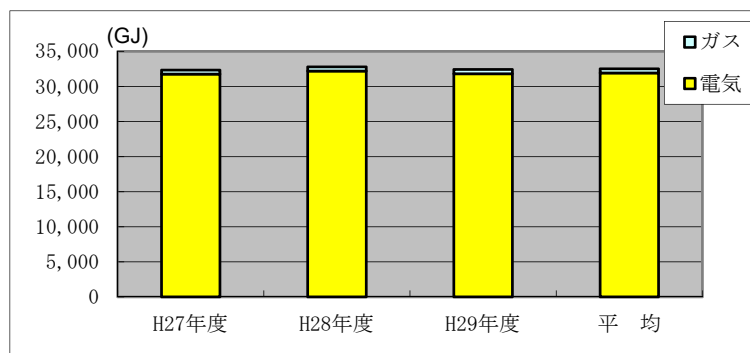


図-4. 7 平成 27 年度～平成 29 年度の年間エネルギー消費量 (一次エネルギー換)

表-4.4 一次エネルギー換算係数

エネルギー種別	電気 (GJ/MWh)			ガス (MJ/Nm <sup>3</sup> )	A重油 (MJ/L)
	昼	夜	加重平均	13A	-
換算係数	9.97	9.28	9.68	45.0	-

※電気は加重平均値での評価とする。

※ガスは15°C、1気圧を年平均とし、下記式にてノルマルに換算する。

$$\text{Nm}^3 = \text{使用量}(\text{m}^3) \times 273.15 \div (273.15 + 15)$$

D) 年間エネルギー消費量(原油換算)

表-4.5 平成27年度～平成29年度の

年間エネルギー消費量(原油換算)

	原油換算
H27年度	834 kL
H28年度	846 kL
H29年度	836 kL
平均	839 kL

※原油換算係数は、0.0258kL/GJ

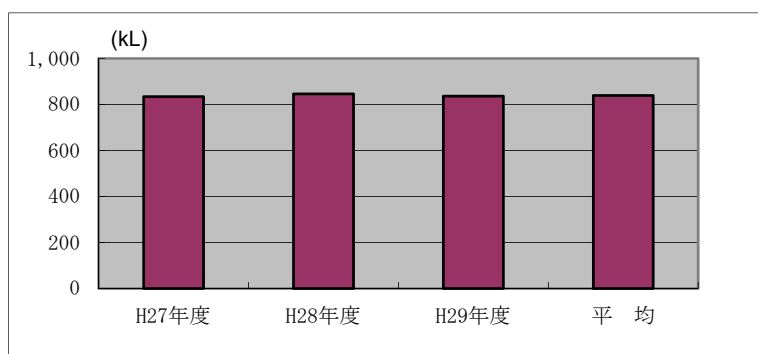


図-4.8 平成27年度～平成29年度の年間エネルギー消費量(原油換算)

3)-2 年度別二酸化炭素(CO2)排出量

A) 年間CO2排出量

表-4.6 平成27年度～平成29年度のCO2排出量

(単位: tCO<sub>2</sub>)

	電気	ガス	合計
H27年度	1,520	29	1,548
H28年度	1,540	30	1,570
H29年度	1,521	31	1,553
平均	1,527	30	1,557

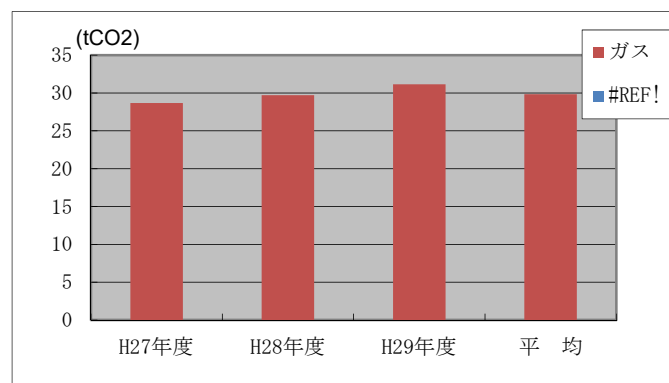


図-4.9 平成27年度～平成29年度のCO2排出量

表-4.7 CO2排出係数

エネルギー種別	電気 (kgCO <sub>2</sub> /kWh)	ガス (kgCO <sub>2</sub> /Nm <sup>3</sup> )
換算係数	0.463※1	2.29※2

※1 九州電力の公開値を使用

※2 東京ガスの公開値を使用

### 3)-3 月別エネルギー消費量

#### A) 電気

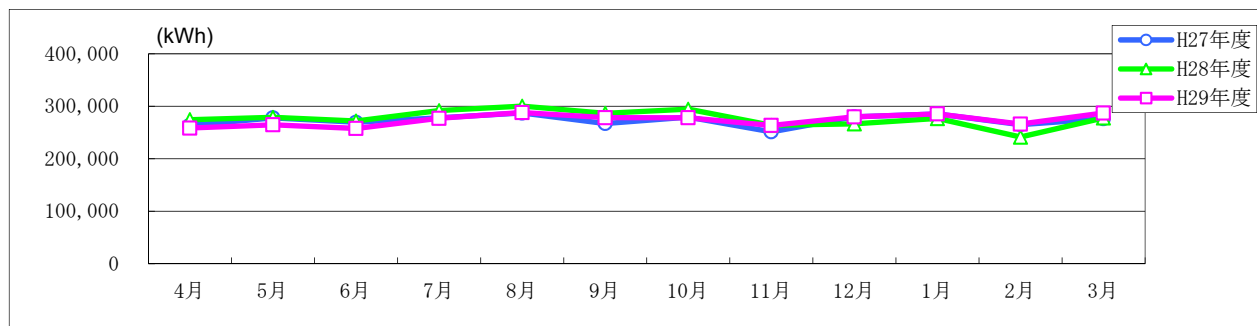


図-4.10 平成27年度～平成29年度の月別電気使用量

#### B) ガス

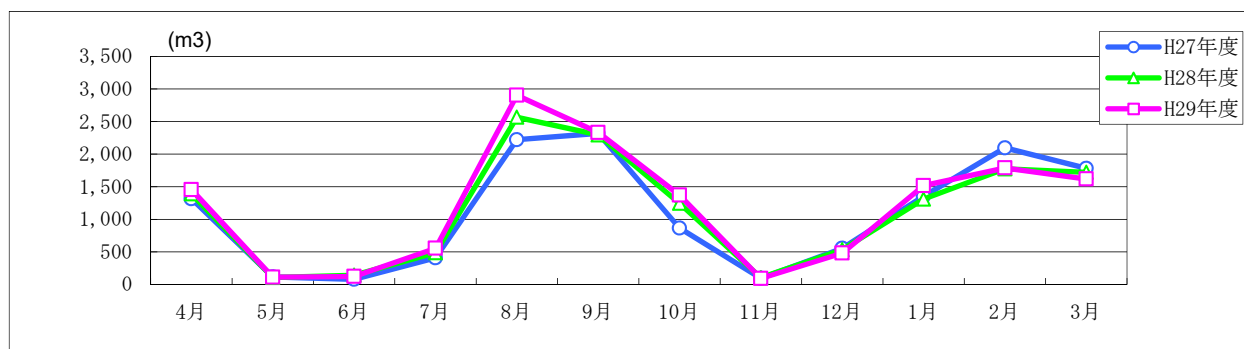


図-4.11 平成27年度～平成29年度の月別ガス使用量

浄水センターの年度別エネルギー使用量は、電力、ガス共に年度間で差がなく非常に安定していることがわかる。図-4.7より、エネルギー使用量の約98%が九州電力からの購入電力である。

電力については、図-4.10より月別で見ても使用量に差はなく、非常に安定している。ガスの月別使用量については、図-4.11より月によって使用量に差があるが、これはガスの供給先が管理棟に設置されている吸収冷温水機であるためであり、冷房時期と暖房時期に使用量が増加していることが分かる。年度別で見ると増減傾向と使用量はほぼ一致している。

また、平成29年度の処理水量が7,880,484m<sup>3</sup>であることから、浄水センターの平成29年度の電力使用量原単位(処理水1m<sup>3</sup>あたりの電力使用量)は、0.417kWh/m<sup>3</sup>である。参考として、平成22年の全国の下水处理場の平均電力使用量原単位は0.492kWh/m<sup>3</sup>である。

### 3)-4 平成29年度 変電所(SS-1、SS-2、SS-3)別年間消費電力量

3)-4 では、浄水センター内の変電所(SS-1、SS-2、SS-3)別の電力使用量についてまとめた。各変電所の電力供給範囲は下記のようになる。

- (1) SS-1：管理棟機器、水処理棟最初沈殿池機器、管理棟及び水処理棟照明
- (2) SS-2：水処理棟機器(最初沈殿池を除く)
- (3) SS-3：汚泥重力濃縮棟、汚泥機械濃縮棟、汚泥処理棟

図-4.12より、平成29年度においては、SS-1における電力使用量が一番多く、浄水センター全体の63.6%を占める。

また、図-4.13にて、平成29年度の変電所別消費電力量(日別)をグラフにまとめた。この



図から、年間を通じて変電所別の消費電力量の増減傾向はほぼ一致している。図-4.14にて、変電所ごとの日別電力使用量の割合をグラフにまとめた。この図から、変電所ごとの電力使用量の割合は年間を通じて大きな変動がないことが分かる。

表-4.8 平成29年度変電所別年間消費電力量

	年間消費電力量	割合
SS-1	2,091 MWh	63.6%
SS-2	624 MWh	19.0%
SS-3	571 MWh	17.4%

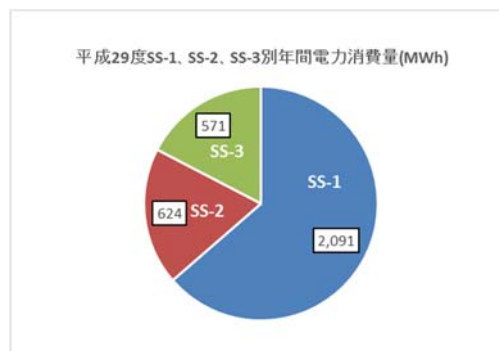


図-4.12 平成29年度変電所別年間消費電力量

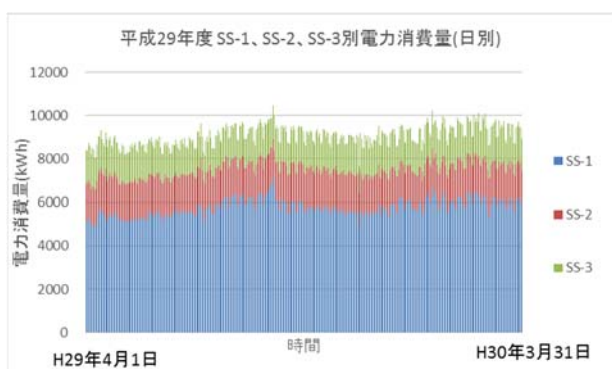


図-4.13 平成29年度 変電所別消費電力量(日別)

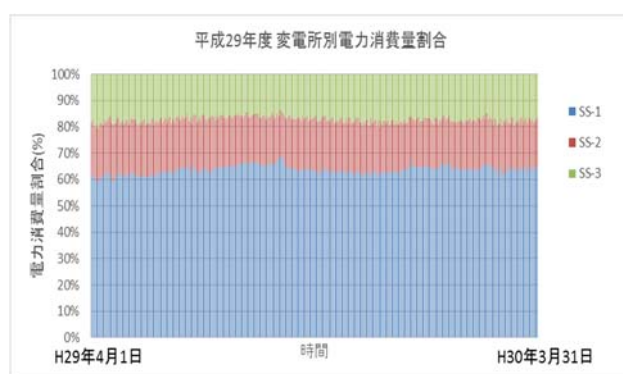


図-4.14 平成29年度 変電所別消費電力量割合(日別)

### 3)-5 平成29年度 管理棟の平均電力内訳

浄水センター内で一番電力使用量が多い変電所である SS-1 の内訳(変圧器別)について分析した。SS-1 の主な内訳は以下の通りになる。

- (1) 400V 動力：主ポンプ、送風機
- (2) 200V 動力：沈砂池室機器、クーリングタワー、フィルター室機器、ブロワ配管室機器、最初沈殿池機器
- (3) 照明：管理棟及び水処理棟の照明

図-4.15から、SS-1内では、400V 動力における電力使用量が一番多く、SS-1 中の 76.9% を占める。400V 動力には主ポンプ(45kW×3 台)及び送風機(160kW×4 台)の出力が大きい機器があるが、主ポンプについては3 台とも 2014 年に更新されており、送風機は 1 台が 2007 年に更新(INV による制御あり)されている。送風機の残りの 3 台は 1982 年製で老朽化しており、更新の必要がある。

3)-4 と同様に図-4.16にて、日別電力使用量の内訳、図-4.17にて、日別電力使用量割合の内訳をグラフにまとめた。SS-1 内変圧器別の電力使用量の割合は年間を通じて大きな変動がないことが分かる。

表-4.9 平成29年度 SS-1の

平均電力内訳

	電気	割合
400V-動力	1,608 MWh	76.9%
200V-動力	355 MWh	17.0%
照明	127 MWh	6.1%

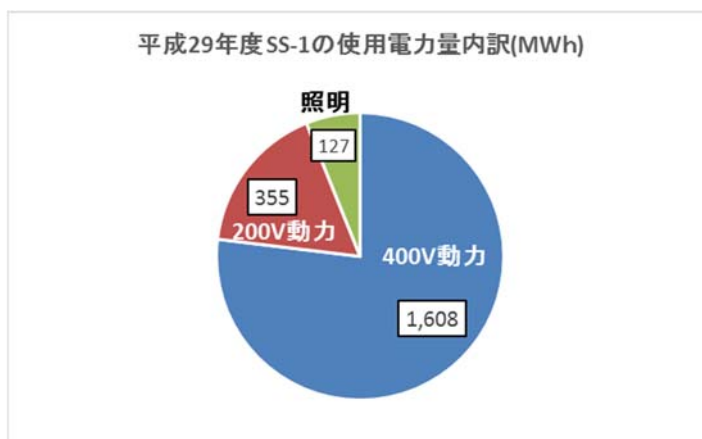


図-4.15 平成29年度 SS-1 電力使用量内訳

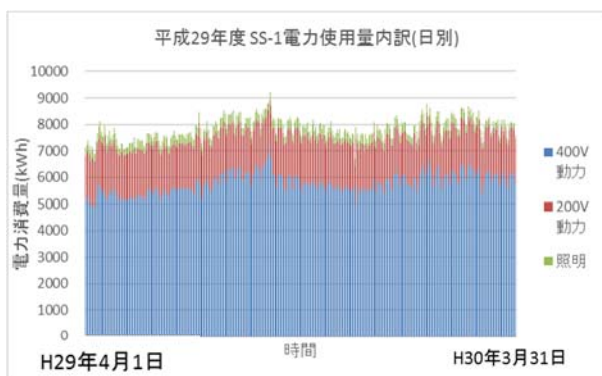


図-4.16 平成29年度 SS-1 電力使用量内訳(日別)

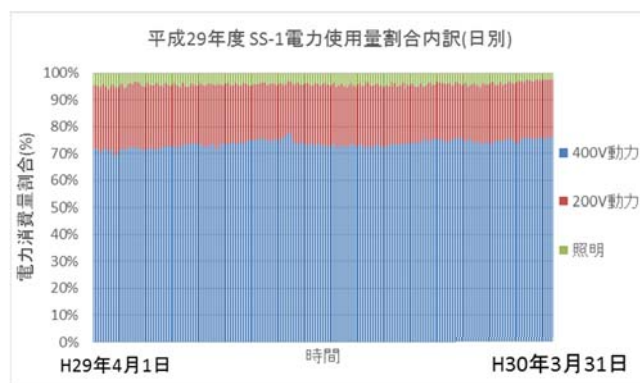


図-4.17 平成29年度 SS-1 電力使用量割合内訳(日別)

4) 省エネ案とメリット

4)-1 省エネ案及びメリット金額の総括

表-4. 10 省エネ案及びメリット試算結果一覧

■省エネルギー手法導入効果

電力単価：10.30円/kWh(税抜き)

No.	改修内容	イニシャルコスト	コスト削減額	保守費用※1	単純回収年数	エネルギー削減量・率(H29基準)		二酸化炭素(CO <sub>2</sub> )削減量・率(H29基準)		原油換算削減量	区分
		① (千円)	② (千円/年)	③ (千円/年)	(年)	(GJ/年)	(%)	(kg-CO <sub>2</sub> /年)	(%)	(kL/年)	
1	照明のLED化	14,800	117	0	127	110	0.3%	5,255	0.3%	2.8	更新
2	高効率電動機への更新	142,000	1,064	0	133	1,000	3.1%	47,825	3.1%	25.8	更新
3	吸収冷温水機 ⇒水冷式スクリーフ冷凍機への更新	90,000	955	0	94	124	0.4%	6,583	0.4%	3.2	更新
4	消化ガスエンジン廃熱の暖房利用	29,000	925	0	26	210	0.6%	10,431	0.7%	5.4	新設
5	アモルファス変圧器への更新 (容量を変更しない場合)	22,000	269	0	82	252	0.8%	12,072	0.8%	6.5	更新
合計 (1～5の合計)		297,800	3,329	0	89	1,696	5.2%	82,166	5.3%	44	-

※1 保守費は既設と同等として0円としました。

※2 イニシャルコストは参考値とします。

4)-2 各省エネ案の内容及びメリット試算

表-4. 10の各省エネ案の内容及びメリット試算の詳細を説明する。本試算で用いる代表的な係数を、表-4. 11にまとめた。

表4. 11 省エネメリット試算で用いる代表的な係数

名称	値	単位	備考
電力単価	10.3	円/kWh	浄水センターの平成29年度電力料金請求書から算出した。 ※年間の従量料金、再エネ賦課金、燃料調整費の合計を電量使用量で除算した値。(基本料金は除く)
買電のCO <sub>2</sub> 排出係数	0.463	kg-CO <sub>2</sub> /kWh	九州電力の公開値を使用
都市ガスのCO <sub>2</sub> 排出係数	2.29	kg-CO <sub>2</sub> /Nm <sup>3</sup>	東京ガスの公開値を使用
原油換算係数	0.0258	kL/GJ	
昼間買電の一次エネルギー換算	9.97	GJ/MWh	8時～22時
夜間買電の一次エネルギー換算	9.28	GJ/MWh	22時～8時
買電の一次エネルギー換算(加重平均)	9.68	GJ/MWh	
都市ガス単価(m <sup>3</sup> ) ※15℃ 1気圧と仮定	192.47	円/m <sup>3</sup>	平成29年度浄水センターのガス料金から算出した。 ※フラットレート
都市ガス発熱量(HHV)	45	MJ/Nm <sup>3</sup>	

【各省エネ案に関するご説明】

No.1. 照明のLED化

浄水センター管理棟内のLED化されていない照明 269 灯を LED 化し、省エネを図る。LED 化によるメリット試算結果を、表-4. 12 にまとめた。

※1 現地調査により選定した、LED 化する照明は添付資料 2「LED 化照明リスト」に記載した。

表-4. 12 LED化メリット試算結果

No.	項目	単位	更新前	更新後	メリット (更新前-更新後)
1	年間消費電力量	kWh/年	16,936	5,586	<b>11,350</b>
2	年間消費エネルギー量	GJ/年	164	54	<b>110</b>
3	年間消費電力量(原油換算)	kL/年	4.23	1.40	<b>2.83</b>
4	年間電力費	千円/年	174	58	<b>117</b>
5	イニシャルコスト	千円	—	<b>14,800</b>	—
6	投資回収年数	年	—	<b>127</b>	—
7	年間 CO2 排出量	kg-CO2/年	7,841	2,586	<b>5,255</b>

No.2. 高効率電動機への更新

浄水センターで使用されている電動機(ポンプ等)で、老朽化(製作年度 2000 年以前)している機器を選定し、トップランナー機器へ更新した場合のメリットを試算した。メリット試算の結果は、表-4. 13 にまとめた。また、更新する機器を、添付資料 3「更新電動機リスト」にまとめた。

表-4. 13 高効率電動機への更新のメリット試算結果

No.	項目	単位	更新前	更新後	メリット (更新前-更新後)
1	年間消費電力量	kWh/年	2,075,974	1,972,681	<b>103,293</b>
2	年間消費エネルギー量	GJ/年	20,095	19,096	<b>1,000</b>
3	年間消費電力量(原油換算)	kL/年	518.46	492.67	<b>25.8</b>
4	年間電力費	千円/年	21,383	20,319	<b>1,064</b>
5	イニシャルコスト	千円	—	<b>142,000</b>	—
6	投資回収年数	年	—	<b>133</b>	—
7	年間 CO2 排出量	kg-CO2/年	961,176	913,351	<b>47,825</b>

