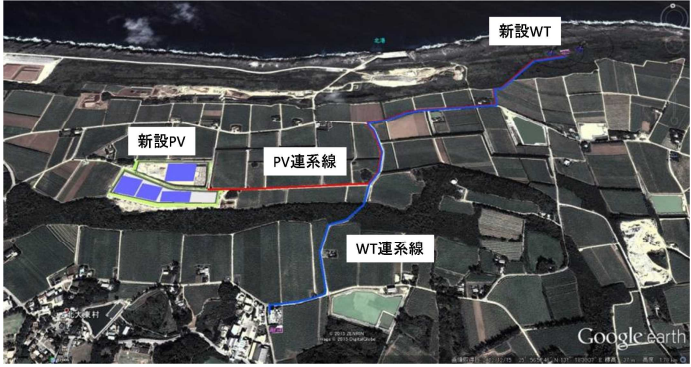
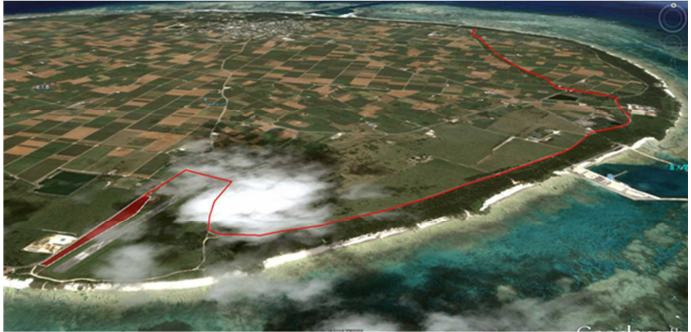
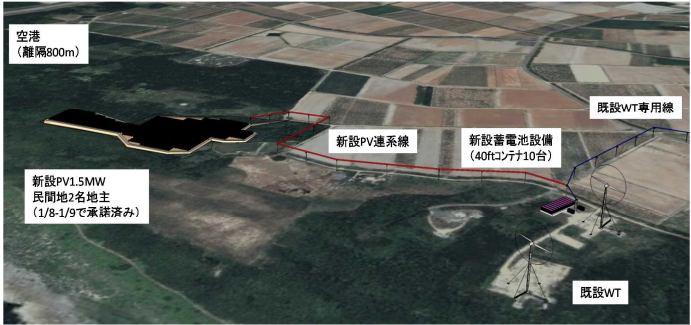


## 第4章 電気事業者との調整

平成27年1月21日、北大東島、多良間島、波照間島におけるPV、WT及び蓄電装置の設置候補地について、蓄電装置設置場所及びPV連系線について調整を行った。内容については概ね承諾頂いた。(最終現地調査後の最終調整は業務期間の都合上実施していない)

また、沖縄電力が有している可倒式風車及び蓄電装置の導入についても、情報提供頂いた。

表4-1 3離島調整内容

	蓄電装置	PV連系線
北大東島	基本的には電業所隣地とするが、電業所隣地が困難な場合は、新設WT設置候補地に設置する。	連系線路長：2,000m 既設風力発電引込柱まで新設 
多良間島	当初計画どおり、電業所内に設置予定。	連系線路長：5,200m 既設PV250kW～多良間電業所まで専用線路が設置されており、共架する計画。 
波照間島	当初計画では、電業所内に設置できる予定であったが、設置不可になる可能性もでてきており、その場合は、既設風車設置場所に設置する計画。	連系線路長：550m 既設風力発電引込柱まで新設 

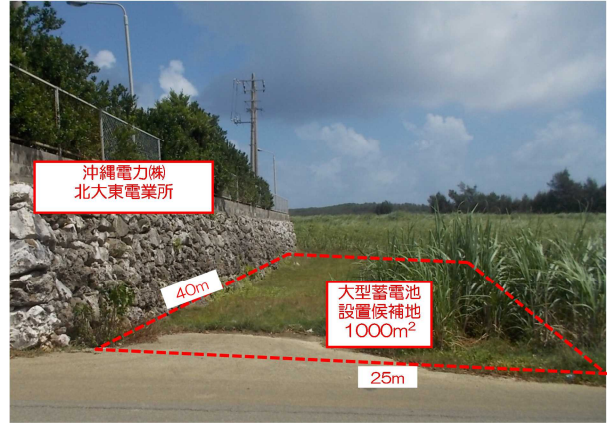
# 1. 北大東島

## (1) 蓄電装置

基本的には電業所隣地とするが、電業所隣地が困難な場合は、新設 WT 設置候補地に設置する。



(新設 WT 設置候補地)



(電業所隣地の場合)

図 4-1 北大東島蓄電装置設置イメージ図

## (2) PV 連系線

①新設 WT に蓄電装置を設置した場合

連系線路長：2,000m

(新設風車引込柱まで新設設置)

②電業所隣地の場合

連系線路長：1,300m

(電業所まで共架にて新設)

