

3.4 発電所の運用改善によるプラント効率改善

発電所のプラント効率改善方法として、「マ」国の発電所で行われていない経済負荷配分運用(以下、EDC 運用)を主とした調査および技術指導を実施した。

3.4.1 EDC 運用とは

電力需要が変化する中、燃料消費特性の異なる複数台の発電機に対して、どの発電機を稼働させ、どのくらいの出力で運用させることが最も総合効率が高い運用となるかを検討し、検討結果をもとに、発電機の効率運用を行うことを EDC(Economic Dispatching Control)運用という。

3.4.2 ディーゼル発電機での EDC 運用

EDC 運用は、前日までに電力需要を予測し、経済性を考慮して発電機の起動停止および出力配分を計画する需給運用計画と、当日の需給運用計画で決定した発電機の起動停止状態下で出力配分の微調整を行う経済負荷配分制御に大別される。火力発電機や原子力発電機は起動停止による損失が大きく、需給運用計画が重要となるが、ディーゼル発電機の場合は起動停止損失が殆ど無く、操作も容易で、短時間で起動停止できることから、経済負荷配分制御のみでも有効な EDC 運用を実現することができる。

3.4.3 「マ」国に適した EDC 運用の技術移転

3.4.3.1 「マ」国に適した EDC 運用

日本国内の小規模発電所では、自動制御機能を有する本格的な EDC システムを導入した場合、高額なシステム導入費に対する燃費改善の費用対効果を見込むことが難しいことから、EDC 運用を行っていないのが実情である。但し、自動の EDC 運用を行わずとも、各発電機の燃費特性を把握し、燃費の良い発電機から多く出力する等の経験則に基づく経済運用は行われている。

本プロジェクトでは、「マ」国の発電所のような小規模発電所に見合った EDC 運用として、システム機器は導入せず、市販の PC ソフト(Excel)を活用して経済負荷配分計算を行い、計算値に則った手動による最適出力配分を行う EDC 運用の技術移転を行った。

< 「マ」国に適した EDC 運用手法 >

- ① 各発電機の燃費特性(燃料消費率)を用いて市販の PC ソフト(Excel)にて経済負荷配分計算を実施
- ② 経済負荷配分計算結果をもとに発電機組合せ毎の経済負荷配分表を作成
- ③ 経済負荷配分表を用いて各需要負荷帯における EDC 運用の演習を実施
(EDC 運用は発電所の手動によるガバナ操作にて実施)

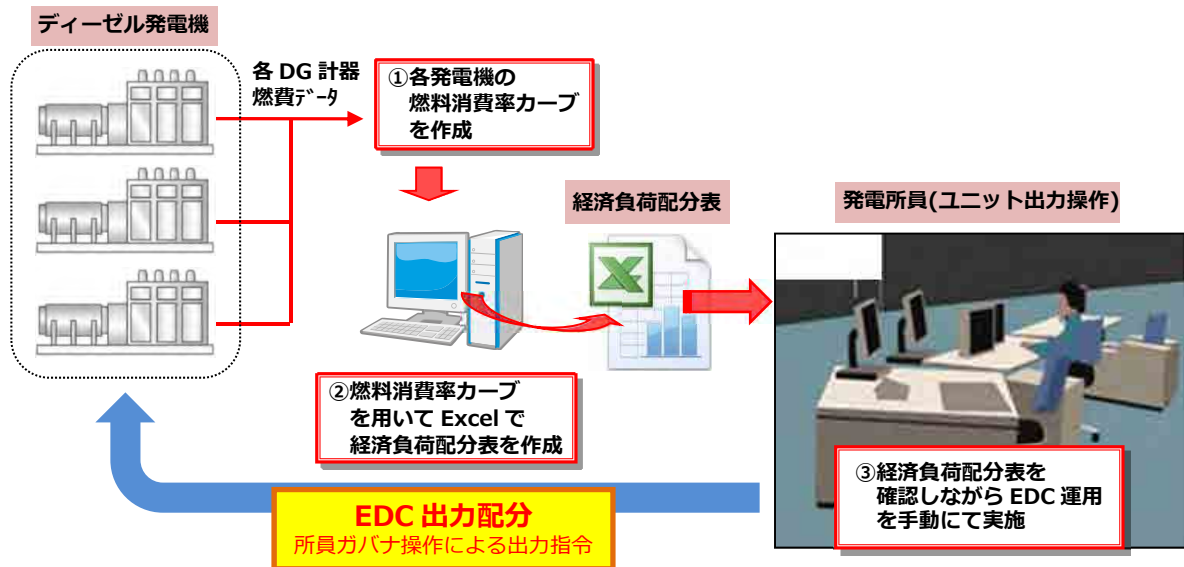


図 3.4.3-1 「マ」国に適した EDC 運用概略図

3.4.3.2 調査対象発電所

前述の小規模発電所に見合った EDC 運用の実施可能性について調査対象発電所を下記の通りとし、EDC 運用の実施可能性および発電所の現状確認調査を実施した。

調査対象発電所：Majuro 発電所、Ebeye 発電所、Wotje 発電所、Jaluit 発電所

3.4.3.3 各現地調査における調査項目

表 3.4.3-1 に本プロジェクトの「発電所の運用改善によるプラント効率改善」における各現地調査における調査項目を示す。

表 3.4.3-1 各現地調査における調査項目

	調査項目	備考
第 1 回現地調査 (2014 年 1 月)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Majuro 発電所 <ul style="list-style-type: none"> ➢ 発電所の運用状況調査 ➢ 燃料消費率測定 <測定ユニット> 2 号機、5 号機、6 号機、7 号機 ■ Ebeye 発電所 <ul style="list-style-type: none"> ➢ 発電所の運用状況調査 ➢ EDC 運用の可能性確認 ■ Wotje 発電所 <ul style="list-style-type: none"> ➢ 発電所の運用状況調査 ➢ EDC 運用の可能性確認 ■ Jaluit 発電所 <ul style="list-style-type: none"> ➢ 発電所の運用状況調査 ➢ EDC 運用の可能性確認 	<ul style="list-style-type: none"> • Majuro 発電所 1 号機については定期点検中につき燃料消費率測定未実施

第2回現地調査 (2014年6月)	■ Majuro 発電所 ➢ C/P への机上講義の実施 <ul style="list-style-type: none"> ● 燃料消費率の意味と測定方法について ● 最適負荷配分計算、最適負荷配分表の作成、EDC 運用方法について ➢ C/P への現場技術指導の実施 <ul style="list-style-type: none"> ● 燃料消費率測定方法について 	<ul style="list-style-type: none"> ● 1,2号機:燃料流量計故障により燃料消費率測定不可 ● 6号機:ガバナ故障により燃料消費率測定不可 ● 5号機:6号機のガバナ故障、7号機の発電機故障により出力調整が行えず燃料消費率測定不可 ● 7号機:発電機重大故障により燃料消費率測定不可
第3回現地調査 (2014年8月)	■ Majuro 発電所 ➢ 燃料消費率測定 <測定ユニット> 5号機、6号機 ➢ C/P への現場技術指導の実施 <ul style="list-style-type: none"> ● EDC 実証運用について 	<ul style="list-style-type: none"> ● 1,2号機:燃料流量計故障により燃料消費率測定不可 ● 7号機:発電機重大故障により燃料消費率測定不可
第4回現地調査 (2014年11月)	■ Majuro 発電所 ➢ C/P への現場技術指導の実施 <ul style="list-style-type: none"> ● EDC 実証運用について 	<ul style="list-style-type: none"> ● 1,2号機:燃料流量計故障により燃料消費率測定不可 ● 7号機:発電機重大故障により燃料消費率測定不可

3.4.3.4 各発電所における EDC 運用の適用可否検討

調査対象発電所について現地調査を実施し、前述の「マ」国発電所に適した EDC 運用の適用可否検討を行った。検討結果より、Majuro 発電所は EDC 運用適用可能であるが、その他の3カ所の発電所においては適用不可、又は不適(EDC 運用の導入は不要)であることが確認された。

検討結果を表 3.4.3-2 に示す。

表 3.4.3-2 各調査対象発電所における EDC 運用の適用可否検討結果

調査対象発電所	EDC 運用適用可否検討結果	備考
Majuro 発電所	可	燃費特性の異なる5台の発電機の中から複数の系統併入発電機を選択し、基本運用として複数台運用を行っている。各発電機の燃費特性(燃料消費率)を把握し、各燃費特性から経済負荷配分計算結果を導出することにより EDC 運用実施可能である。
Ebeye 発電所	不適 (導入不要)	Ebeye 発電所には同型式、同容量(1,286kW)の3台の発電機が設置され、通常時は内2台の発電機で電力供給をおこなっている。発電機のガバナ特性がアイソクロナス制御となっており、各発電機出力も2台同出力値とするロードシェアリング制御方式が採用されている。EDC 運用の適用については、燃費特性が同じ発電機であるため、ロードシェアリングで実現している。

Wotje 発電所	不可	<p>Wotje 発電所には 2 台の発電機が設置されているが、発電機容量(275kW×2 台)に対し需要負荷が極端に小さい(80~120kW)ため、常に 1 台運用となっている。</p> <p>本プロジェクトにて提案する EDC 運用は、発電機の複数台並列運用時、各発電機の燃費特性から最適な出力の組合せを算定し、出力決定するものであり、1 台運用の場合、EDC 制御は対象外となる。</p>
Jaluit 発電所	不可	<p>Jaluit 発電所も Wotje 発電所と同様の発電設備構成(275kW×2 台)で、需要負荷(80~120kW)となっている。</p> <p>発電機運用も Wotje 発電所と同方式であるため EDC 制御は対象外となる。</p>

3.4.3.5 EDC 運用手法 技術指導手順

上述の検討結果より、EDC 運用可能と判断された Majuro 発電所において、C/P である MEC 職員を対象に、運用方法について机上講義、現場指導による技術移転を行った。

指導の手順を図 3.4.3-2 に示す。

(C/P への机上講義におけるテキストは添付資料 6 を参照)

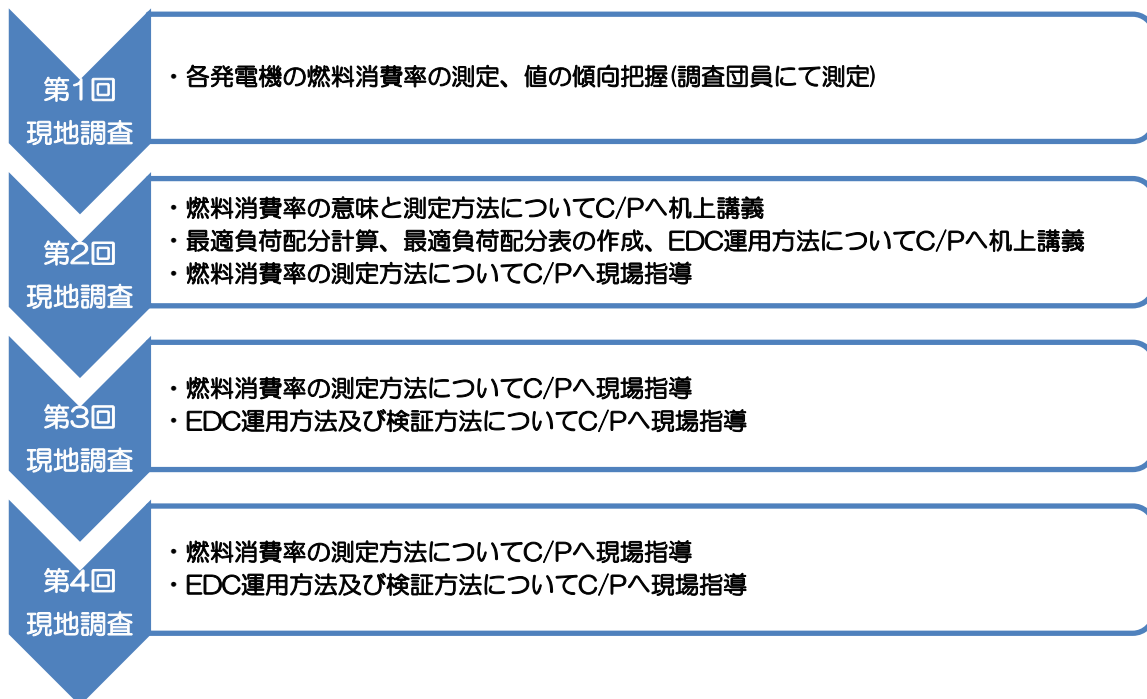


図 3.4.3-2 EDC 運用技術指導手順



図 3.4.3-3 EDC 運用机上講義

3.4.4 各発電機の燃料消費率

EDC 運用を行ううえでの最適負荷配分計算は、各発電機の燃料消費率を用いて等増分燃料費法(等 λ 法)にて行われる。そのため、燃料消費率を正確に測定し、把握することは EDC 運用を行ううえで重要なポイントとなる。

調査を実施する中で、MEC 職員に発電機の燃料消費率を把握しているか聞き取りを行ったところ、大凡の燃費特性は把握しているが、正確な燃費特性(燃料消費率カーブ)は把握しておらず、これまでに測定したことが無いことが確認された。

そこで、第 1 回現地調査では、燃料消費率の傾向を把握することを目的として、調査団員と C/P と共に燃料消費率の測定及び発電機周辺計器の精度確認を実施し、第 3 回、第 4 回現地調査にて燃料消費率測定値の精度向上を目的とした再測定を実施した。再測定は C/P への現場技術指導を含めた測定とした。

各調査段階において、発電機の点検や不具合、計器の故障により、測定可能とする発電機に制約があり、1 号機においては測定不可、2 号機、7 号機については、測定値の精度向上を狙った再測定を行うことができなかった。

3.4.4.1 燃料消費率の測定方法

燃料消費率は Gal/kWh、 ℓ /kWh 等の単位で表される。その表示単位からも判るように、ある出力帯における 1kWh 当たりの燃料消費量(体積量または重量)を示すものである。よって、その測定を行うときは、ある出力帯において出力を一定に保ち、時間単位当たりの電力量と燃料消費量を計る必要がある。

以下にデータ測定例を示すが、例からも判るように、測定は 3 項目(電力量、燃料流量[入り]、燃料流量[戻り])を行う必要があり、それぞれ測定開始・終了時刻を秒単位で合わせる必要がある。測定時刻にズレがあると、データ精度が落ち、燃料消費率特性カーブの精度、ひいては EDC 運用時の燃料消費削減量の確度が下がることになる。そのため、実測においては、可能な限り各測定項目に担当を据えて、時間、値ともに正確に測定することが必要となる。

■ データ測定(例)

以下に 2 号機(Majuro 発電所 No.1)を出力一定(1.5MW)で測定した際のデータ例を示す。

時刻	測定開始 09:00	測定終了 10:00	
電力量計指示値	a 40,769.55【MWh】	b 40,771.09【MWh】	電力量：a-b 1.54【MWh】
燃料流量計指示値 (入り：タンク→機関)	c 1,916,717【Gal】	d 1,917,113【Gal】	d-c ①_396【Gal】
燃料流量計指示値* (戻り：機関→タンク)	e 1,498,428【Gal】	f 1,498,706【Gal】	f-e ②_278【Gal】
燃料消費量			①-② 118【Gal】

$$\begin{aligned}
 \text{燃料消費率} &= \text{燃料消費量} / \text{電力量} \\
 &= 118 \text{【Gal】} / 1,540 \text{【kWh】} \\
 &= \underline{\underline{0.0766 \text{【Gal/kWh】}}}
 \end{aligned}$$

<ℓ/kWh とする場合>

$$\begin{aligned}
 &1 \text{【gal】} \text{ 当たり } 3.7856 \text{【ℓ】} \text{ であるから} \\
 &= 0.0766 \times 3.7856 \\
 &= \underline{\underline{0.2899 \text{【ℓ/kWh】}}}
 \end{aligned}$$

* 発電ユニットの燃料配管は通常「入り」と「戻り」があり、「入り」は燃料タンクから機関へ燃料を送油する配管、「戻り」は機関で燃焼されなかった燃料を、再びタンクへ戻すための配管である。それぞれの配管に取り付けられている燃料流量計を、ここでは、「入り側の燃料流量計」、「戻り側の燃料流量計」という。

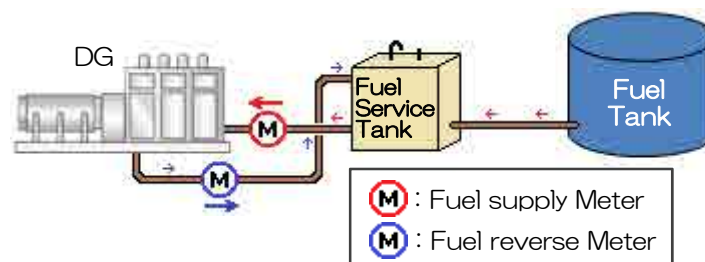


図 3.4.4-1 ディーゼル発電ユニット 燃料配管概略図

(1) メーターの読み方

(a) 電力量計

ここでは、Majuro 発電所 No.1 に設置されている電力量計の読み方について説明する。

Majuro 発電所 No.1 には、1F 電気室に 1 号機～5 号機までの電力量計が設置されている。電力計は各ユニットの電力量計盤面に取り付けられており、全てアナログ式メーターとなっている。以下にメーターの読み方を写真にて説明する。



最小単位のメモリが、5と6の間の2つ目のメモリを示している。最小単位の数値間のメモリは5つに区切られていることから1メモリ当たりの読み値は2となる。よって最小単位の読みは「54」となる。

掲載写真の場合、**40770.54 [MWh]**となる。

(b) 燃料流量計

燃料流量計については、Majuro 発電所 No.1 と Majuro 発電所 No.2 で、タイプの異なるアナログ流量計が設置されていることから、両タイプの読み方について写真で説明する。

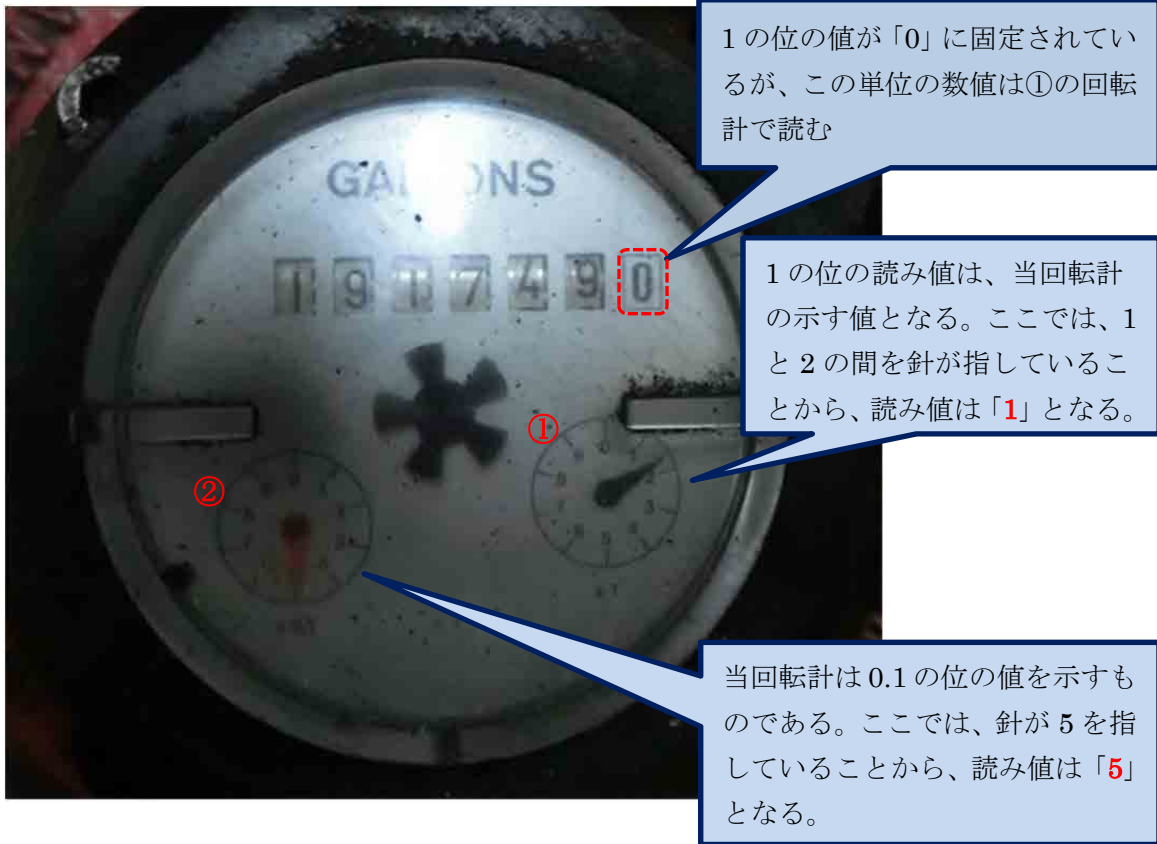


燃料流量計(Majuro Power Plant No.1)



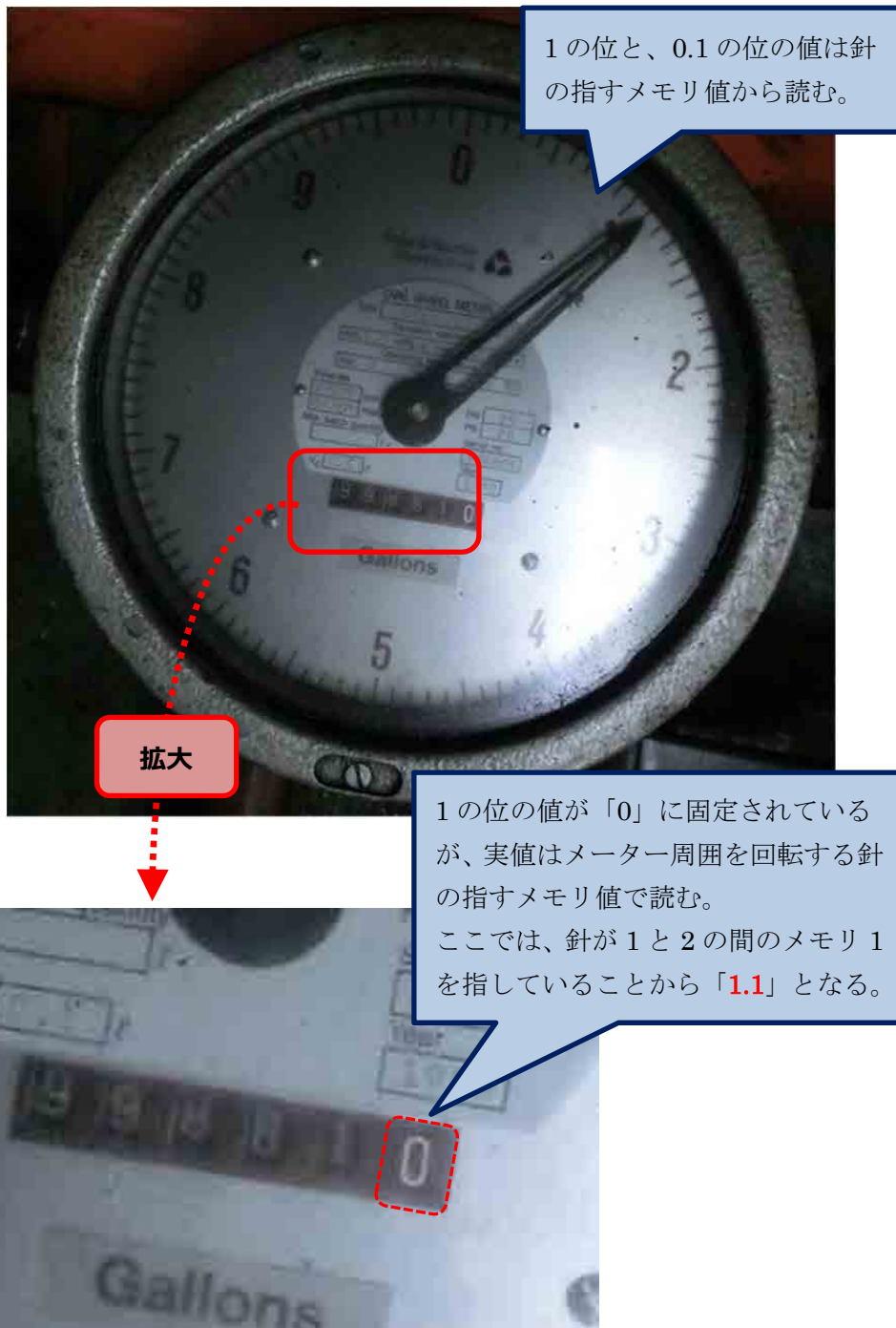
燃料流量計(Majuro Power Plant No.2)

● 燃料流量計(Majuro 発電所 No.1)



掲載写真の場合、**1917491.5【Gal】**となる。

- 燃料流量計(Majuro 発電所 No.2)



掲載写真の場合、**998811.1【Gal】**となる。

(2) 各計器の精度確認

第1回現地調査での調査結果より、各発電機ともに、燃料消費率計測に必要とする電力量計、燃料流量計が設置されていることは確認されたが、Majuro 発電所 6号機、7号機の電力量計が長期間に亘り故障していることも併せて確認された。このようなことから、C/Pへ計器の定期点検、校正を行っているか聞き取りを行ったところ、校正は行っておらず、故障後に補修対応するとの回答を得た。そこで、燃料消費率を測定するうえで各計器表示に誤差があつては測定値の精度を欠くものとなるた

め、第1回現地調査では、測定前に各計器の表示誤差の有無について確認を行った。確認方法は、本邦から持参の電力量計と燃料流量計を既設計器とは別途設置して両計器の表示値を比較し、両値に差異が無いか確認する方法とした。

確認結果より、故障している6号機、7号機の電力量計以外の計器全てで、表示に大きな差異は見られなかったことから表示誤差はないものと判断した。

表 3.4.4-1 本邦持ち込み計測器

計測器	型式	製造会社
電力量計	3169-01 クランプオンパワーハイテスタ	(株)HIOKI 電機
燃料流量計	ポータブル超音波流量計 UFP-20	東京計器株式会社

3.4.4.2 燃料消費率測定結果

(1) 1号機の燃料消費率

1号機の燃料消費率については、下記の通り定期点検や、計器故障により測定を行うことができず、本PJ内で値を把握することができなかった。

<燃料消費率測定不可要因>

第1回現地調査：定期点検により測定不可

第2回～第4回(最終)現地調査：燃料流量計故障

*第4回現地調査では、燃料流量計の機器修繕は行われていたが、計器校正不良により測定値が想定値とかけ離れた値(2倍以上)を示していた。

(a) 黒煙噴出から想定される燃費の悪化について

1号機については、稼働時に煙突から黒煙を噴出しているのが現地調査中に幾度も確認されている。重油(ディーゼル油)の主成分は炭化水素(その他に窒素、硫黄、酸素等の化合物、金属分を含む)であるため、完全燃焼した場合、炭化水素は二酸化炭素と水となるが、燃焼効率が低い(不完全燃焼が多い)場合、黒煙や白煙が見られることがある。黒煙は炭化された個体粒子、白煙は霧化された燃料の未燃粒子や水蒸気はその成分の主である。

よって、黒煙を多く噴出している1号機は燃焼効率が悪く、燃料の不完全燃焼を起こしている可能性が高いことが考えられ、それにより燃費が悪化していることが想定される。



図 3.4.4-2 Majuro 発電所 1号機 煙突(黒煙噴出)

(2) 2号機の燃料消費率

2号機の燃料消費率測定は、第1回現地調査に測定を実施したが、測定値にバラツキが見られたため、測定値の精度向上を目的として他の現地調査で再測定を実施する予定としていたが、1号機同様、燃料流量計の故障により他の現地調査では測定不可となった。

2号機は1982年に1号機と共に納入され、稼働開始から32年経過しており、Majuro発電所既存の発電機中で最も古い発電機となっている。現在は経年劣化による機器コンディション悪化により、出力制限が行われ、狭い出力範囲(定格出力：3,275kW、出力制限範囲：1,000kW~1,500kW)で通常運用が行われている。

燃料消費率は測定値のプロット点を結ぶカーブで示すため、特性を正確に把握するためには可能な限り広範囲の出力域で測定する必要がある。そのため、測定では、1h~2h程度の短時間運用という条件のもとで制限範囲外出力での測定も実施した。

測定結果を図3.4.4-3、表3.4.4-2に示す。

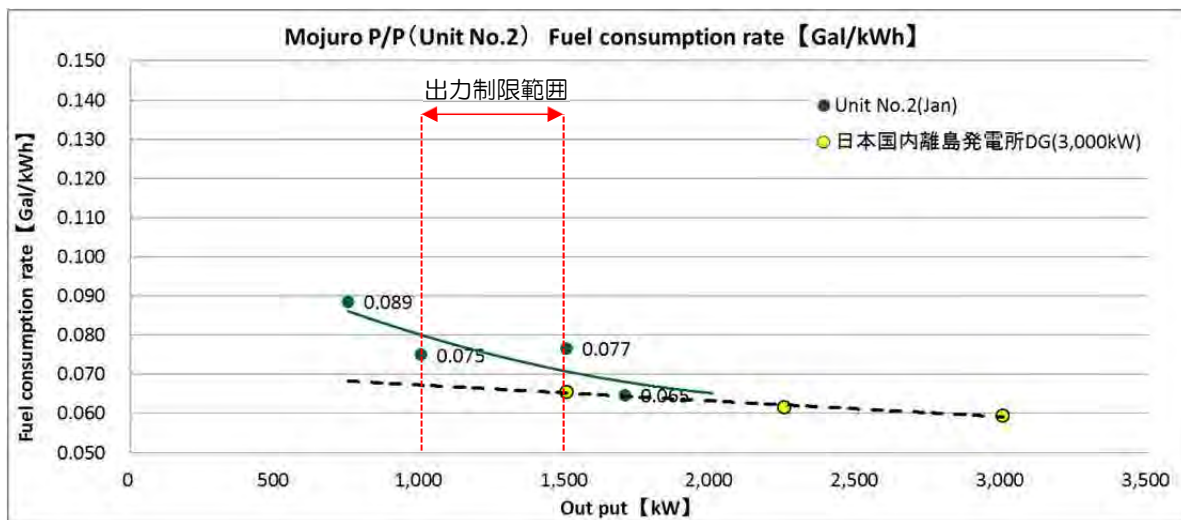


図 3.4.4-3 Majuro 発電所 2号機燃料消費率カーブ

表 3.4.4-2 Majuro 発電所 2号機燃料消費率測定値

測定日	測定時出力【kW】	燃料消費率		
		【Gal/kWh】	【ℓ/kWh】	
第1回 現地調査	1月31日	750	0.08857	0.33524
	1月31日	1,000	0.07500	0.28387
	1月31日	1,500	0.07662	0.29002
	1月19日	1,700	0.06474	0.24503

(a) 測定結果について

2号機については、MECよりカタログ値を入手できなかった(火災事故の際、資料を焼損したものであると思われる)ため、今回測定した現在値の良悪を判断する基準を持たないが、本邦離島発電所(沖縄電力管轄離島発電所)における同クラスの発電機の燃料消費率が測定値と同出力帯で約0.06825~0.06440Gal/kWh(750kW~1,700kW)であることから、現状において、燃費の良い状態ではないことが窺える。

但し、前述の通り、測定値にバラツキが見られることから、今後MEC独自での測定を行い、測定値の精度向上を図る必要がある。

(3) 5号機の燃料消費率

5号機の燃料消費率測定は、第1回現地調査と第3回現地調査の2回に分けて実施した。

5号機も他号機と同様に出力制限(定格：3,485kW、出力制限範囲：1,500kW~2,700kW)が設けられており、測定は出力上限以下で行った。

測定結果を図3.4.4-4、表3.4.4-3に示す。

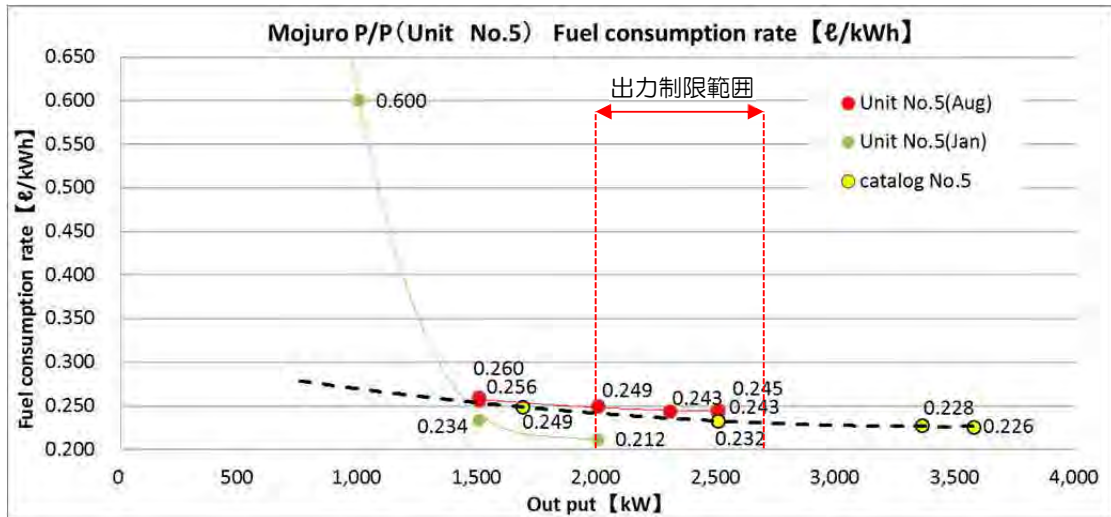


図 3.4.4-4 Majuro 発電所 5号機燃料消費率カーブ

表 3.4.4-3 Majuro 発電所 5号機燃料消費率測定値

測定日	測定時出力 [kW]	燃料消費率		
		[Gal/kWh]	[ℓ/kWh]	
第1回 現地調査	1月31日	1,000	0.16038	0.60703
	1月31日	1,500	0.06173	0.23364
	1月31日	2,000	0.05593	0.21170
第3回 現地調査	8月27日	1,500	0.06871	0.26008
	8月29日	〃	0.06766	0.25608
	8月29日	〃	0.06785	0.25681
	8月23日	2,000	0.06590	0.24943
	8月23日	2,300	0.06421	0.24304
	8月23日	2,500	0.06472	0.24495
	8月23日	〃	0.06472	0.24495
	8月28日	〃	0.06409	0.24257
	8月28日	〃	0.06498	0.24594
	8月28日	〃	0.06417	0.24289

(a) 測定結果について

第1回現地調査時の測定値がカタログ値を下回った値(カタログ値より燃費の良い値)となっていた。カタログ値は、機器納入前にメーカーにて測定した値であるが、測定時の外気、気圧、燃油質等の周辺コンディション・条件の違いにより、1月の測定値が当値を下回ったことも考えられる。

8月の調査では、カタログ値を上回った値が、各出力帯においてカタログ値と同様な推移(カーブ)を示していること、また、同出力帯で複数回の測定を行い、各測定値に大きなブレが見られなかったことから、現段階において精度の良い値であると思われる。

(4) 6号機の燃料消費率 測定結果

6号機の燃料消費率測定は、第1回現地調査と第3回現地調査の2回に分けて実施した。

6号機も他号機と同様に出力制限(定格：6,400kW、出力制限範囲：6,000kW~4,000kW)が設けられている。

測定出力帯域については出力上限より若干高い 6,200kW から、出力下限を 1,000kW 下回った 3,000kW の範囲とし、制限範囲外出力では 1h~2h 以内の短時間運用という条件のもとで実施した。測定結果を図 3.4.4-5、表 3.4.4-4 に示す。

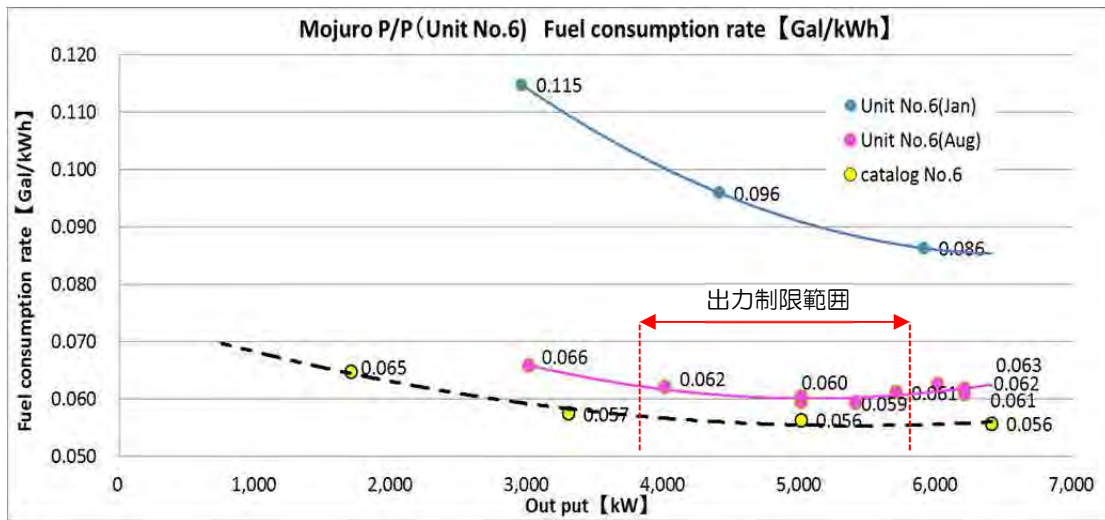


図 3.4.4-5 Majuro 発電所 6号機燃料消費率カーブ

表 3.4.4-4 Majuro 発電所 6号機燃料消費率測定値

測定日時		測定時出力 [kW]	燃料消費率	
			[Gal/kWh]	[ℓ/kWh]
第1回 現地調査	1月30日	2,950	0.164482	0.434562
	1月30日	4,400	0.137453	0.363152
	1月30日	5,900	0.123610	0.326580
第3回 現地調査	8月26日	3000	0.065734	0.248802
	8月26日	4000	0.062103	0.235058
	8月26日	4500	0.064118	0.242687
	8月25日	5000	0.060228	0.227963
	8月28日	〃	0.059574	0.225487
	8月28日	〃	0.059561	0.225440
	8月25日	5400	0.059319	0.224522
	8月29日	5700	0.061142	0.231421
	8月25日	6000	0.062555	0.236769
	8月28日	6200	0.060478	0.228908
	8月29日	〃	0.061792	0.233881
	8月29日	〃	0.060829	0.230239

(a) 測定結果について

第1回現地調査時の測定値がカタログ値より高い値を示し、低出力になるにつれてカタログ値から乖離していくカーブとなった。

第3回現地調査時の測定値においては、第1回現地調査での測定値よりカタログ値に近似した値となり、各出力帯においてカタログ値と同様な推移(カーブ)を示した。本測定値は各出力帯で複数回測定したが、同出力帯の測定値にバラツキが見られなかったことから現時点において精度の高い

値であると思われる。

第1回現地調査での測定値より第3回現地調査での測定値が低い値を示している(燃費改善している)が、当理由として、第1回現地調査から第3回現地調査の間となる6月に、燃料噴射弁の取り替えを行い、発電機コンディションを向上させたことが考えられる(C/Pへの聞き取りより)。しかし、前回調査を行った1月を含む2013年11月～これまでの燃料消費量記録(発電所員記録値)等が纏められておらず、前回測定データ検証のためのデータも入手できていないため、メンテナンスによる燃費改善であるか否かについては、正確には判断がつかないものとなっている。

(5) 7号機の燃料消費率 測定結果

7号機については、第1回現地調査にて燃費測定値にバラツキが見られたため、6月以降の第2回～第4回現地調査にて値の精度向上を目的に再測定を行う予定としていたが、4月に発電機シャフト損壊の重大故障を起こし、長期に亘り故障の状態にあり、1月調査以降測定不可となった。

測定結果を図3.4.4-6、表3.4.4-5に示す。

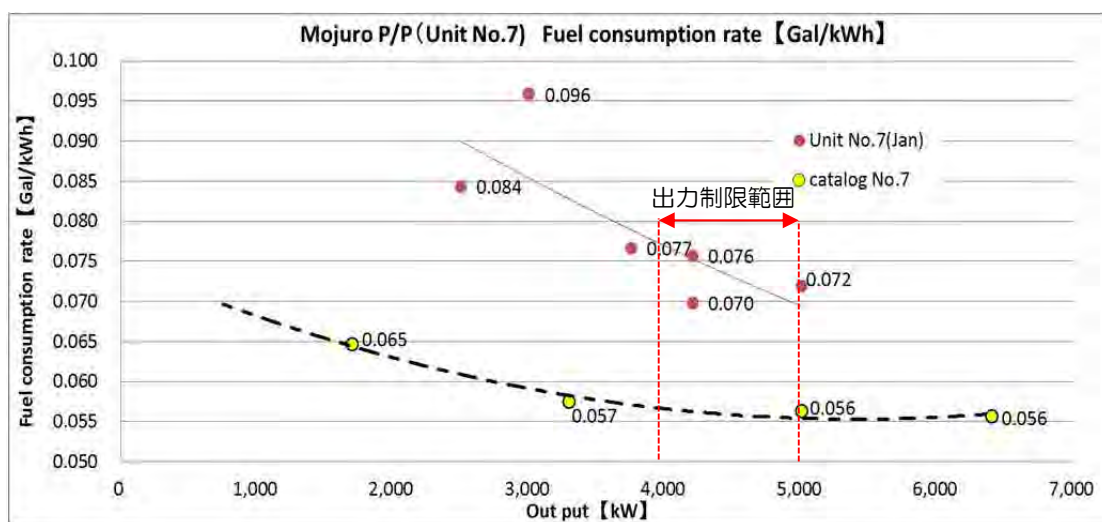


図 3.4.4-6 Majuro 発電所 7号機燃料消費率カーブ

表 3.4.4-5 Majuro 発電所 7号機燃料消費率測定値

	測定日	測定時出力 [kW]	燃料消費率	
			【Gal/kWh】	【ℓ/kWh】
第1回 現地調査		2,500	0.084338	0.319222
		3,000	0.095848	0.362787
		3,750	0.076618	0.290002
		4,200	0.075709	0.286561
		4,200	0.069841	0.264350
		5,000	0.071924	0.272233