No.3. 吸収冷温水機の更新

管理棟内に設置されている 2 台の吸収冷温水機は、夏場に冷房、冬場に暖房として使用されているが、老朽化(1981 年製)が進んでいる。この吸収冷温水機の内 1 台を、水冷式スクルーチラーに更新、又は吸収冷温水機により空調されている部屋にパッケージエアコンを設置する 2 つのケースについて検討する。(図-4. 18 参照)

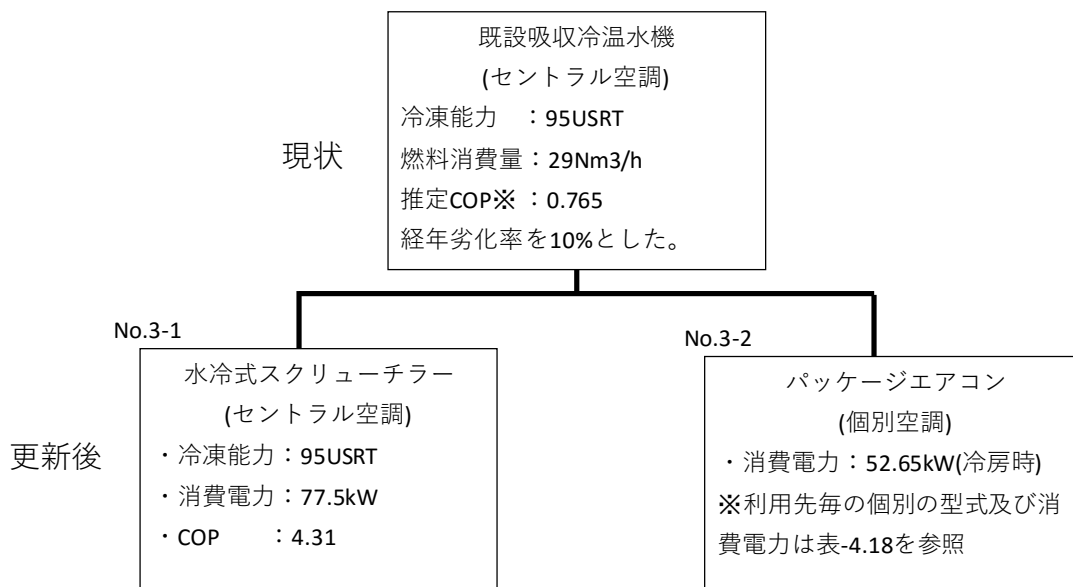


図-4. 18 吸収冷温水機の更新ケースについて

**No.3-1 吸収冷温水機⇒水冷式スクリーチラーへの更新**

吸収冷温水機 2 台の内 1 台を高効率の水冷式スクリーチラー(日立アプライアンス製 : RCUP3350W3)に更新し、冷房使用時期 (7 月～9 月) の省エネを図る。(更新のイメージを図-4. 19に記載した。)また、既設吸収冷温水機と水冷式スクリーチラーの性能比較を表-4. 14にまとめた。

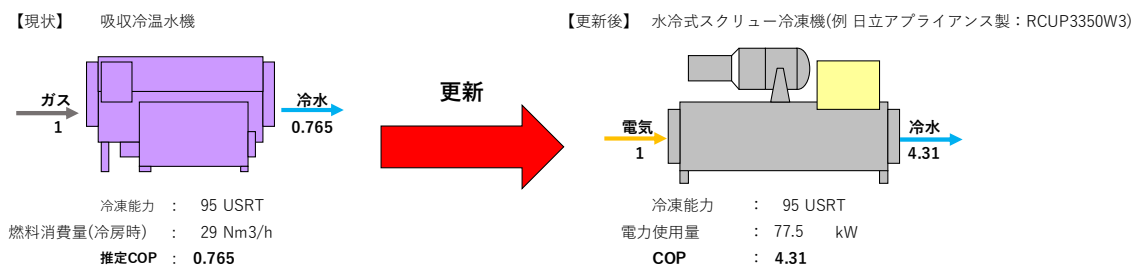


図-4. 19 吸収冷温水機から水冷式スクリーチラー冷凍機への更新のイメージ図

表-4. 14 既設吸収冷温水機と水冷式スクリーチラーの性能比較

既設吸収冷温水機(冷房)			水冷式スクリーチラー		
冷房能力	RT	95	冷凍能力	RT	95
燃料消費量(冷房時)	Nm3/h	29	消費電力	kW	77.5
推定 COP	-	0.765※2	COP	-	4.31

※2 経年劣化率を 10%とした。

既設吸収冷温水機の月別の都市ガス使用量を表-4. 15にまとめた。表-4. 15より既設吸収冷温水機の平成 29 年度 7 月～9 月(冷房時期)における都市ガス使用量は、5,606m3 である。このときの条件を 15℃、1 気圧と仮定し、Nm3 換算すると、

$$5,606\text{m}^3/\text{年} \times 273\text{K} / 288\text{K} = 5,314\text{Nm}^3/\text{年} \dots (1)$$

(1)より、既設吸収冷温水機の年間使用エネルギーは、

$$5,314\text{Nm}^3/\text{年} \times 46.05\text{MJ}/\text{Nm}^3 = 244,710\text{MJ}/\text{年} \dots (2)$$

ゆえに、年間の冷房負荷は、推定 COP が 0.765 であることから、

$$244,710\text{MJ}/\text{年} \times 0.765 = 187,203\text{MJ}/\text{年} \dots (3)$$

水冷式スクリーチラーで年間の冷房負荷を満たすために使用する電力量は、

$$187,203\text{MJ}/\text{年} / 4.31 / 3.6\text{MJ}/\text{kWh} = 12,065\text{kWh}/\text{年} \dots (4)$$

ゆえに、水冷式スクリーチラーで使用する一次エネルギーは、

$$12,065\text{kWh}/\text{年} \times 9.97\text{MJ}/\text{kWh} = 120,288\text{MJ}/\text{年} \dots (5)$$

このとき、冷房は昼間(8時～22時)に使用されるものと仮定した。

よって省エネルギー量は、(2)–(5)より、 $124,422\text{MJ}/\text{年} = \underline{124.422\text{GJ}/\text{年}}$ となる。(※3)

※3 冷却塔、冷却水ポンプは既設を流用する計画のため、更新前後の補機動力は同等とした。

表－4. 15 吸収冷温水機の平成 29 年度都市ガス使用量

月	4月	5月	6月	7月	8月	9月
都市ガス使用量(m3)	1,301	1	43	481	2,844	2,281

月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
都市ガス使用量(m3)	1,302	0	364	1,365	1,621	1,455	13,058

冷房時期  
暖房時期

既設吸収冷温水機の平成 29 年度 7 月～9 月(冷房時期)における都市ガス使用量は、5,606m<sup>3</sup>であるため、年間ランニングコスト(※4)は、

$$5,606\text{m}^3/\text{年} \times 192.47 \text{円}/\text{m}^3 = 1,078,987 \text{円}/\text{年} \dots (6)$$

水冷式スクリーチラーの年間使用電力量は、(4)から、12,065kWh/年

ゆえに、水冷式スクリーチラーに更新した時の年間ランニングコスト(※4)は、

$$12,065\text{kWh}/\text{年} \times 10.3 \text{円}/\text{kWh} = 124,267 \text{円}/\text{年} \dots (7)$$

※4 更新前後の保守費及び補機電力使用量分の電気料金は同等とした。

また、既設吸収冷温水機から水冷式スクリーチラーに更新した場合の、契約電力増加の必要性について表－4. 16 にて検討した。

表－4. 16 より、水冷式スクリーチラー導入による消費電力増加分よりも、各省エネ案による消費電力削減分のほうが大きいため、契約電力増加の必要性はないと考えられる。



表-4. 16 水冷式スクリーチラーへ更新時の契約電力増加の必要性検討

消費電力増加要素		
水冷式スクリーチラー消費電力	kW	77.5
消費電力減少要素		
既設吸収式冷温水機動力	kW	-5.65
既設冷却水ポンプ動力減少分	kW	-10.0
LED化による消費電力削減	kW	-15.6
電動機更新による消費電力削減分	kW	-121.1
<b>合計</b>	<b>kW</b>	<b>-74.85</b>

更新による年間ランニングコスト削減額は、(6)-(7)より 954,720 円/年=954.720 千円/年  
 イニシャルコストは工事費含めて 56,000 千円であるから、投資回収年数は、

$$56,000 \text{ 千円} \div 954.720 \text{ 千円/年} = \underline{59 \text{ 年}} \dots (8)$$

CO2 削減量は、

$$5,314 \text{ Nm}^3/\text{年} \times 2.29 \text{ kg-CO}_2/\text{Nm}^3 - 12,065 \text{ kWh/年} \times 0.463 \text{ kg-CO}_2/\text{kWh} \\ = \underline{6,583 \text{ kg-CO}_2/\text{年}} \dots (9)$$

表-4. 17にて、吸収冷温水機から水冷式スクリーチラー冷凍機への更新メリット試算結果をまとめた。

表-4. 17 既設吸収冷温水機から水冷式スクリーチラー冷凍機への更新メリット試算結果

No.	項目		更新前	更新後	メリット (更新前-更新後)
1	年間消費エネルギー量	GJ/年	244.7	120.3	<u>124.4</u>
2	年間消費電力量(原油換算)	kL/年	6.31	3.10	<u>3.21</u>
3	年間使用エネルギー費	千円/年	1,079	124	<u>955</u>
4	イニシャルコスト	千円	—	<u>90,000</u>	—
5	投資回収年数	年	—	<u>94</u>	—
6	年間 CO2 排出量	kg-CO2/年	12,169	5,586	<u>6,583</u>

### No.3-2 吸収冷温水機⇒パッケージエアコンへの更新

吸収冷温水機によって空調されている部屋にパッケージエアコンを設置し、冷房時の省エネを図る。各利用先における導入機器は、表-4. 18を想定する。

表-4. 18 各部屋に導入検討するパッケージエアコンリスト

	利用場所	面積(m <sup>2</sup> )	型式	台数	消費電力冷房時 (kW)
①	エントランスホール	120×2	RP-AP224-CSP	1	6.44
②	事務室	162	RP-AP224-CSP	1	6.44

③	理化学試験室	180	RP-AP224-CSP	1	6.44
④	研究室	20	RAS-E25H	1	0.59
⑤	作業員控え室	25	RAS-E25H	1	0.59
⑥	2F 会議室	63	RAS-E36H	1	1.98
⑦	3F 会議室	192	RP-AP224-CSP	1	6.44
⑧	多目的ホール	540	RP-AP560CSP	1	16.7
⑨	調和機室	25	RAS-E25H	1	0.59
⑩	操舵室	210	RP-AP224-CSP	1	6.44
合計				10	52.65

※1 空調機の選定は、各利用先の床面積から日立アプライアンスカタログより選定した。

※2 エントランスホールは、吹抜け2階分として機器を選定した。

また、各利用先の空調運用時間は、表-4.19のように想定する。

表-4.19 各部屋の空調運用時間

	利用場所	冷房時稼働日数(日)		備考 (稼働時間/日)
①	エントランスホール	57	456	8
②	事務室	57	456	8
③	理化学試験室	57	456	8
④	研究室	57	456	8
⑤	作業員控え室	57	456	8
⑥	2F 会議室	57	57	1
⑦	3F 会議室	57	57	1
⑧	多目的ホール	57	456	8
⑨	調和機室	57	456	8
⑩	操舵室	57	57	1
合計			3363	—

例えばエントランスホールでは、表-4.18から消費電力が6.44kW、年間稼働時間が表-4.19より456時間であるから、年間消費電力量は、

$$6.44\text{kW} \times 456\text{h/年} = 2,937\text{kWh/年} \dots (10)$$

同様にして、各利用先におけるパッケージエアコンの消費電力量は、表-4.20のようになる。

表-4. 20 各利用先のパッケージエアコン消費電力量

	利用場所	消費電力 (kW)	稼働時間 (時間)	電力消費量 (kWh)
		冷房	冷房	冷房
①	エントランスホール	6.44	456	2936.64
②	事務室	6.44	456	2936.64
③	理化学試験室	6.44	456	2936.64
④	研究室	0.59	456	269.04
⑤	作業員控え室	0.59	456	269.04
⑥	2F 会議室	1.98	57	112.86
⑦	3F 会議室	6.44	57	367.08
⑧	多目的ホール	16.7	456	7615.2
⑨	和室	0.59	456	269.04
⑩	操舵室	6.44	57	367.08
合計				18079.26

表-4. 20より、パッケージエアコンの年間消費電力量は、18,079kWhであるから、一次エネルギー換算すると、

$$18,079\text{kWh/年} \times 9.97\text{MJ/kWh} = 180,248\text{MJ/年} \dots (10)$$

このとき、冷房は昼間(8時~22時)に使用されるものと仮定した。

よって、省エネルギー量は、(2)-(10)より、64,462MJ/年=64.462GJ/年となる。

また、既設吸収冷温水機からパッケージエアコンに更新した場合の、契約電力増加の必要性について表-4. 21にて検討した。表-4. 21より、パッケージエアコン導入による消費電力よりも、各省エネ案による消費電力削減分のほうが大きいため、契約電力増加の必要性はないと考えられる。

表-4. 21 パッケージエアコンへ更新時の契約電力増加の必要性検討

消費電力増加要素		
パッケージエアコンによる消費電力	kW	52.65
消費電力減少要素		
既設吸収式冷温水機動力	kW	-5.65
既設冷却水ポンプ動力減少分	kW	-10.0
LED化による消費電力削減	kW	-15.6
電動機更新による消費電力削減分	kW	-121.1
合計	kW	-99.7

また、パッケージエアコンの年間使用電力量は、(10)から、18,079kWh/年ゆえに、パッケージエアコンに更新した時の年間ランニングコスト(※4)は、

$$18,079\text{kWh/年} \times 10.3 \text{ 円/kWh} = 186,214 \text{ 円/年} \dots (11)$$

更新による年間ランニングコスト削減額は、(6)－(11)より 892,773 円/年=893 千円/年

イニシャルコストは工事費含めて概算で 60,000 千円であるから、投資回収年数は、

$$60,000 \text{ 千円} / 893 \text{ 千円/年} = \underline{67 \text{ 年}} \dots (12)$$

CO2 削減量は、

$$5,314\text{Nm}^3 \times 2.29\text{kg-CO}_2/\text{Nm}^3 - 18,079\text{kWh} \times 0.463\text{kg-CO}_2/\text{kWh} \\ = \underline{3,798\text{kg-CO}_2/\text{年}} \dots (13)$$

表－4. 2 2にて、吸収冷温水機から水冷式スクルーチラー冷凍機への更新メリット試算結果をまとめた。

表－4. 2 2 既設吸収冷温水機からパッケージエアコンへの更新メリット試算結果

No.	項目		更新前	更新後	メリット (更新前－更新後)
1	年間消費エネルギー量	GJ/年	239.1	180.2	<u>58.9</u>
2	年間消費電力量(原油換算)	kL/年	6.17	4.65	<u>1.52</u>
3	年間使用エネルギー費	千円/年	1,079	186	<u>893</u>
4	イニシャルコスト	千円	—	<u>60,000</u>	—
5	投資回収年数	年	—	<u>67</u>	—
6	年間 CO2 排出量	kg-CO2/年	12,169	8,371	<u>3,798</u>

※イニシャルコストの工事費における見積条件は以下の通りになる。

- ① 既設機器（吸収式冷温水機等）の撤去費用は別途とする。
- ② 共通部のエアハンドリングユニットは、撤去する。
- ③ 水配管：配管内の水は全て排水し、配管の撤去費用は別途とする。
- ④ 床置きマルチエアコン、パッケージエアコンとする。

ここで、水冷式スクルーチラーとパッケージエアコンの比較を表－4. 2 3にてまとめた。また、既設吸収冷温水機及び水冷式スクルーチラーはセントラル空調、パッケージエアコンは個別空調であることから、それぞれの空調方式の比較を表－4. 2 4にまとめた。

表-4. 23 水冷式スクリーチラーとパッケージエアコンの比較

No.			セントラル空調		個別空調
			既設吸収冷温水機	Case1:水冷式スクリーチラー	Case2:パッケージエアコン
1	年間消費エネルギー	(GJ/年)	239.1	120.3	180.2
2	年間使用エネルギー費	(千円/年)	1,079	124	186
3	更新後の年間メリット金額 (既設機器-更新機器)	(千円/年)	-	955	893
4	改修費(工事費込み)	(千円)	-	90,000	60,000
5	投資回収年数 (No.4÷No.3)	(年)	-	94	67
6	消化ガスエンジン廃熱利用	-	○	○	×

表-4. 24 セントラル空調と個別空調の比較

No.		セントラル空調	個別空調
1	ON/OFF切替	ON/OFFの切替が自由に出来ない。	ON/OFFの切替が自由に可能。
2	冷暖房切替	冷暖房の使用が季節により決まっており、個々の希望に沿にくい。	冷暖房の切替が自由に可能。
3	スペース	設備が1箇所に集中するため、スペースが節約できる。	個別に設備を設置するため、室外機などを置くスペースが必要になる。
4	消化ガスエンジンの 廃熱利用	○	×

利便性の観点では、ON/OFF、冷暖房の切替が自由に可能なパッケージエアコンの方が優れている。しかしながら、年間消費エネルギーは、水冷式スクリーチラーの方が小さいため、省エネの観点では優れている。また、廃熱回収が可能のため、補助金を適用出来る可能性もあり、イニシャルコストを大幅に低減できる可能性があることから、

表-4. 10のメリット試算では、水冷式スクリーチラーを採用している。

#### No.4. 消化ガスエンジン廃熱の暖房利用

今年度浄水センターに導入する消化ガスエンジン4台の廃熱(排温水)を、暖房使用時(12月～3月)に管理棟へ供給することを検討する。図-4. 20は消化ガスエンジン廃熱の暖房利用のイメージ図であり、この図に記載されているように消化ガスエンジンの排温水を暖房利用し、吸収冷温水機の燃料消費量を減らすことで省エネを図る。吸収冷温水機と消化ガスエンジンの仕様を表-4. 25にまとめた。

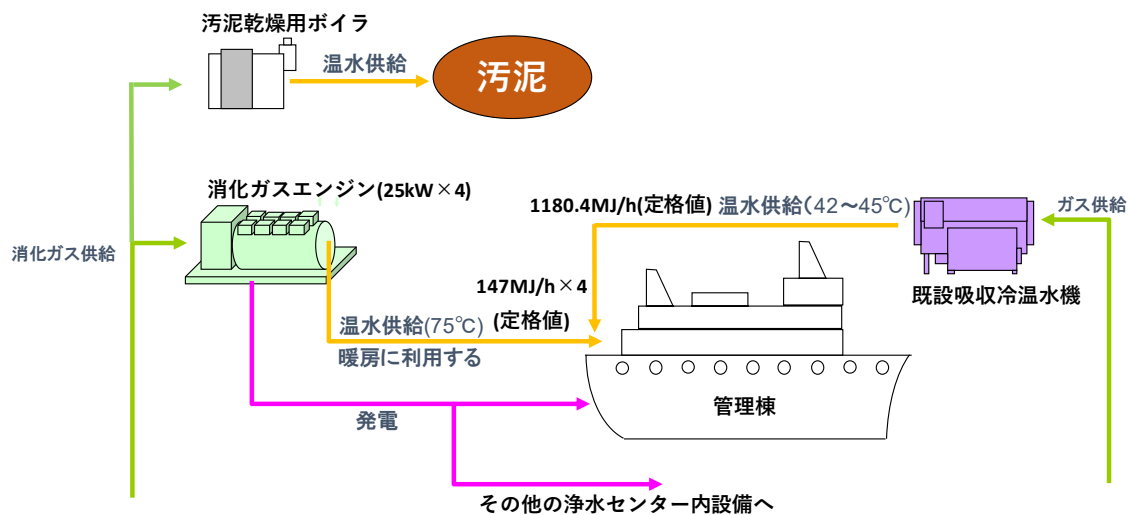


図-4. 20 消化ガスエンジン廃熱の暖房利用のイメージ図

表-4. 25 吸収冷温水機と消化ガスエンジンの仕様

既設吸収冷温水機(暖房)			消化ガスエンジン(1 台分)		
燃料消費量(暖房時)	Nm <sup>3</sup> /h	33.5	廃熱回収量	MJ/h	146.2
熱供給量	MJ/h	1180.4			
推定 COP		0.70※5			

※5 経年劣化率を 10%とした。

12 月の吸収冷温水機燃料削減量について試算する。平成 29 年度の消化ガス発生量から 12 月の消化ガスエンジンの常時稼働可能台数は 2.8 台となる。12 月のガスエンジンの廃熱回収量は、配管からの放熱ロスを 5%と仮定すると

$$2.8 \text{ 台} \times 146.2 \text{ MJ/h} \times 24 \text{ h} \times 31 \text{ 日} \times 0.95 = 289,336 \text{ MJ/月} \dots (14)$$