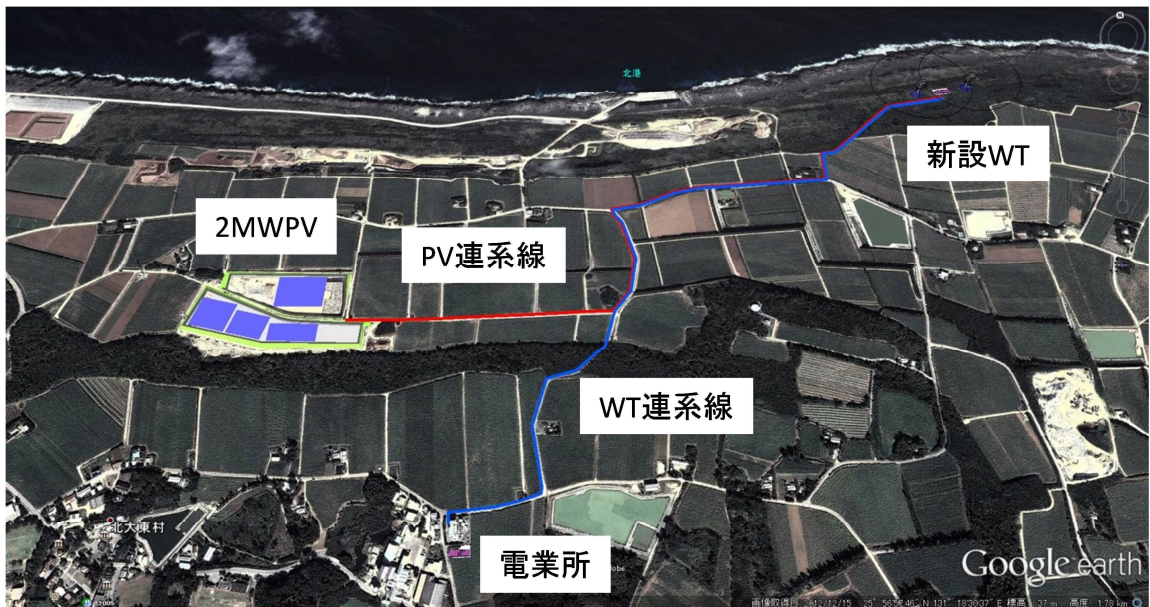
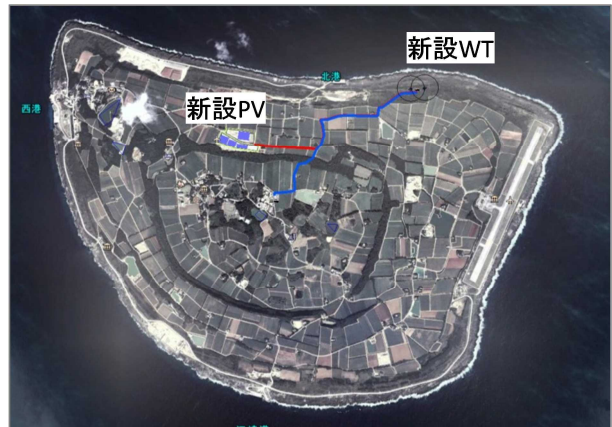