(a) 測定結果について

測定値は全てカタログ値より高い値を示す結果となった。但し、前述の通り、測定値にバラツキが見られ、燃費カーブの傾向がはっきりと掴めないものとなっている。そのため、可能な限り正確な燃料消費率特性を把握するうえで、故障個所の補修終了後、再測定を行い、精度向上を図る必要がある。

7号機の補修時期については、C/Pへの聞き取りより、2015年3月以降となる見込みである。



Majuro6 号機 燃料流量計設置
(持ち込み計測器)



Majuro7 号機 燃料流量測定
(C/P へ測定手法の指導)



Majuro5 号機 電力量計設置
(持ち込み計測器)



Majuro2 号機 電力量計設置
(持ち込み計測器)



Majuro5 号機 燃料流量計設置
(持ち込み計測器)



Majuro5 号機 燃料流量計センサー設置
(持ち込み計測器)

図 3.4.4-7 燃料消費率データ測定①



Majuro5 号機 電力量計 電流クランプ[®] 設置
(持ち込み計測器)



Majuro1~5 号機 電力量計盤



Majuro2 号機 燃料流量計



Majuro5 号機 燃料流量計



Majuro6 号機 燃料流量計



Majuro7 号機 燃料流量計

図 3.4.4-8 燃料消費率データ測定②

3.4.5 EDC 実証運用および効果検証

これまでに測定された燃料消費率から最適負荷配分値を導出し、第 3 回現地調査と第 4 回現地調査において、それぞれ 1 回(計 2 回)の EDC 運用を行った。また、EDC 運用時と通常運用時との燃料消費率を測定し、両値の対比から EDC 運用における効果検証を行った。

以下に EDC 運用条件と EDC 運用効果検証結果を示す。

3.4.5.1 EDC 運用条件

EDC 運用検証を行った第 3 回、第 4 回現地調査時点において、発電機コンディション及び周辺機器に異常のない 5 号機、6 号機の 2 台運転にて EDC 運用を実施した。

以下に EDC 運用時と通常運用時の運用条件を示す。

(1) 第 1 回検証(第 3 回現地調査にて実施)

実施日：2014 年 8 月 28 日～8 月 29 日

(a) EDC 運用

運用時系統負荷：7,300kW～7,700kW

運用ユニット：5 号機、6 号機(2 台運転)

最適負荷配分出力値(EDC 計算値)

表 3.4.5-1 第 1 回 EDC 検証 EDC 運用出力(EDC 演算値)

系統負荷【kW】	5 号機出力【kW】	6 号機出力【kW】
7,300	2,500	4,800
7,400	2,500	4,900
7,500	2,500	5,000
7,600	2,500	5,100
7,700	2,500	5,200

(b) 通常運用

運用時系統負荷：7,300kW～7,700kW

運用ユニット：5 号機、6 号機(2 台運転)

運用出力：5 号機：1,500kW

6 号機：5,800～6,200kW

(2) 第 2 回検証(第 4 回現地調査にて実施)

実施日：2014 年 11 月 20 日～11 月 21 日

(a) EDC 運用

運用時系統負荷：6,700kW～7,200kW

運用ユニット：5 号機、6 号機(2 台運転)

最適負荷配分出力値(EDC 計算値)

表 3.4.5-2 第 2 回 EDC 運用出力(EDC 演算値)

系統負荷【kW】	5 号機出力【kW】	6 号機出力【kW】
6,700	2,500	4,200
6,800	2,500	4,300
6,900	2,500	4,400
7,000	2,500	4,500
7,100	2,500	4,600
7,200	2,500	4,700

(b) 通常運用

運用時系統負荷：6,600kW～7,200kW

運用ユニット：5号機、6号機(2台運転)

運用出力：5号機：1,500kW

6号機：5,100～5,700kW

3.4.5.2 EDC 運用検証結果

表 3.4.5.1-3 に EDC 運用時、通常運用時の燃料消費率測定値を示す。

両値の比較結果より、EDC 運用時の燃料消費率が通常運用時の燃料消費率を下回った値を示し、第1回検証では1.74%、第2回検証では0.65%の燃費低減運用となっていることを確認した。

何れも燃費低減の傾向を示したが、それぞれの低減率に差異がみられる。これは、時々刻々違った変動をする需要負荷の中、短時間で検証運用を行ったことで、変動の影響の違いが生じたためであると考えられる。

表 3.4.5-3 EDC 運用検証結果

		①EDC 運用	②通常運用	燃費低減率 (②-①)/②
第1回	試験運用日時	8/28 11:20-17:20	8/29 9:50-15:10	—
	系統負荷帯	7,300kW～7,700kW	7,300kW～7,700kW	—
	燃料消費率 【Gal/kWh】	0.06114	0.06223	1.75%
第2回	試験運用日時	11/21 14:10-16:10	11/20 14:00-15:00	—
	系統負荷帯	6,700kW～7,200kW	6,600kW～7,200kW	—
	燃料消費率 【Gal/kWh】	0.06298	0.06339	0.65%

3.4.6 発電所運用における課題

3.4.6.1 機器のメンテナンス

Majuro 発電所の各発電機は出力制限により、狭い出力範囲で電力供給が行われている。通常、発電機は定格出力付近で最も燃費効率の良い運転となるよう設計されている。Majuro 発電所の5号機、6号機、7号機も燃料消費率のカタログ値から判断される通り、定格出力で最適な燃費効率運用となる仕様となっている。このような観点から、出力制限により定格出力が出せない状態では最適燃費運用が行えず、健全な発電機設備と比較して燃費の悪い運用を強いられていることが判断される。

図 3.4.6-1、表 3.4.6-1 に Majuro 発電所における各発電機の出力制限(出力可能範囲)を示す。

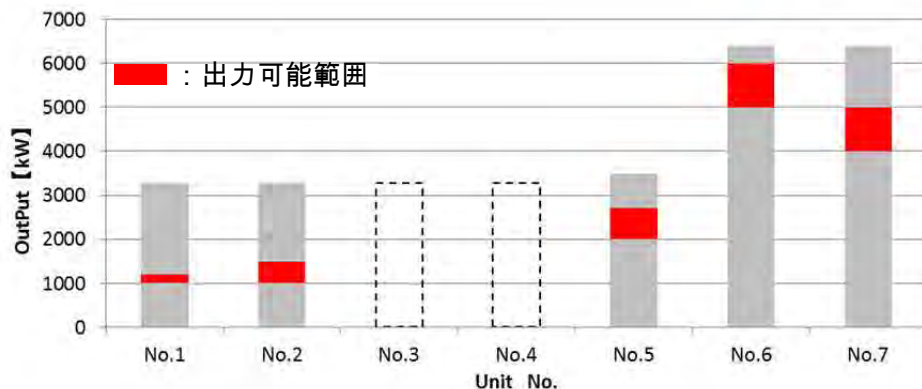


図 3.4.6-1 各発電機出力制限(出力可能範囲)

表 3.4.6-1 各発電機出力制限(出力可能範囲)

Units	Rated output【kW】	Max.output【kW】	Min.output 【kW】
Unit No.1	3,275	1,200	1,000
Unit No.2	3,275	1,500	1,000
Unit No.3	Loss by the fire		
Unit No.4	Loss by the fire		
Unit No.5	3,485	2,700	2,000
Unit No.6	6,400	6,000	5,000
Unit No.7	6,400	5,000	4,000

(1) 各発電機の出力制限について

各発電機ともに出力制限が設けられているが、C/P への聞き取りより、上限値については、各発電機ともに当値以上を出力した場合、冷却水温度が管理値の上限を逸脱する恐れがあるとのことである。下限値については、5号機は下限値以下で運用した場合、排気温度が管理値の上限を逸脱する恐れがあるため可能な限り出力下限以上で運用を行っているが、その他の発電機については、運用目安であるとのことである。

(2) メンテナンスによる機器コンディションの向上

5号機の出力制限範囲について、第1回現地調査の聞き取りではその範囲を2,000kW～2,200kWとしていたが、第3回現地調査での聞き取りでは2,000kW～2,700kWとなっており、出力上限値が上がっていることを確認した。出力上限が上がった理由については、燃料噴射弁取り換えにより機器コンディションが向上したためであった(C/Pへの聞き取りより)。

Majuro 発電所の各発電機ともに、冷却水温度上昇等による機器コンディションの都合上、出力制限が設けられているが、5号機の事例からメンテナンス実施によりコンディション向上の余地があると思われる。

メンテナンス方法、規模については機器状態を詳細に調査しなければ判断できないが、燃費改善を図ることをMECの最優先目標としていることから、今後機器状態を調査し、可能な限りコンディション向上を図り、燃費効率の良い状態で発電設備運用を行うことが必要であると考えられる。

(a) 1号機、2号機の冷却水系統について

Majuro 発電所1号機、2号機の冷却水系統は海水を利用しており、発電所裏手側にある港(Delap Dock)の入口側から海水を取水して機関の冷却を行っている。取水口から1号機、2号機までの距離は約150mあり、その間を地中埋設配管で送水している。海水利用のため、経年により配管内に貝の付着が増え、配管内径を狭くするため、配管内の貝除去が必要となるが、MECからの聞き取りでは、以前まで貝除去に使用していた薬品に毒性があるため、現在は使用していない(貝除去は行っていない)とのことであった。

1号機、2号機も出力制限の上限値を超えた場合、冷却水温度が上昇することから、配管内の貝付着による配管の有効断面積の減少により、水量増加が阻害され、温度上昇を引き起こしている可能性も考えられる。

配管内の貝付着状況を確認し、除去を行うことも出力上限の拡大につながるものと思われるが、除去に使用する薬品の毒性等の問題を考慮し、冷却方式を海水を使用しないラジエータ方式に転換することも一手法であると考えられる。



Majuro1,2号機 冷却水取水ポンプ建屋



Majuro1,2号機 冷却水取水ポンプ

図 3.4.6-2 Majuro 発電所 1, 2号機 冷却水取水ポンプ・建屋

(b) 5号機ラジエータについて

5号機、6号機、7号機は、ラジエータ方式にて機関冷却が行われている。6号機、7号機についてはラジエータの冷却水循環チューブの交換等、メンテナンスが行き届いた状態であったが、5号機においては、冷却循環水の熱交換を行う大部分の羽部が腐食により剥落しており、ラジエータ自体が劣化し、冷却能力が低下している可能性が大きいことが確認された。当件について MEC 機械設備管理者(David Rice)の聞き取りを行ったところ、把握はしているが、予算の兼ね合いから補修が行えていないとのことであった。

近年の電気料金高騰により需要負荷が減少し、Majuro 発電所のメイン発電機である 6号機、7号機の 2 台運転では、需要負荷に対して過大容量となり出力構成が合わない。そのため、5号機は、6号機、7号機の何れかの発電機と組み合わせて頻繁に稼働する発電機となっていることから、可能な限り早期の補修を行い、コンディション向上を図ることが必要であると考えます。また、コンディション向上により、出力上限値が上がる可能性も大きく、補修を行うことで、高効率運用へ繋がるものと思われる。



Majuro5号機 ラジエータ



Majuro6,7号機 ラジエータ



Majuro5号機 ラジエータ
(下部撮影)



Majuro5号機 ラジエータ
(下部拡大撮影)

図 3.4.6-3 Majuro 発電所 5, 6, 7号機 ラジエータ

(c) 中間点検について

前述で Majuro 発電所 5号機において燃料噴射弁取り換えにより発電機コンディションが向上したことを記載したが、本邦沖縄のディーゼル発電所では、16,000 時間毎のオーバーホールの他、中間点検として 4,000 時間毎に燃料噴射弁の取り換え、機関開放によるシリンダ内を点検、付着したカーボンの除去清掃を行っている。Majuro 発電所では、日常点検以外では、20,000 時間毎にオーバーホールを行っているとのことであるが、機器コンディション向上を図るうえで、日常点検とオーバーホールの間に中間点検を定め、燃料噴射弁の取り換えや、シリンダ内のカーボン清掃等を行うことを推奨する。

(3) 日常点検による機器異常の早期発見と早期対処

本プロジェクト期間中に 2度の機器故障の発生を確認した。1度目は 4月の 7号機シャフト破損による発電機の重大故障、2度目が 6号機のガバナ故障に伴う Majuro 系統のブラックアウトである。このような故障は日常点検の中で初期異常の発見により事前回避できた可能性も想定される。

Majuro 発電所における日常点検は、図 3.4.6-5 に示すような記録用紙を用いて、1時間ごとに運転員が記録を取り、設備に異常がないか確認する方式にて行われている。

しかし、記録用紙に記録値の正常、異常を判断する基準値が記載されていないことから、運転員が記録をとりながら、機器異常を即座に判断する指標がないものとなっている。

日常点検を行いながら機器の初期異常を早期に発見し、早期対処を図り、重大な故障を避ける観点から、まずは日常点検記録用紙に点検記録値の基準値を記載し、運転員にて機器異常を即座に判断し、設備管理者へ報告する体制を構築する必要があると考える。

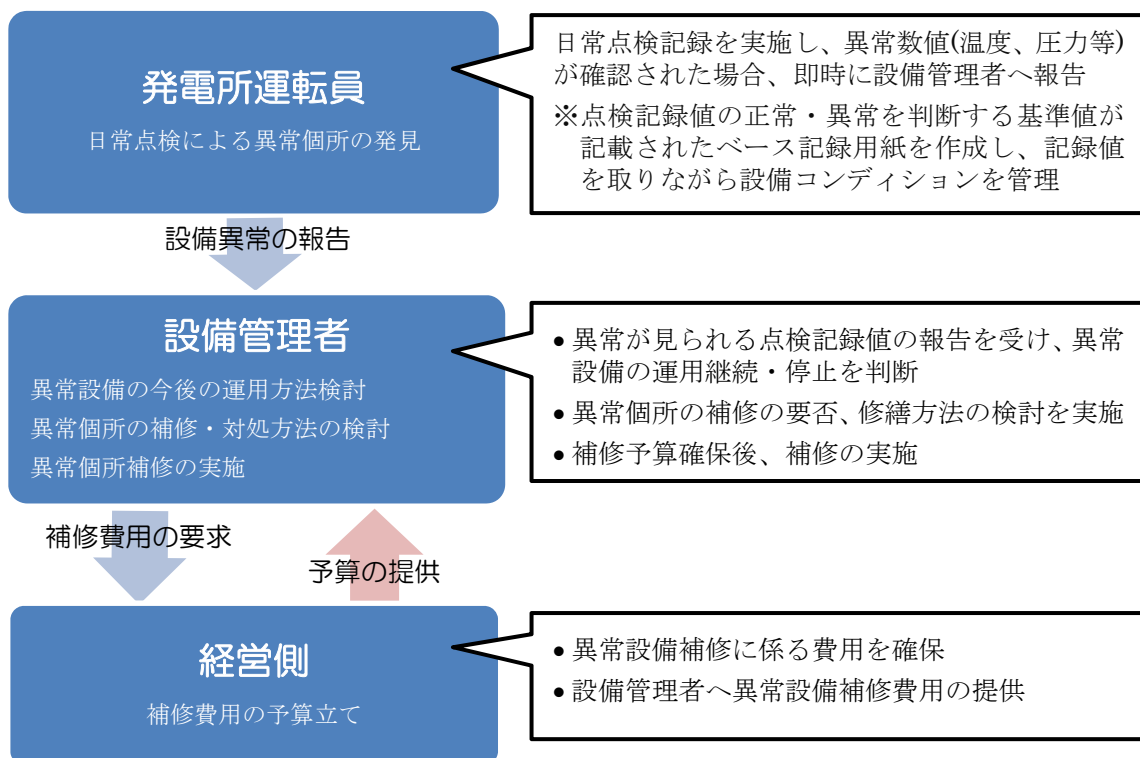


図 3.4.6-4 日常点検における設備保守体制

(4) 計器の校正

3.4.2.1 でも前述したが、C/P への聞き取りより、各発電設備の計器の定期点検、校正が行われていないとの回答が得られている。このような計器は発電出力状態や、燃料消費量等の現状を知るためだけでなく、計器から読み取るデータから日常における設備のコンディションを把握するうえでも重要な機器となる。そのため点検や校正の不足から誤差が生じてしまえば、日常における正常な設備運用や、設備コンディションの把握に支障をきたすことが懸念される。このような観点から、周期的な点検、校正を実施することが必要であると考えられる。

(5) 各発電機の燃費特性の把握

効率の良い発電所運用を行うには、各発電機の燃費効率(燃料消費率)を把握し、燃費効率の良い発電機を可能な限り優先して運用させることが肝要である。本プロジェクトにおいて各発電機の燃料消費率を測定し、現状の燃料消費率とその測定方法を C/P に理解して頂いているが、燃料消費率は発電機のコンディションにて変化するものとなっているため、今後、MEC 独自で定期的(4 半期毎を推奨)に測定し、都度その値を把握しながら効率的な発電所運用を図ることが必要である。

(6) EDC 運用

本プロジェクトで EDC 運用検証を実施した結果、1.74%の燃費低減効果が確認されている。

この結果から、Majuro 発電所の燃料消費量低減を図るうえで EDC 運用は、その効果が期待できる手法であるものと判断される。

(7) 適正容量発電機の導入検討(Wotje 発電所、Jaluit 発電所)

Wotje 発電所、Jaluit 発電所には両者とも 2 台(275kW×2 台)の発電機が設置されているが、発電機容量に対し需要負荷が小さい(80~120kW)ため、常に 1 台運用となっている。

この場合、図 3.4.6-7 で示すように、燃費効率の悪い発電機運用となる。

今後、RE 導入促進に伴う需要負荷の低減により、さらに効率の悪い発電機運用を強いられることが想定され、最適容量となる新規発電機の導入検討等、対策法案を検討する必要があると考える。

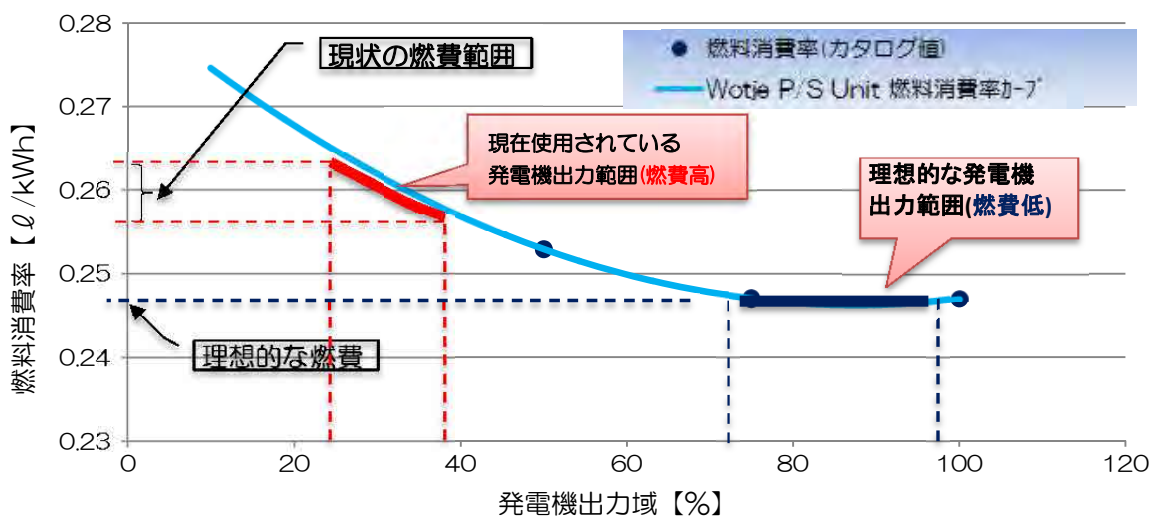


図 3.4.6-6 Wotje 発電所 燃料消費率カーブ(カタログ値)から見る発電機出力範囲と燃費範囲

(8) Majuro 発電所 No.1 建屋の構造状態確認

Majuro 発電所 No.1 は、建設から約 32 年経過し、屋根の破損から雨漏りがする等、かなり老朽化が進んでいる。MEC からの聞き取りから、雨漏りによる雨水が 1 号機、2 号機の発電機に侵入し、絶縁低下を引き起こしているとのことである。

その他、建屋構造主体となる鉄骨には所々腐食が見られ、建屋を支えるうえでの構造弱体化が懸念される。発電所建屋の鉄骨は建屋の自重のみを支えているのではなく、メンテナンスの際、重量機器、部品を吊り下げるホイストクレーンの支えにもなっている。そのため、建屋構造の劣化は重大な人身事故につながる懸念が懸念される。

雨漏り補修はもとより、腐食状態を加味した建屋構造診断の実施による構造状態把握、腐食箇所の補強施工の実施を推奨する。



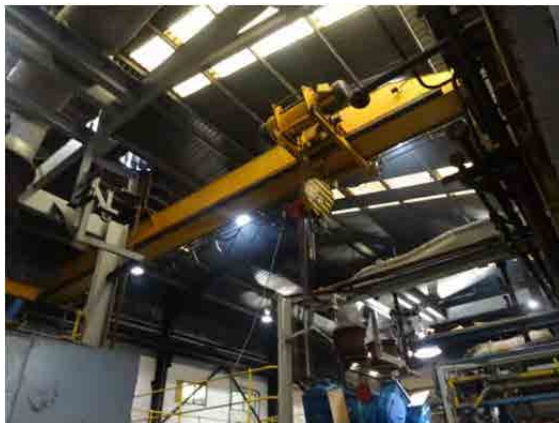
Majuro 発電所 No.1 1号機、2号機
(雨漏りによる雨よけのブルーシート)



Majuro 発電所 No.1 鉄骨腐食状況



Majuro 発電所 No.1 鉄骨腐食状況



Majuro 発電所 No.1 ホイストクレーン

図 3.4.6-7 Wotje 発電所 No.1 鉄骨腐食状況、ホイストクレーン

3.4.7 まとめ

発電所の運用改善によるプラント効率改善として、主として発電所の EDC 運用を C/P である MEC 職員へ技術指導した。技術指導に受講頂いた MEC 職員が EDC 運用に対し強い興味を示し、熱心に取り組んでいたことから、EDC 運用の一連の流れを理解頂いたものと感じている。MEC 職員には本プロジェクト終了後も期間を空けることなく独自で EDC 運用を実践して頂くことを推奨している。

Majuro 発電所ではこれまで、各発電機の燃料消費率を用いた発電機の出力負荷配分運用を実施したことが無く、本プロジェクト内で実施した EDC 運用においても 1.74%の燃料消費量の低減効果が得られたことから、EDC 運用による燃費低減の余地があるものと判断する。

その他、本プロジェクトにおいて発電所運用に係る各種課題が確認されたが、可能な限り解決に向けた検討、取組みを推奨する。中でも各発電機のコンディション改善については、「マ」国のエネルギー政策に含まれる発電所の燃費改善に直結する課題であり、課題解決がより良い EDC 運用、電力安定供給にも繋がることから、今後是非とも課題解決に向けた取組みを実施頂きたい。

第4章 総括

4.1 緒言

本調査において、前項までに記載の通り、「マ」国への再エネ導入（特に PV 及び風力）に伴い考慮すべき事項について技術移転を行った。一方で、「マ」国における電力事業を取り巻く環境や制約等に触れることができた。その中で、とりわけ基幹電源であるディーゼル発電機（以下「DEG」とする）の運用状況やそのメンテナンス状況を鑑みると、今後の「マ」国における再エネ導入のみならず電力供給そのものにも大きな障壁となる可能性があり、「マ」国の抱える大きな課題の一つとして挙げられる。本調査の目的でもある、「マ」国におけるエネルギー自給基盤構築のためには、本調査で実施した再エネ導入に係る技術の活用の前後にある、解決すべき課題、各断面における対策手法についても「マ」国 C/P と協議することで、本調査で得た知見の位置付けを把握し、更には現在から未来に亘る「マ」国におけるエネルギー問題全体のビジョンを具体化していくことが重要である。

本章では、ロードマップおよびケースシナリオを用い、ロードマップでは本調査を含む再エネ普及およびエネルギー自給基盤構築へ向けた概要、ケースシナリオでは現時点での課題と政策やドナー支援などをパラメータとした様々なケース（及び段階）における再エネ導入可能量とその対策を検討した。なお、検討では FIT など民間による再エネ普及促進の可能性があり、系統規模としても再エネ導入のポテンシャルの高い Majuro を中心に議論を行っているが、他離島においても概ね同様であると考える。

4.2 「マ」国における現状課題

(1) 系統負荷の減少

「マ」国では、2005 年をピークとして電力消費量が減少傾向にある。これは、燃料費単価により電気料金が自動調整される制度が導入されており（2.5.1.6 節参照）、近年のディーゼル燃料価格の高騰により、電気料金単価が上昇したことや、料金未徴収や盗電等のノンテクニカルロス改善に向けて設置されたプリペイド・メータの設置により、省エネインセンティブが強く働いていることが要因であると考えられる。

また、2006 年以降に Majuro の大手水産会社とスーパーマーケットという大口顧客 2 社が撤退したことも需要減少の大きな要因となっている。

図 4.2-1 に Majuro 電力系統における 2001 年～2009 年の販売電力量と最大電力を示す。

一方で DEG は以前の系統負荷を考慮して設備計画がなされたため、DEG 単機容量は大きく、現在の負荷に調整するためには、運転台数の減数を余儀なくされる状況下にある。また、運転台数を減数してもなお、DEG 単機容量が大きいため、再エネ出力上昇時の DEG 下げ代は小さい。そのために DEG 単機容量に運転を切り替えると、再エネ出力低下時に系統負荷を賄えない可能性が生じる。図 4.2-2 に Majuro 第一第二発電所の DEG 組合せを示す。但し、2 号機は 1 号機と同様のため組合せにおいて省き、7 号機については現在重故障中のため除外している。このように、系統負荷と DEG 容量のミスマッチは、再エネ導入による系統運用の脆弱化を招く恐れがある。

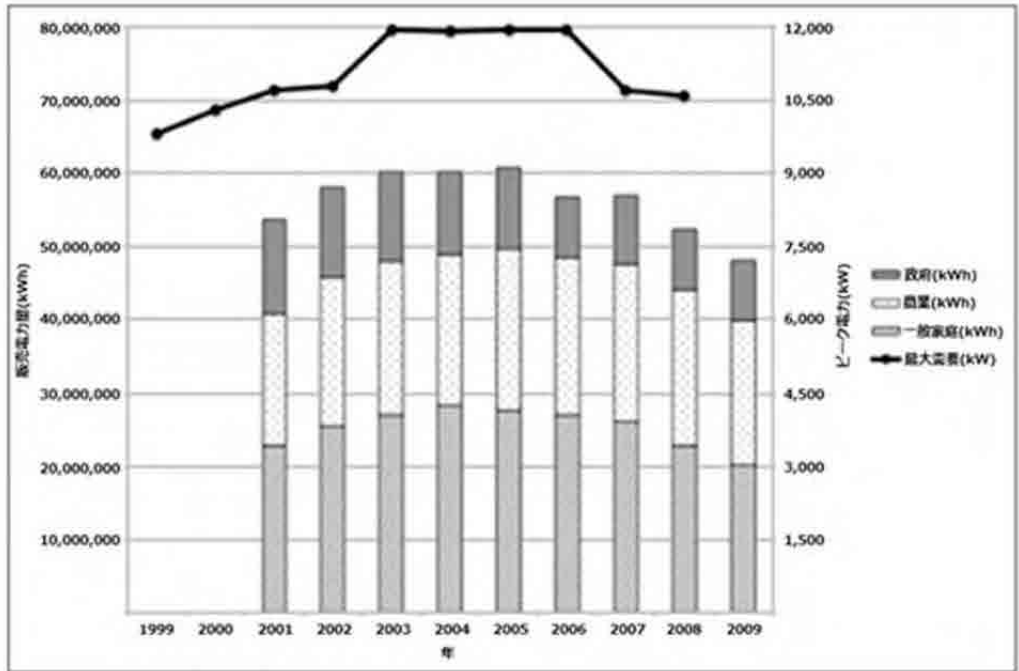


図 4.2-1 Majuro 電力系統 販売電力量と最大電力¹

ピーク電力も 2007 年より下がり始め、近年では通常 7MW 程度にまで負荷が落ちてきている(第 2 章 2.5.2.1 節「図 2.5.2-4 Majuro 系統 日負荷曲線(2013 年、2014 年、2006 年)」を参照)

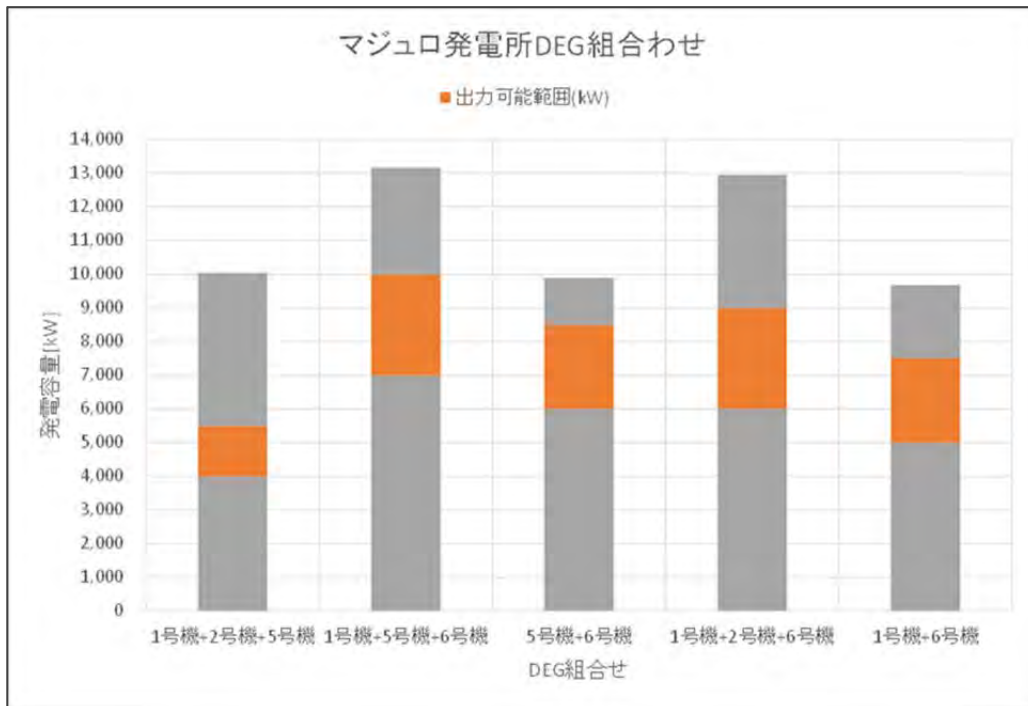


図 4.2-2 MajuroDEG 組合せ

¹ MEC 提供データ

(2) 発電機出力範囲の制約

「マ」国においては、第3章3.4項でも述べたように DEG のメンテナンス状態が悪く、各発電機が出力範囲を制限されており、経済性を加味した発電所の運用最適化となる経済的負荷配分運用に制約がある状況となっている。更には、その出力範囲の制約により、再エネ導入代が極端に小さいものとなっている。

表 4.2-1 に Majuro における長周期シミュレーション結果を示す。

表 4.2-1 Majuro における長周期シミュレーション結果

負荷データ	Majuro2013 年実績、但し 11 月、12 月は 1 月、2 月で代替。 9.5MW 超過、4MW 低下の実績は欠測と見なし前値保持した。				
日射データ	NASA データを流用				
発電機諸元	1 号機、2 号機、5 号機、6 号機、7 号機で設定。				
	1 号機	2 号機	5 号機	6 号機	7 号機
定格出力 (kW)	3,275	3,275	3,485	6,400	6,400
出力上限値 (kW)	1,500	1,500	2,700	6,000	5,000
出力下限値 (kW)	1,000	1,000	2,000	5,000	4,000
運転条件	シミュレーション上ではベース機である 6 号機が必ず運転するものとした。 運転範囲が狭いため、現状でも常時 2 台運転が困難な状況である。				
所感	Majuro 電力系統負荷は通常時は 5~8MW で安定しているが、DEG の運転範囲が非常に狭いため、常に余剰電力が発生している状況にある。つまり、実際には運転範囲を逸脱して無理な運転を強いられると考えられる。				
結果	PV0MW：余剰電力量 327,989 kWh/年、系統負荷 58,144,684kWh/年				

このように、現時点においても DEG による供給が健全に行われていない状況であり、下げ代の確保などの系統運用における発電機選択の柔軟性に乏しく、PV などの変動性電源を導入することは困難である。

以上より、「マ」国における再エネ導入へ向けた初期課題として、DEG の補修による出力改善が挙げられる。また、これを解決することにより、EDC 運用による最適な負荷配分が可能となり、燃料消費削減効果も期待できる。

4.3 エネルギー自給基盤形成ロードマップおよびケースシナリオ

4.3.1 エネルギー自給基盤形成ロードマップ

図 4.3.1-1 に「マ」国エネルギー自給基盤形成ロードマップを示す。前項にて述べた通り、「マ」国においては DEG の適切なメンテナンスおよび補修による出力範囲改善が課題となっており、それを解決することにより、再エネ導入代も確保することができ、更には各発電機の燃料消費率も同時に改善できることが期待できる。その素地が整った環境においては、EDC 運用による最適負荷配分が実施でき、更なる燃料消費削減に取り組むことが可能となる。また、DEG のメンテナンス体制を充実させ、自動制御による EDC 運用を実現できれば、燃料消費の削減量は最大化できる。

一方で、代数的手法による許容量評価および HOMER によるエネルギー収支評価から導かれる再エネ導入可能量に従って、再エネ導入方策を検討し、法制度設計・施行を行うことで、各導入段階における導入可能量の制御しつつエネルギー自給率向上を図ることができる。

短周期面においては、DEG の GF 機能の改善や AFC 導入による発電機の出力応答性の向上、蓄電池導入による出力補償機能の増強を実施することで更なる再エネ導入可能量が得られる可能性がある。長周期面においては、新規導入する DEG の容量の最適化や低出力特性に優れた DEG の導入による下げ代確保、蓄電池導入によるエネルギーシフト又は、DEG の停止再起動を前提とした DEG バックアップを実施することで更なる再エネ導入可能量が得られる可能性がある。その他にも PV の PCS を台数制御できる環境においては、台数制御によりその出力変動を抑制し、短周期および長周期変動対策を実施することが可能となる。

エネルギー代替による燃料消費削減および既存 DEG の効率化による燃料消費削減を最大化することにより、「マ」国におけるエネルギー自給基盤は形成される。

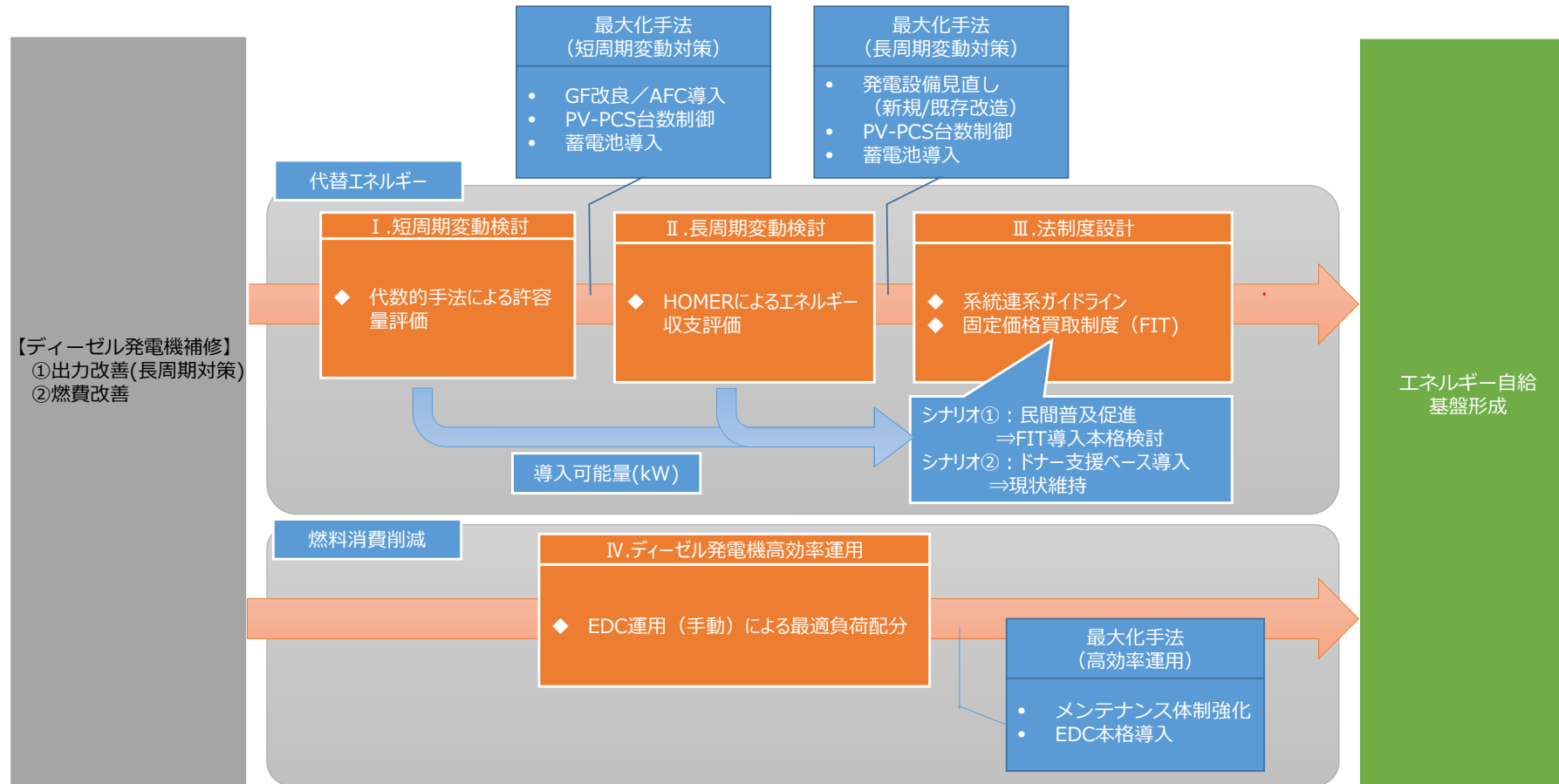


図 4.3.1-1 「マ」国エネルギー自給基盤形成ロードマップ

4.3.2 エネルギー自給基盤形成ケースシナリオ

「マ」国におけるエネルギー自給基盤の形成に向けた取り組み（アプローチ方法）としては無数の可能性があるが、表 4.3.2-1 に示す項目を検討項目としてロジックツリーにてケースシナリオを検討した。

FIT の導入は再エネ導入を促進する一方で、その対策投資も要するが、FIT 価格の設定や逆潮流の有無によっては、逆潮流電力の転売による収益も考えられる。また、「マ」国においては他国ドナーの支援によっても再エネ導入量および対策手法は大きく影響される。

対策財源に応じた再エネ導入手法については表 4.3.2-2 に示す通りである。但し、いずれのシナリオにおいても DEG の補修による出力範囲の改善が行われることを前提として議論する。

表 4.3.2-1 ケースシナリオ検討項目

インプット (パラメータ)	アウトプット	対策手法
<ul style="list-style-type: none"> ● FIT の有無 ● 逆潮流の有無 ● 対策財源 	<ul style="list-style-type: none"> ● RE 導入量 ● 事業性 ● 対策投資 	<ul style="list-style-type: none"> ● GF 改良・AFC 導入 ● 配電網強化 ● 蓄電池導入

表 4.3.2-2 対策財源に応じた再エネ導入手法

対策財源	再エネ導入手法
自主努力	MEC がディーゼル補修などで運転出力範囲を改善することで実現する。
FIT 収入	逆潮流電力を安価で購入し、販売することで実現する。
他国ドナー支援	他国ドナーの支援を受けて MEC が大規模 PV 発電を導入する。

(1) ケースシナリオ 1 : FIT 導入ケース

図 4.3.2-1 に FIT 導入を想定したケースシナリオを示す。FIT 導入ケースにおいては、PV の逆潮流の有無および対策財源によりツリーは細分化される。逆潮流を認めるケースでは対策財源の規模により許容できる再エネ導入規模も決まるが、対策費用も増大する。この場合、FIT 収入を最大化するために FIT 事業対象は高圧および低圧需要家の双方とした。MEC の事業性としては、自主努力においては MEC の負担が大きく、事業性は厳しいが、FIT による収入およびドナー支援がある環境においては、MEC の事業性も期待できる。逆潮流を認めない場合においては、逆潮流分の転売ができないため、FIT 収入は望めない。また、FIT 導入による MEC の減収減益が大きくなるため、事業対象を高圧需要家に限定する。このような環境においては、再エネ導入量は小さくなる一方、対策費用も低くなる。MEC の事業性については、高圧需要家の再エネ導入による売電収益の悪化から減収減益となり、ドナー支援による MEC の PV 導入を行ったとしても事業性が確保できるかどうかは不明である。