また、表-4. 15 から、12 月の熱供給量は、

$$364 \text{ m}^3 \times (273 \text{ K} / 288 \text{ K}) \times 46.05 \text{ MJ/Nm}^3 \times 0.70 = 11,122 \text{ MJ/月} \dots (15)$$

よって、(14)>(15)であるから、12 月の暖房用温水は、消化ガスエンジンによって十分にまかなえる。

同様に他の月に関して試算を行った結果が表-4. 26 のようになる。



表-4. 26 消化ガスエンジン廃熱回収量と吸収冷温水機の熱供給量比較

No.			12月	1月	2月	3月	合計
	日数	日	31	31	28	31	121
1	消化ガスエンジンの常時稼働可能台数	台	2.8	3.0	2.7	3.1	-
2	消化ガスエンジンの廃熱回収量	MJ	289,336	310,002	252,002	320,336	1,171,676
3	吸収冷温水機の都市ガス使用量	m3	364	1,365	1,621	1,455	4,805
4	吸収冷温水機の都市ガス使用量	Nm3	345	1,294	1,537	1,379	4,555
5	吸収冷温水機の熱供給量	MJ	11,122	41,709	49,531	44,459	146,822
6	判定(No.2>No.5:○、No.2<No.5:×)	-	○	○	○	○	○

表-4. 26 から、暖房時期における吸収冷温水機への年間供給熱量を、廃熱回収量が上回っていることが分かる。

また、吸収冷温水機の1日の稼働時間を8時間と仮定すると、平成29年度における暖房時期の1日あたりの最大ガス使用量は、105.4m3(1月31日)であることから、1時間あたりの最大熱供給量は、

$$105.4\text{m}^3/\text{日} \times (273\text{K}/288\text{K}) / 8\text{h} \times 46.05\text{MJ}/\text{Nm}^3 \times 0.70 = 402.6\text{MJ}/\text{h} \dots (16)$$

消化ガスエンジンの1時間あたりの最大廃熱回収量は、1月の稼働可能台数が3.0台であり、配管からの放熱ロスが5%であることを考慮すると、

$$146.2\text{MJ}/\text{h} \times 3.0\text{台} \times 0.95 = 416.7\text{MJ}/\text{h} \dots (17)$$

である。(16)<(17)より、1時間あたりの熱供給量で比較しても、暖房用温水は消化ガスエンジンの廃熱回収量だけではまかなえることが分かる。ゆえに、年間エネルギー削減量は12月～3月の吸収冷温水機の燃料消費量分となるため、

$$4,555\text{Nm}^3 \times 46.05\text{MJ}/\text{Nm}^3 = 209,758\text{MJ}/\text{年} = \underline{209.758\text{GJ}/\text{年}} \dots (18)$$

年間ランニングコストの削減費は、

$$4,805\text{m}^3 \times 192.47\text{円}/\text{m}^3 = 924,818\text{円}/\text{年} = \underline{924.818\text{千円}/\text{年}} \dots (19)$$

イニシャルコストは29,000千円であるため、投資回収年数は、

$$29,000\text{千円} / 924.818\text{千円}/\text{年} = \underline{31\text{年}} \dots (20)$$

CO2削減量は、

$$4,555\text{Nm}^3 \times 2.29\text{kg-CO}_2/\text{Nm}^3 = \underline{10,431\text{kg-CO}_2}/\text{年} \dots (21)$$

表-4. 27にて、消化ガスエンジン廃熱の暖房利用のメリット試算結果をまとめた。

表-4. 27 消化ガスエンジン廃熱の暖房利用のメリット試算結果

No.	項目		更新前	更新後	メリット (更新前-更新後)
1	年間消費エネルギー量	GJ/年	209.8	0	<u>209.8</u>
2	年間消費電力量(原油換算)	kL/年	5.41	0	<u>5.41</u>
3	年間エネルギー費用	千円/年	925	0	<u>925</u>
4	イニシャルコスト	千円	-	<u>29,000</u>	-
5	投資回収年数	年	-	<u>31</u>	-
6	年間CO2排出量	kg-CO2/年	10,431	0	<u>10,431</u>

## No.5. アモルファス変圧器への更新

管理棟内には 1981 年製の変圧器が 3 台あり、老朽化している。この変圧器を高効率アモルファス変圧器に更新することを検討する。既設変圧器の仕様を表-4. 28 にまとめた。

表-4. 28 既設変圧器の仕様

変圧器名	相数 (φ)	容量 (kVA)	電圧	製造年	無負荷損 (W) 定格時	負荷損 (W) 定格時
400V 動力変圧器	3	750	6600/440V	1981	1,550	9,500
200V 動力変圧器	3	750	6600/210V	1981	1,550	9,500
照明用変圧器	1	150	6600/210, 105V	1981	350	1,900

※損失値は同時期同仕様の弊社製品の代表的特性値とした。

変圧器の損失を計算するためには、負荷率が必要になるため、負荷率を計算する。  
400V 動力変圧器の場合、平成 29 年度の電力月報から平均電力は 172kW、平均力率が 0.909 であることから負荷率は、

$$172\text{kW} / 0.909 / 750\text{kVA} \times 100 = 25.23\% \dots (22)$$

同様に他の変圧器に関して計算した結果を表-4. 29 にまとめた。

表-4. 29 各変圧器の負荷率計算結果

変圧器名	平均電力(kW)	平均力率	設備容量(kVA)	負荷率(%)
400V動力変圧器	172	0.909	750	25.23
200V動力変圧器	39		750	5.72
照明用変圧器	14		150	10.27

次に既設変圧器の損失を求める。変圧器の損失は、無負荷損+負荷損、となるため、それぞれの損失を求める。400V 動力変圧器の場合を考える。無負荷損は負荷の大きさに関わらず一定と考えることが出来るため、表-4. 28 から 1,550W となる。負荷損は負荷率の 2 乗に比例するため、表-4. 28、表-4. 29 から、

$$9,500\text{W} \times 0.2523^2 = 604.73\text{W} \dots (23)$$

ゆえに、400V 動力の損失は、

$$1,550\text{W} + 604.73\text{W} = 2,154.73\text{W} \dots (24)$$

変圧器を常時稼動(年間 8760h 稼動)と仮定すると、年間損失電力量は、

$$2,154.73\text{W} \times 8760\text{h} / 1000 = 18875\text{kWh} \dots (25)$$

同様に、他の変圧器の年間損失電力量を求めた結果を表-4. 30 にまとめた。

表－４．３０ 既設変圧器の年間損失電力量

No.	変電所名	相数 (φ)	容量 (kVA)	電圧	無負荷損 (W) 定格時	負荷損 (W) 定格時	負荷率 (%)	年間の損失 電力量 (kWh/年)	年間損失 電力量 料金 (円/年)
1	400V 動力変圧器	3	750	6600/440V	1,550	9,500	25.2	18,875	277,468
2	200V 動力変圧器	3	750	6600/210V	1,550	9,500	5.7	13,850	203,599
3	照明用変圧器	1	150	6600/210,105V	350	1,900	10.3	3,242	47,651
合計		—	1,650	—	—	—	—	35,967	528,718

既設変圧器の負荷率は表－４．３０から分かるように３台とも低いため、変圧器の容量を低減することが可能であるため、本検討では、

- １．変圧器の容量を低減して更新する場合
- ２．変圧器の容量を変えずに更新する場合

の２ケースについて検討し、省エネ量、経済性を比較する。

#### No.5-1 アモルファス変圧器への更新（容量を低減する場合）

既設変圧器の負荷率が低いため、容量の見直しから行う。平成 29 年度の各変圧器の最大負荷を表－４．３１にまとめた。

表－４．３１ 平成 29 年度における各変圧器の最大負荷(kVA)

変圧器名	最大負荷(kVA)
400V動力変圧器	245
200V動力変圧器	87
照明用変圧器	24

表－４．３１から、各アモルファス変圧器の仕様及び年間損失電力量は表－４．３２のようになる。

表－４．３２ アモルファス変圧器の仕様及び年間損失電力量

No.	変圧器名	相数 (φ)	容量 (kVA)	無負荷損 (W) 定格時	負荷損 (W) 定格時	負荷率 (%)	年間の損失 電力量 (kWh/年)	年間損失 電力量料金 (円/年)
1	400V 動力変圧器	3	300	140	3,380	63.1	13,005	133,955
2	200V 動力変圧器	3	150	75	2,130	28.6	2,184	22,490
3	照明用変圧器	1	50	30	720	30.8	861	8,871
合計		—	500	—	—	—	16,050	165,316

※アモルファス変圧器は、弊社の Super アモルファス Zero C シリーズの特性値とした。

ゆえに、年間の消費電力量は、表-4. 30、表-4. 32より、年間の電力削減量は、

$$35,967\text{kWh/年} - 16,050\text{kWh/年} = \underline{19,917\text{kWh/年}} \dots (26)$$

年間の削減エネルギー量は、

$$19,917\text{kWh/年} \times 9.68\text{kWh/MJ} = 192,797\text{MJ/年} = \underline{192.797\text{GJ/年}} \dots (27)$$

年間のコストメリットは、

$$35,967\text{kWh/年} \times 10.3 \text{円/kWh} - 16,050\text{kWh/年} \times 10.3 \text{円/kWh} = 205,145 \text{円/年} \\ = \underline{205.145 \text{千円/年}} \dots (28)$$

CO2削減量は、

$$19,917\text{kWh/年} \times 0.463 \text{kg-CO}_2/\text{kWh} = \underline{9,222\text{kg-CO}_2/\text{年}} \dots (29)$$

以上より、アモルファス変圧器への更新によるメリットは表-4. 33のようになる。

表-4. 33 アモルファス変圧器への更新によるメリット試算結果(変圧器容量を低減する場合)

No.	項目		更新前	更新後	メリット (更新前-更新後)
1	年間消費電力量	kWh/年	35,967	16,050	<u>19,917</u>
2	年間消費エネルギー	GJ/年	348	155	<u>193</u>
3	年間消費電力量(原油換算)	kL/年	8.98	4.01	<u>5.0</u>
4	年間電力費	千円/年	370	165	<u>205</u>
5	イニシャルコスト	千円	—	<u>15,500</u>	—
6	投資回収年数	年	—	<u>76</u>	—
7	年間CO2排出量	kg-CO2/年	16,653	7,431	<u>9,222</u>

No.5-2 アモルファス変圧器への更新(容量を変えない場合)

容量を変えずにアモルファス変圧器に更新した場合の、各アモルファス変圧器の年間損失電力量は、表-4. 34のようになる。

表-4. 34 アモルファス変圧器の年間損失電力量

No.	変電所名	相数 (φ)	容量 (kVA)	無負荷損 (W) 定格時	負荷損 (W) 定格時	負荷率 (%)	年間の損失 電力量 (kWh/年)	年間損失 電力量料 金 (千円/年)
1	400V 動力変圧器	3	750	330	6,000	25.2	6,229	64.15
2	200V 動力変圧器	3	750	330	6,000	5.7	3,062	31.53
3	照明用変圧器	1	150	50	1,780	10.3	603	6.22
	合計	—	1,650	—	—	—	<b>9,894</b>	<b>101.90</b>

ゆえに、年間の消費電力量は、表－４．３０、表－４．３２より、年間の電力削減量は、

$$35,967\text{kWh/年} - 9,894\text{kWh/年} = \underline{26,073\text{kWh/年}} \dots (30)$$

年間の削減エネルギー量は、

$$26,073\text{kWh/年} \times 9.68\text{kWh/MJ} = 252,387\text{MJ/年} = \underline{252.387\text{GJ/年}} \dots (31)$$

年間のコストメリットは、

$$35,967\text{kWh/年} \times 10.3 \text{円/kWh} - 9,894\text{kWh/年} \times 10.3 \text{円/kWh} = 268,552 \text{円/年} \\ = \underline{268.552 \text{千円/年}} \dots (32)$$

CO<sub>2</sub>削減量は、

$$26,073\text{kWh/年} \times 0.463 \text{kg-CO}_2/\text{kWh} = \underline{12,072\text{kg-CO}_2/\text{年}} \dots (33)$$

以上より、アモルファス変圧器への更新によるメリットは表－３５のようになる。

表－４．３５ アモルファス変圧器への更新によるメリット試算結果(変圧器容量を変えない場合)

	項目		更新前	更新後	メリット (更新前－更新後)
1	年間消費電力量	kWh/年	35,967	9,894	<u>26,073</u>
2	年間消費エネルギー	GJ/年	348	96	<u>252</u>
3	年間消費電力量(原油換算)	kL/年	8.98	2.47	<u>6.5</u>
4	年間電力費	千円/年	370	102	<u>269</u>
5	イニシャルコスト	千円	—	<u>22,000</u>	—
6	投資回収年数	年	—	<u>82</u>	—
7	年間CO <sub>2</sub> 排出量	kg-CO <sub>2</sub> /年	16,653	4,581	<u>12,072</u>

変圧器容量を低減する場合と、変更しない場合の比較結果を、表－４．３６にてまとめた。変圧器容量を低減した場合は、イニシャルコストが低減できる。一方で、変圧器の容量を変更しない場合は、年間電力損失量が小さく省エネの観点では優れているため、表－４．１０のメリット試算では、変圧器の容量を変更しない場合にて試算した。

表-4. 36 変圧器容量を低減する場合と、変更しない場合の比較結果

No.			既設変圧器	アモルファス変圧器への更新	
				No.5-1:変圧器容量低減	No.5-2:変圧器容量変更なし
1	容量		400V動力:750kVA(負荷率25.2%) 200V動力:750kVA(負荷率5.7%) 照明 :150kVA(負荷率10.3%)	400V動力:300kVA(負荷率63.1%) 200V動力:150kVA(負荷率28.6%) 照明 :50kVA(負荷率30.8%)	400V動力:750kVA(負荷率25.2%) 200V動力:750kVA(負荷率5.7%) 照明 :150kVA(負荷率10.3%)
2	年間損失電力量	(kWh/年)	35,954	16,049	9,894
3	年間損失電力料金	(千円/年)	370.32	165	102
4	更新後の年間メリット金額 (既設損失-更新機器損失)	(千円/年)	-	205.02	268.42
5	イニシャルコスト(工事費込み)	(千円)	-	15,500	22,000
6	投資回収年数(No.5÷No.4)	(年)	-	76	82

### ご参考 1 吸収冷温水機の冷水出口温度設定変更

吸収冷温水機の容量は安全率等を見込んで設計されるのが一般的で、冷暖房ピーク負荷時期以外は低負荷率・低効率運転となっている。管理棟に設置されている吸収冷温水機を、冷房ピーク以外の時期は、冷水出口温度を 9℃～10℃に緩和することで省エネルギーを図ることが出来る。図-4. 21に冷水出口温度設定のイメージ図を記載した。また、図-4. 22に吸収冷温水機の冷水出口温度とガス消費率の関係を載せた。

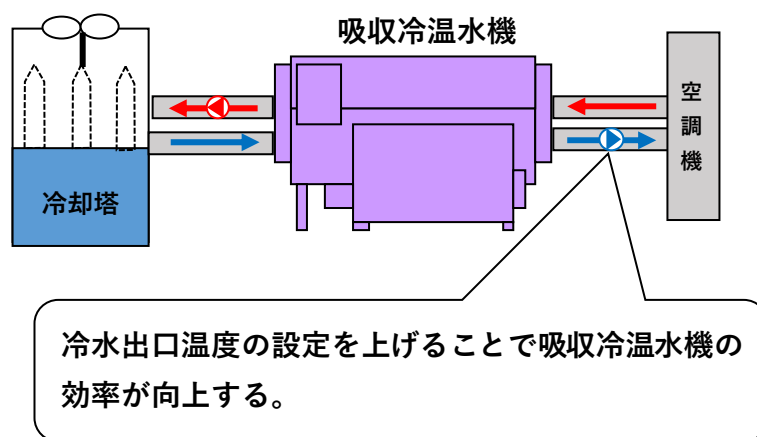


図-4. 21 吸収冷温水機の冷水出口温度設定変更イメージ図



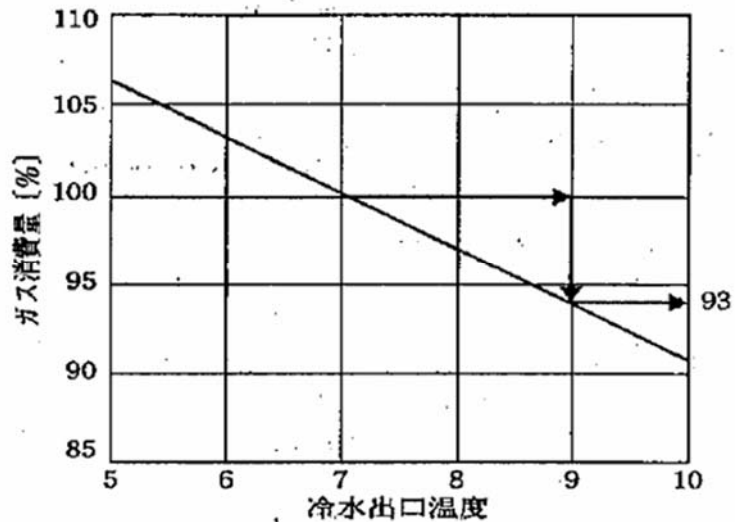


図-4. 2 2 吸収冷温水機の冷水出口温度とガス消費率の関係

図-4. 2 2 より、冷水出口温度を下げるとガス消費量を低減できることが分かるが、既設吸収冷温水機は老朽化のため、現状冷水出口温度は常に 10℃を超えている。

現状、冷水出口温度は 10℃以上で運用が出来ているため、吸収冷温水機を更新する際は、冷水出口温度を仕様通り 6℃に設定する必要はなく、10℃に設定することが可能だと考えられる。

### ご参考 2 吸収冷温水機の冷却水入口温度設定変更

冷却水入口温度が低いほど吸収冷温水機の効率がよくなるので、冷房ピーク時は標準 32℃以下とするよう管理し、それ以外の時期は設定を下げて省エネルギー運転を図ることが出来る。図-4. 2 3 に冷却水入口温度設定のイメージ図を記載した。また、図-4. 2 4 に冷凍機の冷却水入口温度と COP の関係図を載せた。

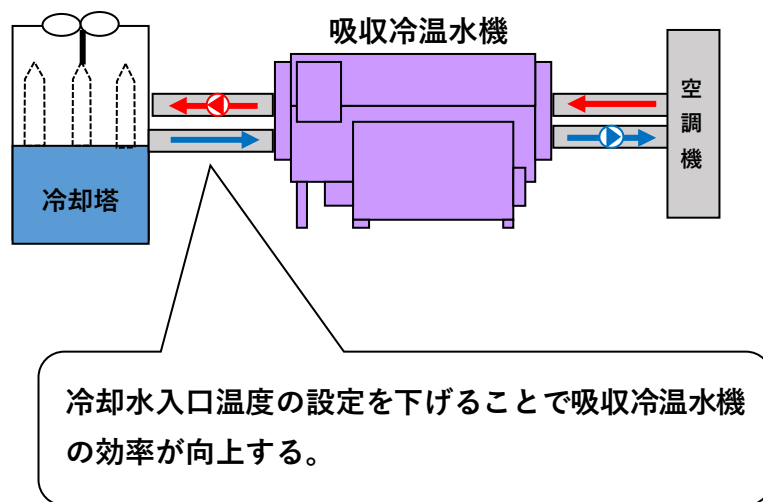


図-4. 2 3 吸収冷温水機の冷却水入口温度設定変更イメージ図

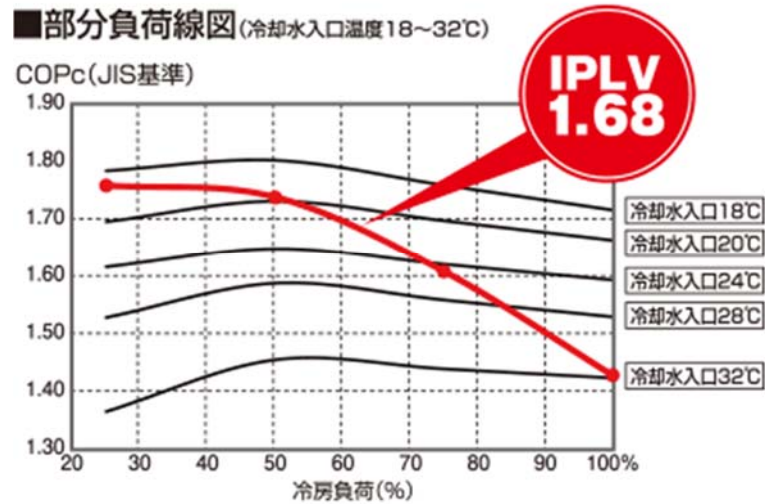


図-4. 24 吸収式冷凍機の冷却水入口温度と COP の関係

図-4. 24より、冷却水入口温度を下げると COP が向上することが分かる。既設吸収冷水機の水入口温度は、現状、冷却水入口温度は 30℃以下の低い冷却水温度で運用が出来るが、冷却塔を大型化し冷却水温度の低減を図ることにより、更にガス消費量を削減することが出来る。