図 4-2 北大東島連系線接続イメージ図

## 2. 多良間島

### (1) 蓄電装置

当初計画（H25 年度県調査事業結果）どおり、電業所内に設置予定。

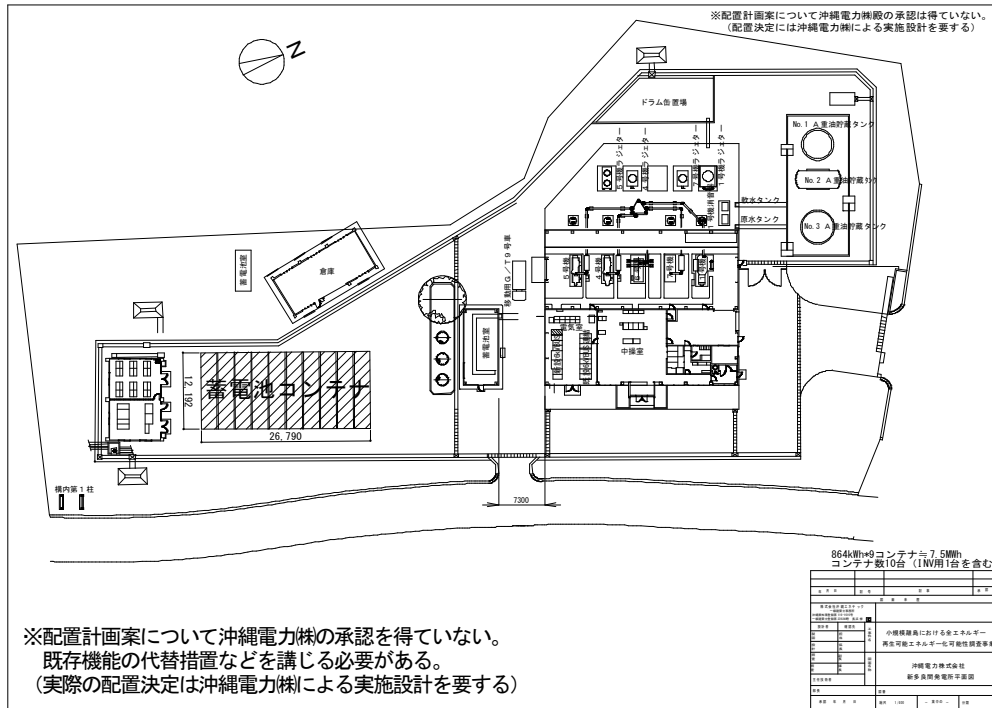


図 4-3 多良間島連系線接続イメージ図

### (2) PV 連系線

連系線路長：5,200m

既設 PV250kW～多良間電業所まで  
専用線路が設置されており、  
共架する計画。

既設専用線路

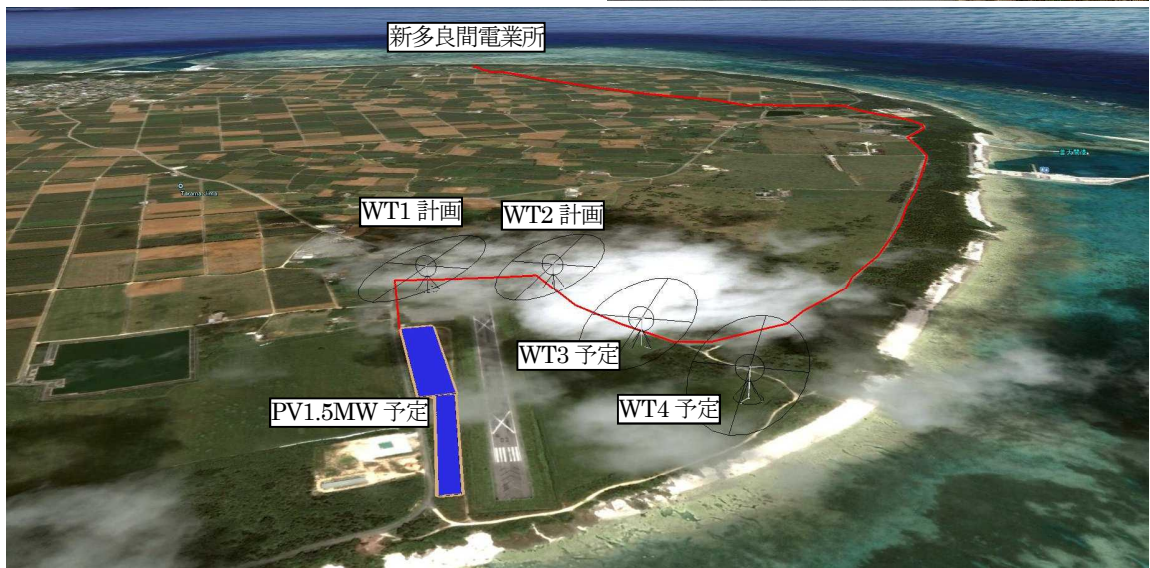


図 4-4 多良間島連系線接続イメージ図

### 3. 波照間島

#### (1) 蓄電装置

蓄電池設備について、発電所隣地は農振地域のため除外が厳しいとの竹富町の回答があるため、既設 WT 敷地内（下図参照）が最も有望と考えられる。



図 4-5 波照間島蓄電装置設置及び連系線接続イメージ

#### (2) PV 連系線

連系線路：550m

既設風力発電引込柱まで新設。



図 4-6 波照間島蓄電装置設置及び連系線接続イメージ

## 第5章 民間事業者との調整

### 1. 事業者アンケートの実施

沖縄県内外でPV事業（設備設置を含む）を実施しているメーカー（9社）に、北大東島、多良間島、波照間島でのPV事業の実施可能性について意見収集を行った。

### 2. 事業者アンケートの実施結果

9社中7社から回答があり、うち6社は前向きな回答があった。特に県内事業者は採算性を注視しており、補助率しだいでは事業者の意思決定が大きく変わる可能性がある。事業者アンケート結果を下表に示す。

（添付⑬\_小規模離島におけるPV事業について（アンケート）、添付⑭\_小規模離島再エネ最大化\_設置計画案）

表5-1 事業者アンケート結果

事業者	事業者概要	回答
A社	県内中部で1MWのメガソーラー発電所を設置・運営している。	◎応募に向け是非検討したい。
B社	県内で多数の太陽光発電設備を設置している。	◎応募に向け是非検討したい。
C社	県内外で多数の太陽光発電設備を設置している。	◎応募に向け是非検討したい。
D社	県内で多数のメガソーラー設備を設置・運営している。	○自社詳細設計後の収支検討で、採算性が期待できれば検討したい。メンテナンス体制等を検討したい。
E社	県内でシステム機器の販売や太陽光発電設備の設置など幅広く事業を行っている。	△1社単独では難しいが、検討する価値はある。 ・回収年数2ケタは難しい。1ケタ（9年程度）でないと難しい。
F社	国内トップクラスの商社であり、国内外で再エネビジネスを行っている。	○条件によってはぜひ検討したい。 ・電力会社に「制御権」を持っていただく前提での蓄電池事業。 ・蓄電池事業と連携し、そのサービスに対価を支払う再生可能エネルギー事業。 ・上記を同時に実施できるのであれば、再エネ（太陽光）事業に前向きに取り組みたい。
G社	国内大手商社の子会社であり、国内外で化学製品の開発、調達、生産、販売を行う。	◎応募に向け是非検討したい。
H社	県内で太陽光発電の設置を行っている。	回答なし
I社	県内で太陽光発電の設置を行っている。	回答なし

## 第6章 導入可能量推定検討

### 1. 導入可能量の推定方法

現地調査、エネルギー消費量及びエネルギー賦存量の算定結果から得られた情報を考慮し、その他の各離島現地サイトの条件も合わせて導入可能量の推定検討を行った。更に経済性やエネルギー変動対策も勘案した上で、最終的な導入可能量の推定検討を行った。

ただし、本調査結果は最適と想定される事業の一例であり、本調査で示したものの以外の事業可能性についても、個別に検討を進めることで実施が可能と考えられる。

#### (1) 需給バランスシミュレーション要領

##### ① 使用ソフト HOMER v2.81

小規模発電最適化モデルである HOMER は系統に連系している発電システムでも、連系していないシステムでも、様々な用途のシステムに対しその設計評価を簡易に行うことができる。

HOMER は 1 年間すなわち 8,760 時間の各時間帯に対しエネルギーバランス計算を実行することでシミュレートする。各時間帯では HOMER は電力需要とシステムが供給できるエネルギーを比較し、システムの各構成機器からのエネルギーフローを計算する。蓄電池またはディーゼル発電機を含むシステムでは、HOMER は各時間帯において発電機をどのように発停すべきか、蓄電池を充電すべきか放電すべきかを決定する。

The screenshot shows the HOMER v2.81 software interface. On the left, there is a 'Equipment to consider' list with icons for PV, Wind, Diesel, and Storage. A flow diagram shows energy sources (Veignat gev-MP27, AGUNI 12 MWh/d, 766 kW peak) connected to a 'Converter' and then to AC and DC loads (DEG3-DEG8). Resources include Solar, Wind, and Heavy oil. The main window displays 'Sensitivity Results' and 'Optimization Results'. The 'Optimization Results' table is as follows:

	PV (kW)	geVHP (kW)	DEG3 (kW)	DEG4 (kW)	DEG5 (kW)	DEG6 (kW)	DEG7 (kW)	DEG8 (kW)	LL1500-2 (kW)	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	A heavy oil (L)	DEG3 (hrs)	DEG4 (hrs)
	2500	2	100	100	200	350	350	500	4000	3000	\$ 0	22,247,010	\$ 284,391,456	5.243	0.84	222,470	72	971
	2500	2	100	100	200	350	350	500	3000	3000	\$ 0	24,074,544	\$ 307,753,472	5.674	0.83	240,745	84	1,061
	2500	2	100	100	200	350	350	500	2500	3000	\$ 0	25,971,772	\$ 332,006,432	6.121	0.82	259,718	93	1,188
	2500	2	100	100	200	350	350	500	2000	3000	\$ 0	29,093,856	\$ 371,917,152	6.857	0.80	290,939	102	1,349
	2000	2	100	100	200	350	350	500	4000	3000	\$ 0	33,199,738	\$ 424,404,096	7.825	0.75	331,997	107	1,442
	2500	2	100	100	200	350	350	500	1500	3000	\$ 0	33,690,804	\$ 430,681,588	7.941	0.78	336,908	125	1,514
	2000	2	100	100	200	350	350	500	3000	3000	\$ 0	33,766,864	\$ 431,653,856	7.959	0.75	337,669	107	1,457
	2000	2	100	100	200	350	350	500	2500	3000	\$ 0	34,344,056	\$ 439,032,320	8.095	0.74	343,441	115	1,491
	2500	1	100	100	200	350	350	500	4000	3000	\$ 0	34,543,784	\$ 441,585,504	8.142	0.74	345,438	118	1,456
	2000	1	100	100	200	350	350	500	3000	3000	\$ 0	35,269,416	\$ 450,861,536	8.313	0.74	352,694	122	1,477
	2000	2	100	100	200	350	350	500	2000	3000	\$ 0	35,807,652	\$ 457,741,984	8.440	0.74	358,077	124	1,538
	2500	1	100	100	200	350	350	500	2500	3000	\$ 0	36,671,740	\$ 468,787,936	8.643	0.73	366,717	132	1,569
	2000	2	100	100	200	350	350	500	1500	3000	\$ 0	38,747,072	\$ 495,317,632	9.132	0.72	387,471	134	1,880
	2500	1	100	100	200	350	350	500	2000	3000	\$ 0	39,470,296	\$ 504,562,880	9.303	0.72	394,703	132	1,858
	2500	2	100	100	200	350	350	500	1000	3000	\$ 0	39,885,396	\$ 509,868,248	9.401	0.74	398,854	148	1,720
	2000	2	100	100	200	350	350	500	1000	3000	\$ 0	43,595,604	\$ 557,290,176	10.275	0.70	435,956	147	1,861
	2500	2	100	100	200	350	350	500	750	3000	\$ 0	43,679,932	\$ 558,376,128	10.295	0.73	436,799	168	1,903
	2500	1	100	100	200	350	350	500	1500	3000	\$ 0	43,848,240	\$ 560,527,680	10.335	0.69	438,482	136	1,789
	1500	2	100	100	200	350	350	500	4000	3000	\$ 0	45,889,068	\$ 586,616,320	10.816	0.84	458,891	145	1,865
	1500	2	100	100	200	350	350	500	3000	3000	\$ 0	46,039,912	\$ 588,544,640	10.851	0.84	460,399	145	1,872
	1500	2	100	100	200	350	350	500	2500	3000	\$ 0	46,194,268	\$ 600,517,824	10.888	0.84	461,943	143	1,888
	1500	2	100	100	200	350	350	500	2000	3000	\$ 0	46,449,496	\$ 593,780,480	10.948	0.84	464,495	143	1,888
	2000	2	100	100	200	350	350	500	750	3000	\$ 0	46,886,704	\$ 593,369,472	11.051	0.83	468,867	163	2,003
	2000	1	100	100	200	350	350	500	4000	3000	\$ 0	47,090,424	\$ 601,978,696	11.099	0.84	470,904	134	1,871

図6-1 シミュレーションソフト HOMER の画面

## ② 実施内容

下記のデータ・諸元をベース条件とした上で、風力発電や太陽光発電及び蓄電池容量の組合せを解析した。

- ・電力負荷データ（1時間値 8760時間分）
- ・発電所のディーゼル発電機の諸元データ、運転管理データ
- ・日射量データ（最寄の気象庁観測局のデータ、1時間値 8760時間分）
- ・風速データ（最寄の気象庁観測局又は実測データ、1時間値 8760時間分）
- ・蓄電池(鉛蓄電池 LL1500 相当)の諸元データ

## ③ 再エネ装置の設定

具体的な配置等の検討のため、各再エネ装置は以下の機器等に仮設定した。

### <太陽光発電>

一般的な結晶系太陽電池パネルを想定

- ・公称最大出力 200W-240W（配置上は 1.2 倍出力容量にて設定）
- ・外形寸法 H1500×W990×D45（複数の機種で採用している寸法値）
- ・パネル傾斜角度は 5 度、方位角は基本的に真南 0 度

### <風力発電>

可倒式風車 GEV-MP 275kW

- ・発電機容量.....275 kW（沖縄型 245 kW）
  - ・ローター径..... 32 m
  - ・クラス..... III A（ローター径 32 m）
- ・ブレード.....2 枚羽根ダウンウィンド
- ・ハブ高さ.....38m
- ・カットイン風速.....3.5 m/s
- ・カットアウト風速....25 m/s

Hub height Wind speed (m/s)	Power (kW) d=1.225kg/m <sup>3</sup>	
	Rotor 32m	Rotor 30m
3	0	0
4	3	3
5	17.9	14
6	36.5	28
7	58.4	51
8	98.1	80
9	141.1	113
10	188.7	151
11	242.8	192
12	271.7	238
13	275	270
14	275	275
15	275	275
16	275	275
17	275	275
18	275	275
19	275	275
20	275	275
25	275	275