(2) ケースシナリオ 2 : FIT 導入無し

図 4.3.2-2 に FIT 導入を想定しないケースシナリオを示す。FIT を導入しないケースにおいても、PV の逆潮流の有無および対策財源によりツリーは細分化されるが、その対策財源は同様である。また、再エネ導入のインセンティブが自家消費のみとなるため、再エネ導入量は前項と比較して小さくなる。逆潮流を認める場合には、配電網の強化などで対策費用を投じる必要が考えられ、他国ドナー支援が望める場合では MEC の事業性は見込める。逆潮流を認めない場合については、前項と同様である。

(3) ケースシナリオ 3 : MEC 独自導入ケース

FIT 制度などの民間による再エネ普及ではなく、MEC による再エネ導入、それによる燃料の炊き減らしもシナリオとして想定される。図 4.3.2-3 に MEC 独自での再エネ導入ケースシナリオを示す。この場合、PV は MEC の電源としてみなされ、DEG 同様に需要家へ給電されるため逆潮流の議論はなく、ツリーは再エネ対策財源によって細分化される。MEC の自主努力による対策を実施する場合においては、PV 導入とそれに加えて DEG の更新による DEG 容量の最適化が考えられる。PV 導入手法としては、PCS の台数制御を行うことにより、第 2 項に述べた DEG の調整力不足を、PV 出力変動を抑制することで実現する。加えて DEG 容量の最適化が行える環境では、PV 抑制量が減少するために再エネ導入量の増加も期待できる。MEC の自主努力に加えて他国ドナー支援がある環境においては、上記の 2 つの対策手法に加えて蓄電池の導入も考えられる。蓄電池の導入により、短周期変動対策が行うことができ、更に DEG 容量の最適化が行える環境では、長周期変動対策も実施可能である。この段階においては、再エネ導入量は最大化する。

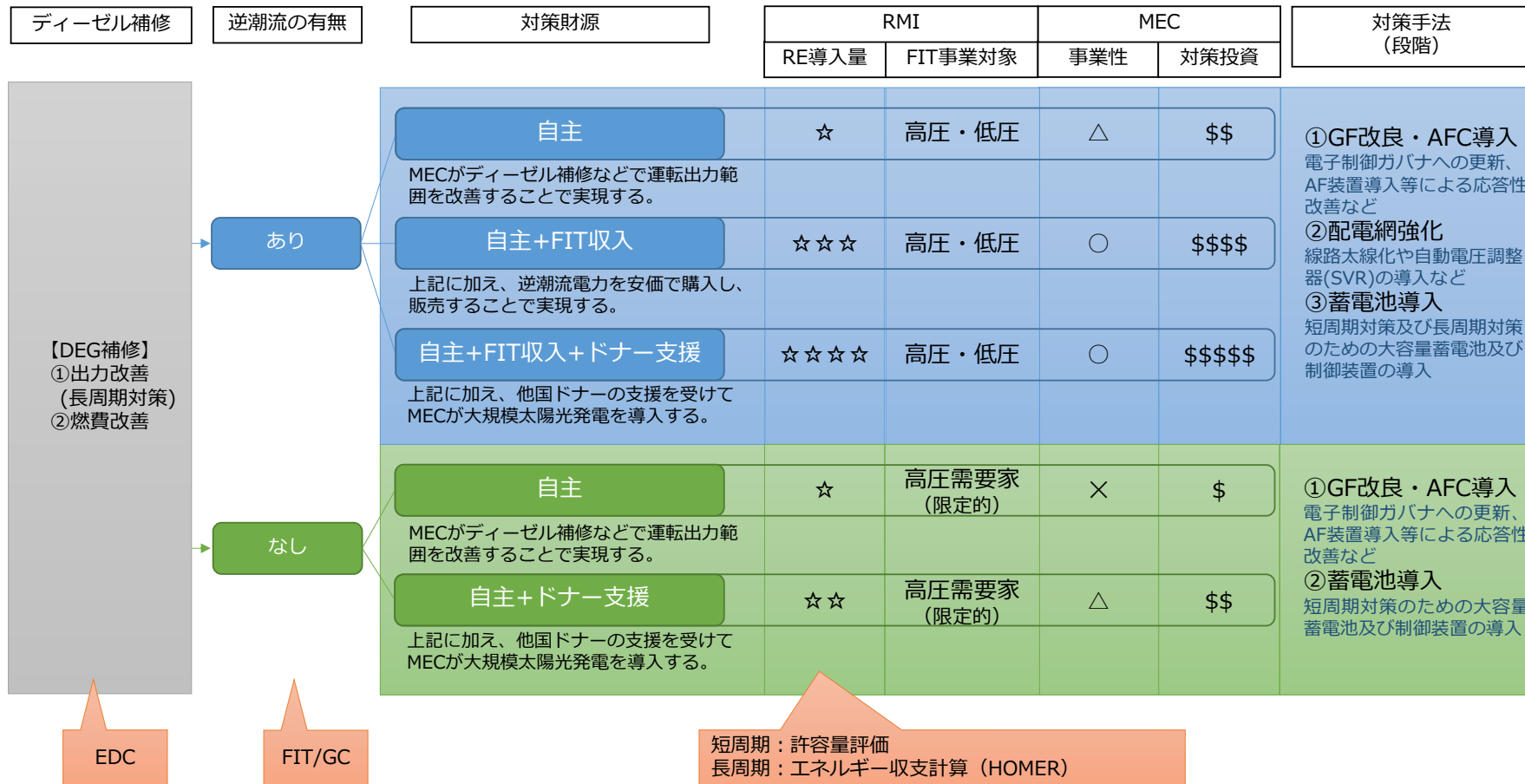


図 4.3.2-1 ケースシナリオ 1 (FIT 導入ケース)

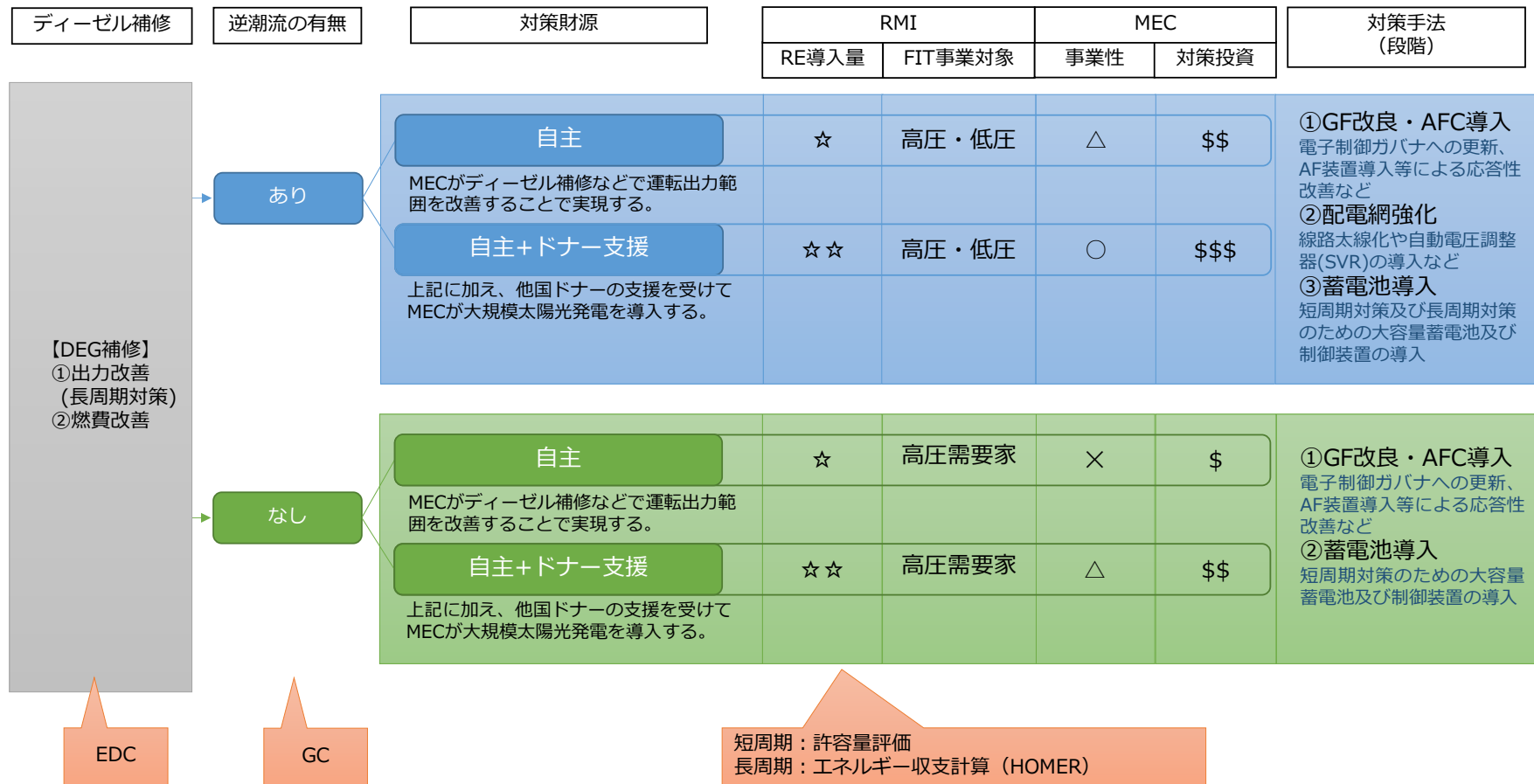


図 4.3.2-2 ケースシナリオ 2 (FIT 導入なし)

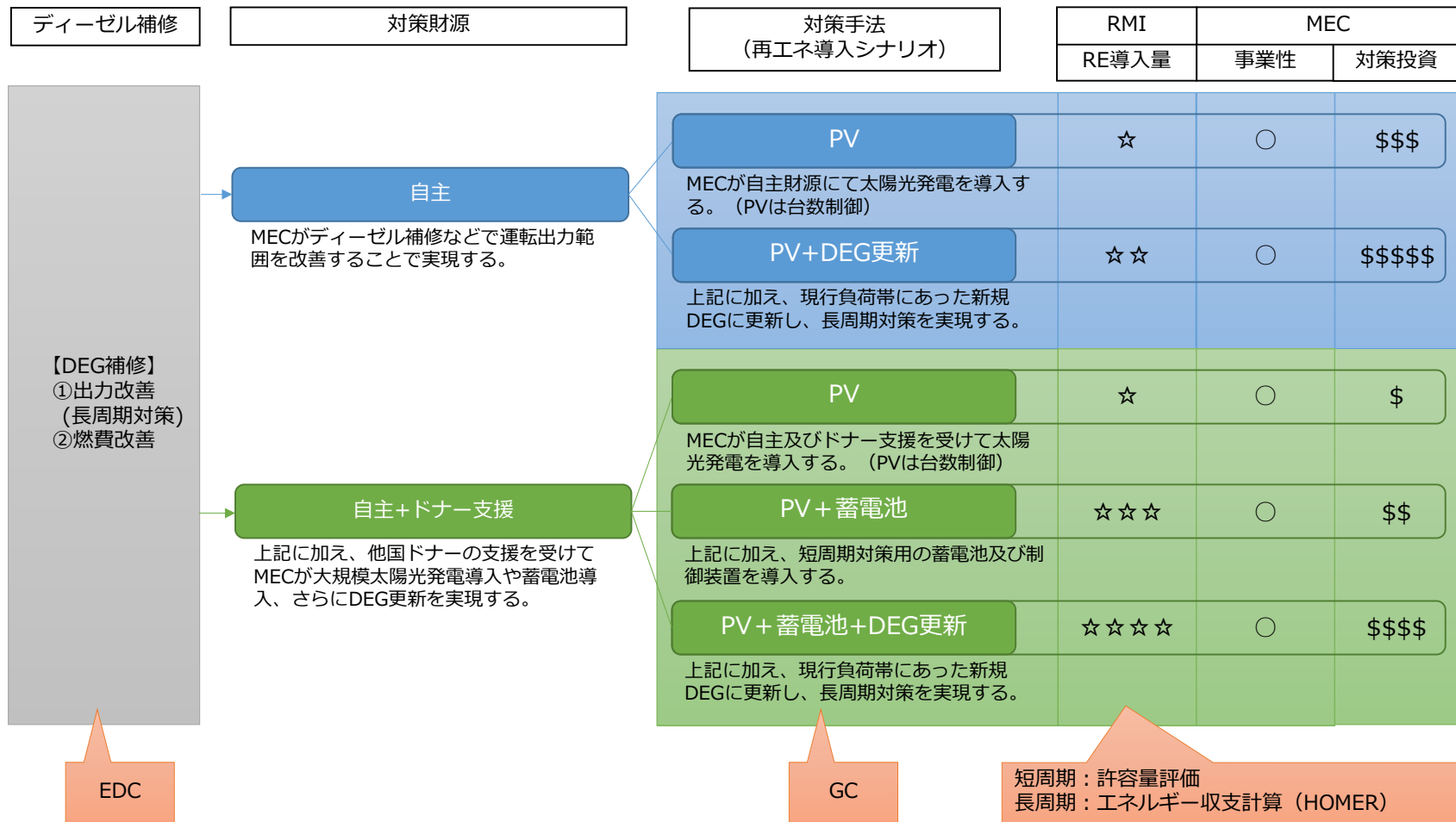


図 4.3.2-3 ケースシナリオ 3 (MEC 独自導入ケース)

4.4 「マ」国におけるエネルギー自給基盤形成ロードマップおよびケースシナリオ

前項で述べたロードマップおよびケースシナリオを基に MEC および MRD カウンタパートと協議を行い、「マ」国における最も実現可能性のあるロードマップおよびケースシナリオを抽出した。

4.4.1 エネルギー自給基盤形成ロードマップロードマップ（具体案）

ロードマップについては、図 4.4-1 に示す通り大きな変更はないが、再エネ導入に伴う条件を具体化した。FIT 制度については、現在 FIT 制度を運用させるための資金源が明確ではないこと、再エネ導入により MEC の収入が懸念されるため、初期段階では見送ることとなった。次期に導入状況を鑑みながら FIT 制度の導入を検討する。また、Majuro においては高圧需要家が存在せず、低圧需要家のみであることから、GC 対象を低圧のみとし、高圧に連系するとしても MEC による導入のみとした。逆潮流については、家庭用 PV は認めず、商業セクターのみ少量を認めるとした。その制限方法については、連系紹介時に PV の容量を需要負荷と照らして上限を設けるなど、別途検討をする必要がある。

4.4.2 再エネ最大化シナリオ

ケースシナリオについては、図 4.4-2 に示す通り、再エネ導入条件を起点として、再エネ導入率向上へ向けた各断面で必要となる検討事項について記載した。1 段階目では、ディーゼル発電機の状態改善および送電網の強化を実施することにより、再エネの受け皿となる電力系統全体の強化を図る。EDC 運用による発電所運用の最適化をすることで、燃料消費削減も狙う。2 段階目では、前段の改善によって得られた調整能力を短周期および長周期変動について検討を行い、許容量を再計算し、再エネ導入率を高めていく。更に高い再エネ導入を目標とする段階においては、FIT や PPA などの普及促進制度の導入を行い、それに伴う電力系統の強化も検討していく。具体的な対策手法としては、GF 機能の改善および AFC の導入による出力応答性の改善、送電線の太線化や電圧調整機器導入による送電網の強化、蓄電池の導入による短周期および長周期変動に対する出力補償などが挙げられる。

マーシャル国におけるエネルギー自給基盤構築に向けたロードマップ

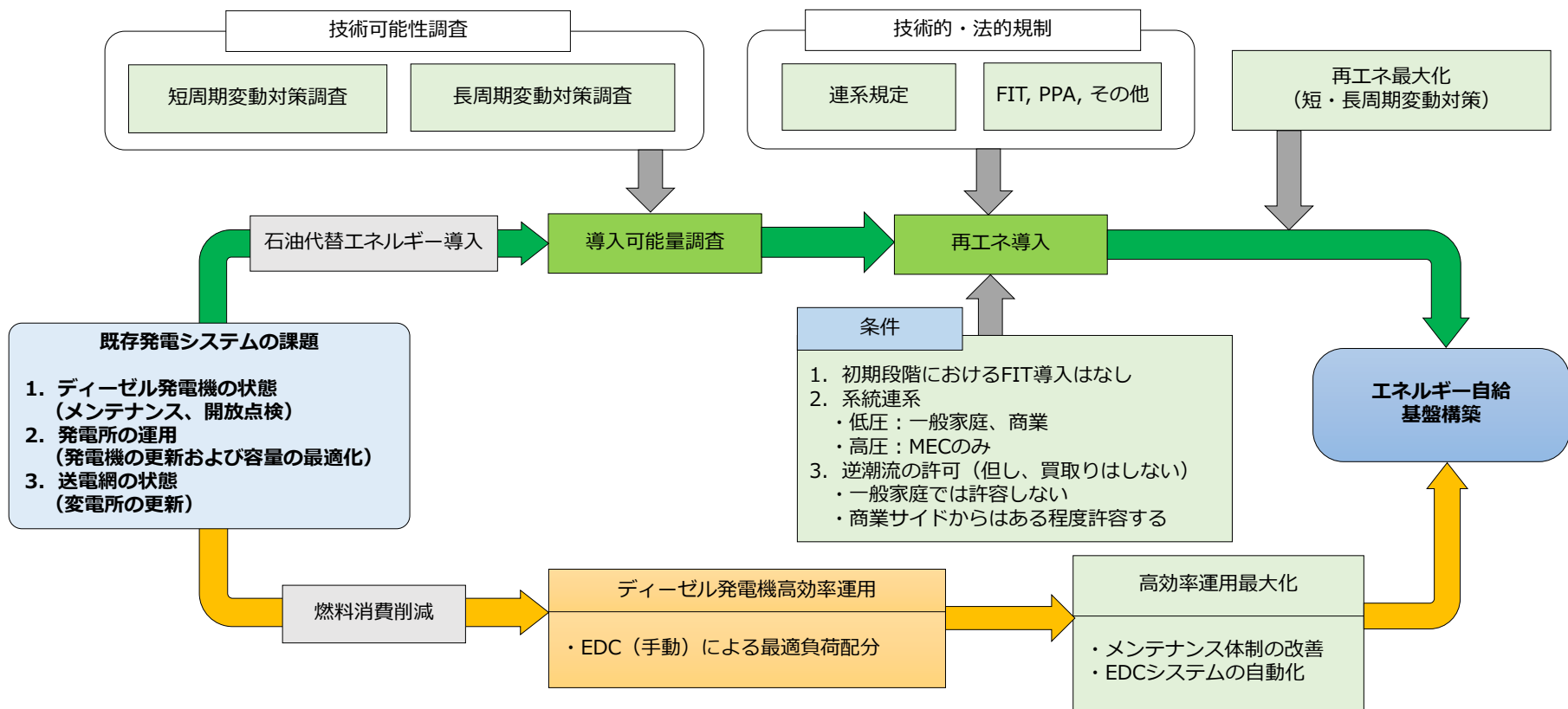


図 4.4-1 「マ」国エネルギー自給基盤形成ロードマップ (具体案)

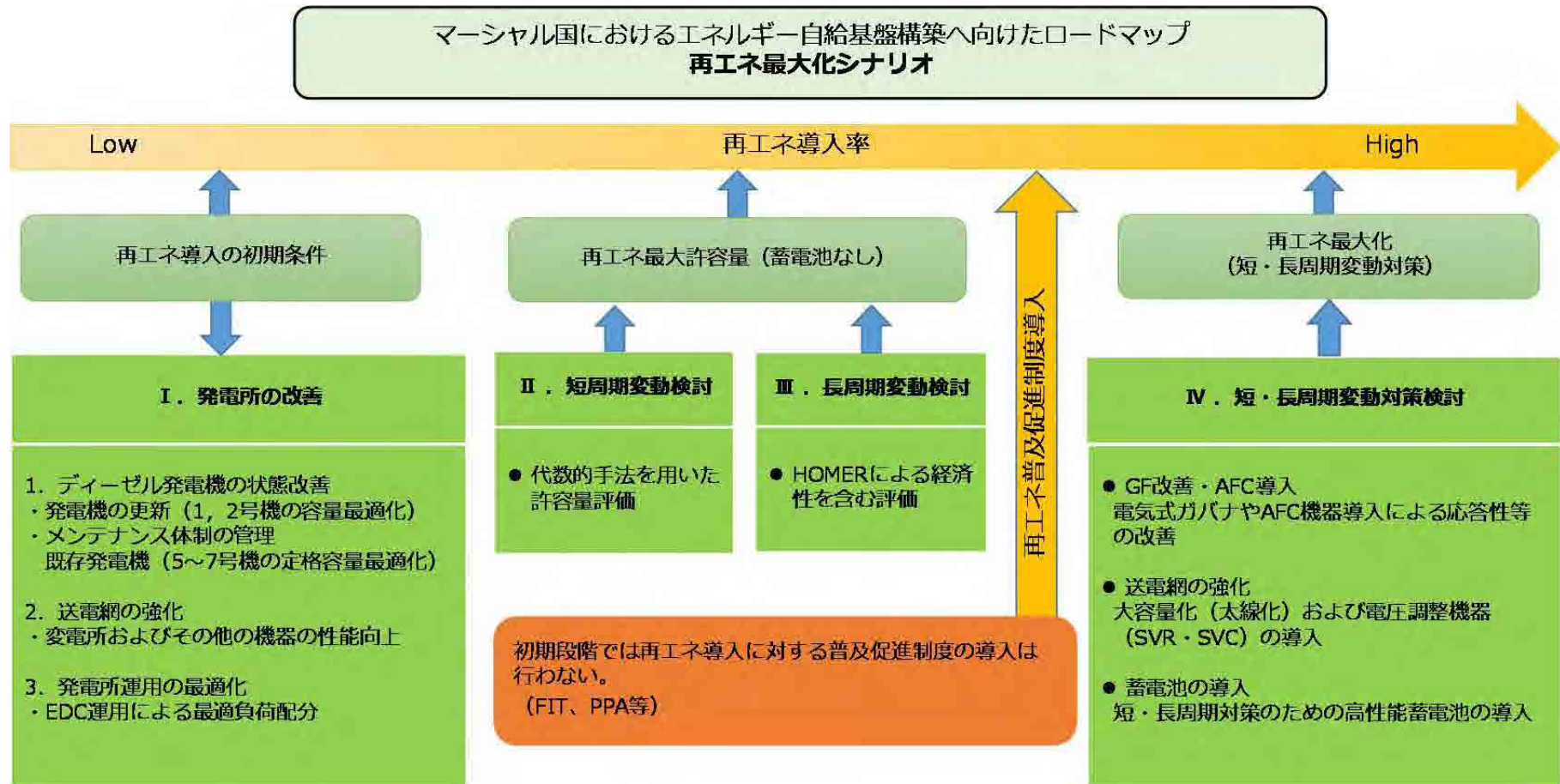


図 4.4-2 「マ」国再エネ最大化シナリオ

4.5 本プロジェクトにて供与した技術的検討の活用例

前項にて検討した再エネ最大化シナリオにおいても、その対策費用および用途などにより具体的な実施規模やその対策手法は大きく異なる可能性がある。しかしながら、本項では前項のシナリオをより具体化し、本プロジェクトにて供与した技術的検討の活用例を示す。但し、以下に設定する条件等は多くの想定を含むものであり、あくまで一例である。

ケース1：各 DEG の運転範囲が正常になった場合

ケース2：各 DEG の運転範囲が正常で、短周期変動対策蓄電池を導入する場合

ケース3：各 DEG の運転範囲が正常で、Majuro 年間電力消費量の 20%を再エネ供給とする場合

ケース4：各 DEG の運転範囲が正常な場合における MEC 主体による再エネ導入規模と変動対策蓄電池（短周期と長周期の兼用）による発電コストの想定。

4.5.1 各 DEG の運転範囲が正常になった場合

(1) 長周期シミュレーション (HOMER)

負荷データ Majuro2013 年実績、但し 11 月、12 月は 1 月、2 月で代替。
9.5MW 超過、4MW 低下の実績は欠測とみなし前値保持した。

日射データ NASA データを流用

発電機諸元 1 号機、2 号機、5 号機、6 号機、7 号機で設定。

各 DEG の定格出力 100%を出力上限値とし、出力下限値は定格出力の 35%とした。

	1 号機	2 号機	5 号機	6 号機	7 号機
定格出力 (kW)	3,275	3,275	3,485	6,400	6,400
出力上限値 (kW)	3,275	3,275	3,485	6,400	6,400
出力下限値 (kW)	1,146	1,146	1,220	2,240	2,240

運転条件 1 号機と 2 号機のうち 1 台、6 号機と 7 号機のうち 1 台が必ず運転するとした。

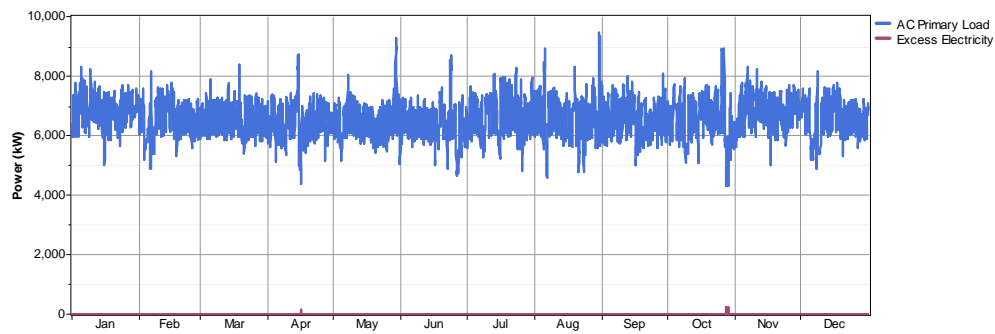
結果 Majuro 電力系統負荷は通常時は 5~8MW で安定しているため、PV 発電の長周期出力変動による DEG 出力下限値への抵触の可能性は、短周期出力変動と比べ低いものと考えられる。DEG 出力下限値に抵触する PV 規模は概ね 1,500kW と推定できる。

出力下限値を 35%とする場合、1 号機と 2 号機は 1,146kW、6 号機と 7 号機は 2,240kW となる。各 1 台ずつ運転している条件では、発電所合計の出力下限値は 3,386kW である。

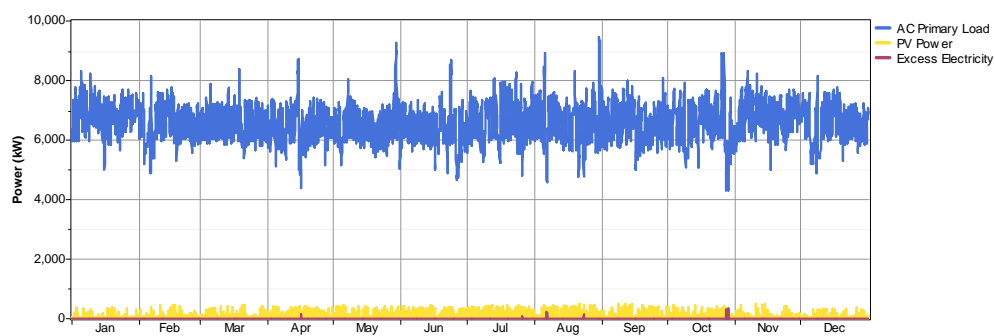
系統負荷は殆どが 5,000kW 以上で推移していると考えられるため、PV1,500kW までは大きな PV 余剰電力は生じない。(異常な出力低下の際のみ余剰電力が発生する)

PV2,000kW 以上では通常時での余剰電力が発生する可能性が高い。

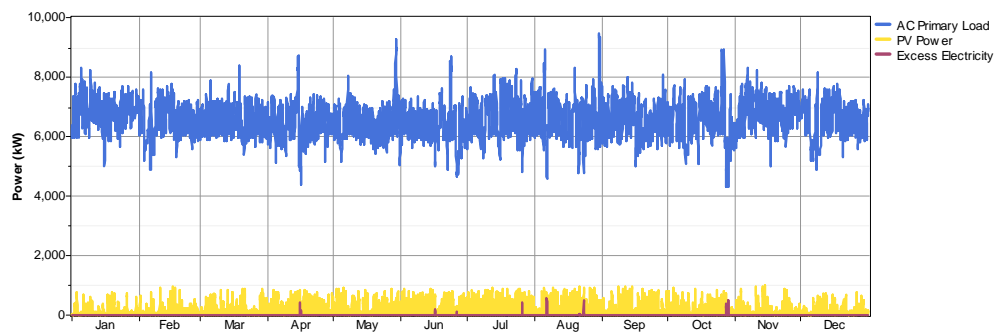
PV0MW : 余剰電力量 1,220kWh/年、系統負荷 58,144,684kWh/年



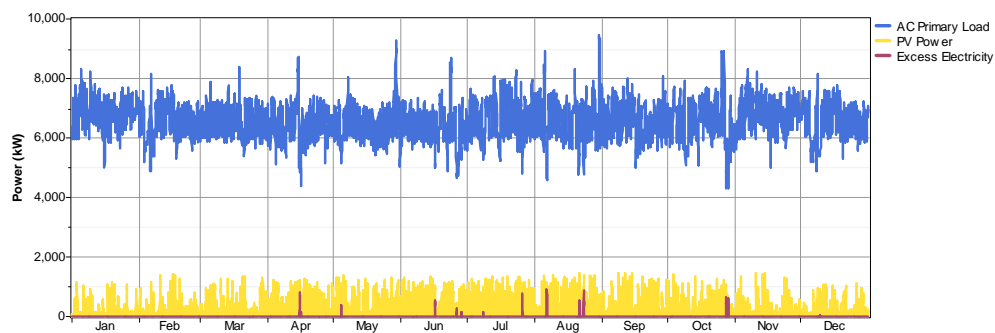
PV500kW : PV 発電量 626,747kWh/年、余剰電力量 2,188 kWh/年、PV 供給率 1%



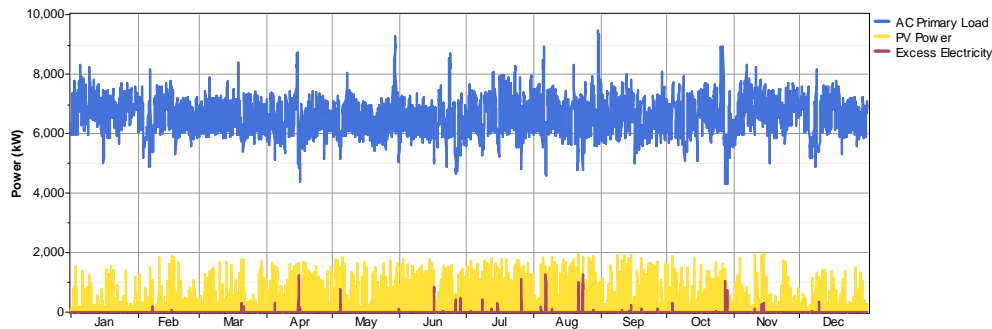
PV1000kW : PV 発電量 1,253,495 kWh/年、余剰電力量 8,440 kWh/年、PV 供給率 2%



PV1500kW : PV 発電量 1,880,241 kWh/年、余剰電力量 23,041 kWh/年、PV 供給率 3%



PV2000kW : PV 発電量 2,506,990 kWh/年、余剰電力量 47,734 kWh/年、PV 供給率 4%



(2) 短周期シミュレーション（接続許容量評価）

運転範囲が正常になる場合に、DEG の応答性も改善されることが期待できるが、確証がないため、現状と同様の応答性とする。

この場合、接続許容量は「3.2 章 配電網に接続される再生可能エネルギー発電の許容量評価」に示す解析結果となる。PV のみの導入で、確率を $2\sigma(95.4\%)$ 、周波数変動許容幅を 1Hz とすると、890kW の PV が導入可能と試算される。長周期制約となる 1,500kW の短周期的耐量を満たせないため、短周期面における PV 連系許容量拡大対策が必要となる。

(3) プラント効率

「3.4 章 発電所の運用改善によるプラント効率改善」で得られた燃費カーブを長周期シミュレーション (HOMER) に反映すると、PV890kW の導入と適切な EDC 運用が実現した場合の年間燃料消費量は、現状約 14,000kL が約 13,600kLに減少することが期待できる。

4.5.2 各 DEG の運転範囲が正常で、短周期変動対策蓄電池を導入する場合

DEG の運転範囲は前項 4.5.1 と同様で、前項 4.5.1 の長周期シミュレーション結果である PV1500kW の変動を吸収するため、短周期変動対策蓄電池を導入する。

短周期変動対策蓄電池の双方向インバータ出力は PV と同等の 1,500kW とする。蓄電池容量は充放電率で制約を受ける。鉛蓄電池の場合は 0.3CA 程度であり、リチウムイオン蓄電池の場合は 2.0CA 程度である。容量を小さくするため、リチウムイオン蓄電池を採用するものとした場合、蓄電池容量は実効容量 750kWh となる。

(1) 長周期シミュレーション (HOMER)

前項 4.5.1 の長周期シミュレーション結果の通り、PV1,500kW までは大きな PV 余剰電力は生じない。

(2) 短周期シミュレーション（接続許容量評価）

リチウムイオン電池 1,500kW を AFC 制御にて運用した場合、代数的手法の LFC パラメータを 1,500kW と定義することができる。これにより、確率 $2\sigma(95.4\%)$ 、周波数変動許容幅 1Hz とすると PV の連系許容量は 2,100kW と算出でき、約 1,200kW の連系拡大が見込める。また、長周期制約の点を考慮すると 1,500kW の PV 導入が可能と言える。

(3) プラント効率

「3.4 章 発電所の運用改善によるプラント効率改善」で得られた燃費カーブを長周期シミュレーション (HOMER) に反映すると、PV1,500kW の導入と適切な EDC 運用が実現した場合の年間燃料消費量は、現状約 14,000kL が約 13,450kLに減少することが期待できる。

4.5.3 各 DEG の運転範囲が正常で、Majuro 年間電力消費量の 20%を再エネ供給とする場合

(1) 長周期シミュレーション (HOMER)

負荷データ Majuro2013 年実績、但し 11 月、12 月は 1 月、2 月で代替。

9.5MW 超過、4MW 低下の実績は欠測とみなし前値保持した。

日射データ NASA データを流用

風速データ Wojte の実測データ

発電機諸元 1 号機、2 号機、5 号機、6 号機、7 号機で設定。

各 DEG の定格出力 100%を出力上限値とし、出力下限値は定格出力の 35%とした。

	1 号機	2 号機	5 号機	6 号機	7 号機
定格出力 (kW)	3,275	3,275	3,485	6,400	6,400
出力上限値 (kW)	3,275	3,275	3,485	6,400	6,400
出力下限値 (kW)	1,146	1,146	1,220	2,240	2,240

運転条件 6 号機と 7 号機のうち 1 台が必ず運転するとした。

RE 組合せ Majuro 年間電力消費量は約 60,000MWh であり、20%を再エネ供給とする場合の RE 年間発電量は 12,000MWh 程度となる。

風力発電機については、メンテナンス性を考慮して、275kW 可倒式風車 (<http://www.vergnet.com/gev-mpc.php>) を採用した。

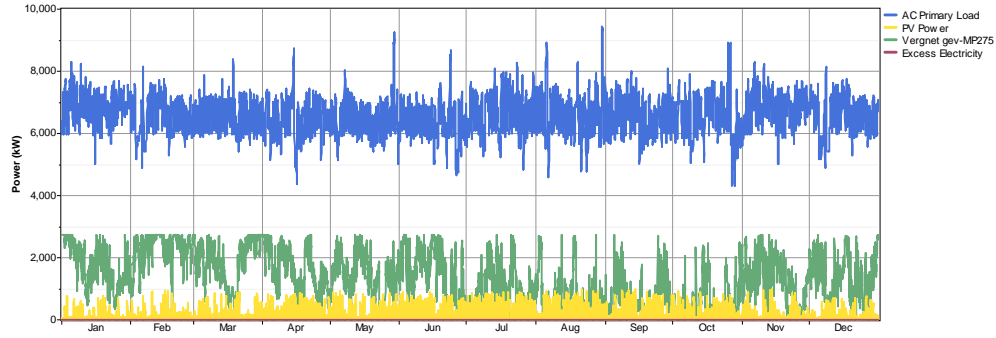
このような RE 年間発電量を期待する場合の PV と WT の組合せは下表の通りである。蓄電池は余剰電力を効率的に吸収できるよう鉛蓄電池を採用するものとし、双方向インバータ出力は再エネ合計出力の 80%程度、容量は出力の 3 時間程度が望ましい。

	PV		WT		合計		蓄電池		
	kW	kWh	台数	kW	kWh	kW	kWh	kW	kWh
A	1,000	1,253,495	10	2,750	11,522,388	3,750	12,775,883	3,000	9,000
B	2,000	2,506,990	9	2,475	10,370,226	4,475	12,877,216	3,500	10,500
C	3,000	3,760,482	8	2,200	9,217,980	5,200	12,978,462	4,000	12,000
D	10,000	12,534,927	0	0	0	10,000	12,534,927	8,000	24,000

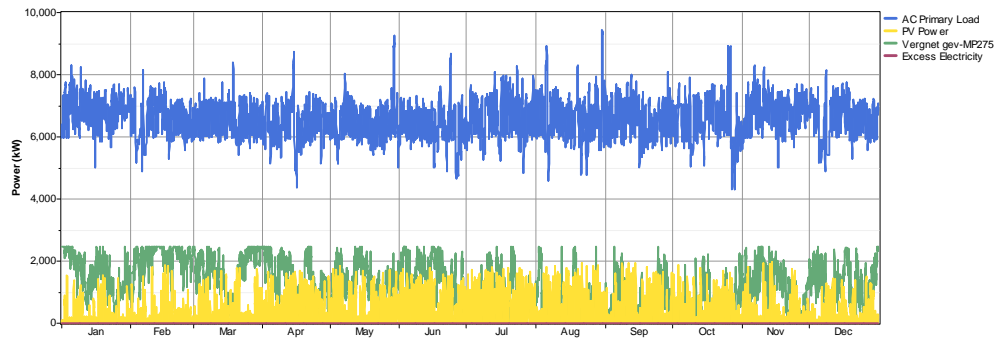
結果 A~C のケースでは余剰電力は発生しないが、D のケースの場合は余剰電力が発生するため、蓄電池残量が満杯になる場合には、PV の出力制限または停止が必要となる。

マーシャルは風況が非常に良いため、風力発電規模を大きくするとシステムが最小化できる傾向がある。

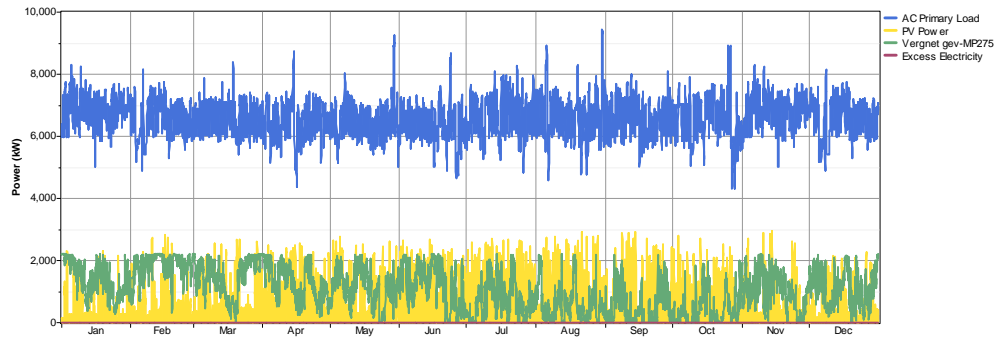
PV1,000kW+WT2,750 kW+蓄電池 3,000kW*3h



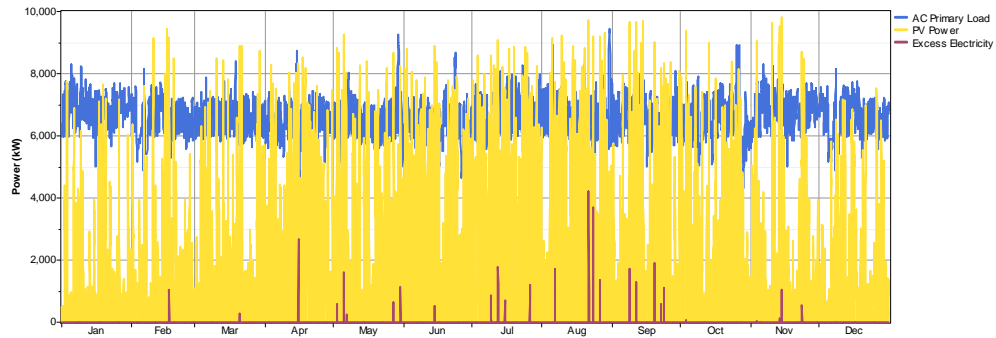
PV2,000kW+WT2,475 kW+蓄電池 3,500kW*3h



PV3,000kW+WT2,200 kW+蓄電池 4,000kW*3h



PV10,000kW+WT0 kW+蓄電池 8,000kW*3h



(2) 短周期シミュレーション（接続許容量評価）

長周期シミュレーションにて検証した PV と WT の組合から代数的手法を用いて変動量の合計（PV 変動量、WT 変動量、負荷変動量の合計）を算出し、系統側の調整可能量（許容調整残と LFC の合計）を満たしているか検討した。表 4.5.3-1 にその結果を示す。いずれのケースも調整可能量が変動量合計を上回っているため短周期面の制約を満たすことが可能である。