ご参考3 **西側街路灯設置提案**

浄水センターがレジリエンス拠点として機能するために、浄水センターの西側街路灯の設置を検討した。街路灯の設置場所案は、図-4. 25のようになる。また、設置する街路灯は、図-4. 26、設置後の LED 街路灯の夜間イメージ図が、図-4. 27となる。参考として、本提案の総費用(工事費含)は、24,000 千円(参考値)となる。

■設置箇所

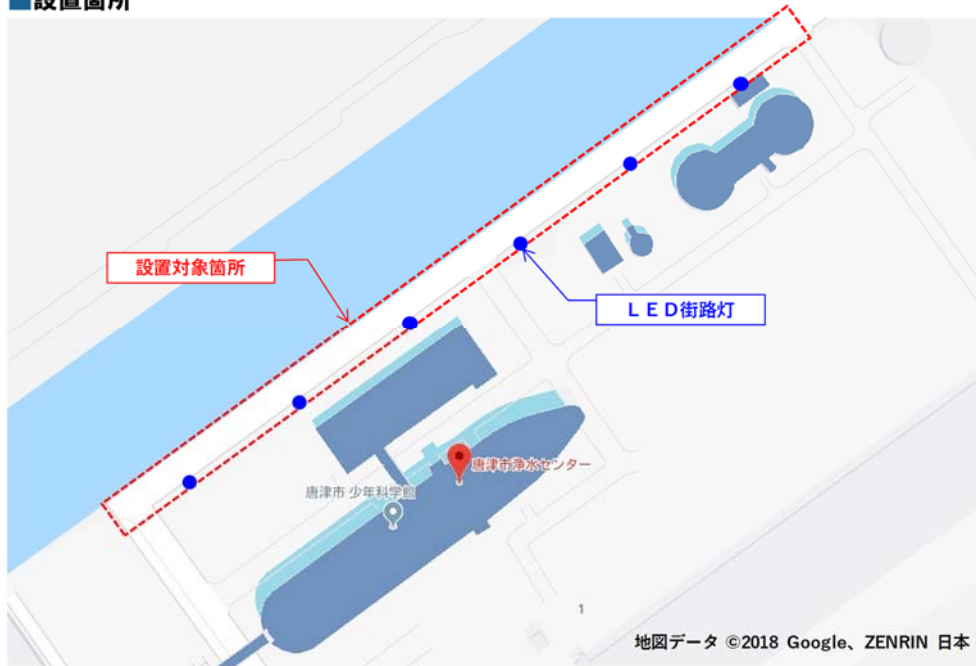


図-4. 25 街路灯設置場所案



NYS10155LE9 (100-242V)

昼白色 (5000K)  
Ra70

(14900 lm) (116W) (128.4 lm/W)   
LED内蔵・電源ユニット内蔵  
重12.3kg

仕様: 本体: アルミ (グレー)  
前面パネル: ポリカーボネート (透明)  
アーム: 鋼材 (溶融亜鉛メッキ)  
落下防止ワイヤー付  
フィルター付  
耐風速60m/sec仕様  
保護等級: IP65  
耐雷サージ: 15kV (コモンモード)  
光源寿命60000時間 (光束維持率85%)

防噴流型・耐塵型  
重耐塩害仕様

LED 街路灯×6 台



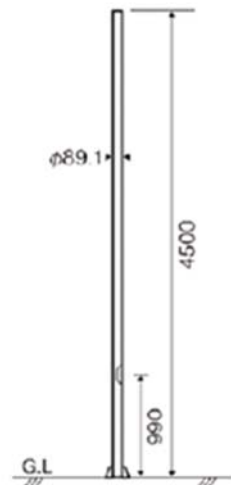
NNY28923

アダプタ (LED投光器用)

重2.5kg

仕様: 鋼管: 環境配慮型溶融亜鉛メッキ後ポリエステル樹脂粉体焼付塗装 (グレー)

アダプタ×6 台



NNY28907

重41.0kg  
仕様: 鋼管: 環境配慮型溶融亜鉛メッキ後ポリエステル樹脂粉体焼付塗装 (グレー)  
耐風速60m/sec仕様 (標準灯具の場合)

ポール×6 台

図-4. 26 設置する街路灯案

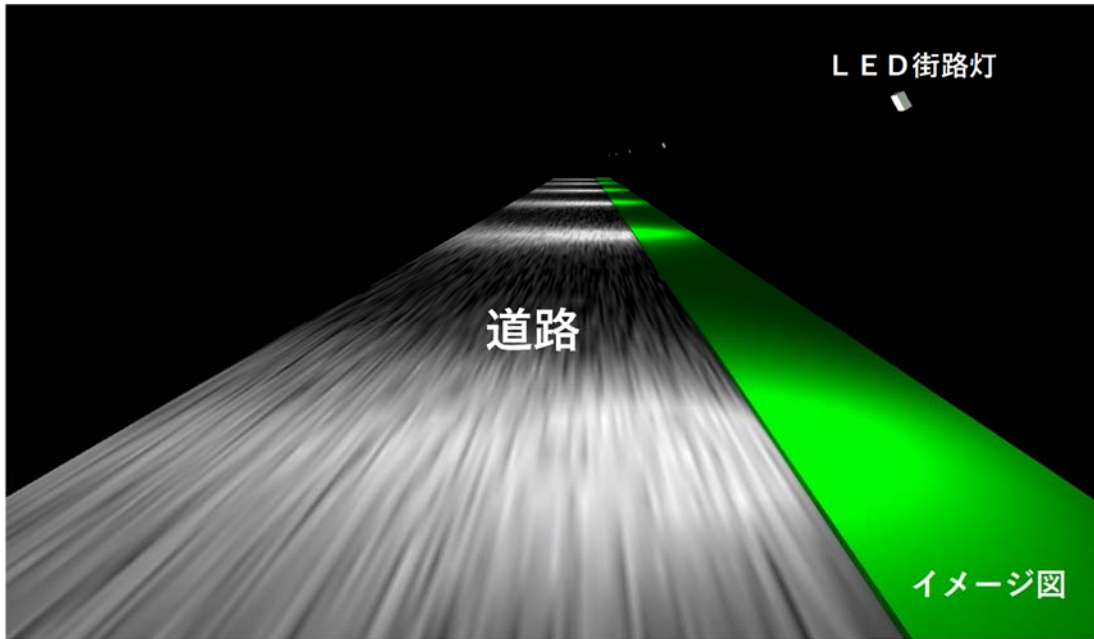


図-4.27 LED街路灯設置後の夜間イメージ図

5) 補助金+ESCO 事業利用のご提案

5)-1 補助金利用検討

イニシャルコストの低減を図るため、補助金の利用を検討する。検討する補助金は、下記の 3 つとした。下記の補助金に各省エネ案が適用できるか検討を行う。

- ① エネルギー使用合理化等事業者支援補助金(エネ合)
- ② エネルギー構造高度化・転換理解促進事業(エネ構)
- ③ 下水道長寿命化支援事業

① エネルギー使用合理化等事業者支援補助金

エネルギー使用合理化等事業者支援補助金は省エネ及びピークカット性能の高い機器及び設備に対して交付される、本補助事業には大きく分けて、

- I. 工場・事業場単位
- II. 設備単位

の 2 つの区分があるが、II の設備単位に関しては、

- 1. 設備費のみが補助対象となる
- 2. 補助額の上限が 1 事業あたり 30,000 千円までである

ことから今回は I の工場・事業場単位に関して検討する。I の申請要件は、表-4. 37 のようになる。本省エネ提案で適用を検討する事業は、表-4. 37 の(ア)省エネルギー事業である。また、本補助金は ESCO 事業を適用する場合は、ESCO/S 契約に限る。(詳細は後述する。)

表-4. 37 エネルギー使用合理化等事業者支援補助金 I 工場・事業場単位申請要件

	工場・事業場単位での省エネルギー設備導入事業(工場・事業場単位)		
	ア) 省エネルギー対策事業	イ) ピーク電力対策事業	ウ) エネマネ事業
事業概要	省エネ設備への更新・改修、プロセス改善、EMSの新設による省エネ事業	省エネ設備への更新・改修、プロセス改善、EMSの新設、蓄電池・蓄熱システム・自家発電設備新設により、ピーク時間帯の電力使用量削減事業	SII登録EMSを用いて、エネマネ事業者と「エネルギー管理支援サービス」を契約し、効果的な省エネ対策を実施する事業
申請要件	<ul style="list-style-type: none"> <li>・投資回収年 5年以上</li> <li>・省エネ法の中長期計画に記載されている事業であること (エネルギー使用量1500kL以上の工場・事業場、中小企業に該当しない会社の場合)</li> </ul>		
	いずれかの計画値を満たせば申請可 (原油換算ベース)	いずれかの計画値を満たせば申請可	EMSの制御効果と省エネ診断等の運用改善効果により、
	<ul style="list-style-type: none"> <li>・省エネ率: 1%以上</li> <li>・省エネ量: 1000kL以上</li> <li>・費用対効果: 200kL/千万円以上</li> <li>・エネルギー消費原単位改善: 1%以上</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ピーク対策効果率: 5%以上</li> <li>・ピーク対策効果量: 190万kWh以上</li> <li>・費用対効果: 80万kWh/千万円以上</li> <li>・ピーク対策単位改善: 1%以上</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・省エネルギー率: 2%以上(単位KI)</li> <li>・ピーク対策効果率: 10%以上(単位:kWh)</li> </ul>
補助率	設計費・設備費・工事費の1/3以内 (ウ)と同時申請時は1/2以内		設計費・設備費・工事費の1/2以内
補助限度額	<ul style="list-style-type: none"> <li>・上限額: 1事業あたり 15億円/年度 ※複数事業者での工場間一体省エネ事業 1事業あたり 30億円/年度 ※複数年度事業: 事業全体で1事業あたり 50億円</li> <li>・下限額: 1事業あたり 100万円/年度</li> </ul>		

【適用可能な省エネ案】

- ・ No.1 照明の LED 化

- ・ No.2 高効率電動機への更新
- ・ No.3 吸収冷温水機⇒水冷式スクルーチラー冷凍機への更新
- ・ No.4 消化ガスエンジンの廃熱利用
- ・ No.5 アモルファス変圧器への更新

上記の4つの省エネ案により、(ア)省エネルギー事業の申請要件

- ・ 省エネ率：1%以上

を満たすため、申請が可能となる。

【補助率・補助金額】

補助率は最大 1/3 であり、上記省エネ案では最大、

$$263,800 \text{ 千円} \times 1/3 = 88,000 \text{ 千円} \dots (34)$$

が補助される。

② 下水道長寿命化支援事業

下水道長寿命化支援事業は、国土交通省が交付する社会資本整備総合交付金の基幹事業の1つである下水道事業、その中の1事業として指定されている。社会資本整備総合交付金の概要は、図-4. 28のようになる。本補助事業の目的は、公募要領に以下のように記載されている。

「下水道施設の健全度に関する点検・調査結果に基づき、「長寿命化対策」に係る計画を策定し、当該計画に基づき、予防保全的な管理を行うとともに、長寿命化を含めた計画的な改築等を行うことにより、事故の未然防止及びライフサイクルコストの最小化を図ることを目的とする。」

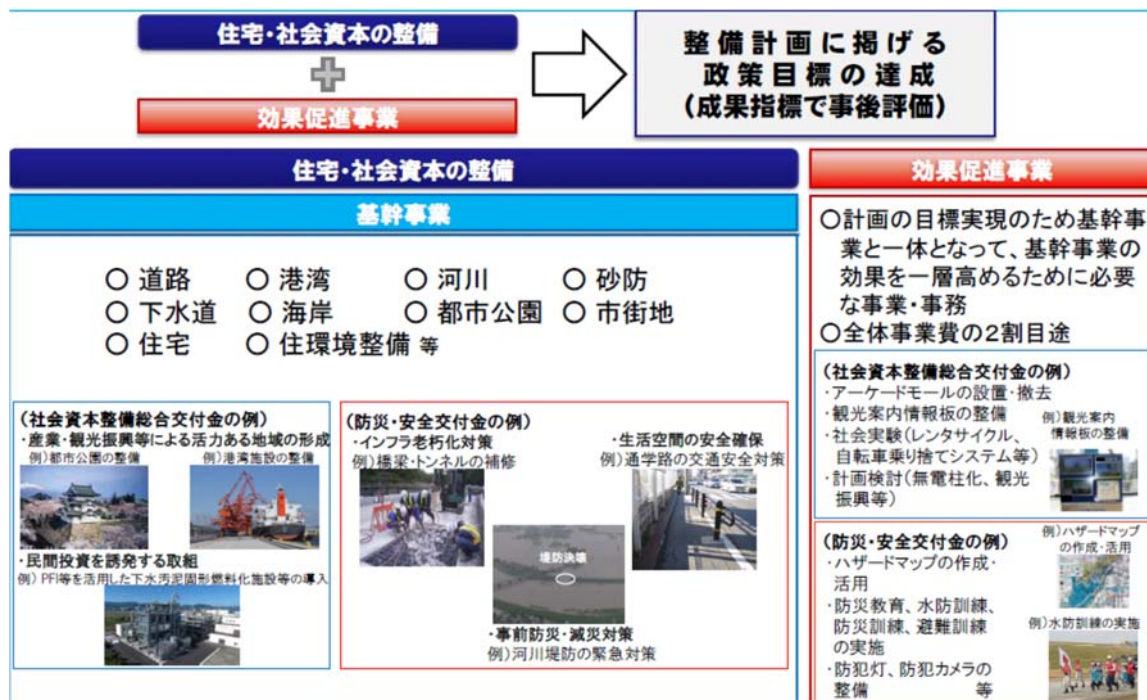


図-4. 28 社会資本整備総合交付金の概要

【適用可能な省エネ案】



本補助事業の目的により、老朽化更新となる以下の省エネ案が適用可能である。

- ・ No.1 照明の LED 化
- ・ No.2 高効率電動機への更新
- ・ No.3 吸収冷温水機⇒水冷式スクリーチャー冷凍機への更新
- ・ No.5 アモルファス変圧器への更新

【補助率・補助金額】

補助率は 1/2 であり、上記省エネ案では、

$$234,800 \text{ 千円} \times 1/2 = 117,400 \text{ 千円} \cdots (35)$$

が補助される。

上記の検討結果を表－4. 38にまとめた。

表－4. 38 補助金適用検討結果

No.	項目	① エネルギー使用合理化等事業者支援補助金	② 下水道長寿命化支援事業
		最大補助率 1/3	補助率 1/2
1	照明の LED 化	○	○
2	高効率電動機への更新	○	○
3	吸収冷温水機⇒水冷式スクリーチャー冷凍機への更新	○	○
4	消化ガスエンジン廃熱の暖房利用	○	×
5	アモルファス変圧器への更新	○	○
補助額		最大 88,000 千円	117,400 千円

○：適用可能      ×：適用不可

5)-2 補助金+ESCO 事業利用検討

補助金と ESCO 事業の組み合わせについて検討する。始めに ESCO 事業について説明する。ESCO 事業とは、70 年代に欧米で始まった「省エネルギーサービス事業」のことで、省エネルギーに関する包括的サービスを提供し、改修に必要な経費をエネルギー削減から賄うビジネス形態である。ESCO 事業の契約形態は、ESCO/S 契約と ESCO/G 契約の 2 つに分かれるが、本検討では、ESCO 事業者が資金調達と資産保有を行う ESCO/S 契約について説明する。

ESCO/S 契約による ESCO 事業の概要図は、図－4. 29 のようになる。図－4. 29 のように、通常 ESCO/S 契約による ESCO 事業では、ESCO 事業者が省エネ診断から、資金調達、保守、検証までをトータルでサポートし、10 年～15 年の契約期間中、年間の省エネメリット金額からエネルギーサービスの対価を、顧客から頂く事業形態となる。顧客はインシヤルコストなし

で機器の更新を行うことが出来る。

※1 本検討は、ESCO 事業の実施に当たっては省エネ保証が必要になるため別途詳細検討が必要となる。

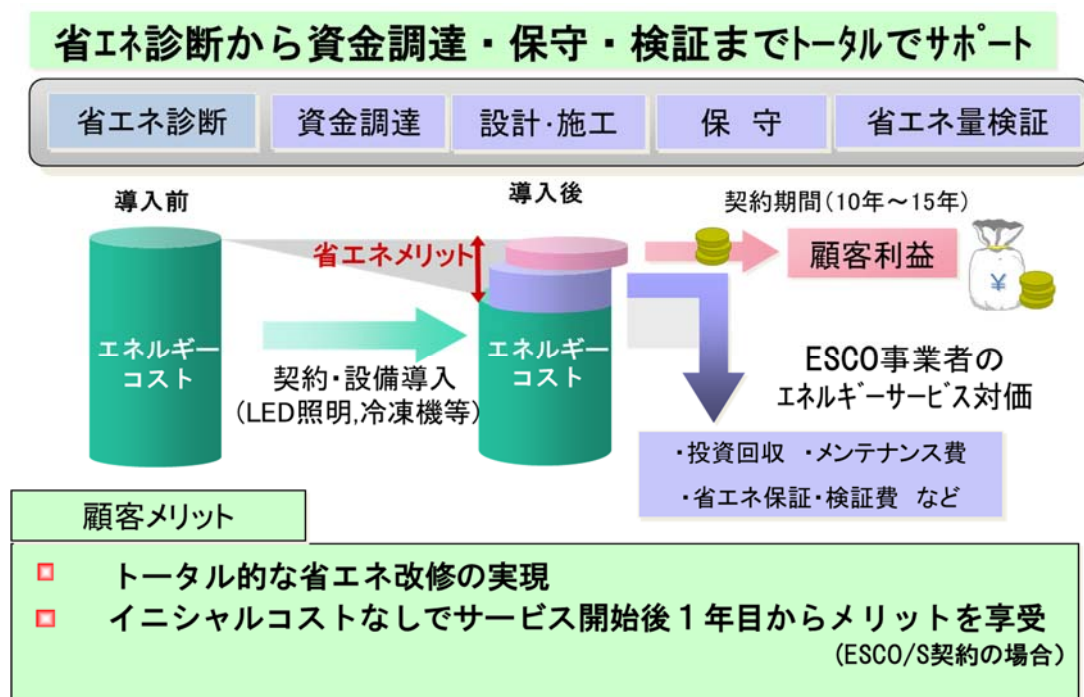


図-4. 29 ESCO 事業の概要

本検討では、省エネ案 No.1~No.5 を実施するために、

Case1 下水道長寿命化支援事業補助金

Case2 エネルギー使用合理化等事業者支援補助金+ESCO/S 契約による ESCO 事業について検討する。(Case2 は、15年契約、リースにより総額が38%増とする)

検討結果を表-4. 39にまとめた。

表-4. 39 補助金+ESCO 事業の検討結果

No.	項目	単位	Case1 下水道長寿命化事業	Case2 エネ合+ESCO
1	改修費	千円	263,800	263,800
2	補助額	千円	117,400	88,000
3	初期費用	千円	146,400	0
4	サービス料	千円/年	0	17,174
5	省エネ年間メリット金額	千円/年	3,329	3,329
6	年間メリット金額	千円/年	3,329	-13,845

※2 費用は概算となります。

※3 税抜き価格となります。

また、参考として、年間のエネルギー費用低減要素として、以下の項目が考えられる。

① 消化ガスエンジン(4台)導入分の契約電力削減

消化ガスエンジン(出力 25kW、補機動力 0.78kW)の発電電力による契約電力の削減分の年間削減費用を検討する。今年度 4 台導入するので、削減可能な契約電力は、

$$4 \text{ 台} \times (25\text{kW} - 0.78\text{kW}) = 96.9\text{kW} \dots (36)$$

ゆえに、年間削減費用は、

$$2527 \text{ 円/kW} \cdot \text{月} \times 96.9\text{kW} \times 12 \text{ ヶ月} \times 0.85 = 2,497,636 \text{ 円/年} \dots (37)$$

また、自家発補給電力費を 1 台分とすると、

$$(25\text{kW} - 0.78\text{kW}) \times 2527 \text{ 円/kW} \cdot \text{月} \times 12 \text{ ヶ月} \times 0.2 = 146,889 \text{ 円/年} \dots (38)$$

よって、(37)−(38)から、**2,350,747 円/年**の年間削減費用が考えられる。

② 消化ガスエンジン発電メリット金額

平成 29 年度の発電に使用可能な余剰消化ガスは 341,581Nm<sup>3</sup> である。また、消化ガスエンジン 1 台の燃料消費量は、定格出力で 78.1kW であり、消化ガスの発熱量(LHV)は 5.9kWh/Nm<sup>3</sup> であるから、4 台の発電量は、

$$341,581\text{Nm}^3 \times 5.9\text{kWh/Nm}^3 / 78.1\text{kW} \times (25\text{kW} - 0.78\text{kW}) = 624,984\text{kWh} \dots (39)$$