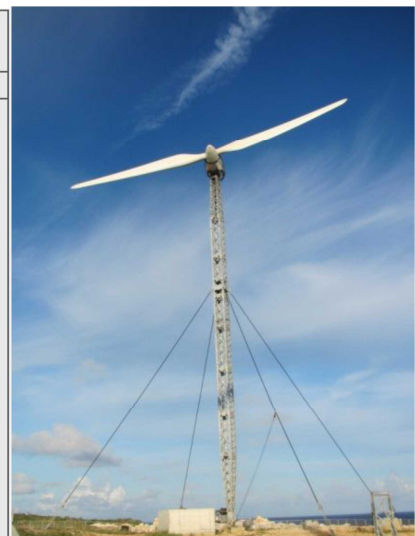


図 6-2 245kW 可倒式風車

## (2) 需給バランスシミュレーション結果（長周期変動対策）

この検討は、再エネ設備利用率と蓄電池容量の関係性を評価するために、特異な条件を除外する目的から可能な限り平均化されたデータを用いている。なお、評価に際して風力発電の年間設備利用率 20%以上、太陽光発電の年間設備利用率 12%以上を維持し、再エネ設備の経済性を確保しつつ、蓄電池容量が最小化となるよう考慮した。

次ページ以降に各離島における需給バランスシミュレーション結果を示す。

### <留意事項>

- ※値は WTO 基+PV0kW の年間燃料消費量を現在値とした場合の燃料削減量の割合を示す。
- ※蓄電装置の出力(kW)は制約条件とならないよう RE 最大容量を考慮し、北大東島と多良間島では 2.5MW、波照間島では 2.0MW と設定した。
- ※太陽光発電は第三者にて導入する可能性が高いことから、極力、出力制限制約を実施しない想定とした。風力発電可能量は 245kW×8760 時間×基数とした。
- ※負荷量、太陽光発電量、風力発電量、蓄電池充放電量での需給バランス演算の際に生じた余剰電力量について、その全てが風力発電の出力制限分となることを想定したもの。
- ※但し、演算結果にてマイナス値は、太陽光発電の出力制限を実施する意味となる。



### ①北大東島

前年度調査も踏まえて、再エネ率 70%相当を到達させるためには、沖縄電力株所有の太陽光発電設備 100kW、及び新設する可倒式風車 245kW×2 基に加え、太陽光発電設備が必要であるが、合計容量 2,600kW の場合には、風車設備利用率が 20%を下回り、経済的に不利になることから、合計容量 2,100kW、新設 2,000kW とすることが望ましい。この場合、再エネ率は 65%相当となる。

下図では、段階的な導入も考慮して、可倒式風車 245kW×2 基を導入する段階（この場合は少なくとも 500kW×1500kWh の蓄電池設備が必要）と、太陽光発電設備 2,000kW を追加導入する段階（この場合は最大容量の 2,500kW×7,500kWh の蓄電池設備が必要）の 2 段階構成としている。

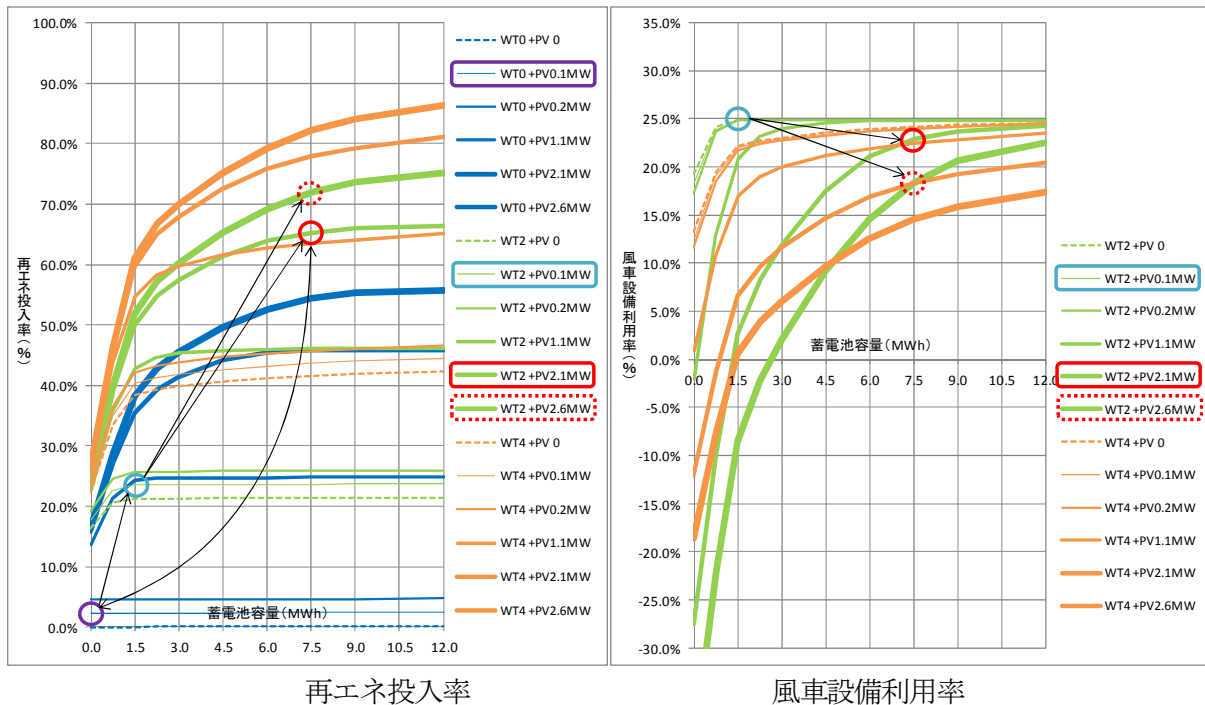


図 6-3 北大東島需給バランスシミュレーション結果

系統負荷 : 北大東島(2008.4.1~2012.3.31) の 1 時間値データを基に毎定時の 5 年間平均値を用いた。

風速データ : 南大東島 (2008.1.1~2009.12.31) の気象庁 1 時間値データを基に毎定時の 2 年間平均値を用いた。

日射量データ : NASA データを基に当該緯度経度の毎定時の 10 年間平均値 (1 時間値) を用いた。

発電機データ : ディーゼル発電機のカタログ値の燃料消費率。

可倒式風車 (MP245kW) の出力曲線。太陽光は真南 5 度で設定。

## ②多良間島

前年度調査で得た結果から、今年度は以前に稼働していた沖縄電力(株)所有の多良間島風力発電設備における実測風速データを入手し、シミュレーション条件を変更した。その結果、気象庁データより過去実測データによる風況が良く、再エネ投入率及び風車設備利用率ともに改善を図ることができた。再エネ投入率は70%を目指すものとする。