表 4.5.3-1 代数的手法による短周期検証結果

	PV 導入量 (kW)	WT 導入量 (kW)	蓄電池 (kW)	変動量合計 (kW)	調整可能量 (kW)	連系可否 (短周期)
A	1,000	2,750	3,000	2,325	3,082	○
B	2,000	2,475	3,500	2,524	3,571	○
C	3,000	2,200	4,000	2,946	4,062	○
D	10,000	0	8,000	7,900	8,031	○

(3) プラント効率

「3.4 章 発電所の運用改善によるプラント効率改善」で得られた燃費カーブを長周期シミュレーション（HOMER）に反映すると、RE20%の導入と適切な EDC 運用が実現した場合の年間燃料消費量は、現状約 14,000kL が約 11,130kL に減少することが期待できる。

4.5.4 各 DEG の運転範囲が正常な場合における MEC 主体による再エネ導入規模と変動対策蓄電池（短周期と長周期の兼用）による発電コストの想定

(1) 再エネ発電量

日射データと風速データを用いたシミュレーション結果から、PV 設備利用率は 14%、WT の設備利用率は 48%であった。これを用いて次式により算出した。

$$\text{PV 発電量(MWh/y)} = \text{PV 導入量(kW)} \times 8,760\text{h} \times 14\% \div 1,000$$

$$\text{WT 発電量(MWh/y)} = \text{WT 導入量(kW)} \times 8,760\text{h} \times 48\% \div 1,000$$

表 4.5.4-1 再エネ発電量 (MWh/y)

WT deployment		PV deployment (kW)										
kW	Number	0	1,000	2,000	3,000	4,000	5,000	6,000	7,000	8,000	9,000	10,000
0	0	0	1,226	2,453	3,679	4,906	6,132	7,358	8,585	9,811	11,038	12,264
275	1	1,156	2,383	3,609	4,836	6,062	7,288	8,515	9,741	10,968	12,194	13,420
550	2	2,313	3,539	4,765	5,992	7,218	8,445	9,671	10,897	12,124	13,350	14,577
825	3	3,469	4,695	5,922	7,148	8,375	9,601	10,827	12,054	13,280	14,507	15,733
1,100	4	4,625	5,852	7,078	8,304	9,531	10,757	11,984	13,210	14,436	15,663	16,889
1,375	5	5,782	7,008	8,234	9,461	10,687	11,914	13,140	14,366	15,593	16,819	18,046
1,650	6	6,938	8,164	9,391	10,617	11,844	13,070	14,296	15,523	16,749	17,976	19,202
1,925	7	8,094	9,321	10,547	11,773	13,000	14,226	15,453	16,679	17,905	19,132	20,358
2,200	8	9,251	10,477	11,703	12,930	14,156	15,383	16,609	17,835	19,062	20,288	21,515
2,475	9	10,407	11,633	12,860	14,086	15,312	16,539	17,765	18,992	20,218	21,444	22,671
2,750	10	11,563	12,790	14,016	15,242	16,469	17,695	18,922	20,148	21,374	22,601	23,827
3,025	11	12,720	13,946	15,172	16,399	17,625	18,852	20,078	21,304	22,531	23,757	24,984
3,300	12	13,876	15,102	16,329	17,555	18,781	20,008	21,234	22,461	23,687	24,913	26,140
3,575	13	15,032	16,259	17,485	18,711	19,938	21,164	22,391	23,617	24,843	26,070	27,296
3,850	14	16,188	17,415	18,641	19,868	21,094	22,320	23,547	24,773	26,000	27,226	28,452
4,125	15	17,345	18,571	19,798	21,024	22,250	23,477	24,703	25,930	27,156	28,382	29,609
4,400	16	18,501	19,728	20,954	22,180	23,407	24,633	25,860	27,086	28,312	29,539	30,765

(2) 蓄電池容量

蓄電池は余剰電力を効率的に吸収できるよう鉛蓄電池を採用するものとし、双方向インバータ出力は再エネ合計出力の80%程度、容量は出力の3時間程度が望ましい。これを用いて次式により算出した。なお短周期と長周期変動対策の兼用とすることができる。

$$\text{蓄電池容量(kWh)} = (\text{PV 導入量(kW)} + \text{WT 導入量(kW)}) \times 80\% \times 3\text{h}$$

表 4.5.4-2 蓄電池容量 (kWh)

WT deployment		PV deployment (kW)										
kW	Number	0	1,000	2,000	3,000	4,000	5,000	6,000	7,000	8,000	9,000	10,000
0	0	0	2,400	4,800	7,200	9,600	12,000	14,400	16,800	19,200	21,600	24,000
275	1	700	3,100	5,500	7,900	10,300	12,700	15,100	17,500	19,900	22,300	24,700
550	2	1,400	3,800	6,200	8,600	11,000	13,400	15,800	18,200	20,600	23,000	25,400
825	3	2,000	4,400	6,800	9,200	11,600	14,000	16,400	18,800	21,200	23,600	26,000
1,100	4	2,700	5,100	7,500	9,900	12,300	14,700	17,100	19,500	21,900	24,300	26,700
1,375	5	3,300	5,700	8,100	10,500	12,900	15,300	17,700	20,100	22,500	24,900	27,300
1,650	6	4,000	6,400	8,800	11,200	13,600	16,000	18,400	20,800	23,200	25,600	28,000
1,925	7	4,700	7,100	9,500	11,900	14,300	16,700	19,100	21,500	23,900	26,300	28,700
2,200	8	5,300	7,700	10,100	12,500	14,900	17,300	19,700	22,100	24,500	26,900	29,300
2,475	9	6,000	8,400	10,800	13,200	15,600	18,000	20,400	22,800	25,200	27,600	30,000
2,750	10	6,600	9,000	11,400	13,800	16,200	18,600	21,000	23,400	25,800	28,200	30,600
3,025	11	7,300	9,700	12,100	14,500	16,900	19,300	21,700	24,100	26,500	28,900	31,300
3,300	12	8,000	10,400	12,800	15,200	17,600	20,000	22,400	24,800	27,200	29,600	32,000
3,575	13	8,600	11,000	13,400	15,800	18,200	20,600	23,000	25,400	27,800	30,200	32,600
3,850	14	9,300	11,700	14,100	16,500	18,900	21,300	23,700	26,100	28,500	30,900	33,300
4,125	15	9,900	12,300	14,700	17,100	19,500	21,900	24,300	26,700	29,100	31,500	33,900
4,400	16	10,600	13,000	15,400	17,800	20,200	22,600	25,000	27,400	29,800	32,200	34,600

(3) 建設コスト

PVはCMIの導入実績(旧57kW45.6万USD,新54kW20万USD)より5,000USD/kW、WTは日本で販売している275kW可倒式風車の実勢価格に輸送費相当を加味して、2,500,000USD/基、蓄電池システムは日本でのシステムコストに輸送費相当を加味して、1,000USD/kWhを単価とし、次式により算出した。

$$\begin{aligned} \text{建設コスト(k\$)} = & \text{PV 導入量(kW)} \times 5,000\$/\text{kW} + \text{WT 導入量(基)} \times 2,500,000 \$/\text{基} \\ & + \text{蓄電池容量(kWh)} \times 1,000\$/\text{kWh} \div 1,000 \end{aligned}$$

表 4.5.4-3 建設コスト (k\$)

WT deployment		PV deployment (kW)										
kW	Number	0	1,000	2,000	3,000	4,000	5,000	6,000	7,000	8,000	9,000	10,000
0	0	0	7,400	14,800	22,200	29,600	37,000	44,400	51,800	59,200	66,600	74,000
275	1	3,200	10,600	18,000	25,400	32,800	40,200	47,600	55,000	62,400	69,800	77,200
550	2	6,400	13,800	21,200	28,600	36,000	43,400	50,800	58,200	65,600	73,000	80,400
825	3	9,500	16,900	24,300	31,700	39,100	46,500	53,900	61,300	68,700	76,100	83,500
1,100	4	12,700	20,100	27,500	34,900	42,300	49,700	57,100	64,500	71,900	79,300	86,700
1,375	5	15,800	23,200	30,600	38,000	45,400	52,800	60,200	67,600	75,000	82,400	89,800
1,650	6	19,000	26,400	33,800	41,200	48,600	56,000	63,400	70,800	78,200	85,600	93,000
1,925	7	22,200	29,600	37,000	44,400	51,800	59,200	66,600	74,000	81,400	88,800	96,200
2,200	8	25,300	32,700	40,100	47,500	54,900	62,300	69,700	77,100	84,500	91,900	99,300
2,475	9	28,500	35,900	43,300	50,700	58,100	65,500	72,900	80,300	87,700	95,100	102,500
2,750	10	31,600	39,000	46,400	53,800	61,200	68,600	76,000	83,400	90,800	98,200	105,600
3,025	11	34,800	42,200	49,600	57,000	64,400	71,800	79,200	86,600	94,000	101,400	108,800
3,300	12	38,000	45,400	52,800	60,200	67,600	75,000	82,400	89,800	97,200	104,600	112,000
3,575	13	41,100	48,500	55,900	63,300	70,700	78,100	85,500	92,900	100,300	107,700	115,100
3,850	14	44,300	51,700	59,100	66,500	73,900	81,300	88,700	96,100	103,500	110,900	118,300
4,125	15	47,400	54,800	62,200	69,600	77,000	84,400	91,800	99,200	106,600	114,000	121,400
4,400	16	50,600	58,000	65,400	72,800	80,200	87,600	95,000	102,400	109,800	117,200	124,600

(4) 運用コスト

再エネ設備は実際には各々導入時期が異なることが予想されるが、簡略化のため、ここでは設備耐用年数は一律 15 年とする。メンテナンス費については、PV 及び蓄電池は基本的にはメンテナンスフリーであるため建設費の 1%とし、PV は 50 USD/kW、蓄電池システムは 10 USD/kWh とする。WT は 275kW 可倒式風車の実勢価格 50,000 USD/基とする。これを用いて次式により算出した。

$$\text{運用コスト(k\$/15years)} = \text{PV 導入量(kW)} \times 50\$/\text{kW} + \text{WT 導入量(基)} \times 50,000 \$/\text{基} + \text{蓄電池容量(kWh)} * 10\$/\text{kWh} \times 15\text{years} \div 1,000$$

表 4.5.4-4 運用コスト (k\\$/15years)

WT deployment		PV deployment (kW)										
kW	Number	0	1,000	2,000	3,000	4,000	5,000	6,000	7,000	8,000	9,000	10,000
0	0	0	1,110	2,220	3,330	4,440	5,550	6,660	7,770	8,880	9,990	11,100
275	1	855	1,965	3,075	4,185	5,295	6,405	7,515	8,625	9,735	10,845	11,955
550	2	1,710	2,820	3,930	5,040	6,150	7,260	8,370	9,480	10,590	11,700	12,810
825	3	2,550	3,660	4,770	5,880	6,990	8,100	9,210	10,320	11,430	12,540	13,650
1,100	4	3,405	4,515	5,625	6,735	7,845	8,955	10,065	11,175	12,285	13,395	14,505
1,375	5	4,245	5,355	6,465	7,575	8,685	9,795	10,905	12,015	13,125	14,235	15,345
1,650	6	5,100	6,210	7,320	8,430	9,540	10,650	11,760	12,870	13,980	15,090	16,200
1,925	7	5,955	7,065	8,175	9,285	10,395	11,505	12,615	13,725	14,835	15,945	17,055
2,200	8	6,795	7,905	9,015	10,125	11,235	12,345	13,455	14,565	15,675	16,785	17,895
2,475	9	7,650	8,760	9,870	10,980	12,090	13,200	14,310	15,420	16,530	17,640	18,750
2,750	10	8,490	9,600	10,710	11,820	12,930	14,040	15,150	16,260	17,370	18,480	19,590
3,025	11	9,345	10,455	11,565	12,675	13,785	14,895	16,005	17,115	18,225	19,335	20,445
3,300	12	10,200	11,310	12,420	13,530	14,640	15,750	16,860	17,970	19,080	20,190	21,300
3,575	13	11,040	12,150	13,260	14,370	15,480	16,590	17,700	18,810	19,920	21,030	22,140
3,850	14	11,895	13,005	14,115	15,225	16,335	17,445	18,555	19,665	20,775	21,885	22,995
4,125	15	12,735	13,845	14,955	16,065	17,175	18,285	19,395	20,505	21,615	22,725	23,835
4,400	16	13,590	14,700	15,810	16,920	18,030	19,140	20,250	21,360	22,470	23,580	24,690

(5) 合計コスト

合計コストは建設コスト及び運用コスト(15年間)の合計額とし、次式により算出した。

$$\text{合計コスト(k\$/15years)} = \text{建設コスト(k\$)} + \text{運用コスト(k\$/15years)}$$

表 4.5.4-5 合計コスト (k\\$/15years)

WT deployment		PV deployment (kW)										
kW	Number	0	1,000	2,000	3,000	4,000	5,000	6,000	7,000	8,000	9,000	10,000
0	0	0	8,510	17,020	25,530	34,040	42,550	51,060	59,570	68,080	76,590	85,100
275	1	4,055	12,565	21,075	29,585	38,095	46,605	55,115	63,625	72,135	80,645	89,155
550	2	8,110	16,620	25,130	33,640	42,150	50,660	59,170	67,680	76,190	84,700	93,210
825	3	12,050	20,560	29,070	37,580	46,090	54,600	63,110	71,620	80,130	88,640	97,150
1,100	4	16,105	24,615	33,125	41,635	50,145	58,655	67,165	75,675	84,185	92,695	101,205
1,375	5	20,045	28,555	37,065	45,575	54,085	62,595	71,105	79,615	88,125	96,635	105,145
1,650	6	24,100	32,610	41,120	49,630	58,140	66,650	75,160	83,670	92,180	100,690	109,200
1,925	7	28,155	36,665	45,175	53,685	62,195	70,705	79,215	87,725	96,235	104,745	113,255
2,200	8	32,095	40,605	49,115	57,625	66,135	74,645	83,155	91,665	100,175	108,685	117,195
2,475	9	36,150	44,660	53,170	61,680	70,190	78,700	87,210	95,720	104,230	112,740	121,250
2,750	10	40,090	48,600	57,110	65,620	74,130	82,640	91,150	99,660	108,170	116,680	125,190
3,025	11	44,145	52,655	61,165	69,675	78,185	86,695	95,205	103,715	112,225	120,735	129,245
3,300	12	48,200	56,710	65,220	73,730	82,240	90,750	99,260	107,770	116,280	124,790	133,300
3,575	13	52,140	60,650	69,160	77,670	86,180	94,690	103,200	111,710	120,220	128,730	137,240
3,850	14	56,195	64,705	73,215	81,725	90,235	98,745	107,255	115,765	124,275	132,785	141,295
4,125	15	60,135	68,645	77,155	85,665	94,175	102,685	111,195	119,705	128,215	136,725	145,235
4,400	16	64,190	72,700	81,210	89,720	98,230	106,740	115,250	123,760	132,270	140,780	149,290

(6) 発電コスト

PV 及び WT の設備存続期間（設備耐用年数 15 年間）における発電電力量で、合計コストを割ることに発電コストを算出することができる。次式により算出した。

$$\text{発電コスト}(\$/\text{kWh}) = \text{合計コスト}(\text{k}\$/15\text{years}) \div (\text{再エネ発電量}(\text{MWh}/\text{y}) \times 15\text{years})$$

表 4.5.4-6 発電コスト (\$/kWh)

WT deployment		PV deployment (kW)										
kW	Number	0	1,000	2,000	3,000	4,000	5,000	6,000	7,000	8,000	9,000	10,000
0	0		0.463	0.463	0.463	0.463	0.463	0.463	0.463	0.463	0.463	0.463
275	1	0.234	0.352	0.389	0.408	0.419	0.426	0.432	0.435	0.438	0.441	0.443
550	2	0.234	0.313	0.352	0.374	0.389	0.400	0.408	0.414	0.419	0.423	0.426
825	3	0.232	0.292	0.327	0.350	0.367	0.379	0.389	0.396	0.402	0.407	0.412
1,100	4	0.232	0.280	0.312	0.334	0.351	0.364	0.374	0.382	0.389	0.395	0.399
1,375	5	0.231	0.272	0.300	0.321	0.337	0.350	0.361	0.369	0.377	0.383	0.388
1,650	6	0.232	0.266	0.292	0.312	0.327	0.340	0.350	0.359	0.367	0.373	0.379
1,925	7	0.232	0.262	0.286	0.304	0.319	0.331	0.342	0.351	0.358	0.365	0.371
2,200	8	0.231	0.258	0.280	0.297	0.311	0.324	0.334	0.343	0.350	0.357	0.363
2,475	9	0.232	0.256	0.276	0.292	0.306	0.317	0.327	0.336	0.344	0.350	0.357
2,750	10	0.231	0.253	0.272	0.287	0.300	0.311	0.321	0.330	0.337	0.344	0.350
3,025	11	0.231	0.252	0.269	0.283	0.296	0.307	0.316	0.325	0.332	0.339	0.345
3,300	12	0.232	0.250	0.266	0.280	0.292	0.302	0.312	0.320	0.327	0.334	0.340
3,575	13	0.231	0.249	0.264	0.277	0.288	0.298	0.307	0.315	0.323	0.329	0.335
3,850	14	0.231	0.248	0.262	0.274	0.285	0.295	0.304	0.312	0.319	0.325	0.331
4,125	15	0.231	0.246	0.260	0.272	0.282	0.292	0.300	0.308	0.315	0.321	0.327
4,400	16	0.231	0.246	0.258	0.270	0.280	0.289	0.297	0.305	0.311	0.318	0.324

Majuro では、販売電力量に対して燃料費 0.296\$/kWh、発電所コスト 0.072\$/kWh、一般管理費 0.032\$/kWh、流通設備コスト 0.027\$/kWh、減価償却等が 0.035\$/kWh となっている。MEC による再エネ導入は燃料焼き減らしに寄与することができるため、燃料費 0.296\$/kWh よりも安価であれば経済的メリットがある。該当部分を赤枠で示す。

但し、本想定値は Majuro 発電所の各発電設備が健全な状態となり、正常な出力範囲で運用できることを条件に演算を行っている。よって、演算する過程において、既存 DEG の運転範囲を正常化するためのメンテナンスコストは含まれていないものとする。

(7) 再エネ供給率

前項の通り Majuro 年間電力消費量は約 60,000MWh/y であり、これを用いて、再エネ発電量(MWh/y)を割ることにより、再エネ供給率を算出した。

$$\text{再エネ供給率}(\%) = \text{再エネ発電量}(\text{MWh}/\text{y}) \div \text{年間電力消費量}(60,000\text{MWh}/\text{y}) \times 100$$

表 4.5.4-7 再エネ供給率

WT deployment		PV deployment (kW)										
kW	Number	0	1,000	2,000	3,000	4,000	5,000	6,000	7,000	8,000	9,000	10,000
0	0	0.0%	2.0%	4.1%	6.1%	8.2%	10.2%	12.3%	14.3%	16.4%	18.4%	20.4%
275	1	1.9%	4.0%	6.0%	8.1%	10.1%	12.1%	14.2%	16.2%	18.3%	20.3%	22.4%
550	2	3.9%	5.9%	7.9%	10.0%	12.0%	14.1%	16.1%	18.2%	20.2%	22.3%	24.3%
825	3	5.8%	7.8%	9.9%	11.9%	14.0%	16.0%	18.0%	20.1%	22.1%	24.2%	26.2%
1,100	4	7.7%	9.8%	11.8%	13.8%	15.9%	17.9%	20.0%	22.0%	24.1%	26.1%	28.1%
1,375	5	9.6%	11.7%	13.7%	15.8%	17.8%	19.9%	21.9%	23.9%	26.0%	28.0%	30.1%
1,650	6	11.6%	13.6%	15.7%	17.7%	19.7%	21.8%	23.8%	25.9%	27.9%	30.0%	32.0%
1,925	7	13.5%	15.5%	17.6%	19.6%	21.7%	23.7%	25.8%	27.8%	29.8%	31.9%	33.9%
2,200	8	15.4%	17.5%	19.5%	21.5%	23.6%	25.6%	27.7%	29.7%	31.8%	33.8%	35.9%
2,475	9	17.3%	19.4%	21.4%	23.5%	25.5%	27.6%	29.6%	31.7%	33.7%	35.7%	37.8%
2,750	10	19.3%	21.3%	23.4%	25.4%	27.4%	29.5%	31.5%	33.6%	35.6%	37.7%	39.7%
3,025	11	21.2%	23.2%	25.3%	27.3%	29.4%	31.4%	33.5%	35.5%	37.6%	39.6%	41.6%
3,300	12	23.1%	25.2%	27.2%	29.3%	31.3%	33.3%	35.4%	37.4%	39.5%	41.5%	43.6%
3,575	13	25.1%	27.1%	29.1%	31.2%	33.2%	35.3%	37.3%	39.4%	41.4%	43.4%	45.5%
3,850	14	27.0%	29.0%	31.1%	33.1%	35.2%	37.2%	39.2%	41.3%	43.3%	45.4%	47.4%
4,125	15	28.9%	31.0%	33.0%	35.0%	37.1%	39.1%	41.2%	43.2%	45.3%	47.3%	49.3%
4,400	16	30.8%	32.9%	34.9%	37.0%	39.0%	41.1%	43.1%	45.1%	47.2%	49.2%	51.3%

4.5.5 まとめ

以上のように、各断面において本プロジェクトにて供与した技術的検討手法を活用することにより、「マ」国 C/P 自身で再エネ導入の適正化が図れるものとする。また、本章にて述べている通り、「マ」国における再エネ導入においては、既存発電所のメンテナンス体制の改善、それにより DEG の健全化が図られることが何よりも重要である。このことは、再エネ導入の素地を作るだけでなく、燃料消費率の改善や EDC 運用による燃料消費低減も実現可能であり、「マ」国の化石燃料依存度の低減に繋がる。その環境において、現実的な再エネ導入を進めていくことで、「マ」国のエネルギー自給基盤を形成することが可能となる。

添付資料 1

現地調査スケジュール

Project on the Formulation of a Self-Sufficient Energy Supply System in the Marshall Islands

1st Field survey (January) schedule

	Sun 1/12		Mon 1/13		Tue 1/14		Wed 1/15		Thur 1/16		Fri 1/17		Sat 1/18			
Members	Travel (Kansai → Guam)		Travel (Guam → Majuro)		Kakefuku, Hagihara, Higa, Tobaru		Kakefuku, Hagihara, Higa, Tobaru		Kakefuku, Hagihara, Higa, Tobaru		Kakefuku, Hagihara, Higa, Tobaru		Kakefuku, Gibo Tobaru	Hagihara, Higa Uezu		
Morning 9:30-11:30					<ul style="list-style-type: none"> Visit Embassy of Japan in Marshall Present project overview Visit JICA/JOCV MARSHALL ISLANDS OFFICE Present project overview 		<ul style="list-style-type: none"> Majuro Survey Majuro power plant survey Verify the condition of equipment and collect data 		<ul style="list-style-type: none"> Majuro Survey Survey power distribution system in Majuro Verify the condition of equipment and collect data 		<ul style="list-style-type: none"> Majuro Survey Survey currently available material on legal systems for power in MA Load cutoff test for grid in Majuro Measure fuel consumption for each unit in Majuro power plant 		<ul style="list-style-type: none"> Wotje Survey Travel to Wotje Wotje power plant survey Verify the condition of equipment and collect data 		<ul style="list-style-type: none"> Majuro Survey Measure fuel consumption for each unit in Majuro power plant Survey currently available material on legal systems for power in MA 	
Afternoon (1) 13:30-15:00					<ul style="list-style-type: none"> Visit MRD and MEC Present project overview, confirm work implementation structure, etc. 											
Afternoon (2) 15:30-17:00																
	1/19		1/20		1/21		1/22		1/23		1/24		1/25			
Members	Kakefuku, Gibo Tobaru	Hagihara, Higa Uezu	Kakefuku, Gibo Tobaru	Hagihara, Higa Uezu	Kakefuku, Gibo Tobaru	Hagihara, Higa Uezu	Kakefuku, Gibo Tobaru	Hagihara, Higa Uezu	Kakefuku, Gibo Tobaru	Hagihara, Higa Uezu	Kakefuku, Gibo Tobaru	Hagihara, Higa Uezu	Kakefuku, Gibo Tobaru	Hagihara, Higa Uezu		
Morning 9:30-11:30	<ul style="list-style-type: none"> Wotje Group Summarize survey results 	<ul style="list-style-type: none"> Mojuro Group Summarize survey results 	<ul style="list-style-type: none"> Wotje Group Survey grid in Wotje Survey and collect data from weather observation equipment 	<ul style="list-style-type: none"> Mojuro Group Measure fuel consumption for each unit in Majuro power plant Survey currently available material on legal systems for power in MA 	<ul style="list-style-type: none"> Wotje Group Survey possible PV installation site in Wotje Load cutoff test for grid in Wotje 	<ul style="list-style-type: none"> Jalut Group Travel to Jalut Jalut power plant survey Verify the condition of equipment and collect data 	<ul style="list-style-type: none"> Wotje Group Wotje power plant fuel consumption survey 	<ul style="list-style-type: none"> Jalut Group Survey grid in Jalut Survey and collect data from weather observation equipment 	<ul style="list-style-type: none"> Wotje Group Summarize survey results 	<ul style="list-style-type: none"> Jalut Group Survey possible PV installation site in Jalut Load cutoff test for grid in Jalut 	<ul style="list-style-type: none"> Wotje Group Summarize survey results 	<ul style="list-style-type: none"> Jalut Group Wotje power plant fuel consumption survey 	<ul style="list-style-type: none"> Evey Group Travel to Ebeye Ebeye power plant survey Verify the condition of equipment and collect data 	<ul style="list-style-type: none"> Jalut Group Summarize survey results 		
Afternoon (1) 13:30-15:00																
Afternoon (2) 15:30-17:00																
	1/26		1/27		1/28		1/29		1/30		1/31		2/1			
Members	Kakefuku, Gibo Tobaru	Hagihara, Higa Uezu	Kakefuku, Gibo Tobaru	Hagihara, Higa Uezu	Kakefuku, Gibo Tobaru	Hagihara, Higa Uezu	Kakefuku, Gibo, Tobaru, Hagihara, Higa Uezu	Kakefuku, Gibo, Tobaru, Hagihara, Higa Uezu					Travel (Majuro → Guam)			
Morning 9:30-11:30	<ul style="list-style-type: none"> Evey Group Survey and collect data on grid in Ebeye 	<ul style="list-style-type: none"> Jalut Group Summarize survey results 	<ul style="list-style-type: none"> Evey Group Survey possible PV installation site in Jalut Load cutoff test for grid in Jalut Wotje power plant fuel consumption survey 	<ul style="list-style-type: none"> Jalut Group Summarize survey results 	<ul style="list-style-type: none"> Evey Group Travel to Majuro Summarize survey results 	<ul style="list-style-type: none"> Jalut Group Travel to Majuro Summarize survey results 	<ul style="list-style-type: none"> Majuro Survey Summarize survey results Prepare reports 	<ul style="list-style-type: none"> Majuro Survey Report survey results to CP (MRD, MEC) Discuss with CP how to proceed with work implementation 	<ul style="list-style-type: none"> Report survey results to CP (MRD, MEC) Discuss with CP how to proceed with work implementation Report survey results to JICA/JOCV MARSHALL ISLANDS OFFICE Report survey results to the Marshall Japan Embassy 							
Afternoon (1) 13:30-15:00																
Afternoon (2) 15:30-17:00																

Project on the Formulation of a Self-Sufficient Energy Supply System in the Marshall Islands (2nd Year)

2st Field survey schedule

	Sun	Mon	Tue	Wed	Thur	Fri	Sat
	6/1	6/2	6/3	6/4	6/5	6/6	6/7
Morning 9: 30-11: 30	Travel (Narita → Guam)	Move (Guam → Majuro)	9:30 ~ 10:00 Explanation of the survey (JICA) 10:30 ~ 12:00 Explanation of draft process, text review (MEC and MRD)	Diesel power generation operation efficiency (1) On-site training: fuel consumption rate measurement (provide guidance to the CP through actual measurement)	Diesel power generation operation efficiency (2) On-site training: fuel consumption rate measurement (provide guidance to the CP through actual measurement)	Diesel power generation operation efficiency (3) On-site training: fuel consumption rate measurement (provide guidance to the CP through actual measurement)	
Afternoon (1) 13:30-15:00			13:30 ~ Explanation of the survey (Japanese embassy) 15:00 ~ Explanation of the survey (US embassy)	Committee (1) explanation of draft process, text review WG (1) GC: review, hold discussions, identify issues, select person to be in charge of study	Maximum allowable amount (1) Briefing on the Progress Report (Maximum allowable amount section)	Maximum allowable amount (2) Explanation of results for the maximum allowable amount calculated using the algebraic method	
Afternoon (2) 15:30-17:00				FIT: review, hold discussions, identify issues, select person to be in charge of study	PV-DG hybrid (1) Basic data and how to understand them	PV-DG hybrid (2) Determination method of basic system and PV capacity	
	6/8	6/9	6/10	6/11	6/12	6/13	6/14
Morning 9: 30-11: 30		PV-DG hybrid (3) Discussion about installation site and consideration	PV-DG hybrid (4) Introduction and case study of simulation tool (HOMER)	Maximum allowable amount (3) Practice (1): Calculation of system constant and demand fluctuation rate	Maximum allowable amount (4) Practice (2): Calculation of fluctuation rate for solar radiation intensity and wind conditions	Maximum allowable amount (5) Practice (3): Calculation of the maximum allowable amount using the algebraic method	
Afternoon (1) 1:30-15:00		WG (2) GC: Presentation and discussion on measures for issues	Diesel power generation operation efficiency (4) Seminar: economic load dispatch	Diesel power generation operation efficiency (5) EDC calculation using Excel (provide guidance to the CP through actual measurement)	WG (3) GC: prepare drafts for submission to the Committee	Committee (2) Discussion of WG draft discussion and guidance for improvements	
Afternoon (2) 15:30-17:00		WG (2) FIT: Presentation and discussion on measures for issues			WG (3) FIT: prepare draft for submission to the Committee	PV-DG hybrid (5) Introduction of general layout design tool (SketchUP) and practice	
	6/15	6/16	6/17	6/18	6/19	6/20	6/21
Morning 9:30-11: 30		Diesel power generation operation efficiency (6) Seminar: Verification method for EDC operation	Diesel power generation operation efficiency (7) Seminar: Verification method for EDC operation			9:00 ~ Report achievements (JICA) 10:00 ~ Report achievements (Japanese embassy)	Travel (Majuro → Guam)
Afternoon (1) 13:30 PM-15:00		WG (4) GC: discussion on area for improvement	Propose Ver. 1 draft of guidelines for grid connection, provide appropriate individual guidance	Maximum allowable amount (6) Supplementary lesson (Calculation of maximum allowable amount)	WG (5) GC: Prepare Ver. 1 draft of guidelines for grid connection for submission to the Committee	Committee (3) Establish Ver. 1, identify issues that need further study	
Afternoon (2) 15:30-17:00		WG (4) FIT: discussion on areas for improvement	Propose Ver. 1 draft of FIT, provide appropriate individual guidance	Diesel power generation operation efficiency (8) Seminar: Verification method for EDC operation	WG (5) FIT: prepare draft for submission to the Committee	Final meeting to report the results of the field survey · Report achievements · Confirm future schedule	

Project on the Formulation of a Self-Sufficient Energy Supply System in the Marshall Islands

3rd Field survey (August) schedule

	Sun	Mon	Tue	Wed	Thur	Fri	Sat
	8/10	8/11	8/12	8/13	8/14	8/15	8/16
	Group ①,② Travel (Kansai → Guam)	Group ①,② Travel (Guam → Majuro)					
Members			Kakefuku, Hagihara, Higa, Tobaru	Kakefuku, Hagihara, Higa, Tobaru	Kakefuku, Hagihara, Higa, Tobaru	Kakefuku, Hagihara, Higa, Tobaru	Kakefuku, Hagihara, Higa, Tobaru
Morning 9:30-11:30			9:30-10:00 Explain work to JICA/JOCV MARSHALL ISLANDS OFFICE 10:30-12:00 Explain work to the Embassy of Japan in Marshall		Maximum allowable amount (6) Ebey, Jaluit, Wotje result confirmation	Maximum allowable amount (7) RE allowable amount maximization method(1)	Documentation
Afternoon (1) 13:30-15:00			Explain survey content to MRD and MEC	Committee meeting on legal system (1) + FIT&GC WG (1) joint	PV-DG hybrid (6) Simulation training using HOMER	PV-DG hybrid (7) Explanation on the system's configuration design	
Afternoon (2) 15:30-17:00							
	8/17	8/18	8/19	8/20	8/21	8/22	8/23
	Group ①,② Travel Airport → Guam	Group ①,② Travel (Guam → Majuro)	Roose (Honolulu → Majuro) Majuro In 10:35	Section Manager Matsunaga and Kobayashi of JICA arrive in Majuro		Roose (Majuro → Honolulu) At 20:05	Group ①,② Travel (Majuro → Guam) Section Manager Matsunaga and Kobayashi of JICA return to Japan
Members	Kakefuku, Hagihara, Higa, Tobaru	Kakefuku, Hagihara, Higa, Tobaru, Roose	Kakefuku, Hagihara, Higa, Tobaru, Gibo, Uezu, Asato, Roose	Kakefuku, Hagihara, Higa, Tobaru, Gibo, Uezu, Asato, Roose	Kakefuku, Hagihara, Higa, Tobaru, Gibo, Uezu, Asato, Roose	Kakefuku, Hagihara, Higa, Tobaru, Gibo, Uezu, Asato, Roose	Kakefuku, Hagihara, Gibo
Morning 9:30-11:30	Documentation	Maximum allowable amount (8) RE allowable amount maximization method(2)	GC WG (2) Diesel power generation operation efficiency fuel consumption rate measurement	Diesel power generation operation efficiency fuel consumption rate measurement	Diesel power generation operation efficiency fuel consumption rate measurement Technical exchange with generation side transmission side PV site	Diesel power generation operation efficiency fuel consumption rate measurement Technical exchange with generation side transmission side PV site	Diesel power generation operation efficiency EDC calculation using Excel
Afternoon (1) 13:30-15:00		PV-DG hybrid (8) Design of the layout on the 3 islands using SketchUP	Team meeting	Participate in a development partner meeting (The field of energy)	Committee meeting on legal system (2) + FIT&GC WG (3) Roose	Committee meeting on legal system (3) + FIT&GC WG (4) joint Roose	
Afternoon (2) 15:30-17:00			FIT WG (2) Roose, Asato JICA/JOCV Marshall Islands Office Technical exchange with generation side		14:00 ~ Meeting with MRD 18:00 ~ Meeting with ADB		
	8/24	8/25	8/26	8/27	8/28	8/29	8/30
	Group ①,② Travel (Guam → Kansai)						Group ①,② Travel (Majuro → Guam)
Members	Kakefuku, Hagihara, Gibo	Kakefuku, Hagihara, Gibo	Kakefuku, Hagihara, Gibo	Kakefuku, Hagihara, Gibo	Kakefuku, Hagihara, Gibo	Kakefuku, Hagihara, Gibo	
Morning 9:30-11:30	Diesel power generation operation efficiency EDC calculation using Excel	Diesel power generation operation efficiency Practical training on EDC operation	Diesel power generation operation efficiency Practical training on EDC operation	Diesel power generation operation efficiency Practical training on EDC operation	Committee meeting on legal system (4)	9:30 ~ Present survey results to JICA 10:00 ~ Present survey results to Embassy of Japan	
Afternoon (1) 13:30-15:00			GC WG (5)	Diesel power generation operation efficiency Seminar of the power station maintenance	Final meeting to report the results of the field survey to MEC & MRD Report achievements Confirm future schedule		
Afternoon (2) 15:30-17:00			FIT WG (5)				

Project on the Formulation of a Self-Sufficient Energy Supply System in the Marshall Islands

4th Field survey (November) schedule

	Sun	Mon	Tue	Wed	Thur	Fri	Sat		
	11/9	11/10	11/11	11/12	11/13	11/14	11/15		
Members			Travel : Kakefuku,Giho,Hagihara, Higa,Tobaru	Travel : Kakefuku,Giho,Hagihara, Higa,Tobaru	Kakefuku, Hagihara, Higa, Giho,Tobaru	Kakefuku, Hagihara, Higa, Giho,Tobaru	Kakefuku, Hagihara, Higa, Giho,Tobaru		
Morning 9:30-11:30					<ul style="list-style-type: none"> Explain work to JICA/JOCV MARSHALL ISLANDS OFFICE Explain work to the Embassy of Japan in Marshall 	MRD and MEC Committee and WG <ul style="list-style-type: none"> Draft Final Report presentation/discussion 	Diesel power generation operation efficiency <ul style="list-style-type: none"> fuel consumption rate measurement 		
Afternoon (1) 13:30-15:00				MRD and MEC <ul style="list-style-type: none"> Explanation of the Field survey 					
Afternoon (2) 15:30-17:00									
	11/16	11/17	11/18	11/19	11/20	11/21	11/22		
Members	Kakefuku, Hagihara, Higa, Giho,Tobaru	Kakefuku, Hagihara, Higa, Giho,Tobaru	Kakefuku, Hagihara, Higa, Giho,Tobaru	Kakefuku, Hagihara, Higa, Giho,Tobaru	Travel:Hagihara, Higa,Tobaru measurement:Kakefuku,Gibo	Travel:Hagihara, Higa,Tobaru measurement:Kakefuku,Gibo	Travel:Kakefuku,Gibo		
Morning 9:30-11:30	Diesel power generation operation efficiency <ul style="list-style-type: none"> fuel consumption rate measurement 	MRD and MEC Committee and WG <ul style="list-style-type: none"> Draft Final Report presentation/discussion 	RE Seminar (for local residents)	<ul style="list-style-type: none"> Explain work to JICA/JOCV MARSHALL ISLANDS OFFICE Explain work to the Embassy of Japan in Marshall 	Diesel power generation operation efficiency <ul style="list-style-type: none"> Practical training on EDC operation 	Diesel power generation operation efficiency <ul style="list-style-type: none"> Practical training on EDC operation 			
Afternoon (1) 13:30-15:00									
Afternoon (2) 15:30-17:00									
	11/23	11/24	11/25	11/26	11/27	11/28	11/29		
Members	Travel:Kakefuku,Gibo								
Morning 9:30-11:30									
Afternoon (1) 13:30-15:00									
Afternoon (2) 15:30-17:00									

添付資料 2

議事録

第 1 回現地調査(1 月)

議事録

議事録
【JICA マーシャル支所】

1. 日 時

2014年1月14日 9:00～9:40

2. 場 所

JICA マーシャル支所会議室

3. 参加者

JICA マーシャル支所：友部秀器支所長

沖縄エネテック：掛福ルイス、比嘉直人、儀保博経、桃原千尋、上江洲友麻
萩原淳（補強）

4. 内 容

沖縄エネテック掛福より今回の調査概要について説明を実施。

以下、質疑応答。

(1) 本プロジェクトに関する JICA マーシャル支所からのご提案及びご要望

- 太陽光発電（PV）のシンポジウムを PV 設置事業者及び地方の政策決定者を対象に開催して頂きたいとの要望があった。マーシャル国においては太陽光発電に関する知識が乏しく、系統に対する影響や電力安定運用への影響に対する理解を広める必要がある。
- このシンポジウムは JICA と MRD の共催で実行することが良いとの意見を頂いた。
- MEC は PV の設置に力を入れており、米国や台湾のファンドからの支援に向けて調整を行っている。本プロジェクトの後（系統連系ガイドライン策定後）に米国による PV の設置という流れが進めば日米連携という形になり、日本にとっても都合がよい。一度、米国の担当者 と打ち合わせをし、今後の方向性について確認して頂きたいとの要望があった。

(2) 弊社の今後の対応

- PV 設置事業者及び地方の政策決定者向けのシンポジウムを第 2 回もしくは第 3 回の現地調査の期間に開催することで調整する。MRD とともに本シンポジウム開催にむけて今後調整をしていく。
- PV 普及プロジェクトの米国担当者とも本調査（第 1 回）内にアポイントを取り、打合せを実施する。MRD 及び MEC に担当者を紹介してもらうように調整する。
- PV 設置事業者となりうるスーパーマーケットのオーナー等からヒアリングを実施し、今後の動きについて分析する。MRD 及び MEC にその場を調整して頂く。

(3) 離島への移動方法及び第 1 回調査スケジュールについて

- エア・マーシャルに確認した結果、diverted flight（他の環礁に行くフライトを途中、エボンからミリの間で、ジャルートに着陸させるという方法）という方法があり、第 2 グループが調査予定の Jaluit への渡航を当初予定の 21 日から 23 日へ変更可能。4人で 700\$の増額となる。帰りに関しては予定通り 28 日の定期便を利用することで、水と食料不足の懸念がある Jaluit での滞在期間の短縮が可能となる。リスクを考慮し、この方法で渡航し、スケジュールを変更することとした。