よって、

$$624,984\text{kWh} \times 10.3 \text{ 円/kWh} = 6,437,334 \text{ 円/年} \dots (40)$$

の従量料金が削減可能である。また、4 台の年間メンテナンス費は、3,720,000 円/年であるため。

$$6,437,334 \text{ 円/年} - 3,720,000 \text{ 円/年} = \mathbf{2,717,334 \text{ 円/年}} \dots (41)$$

のメリットがあると考えられる。

①、②のメリットを考慮する場合、Case1 及び Case2 の年間メリット金額は、

Case1(下水道長寿命化事業) : 8,397 千円/年

Case2(エネ合+ESCO) : **-8,777** 千円/年

となる。Case2 について、年間費用がどのように変化するかをにて図式化した。Case2 の①、②を適用することで、毎年約 8,800 千円を 15 年間支払で老朽化更新+消化ガスエンジンの廃熱暖房利用が可能な試算となる。

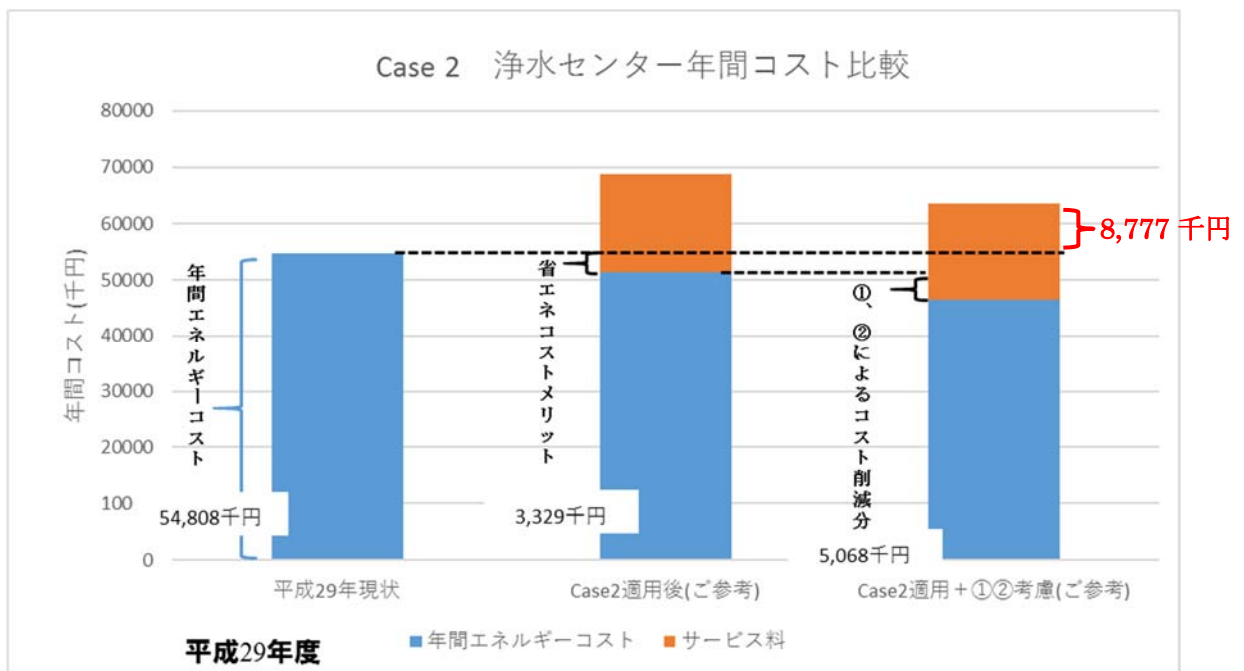


図-4. 30 浄水センター年間コスト比較

Case1、Case2の年間コストに関して、図-4. 31、図-4. 32それぞれにまとめた。Case1の場合は、図-4. 31より年間コストが低減できるが、イニシャルコスト1,464,00千円が必要となる。Case2の場合は、図-4. 32よりESCO事業のサービス料金が必要なため、年間コストは増大する。しかしながら、ESCO事業であるため、Case1にはない資金調達(イニシャルコスト不要)、省エネ量検証を受けられる。また、15年後はサービス終了となるためサービス料金を支払う必要がなくなり、年間コストメリットが発生することが考えられる。

## Case1: 下水道長寿命化支援事業補助金を活用した場合の年間コスト

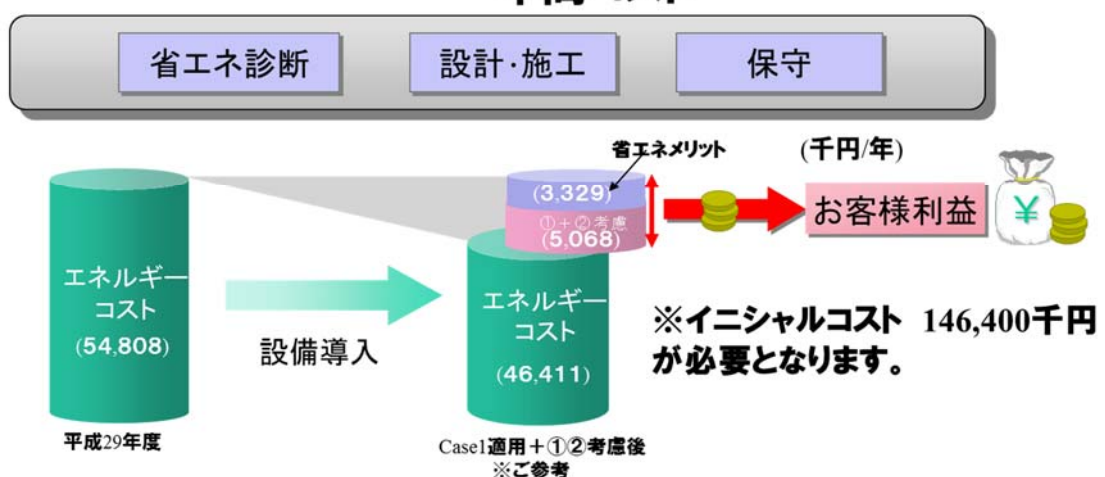


図-4. 31 下水道長寿命化支援事業補助金を活用した場合の年間コスト

## Case2: エネルギー使用合理化等事業者支援補助金+ESCO/S契約によるESCO事業の場合の年間コスト

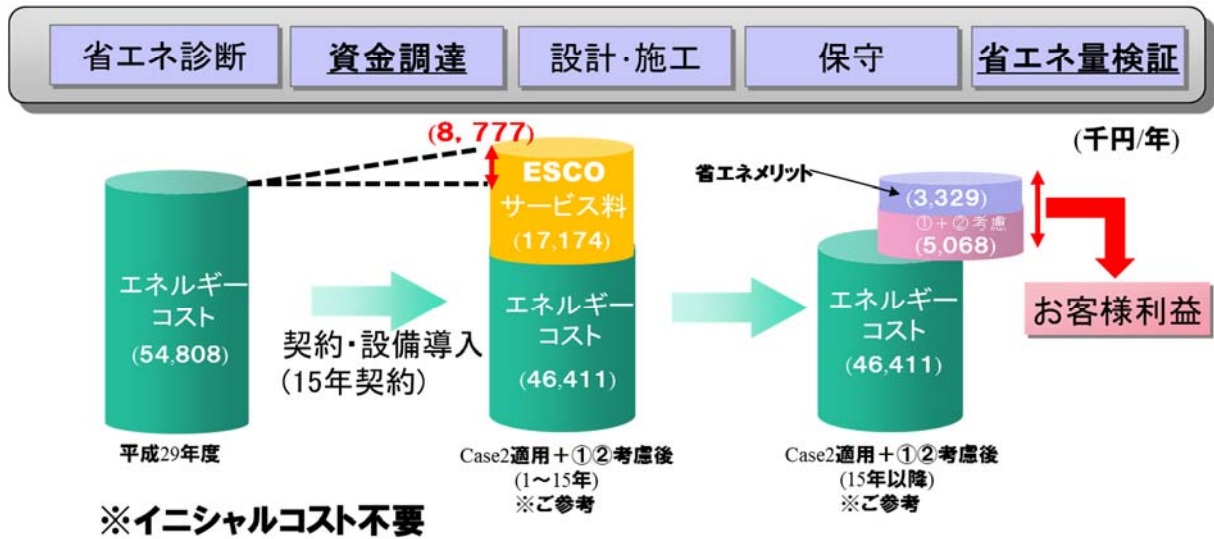


図-4. 3 2 エネルギー使用合理化等事業者支援補助金+ESCO/S契約によるESCO事業の場合の年間コスト

## 6) 結論

本報告書で提案した省エネ案、

No.1 「照明の LED 化」

No.2 「高効率電動機への更新」

No.3 「吸収冷温水機⇒水冷式スクリー冷却機への更新」

No.4 「消化ガスエンジン廃熱の暖房利用」

No.5 「アモルファス変圧器への更新」

に関して、

Case1：下水道長寿命化支援事業補助金活用

Case2：エネルギー使用合理化等事業者支援補助金+ESCO/S 契約による ESCO 事業、の 2 案による導入を検討した。

Case1 は初期費用の支払いがあるが毎年省エネ分のメリット金額が発生する。Case2 は初期費用が 0 であるが、毎年サービス料金の支払いが生じる。

浄水センターの設備に関しては照明等、すでに設備更新メリット金額が大きいものは更新しているため、今回の提案は老朽化更新が主となり、費用対効果は悪い。

また、唐津スマートレジリエンス拠点構築事業では、将来 EMS を導入する計画があり、No1.2.3.5 の更新設備や消化ガスエンジンの運用効率の向上が可能となるため、省エネ量及びメリット金額の増加が期待できる。

※本提案書に記載されている、省エネ効果量、金額等は全て参考値となります。



## 2. 唐津ガスサテライトを活用した非常時電力供給に関する検討

### 1) 本検討の目的と内容

大規模地震などの非常時において、安定的に電力をスマートレジリエンス拠点エリア内に供給することは必要不可欠である。既設の非常用発電機は製造から約 35 年が経過し老朽化しており、非常時の電力供給について検討が必要である。現在は A 重油を燃料とした発電による非常時電力供給を前提としているが、エネルギーの多様化の観点から都市ガスを燃料とした発電機を浄水センター内に新設することを検討する。

### 2) 唐津瓦斯サテライト設備現地調査報告

#### 2)-1 日時

2018 年 8 月 9 日(木) 15:30～17:00

#### 2)-2 場所

唐津瓦斯(株)

#### 2)-3 立会者及び実施者

立会者 唐津瓦斯(株)：堀角様、北島様、坂本様

実施者 (株)日立製作所：鶴田、加藤

#### 2)-4 入手資料

①都市ガス組成表(表-4.40 参照)

②H29 月別 LNG ローリー受け入れ台数(表-4.41 参照)

表-4.40 都市ガス組成表

N2	0.1 VOL%
C2H6	5.9 VOL%
C3H8	3.8 VOL%
N-C4H10	1.2 VOL%
I-C4H10	0.9 VOL%
I-C5H12	0.1 VOL%
CH4	88.0 VOL%
合計	100.0 VOL%
発熱量(HHV)	46.05 MJ/Nm3

表－4. 4 1 H29 月別 LNG ローリー受け入れ台数

1月	34台
2月	33台
3月	33台
4月	24台
5月	19台
6月	20台
7月	22台
8月	23台
9月	19台
10月	18台
11月	22台
12月	33台
計	300台

2)-5 主な調査機器（添付：主要設備概要）

図－4. 3 3 は、唐津瓦斯㈱の LNG サテライト設備フロー図である。図－4. 3 3 に現地調査にて調査した主な機器の名称を記載し、その写真を図－4. 3 4～図－4. 4 1 にて掲載する。

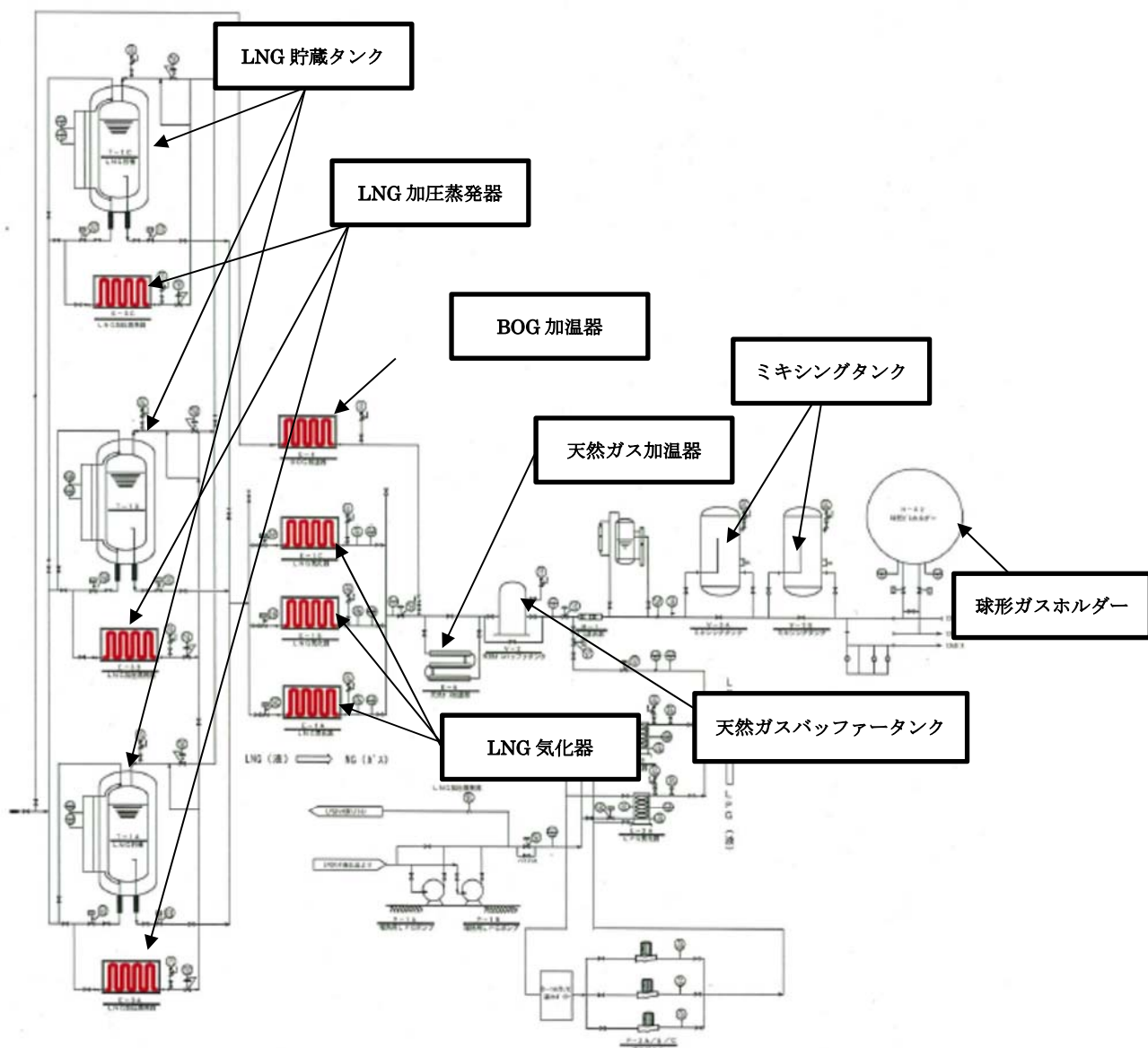


図-4. 33 唐津瓦斯㈱LNG サテライト設備フロー図



図一4. 34 LNG 貯蔵タンク

#### 【LNG 貯蔵タンク】

唐津瓦斯では3基設置されており、1基あたり100klのLNGが貯蔵可能。



図一4. 35 LNG 気化器

#### 【LNG 気化器】

唐津瓦斯では3基設置されている。  
LNGを熱交換によりガス化させる装置。



図一4. 36 BOG 加温機

**【BOG 加温機】**

唐津瓦斯では 1 基設置されている。  
LNG 貯蔵タンク内の液面から発生する超低温ボイルオフガス（BOG: Boil Off Gas）を加温する装置。



図一4. 37 LNG 加圧蒸発器

**【LNG 加圧蒸発器】**

唐津瓦斯では 1 基設置されている。  
LNG 貯蔵タンクの圧力差を保つための装置。



図一4. 38 天然ガス加熱器

【天然ガス加熱器】

唐津瓦斯では 1 基設置されている。  
気化 LNG(天然ガス)を加熱する装置。



図一4. 39 天然ガスバッファタンク

【天然ガスバッファタンク】

唐津瓦斯では 1 基設置されている。  
天然ガスの発生量及び使用量の変動  
を緩和するための装置。





図-4. 40 ミキシングタンク

【ミキシングタンク】

唐津瓦斯では 2 基設置されている。  
付臭剤と天然ガスを混合する装置。



図-4. 41 球形ガスホルダー

【球形ガスホルダー】

唐津瓦斯では 1 基設置されている。  
都市ガスを貯蔵する装置。

2)-6 施設使用状況、ヒアリング内容

① 都市ガスの最大製造能力及び最大供給圧力

⇒最大製造能力：2,020Nm<sup>3</sup>/h、最大供給圧力：0.07MPa

② 都市ガスの発熱量

⇒46.05MJ/Nm<sup>3</sup> (HHV)

※都市ガスの成分表を入手した。

③ 都市ガスの料金

⇒CIF 価格、ガス使用量等により料金は変動する。

④ LNG 貯蔵タンク残量下限値

⇒タンク容量の 20%。一基あたり 100kL の LNG が貯蔵可能であるので、残量下限値時の LNG 貯蔵量は、

$$100\text{kL} \times 0.46(\text{液比重}) \times 20\% = 9.2\text{t} = 9,200,000\text{g} \quad \dots (1)$$

気化した場合の体積は、

$$9,200,000\text{g} \times 0.0224\text{Nm}^3/\text{mol} \div 16\text{g}/\text{mol} = 12,880\text{Nm}^3 \quad \dots (2)$$

⑤ ローリーによる補給頻度

⇒1 日(平日)×1 回×10t

各月のローリー受け入れ台数表を入手した。

⑥ 災害時におけるガス会社としての対応方針

⇒中圧ガス配管は大地震に耐久性あり、災害時は基本的には低圧ガスの供給を止め、中圧ガスを供給する。タンクには平均 7 割ガスが貯蔵されており、ローリーによる補給が停止しても 3 日は供給エリア全域に供給可能である。

ヒアリング事項を表-4. 42 にまとめた。

表-4. 42 唐津瓦斯(株)ヒアリング内容まとめ

最大製造能力	2020	Nm <sup>3</sup> /h
最大圧力	0.07	MPa
都市ガスの発熱量	46.05 (HHV)	MJ/Nm <sup>3</sup>
貯蔵可能量	100×3	kL
補給頻度	10	t/日(平日)
貯蔵タンク残量下限値割合	20	%

### 3) 発電機の選定と設置場所に関する検討

#### 3)-1 発電機の選定

今回導入を検討する発電機を、下記のカスエンジン発電機とする。

- ・製品名 : GE 製カスエンジン
- ・型式 : JM420GS-N. L
- ・発電出力 : 1000kW (60Hz) (非連系時 : 700kW)
- ・燃料消費量 : 208Nm<sup>3</sup>/h (185Nm<sup>3</sup>/h : 600kW 発電の場合)
- ・補機動力 : 70kW

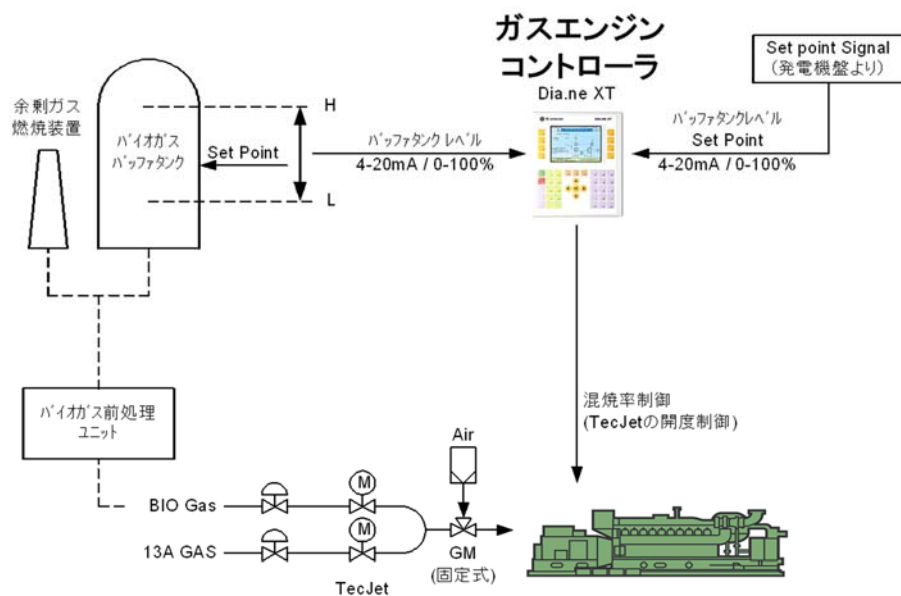
選定理由は下記の2つである。

##### ① 発電出力

浄水センターの契約電力が 600kW であるため、レジリエンスの観点から発電機の出力は 600kW 程度が適している。上記のカスエンジンの発電出力は系統連系時 1000kW (非連系時 700kW) であり、消化カスとの混焼が可能であることを考慮して選定した。