下図では、沖縄電力(株)所有の太陽光発電設備 250kW に加え、沖縄電力(株)による可倒式風車 245kW 及び蓄電池設備の先行導入を考慮して、可倒式風車 245kW×2 基を導入する段階（この場合は少なくとも 500kW×1,500kWh の蓄電池設備が必要）と、可倒式風車 245kW×2 基追設、及び太陽光発電設備 1,500kW を追加導入する段階（この場合は最大容量の 2,500kW×7,500kWh の蓄電池設備が必要）の 2 段階構成としている。

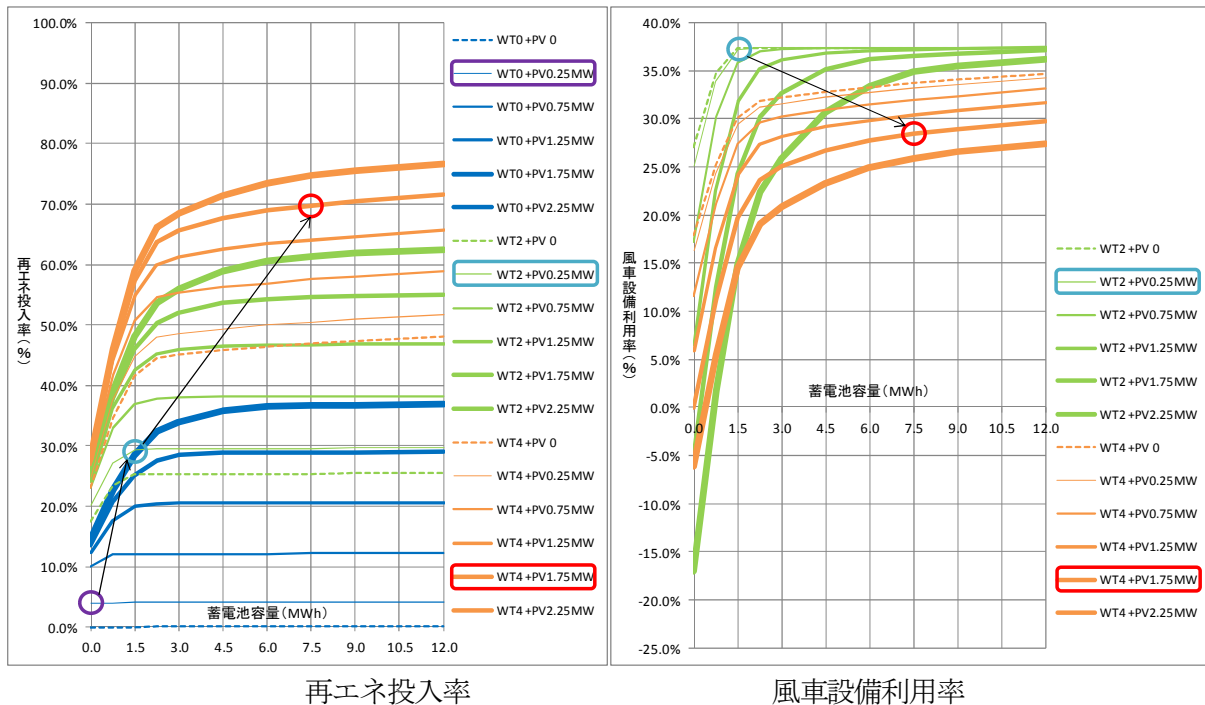


図 6-4 多良間島需給バランスシミュレーション結果

系統負荷 : 多良間島(2008.4.1~2012.3.31) の 1 時間値データを基に毎定時の 5 年間平均値を用いた。

風速データ : 多良間島 (2008.4.1~2010.3.31) の実測 1 時間値データを基に毎定時の 2 年間平均値を用いた。

日射量データ : NASA データを基に当該緯度経度の毎定時の 10 年間平均値 (1 時間値) を用いた。

発電機データ : ディーゼル発電機のカタログ値の燃料消費率。

可倒式風車 (MP245kW) の出力曲線。太陽光は真南 5 度で設定。

### ③波照間島

前年度調査で得た結果から、今年度は現在稼働している沖縄電力(株)所有の可倒式風車 245kW における実測風速データを入手し、シミュレーション条件を変更した。その結果、気象庁データより過去実測データによる風況が良く、再エネ投入率及び風車設備利用率ともに改善を図ることができた。再エネ投入率は 75% を目指すものとする。

下図では、沖縄電力(株)所有の可倒式風車 245kW×2 基に加え、沖縄電力(株)による蓄電池設備の先行導入（今年度 500kW×1,500kWh の蓄電池設備を設置した）を考慮して、可倒式風車 245kW×2 基及び蓄電池設備）と、太陽光発電設備 1,500kW を追加導入する段階（この場合は最大容量の 2,000kW×6,000kWh の蓄電池設備が必要）の 2 段階構成としている。