- 第1グループが調査予定の Wotje に関しても同様に水と食料不足の懸念があるため、diverted flight を利用して滞在期間の短縮が可能かどうか確認することとした。
 - Wotje についてはダミアン氏、Jaluit についてはバーマン氏が MEC から同行する予定。
- (4) その他 JICA 友部支所長からの情報
- MEC の Steve 氏が Jaluit、Wotje の電力需要データを持っている。Jaluit は電子データだが、Wotje は紙データのみ。
 - Ebeye については Kajur 社管轄であるためデータの有無については不明。Ebeye はマーシャル第2の都市であるのでおそらくデータはあると思う。

以上



写真1. JICA マーシャル支所での打合せ

議事録

【在マーシャル日本大使館】

1. 日 時

2014年1月14日 10:00～10:30

2. 場 所

在マーシャル日本大使館会議室

3. 参加者

在マーシャル日本大使館：岩田 1 等書記官、水谷専門調査員

JICA マーシャル支所：友部秀器支所長

沖縄エネテック：掛福ルイス、比嘉直人、儀保博経、桃原千尋、上江洲友麻
萩原淳（補強）

4. 内 容

沖縄エネテック掛福より今回の調査概要について説明を実施。

以下、質疑内容。

（1）本プロジェクトに関する日本大使館からのご意見

- 米国とのプロジェクトの連携については実現できれば理想的なので調整して欲しい。
- マーシャル国は電気代が高いので再生可能エネルギー（RE）に大変関心が高い。RE 普及に向けて本プロジェクトは大変重要だと思うので、うまくいくように努めて頂きたい。

（2）マーシャル国滞在時の注意事項

- 治安は良いが、ひったくりがたまに発生している。
- 子供が荷物にいたずらをする可能性があるので注意が必要。
- 他の開発途上国と比較して車の運転は荒くはないが、交通安全という概念がないので、交通事故等には留意頂きたい
- 水道水は飲み水に適さないのでミネラルウォーターを利用すること。
- 医師不足であるので怪我や病気が重症の場合はハワイへの搬送も有りうる。健康面および衛生面に関しては注意頂きたい。
- 犬に襲われる可能性もあるので、傍を通る際はゆっくりと歩くことをお勧めする。
- 非常に暑いので水分補給などの対策を十分に行ってほしい。
- 日曜には酒類の販売は禁止されている。また、離島では、宗教上の理由からアルコールは禁止となっており、入手できない。

（3）その他

- 本日は安細大使が急な出張のため不在となったが本日の要件は伝えておくとのこと。
- マーシャル国は海洋エネルギーのポテンシャルが高いということで OTEC (海水温度差発電) への関心も高い。年末には日本（下関の水産大学校 天鷹丸）から海洋調査にきていた。
- 1月31日16時に今回の調査結果を報告する。その際にはプロジェクタ（JICA 所有物）を活用させていただく。

以上



写真1. 在マーシャル日本大使館での打合せ

議事録
【MEC (Marshall Energy Company)】

1. 日 時

2014年1月15日 10:00～11:30

2. 場 所

MEC 事務所 会議室

3. 参加者

MEC : David Paul (General Manager), Damien Milne

JICA マーシャル支所 : 友部秀器支所長

沖縄エネテック : 掛福ルイス、比嘉直人、儀保博経、桃原千尋、上江洲友麻

萩原淳 (補強)

4. 内 容

初めに掛福から本調査に関する事前協力に対し感謝を述べるとともに、訪問の目的、調査の主旨・概要等を説明した。その後、ヒアリング及び意見交換等を行った。

(1) カウンターパート・ドナーについて

- MEC より法制度関連の適当な人材を増員する。
- MEC 独自の計算ですでに導入許容量を算出しており、算出値は 20%となっている。現在の系統負荷は 7.8MW から 7.9MW であり、200kW の再エネでも 3%程度の導入率である。そこに 1MW を追加した場合 16%から 17%である。その状況においても導入以前と同じように 2 台の発電機を運転する必要がある。その際の燃料削減効果としては、年間 300,000 ドルから 350,000 ドルが見込める。しかしながら、系統の安定度維持と発電所の効率的な運用を両立するためには、系統へ大量の RE (20%以上) を導入できないものと考えられる。導入率を 20%から更に高めれば発電機 1 台の運用となる可能性がある。その際、短周期の再エネの変動に対する補償としてもう一台をタイミング良く起動させることも考慮しなければいけない。このような運用は困難であり、安定運用に問題が生じる。
- RE 導入にかかるリスクを予測し、軽減する方策を検討するために、日本より持参した計測器を用いて負荷遮断試験を行うことへの了承を得た。
- 米国と検討している PV 導入については、MEC における RE 導入の全体戦略の一部である。既存の 209kW の PV に加えて 1MW の RE を導入することにより、MEC の発電コストの 63% 以上を占める燃料費の削減を図る。結果として、お客さまへ削減分の還元を行う。また、個々の消費を抑えるためエネルギー効率の良い省エネ照明や家電への切り替えも推奨している。多くの人々は電気に沢山のお金を費やしており、自分の子供の教育や健康への投資を放棄しているため、このようにして電気料金を削減することで、より有益な投資が可能となると考えている。
- 米国ドナーの窓口としては、米国大使館が良いだろう。アル・ファウラー氏あるいは大使が適当であると思われる。
- 以前 Royal Utility Services を活用し、配電網の補修・強化をするために 290 万 US ドルの補助金を申請した。約 1 年前には発電機 1 台を復旧するために MEC が 240 万 US ドルの補助金を受けた。既存の配電網の問題を直すことなく、PV を導入することはできないと考えている。MEC の配電ロスが高いため(約 20-24%)、RE を導入する前に、電線、変圧器等の補修・増強による効率改善を図る補助金を得たいと考えている。
- MEC と KAJUR の年次報告書(燃料報告書および財務報告書)を提供する。
- 第一回現地調査報告を 1 月 31 日 14 時に行う。

以上

議事録
【MEC】

1. 日 時

2014年1月22日 10:00~11:30

2. 場 所

Marshalls Energy Company (MEC)

3. 参加者

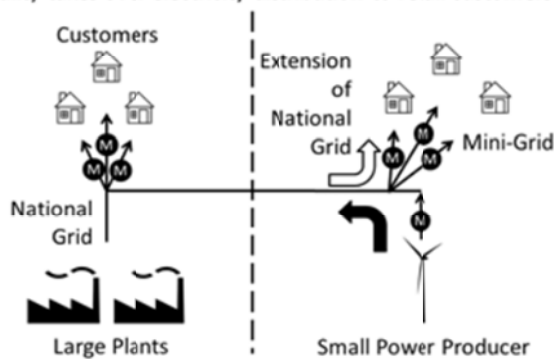
MEC : Mr. Steve Wakefield, Mr. Mike Nation

沖縄エネテック : 萩原淳 (補強)

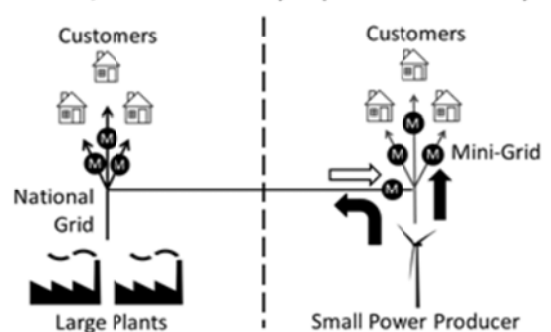
4. 内 容

- ・ 教科書“A Guidebook on Grid Interconnection and Islanded Operation of Mini-Grid Power Systems Up to 200kW”の Executive Summary を読んだ上での質疑応答を行なった。
- ・ RMI の場合、想定される接続形態は以下の通りである。

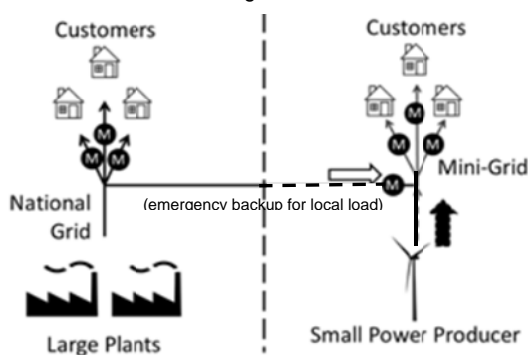
Option 1 (SPP): renewable energy generator interconnects with main grid, becoming another power plant on the grid. Utility takes over electricity distribution to retail customers



Option 3 (SPP + SPD): renewable energy generator interconnects with the main grid, becoming another power plant on the grid. Continues to sell electricity to retail customers, some of which may be purchased from utility.



Option 4-1 (Grid with backup): local distribution system continues to operate, but with backup electricity provide by grid



Key: = power from SPP = power from utility = meter

- ・ 運用側としては、配電設備が脆弱なため、本音としては逆潮を許したくない。特に低圧に多くの PV が連携されるようになると、変圧器やフィーダの許容量を越えてしまわないか、心配している。
- ・ 近隣の島嶼国で、低圧での連系をどのように考えているのか関心がある。調べて欲しい。
- ・ David の構想では、マイクロ・ファイナンスを設けて、一般家庭における PV 設置を進めることを描いているので、低圧の連系をどうするかが課題である。
- ・ 13.8kV や 4.16kV で受電している需要家は存在せず、大口需要家でも、その手前に MEC の変圧器を設置して、低圧に落として供給している。このような形態の大口需要家は 10～20 件程度である。→顧客名をリストアップするよう依頼した。
- ・ 4.16kV の線は非常に古いものであり、13.8kV に昇圧したいと計画している。
- ・ 運用側の意見としては、上記大口の需要家は逆潮を許し、低圧の一般家庭は逆潮防止リレー設置し、全量自家消費させるものとしたい。
- ・ 空港に 800kW の PV を設置する計画があり、これが実現すると既存の PV と合わせ 1MW を越える量となる。民間による PV 設置が多く進むと、2割を越える可能性もあり危惧している。
- ・ PV だけでなく、風力やゴミ発電などのバイオマスも対象に一応入れておきたい。後者は変圧器を設置して 13.8kV との連系もありうるだろう。
- ・ 参照する工業基準は IEEE1547 となるだろう。送付してくれば、次回会議までに読んでおく。
- ・ Grid Code を定めると、系統側の電力品質も改善していく必要があると指摘した。
- ・ Wotje、Jaluit については 100%一般家庭である。高校とその寮があるが、供給は建物ごとに別々になっており、これも含め、すべて低圧での供給である。これらの島も逆潮は持ちたくない。
- ・ Ebeye もほぼ住宅需要であるが、グアム在住の米国人がやっているスーパーがある。彼は自家発電も持ち、冷凍食品などをきちんと在庫できるようにしている。彼は大きめの PV を設置する可能性がある。
- ・ 4島とも、一般家庭には金持ちと貧乏人がおり、金持ちは PV 設置に関心をもつと思われる。
- ・ 次回は 1/29 10:00 から WG 会議を行なう。それまでに教科書の Preface と Part 1 を読んでおく。また、IEEE1547 も一読しておく。
- ・ マジュロ病院の PV 設置費用は 2 億円ではなく、4～5 億円かかったと聞いている。CMI の既存 PV（確か 30 数万ドルだった記憶がある）と新規 PV の設置費用は調べておく。この数値が手に入れば、FIT のシミュレーションができる。

以上

議事録
【MEC Jaluit 発電所】

1. 日 時

2014年1月23日（木） 14:00～14:30

2. 場 所

MEC Jaluit 発電所

3. 参加者

RRE : Birman、発電所員

沖縄エネテック : 比嘉直人、上江洲友麻、萩原淳（補強）

4. 内 容

- ・ 島唯一のディーゼル発電所を視察した。
- ・ Wartsila 社製（型番 UD25）、定格 376kW のディーゼル発電機 2 台が導入されており、一台運転により電力供給が行われていた。
- ・ 視察時は 1 号機が運転しており、系統負荷は約 100kW（容量比約 26.6%）であった。
- ・ 同期検定器および単独・並列運転切り替えスイッチは制御盤に設置されている様子であったが、2 台同時運転はできないとの回答を得た。
- ・ 両発電機の運用方法としては、指定のメンテナンス周期（300 時間）に沿って切り替えて運用されている。
- ・ 発電機のチェックのために、2 週間に 1 回 30 分程度の計画停電が行われる。
- ・ 制御盤にはドループ制御およびアイソクロナス制御の切り替えスイッチが設置されており、視察時には両号機ともにドループ制御となっていた。
- ・ 配電系統は 1 フィーダーであり、フィーダー盤にて各相の出力を確認した。
- ・ 一日当たりの燃料消費量は 170 ガロン（約 643.5 リットル）となっており、日間での負荷変動が少ないことを勘案すると、燃料消費率は約 0.27L/kWh 程度と考えられる。詳細な燃料消費率に関しては、收受資料（Wartsila UD25 Data.PDF）16 ページに記載あり。
- ・ 年間での負荷変動としては、学校機関が夏休みに入る期間（6 月から 8 月の 2 ヶ月間）は系統負荷が下がることを確認した。
- ・ 負荷遮断試験については、各号機とも起動可能か確認し、明日（1/24）回答を得る。また負荷変動は、変圧器の入切にて行うこととなった。
- ・ 発電機制御盤に各種保護リレー（OVR/UVR、OFR/UFR、逆有効/無効電力リレー）を確認した。



制御盤



フィーダー盤出力（電流値）



376kW ディーゼル発電機



不足/過電圧継電器



不足/過周波数継電器・逆無効電力継電器



並列継電器・逆電力継電器

以上

議事録
【現地調査報告会】

1. 日 時

2014年1月30日 15:00～17:30

2. 場 所

MRD 事務所 会議室

3. 参加者

MRD : Walter Myazoe

MEC : Steve Wakefield, Mike Nation, Damien Milne, Bermen Laukon, David Paul

JICA マーシャル支所 : 友部秀器支所長

沖縄エネテック : 掛福部長、比嘉 GL、桃原主任、上江洲、萩原氏 (個人コンサル)

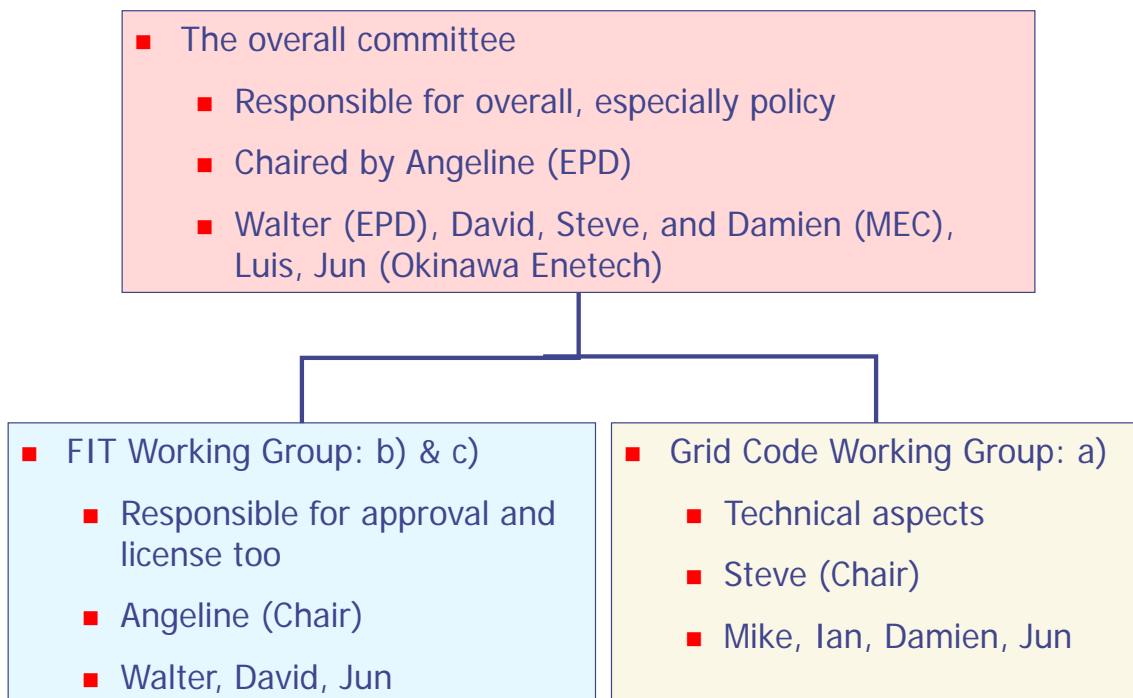
4. 内 容

初めに掛福から本調査に関する協力に対し感謝を述べるとともに、調査結果について説明した。その後、以下の事項を決定し、M/M を締結した。

① 法規制委員会組織体制について

法規制策定のための委員会の組織体制を表 1 の通りにする。また、委員会の下に FIT 等の法制度面の作業会と連系規定(グリッドコード)の作業会を設立する。

表 1 : 法規制策定委員会組織体制



② C/P の増員について

本プロジェクトの技術支援の項目が多岐にわたるため、技術支援対象である MEC の C/P を増員する。

③ 今後の調査日程

次年度における調査は3週間を予定している。本期間中においてC/Pは本プロジェクトに従事する。

④ 今後の調査で使用する部屋の確保

調査期間中において、法規制関連の委員会や技術支援セミナーが開催できる部屋を確保する。

⑤ RE 連系可能量算定手法について

本プロジェクトでは計算がシンプルで明快な代数的手法を用いる。

以上

第 2 回現地調査(6 月)

議事録

議事録
【JICA マーシャル支所】

1. 日 時

2014年6月3日 9:30～9:45

2. 場 所

JICA マーシャル支所会議室

3. 参加者

JICA マーシャル支所：江崎企画調査員

沖縄エネテック：掛福ルイス、比嘉直人、儀保博経、桃原千尋、上江洲友麻（記）
萩原淳（補強）

4. 内 容

沖縄エネテック掛福より今回の調査概要について説明を実施。また、日本大使館および米国大使館の訪問について調整事項の確認を行った。

以上



写真1. JICA マーシャル支所での打合せ

議事録
【MEC (Marshall Energy Company)】

1. 日 時

2014年6月14日 13:00～14:30

2. 場 所

MEC 事務所 会議室

3. 参加者

MEC : David Paul、Steve Wakefield

沖縄エネテック : 掛福ルイス、比嘉直人、儀保博経、桃原千尋、上江洲友麻 (記)
萩原淳 (補強)

4. 内 容

本調査に係る調整を以下の通り行った。

(1) 現地調査について

- ・ 明日の13時よりキックオフミーティングを行い、その後法制度関連委員会を開催する。
- ・ Paul氏およびSteve氏は明日参加可能である。

(2) カウンターパート・ドナーについて

- ・ カウンターパートについては増員を5、6名行う。

以上

議事録
【MRD (Ministry of Resource and Development)】

1. 日 時

2014年6月3日 15:00～15:30

2. 場 所

MRD 事務所 会議室

3. 参加者

MRD : Walter Myazoe

沖縄エネテック : 掛福ルイス、比嘉直人、儀保博経、桃原千尋、上江洲友麻 (記)

萩原淳 (補強)

4. 内 容

本調査に係る調整を以下の通り行った。

(1) 現地調査について

- ・ 明日の13時よりキックオフミーティングを行い、その後法制度関連委員会を開催する。
- ・ Angeline 氏は今回の調査にすべて参加することは難しいが、Walter 氏はすべて参加可能である。

(2) カウンターパート・ドナーについて

- ・ MEC からのカウンターパートについては増員を1名確認しているが、彼が今回本調査に参加できるかは不明である。
- ・ UAE の情報は共有可能である。資料を送付する。

以上

議事録

【在マーシャル日本大使館】

1. 日 時

2014年6月3日 13:15～14:00

2. 場 所

在マーシャル日本大使館会議室

3. 参加者

在マーシャル日本大使館：安細大使、水谷専門調査員

JICA マーシャル支所：江崎企画調査員

沖縄エネテック：掛福ルイス、比嘉直人、儀保博経、桃原千尋、上江洲友麻（記）
萩原淳（補強）

4. 内 容

沖縄エネテック掛福より今回の調査概要について説明を実施。

以下、議事内容。

（1）本プロジェクトについて

- ・ C/P の能力は今回の調査にて把握したいと考えており、得手不得手も考慮して複数名の人員を確保するように依頼している。また、すべてを吸収できなくても、重要なポイントは抑えてもらい、今後の他ドナーからの支援を受ける際の判断基準として活かせるようにしたい。

（2）米国の動向

- ・ 米国とのプロジェクトの連携については前向きな意見を聞いているので、本調査結果を共有する等して連携の可能性を探って欲しい。
- ・ 米国としては国防の見直しをきっかけに環境対策支援を重要なテーマとしており、特に太陽集諸国への支援を念頭に置いている。環境問題を抱える国は情勢的にも安定しない。逆にいえば、そこを支援することでバランスを保っていきたいと考えている。
- ・ しかしながら、実際に連携しすぐに成果が出るとは考えづらいので、まずは情報共有から初めて欲しい。
- ・ マーシャルへの支援としては昨年北部環礁で発生した大干ばつにおいて、RO 膜を用いた可搬式淡水化装置を導入した。その際日本は食料支援を行った。
- ・ ちなみに Wotje に導入されている太陽光駆動の海淡装置は日本のペック基金を活用したもので、15機導入予定である。

（3）他ドナーの情報

- ・ 韓国とマーシャルはごみ発電（Waste-to-Energy）に係る MOU を締結した。初期投入費用としては\$4M を想定しており、マーシャル国大臣が韓国に出向いて締結した。韓国企業は設備運用を行う予定。しかしながら、1日あたり 230 トン必要となる廃棄物をマジュロでは補えないため（10 トン/日）、どのように考えているのか不明である。
- ・ IDCF（台湾版 JICA）は SHS（Solar Home System）のマジュロへの導入を考えており、今年中に MOU が締結される見込みである。

(4) その他

- ・ 安細大使は明日より日本へ一時帰国するため、最終日の報告会には参加できない。

以上

議事録
【在マーシャル米国大使館】

1. 日 時

2014年6月3日 14:00～14:45

2. 場 所

在マーシャル米国大使館会議室

3. 参加者

在マーシャル米国大使館：Jeff

在マーシャル日本大使館：水谷専門調査員

JICA マーシャル支所：江崎企画調査員

沖縄エネテック：掛福ルイス、比嘉直人、儀保博経、桃原千尋、上江洲友麻（記）
萩原淳（補強）

4. 内 容

沖縄エネテック掛福より今回の調査概要について説明を実施。

以下、議事内容。

（1）本プロジェクトについて

- ・ 非常に興味深い内容なので、是非調査結果を共有頂きたい。
- ・ 弊社からも共有する旨を伝え、8月の現地調査にて行う予定のセミナーに参加し、アメリカ側からコメントする場にしても良いのではと提案した。

（2）米国の動向

- ・ 新聞記事内容（配電線の改修への予算要求）については、大使館も把握しており、ワシントンへも伝わっているが、正式なリクエストが出されたかについては確認する必要がある。
- ・ NRELの調査結果についてもファイナルレポートを共有する。

（3）他ドナーの情報

- ・ 韓国のごみ発電（Waste-to-Energy）の件については、NRELの調査においても否定的な結果となったため、今回のMOUの締結には懐疑的である。

以上

議事録
【FIT&GC 委員会】

1. 日 時

2014 年 6 月 4 日 14:00~15:30

2. 場 所

MRD 会議室

3. 参加者

MRD : Angeline Heine, Walter Myazoe

MEC : Stieve Wakefield, Damien Milne

沖縄エネテック : 掛福ルイス、比嘉直人、儀保博経、桃原千尋、上江洲友麻
萩原淳 (補強)

4. 内 容

萩原から本調査における FIT と Grid Code の対象となるものを検討する問いかけをした。

- ・ 廃棄物発電については二つの話がある。一つは ADB による F/S で、もう一つは韓国の会社と RMI 政府の最近締結された MOU である。後者が前者を読んでそれを前提としているか否かは不明であるが (MRD)、47 million USD のプロジェクト費用で、25 トン、8.5MW 出力、買取価格は 42 セント/kWh である。これは具体化されるかどうか見えないので、当面忘れておいてもよいと考える。
- ・ 対象とする再生可能エネは、この段階では太陽光に限定する。
- ・ MEC のピーク需要は 8MW、平均では 7.2MW である。(MEC)
- ・ CMI の新規 54kW の PV 設置は完了し、現在既設も含め 111 kW が稼働している。
- ・ HV から MEC 変圧器を経由して接続されている大口需用家 21 軒のうち、PII Apartments at Lojkar は LV レベルで多数のテナントを持っており、それぞれが独自に MEC と契約している。また Robert Reimers facilities も 4~5 契約をもっており、変圧器 2 次側の LV レベルで複数の顧客がいる。(MEC)
- ・ 上記 21 軒の顧客が PV 設置となった場合、高圧側で連系するか、それとも低圧側かは引き続き (主に GC-WG で) 検討していく。
- ・ 一件当りの最大 PV 容量は、50kW 程度が適当ではなかろうか。(MEC)
- ・ HV の自動再開路はやっていない。(MEC)
- ・ 台湾の援助により、一般家庭向きの 5~10kW 以下の PV 設置のためのマイクロ・ファイナンスが政府レベルで用意される見通しである。4 million USD の資金が確保されており、6 ヶ月以内に具体化するはずである。(MRD) この話もあるため、MEC としては、対象を HV に限定せず、LV も含めておいた方がよいと考える。(しかし、FIT でのメリットも享受できる対象とすると二重に支援を受けることになるので要検討)
- ・ 全量売電だけを目指す IPP は対象とはしない。
- ・ MRD の Walter 氏が、FIT の主担当者として立候補しているので、彼を中心に検討を進めていく。
- ・ GC-WG は、Steve、Mike、Damien、Ian の 4 氏が特に分担を分けずに一緒に検討していくことを MEC は希望している。
- ・ 需用家の負荷データ計測の候補としては、MRD ビル、PV 設置を問い合わせてきたスーパーが候補としてある。GC-WG で検討していく。
- ・ ターゲットをどのように持つか、来週月曜の WG (13:30GC@発電所、15:30FIT@MRD) まで、さらに各自考えておくよう依頼した。

以上

議事録
【GCWG】

1. 日 時
2014年6月9日 13:30~15:00
2. 場 所
MRD 会議室
3. 参加者
MEC : Stieve Wakefield, Mike Nation
沖縄エネテック : 掛福ルイス、萩原淳 (補強)
4. 内 容
 - ・ 検討主担当者として以下のように定め、次回木曜のWGまでに、IEEEとHECO Rules14をレビューしてくることとした。
 - ・ ① 保護関係 : Ian、②電力品質関係 : Mike、③安全関係 : Steve
 - ・ 台湾資金400万ドルで導入するのは、DCシステムだけと決定されている訳ではなく、系統連系ACシステムが入る可能性もある。従って、住宅用 小規模の系統連系PVシステムも検討を加えていく。
 - ・ 非住宅の大口需用家について、その基礎情報をまとめることを依頼し、フォームシートを作成・メールした。(できれば金曜まで)
 - ・ 低圧の電圧は、480V 3相, 277V 3相, 240V 1相, 208V 3相、120V 1相があることを確認した。
 - ・ 電力側としては逆潮が出ないような規模で上限を設けることが好ましい。
 - ・ FITを設けなくても、PV設置で電気料金が減るだけでも大きなインセンティブとなりうる、という意見もでた。

以上

議事録
【FITWG】

1. 日 時

2014年6月11日 15:00~17:00

2. 場 所

MRD 会議室

3. 参加者

MRD : Angeline Heine, Walter Myazoe

MEC : Stieve Wakefield

沖縄エネテック : 掛福ルイス、萩原淳 (補強)

4. 内 容

- ・ 台湾資金 400 万ドルで導入する住宅向けシステムをどういうものにするかは、David がハンドリングしている。彼の発言はよく変わり、まだ定まったものとなっていない。来週、本人に確認する。
- ・ GC-WG で依頼した非住宅の大口需用家についての調査は、順調に進んでいる。
- ・ 閉じられた Long Island Hotel は University of Southern Pacific となり、恐らく来年から開校されるだろう。
- ・ 検討用の叩き台として以下の 2 案を提示し、議論した。議論が生煮えなので、明日継続して議論する。特に②はうまく理解させられなかったかもしれない。
 - ①余剰電力を電気料金よりもかなり低い額で買う。(フィジー、クック諸島、NZ と同様)
 - ②余剰電力は出させず、全量自家消費させるが、発電電力に対して非常に安い (例えば 1 ¢/kWh) 価格を支払う。
- ・ FIT で支払われる対価についても、地主等の影響を考慮に入れる必要がある。

以上

議事録
【FITWG】

1. 日 時
2014年6月12日 15:00～17:00
2. 場 所
MRD 会議室
3. 参加者
MRD : Angeline Heine, Walter Myazoe
MEC : Stieve Wakefield
沖縄エネテック : 掛福ルイス、萩原淳 (補強)
4. 内 容
 - ・ 昨日説明不足だった FIT②案について例を交えて説明した。
 - ・ Steve もありうる形式だと認め、①、②の両案について、少し数値的な検討を加えていくこととした。
 - ・ FIT の想定対象は商業と政府に限定するが、特に商業を対象に検討する。一般住宅は対象外だが、連系ガイドラインは検討していく。
 - ・ FIT により PV 設置者に金が入るようになると、一部の地主などが設置者にマージンを要求することも考えられるが、今回の検討からは除外する。

以上

議事録
【GCWG】

1. 日 時
2014年6月12日 13:30～15:00
2. 場 所
MRD 会議室
3. 参加者
MEC : Stieve Wakefield, Mike Nation
沖縄エネテック : 掛福ルイス、萩原淳 (補強)
4. 内 容
 - ・ 電力品質と安全に関するコードについて議論した。
 - ・ ほぼ HECO の思想を踏襲し、電力会社の人間がアクセスできるような遮断器の設置を求めることになった。
 - ・ 力率については 0.9 を求めることとした。

以上

議事録
【委員会】

1. 日 時

2014年6月13日 13:30～15:00

2. 場 所

MRD 会議室

3. 参加者

MRD : Walter Myazoe

MEC : Stieve Wakefield

沖縄エネテック : 掛福ルイス、比嘉直人、儀保博経、桃原千尋、上江洲友麻
萩原淳 (補強)

4. 内 容

- ・ 両 WG の進捗状況をまとめて報告し、課題を議論した。
- ・ FIT の①、②案について、非常に簡単な試算を提示した。PV 導入により営業収入が減っても、大きく変わらない MEC の設備維持運用コスト等も考慮すべきという指摘があった。
- ・ FIT の②案は一般住宅用を対象として検討するのがいいかもしれない。
- ・ 許容量評価での現在の試算を紹介し、議論を行なった。

以上

議事録
【FITWG】

1. 日 時
2014年6月16日 15:30~17:00
2. 場 所
MRD 会議室
3. 参加者
MRD : Angeline Heine, Walter Myazoe
MEC : Stieve Wakefield
沖縄エネテック : 掛福ルイス、、儀保博経、桃原千尋、萩原淳（補強）
4. 内 容
 - ・ FIT simulator の使用方法の解説を行なった。
 - ・ 明日まで使ってみて、明日の WG で一度使った後の Q&A を行なう。
 - ・ 木曜の WG で各自 simulator を用いた FIT 試案のプレゼンを行ない、simulator の改善すべき点を報告することとした。

以上

第3回現地調査(8月)

議事録

議事録
【JICA マーシャル支所】

1. 日 時

2014年8月12日 9:30～10:30

2. 場 所

JICA マーシャル支所会議室

3. 参加者

JICA マーシャル支所：友部所長

在マーシャル大使館：水谷専門調査員

沖縄エネテック：掛福ルイス、比嘉直人、儀保博経、桃原千尋、上江洲友麻（記）
萩原淳（補強）

4. 内 容

沖縄エネテック掛福より今回の調査概要について説明を実施。

JICA 友部所長から情報提供および発言について以下列挙。

- ・ 8月20、21日に国際会議（開発パートナー会合）があり、JICA、日本大使館、及びマーシャル MRD は本プロジェクトへの参加が厳しい。21日の午後であれば FIT&GC 委員会を開ける可能性が高い。JICA 本部の松永課長及び小林様が20日現地入るので、21、22日に現地セミナー及び視察の予定を組みたいとの要望があった。
- ・ 国際会議の絡みから22日に委員会および次年度以降に向けた支援についてマーシャルサイドと意見交換の場をセッティングしたいとのこと。
- ・ 次年度の支援予算取りのめ切が8月29日であることから早急に取りまとめを行う必要がある。
- ・ MRD の Angeline は現在フィジー出張中で、19日（火）に帰国予定と友部所長から情報提供あり。11日の週の FIT 委員会に Angeline は不参加であることが分かった。
- ・ 10月に一般向けに再エネワークショップを開くことに対してご賛同いただいた。再エネに関するメリット及びデメリットについて講演して欲しいとの要望をいただいた。（現地新聞に再エネに関する懐疑的な投稿もあるため）

日本大使館水谷専門調査員からは以下の情報提供。

- ・ EU から 800 万ユーロ、ADB から 800 万 \$ の支援が検討されている。
- ・ 2015 年～2017 年の国家戦略計画をマーシャル政府が策定した。この戦略計画にはエネルギーに関する言及もある。本計画は UNDP が策定したとのこと。
- ・ ホンダが電気自動車を試験的に数台導入することを検討中。財務省からのオファーを受けて展開中。マーシャルにおいて車の燃料費も問題となっているため、燃料コストを抑えられる電気自動車に注目が置かれている状況。

以上

議事録
【MEC (Marshall Energy Company)】

1. 日 時

2014年8月12日 14:30～16:00

2. 場 所

MEC 事務所 会議室

3. 参加者

MEC : Steve Wakefield

JICA マーシャル支所 : 友部所長

沖縄エネテック : 掛福ルイス、比嘉直人、儀保博経、桃原千尋、上江洲友麻 (記)
萩原淳 (補強)

4. 内 容

本調査に係る調整を以下の通り行った。

- ・ 12日(水) 13時30分より GC-WG、委員会、FIT-WG へ参加できることを確認した。
- ・ その他スケジュール(各種セミナー)についても開催できるように調整する旨確認できた。
- ・ EDCのための測定器については未だ届いてないとのこと。発注手続きの関係で遅くなっている。
- ・ 5号機は調子がよく、運転範囲も広がった。
- ・ 7号機は来年3月以降に復帰予定(現在は故障中)

以上

議事録
【MRD (Ministry of Resource and Development)】

1. 日 時

2014年8月12日 13:30～14:15

2. 場 所

MRD 事務所 会議室

3. 参加者

MRD : Walter Myazoe

JICA マーシャル支所 : 友部所長

沖縄エネテック : 掛福ルイス、比嘉直人、儀保博経、桃原千尋、上江洲友麻 (記)
萩原淳 (補強)

4. 内 容

本調査に係る調整を以下の通り行った。

- Walter 氏は各種国際会議があるため8月15日(金)から9月1日まで海外出張予定。今回プロジェクトの委員会及びWGには明日13日の参加のみ。
- Angeline は19日に帰国予定なので、19日以降は参加可能。但し、20、21日は開発パートナー会合に出席予定なので流動的。

以上

議事録
【FIT&GC 委員会】

1. 日 時

2014年6月4日 14:00～15:30

2. 場 所

MRD 会議室

3. 参加者

下記参照。

4. 内 容

(1) GC WG

【出席者】

MEC : Steve Wakefield、Damien Milne、Mike Nation、David Paul、Johnson
沖縄エネテック : 掛福ルイス、比嘉直人、桃原千尋、萩原淳 (補強)

- ・ 前回ミッションの作業結果と宿題の進捗状況を確認。
- ・ 台湾資金によるマイクロファイナンスでは、系統連系を行なう AC システムを中心に考え、一部低所得者層向けに非連系の DC システムも想定する。来年1月開始予定。
- ・ 上記連系システムでは、1.5kW 程度、500箇所、5年で4%の利息である。
- ・ 発電機保護リレーに関する情報を火曜のWGまでに収集しておくよう依頼した。

(2) FIT WG

出席者 : Steve, Mike, Damien, Walter, Paul、掛福、比嘉、桃原、萩原

【出席者】

MRD : Walter Myazoe

MEC : Steve Wakefield、Damien Milne、Mike Nation、David Paul
沖縄エネテック : 掛福ルイス、比嘉直人、桃原千尋、萩原淳 (補強)

- ・ FIT に関する宿題の回答説明と議論を行なった。
- ・ FIT 以外の支援策である税額控除などを示した。

(3) 委員会

出席者 : Steve, Mike, Damien, Walter, Paul、掛福、比嘉、桃原、萩原

【出席者】

MEC : Steve Wakefield、Damien Milne、Mike Nation、David Paul
沖縄エネテック : 掛福ルイス、比嘉直人、桃原千尋、萩原淳 (補強)

- ・ 対価を支払わないという条件付きであれば、逆潮も許す方向で検討する。
- ・ PV の許容最大量について、1Hz、 2σ という条件なら 890kW となる検討結果を示し、既設 (病院 209kW、CMI114kW)、ほぼ確定の計画 (UAE 資金による 500kW) を想定すると、残り 67kW しか入らない。

以上

議事録
【FITWG】

1. 日 時

2014年8月19日 15:30～16:30

2. 場 所

MRD 会議室

3. 参加者

MEC : Steve Wakefield、Mike Nation

沖縄エネテック : 掛福ルイス、儀保博経、桃原千尋、上江洲友麻、萩原淳（補強）

4. 内 容

萩原より収支計算に関する考え方及び計算方法について説明し、議論を行った。

- ・ 台湾資金を用いたマイクロファイナンスでは、どのような投資回収・返済計画となるのかを示した。
- ・ ローンの返済を行なう最初の5年間は、借入額の大きさによっては、年間の出費が多くなる場合がある。これを補償するためにFITが活用できる可能性を示し、その原資として、設置台数を小さくして台湾資金の一部を用いる案（MECのFITコスト負担が無くせる）を議論した。
- ・ 詰めなければならない点はいくつかあるものの、ひとつの案としてありうる形との評価を得た。

以上

議事録
【GCWG】

1. 日 時

2014年8月19日 14:00～15:30

2. 場 所

MRD 会議室

3. 参加者

MEC : Steve Wakefield、Damien Milne、Mike Nation

沖縄エネテック : 安里貞夫、掛福ルイス、比嘉直人、儀保博経、桃原千尋、上江洲友麻、
萩原淳（補強）、Leon Roose（補強）

4. 内 容

萩原より GC の格子について説明し、以下の内容を確認した。

- ・ 保護関係に関する議論を行ない、ほぼレビューを完了した。
- ・ 保護リレーの整定値に関する要求について確定できなかった。
- ・ 病院と CMI の既設 PV システムの文書・図面類を受領し、どういう制定値の設定がなされているかをまずチェックすることとした。

以上

議事録
【ハワイの再エネ導入に係る現状の紹介】

1. 日 時
2014年8月21日 13:30～15:30
2. 場 所
MRD 会議室
3. 参加者
MRD : Angeline Heine
MEC : Steve Wakefield、Damien Milne、Mike Nation、David Paul
沖縄エネテック : 安里貞夫、掛福ルイス、比嘉直人、儀保博経、桃原千尋、上江洲友麻、
萩原淳（補強）、Leon Roose（補強）

4. 内 容
萩原より GC の格子について説明し、以下の内容を確認した。
 - ・ ルース氏よりハワイにおける再エネの導入状況およびそれに係る課題を紹介頂いた。
 - ・ ハワイの再エネ導入率は kWh ベースで 18%を超えており、それに伴う技術的な課題を説明頂いた。
 - ・ ここでもディーゼル発電機や配電線路などの再エネを受け入れる側の整備について触れ、その重要性を説いた。
 - ・ GM の David Paul からは、民間への PV 導入促進と MEC の減収がバランスするしきい値について質問があったが、そもそも PV の発電コストが MEC の発電コストに見合わなければ、MEC にとって利益はないと指摘があった。

以上



説明の様子

議事録
【委員会】

1. 日 時

2014年8月22日 13:30～16:00

2. 場 所

MRD 会議室

3. 参加者

MEC : Steve Wakefield、Damien Milne、Mike Nation、David Paul

JICA : 友部所長、松永課長、小林

沖縄エネテック : 安里貞夫、掛福ルイス、比嘉直人、桃原千尋、萩原淳（補強）

4. 内 容

ロードマップの説明を実施し、以下の内容を確認した。

- ・ 既設DEGの補修、改良が最も重要なことだということを説明した。
- ・ 再エネは万能薬ではなく、安定的な既設DEGのもとに成り立つものであることを理解いただいた。
- ・ 台湾のマイクロファイナンスによるメリットデメリットを説明し、MECが減収減益に陥ることを説明した。
- ・ MECにとってより良い方策は他国ドナー支援によって自らREを設置することである旨を説明した。

以上

議事録
【FIT&GC 委員会】

1. 日 時

2014 年 6 月 4 日 14 : 00 ~ 15 : 30

2. 場 所

MRD 会議室

3. 参加者

MRD : Angeline Heine

MEC : Steve Wakefield、Mike Nation、David Paul

沖縄エネテック : 掛福ルイス、儀保博経、萩原淳 (補強)

4. 内 容

- ・ 病院、CMI のリレー整定値の調査結果を示した。CMI では IEEE に準拠しているものの、新旧システムで整定値が大きく異なっている。また病院は、日本基準で IEEE に従ってはいない。これを踏まえ、グリッドコードでの電圧・周波数変動の規定について議論した。周波数変動については更なる検討が必要。また、不要解列の頻度・原因についてマーシャル側に調査を依頼した。
- ・ FIT の課題について再度議論した。ドナー資金を FIT の原資とすることは非常に難しいということで、資金源がやはり大きな課題となる。
- ・ 台湾資金は 30 年、1 ~ 2 % のローンである。これを用いて、まず家庭のエネルギー効率を改善する支援をし、そこで結果を示した家庭に対し、PV 導入補助を考えているとのこと。(しかし、話を聞くたびに新たな情報が示され、全体の明確な計画・実施内容が未だにあいまいである。)
- ・ 家庭は原則逆潮なし、商業・政府は逆潮を許容するという方針が決定された。しかし、減価割れしている家庭向けに PV 導入を注力した方がよいと思われる。