##### ② 消化カスと都市カスの混焼運転が可能

浄水センターでは消化カスが発生するため、本検討においては消化カスを使用した発電とすることが望ましい。上記のカスエンジンは、都市カスと消化カスの混焼が可能である。混焼を可能とする主な技術に、カスエンジンコントローラがあり、この機器により、消化カスと都市カスの流量が制御され、結果としてカスエンジンの出力が制御可能となる。(図-4.4.2 参照)



#### (\*) バイオカス/13Aカス 目標カス流量の計算

1. バッファタンクレベルがset point一定となるよう、バイオカスの目標燃料カス流量を計算
2. 発電出力に応じた合計目標燃料カス流量を計算し、そこから1.のバイオカス目標燃料カス流量を引いた分を、13Aカス目標燃料カス流量とする。

図-4.4.2 混焼制御の概念図

#### 3)-2 非常時の発電機連続運転可能時間の推定

3)-1 にて選定した発電出力 1000kW のカスエンジンが、非常時に連続運転可能な時間を、カス

供給元となる唐津瓦斯の供給能力から試算する。

非常時、唐津瓦斯へのLNG補給が止まった場合を想定する。貯蔵タンク(1基 100kL)には平均して1基7割のLNGが貯蔵されている。2基にはLNGが貯蔵されておらず、7割充填されている1基のLNGを全てガスエンジンに使用すると仮定したとき、貯蔵されているLNGの質量は、(2)から、

$$46,000,000\text{g} \times 0.0224\text{Nm}^3/\text{mol} \div 16\text{g}/\text{mol} \times 70\% \div 185\text{Nm}^3/\text{h} = 244\text{h} \dots (3)$$

故に、

$$244\text{h} \div 24\text{h}/\text{日} = \underline{10.1\text{日}} \dots (4)$$

運転可能となる。非常時におけるガスの供給先は浄水センターだけではないので、50%のLNGが使用できると仮定して約5日程度は運転可能となる。

### 3)-3 発電機の設置場所

発電機の機器配置においては、廃熱の有効利用先に近接することが重要である。この点を考慮すると、配置案は図-4.43のようになる。図-4.43より、発電機設置には、10m×19mのスペースが必要になる(廃熱回収設備付)。また、発電機の廃熱利用先を、温水プールと管理棟の吸収冷温水機の2つを候補とし、発電機設置場所を3案挙げる。(図-4.44参照)

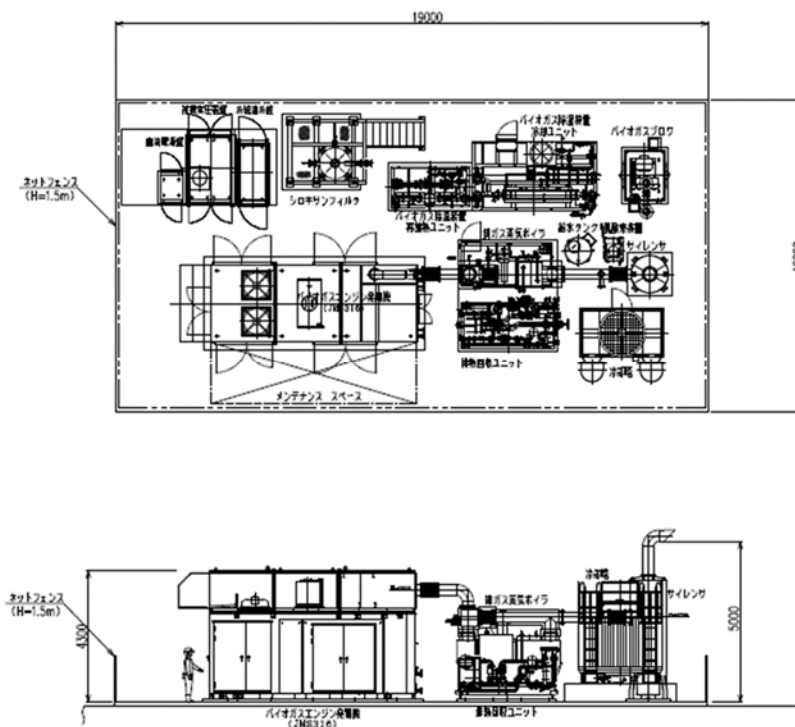


図-4.43 発電機の機器配置案(廃熱回収あり)



図-4.44 発電機設置場所案

設置場所案1～3に関して、以下の点に関して比較を行った

- ① 廃熱利用先の熱利用量
- ② 温水配管及び消化ガス配管敷設の簡便さ
- ③ レジリエンスの観点

① 廃熱利用先の熱利用量

廃熱回収先の候補となる吸収冷温水機(暖房時期)及び温水プールへの熱需要を試算した。

吸収冷温水機の平成29年度の都市ガス使用量(暖房時期)を表-4.43にてまとめた。

表-4.43 平成29年度 吸収冷温水機都市ガス使用量及び熱量換算

No.	項目	12月	1月	2月	3月	合計
1	都市ガス使用量(m <sup>3</sup> ) 15°C 1気圧	364	1,365	1,621	1,455	4,805
2	都市ガス使用量(Nm <sup>3</sup> )0°C 1気圧	345	1,294	1,537	1,379	4,555
3	使用熱量(kWh)	3,896	14,608	17,348	15,571	51,423

※1 都市ガスの発熱量は11.29kWh(LHV)とした。

また、温水プールの平成29年度LPガス使用量及び温水ボイラーによる温水プールへの熱供給量を表-4.44にてまとめた。

表-4. 44 平成29年度 温水プールLPガス使用量及び熱量換算

No.	項目	4月	5月	6月	7月	8月	9月
1	LPガス使用量(m3)※15°C 1気圧	1,229	1,176	579	23	0	242
2	LPガス使用量(m3)※25°C 100kPa	1,289	1,233	607	24	0	254
3	使用熱量(MJ)	111,397	106,593	52,481	2,085	0	21,935
4	使用熱量(kWh)	30,943	29,609	14,578	579	0	6,093
5	温水ボイラーへの熱供給量	27,849	26,648	13,120	521	0	5,484

No.	項目	10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
1	LPガス使用量(m3)※15°C 1気圧	999	1,546	1,564	1,503	1,960	1,483	12,304
2	LPガス使用量(m3)※25°C 100kPa	1,047	1,621	1,640	1,576	2,055	1,555	12,900
3	使用熱量(MJ)	90,549	140,129	141,752	136,241	177,654	134,419	1,115,235
4	使用熱量(kWh)	25,153	38,925	39,376	37,845	49,348	37,339	309,787
5	温水ボイラーへの熱供給量	22,637	35,032	35,438	34,060	44,414	33,605	278,809

※2 LPガスの発熱量は 90.64MJ/m3 (LHV、25°C、100kPa)

※3 温水ボイラーの効率を 90%とした。

ここで、GE製ガスエンジンの温水廃熱回収量は、600kW運転時に274kWであるから、現状の最大負荷時に運転すると、

$$274\text{kW} \times 24\text{h} \times 365\text{日} = 2,400,240\text{kWh} \dots (5)$$

の熱量を使用することになる。吸収冷温水機で153,552kWh、温水プールで309,787kWhの熱量を使用していることから合計463,339kWhとなり、発電機による廃熱利用は十分に余裕があると考えられる。

② 温水配管及び消化ガス配管敷設

案1、案2、案3にて、温水配管及び消化ガス配管を敷設した場合について比較する。

案1：汚泥消化棟裏～管理棟

案1の場合は、図-4.45のように、温水配管を約160m、消化ガス配管を約100m敷設することになる。



図-4. 45 案1の場合の温水配管及び消化ガス配管



案 2：汚泥消化棟～ゲートボール広場～温水プール

案 2 の場合は、のように、温水配管を約 80m、消化ガス配管を約 320m 敷設することになる。



図-4. 46 案 2 の場合の温水配管及び消化ガス配管

図-4. 45、図-4. 46 より、案 2 の方が配管距離の合計が長くなり、敷設に伴う費用が高くなることが予想される。

案 3：管理棟 1F 既設非常用発電機設置場所（廃熱回収なし）

案 3 の場合は設置エリアに制約があり、廃熱回収は行わないことが前提となる。（図-4. 47）



図-4. 47 案 3 の場合の消化ガス配管

案 3 は既設非常用発電機の更新となるため、法規中にて定義されている「非常用発電機」の要件を満たす必要がある。ここで、案 1～3 にて想定している発電機を表-4. 45 にて整理する。

表-4. 45 案1~3における発電機の種類

	案1	案2	案3
非常用発電機	既設DEG	既設DEG	新設発電機
常用兼非常時電力供給用の発電機	新設発電機	新設発電機	—

案3にて、導入を検討しているガスエンジンが非常用発電機となるためには、以下の要件を満たす必要がある。

1. 消防法

- a) 40秒以内に電圧確立を行うこと
- b) 60分以上定格運転を継続できること
- c) 燃料は2時間以上の容量を保有しておくこと
- d) 規定された保護装置及び表示を具備しておくこと
- e) 規定されたキュービクル外箱であること(認定が必要)

2. 建築基準法

- a) 40秒以内に電圧確立を行うこと
- b) 30分以上防災設備に電源供給できること

消防法のc)等など、本報告書で選定したGE製ガスエンジンでは要件を満たさない。しかしながら、他メーカーにおいては、ガスエンジンにて非常用発電機として認定を受けているため、設置場所、非常用兼用とするか、消化ガスとの混焼を行うのか、廃熱利用先を考慮して機種選定を行うことを推奨します。

③ レジリエンスの観点

発電電力の利用に関しては、系統連系を行うため設置場所による違いはない。廃熱の用途という点で、案1は管理棟の暖房ニーズ、案2は、温水プールのシャワーの温熱源となりうる。案3は廃熱回収ができないため、案1、2と比較すると劣る。

唐津瓦斯サテライト設備の調査および浄水センター内の調査の結果から、安定してガス供給が可能でかつ、設置場所も確保できることから、唐津瓦斯サテライト設備を利用したガスエンジン発電機の導入は可能といえる。

参考として、(1)既設DEGと(2)GE製ガスエンジンを非常用発電機として使用した場合の比較結果を表-4. 46にまとめた。

表－4. 46 非常用発電機の比較表

No.	比較項目	(1)既設ディーゼル発電機	(2)GE製ガスエンジン(1000kW)
1	仕様	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 製造者名 : 安川電機</li> <li>・ 定格容量 : 1250kVA</li> <li>・ 製造年月日 : 1983年2月</li> <li>・ 燃料 : 油</li> <li>・ 燃料タンク容量 : 15,000L</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 製造者名 : GE</li> <li>・ 発電出力 : 1000kW</li> <li>・ 燃料 : 都市ガスと消化ガスの混焼</li> <li>・ 供給方式 : ガス配管による供給</li> </ul>
2	非常時における連続稼働時間	約36時間	約5日間 ※サテライトへの補給が途絶えた場合
3	初期費用	約150,000千円 (更新の場合)	約300,000千円 (廃熱回収なし) 約350,000千円 (廃熱回収あり)
4	問題点	老朽化している。 ※製造から約35年経過	廃熱回収を行い、且つガス料金が40円/Nm3以下がコストメリットありの条件となる

表－4. 46 より既設の DEG は、製造から 35 年が経過し老朽化している。また、連続稼働時間が GE ガスエンジン(1000kW)と比較して短い。

#### 4) 結論

唐津瓦斯サテライト設備を調査した結果、中圧配管が浄水センターまで敷設されており、サテライト設備においても一定量のガスを貯蔵していることから、非常時に安定したガス供給が可能である。このことから唐津瓦斯サテライト設備を活用した非常時電力の供給は、ガスエンジン発電機の導入により可能といえる。

導入にあたっては、余剰消化ガスの有無および補助金獲得の可能性、設置場所による廃熱回収の可否、常用・非常用発電機として兼用とする等、多面的にガスエンジン発電機導入の検討を行うことをお勧めします。

\* 本検討書に記載した費用やメリット金額等は参考値としています。

## 第5章 スマートレジリエンス構想の実現に向けた調査

### 1. はじめに

スマートレジリエンス構想を実現していくためには、多面的価値の評価が必要となる。しかしながら、それらを客観的に評価する手法が存在しない。そこで、本章では、前章までに得られたFS調査結果に対して、スマートレジリエンス構想に資する評価軸をエネルギーの有効利用という観点から試行的に設定し、定量評価を試みた。また、スマートレジリエンス構想の発展的な展開の参考として、清掃工場や下水処理施設における先進的な事例を整理した。

## 2. スマートレジリエンス構想に適合した指標の提案と評価～エネルギーの有効利用に着目して～

### 1) 評価対象ケース

本章では、前章までの消化ガスの有効利用方法に着目した評価を試行した。評価対象としたケースを表-5.1に示す。

表-5.1 評価対象ケース

検討 パターン	廃熱供給先			消化ガスエンジン 導入台数
	吸収式冷温水機	温水プール	汚泥乾燥用 ボイラ	
STEP1	×	×	×	4台
Case1	×	×	○	4台
Case2	×	○	×	4台
Case3	○	×	×	4台
Case4	×	○	○	4台
Case5	×	○	○	5台
Case6	×	○	○	6台

### 2) 評価指標の提案

非常時のエネルギー拠点化や避難所としての機能提供などスマートレジリエンス拠点としての役割の役割はさまざまであり、それらを総合的かつ包括的に評価する指標はない。そこで、ここでは、FSから得られた情報に基づき評価可能な4つの評価指標を提案する。具体的には、「エネルギーの自立化」に関する目安として、①発電電力量、②エネルギー自給率、③廃熱利用率、④消化ガス利用率である。以下に提案する指標の定義式をそれぞれについて述べる。

#### ① 発電電力量 (MWh/年)・ガスエンジン出力 (kW)

いわゆる拠点における「創エネルギー量」に相当する指標である。この値が大きいほど、エネルギー拠点としての価値が高いといえる。発電電力量は、式(1)により求めた。また、その際の消化ガスエンジンの定格出力 (kW) も併せて、指標とした。

$$\begin{aligned}
 & \text{(発電電力量 MWh/年)} \\
 & = \{(\text{消化ガスエンジン定格出力 kW}) - (\text{補機動力 kW})\} \\
 & \times (\text{運転可能台数}) \times (\text{稼働日数}) \times 24\text{h} \times \frac{1}{1000}
 \end{aligned} \tag{1}$$

#### ② エネルギー自給率 (%)

文字どおり、浄水センター内のエネルギー需要に対して、どの程度、自給が可能かを表現する指標である。ここでは、電力自給率と温水プールに排熱供給した場合の温水プールの熱量自給率を算出した。電力自給率は、唐津市浄水センターの契約電力 600kW に対する導入ガスエンジンの合計出力の割合とした。以下の式(2)を用いて算出した。

$$\begin{aligned} & \text{(電力自給率 \%)} \\ & = \frac{\{(\text{消化ガスエンジン定格出力 kW}) - (\text{補機動力 kW})\} \times (\text{運転可能台数})}{600} \times 100 \quad (2) \end{aligned}$$

この値が、100%に近いほど、平常時と同等の能力を確保できることを意味する。

温水プールの熱量自給率は、温水プール用ボイラの必要熱量に対する温水ボイラへの廃熱供給量の割合と定義する。まず、式(3)より、消化ガスエンジンからの廃熱回収量を求める。この際、配管によるロスを簡易的に10%と設定している。温水プールの熱量自給率は、式(4)より求める。この値が大きいほど、非常時のシャワー等の温熱源が確保できることを意味する。

$$\begin{aligned} & \text{(廃熱回収量 kWh/月)} \\ & = (\text{消化ガスエンジンの廃熱回収量 kW}) \times T \times (\text{運転可能台数}) \times 0.9 \quad (3) \end{aligned}$$

$$\text{(温水プールの熱量自給率\%)} = \frac{(\text{年間温水ボイラ使用熱量}) - (\text{LP ガス購入量})}{(\text{年間温水ボイラ使用熱量})} \quad (4)$$

### ③ 廃熱利用率 (%)

廃熱利用率は、導入したガスエンジンの合計廃熱回収量に対する廃熱供給先で使用される廃熱量の割合と定義した。ガスエンジンの年間合計廃熱回収量を式(5)より算出すると、廃熱利用率は、式(6)より算出される。廃熱利用率が高いと、未利用エネルギーが少なく効率的なエネルギー利用ができていることを意味する。

$$\begin{aligned} & \text{(年間合計廃熱回収量 kWh/年)} \\ & = (\text{消化ガスエンジン廃熱回収量 kW}) \times (\text{運転可能台数}) \times (\text{稼働日数}) \\ & \quad \times 24\text{h} \times 0.9 \quad (5) \end{aligned}$$

$$\text{(廃熱利用率\%)} = \frac{(\text{各廃熱供給先の使用廃熱量})}{(\text{年間合計廃熱回収量})} \times 100 \quad (6)$$

### ④ 消化ガス利用率 (%)

消化ガス利用率とは、年間で発生する消化ガス量に対する消化ガスエンジンや汚泥乾燥用ボイラで消費される消化ガス量の割合と定義した。年間で発生する消化ガス量は633220Nm<sup>3</sup>/年であり、消化ガスの低位発熱量は5.9kWh/Nm<sup>3</sup>であるから、以下の式(7)より、年間消化ガス発生量をエネルギー換算できる。また、消化ガスエンジンの消化ガス消費量は、式(8)より算出できる。式(7)と(8)で算出した値を式(9)に代入することで、消化ガス使用率を算出できる。



$$(\text{年間消化ガス発生量 MWh/年}) = \frac{633220\text{Nm}^3/\text{年} \times 5.9\text{kWh}/\text{Nm}^3}{1000} = 3736\text{MWh}/\text{年} \quad (7)$$

$$\begin{aligned} & (\text{消化ガスエンジンの消化ガス消費量 MWh/年}) \\ & = (\text{消化ガスエンジン燃料消費量 kW}) \times (\text{運転可能台数}) \times 24\text{h} \\ & \times (\text{稼働日数}) \times \frac{1}{1000} \end{aligned} \quad (8)$$

$$(\text{消化ガス利用率}) = \frac{(\text{導入ガスエンジン消化ガス消費量 MWh/年})}{3736\text{MWh}/\text{年}} \quad (9)$$

ただし、STEP1、Case2、Case3 では、消化ガスを汚泥乾燥用ボイラに直接供給しているため、式(9)の分子に、汚泥乾燥用ボイラの消化ガス使用量を含めて計算する。汚泥乾燥用ボイラの年間消化ガス使用量は、121548Nm<sup>3</sup>/年で低位発熱量は 5.9kWh/Nm<sup>3</sup>として式(10)を用いて算出した。

$$\begin{aligned} & (\text{汚泥乾燥用ボイラの年間消化ガス使用量 MWh/年}) \\ & = \frac{121548\text{Nm}^3/\text{年} \times 5.9\text{kWh}/\text{Nm}^3}{1000} = 717\text{MWh}/\text{年} \end{aligned} \quad (10)$$

消化ガス使用率を算出することで、発生した消化ガスの有効利用量を把握することができる。消化ガス利用率が高いほど、再生可能エネルギーを有効活用できているといえる。

3) 各 Case のエネルギーフロー

① STEP1

STEP1 におけるエネルギーフローを図-5. 1 に示した。STEP1 は、2019 年 3 月以降から既に導入が決まっている 25kW 消化ガスエンジン 4 台を導入したパターンである。余剰消化ガス燃焼装置で処理していた発生消化ガスの 54%をガスエンジンに投入して発電している。運転可能台数は、式(6)より、平均 2.9 台であることがわかり、消化ガスエンジンの稼働率は 73%である。また、廃熱利用先がないため、廃熱が有効利用されていない。