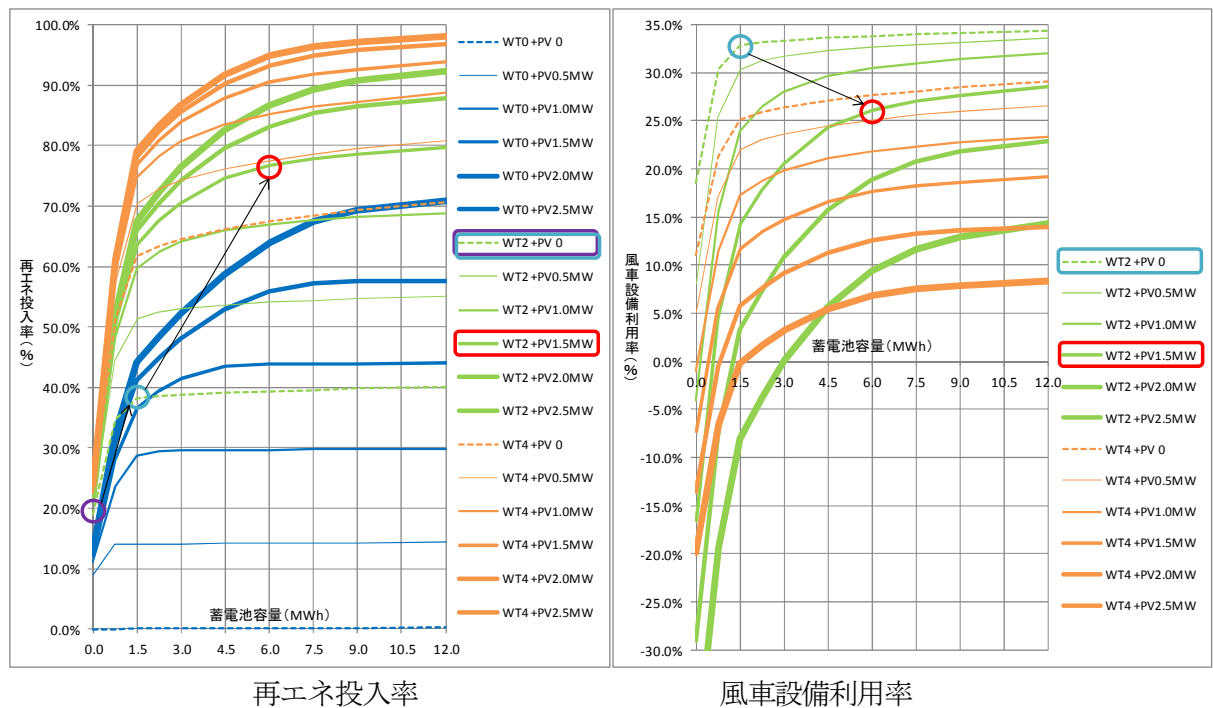


図 6-5 波照間島需給バランスシミュレーション結果

系統負荷 : 波照間島(2008.4.1～2012.3.31) の 1 時間値データを基に毎定時の 5 年間平均値を用いた。

風速データ : 波照間島 (2011.4.1～2013.3.31) の実測 1 時間値データを基に毎定時の 2 年間平均値を用いた。

日射量データ : NASA データを基に当該緯度経度の毎定時の 10 年間平均値 (1 時間値) を用いた。

発電機データ : ディーゼル発電機のカタログ値の燃料消費率。

可倒式風車 (MP245kW) の出力曲線。太陽光は真南 5 度で設定。

## 2. 導入可能量の推定結果

検討結果を下表に示す。

北大東島は、現状再エネ率は2%程度で、第1段階の可倒式風車2基導入で再エネ率25%、更に第2段階の太陽光発電2,000kW導入で再エネ率は65%に到達する見込みである。

多良間島は、現状再エネ率は5%程度で、第1段階の可倒式風車2基導入で再エネ率30%、更に第2段階の追設風車2基及び太陽光発電1,500kW導入で再エネ率は70%に到達する見込みである。

波照間島は、現状可倒式風車2基で再エネ率は20%程度、第1段階の今年度の蓄電池500kW\*1500kWh導入で再エネ率は40%まで回復、更に第2段階の太陽光発電1,500kW導入で再エネ率は75%に到達する見込みである。

表6-1 検討結果

### 北大東島

区分	年間 需要	再エネ 率	風力発電			太陽光発電		合計 発電量	蓄電池装置	
			導入規模	基数	発電量	導入規模	発電量		PCS	蓄電池
			MWh	%	kW	基	MWh		kW	MWh
現状	4,600	2%	0	0	0	100	110	110	0	0
第1段階	4,600	25%級	490	2	1,065	100	110	1,174	500	1,500
第2段階	4,600	65%級	490	2	983	2,100	2,024	3,007	2,500	7,500

### 多良間島

区分	年間 需要	再エネ 率	風力発電			太陽光発電		合計 発電量	蓄電池装置	
			導入規模	基数	発電量	導入規模	発電量		PCS	蓄電池
			MWh	%	kW	基	MWh		kW	MWh
現状	5,700	5%	0	0	0	250	274	274	0	0
第1段階	5,700	30%級	490	2	1,597	250	274	1,871	500	1,500
第2段階	5,700	70%級	980	4	2,438	1,750	1,533	3,971	2,500	7,500

### 波照間島

区分	年間 需要	再エネ 率	風力発電			太陽光発電		合計 発電量	蓄電池装置	
			導入規模	基数	発電量	導入規模	発電量		PCS	蓄電池
			MWh	%	kW	基	MWh		kW	MWh
現状	3,200	20%級	490	2	798	0	0	798	0	0
第1段階	3,200	40%級	490	2	1,408	0	0	1,408	500	1,500
第2段階	3,200	75%級	490	2	1,120	1,500	1,314	2,434	2,000	6,000

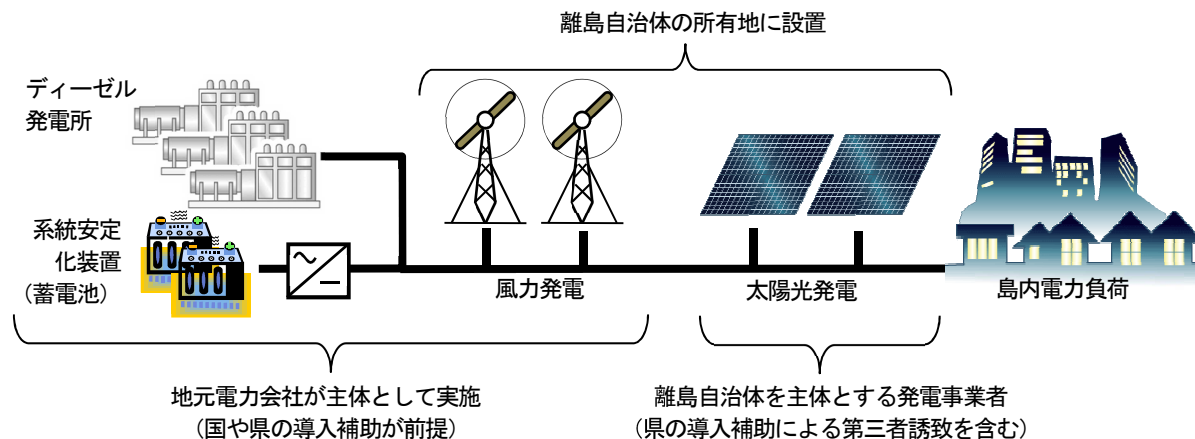


図6-6 システム構成概念図 (小規模離島)