以上

第4回現地調査(11月)

議事録

議事録
【委員会】

1. 日 時

2014年11月14日 13:30～16:30

2. 場 所

MRD 会議室

3. 参加者

MRD : Walter Myazoe

MEC : Steve Wakefield、Mike Nation、Shem Livai

調査団員 : 掛福ルイス、萩原淳、比嘉直人、儀保博経、桃原千尋

4. 内 容

本PJの主要C/PであるMRD、MECを対象にドラフト・ファイナル・レポート説明を行い、記載内容について相互確認を実施した。確認の結果、内容についてC/Pからの大きな修正依頼、指摘事項は無く、記載内容に了承を得た。

以上

添付資料 3

協議資料

再生可能エネルギー導入のための法制度整備支援

第 1 回現地調査(1 月)

Executive Committee for Feed-In Tariff System & Grid Code

January, 2014



Okinawa Enetech

To accelerate RE deployment

We need:

1. Standard to keep power quality and safety, on connecting RE with grid

a) Grid Code (GC): technical guideline

2. Regulation on RE connection with grid

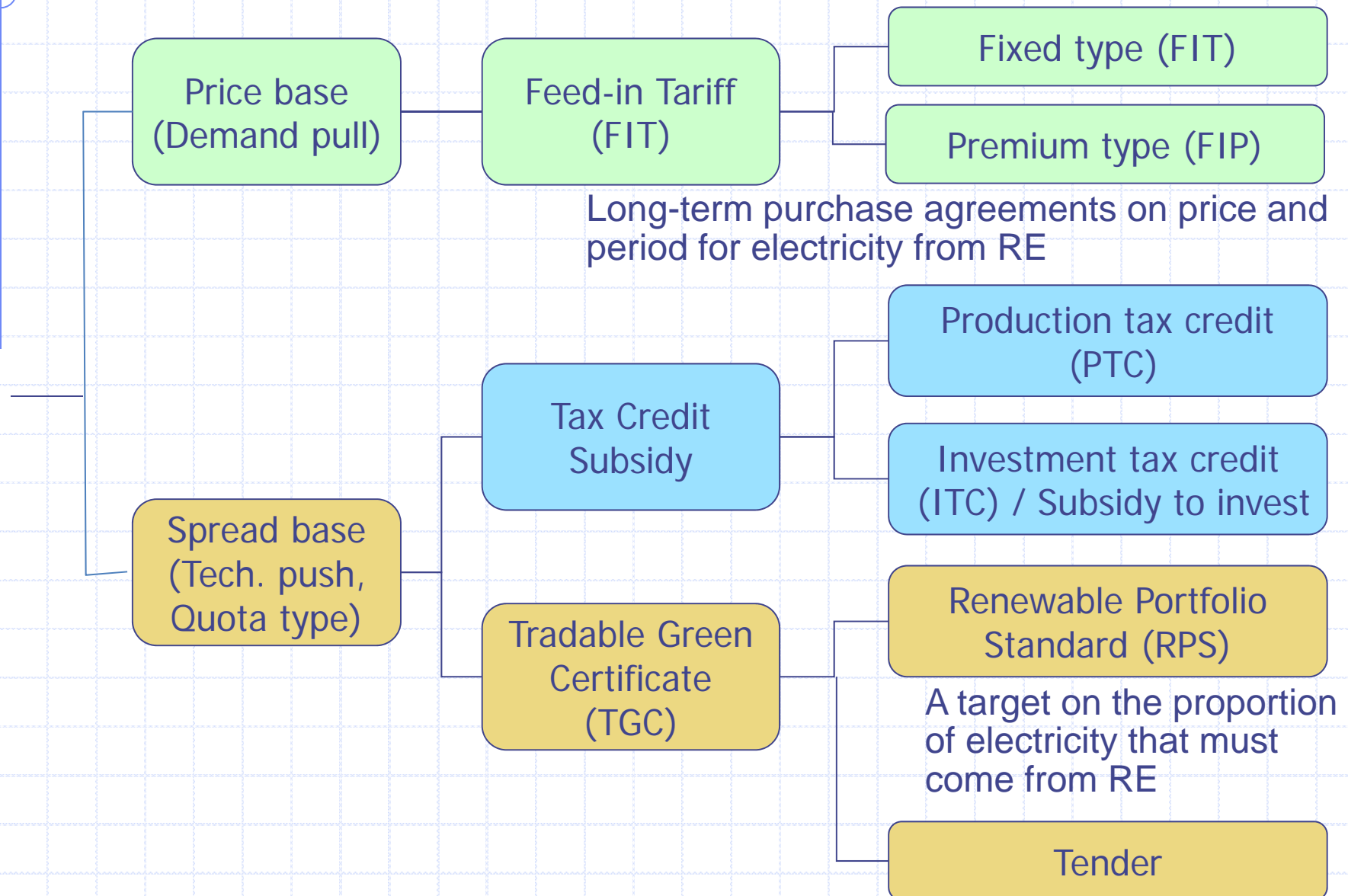
b) Approval and license on installing grid connected RE

And as an incentive for private sector,

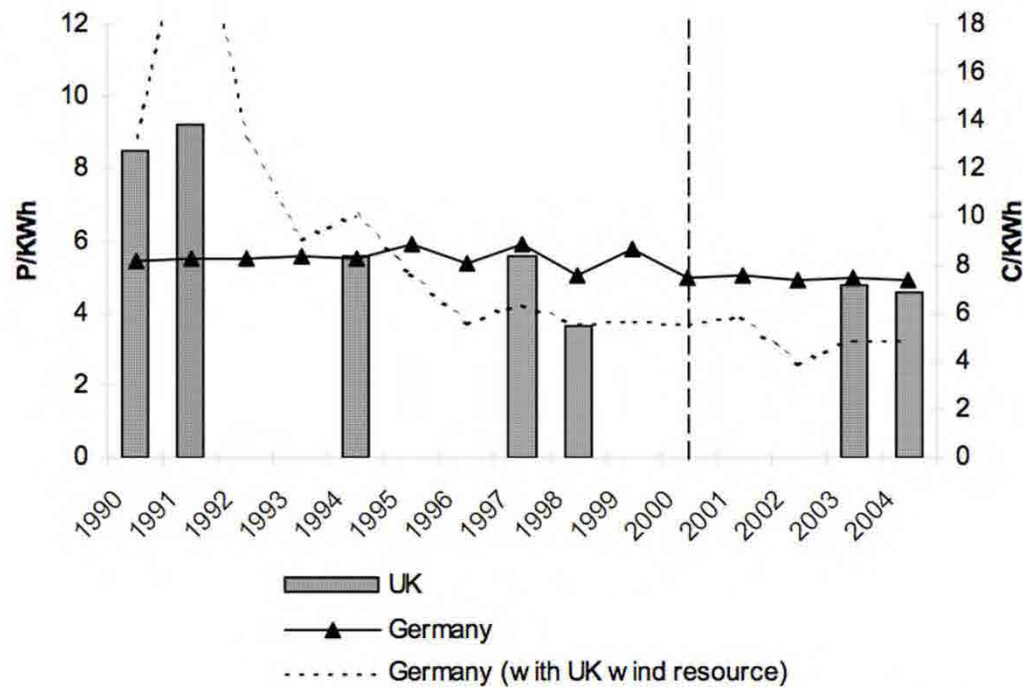
3. Regulation and financial support for RE investments

c) Feed-in tariff system (FIT) , Quota or nothing

c) FIT: An instrument for RE deployment



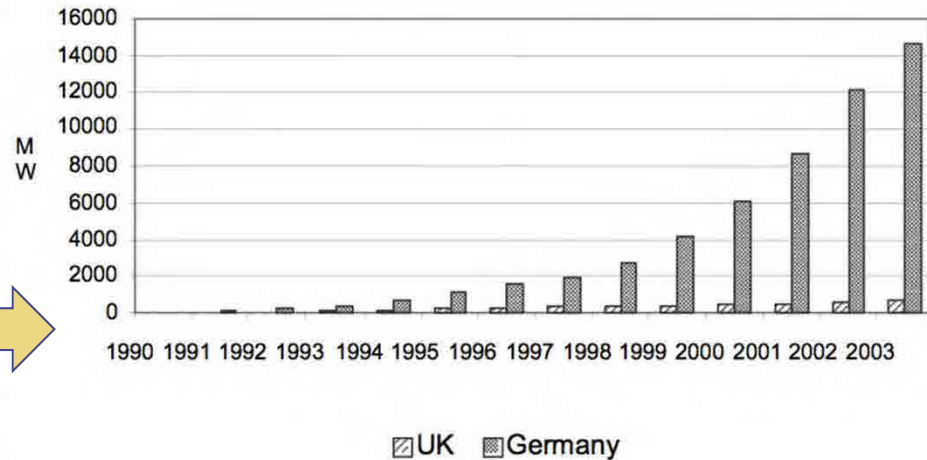
c) FIT (Germany) vs Quota (UK): Wind Gen.



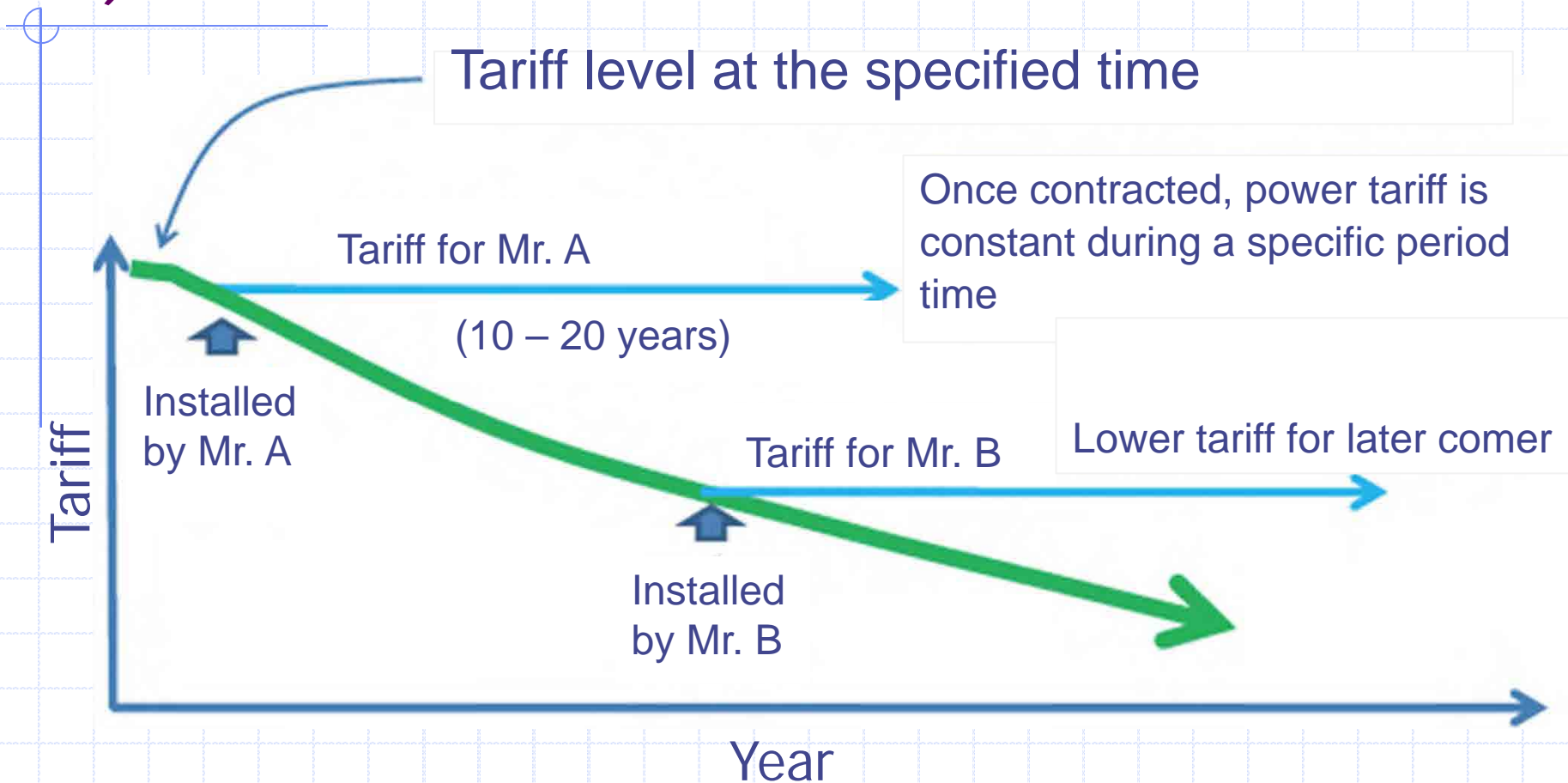
Striking effect of FIT in cost and dissemination, even though better wind condition in UK.

↑ Anticipated Price of Wind Energy in Germany and the UK

→ Installed Capacity in Germany and the UK (1990 - 2003)



c) FIT: Mechanism



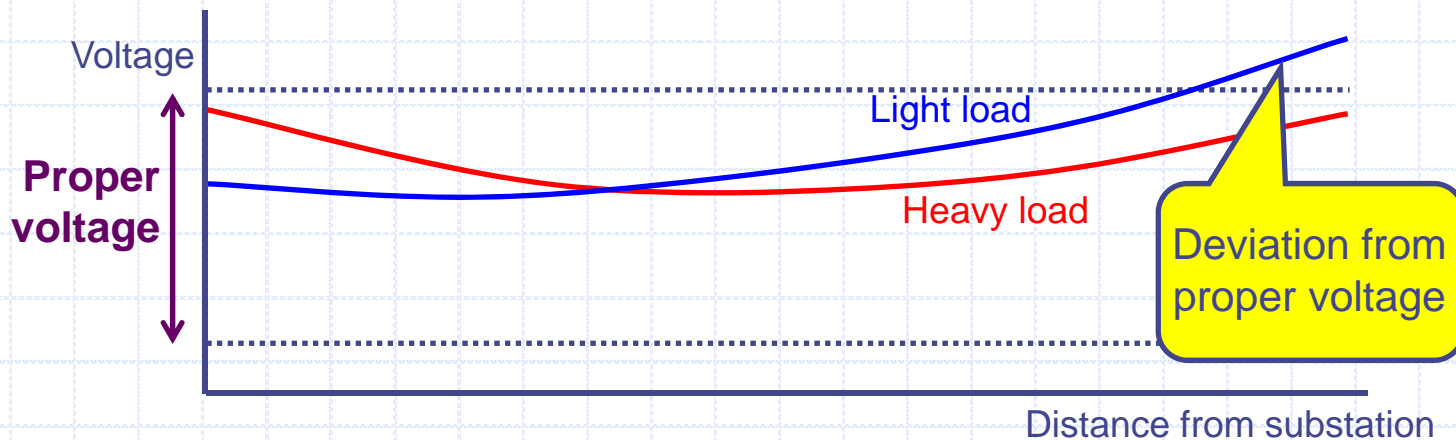
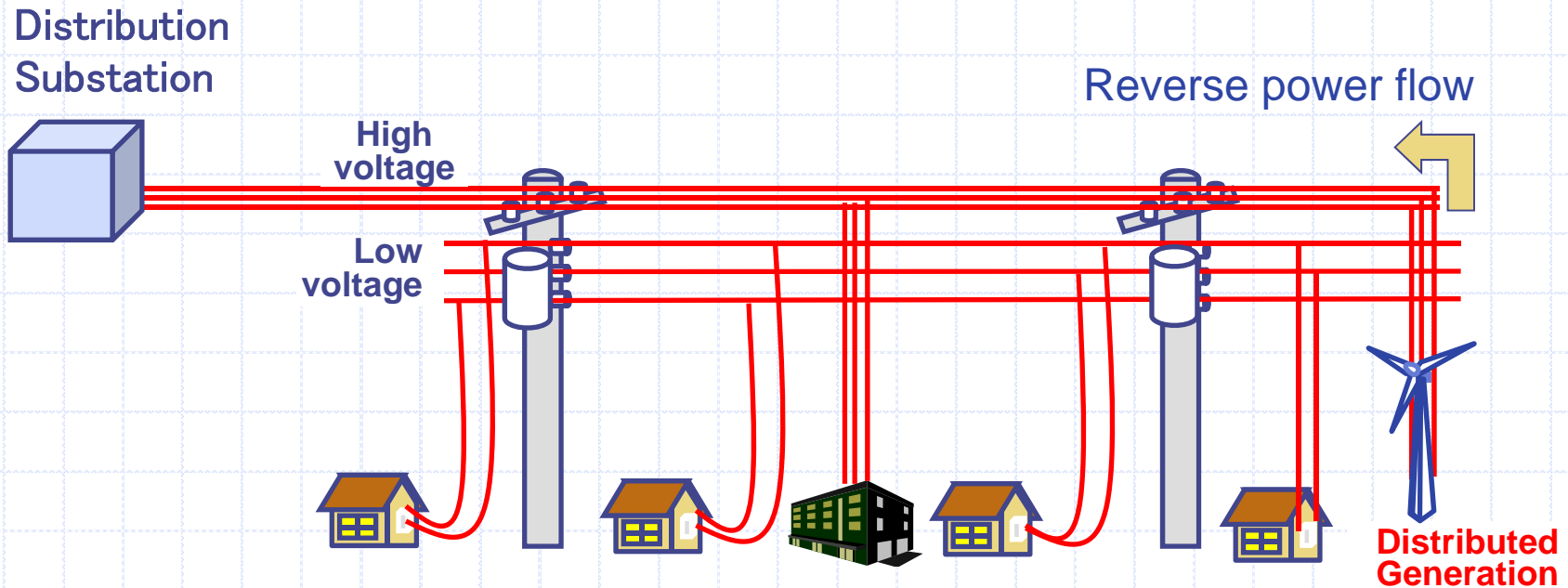
- On installation, tariff during a specific period time is determined.
 - Good for economical justification at initial stage of RE investment
- Lowered tariff in later stage is not applied to installed facilities.
- RE penetration speed can be controlled by tariff.

c) FIT: Items to be defined

- Targeted technology (Solar, wind, biomass,...)
- Size (category in output kW)
- FIT, quota or nothing? If FIT,
 - Legislated FIT or private rule
 - Period
 - Tariff setting (higher or lower than electricity tariff)
 - Purchase obligation
 - Revision of tariffs
 - Degression
 - Bonus
 - Options
 - Funding resource for FIT

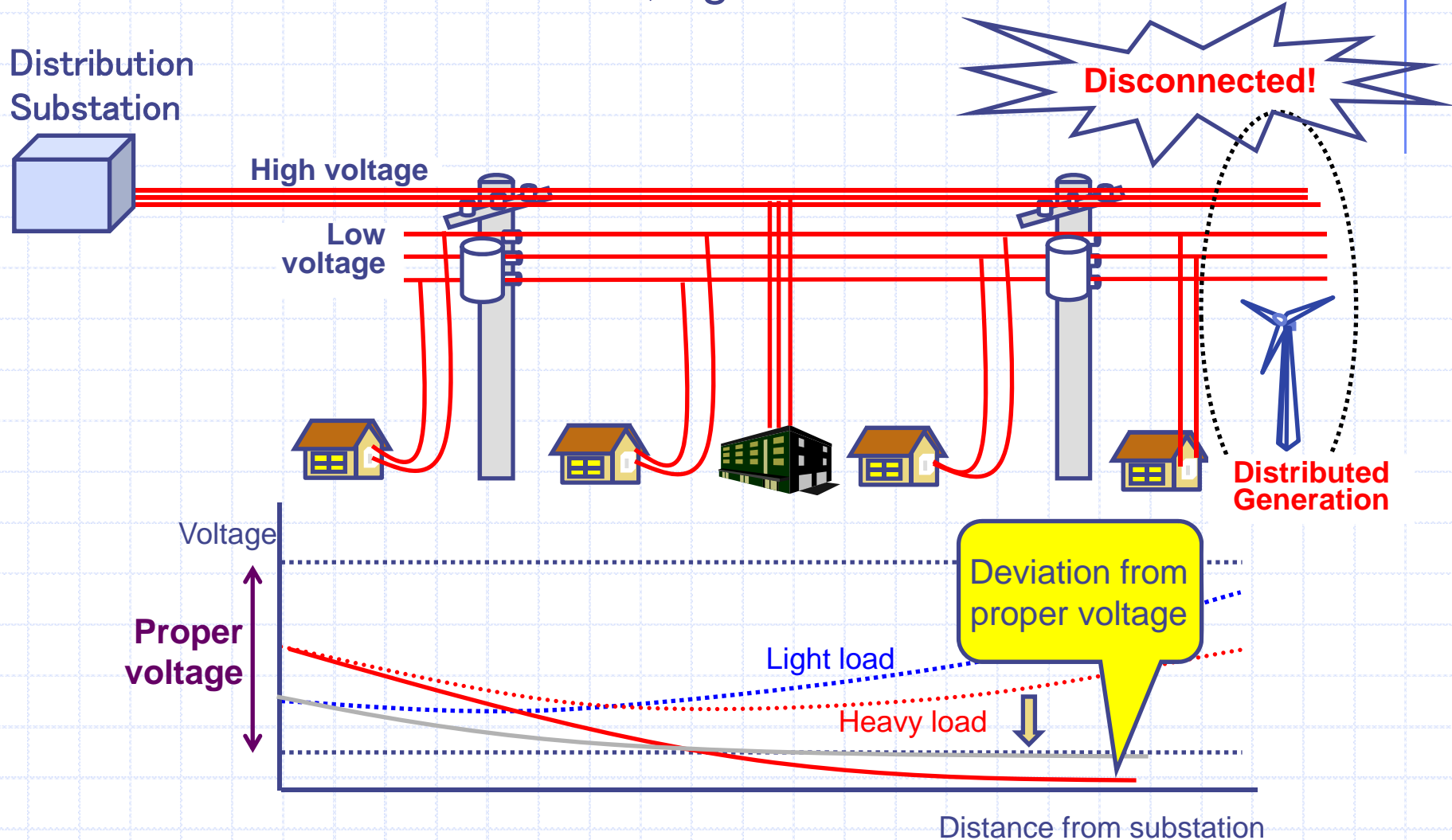
- FIT is the most widely used policy in the world.
- Initial step is to study FIT.
- Then RMI will decide a policy, FIT, Quota or nothing.
- If FIT, its real design will be started.

a) Grid Code: Feeder voltage w/ RES-E

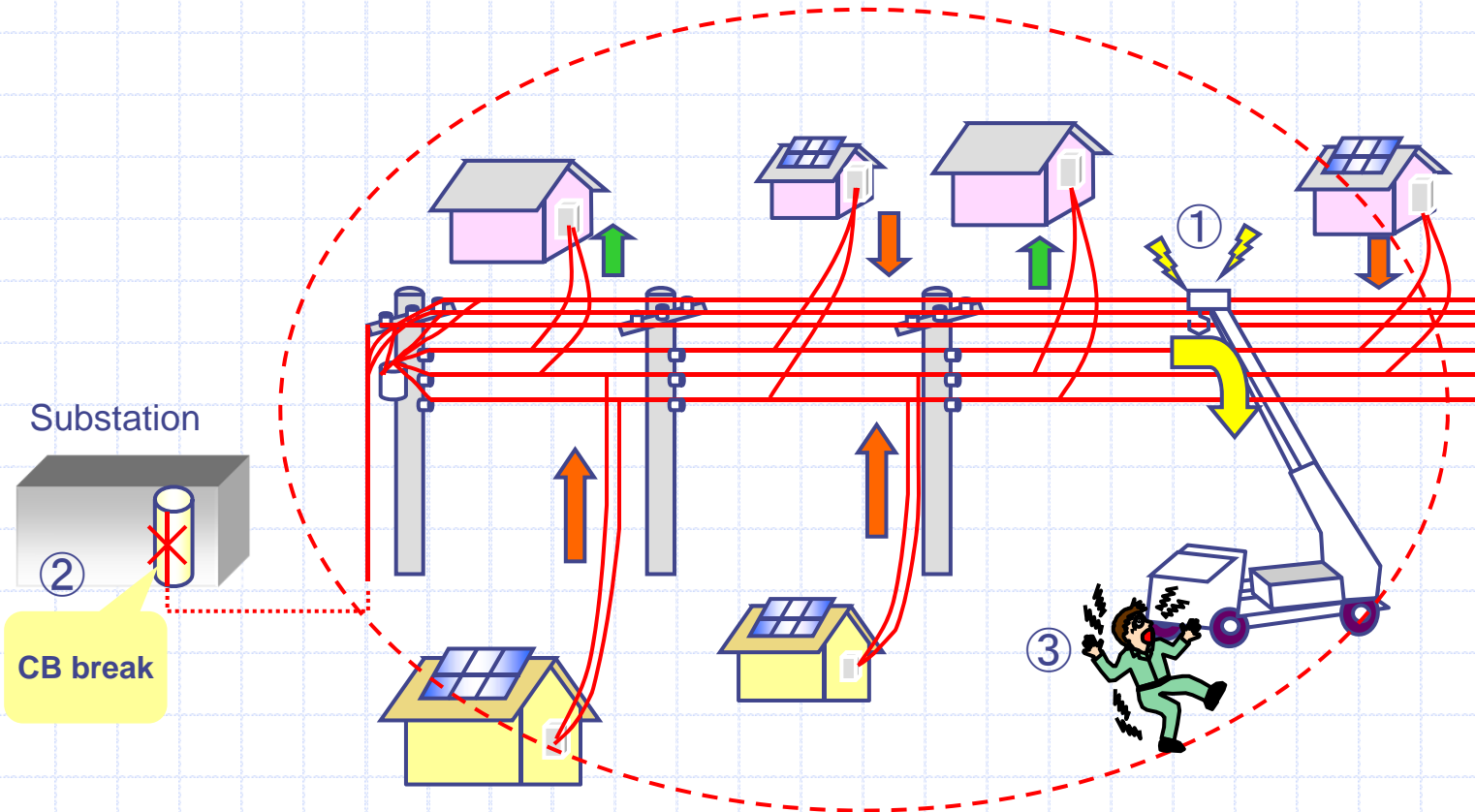


a) Grid Code: Feeder voltage w/ disconnected RES-E

On disconnection of RES-E, again deviation



a) Grid Code: Islanding operation



- ① Crane touches feeder. ② Fault detection, then CB break.

※PV system is running (islanding operation)

- ③ **Threat of electrical shock for worker near crane and public.**

a) Grid Code: items to be specified

- Targeted technology (Solar, wind, biomass,...)
- Size (category in output kW)
- Allow reverse flow or not. If yes, partial or full?
- Referred code and standard, if any
- Frequency regulation
- Voltage fluctuation (Normal, Instantaneous)
- Power factor and harmonics
- Protection coordination
- Islanding operation detection
- Safe intentional islanding operation
- Disconnection and reconnection protocols in the event of grid disturbances
- Short circuit capacity
- Testing and commissioning procedure
- Others

b) Approval & license for RE

- Legislated grid code or private rule
- Application process and procedure
- Application form sheet and required documents
- Who is responsible on analysis and validity in compliance with grid code
- Who is responsible on approval
- Who purchases/installs which equipment/device
- Communication and information exchange

Examples of small island countries

	Load (MW)	Grid connected PV (kW)	kWh / capita ¹⁾	Electricity tariff (/kWh) for business ²⁾	Grid code	FIT		Remark
						/kWh	year	
Marshalls Energy Company	Ave. 7.0 Max. 8.5	257	1,032	0.40USD	no	no		
Tonga Power Limited	6.4 (12:00) 7.0 (20:00) ²⁾	1,300	487	0.945TOP (0.509USD)	yes ³⁾	yes, but free now ³⁾	-	
Fiji Electric Authority	111 ⁴⁾	10 ⁴⁾	850	0.3947FJD (0.209USD)	yes ⁵⁾	0.23FJD (0.121USD)	?	
Solomon Islands Electric Authority	14 (15:00)	0	142	6.418SBD (0.879USD)	under preparation	no		
Maldives Energy Authority	106 ⁶⁾	> 90.4 ⁶⁾	2,283	3.65MVR (0.240USD) ⁷⁾	yes	under revision		
Cook Islands Te Aponga Uira: Rarotonga	Approx. 5.0 ²⁾	367.12 ²⁾	1,235	0.78USD ⁸⁾	yes	0.45USD ⁸⁾	?	Net metering ²⁾
FSM: Kosrae Utility Authority	2.0 ²⁾	51.26 ²⁾	560	0.528USD ⁹⁾	under consideration ⁵⁾	no		
Nauru Utility Authority	3.3 ²⁾	70 ²⁾	2,057	0.25-0.50AUD (0.22-0.44USD) ²⁾	being prepared ⁵⁾	no		
Palau Public Utilities Corporation	Approx. 10.0 ²⁾	600 ²⁾	3,372	0.405USD ²⁾	yes ⁵⁾	no		
Mauritius, Central Electricity Board	430 ¹⁰⁾	300 ¹¹⁾	1,941	10.01MUR (0.333USD) ¹²⁾	yes ¹³⁾	15MUR (0.499USD) ¹⁴⁾	15 ¹⁴⁾	16% is from biomass. ¹⁾
Malta, Enemalta	360 ¹⁵⁾	18 ¹⁵⁾	4,423	0.16EUR (0.217USD) ¹⁶⁾	yes ¹⁷⁾	0.2EUR (0.271USD) ¹⁶⁾	20 ¹⁶⁾	

The committee (tentative)

- The overall committee
 - Responsible for overall, especially policy
 - Chaired by Angeline (EPD)
 - Walter (EPD), David, Steve, and Damien (MEC), Luis, Jun (Okinawa Enetech)

- FIT Working Group: b) & c)
 - Responsible for approval and license too
 - Angeline (Chair)
 - Walter, David, Jun

- Grid Code Working Group: a)
 - Technical aspects
 - Steve (Chair)
 - Mike, Ian, Damien, Jun

Issues in the committee

- Target technology (Solar, wind, biomass,...)
- Connected voltage (13.8kV, 4.16/2.4kV, 200/100V)
- Size (category in output kW)
- Allow reverse flow or not. If yes, partial or full?
- FIT, quota or nothing?
- Legislation or private rule (Grid code, FIT)
- Others (will come from each WG)

Textbook for FIT WG members

- Must read:

A Policymaker's Guide to Feed-in Tariff Policy Design

<http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/44849.pdf>

- Reference

Evaluation of different feed-in tariff design options – Best practice paper for the International Feed-In Cooperation

http://www.renewwisconsin.org/policy/ARTS/MISC Docs/best_practice_paper_2nd_edition_final.pdf

Textbook for GC WG members

- Must read:

A_Guidebook_for_Minigrids-SERC_LBNL_March_2013.pdf

http://www.schatzlab.org/docs/A_Guidebook_for_Minigrids-SERC_LBNL_March_2013.pdf

- Reference

1547 IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems

Just as an example

TONGA POWER LIMITED POLICY FOR THE CONNECTION OF EMBEDDED GENERATION

http://www.tongapower.to/Portals/2/Docs/TPL_Net_Billing/TPL_Net-Billing_Policy.pdf

Meeting schedule (just a proposal)

- The committee
 - Meeting on beginning and end of each JICA mission
 - On 30 Jan, in the survey report meeting of JICA mission
- FIT WG
 - Basically 1 or 2 hour meeting in PM, every day during each mission
 - Next 13:00 on 29 Jan.
 - Bring your questions after reading **Executive Summary** (p.v-xi) of the textbook
- GC WG
 - Basically 1 or 2 hour meeting in AM, every day during each mission
 - Next: 10:00 on 22 Jan. (and then 29 Jan.)
 - Bring your questions after reading **Executive Summary** (p.10-16) of the textbook

第 2 回現地調査(6 月)

Committee for FIT & Grid Code

June, 2014



Okinawa Enetech

(1)

June 4, 2014 @ MRD

Walter, Angeline, Steve, Damien

Kakefuku, Hagihara

Higa, Gibo, Tobaru, Uezu

Purpose

- To invite RE installation by private sector
 - Financial: Feed-in Tariff (FIT) or Quota
 - Technical: Grid Code (GC)

... but

- What kind of RE?
- To whom? (fairness)
- How much? (upper limit)
 - 20% in NEP2009
 - Constraints on grid: recommended by this project
- How fast?
- Resource for financial support

Target of this phase

- Solar PV in Majuro
 - In later stage
 - Outer islands
 - Wind, biomass, waste

Then, how much?

- Peak demand in Majuro: Approx. 6MW
- Existing PV: Hospital 209kW, CMI 57kW
- Planned PV: CMI 54kW, UAE grant 500kW
- Assuming 20%,
 - $6,000 * 0,2 - (209 + 57 + 54 + 500) = 380kW$

Where 380kW PV will be installed?

■ LV and/or HV?

■ MEC doesn't welcome reverse flow on LV.

■ Hard to estimate candidates and volume

■ Customers on HV (21)

- Formosa Store in Uliga
- Formosa Store in Dalap
- Formosa Store in Long Island
- PII Apartments at Lojkar
- PII Construction yard area by the bridge
- PII main office facility
- Island Pride shopping center
- Tobolar Copra processing facility
- Marshall Island Fishing Ventures
- Koos Fishing Company
- Marshalls Stevedore and terminal Co.
- Airport Hanger Building
- Robert Reimers facilities
- Marshall Islands Resort
- Long Island Hotel
- Various schools - Private and public - qty may be 6
- MEC warehouse
- Some Government Ministry buildings
- Pan Pacific Foods
- New Airport terminal (planned)
- New Majuro Hospital (planned)

Target of 380kW PV

- No IPP
 - PV installers should be MEC customer.
- Assuming HV,
 - How much is max capacity at one location? or
 - How much potential installers?
- Harder requirement for over 30kW
 - e.g. in HECO, all protection device shall be utility grade.
 - If max 30kW,
 - 13 (60% of 21) PV installers are expected.
 - May be no/little reverse flow (definitely no-export?)
- If less potential installer, larger max capacity
- But fairness is important

FIT

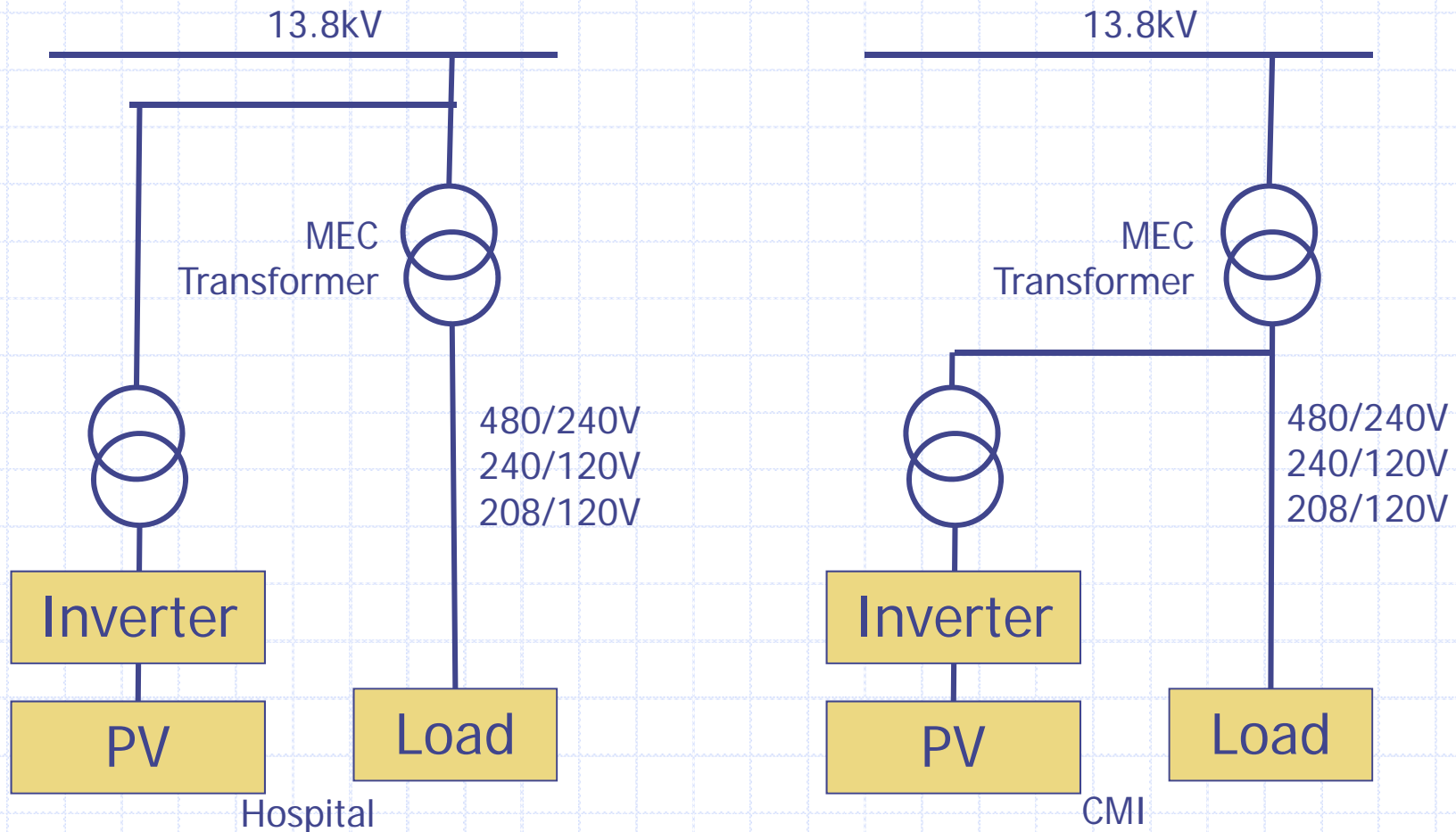
- Assuming target is 13 HV customers,
- How can we invite them?
- An incentives is FIT.
 - FIT for reverse flow (maybe little) or generated kW?
 - How much per kWh and how many years?
 - Must be economical as an investment → FIT simulator
 - NPV: Future amount of money that has been discounted to reflect its current value, as if it existed today.
 - IRR: Rate of return that makes the NPV of all cash flows from a particular investment equal to zero.
 - ROI: Profitability ratio
- But where and how much can we have this resource?

FIT in some island countries

	Load (MW)	Grid connected PV (kW)	kWh / capita ³⁰	Electricity tariff (/kWh) for business ³¹	Grid code	FIT		Remark
						/kWh	year	
Marshall's Energy Company	Ave. 7.0 Max. 8.5	257	1,032	0.40USD	no	no		
Tonga Power Limited	6.4 (12:00) 7.0 (20:00) ³²	1,300	487	0.945TOP (0.509USD)	yes ³²	yes, but free now ³⁴	-	
Fiji Electric Authority	111 ³³	10 ³⁵	850	0.3947FJD (0.209USD)	yes ³⁴	0.23FJD (0.121USD)	?	
Solomon Islands Electric Authority	14 (15:00)	0	142	6.418SBD (0.879USD)	under preparation	no		
Maldives Energy Authority	108 ³⁵	> 90.4 ³⁷	2,283	3.65MVR (0.240USD) ³⁶	yes	under revision		
Cook Islands, Te Aponga Uira: Rarotonga	Approx. 5.0 ³³	367.12 ³³	1,235	0.78USD ³⁷	yes	0.45USD ³³	?	Net metering ³³
FSM: Kosrae Utility Authority	2.0 ³³	51.26 ³³	560	0.528USD ³⁸	under consideration ³⁶	no		
Nauru Utility Authority	3.3 ³³	70 ³³	2,057	0.25-0.50AUD (0.22-0.44USD) ³³	being prepared ³⁸	no		
Palau Public Utilities Corporation	Approx. 10.0 ³³	600 ³³	3,372	0.405USD ³³	Yes ³⁶	no		
Mauritius, Central Electricity Board	430 ³⁹	300 ⁴⁰	1,941	10.01MUR (0.333USD) ⁴¹	yes ⁴²	15MUR (0.499USD) ⁴³	15 ⁴⁵	16% is from biomass. ³²
Malta, Enemalta	360 ⁴⁴	18 ⁴⁶	4,423	0.16EUR (0.217USD) ⁴⁵	yes ⁴⁶	0.2EUR (0.271USD) ⁴⁷	20 ⁴⁷	

Question on MEC HV feeder

- Which connection is for HV customers?
- Is MEC transformer dedicated (one for each customer)?
- LV is 480/240V, 240/120V or 208/120V?
- Automatic re-closing for overhead HV?