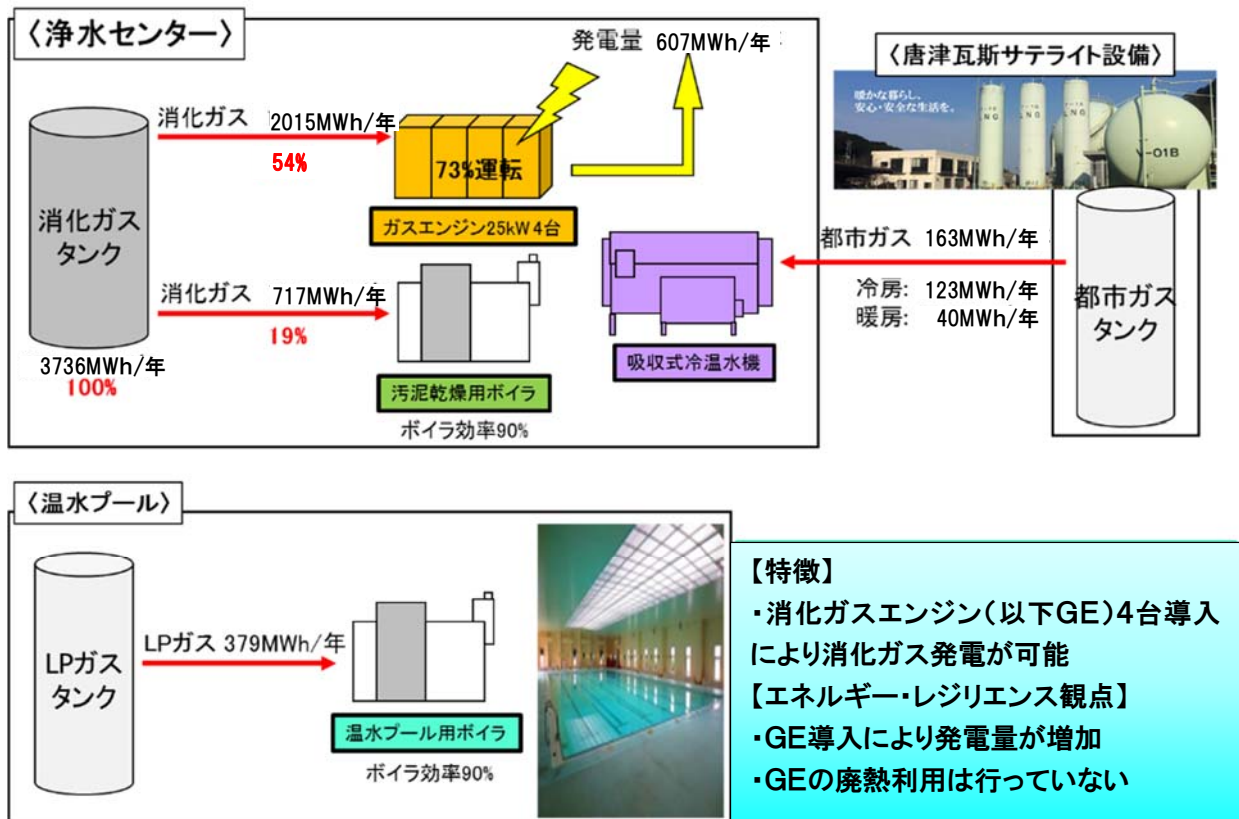


図-5. 1 STEP1におけるエネルギーフロー

② Case1

Case1 におけるエネルギーフローを図-5. 2に示す。Case1 は、消化ガスエンジンの廃熱を汚泥乾燥用ボイラに供給するパターンである。廃熱利用率は 57%と高く、汚泥乾燥用ボイラに廃熱供給することで消化ガス発生量の 71%をガスエンジンで使用できるため、発電量も向上する。

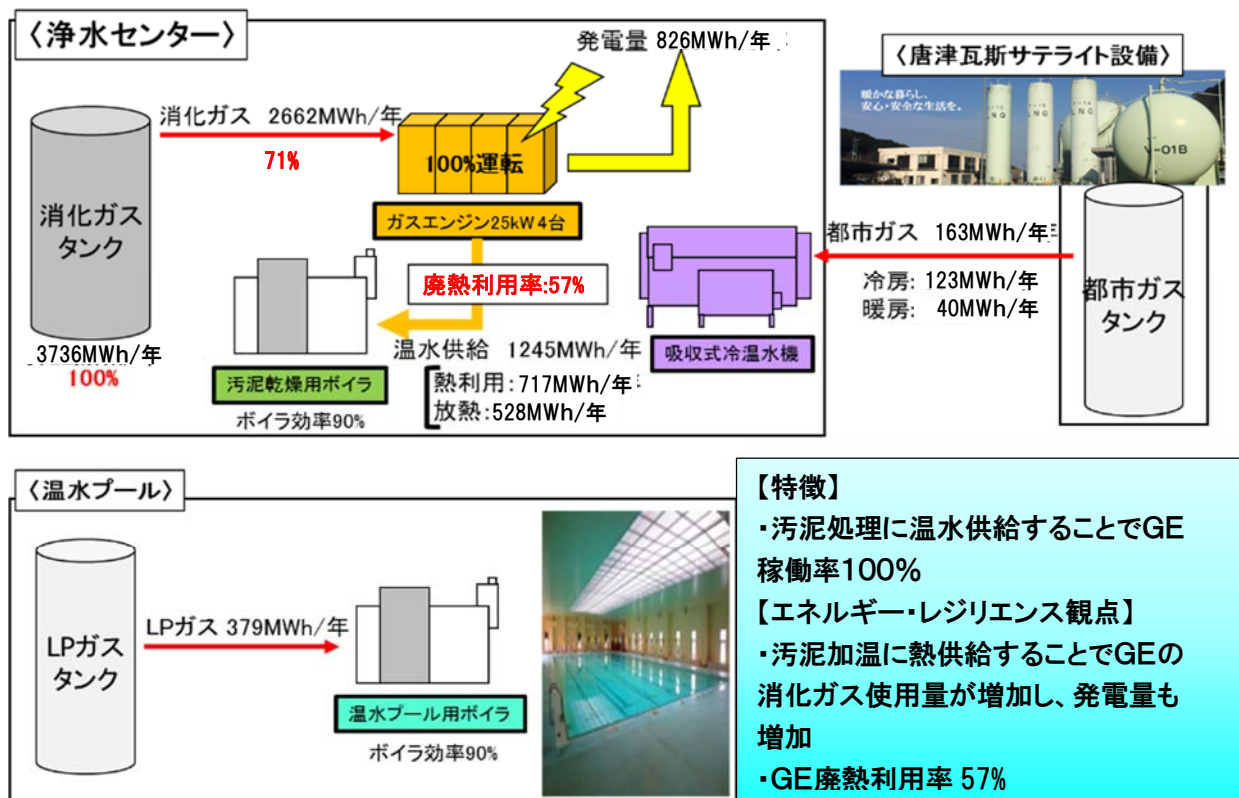


図-5. 2 Case1 におけるエネルギーフロー

③ Case2

Case2におけるエネルギーフローを図-5.3に示す。Case2は、4台導入した消化ガスエンジンの廃熱を温水プール用ボイラで利用するパターンである。廃熱利用率は41%と吸収式冷温水機での廃熱利用率よりは高いことがわかる。しかし、温水ボイラLPガス使用量に対して、式(3)で算出した廃熱回収量が不足する月があり、夏期以外の多くの月でLPガスの購入が必要となる。そのため、温水プールの熱量自給率は100%とはならない。しかし、非常時の廃熱供給先の役割の観点から考察すると、温水プールに廃熱供給することで、非常時における仮設のシャワーや浴槽の温熱源の確保が可能であるといえる。

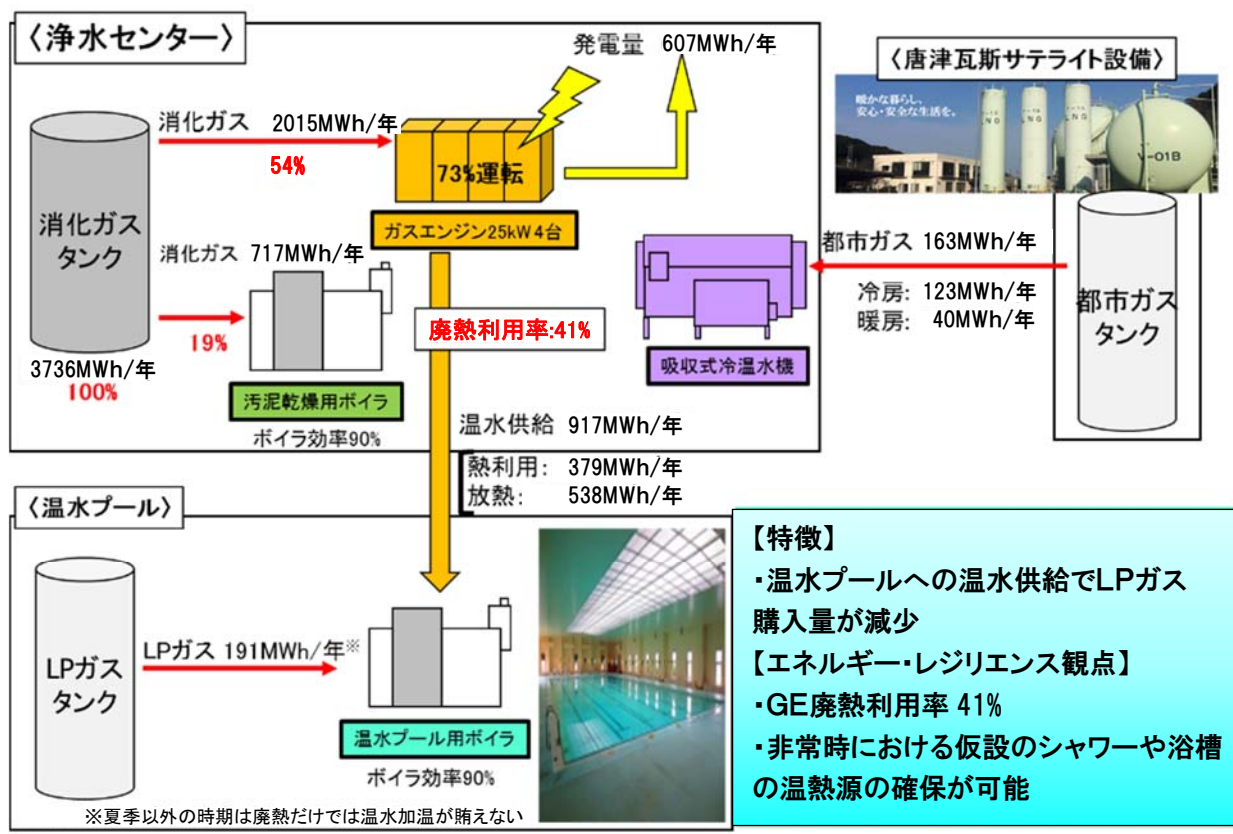


図-5.3 Case2におけるエネルギーフロー

④ Case3

Case3におけるエネルギーフローを図-5.4に示す。Case3は、4台導入した消化ガスエンジンの廃熱を吸収式冷温水機で利用するパターンである。温水として回収する廃熱のため、暖房時期の利用しかできず、廃熱利用率は4%と低い。しかし、レジリエンスの観点からみると、冬期の非常時に消化ガスエンジンが運転可能な状況であれば、避難所として浄水センターが利用された際の暖房利用が可能となることは評価すべき点である。

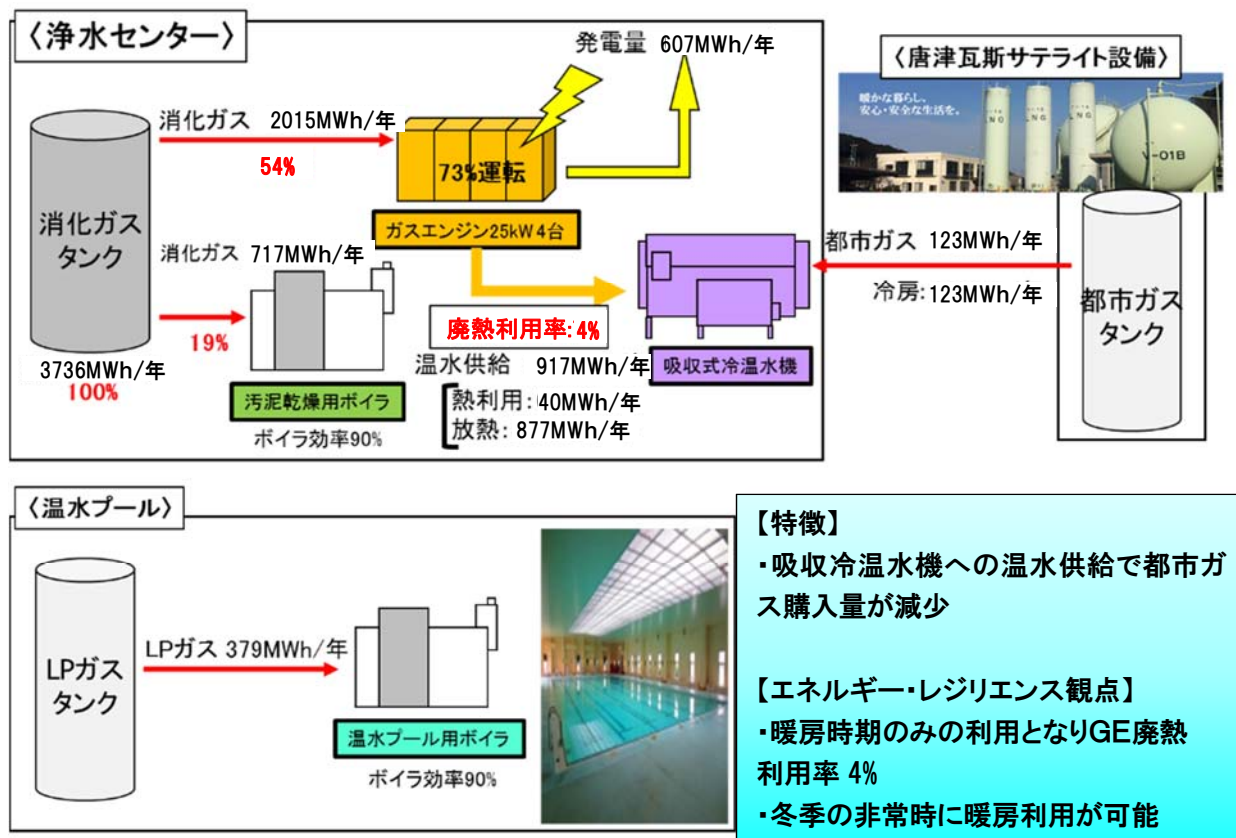


図-5.4 Case3におけるエネルギーフロー

⑤ Case 4

Case4 におけるエネルギーフローを図-5. 5に示す。Case4 は、消化ガスエンジン4台の廃熱を温水プールと汚泥乾燥用ボイラに廃熱供給するパターンとなっている。汚泥乾燥用ボイラに廃熱供給することで、発電量の向上が可能なおえ、温水プール用ボイラへの廃熱供給も行うことで廃熱利用率は76%と高くなっている。また、温水プール用ボイラへ廃熱供給することでレジリエンス的にも優先度が高いといえる。

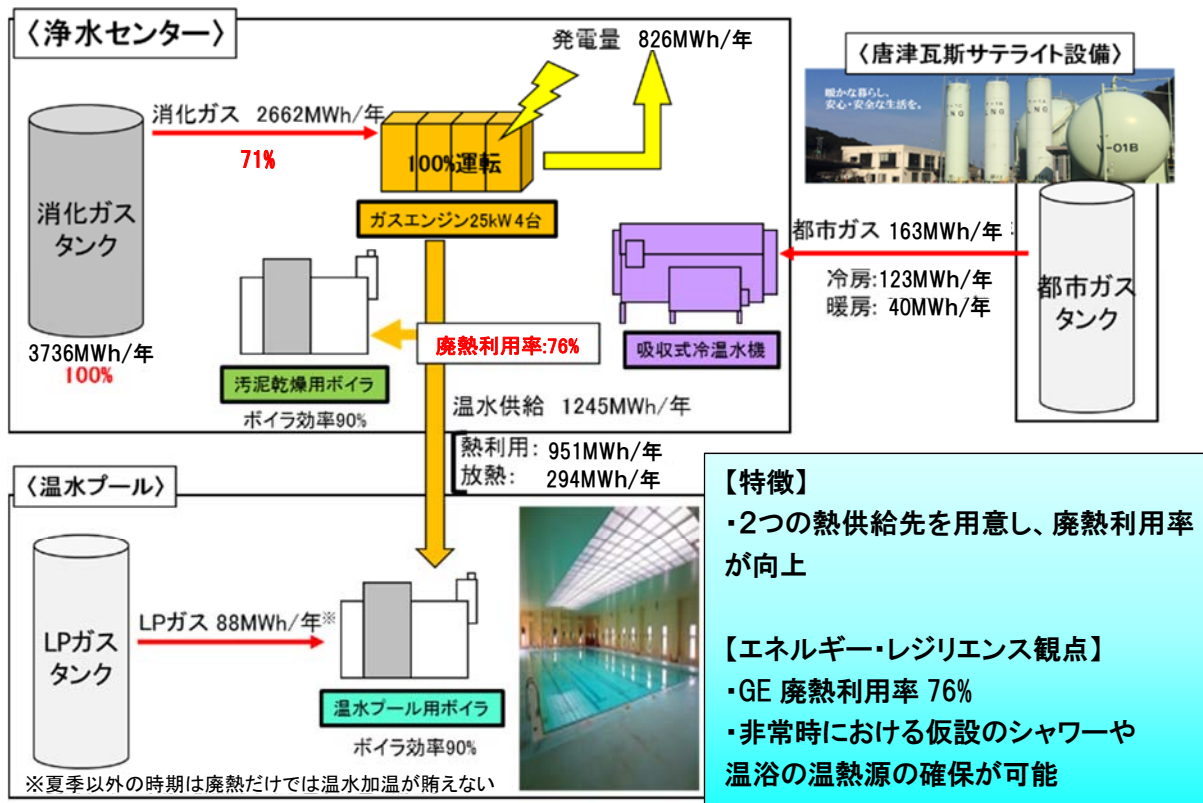


図-5. 5 Case4 におけるエネルギーフロー



⑥ Case5

Case5 におけるエネルギーフローを図-5.6に示す。Case5 は、消化ガスエンジンを1台増設し、消化ガスエンジン5台で発電を行い、温水プール用ボイラと汚泥乾燥用ボイラへ廃熱供給するパターンとなっている。汚泥乾燥用ボイラへ廃熱供給した場合は、平均5.4台のガスエンジンが運転可能なため、消化ガスエンジン5台で運転する場合でも稼働率は100%を保つことができ、発電量が向上する。しかし、消化ガスエンジンを増設することで廃熱回収量も増加するため、廃熱利用率はCase4より減少し、70%となる。

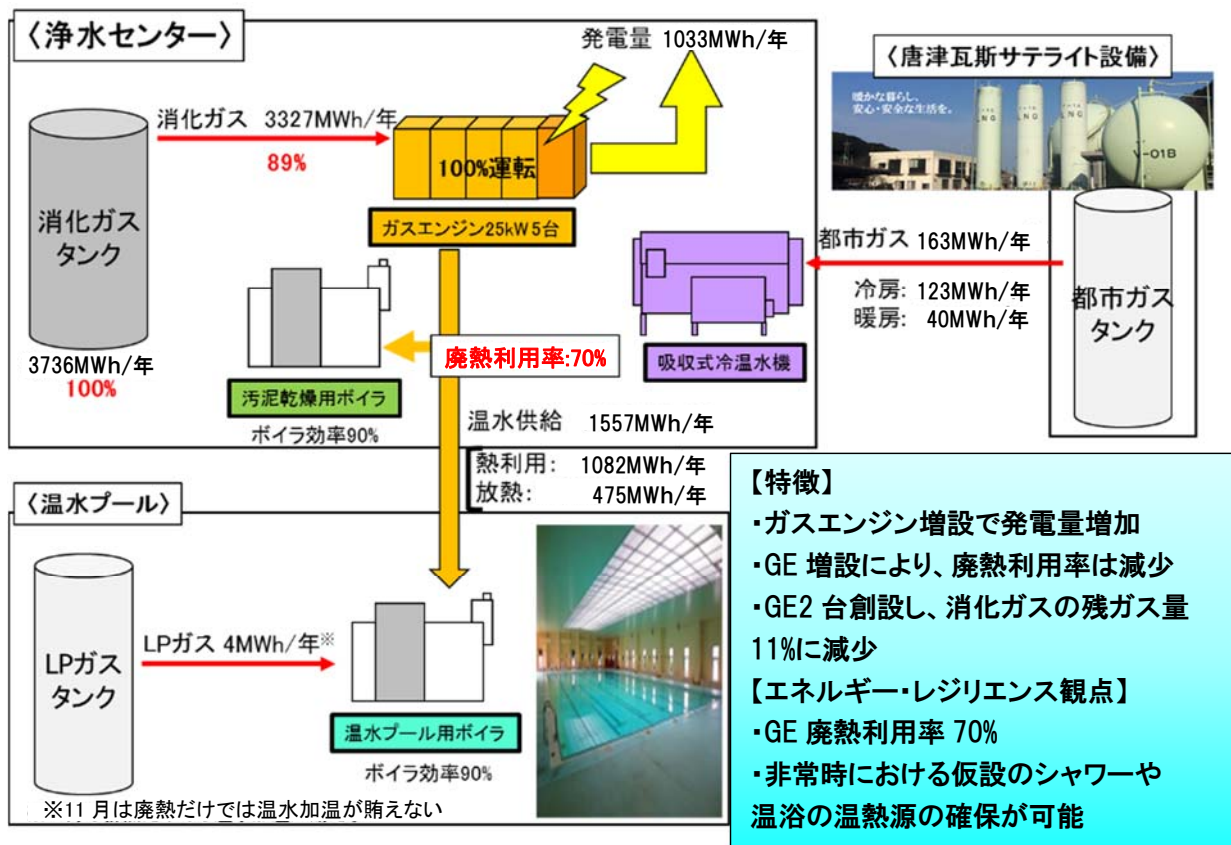


図-5.6 Case5 におけるエネルギーフロー

⑦ Case6

Case6 におけるエネルギーフローを図-5.7に示す。Case6 は、消化ガスエンジンを2台増設し消化ガスエンジン6台で発電を行い、温水プール用ボイラと汚泥乾燥用ボイラへ廃熱供給するパターンとなっている。汚泥乾燥用ボイラへ廃熱供給した場合は、平均5.4台の消化ガスエンジンを運転することができ稼働率は91%となる。Case5と同様に、消化ガスエンジンを増設することで発電量が向上するが、廃熱利用率は減少することがわかる。