### 3. 留意事項

年間の内、わずかな時間帯ではあるが、余剰電力が風力発電の合計出力（北大東島 490kW、多良間島 980kW、波照間島 490kW）を超過する可能性があるため、島内に導入される太陽光発電設備は、発電所側にて制御権を持ち、緊急時の停止又は出力制限が実施可能であることを接続要件とする必要がある。なお、抑制する延べ時間は 720 時間（24 時間×30 日）相当と考える。

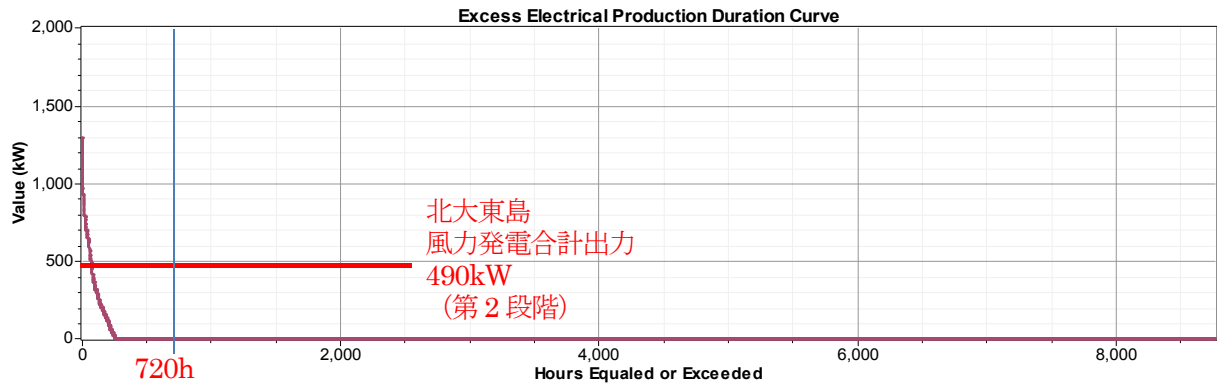


図 6-7 北大東島余剰電力持続曲線（第 2 段階）

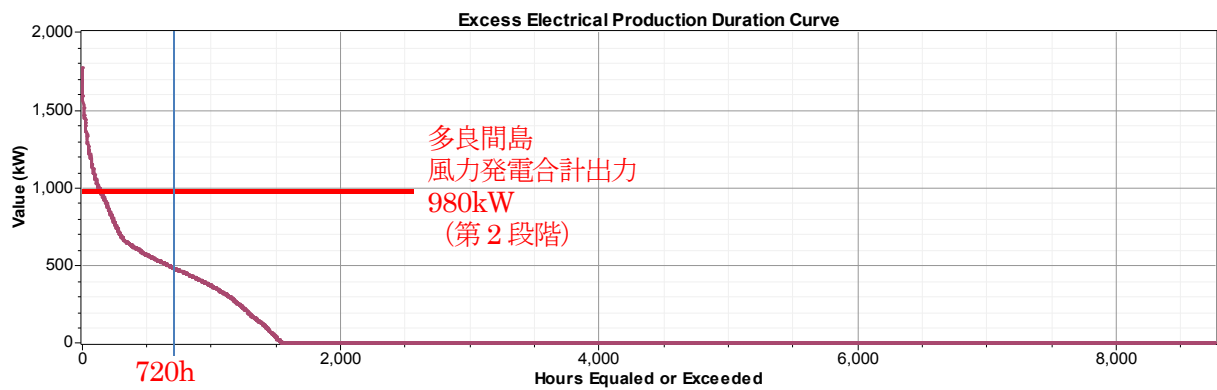


図 6-8 多良間島余剰電力持続曲線（第 2 段階）

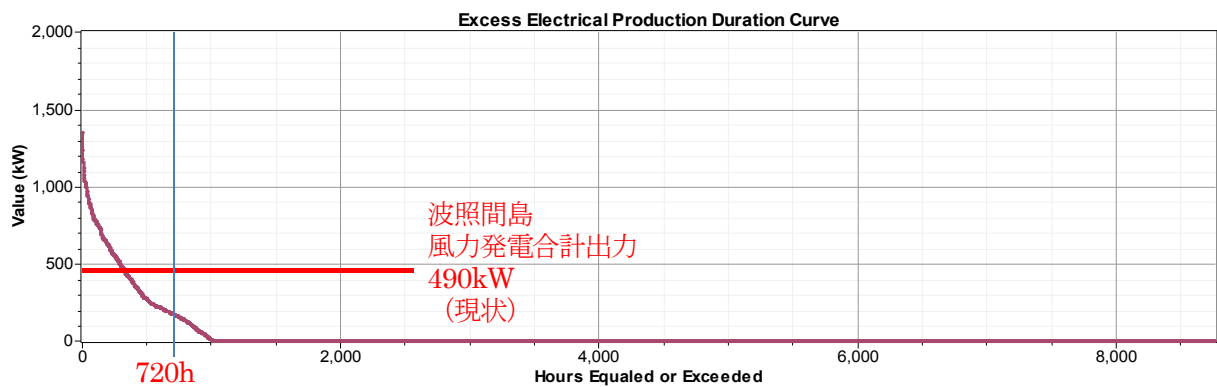


図 6-9 波照間島余剰電力持続曲線（第 2 段階）