Standard for RMI Grid Code

- MEC complies with U.S. code & std. (NEC, IEEE and etc.).
OK?
- The bible is IEEE 1547
 - Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems
- IEEE 1547.2
 - IEEE Application Guide for IEEE 1547
- UL 1741
 - The Standard for Static Inverters and Charge Controllers For use in Photovoltaic Power Systems
- Reference
 - Hawaiian Electric Companies (HECO), Rules 14

Grid Code: divisional cooperation

- Design parameters: voltage, frequency, ...
- Protection requirement
 - Voltage regulation
 - Frequency disturbance
 - Unintentional islanding
 - Re-connection and synchronization
 - Grounding
 - Short circuit
- Power quality
 - DC injection
 - Flicker
 - Harmonics
 - Surge withstand capability
 - Power factor
- Safety and isolation
 - Isolation device
 - Disconnection
 - Operation during utility system outage

.... and more

(2)

June 13, 2014 @ MRD

Walter, Steve

Kakefuku, Hagihara

Higa, Gibo, Tobaru, Uezu

Tentative target and policy

- PV in Majuro only
- No IPP
- No or a little reverse flow at initial stage
- FIT
 - To accelerate PV installation, or in the case of negative response after announcement of on-grid PV allowed;
 - Commercial (and Government)
 - 480/277/240/208V, 1 ϕ /3 ϕ
 - No or small incentive for surplus
 - Potential resource is reduced fuel consumption.
 - 0.21-0.25\$/kWh
- GC
 - Residential, Commercial (and Government)
 - 480/277/240/208/120V, 1 ϕ /3 ϕ

Residential (LV)

- Taiwan fund (3 mil. \$) for Micro finance for residential sector
 - Non grid connected DC system w/battery (Schutz san)

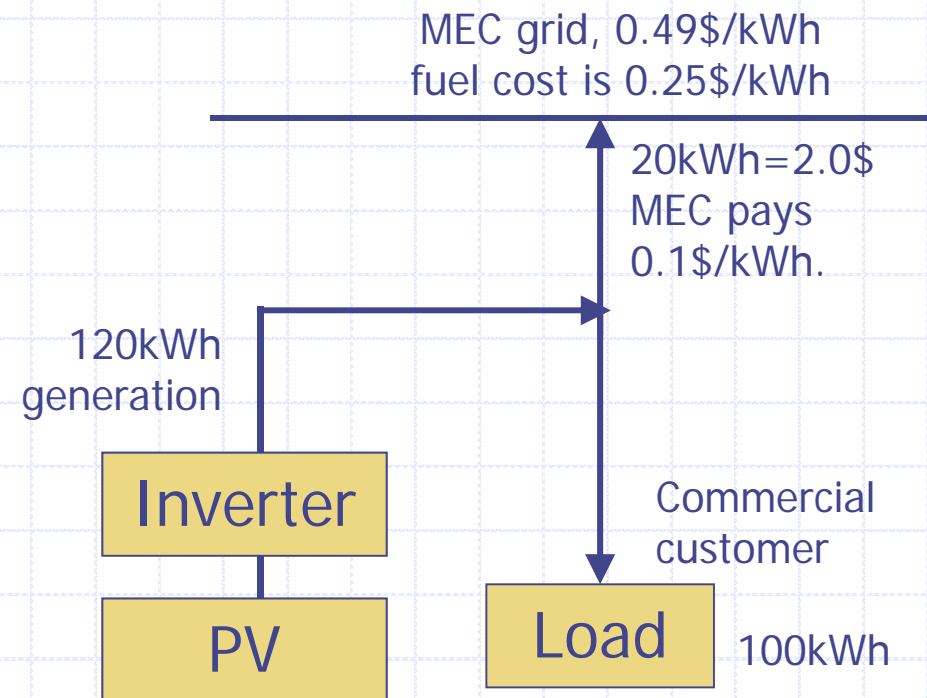
and/or

- Grid connected AC system?
 - Assuming 4,000\$/kW, → 20,000\$/5kW system
→ 150 sets (total 750kW > 620kW)
- Detail information is necessary → David Paul san

Idea 1: FIT for surplus only

- Allow reverse flow
- FIT price shall be much lower than tariff. (e.g. 0.1\$/kWh)
- FIT resource comes mainly from decreased fuel cost.

		MEC	Customer
w/o PV	Income	49.0\$	0.0\$
	Expense	-25.0\$	-49.0\$
	Balance	24.0\$	-49.0\$
w/ PV	Income	9.8\$	2.0\$
	Saving	30.0\$	49.0\$
	Expense	-2.0\$	0.0\$
	Balance	37.8\$	51.0\$



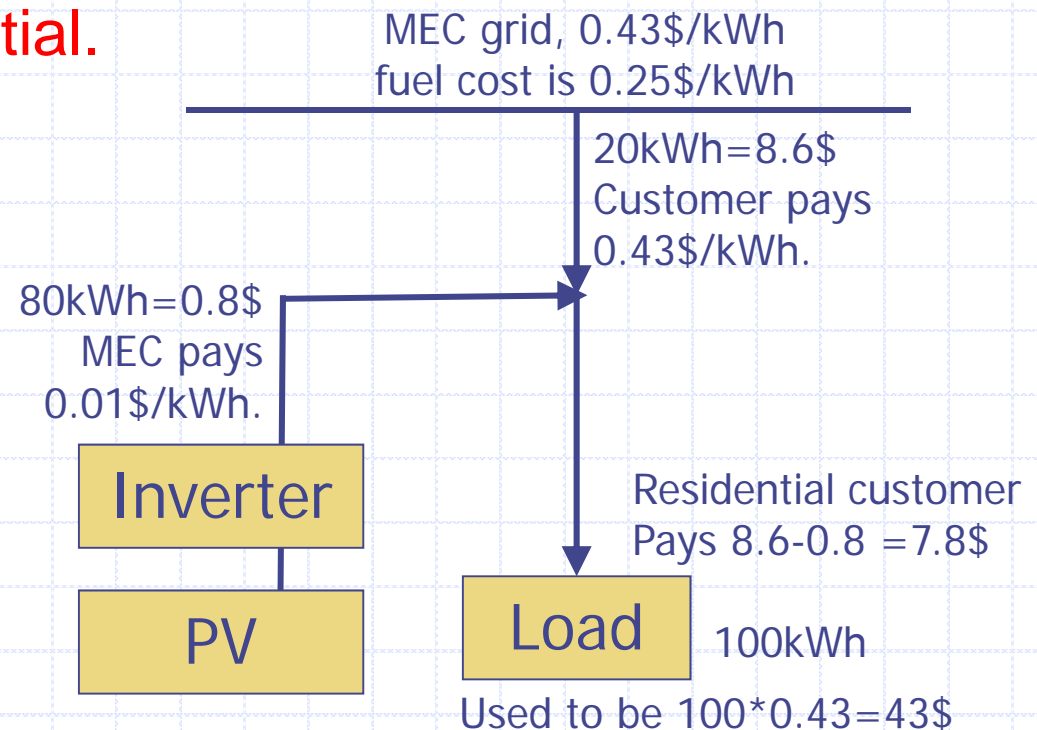
Both MEC and Customer have to cover other expenses by Balance.
Steve san will provide the information about MEC's other expense.

Idea 2: FIT for all the generated power (1)

- Basically refuse reverse flow
- FIT price shall be nominal (e.g. 0.01\$/kWh), much much lower than tariff.
- FIT resource comes mainly from decreased fuel cost.

Maybe suitable for residential.

		MEC	Customer
w/o PV	Income	43.0\$	0.0\$
	Expense	-25.0\$	-43.0\$
	Balance	18.0\$	-43.0\$
w/ PV	Income	8.6\$	0.8\$
	Saving	20.0\$	34.4\$
	Expense	-5-0.8\$	-8.6\$
	Balance	22.8\$	26.6\$



Both MEC and Customer have to cover other expenses by Balance.

Same as MEC purchases all the generated power at 0.50\$/kWh and sells it again at 0.49\$/kWh to consumers. 16

Grid Code

- Design parameters: voltage, frequency, ...
- Protection requirement
 - Voltage regulation
 - Frequency disturbance
 - Unintentional islanding
 - Re-connection and synchronization
 - Grounding
 - Short circuit

Sec. 3.1, 3.2, 3.3
Ian san, Damien san

Initial review is completed.

- Power quality
 - DC injection
 - Flicker
 - Harmonics
 - Surge withstand capability
 - Power factor

Sec. 3.1, 3.2, 3.3
Mike san, Damien san

- Safety and isolation
 - Isolation device
 - Disconnection
 - Operation during utility system outage

Sec. 3.1, 3.2, 3.3
Steve san, Damien san

.... and more

Issues

- Political issues:
 - Landowner: May need permission to install PV and ...
 - Regional government ...
- Invite low load operation of transformer, but it's inevitable.
- Is investing PV economical?
 - Without FIT, with FIT idea 1 and 2 (and hopefully 3)
 - Fuel cost is 0.21-0.25\$/kWh
 - PV cost: Hospital 33.5\$/W, CMI new 3.7\$/W, old 8\$/W, UAE 10\$/W
- Allowable total PV amount
- Max capacity at 1 site
- Connection point of commercial customer, HV or LV
- Load survey at typical consumers
 - Commercial and residential
- CMI generates reverse flow
 - Check it from a view point of grid code compliance as a case study
- Ian san and David san are very busy.
- And any other?
- **A new American renewable energy engineer, Sebastian, may join us in next mission.**

(3)

June 20, 2014 @ MRD

Walter, Steve, Mike

Kakefuku, Hagihara

Higa, Gibo, Tobaru, Uezu

Target and policy

- PV in Majuro only
- No IPP
- LV, maybe no HV direct connection
- No or a little reverse flow at initial stage

- FIT
 - To accelerate PV installation, or in the case of negative response after announcement of on-grid PV allowed;
 - Commercial (and Government)
 - 480/277/240/208V, 1 ϕ /3 ϕ
 - No or small incentive for surplus (lower than MEC tariff)
 - Potential resource is reduced fuel consumption.

- GC
 - Residential, Commercial (and Government)
 - 480/277/240/208/120V, 1 ϕ /3 ϕ

FIT

■ Progress

■ Understanding FIT through a simulator

- By changing various parameter, NPV/IRR/ROI at customer side and MEC's P/L are evaluated.

- NPV: Future amount of money that has been discounted to reflect its current value, as if it existed today.

- IRR: Rate of return that makes the NPV of all cash flows from a particular investment equal to zero.

- ROI: Profitability ratio

■ Assignment

- Does MEC have a loss or not?

- Think about difference between two calculation ways

- Get more suitable parameter values

- Discount rate, MEC other cost in Majuro, bank/micro-finance interest ...

Grid Code (1): Progress

- New WG members: Francis San, Johnson San
- Base on IEEE1547 and reference to HECO Rules 14
- Initial review
 - Power Quality and Safety are completed, but Protection is still in progress.
- Large customers survey (in progress)
- Collecting DWG/DOC for MEC's protection (in progress)

Grid Code (2): Assignment

- Review on protection part in GC. (three weeks later)
- Reading IEEE1547, IEEE1547.2 and HECO Rules 14
 - Require full understanding
- Complete to collect necessary drawings/documents
 - For each unit in PS, (3 feeders, 2 S/S, all VCBs)
 - Single line diagram w/relay, CT, VT, CB, LS
 - Installed relays and their setting tables
 - OCR, UVR, OVR, UFR, OFR, over load relay ...
 - Control scheme of tap changer of transformers
 - 87 (differential relay) for transformer, if any
 - Short circuit calculation
- Complete large customers survey
- Get drawings of CMI & hospital PV system for trial GC evaluation

Remaining issues

- Potential political issues:
 - Landowner: May need permission to install PV and ...
 - Regional government ...
- Invite low load operation of transformer, but it's inevitable.
- Target of Taiwan fund (3 mil. \$): on or off grid?
- Allowable total PV amount
- Max capacity at 1 site
- Load survey at typical consumers: Daily load curve
- Grid connection application & check procedure
- Metering with CASHPOWER
- Ian san and David san are very busy.
- A new American renewable energy engineer

FIT WG

June, 2014



Okinawa Enetech

(1)

June 11, 2014 @ MRD

Walter, Angeline, Steve

Kakefuku, Hagihara

Target of this phase

Purpose

- To support RE installation by private sector financially
- Solar PV in Majuro → inverter only
- No IPP
 - But Korean project goes against.
- Commercial? And also residential?
- Assuming 20% RE, upper limit may be **620kW.**
- How is appropriate FIT?
 - What is most preferable 620kW PV? LV and/or HV?
 - Do we allow reverse flows?
 - Where is the resource for FIT?

Residential (LV)

- MEC doesn't welcome reverse flow on LV.
- Micro finance Taiwan fund (4 mil. \$) for residential sector
 - Non grid connected DC system w/battery (Schutz san)
or
 - Grid connected AC system?
 - Assuming 4,000\$/kW, → 20,000\$/5kW system
→ 200 sets (total 1,000kW > 620kW)
 - Do we have reverse flow?
 - How much is preferable max output?

Non-residential: Large consumers

Table 5. Top Ten Electricity Consumers on Majuro in 2006

	Energy Use (kWh/year)	Average Load (kW)	Fraction of 2010 Total
Marshall Islands Fisheries	2,371,920	270.8	3.5%
Triple J Payless	1,938,600	221.3	2.9%
Capitol Building	1,771,200	202.2	2.6%
Marshall Islands Resort	1,118,880	127.7	1.7%
National Telecommunications Authority	908,160	103.7	1.4%
Majuro Hospital	758,400	86.6	1.1%
Amata International Airport	721,920	82.4	1.1%
Formosa Supermarket	555,840	63.5	0.8%
Robert Reimer's Enterprises	366,720	41.9	0.5%
Ministry of Education	198,720	22.7	0.3%
Totals for Top 10 Electricity Consumers	10,710,360	1,223	16%
Totals for All of Majuro	67,215,000	7,673	

Non-residential: HV with MEC transformer

■ Customers on HV (21)

- Formosa Store in Uliga
- Formosa Store in Delap
- Formosa Store in Long Island
- PII Apartments at Lojkar ^{1) 4)}
- PII Construction yard area by the bridge
- PII main office facility
- Island Pride shopping center
- Tobolar Copra processing facility
- Marshall Island Fishing Ventures
- Koos Fishing Company
- Marshalls Stevedore and terminal Co.
- Airport Hanger Building ²⁾
- Robert Reimers facilities ^{1) 2)}
- Marshall Islands Resort ²⁾
- ~~Long Island Hotel ²⁾~~
- Various schools - Private and public - qty may be 6 ⁴⁾
- MEC warehouse
- Some Government Ministry buildings
- Pan Pacific Foods
- New Airport terminal (planned)
- New Majuro Hospital (planned)

1) MEC transformer is not dedicated one. It has some consumers on its LV line.

2) With emergency DG

3) Large consumers

4) 1 ϕ

A survey is required.

Non-residential with emergency DG

A survey is required.

Ejit

- V7AB

Uliga

- Robert Reimers facilities
- Robert Reimers facilities (Hotel?)
- G&L
- PPW
- DAR
- Mobil

Momotaro

- Janes
- Momotaro Stores
- MEC Head Office
- MJCC

Delap

- NTA
- Hospital
- Payless, Bank of Guam, Continental
- China Embassy
- Marshall Islands Resort

Rairok

- Fish Loining Plant
- US State Dept Housing
- US Ambassador's Residence
- US Embassy
- Long Island Hotel

Long Island

- Airport Hanger Building
- RRE Long Is.
- Aust. Navy Housing
- NTA Telecoms Switch

(2)

June 12, 2014 @ MRD

Walter, Angeline, Steve

Kakefuku, Hagihara

Residential (LV)

- MEC doesn't welcome reverse flow on LV.
- Micro finance Taiwan fund (3 mil. \$) for residential sector
 - Non grid connected DC system w/battery (Schutz san)
or
 - Grid connected AC system?
 - Assuming 4,000\$/kW, → 20,000\$/5kW system
→ 150 sets (total 750kW > 620kW)
 - Do we have reverse flow?
 - How much is preferable max output?

Target of FIT is commercial and government only. Focus will be made on commercial. Residential is excluded.

FIT

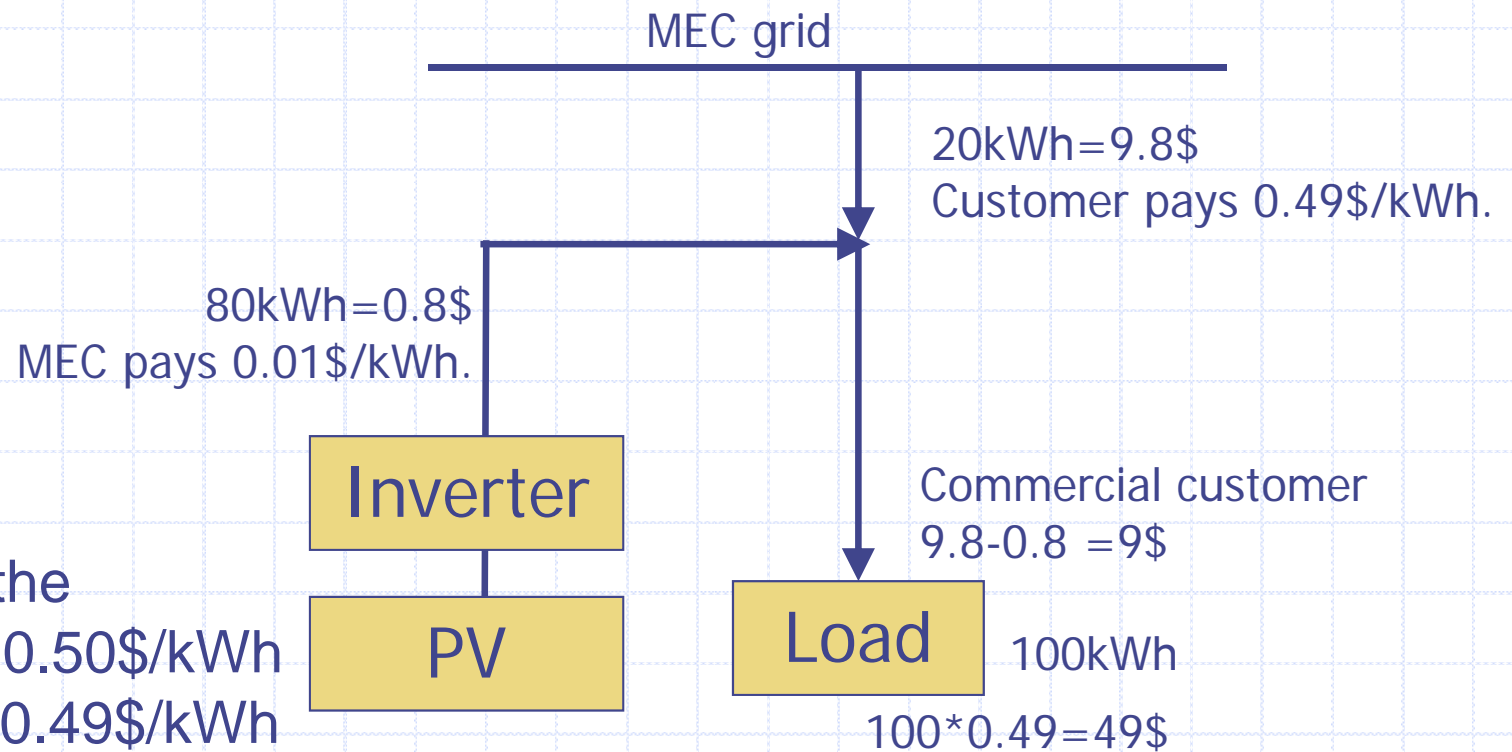
- How can we invite PV installation in private sector?
 - Without FIT, consumers w/PV can enjoy decreased electricity charge.
- But to accelerate PV installation, or in the case of negative response after announcement of on-grid PV allowed;
 - FIT is an incentive and its setting can be a control valve against PV penetration.
 - Possible resource
 - Decreased fuel cost 21-25c/kWh
 - Surcharge on electricity tariff
 - External grant (e.g. Taiwan project, 3 mil. \$)
 - Mix of above
 - Some initial ideas (Let's have a discussion.)
 - Basically generated PV power shall be consumed in-house.
 - FIT price shall be much lower than electricity tariff, as in Fiji, Cook Islands and NZ.
 - 1) FIT for surplus only
 - 2) FIT for all the generated power, both surplus and consumed

Idea 1: FIT for surplus only

- Allow reverse flow
 - FIT price shall be much lower than tariff.
 - FIT resource comes mainly from decreased fuel cost.
- Merit
 - MEC can have low cost surplus power.
 - Installers may be positive or negative to produce surplus, depending on FIT price.
 - Promoting energy saving
 - MEC/government pays only for surplus.
 - Demerit
 - Large consumers needs larger PV size to get money.
 - MEC has reverse flows.
 - Without surplus, installers can not get money.
 - Commercial needs larger size for surplus.
 - To earn money, someone may install larger PV at smaller consumers. (Depends on FIT price.)

Idea 2: FIT for all the generated power (1)

- Basically refuse reverse flow
- FIT price shall be nominal (e.g. 0.01\$/kWh), much much lower than tariff.
- FIT resource comes mainly from decreased fuel cost.



Same as:
MEC purchases all the generated power at 0.50\$/kWh and sells it again at 0.49\$/kWh to consumers.

Idea 2: FIT for all the generated power (2)

■ Merit

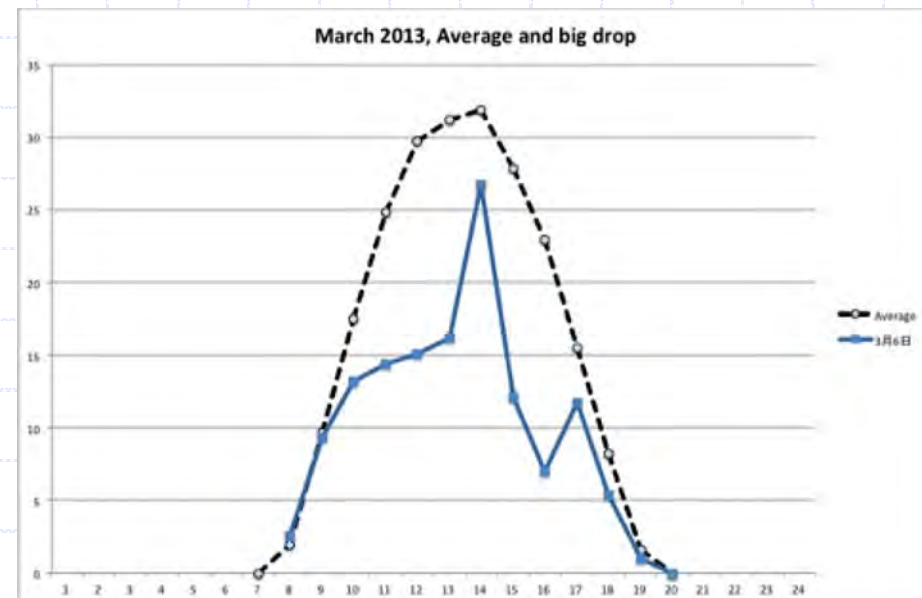
- Installation size will not be larger than consumption.
- MEC has no reverse flows.
- All the installers can get some moneys.

■ Demerit

- MEC can not have low cost surplus power.
- Without surplus, MEC/government has to pay.
- If surplus exists, it can not be utilized.

Issues

- Political issues:
 - Landowner: **Need permission to install PV and ...**
 - Regional government ...
- Invite low load operation of transformer
 - But it is inevitable.
- Does MEC welcome reverse flow or not?
 - **Initially NO. Maybe up to allowable limit.**
- Is FIT excessive incentive in RMI?
- Without FIT, investing PV is economical?
 - Simulation
 - Needs load profile



(3)

June 16, 2014 @ MRD

Walter, Angeline, Steve

Kakefuku, Hagihara

Gibo, Tobaru, Uezu

FIT Simulator (1)

Refer to
20140619FIT_model.xls.

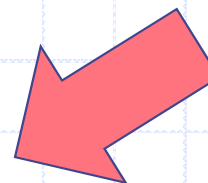
Solar Worksheet		New CMI 54kW System	
COSTS			
System Size (kW)	54		
Installed Cost/Watt	\$3.70		
System Installed Cost		\$199,800.00	
ADJUSTMENTS (Optional)			
State Rebate/W	\$0.00		
Maximum State Rebate	\$100,000.00		
State Rebate Total		\$0.00	
Atoll Development Authority Rebate/W	\$0.00		
Maximum Atoll Development Authority	\$1,000,000.00		
Atoll Development Authority Rebate Total		\$0.00	
Total Install less rebates		\$199,800.00	
Governmental ITC Rate	0.00%		
Maximum Governmental	\$250,000.00		
Governmental ITC Total		\$0.00	
Tax Rate	35.00%		
Maximum Depreciation	\$2,500,000.00		
Depreciation		-\$69,930.00	
Years of Depreciation	5		
Production Tax Credit	\$0.00	first 5 years	
RATES			
Discount Rate	6.00%		
Base Energy Rate \$/kW (FIT)	0.55		
Annual Energy Rate escalation	0.00%		
Grid Parity Base	0.5		
Grid Parity Escalator	0.02		
Capacity Factor (CF)			
Base Capacity Factor	17.00%	(PV Watts reference 15	
Annual Degradation	0.80%	(from California PUC a	
Financing			
Percent Equity Before ITC	100.00%		
Loan Amount	\$0.00	Levelized Er	
APR (Annual Percentage Rate)	7.00%		
Term (years)	20		
O&M			
Annual Cost (per kW)	\$25.00		
Inverter replacement at 10 years (per watt)	\$1.00		
IRR&ROI			
Internal Rate of Return (10)	11.39%		
Internal Rate of Return (20)	16.54%		
ROI	22.14%		
Net Installed Cost		\$199,800.00	
Total with NPV O&M		\$154,916.12	

Cost

FIT

Check!

IRR & ROI
NPV



(4)

June 17, 2014 @ MRD

Walter, Steve

Kakefuku, Hagihara

Gibo, Tobaru, Uezu

June 18, 2014 @ MRD

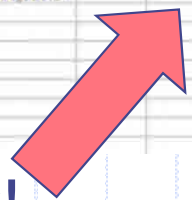
Angeline, Hagihara

FIT Simulator (2)

Refer to
20140619FIT_model.xls.

Payback schedule

PAYBACK SCHEDULE					Capital + O&M			FINANCING										NPV
YEAR	REP Energy Rate	Grid Parity Rate	State Rebate + ENERGY VALUE	KWH	Total PAYOUT	Cost	Total Cost	Annual Payment	Principal	Interest	Depreciation	Remaining Basis	Taxable Income	Taxes	Annual Net	Annual ROI		
0						-\$199,800.00	-\$199,800.00					\$199,800.00	\$0.00		-\$199,800.00			
1	0.550	0.500	\$44,229.24	80,416.80	\$44,229.24	-\$1,350.00	-\$201,150.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$39,960.00	\$159,840.00	\$2,919.24	-\$1,021.73	\$41,857.51	20.9%	\$151,237.53	
2	0.550	0.510	\$43,875.41	79,773.47	\$88,104.85	-\$1,350.00	-\$202,500.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$63,936.00	\$95,904.00	-\$21,410.59	\$7,493.71	\$50,019.11	25.0%	\$109,240.52	
3	0.550	0.520	\$43,524.40	79,135.28	\$131,629.05	-\$1,350.00	-\$203,850.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$38,381.60	\$57,542.40	\$3,812.80	-\$1,334.48	\$40,839.92	20.4%	-\$76,891.48	
4	0.550	0.531	\$43,176.21	78,502.20	\$174,805.26	-\$1,350.00	-\$205,200.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$23,016.96	\$34,525.44	\$18,809.25	-\$8,583.24	\$35,242.97	17.6%	-\$50,555.68	
5	0.550	0.541	\$42,830.80	77,874.18	\$217,636.05	-\$1,350.00	-\$206,550.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$23,016.96	\$11,508.48	\$18,463.84	-\$6,462.34	\$35,018.45	17.5%	-\$25,889.25	
6	0.550	0.552	\$42,485.78	77,251.18	\$260,281.83	-\$1,350.00	-\$207,900.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$11,508.48	\$0.00	\$29,787.30	-\$10,425.55	\$30,870.22	15.5%	-\$5,338.79	
7	0.550	0.563	\$43,150.70	76,633.18	\$303,432.53	-\$1,350.00	-\$209,250.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$41,800.70	-\$14,630.25	\$27,170.46	13.6%	\$11,708.29	
8	0.550	0.574	\$43,681.81	76,020.11	\$347,094.14	-\$1,350.00	-\$210,600.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$42,311.61	-\$14,809.06	\$27,502.54	13.8%	\$27,987.00	
9	0.550	0.586	\$44,178.56	75,411.95	\$391,272.69	-\$1,350.00	-\$211,950.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$42,828.56	-\$14,990.00	\$27,838.56	13.9%	\$43,531.91	
10	0.550	0.598	\$44,701.83	74,806.85	\$435,974.33	-\$4,000.00	-\$265,950.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$9,298.37	\$3,254.43	-\$6,043.94	-3.0%	\$40,348.04	
11	0.550	0.609	\$45,230.90	74,210.18	\$481,205.23	-\$1,350.00	-\$267,300.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$43,880.90	-\$15,358.32	\$28,522.59	14.3%	\$54,522.89	
12	0.550	0.622	\$45,766.43	73,616.50	\$526,971.66	-\$1,350.00	-\$268,650.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$44,416.43	-\$15,545.75	\$28,870.68	14.4%	\$88,058.59	
13	0.550	0.634	\$46,308.31	73,027.57	\$573,279.97	-\$1,350.00	-\$270,000.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$44,958.31	-\$15,735.41	\$29,222.90	14.6%	\$80,983.91	
14	0.550	0.647	\$46,856.60	72,443.35	\$620,136.57	-\$1,350.00	-\$271,350.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$45,506.60	-\$15,927.31	\$29,579.29	14.8%	\$93,326.31	
15	0.550	0.660	\$47,411.38	71,863.80	\$667,547.95	-\$1,350.00	-\$272,700.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$46,061.38	-\$16,121.48	\$29,939.90	15.0%	\$105,112.04	
16	0.550	0.673	\$47,972.73	71,288.89	\$715,520.68	-\$1,350.00	-\$274,050.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$46,622.73	-\$16,317.96	\$30,304.78	15.2%	\$116,366.16	
17	0.550	0.686	\$48,540.73	70,718.58	\$764,061.41	-\$1,350.00	-\$275,400.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$47,190.73	-\$16,516.76	\$30,673.97	15.4%	\$127,112.59	
18	0.550	0.700	\$49,115.45	70,152.83	\$813,178.86	-\$1,350.00	-\$276,750.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$47,765.45	-\$16,717.91	\$31,047.54	15.5%	\$137,374.21	
19	0.550	0.714	\$49,698.98	69,591.61	\$862,873.84	-\$1,350.00	-\$278,100.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$48,346.98	-\$16,921.44	\$31,425.54	15.7%	\$147,172.84	
20	0.550	0.728	\$50,285.39	69,034.88	\$913,159.23	-\$1,350.00	-\$279,450.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$48,935.39	-\$17,127.39	\$31,808.00	15.9%	\$156,529.34	
TOTAL			\$913,159.23	1,491,775.19	\$1,826,318.46	-\$79,650.00	-\$359,100.00								\$411,911.00			
NPV			\$515,802.49	868,582.38		-\$230,833.85	-\$44,883.88									\$156,529.34		
i=19.5 (depending on acdc efficiency)					Total O&M													
! EIA)																		
ogy Payout Including Rebates					\$0.5938	per kWh												
					NPV													-\$44,883.88



Check!

Q&A session about FIT simulator.

(5)

June 19, 2014 @ MRD

Walter, Angeline, Steve

Kakefuku, Hagihara

Tobaru

FIT simulator

- Trial use of FIT simulator
 - Walter: It seems Idea 2 is good.
 - Angeline: Idea 2 is preferable.
 - Steve: Other cost should be revised.
- Assignment
 - Does MEC have a loss or not?
 - With MEC's reduced fuel cost.
 - Can show win-win relation between MEC and customers.
 - With ZERO fuel cost, since MEC does not have no fuel consumption as a real cost.
 - Show only MEC's loss, even if FIT is ZERO.
 - Get more suitable parameter values
 - Discount rate, MEC other cost in Majuro, bank/micro-finance interest ...

Grid Code WG

June, 2014



Okinawa Enetech

(1)

June 9, 2014 @ MEC PP

Steve, Mike

Kakefuku, Hagihara

Grid Code: divisional cooperation

- Design parameters: voltage, frequency, ...
- Protection requirement
 - Voltage regulation
 - Frequency disturbance
 - Unintentional islanding
 - Re-connection and synchronization
 - Grounding
 - Short circuit

Sec. 3.1, 3.2, 3.3
Ian san, Damien san

- Power quality
 - DC injection
 - Flicker
 - Harmonics
 - Surge withstand capability
 - Power factor

Sec. 3.1, 3.2, 3.3
Mike san, Damien san

- Safety and isolation
 - Isolation device
 - Disconnection
 - Operation during utility system outage

Sec. 3.1, 3.2, 3.3
Steve san, Damien san

.... and more

Damien-san may be a key person.

Target of this phase

- Solar PV in Majuro → inverter only
 - In later stage
 - Outer islands
 - Wind, biomass, waste
- And no IPP

Then, how much?

- Peak demand in Majuro: Approx. 7.2MW (daily average)
- Existing PV: Hospital 209kW, CMI 54+57=111kW
- Planned PV: UAE grant 500kW
- Assuming 20%,
 - $7,200 * 0,2 - (209 + 111 + 500) = 620kW$
 - What is most preferable 620kW PV?
 - LV and/or HV?

Residential (LV)

- MEC doesn't welcome reverse flow on LV.
- Micro finance Taiwan fund (4 mil. \$) for residential sector
May be used for both applications
 - Non grid connected DC system w/battery (Schutz san) and
 - Grid connected AC system
 - Assuming 4,000\$/kW, → 20,000\$/5kW system
→ 200 sets (total 1,000kW > 620kW)
 - UL1741 or equal
 - Do we have reverse flow?
→ If yes, RPR (reverse flow protection relay)
 - How much is preferable max output?

Non-residential: Large consumers

Table 5. Top Ten Electricity Consumers on Majuro in 2006

	Energy Use (kWh/year)	Average Load (kW)	Fraction of 2010 Total
Marshall Islands Fisheries	2,371,920	270.8	3.5%
Triple J Payless	1,938,600	221.3	2.9%
Capitol Building	1,771,200	202.2	2.6%
Marshall Islands Resort	1,118,880	127.7	1.7%
National Telecommunications Authority	908,160	103.7	1.4%
Majuro Hospital	758,400	86.6	1.1%
Amata International Airport	721,920	82.4	1.1%
Formosa Supermarket	555,840	63.5	0.8%
Robert Reimer's Enterprises	366,720	41.9	0.5%
Ministry of Education (1 ϕ ?)	198,720	22.7	0.3%
Totals for Top 10 Electricity Consumers	10,710,360	1,223	16%
Totals for All of Majuro	67,215,000	7,673	

NREL report, 2013

Non-residential: HV with MEC transformer

■ Customers on HV (21)

- Formosa Store in Uliga
- Formosa Store in Delap
- Formosa Store in Long Island
- PII Apartments at Lojkar ^{1) 4)}
- PII Construction yard area by the bridge
- PII main office facility
- Island Pride shopping center
- Tobolar Copra processing facility
- Marshall Island Fishing Ventures
- Koos Fishing Company
- Marshalls Stevedore and terminal Co.
- Airport Hanger Building ²⁾
- Robert Reimers facilities ^{1) 2)}
- Marshall Islands Resort ²⁾
- ~~Long Island Hotel ²⁾~~
- Various schools - Private and public - qty may be 6 ⁴⁾
- MEC warehouse
- Some Government Ministry buildings
- Pan Pacific Foods
- New Airport terminal (planned)
- New Majuro Hospital (planned)

1) MEC transformer is not dedicated one. It has some consumers on its LV line.

2) With emergency DG

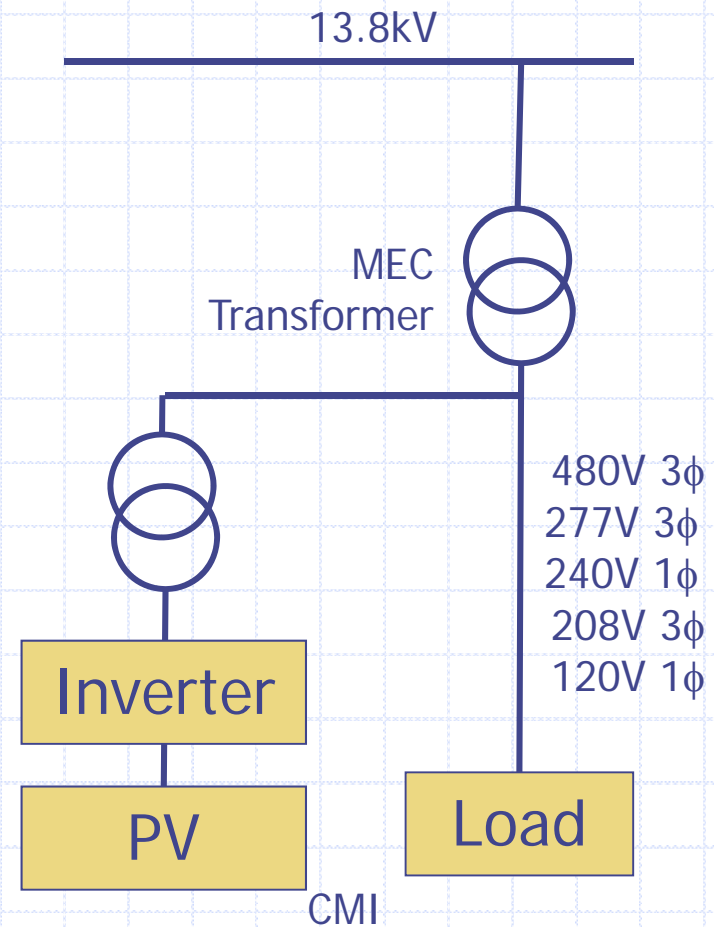
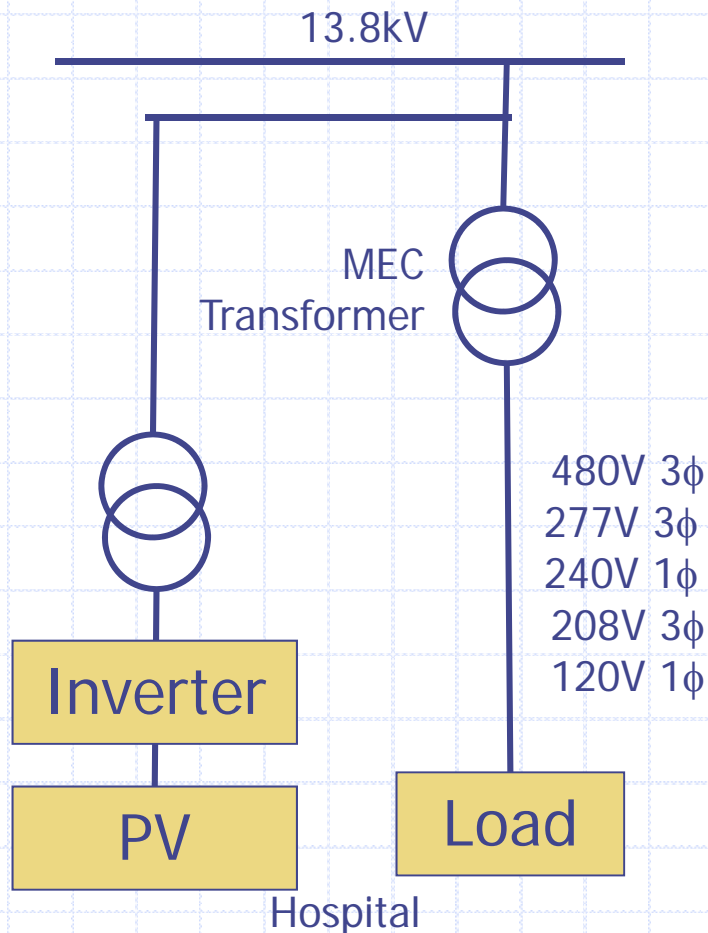
3) Large consumers

4) 1 ϕ

A survey is required.

Non-residential: MEC HV feeder

- Which connection is better?
- MEC transformer is not always dedicated.
- LV is 480V 3 ϕ , 277V 3 ϕ , 240V 1 ϕ , 208V 3 ϕ or 120V 1 ϕ
- No automatic re-closing
- Some customers have emergency DG.



Non-residential with emergency DG

A survey is required.

Ejit

- V7AB

Uliga

- Robert Reimers facilities
- Robert Reimers facilities (Hotel?)
- G&L
- PPW
- DAR
- Mobil

Momotaro

- Janes
- Momotaro Stores
- MEC Head Office
- MJCC

Delap

- NTA
- Hospital
- Payless, Bank of Guam, Continental
- China Embassy
- Marshall Islands Resort

Rairok

- Fish Loining Plant
- US State Dept Housing
- US Ambassador's Residence
- US Embassy
- Long Island Hotel

Long Island

- Airport Hanger Building
- RRE Long Is.
- Aust. Navy Housing (1φ)
- NTA Telecoms Switch

Non-residential

- How much is max capacity at one location? [TBD]

- Harder requirement for over 30-50kW
 - e.g. in HECO, all protection device shall be utility grade over 30kW.

- If 30kW max,
 - All of 21 customers are expected to install PV.
 - May be no/little reverse flow (definitely no-export?)
 - CMI (115kW) may generate reverse flow. Need investigation.

CMI's new installation is a very good reference.
How did you approve grid connection?