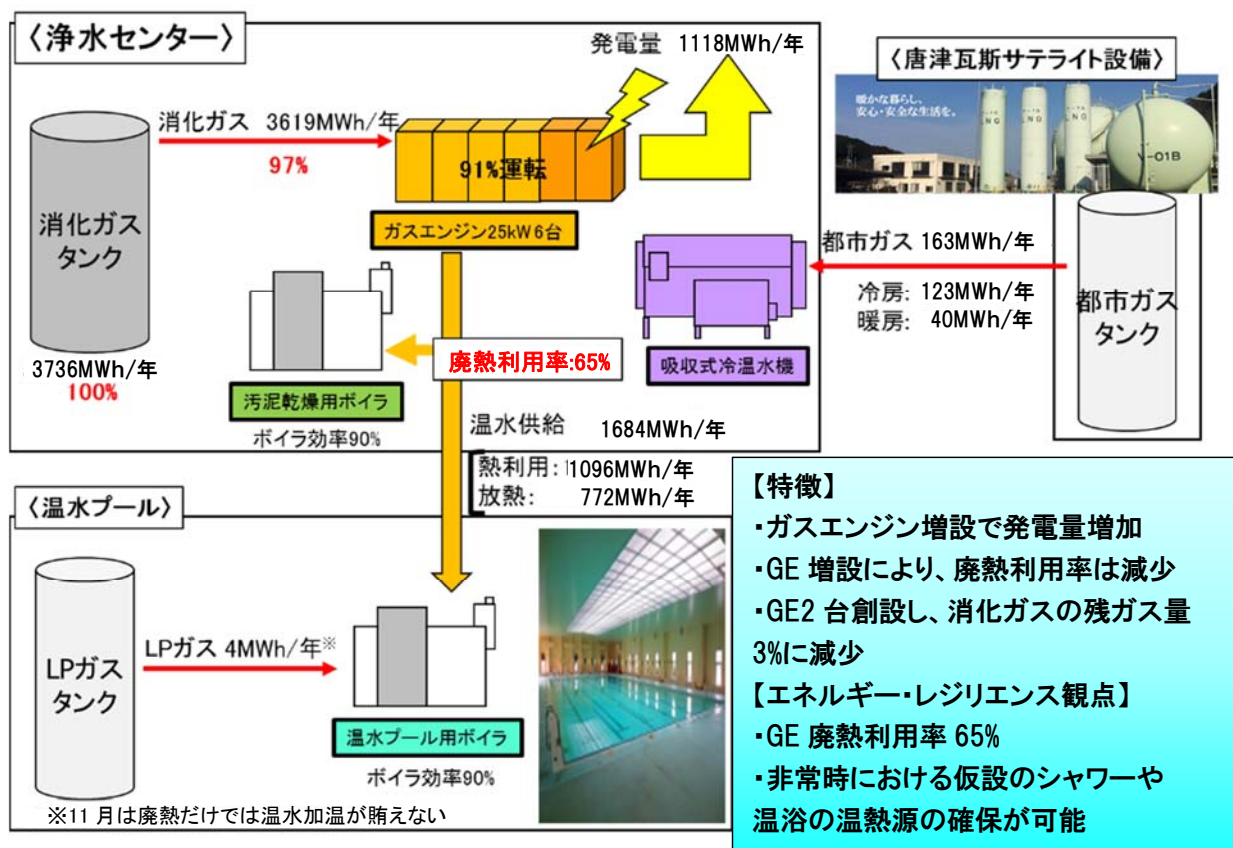


図-5.7 Case6 におけるエネルギーフロー

#### 4) 各 Case の比較・考察

各検討パターンの評価結果を表 5. 2 に示す。電力自給率の括弧内の数値は、再生可能エネルギーによる電力自給率を示す。

これらの結果より、汚泥乾燥用ボイラへ廃熱供給することで、発電電力量が向上することがわかる。また、消化ガスエンジンを増設することでも発電量は当然ながら向上している。ガスエンジン出力と電力自給率をみると、消化ガスエンジンの導入だけでは、唐津市浄水センターの契約電力 600kW を賄うことはできない。温水プール熱量自給率をみると、温水プール用ボイラのみで廃熱供給する Case2 では、半分しか自給することができず、汚泥乾燥用ボイラへの廃熱供給と組み合わせることで自給率の向上が望める。Case5 と Case6 では、約 100% 自給することが可能で、ガスエンジンの廃熱のみで温水プール用ボイラの必要熱量を賄うことが可能となる。廃熱利用率でみると、汚泥乾燥用ボイラと温水プールに廃熱供給することで、利用率の向上が見込めるのに対して、吸収式冷温水機への廃熱供給では利用率が 7% しか向上しない。廃熱利用率が最も高いのは、消化ガスエンジン 4 台導入し、温水プール用ボイラと汚泥乾燥用ボイラに廃熱供給する Case4 であり、ガスエンジンの合計出力が向上するにつれて廃熱利用率が低下することが確認できる。消化ガス利用率をみると、STEP1~Case4 は 71~73% とほぼ一定であるが、消化ガスエンジンの増設で消化ガス利用率の向上が望める。非常時の廃熱供給先の役割からみると、吸収式冷温水機への廃熱供給は、非常時の冬期における暖房利用が可能になることや温水プール用ボイラへの廃熱供給で、非常時の仮設のシャワーや浴槽の温熱源の確保が可能となることが挙げられる。

これらの値の基づき、どの Case が最良かを判断するためには、各指標の重みづけを行い、統合化を図る必要がある。実際には、専門家、地域住民等の意向を踏まえたパネル法を用いることが考えられるが、ここでは、得られた指標の順位に基づき、簡易的な評価を行った。表 5-3 は、各 Case の順位を示し、単純に各評価指標における順位を合計した点数が 10 点未満を◎、20 点未満を○、30 点未満を△としている。この結果からみると、Case6 が最も優れ、Case5、4 がそれに次ぐ形となっている。今回の評価では、エネルギー利用の有効性を中心に評価しているが、よりレジリエンスに関連した評価軸を加えることが今後、必要になってくると考える。

表-5.2 各検討パターンの評価結果

番号	パターン	STEP1	Case1	Case2	Case3	Case4	Case5	Case6
①	発電電力量 MWh/年	607	826	607	607	826	1033	1118
	ガスエンジン出力 kW	73	100	73	73	100	125	137
②	電力自給率 %	12	16	12	12	16	20	22
	温水プール熱量自給率 %	0	0	50	0	77	99	99
③	廃熱利用率 %	0	57	41	4	76	70	65
④	消化ガス利用率 %	73	71	73	73	71	89	97

表-5.3 各検討パターンの順位による重みづけ点数評価

番号	パターン	STEP1	Case1	Case2	Case3	Case4	Case5	Case6
①	発電電力量 MWh/年	4	3	4	4	3	2	1
	ガスエンジン出力 kW	4	3	4	4	3	2	1
②	電力自給率 %	4	3	4	4	3	2	1
	温水プール熱量自給率 %	4	4	3	4	2	1	1
③	廃熱利用率 %	7	4	5	6	1	2	3
④	消化ガス利用率 %	3	3	3	3	3	2	1
合計点数 (順位) 点		26 (7)	20 (4)	23 (5)	25 (6)	15 (3)	11 (2)	8 (1)
総合評価		△	△	△	△	○	○	◎

### 3. レジリエンス拠点の構築に向けた参考事例の調査

#### 1) 防災拠点としての清掃工場

類似施設における取り組み事例として、清掃工場の防災拠点化が参考となる。図-5. 8は、日本機械学会・環境工学部門によって、提案された「防災拠点としての清掃工場」のコンセプトである。こうした政策にも取り込まれ、エネルギー自立等の機能を有した清掃工場が運用開始している。その代表的な例が、表-5. 4および図-5. 9に示した。武蔵野クリーンセンターである。2017年より稼働している同施設は、武蔵野市役所に隣接している。周辺の公共施設へ電気と熱供給にしていると同時に、災害時を想定したガスコジェネレーションシステムが導入されている点に特徴がある。清掃工場は、「迷惑施設」という印象が強いが、武蔵野クリーンセンターでは、景観に配慮した建築デザインにより、2017年度グッドデザイン賞を受賞した。また、市役所や野球場や総合体育館などの公共施設に電気や蒸気を供給している。さらに、非常時に電気や熱を供給することが可能になるコジェネレーション設備を導入しているため、非常時のエネルギー拠点としての役割だけでなく、周辺の公共施設を避難所として活用することが可能となっている。

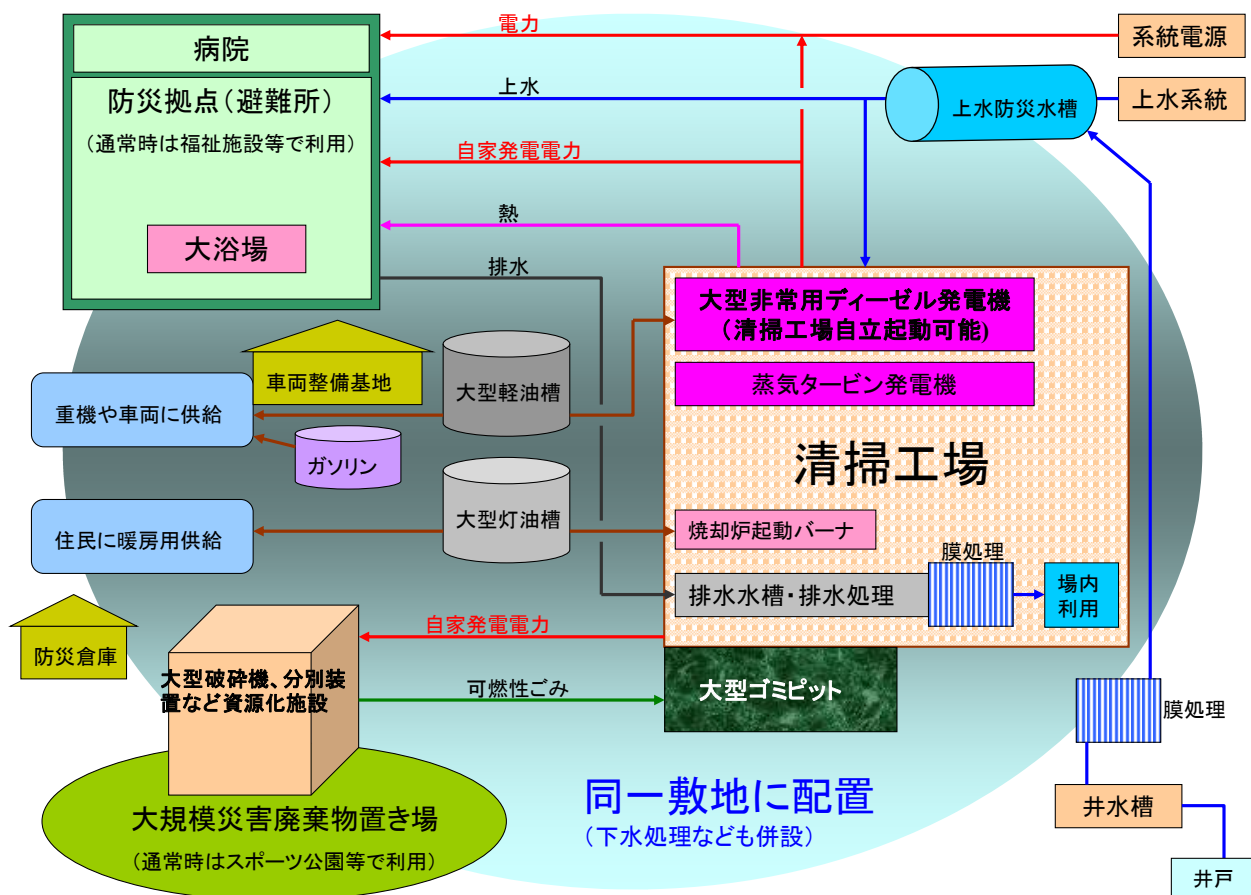
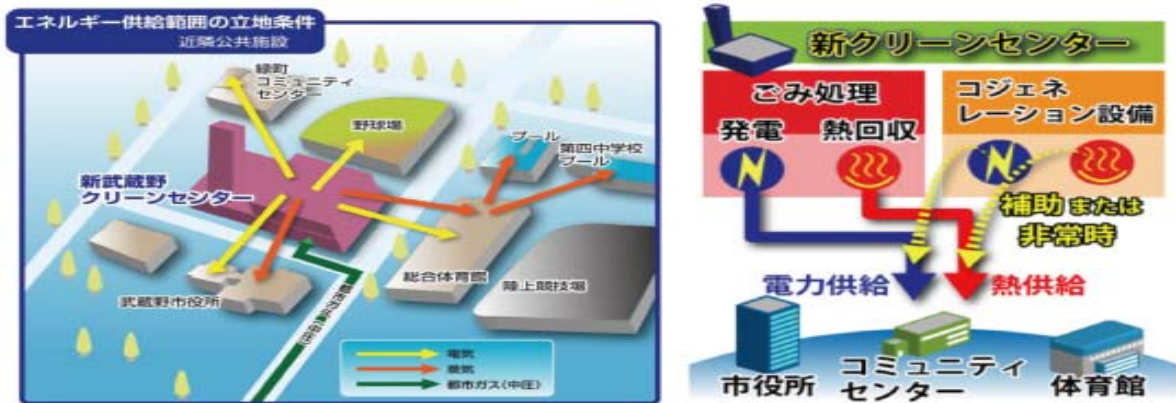


図-5. 8 防災拠点の中心施設としての清掃工場（日本機械学会・環境工学部門）

表ー 5. 4 武蔵野クリーンセンターの概要

処理規模	120t/D (60t/D×2 炉)
焼却様式	全連続燃焼式ストーカ炉
ボイラ形式	自然循環式水管ボイラ
排ガス処理設備	ろ過式集塵装置・乾式処理無触媒脱硝
発電設備	抽気復水タービン:2650kW (発電効率 20%)
コジェネレーション設備	ガスタービン発電装置:1500kW
場外電力供給先	市役所・総合体育館・コミュニティセンター
場外蒸気供給先	市役所・総合体育館

出典：日本機械学会、山本充利、エネルギー供給拠点としての機能を備えた最新ごみ焼却施設「武蔵野クリーンセンター」



出典：武蔵野クリーンセンター、地域エネルギー供給拠点、<http://mues-ebara.com/energy/>、2018年8月14日参照。

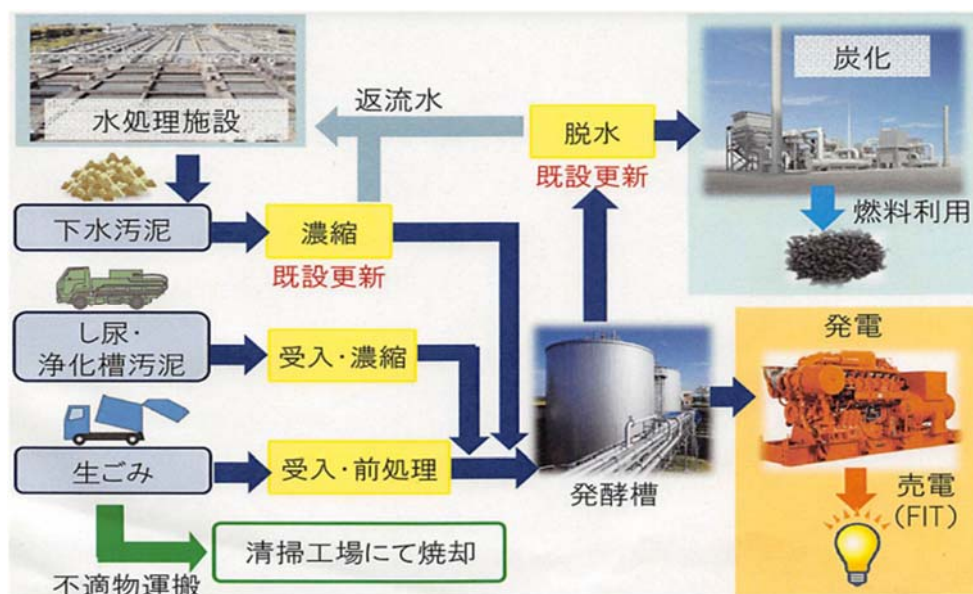
図ー 5. 9 武蔵野クリーンセンターの外観およびエネルギー融通のイメージ



## 2) 下水処理施設のエネルギー拠点化

下水処理施設のインフラを最大限活用することによって、社会コストの縮減を図っている好事例として、豊橋市バイオマス利活用センターが挙げられる。愛知県にある同センターは、2017年から運営を開始している。同センターの処理フローと概要を図-5.10と表-5.5に示す。同センターの特徴は、生ごみを住民が分別回収・機械選別した上で、下水処理場内に設置されたメタン発酵槽に投入される。発酵汚泥は、炭化燃料として外販されている。下水汚泥に生ごみを混合することで、バイオガス発生量を増加させることができることに加え、生ごみの焼却処分等に伴う処理費を縮減することが可能なモデルとなっている。

中長期的な検討が必要となるが、こうした清掃工場や下水処理施設等の静脈インフラの効率的な連携を図ることも重要な視点である。



出典：豊橋市資料

図-5.10 豊橋市バイオマス利活用センターの処理フロー

表-5.5 豊橋市バイオマス利活用センターの概要

項目	調査結果
施設名	豊橋市バイオマス利活用センター
都市名 (人口数)	愛知県豊橋市 (38万人)
竣工年	2017年
運営方式	PFI(BTO) (民間が設備建設、公共へ所有権移転、民間が運営)
メタン発酵 処理能力	生ごみ 59t/D+汚泥 472m <sup>3</sup> /D
メタン発酵 形式	湿式中温
ガスエンジン(発電効率)	1000kW (38.9%)
バイオマス設備建設費	98億円
バイオマス設備の建設費/処理能力	1846万円/(t/D)
交付金	設計費・造成費・前処理設備 50% 機械濃縮設備, 脱水設備, 炭化設備 55% メタン発酵・脱硫設備等 汚泥 55%, 生ごみ 25%
年間維持管理費	50億円 (20年間)
売電量	680万 kWh/年

出典:豊橋市バイオマス資源利活用施設整備・運営事業について, 豊橋市上下水道局環境

#### 4. おわりに

本年度は、FS 調査結果に対して、エネルギーの有効利用に着目した評価指標を提示し、簡易的な評価を試みた。スマートレジリエンス構想を実現していくために、必要な視点を提示することが主目的であり、評価指標・評価手法に関しては、より多面的な観点からもアプローチが必要となる。

また、清掃工場や下水処理施設における先進的な事例を 2 つ紹介した。こうした先進事例におけるアプローチを効果的に取り込むこと、下水処理施設単体ではなく、地域社会のインフラ全体の効率化を念頭にいった包括的なアプローチが重要となる。

## 参考資料

1. 唐津市再生可能エネルギー総合計画
2. 第2次唐津市環境基本計画
3. 唐津市再生可能エネルギーの導入等による低炭素社会づくりの推進に関する条例
4. 唐津市バイオマスタウン構想