Tentative target

- PV only
- No IPP

- Residential (120V 1 ϕ , 240V 1 ϕ)
 - Max 5kW [TBD]
 - No reverse flow (need RPR) --- Maybe yes
 - UL1741 or equal

- Non-residential (Industry and commerce)
 - 480/277/240/208, 1 ϕ /3 ϕ
 - No direct connection w/HV or not → Maybe LV
 - Max 30kW [TBD]
 - Maybe no reverse flow (need RPR)
 - UL1741 or equal

- Reduction of electricity consumption is beneficial, so it may not need any financial support.

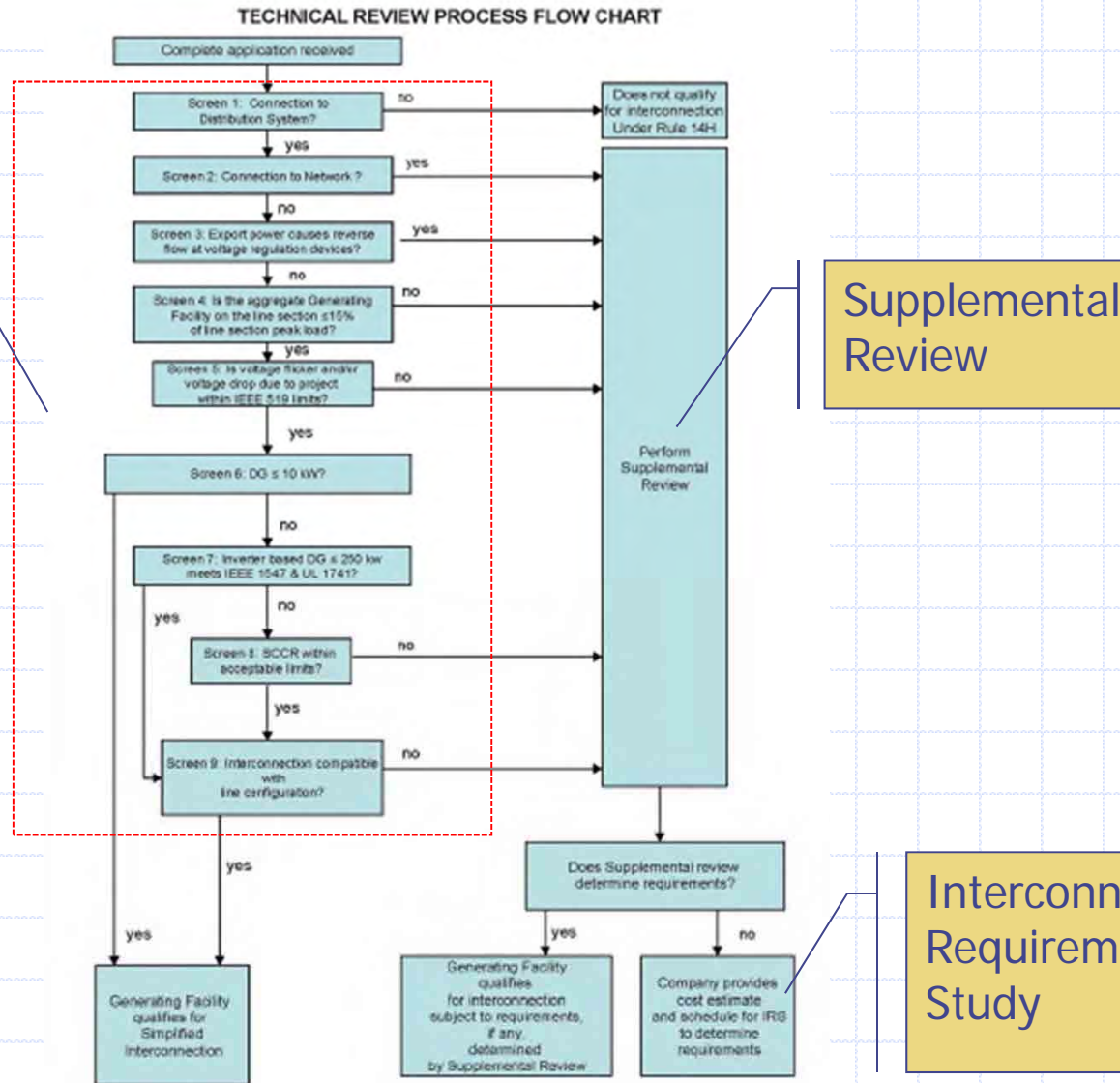
Standard for RMI Grid Code

- MEC complies with U.S. code & std. (NEC, IEEE and etc.).
- The bible is IEEE 1547
 - Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems
- IEEE 1547.2
 - IEEE Application Guide for IEEE 1547
- UL 1741
 - The Standard for Static Inverters and Charge Controllers For use in Photovoltaic Power Systems
- Reference
 - Hawaiian Electric Companies (HECO), Rules 14

Tech. review process flow chart (HECO)

■ HECO Rules 14
Appendix III

Initial
Technical
Review



Supplemental
Review

Interconnection
Requirement
Study

(2)

June 12, 2014 @ MEC PP

Steve, Mike, Damien

Kakefuku, Hagihara

Standard for RMI Grid Code

- Refer to 20140612GridCode_v0-04.docx

Version 0.04

Grid Code for RMI

1. Purpose of the Grid Code

The following interconnection standards are intended to provide general technical guidelines and procedures to facilitate the interconnection and parallel operation of distributed generating facilities of capacity ***less than 30kW*** with Marshall Energy Company's (MEC, Company or utility) electrical distribution system. These technical interconnection requirements have been established to maintain safety, reliability, and power quality standards for all utility customers and personnel under the objectives described below:

.....

(3)

June 17, 2014 @ MEC PP

Steve, Mike, Francis, Johnson

Kakefuku, Hagihara

Necessary info to study protection

- Each unit in the power station
- Three feeders
- Two substations
- All VCB

- Single line diagram w/relay, CT, VT, CB, LS
- Installed relays and their setting tables
 - OCR, UVR, OVR, UFR, OFR, over load relay ...
- Control scheme of tap changer of transformers
- 87 (differential relay) for transformer, if any
- Short circuit calculation
- Others

- Any other relays?

(4)

June 19, 2014 @ MEC PP

Steve, Mike, Francis, Johnson

Kakefuku, Hagihara

Gibo, Tobaru

Necessary info to study protection

- Each unit in the power station
- ~~Three feeders~~
- ~~Two substations~~
- ~~All VCB~~

- Single line diagram w/relay, CT, VT, CB, LS
- Installed relays and their setting tables
 - OCR, UVR, OVR, UFR, OFR, over load relay ...
- Control scheme of tap changer of transformers
- 87 (differential relay) for transformer, if any
- Short circuit calculation
- Others

- Any other relays?

Assignment

- Review on protection part in GC. (three weeks later)
- Reading IEEE1547, IEEE1547.2 and HECO Rules 14
 - Require full understanding
- Complete to collect necessary drawings/documents
 - For each unit in PS, (3 feeders, 2 S/S, all VCBs)
 - Single line diagram w/relay, CT, VT, CB, LS
 - Installed relays and their setting tables
 - OCR, UVR, OVR, UFR, OFR, over load relay ...
 - Control scheme of tap changer of transformers
 - 87 (differential relay) for transformer, if any
 - Short circuit calculation
- Complete large customers survey
- Get drawings of CMI & hospital PV system for trial GC evaluation

第 3 回現地調査(8 月)

Committee for FIT & Grid Code

August, 2014



kinawa Enetech

Target of this phase

- Solar PV in Majuro
 - Residential, Commercial (and Government)
 - LV, basically no HV direct connection
 - 480/277/240/208/120V, 1 ϕ /3 ϕ
 - No IPP
 - No or a little reverse flow at initial stage
 - In later stage: Outer islands, Wind, biomass, waste

Standard for RMI Grid Code

- The bible is IEEE 1547
 - Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems
- IEEE 1547.2
 - IEEE Application Guide for IEEE 1547
- UL 1741
 - The Standard for Static Inverters and Charge Controllers For use in Photovoltaic Power Systems
- Reference
 - Hawaiian Electric Companies (HECO), Rules 14

Grid Code

- Design parameters: voltage, frequency, ...
- Protection requirement
 - Voltage regulation
 - Frequency disturbance
 - Unintentional islanding
 - Re-connection and synchronization
 - Grounding
 - Short circuit

Completed initial review

- Power quality
 - DC injection
 - Flicker
 - Harmonics
 - Surge withstand capability
 - Power factor
- Safety and isolation
 - Isolation device
 - Disconnection
 - Operation during utility system outage

.... and more

Two FIT ideas

Idea 1: FIT for surplus only

- Allow reverse flow
- FIT price shall be much lower than tariff. (e.g. 0.1\$/kWh)
- FIT resource comes mainly from decreased fuel cost.

Idea 2: FIT for all the generated power

- Basically refuse reverse flow
- FIT price shall be nominal (e.g. 0.01\$/kWh), much much lower than tariff.
- FIT resource comes mainly from decreased fuel cost.

... Maybe suitable for residential.

Assignment for FIT WG

- Does MEC have a loss or not?
 - Think about difference between two calculation ways
- Get more suitable parameter values
 - Discount rate, MEC other cost in Majuro, bank/micro-finance interest ...

Assignment for Grid Code WG

- Review on protection part in GC. (three weeks later)
- Reading IEEE1547, IEEE1547.2 and HECO Rules 14
 - Require full understanding
- Complete to collect necessary drawings/documents
 - For each unit in PS, (3 feeders, 2 S/S, all VCBs)
 - Single line diagram w/relay, CT, VT, CB, LS
 - Installed relays and their setting tables
 - OCR, UVR, OVR, UFR, OFR, over load relay ...
 - Control scheme of tap changer of transformers
 - 87 (differential relay) for transformer, if any
 - Short circuit calculation
- Complete large customers survey
- Get drawings of CMI & hospital PV system for trial GC evaluation

Remaining issues

- Refuse reverse flow, or accept it in small quantity without payment
- Taiwan fund (3 mil. \$) for residential sector
 - Off-grid DC or on-grid AC system?
- Allowable total PV amount
- Max capacity at 1 site
- Grid connection application & review procedure
 - Form sheet ... HECO Rules 14 Appendix II, II-A Exhibit A
 - Work flow ... HECO Rules Appendix III
 - In-house manual for review & approval
 - Agreement ... HECO Rules 14 Appendix II, II-A
- Metering with CASHPOWER

FIT WG

August, 2014



Kinawa Enetech

Target of this phase

Purpose

- To support RE installation by private sector financially
- Solar PV in Majuro → inverter only
- No IPP
 - But Korean project goes against.
- Commercial? And also residential?
- Assuming 20% RE, upper limit may be **620kW.**
- How is appropriate FIT?
 - What is most preferable 620kW PV? LV and/or HV?
 - Do we allow reverse flows?
 - Where is the resource for FIT?

Idea 1: FIT for surplus only

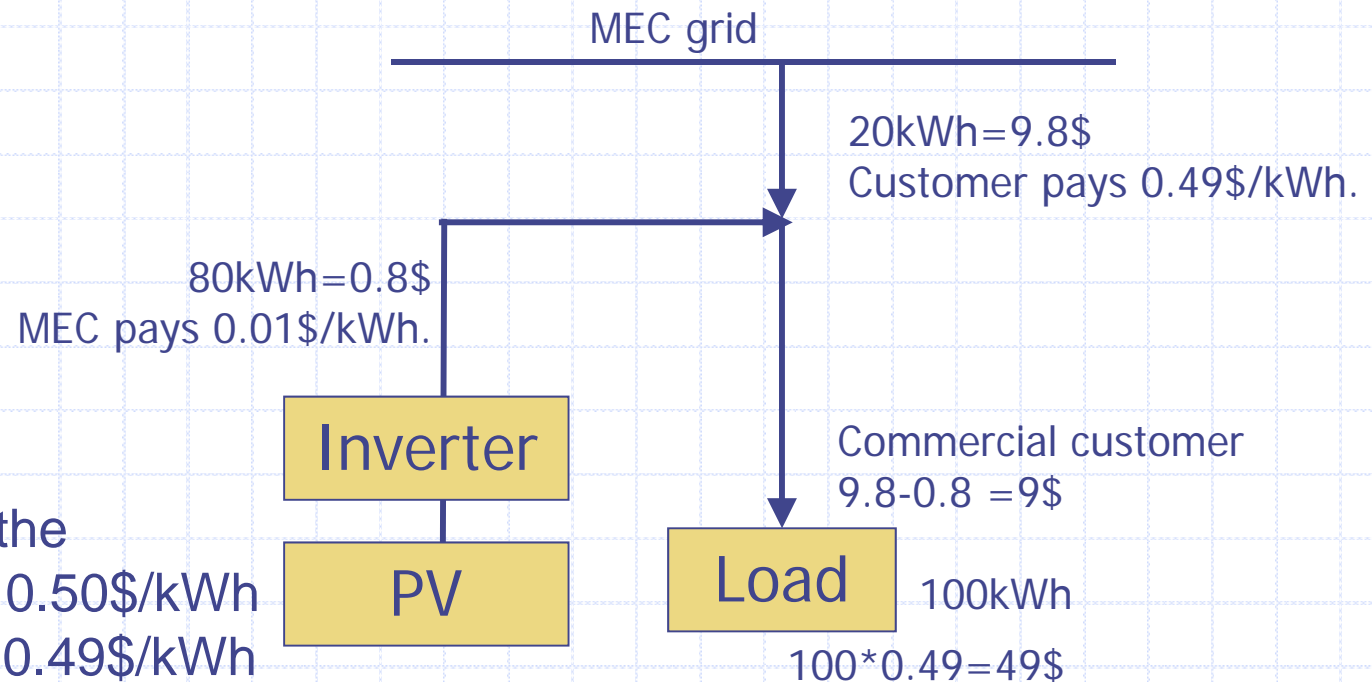
- Allow reverse flow
- FIT price shall be much lower than tariff.
- FIT resource comes mainly from decreased fuel cost.

- Merit
 - MEC can have low cost surplus power.
 - Installers may be positive or negative to produce surplus, depending on FIT price.
 - Promoting energy saving
 - MEC/government pays only for surplus.

- Demerit
 - Large consumers needs larger PV size to get money.
 - MEC has reverse flows.
 - Without surplus, installers can not get money.
 - Commercial needs larger size for surplus.
 - To earn money, someone may install larger PV at smaller consumers. (Depends on FIT price.)

Idea 2: FIT for all the generated power (1)

- Basically refuse reverse flow
- FIT price shall be nominal (e.g. 0.01\$/kWh), much much lower than tariff.
- FIT resource comes mainly from decreased fuel cost.



Same as:
MEC purchases all the generated power at 0.50\$/kWh and sells it again at 0.49\$/kWh to consumers.

Idea 2: FIT for all the generated power (2)

■ Merit

- Installation size will not be larger than consumption.
- MEC has no reverse flows.
- All the installers can get some moneys.

■ Demerit

- MEC can not have low cost surplus power.
- Without surplus, MEC/government has to pay.
- If surplus exists, it can not be utilized.

Input parameter

Solar Worksheet	Idea 1 for Commercial	
COSTS		
System Size (kW)	30	
Installed Cost/Watt	\$4.00	
System Installed Cost		\$120,000.00
ADJUSTMENTS (Optional)		
State Rebate/W	\$0.00	
Maximum State Rebate	\$10,000.00	
State Rebate Total		\$0.00
Total Install less rebates		\$120,000.00
Governmental ITC Rate	0.00%	
Maximum Governmental ITC	\$250,000.00	
Governmental ITC Total		\$0.00
Tax Rate	3.00%	
Tax Credit	\$5,000.00	
Years of Depreciation	6	
Depreciation		-\$20,000.00
RATES		
Discount Rate	6.00%	
Base Energy Rate \$/kWh (FIT)	\$0.20	for surplus
Annual Energy Rate escalation	0.00%	
FIT Term (year)	12	
MEC tariff Base \$/kWh	\$0.49	
MEC tariff Escalator	0.00%	
MEC fuel Cost \$/kWh	\$0.296	
MEC other cost \$/kWh	\$0.167	
Capacity Factor (CF)		
Base Capacity Factor	16.00%	
Annual Degradation	0.80%	
Ratio of sold energy to MEC (Surplus)	20.00%	
Financing		
Percent Equity Before ITC	100.00%	
Loan Amount	\$0.00	
APR (Annual Percentage Rate)	18.00%	
Term (years)	5	
O&M		
Annual Cost (per kW)	\$25.00	
Inverter replacement at 10 years (per watt)	\$0.50	

Payback schedule of PV installer

CUSTOMER PAYBACK SCHEDULE											FINANCING							
YEAR	FIT	MEC	Generated	Sold Energy	In-house	Consumed	State Rebate +	Capital + O&M	Total	Depreciation	Remaining	Taxable	Taxes	Annual	Annual	NPV		
	Energy	Energy	Energy	to MEC	Consumption	FIT income	Energy (PV)										ENERGY	Total
	Rate	Rate	kWh	kWh	kWh		Value	VALUE	PAYOUT	Cost	Cost							
0				20.00%	80.00%					-\$120,000.00	-\$120,000.00	\$120,000.00	\$0.00	-\$120,000.00				
1	\$0.200	\$0.490	42,048.00	8,409.60	33,638.40	\$1,681.92	\$16,482.82	\$18,164.74	\$18,164.74	-\$750.00	-\$120,750.00	\$100,000.00	-\$19,068.08	\$0.00	\$17,414.74	14.5%	-\$97,708.49	
2	\$0.200	\$0.490	41,711.62	8,342.32	33,369.29	\$1,668.48	\$16,350.95	\$18,019.42	\$36,184.15	-\$750.00	-\$121,500.00	\$80,000.00	-\$19,081.54	\$0.00	\$17,269.42	14.4%	-\$83,208.76	
3	\$0.200	\$0.490	41,377.92	8,275.58	33,102.34	\$1,655.12	\$16,220.15	\$17,875.26	\$54,059.42	-\$750.00	-\$122,250.00	\$60,000.00	-\$19,094.88	\$0.00	\$17,125.26	14.3%	-\$69,843.95	
4	\$0.200	\$0.490	41,046.90	8,209.38	32,837.52	\$1,641.88	\$16,090.38	\$17,732.26	\$71,791.68	-\$750.00	-\$123,000.00	\$40,000.00	-\$19,108.12	\$0.00	\$16,982.26	14.2%	-\$56,953.81	
5	\$0.200	\$0.490	40,718.52	8,143.70	32,574.82	\$1,628.74	\$15,961.66	\$17,590.40	\$89,382.08	-\$750.00	-\$123,750.00	\$20,000.00	-\$19,121.26	\$0.00	\$16,840.40	14.0%	-\$45,081.99	
6	\$0.200	\$0.490	40,392.78	8,078.56	32,314.22	\$1,615.71	\$15,833.97	\$17,449.68	\$106,831.76	-\$750.00	-\$124,500.00	\$0.00	-\$19,134.29	\$0.00	\$16,699.68	13.9%	-\$33,975.75	
7	\$0.200	\$0.490	40,069.83	8,013.93	32,055.71	\$1,602.79	\$15,707.30	\$17,310.08	\$124,141.84	-\$750.00	-\$125,250.00	\$0.00	\$0.00	\$852.79	\$0.00	\$16,560.08	13.8%	-\$23,585.75
8	\$0.200	\$0.490	39,749.08	7,949.82	31,799.26	\$1,589.96	\$15,581.84	\$17,171.60	\$141,313.44	-\$750.00	-\$126,000.00	\$0.00	\$0.00	\$839.96	\$0.00	\$16,421.60	13.7%	-\$13,885.83
9	\$0.200	\$0.490	39,431.08	7,886.22	31,544.87	\$1,577.24	\$15,456.99	\$17,034.23	\$158,347.67	-\$750.00	-\$126,750.00	\$0.00	\$0.00	\$827.24	\$0.00	\$16,284.23	13.6%	-\$4,772.80
10	\$0.200	\$0.490	39,115.64	7,823.13	31,292.51	\$1,564.83	\$15,333.33	\$16,897.95	\$175,245.63	-\$15,000.00	-\$141,750.00	\$0.00	\$0.00	-\$13,435.37	\$0.00	\$1,897.95	1.6%	-\$3,772.98
11	\$0.200	\$0.490	38,802.71	7,760.54	31,042.17	\$1,552.11	\$15,210.66	\$16,762.77	\$192,008.40	-\$750.00	-\$142,500.00	\$0.00	\$0.00	\$802.11	\$0.00	\$16,012.77	13.3%	\$4,184.87
12	\$0.200	\$0.490	38,492.29	7,698.46	30,793.83	\$1,539.69	\$15,088.98	\$16,628.67	\$208,637.07	-\$750.00	-\$143,250.00	\$0.00	\$0.00	\$789.69	\$0.00	\$15,878.67	13.2%	\$11,629.41
13	\$0.000	\$0.490	38,184.35	7,636.87	30,547.48	\$0.00	\$14,968.27	\$14,968.27	\$223,605.33	-\$750.00	-\$144,000.00	\$0.00	\$0.00	-\$750.00	\$0.00	\$14,218.27	11.8%	\$17,918.16
14	\$0.000	\$0.490	37,878.88	7,575.78	30,303.10	\$0.00	\$14,848.52	\$14,848.52	\$238,453.85	-\$750.00	-\$144,750.00	\$0.00	\$0.00	-\$750.00	\$0.00	\$14,098.52	11.7%	\$23,800.98
15	\$0.000	\$0.490	37,575.84	7,515.17	30,060.68	\$0.00	\$14,729.73	\$14,729.73	\$253,183.58	-\$750.00	-\$145,500.00	\$0.00	\$0.00	-\$750.00	\$0.00	\$13,979.73	11.6%	\$29,304.05
16	\$0.000	\$0.490	37,275.24	7,455.05	29,820.19	\$0.00	\$14,611.89	\$14,611.89	\$267,795.47	-\$750.00	-\$146,250.00	\$0.00	\$0.00	-\$750.00	\$0.00	\$13,861.89	11.6%	\$34,451.87
17	\$0.000	\$0.490	36,977.04	7,395.41	29,581.63	\$0.00	\$14,495.00	\$14,495.00	\$282,290.47	-\$750.00	-\$147,000.00	\$0.00	\$0.00	-\$750.00	\$0.00	\$13,745.00	11.5%	\$39,267.34
18	\$0.000	\$0.490	36,681.22	7,336.24	29,344.98	\$0.00	\$14,379.04	\$14,379.04	\$296,689.51	-\$750.00	-\$147,750.00	\$0.00	\$0.00	-\$750.00	\$0.00	\$13,629.04	11.4%	\$43,771.92
19	\$0.000	\$0.490	36,387.77	7,277.55	29,110.22	\$0.00	\$14,264.01	\$14,264.01	\$310,933.52	-\$750.00	-\$148,500.00	\$0.00	\$0.00	-\$750.00	\$0.00	\$13,514.01	11.3%	\$47,985.65
20	\$0.000	\$0.490	36,096.67	7,219.33	28,877.33	\$0.00	\$14,149.89	\$14,149.89	\$325,083.41	-\$750.00	-\$149,250.00	\$0.00	\$0.00	-\$750.00	\$0.00	\$13,399.89	11.2%	\$51,927.30
TOTAL			780,013.17	156,002.63	624,010.54	\$19,318.25	\$305,765.16	\$325,083.41	\$325,083.41	-\$149,250.00	-\$149,250.00					\$175,833.41		
NPV								\$191,602.50			-\$128,829.78					\$51,927.30		
									Total O&M	-\$29,250.00								
									O&M NPV	-\$16,559.57								

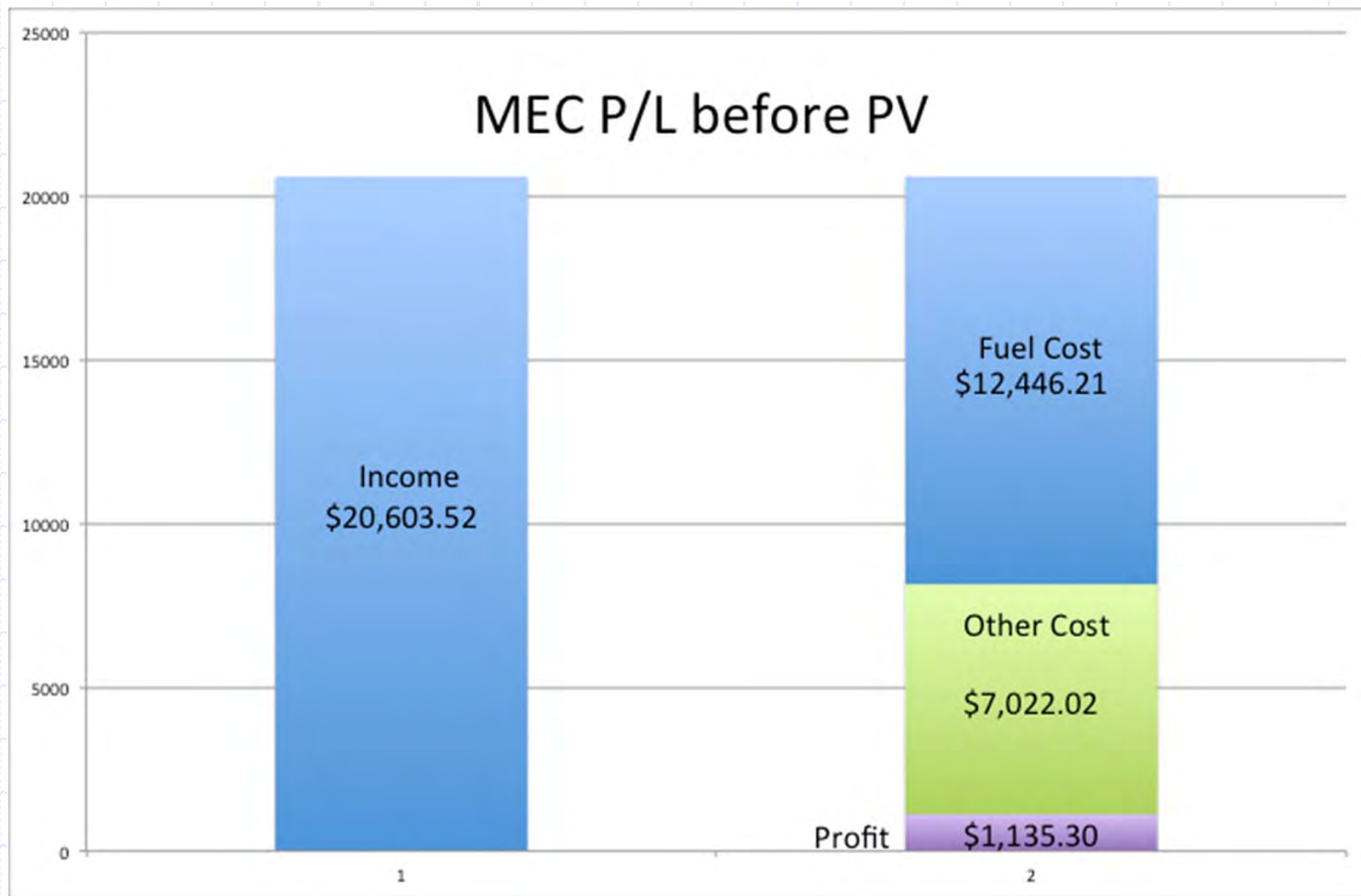
MEC's balance (1)

MEC BALANCE										
YEAR	FIT Energy Rate	MEC Energy Rate	PV Generated kWh	MEC Purchased Energy kWh	MEC Reduced Fuel Cost	MEC Income by re-selling to Others	MEC FIT Cost	MEC Other Cost	MEC Balance	MEC Total Balance
0					20.00%					
1	\$0.200	\$0.490	42,048.00	8,409.60	\$12,446.21	\$4,120.70	-\$1,681.92	-\$7,022.02	\$7,862.98	\$7,862.98
2	\$0.200	\$0.490	41,711.62	8,342.32	\$12,346.64	\$4,087.74	-\$1,668.46	-\$6,965.84	\$7,800.07	\$15,663.05
3	\$0.200	\$0.490	41,377.92	8,275.58	\$12,247.87	\$4,055.04	-\$1,655.12	-\$6,910.11	\$7,737.67	\$23,400.72
4	\$0.200	\$0.490	41,046.90	8,209.38	\$12,149.88	\$4,022.60	-\$1,641.88	-\$6,854.83	\$7,675.77	\$31,076.49
5	\$0.200	\$0.490	40,718.52	8,143.70	\$12,052.68	\$3,990.42	-\$1,628.74	-\$6,799.99	\$7,614.36	\$38,690.85
6	\$0.200	\$0.490	40,392.78	8,078.56	\$11,956.26	\$3,958.49	-\$1,615.71	-\$6,745.59	\$7,553.45	\$46,244.30
7	\$0.200	\$0.490	40,069.63	8,013.93	\$11,860.61	\$3,926.82	-\$1,602.79	-\$6,691.63	\$7,493.02	\$53,737.32
8	\$0.200	\$0.490	39,749.08	7,949.82	\$11,765.73	\$3,895.41	-\$1,589.96	-\$6,638.10	\$7,433.08	\$61,170.40
9	\$0.200	\$0.490	39,431.08	7,886.22	\$11,671.60	\$3,864.25	-\$1,577.24	-\$6,584.99	\$7,373.61	\$68,544.02
10	\$0.200	\$0.490	39,115.64	7,823.13	\$11,578.23	\$3,833.33	-\$1,564.63	-\$6,532.31	\$7,314.62	\$75,858.64
11	\$0.200	\$0.490	38,802.71	7,760.54	\$11,485.60	\$3,802.67	-\$1,552.11	-\$6,480.05	\$7,256.11	\$83,114.75
12	\$0.200	\$0.490	38,492.29	7,698.46	\$11,393.72	\$3,772.24	-\$1,539.69	-\$6,428.21	\$7,198.06	\$90,312.80
13	\$0.000	\$0.490	38,184.35	7,636.87	\$11,302.57	\$3,742.07	\$0.00	-\$6,376.79	\$8,667.85	\$98,980.65
14	\$0.000	\$0.490	37,878.88	7,575.78	\$11,212.15	\$3,712.13	\$0.00	-\$6,325.77	\$8,598.50	\$107,579.16
15	\$0.000	\$0.490	37,575.84	7,515.17	\$11,122.45	\$3,682.43	\$0.00	-\$6,275.17	\$8,529.72	\$116,108.87
16	\$0.000	\$0.490	37,275.24	7,455.05	\$11,033.47	\$3,652.97	\$0.00	-\$6,224.96	\$8,461.48	\$124,570.35
17	\$0.000	\$0.490	36,977.04	7,395.41	\$10,945.20	\$3,623.75	\$0.00	-\$6,175.17	\$8,393.79	\$132,964.14
18	\$0.000	\$0.490	36,681.22	7,336.24	\$10,857.64	\$3,594.76	\$0.00	-\$6,125.76	\$8,326.64	\$141,290.78
19	\$0.000	\$0.490	36,387.77	7,277.55	\$10,770.78	\$3,566.00	\$0.00	-\$6,076.76	\$8,260.02	\$149,550.80
20	\$0.000	\$0.490	36,096.67	7,219.33	\$10,684.61	\$3,537.47	\$0.00	-\$6,028.14	\$8,193.94	\$157,744.74
TOTAL			780,013.17	156,002.63	230,883.90	76,441.29	-\$19,318.25	-\$130,262.20	\$157,744.74	\$157,744.74

MEC's balance (2) : before PV

MEC BALANCE (before PV)							including +20% for others	MEC BALANCE (before PV)					
YEAR	FIT Energy Rate	MEC Energy Rate	MEC Sold Energy kWh	MEC Purchased Energy kWh	MEC Income	MEC Fuel Cost	MEC FIT Cost	MEC Other Cost	MEC Profit/Loss	MEC Total Balance	MEC Profit Ratio	YEAR	
0												0	
1		\$0.490	42,048.00		\$20,603.52	-\$12,446.21		-\$7,022.02	\$1,135.30	\$1,135.30	5.51%	1	
2		\$0.490	41,711.62		\$20,438.69	-\$12,346.64		-\$6,965.84	\$1,126.21	\$2,261.51	5.51%	2	
3		\$0.490	41,377.92		\$20,275.18	-\$12,247.87		-\$6,910.11	\$1,117.20	\$3,378.71	5.51%	3	
4		\$0.490	41,046.90		\$20,112.98	-\$12,149.88		-\$6,854.83	\$1,108.27	\$4,486.98	5.51%	4	
5		\$0.490	40,718.52		\$19,952.08	-\$12,052.68		-\$6,799.99	\$1,099.40	\$5,586.38	5.51%	5	
6		\$0.490	40,392.78		\$19,792.46	-\$11,956.26		-\$6,745.59	\$1,090.60	\$6,676.98	5.51%	6	
7		\$0.490	40,069.63		\$19,634.12	-\$11,860.61		-\$6,691.63	\$1,081.88	\$7,758.87	5.51%	7	
8		\$0.490	39,749.08		\$19,477.05	-\$11,765.73		-\$6,638.10	\$1,073.23	\$8,832.09	5.51%	8	
9		\$0.490	39,431.08		\$19,321.23	-\$11,671.60		-\$6,584.99	\$1,064.64	\$9,896.73	5.51%	9	
10		\$0.490	39,115.64		\$19,166.66	-\$11,578.23		-\$6,532.31	\$1,056.12	\$10,952.85	5.51%	10	
11		\$0.490	38,802.71		\$19,013.33	-\$11,485.60		-\$6,480.05	\$1,047.67	\$12,000.52	5.51%	11	
12		\$0.490	38,492.29		\$18,861.22	-\$11,393.72		-\$6,428.21	\$1,039.29	\$13,039.82	5.51%	12	
13		\$0.490	38,184.35		\$18,710.33	-\$11,302.57		-\$6,376.79	\$1,030.98	\$14,070.79	5.51%	13	
14		\$0.490	37,878.88		\$18,560.65	-\$11,212.15		-\$6,325.77	\$1,022.73	\$15,093.52	5.51%	14	
15		\$0.490	37,575.84		\$18,412.16	-\$11,122.45		-\$6,275.17	\$1,014.55	\$16,108.07	5.51%	15	
16		\$0.490	37,275.24		\$18,264.87	-\$11,033.47		-\$6,224.96	\$1,006.43	\$17,114.50	5.51%	16	
17		\$0.490	36,977.04		\$18,118.75	-\$10,945.20		-\$6,175.17	\$998.38	\$18,112.88	5.51%	17	
18		\$0.490	36,681.22		\$17,973.80	-\$10,857.64		-\$6,125.76	\$990.39	\$19,103.28	5.51%	18	
19		\$0.490	36,387.77		\$17,830.01	-\$10,770.78		-\$6,076.76	\$982.47	\$20,085.75	5.51%	19	
20		\$0.490	36,096.67		\$17,687.37	-\$10,684.61		-\$6,028.14	\$974.61	\$21,060.36	5.51%	20	
TOTAL			780,013.17	0.00	382,206.46	-\$230,883.90	\$0.00	-\$130,262.20	\$21,060.36	\$21,060.36			

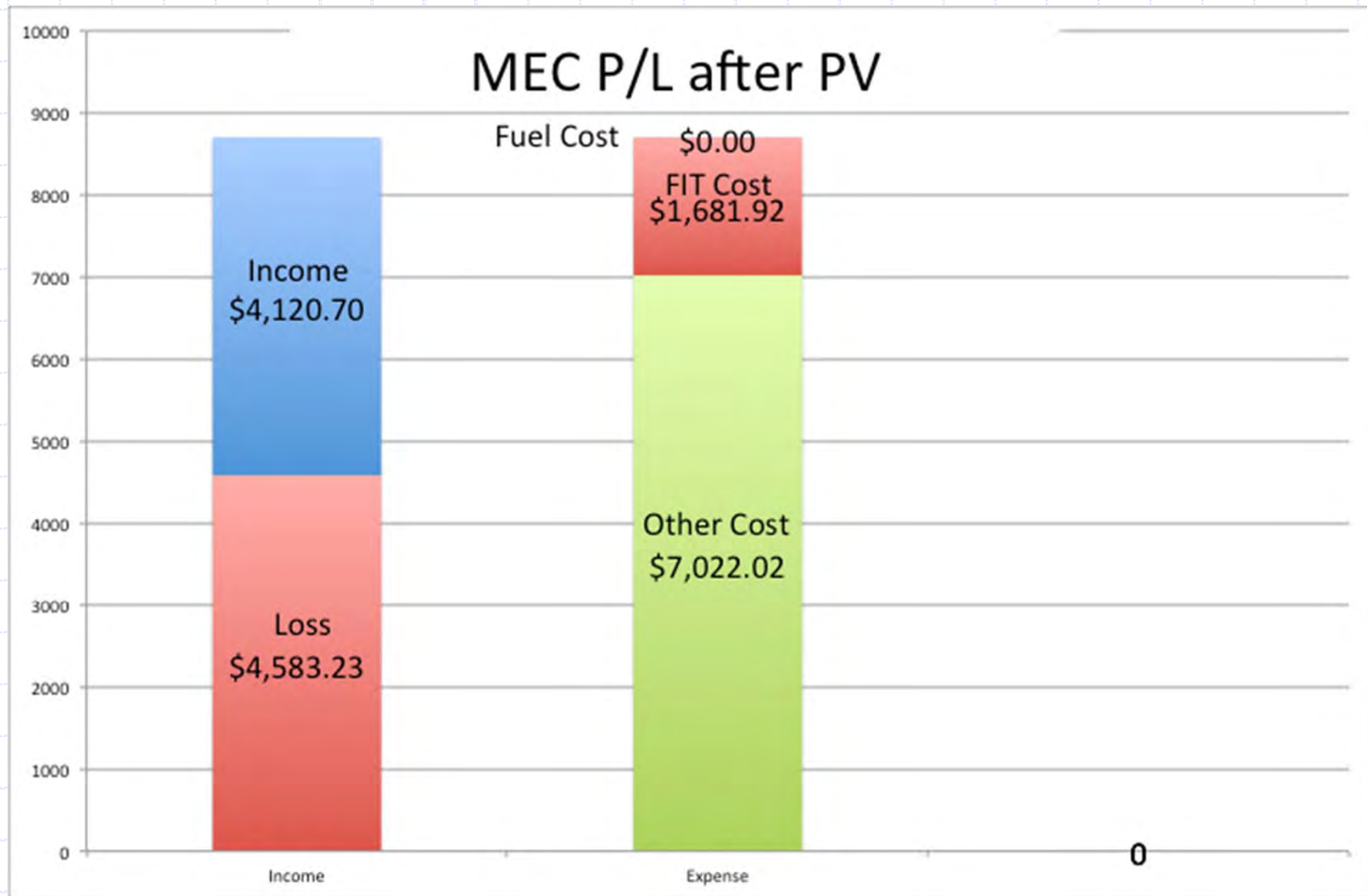
MEC's balance (2) : before PV



MEC's balance (2) : after PV

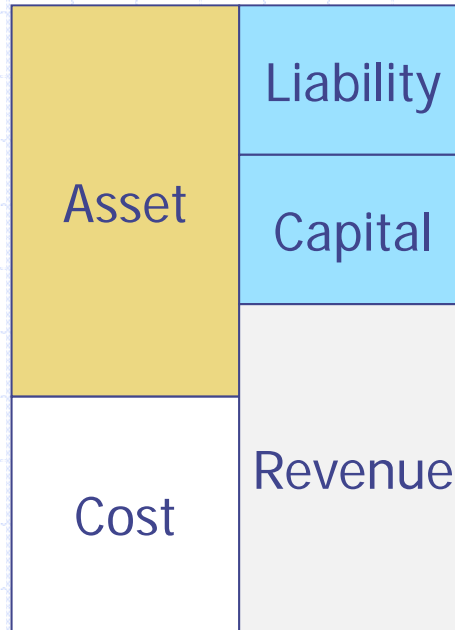
MEC BALANCE (after PV)							MEC BALANCE (after PV)					
YEAR	FIT Energy Rate	MEC Energy Rate	Generated kWh	MEC Purchased Energy kWh	MEC Income by re-selling to Others	MEC Fuel Cost	MEC FIT Cost	MEC Other Cost	MEC Profit/Loss	MEC Total Balance	YEAR	
0					20.00%						0	
1	\$0.200	\$0.490	42,048.00	8,409.60	\$4,120.70	\$0.00	-\$1,681.92	-\$7,022.02	-\$4,583.23	-\$4,583.23	1	
2	\$0.200	\$0.490	41,711.62	8,342.32	\$4,087.74	\$0.00	-\$1,668.46	-\$6,965.84	-\$4,546.57	-\$9,129.80	2	
3	\$0.200	\$0.490	41,377.92	8,275.58	\$4,055.04	\$0.00	-\$1,655.12	-\$6,910.11	-\$4,510.19	-\$13,639.99	3	
4	\$0.200	\$0.490	41,046.90	8,209.38	\$4,022.60	\$0.00	-\$1,641.88	-\$6,854.83	-\$4,474.11	-\$18,114.10	4	
5	\$0.200	\$0.490	40,718.52	8,143.70	\$3,990.42	\$0.00	-\$1,628.74	-\$6,799.99	-\$4,438.32	-\$22,552.42	5	
6	\$0.200	\$0.490	40,392.78	8,078.56	\$3,958.49	\$0.00	-\$1,615.71	-\$6,745.59	-\$4,402.81	-\$26,955.24	6	
7	\$0.200	\$0.490	40,069.63	8,013.93	\$3,926.82	\$0.00	-\$1,602.79	-\$6,691.63	-\$4,367.59	-\$31,322.83	7	
8	\$0.200	\$0.490	39,749.08	7,949.82	\$3,895.41	\$0.00	-\$1,589.96	-\$6,638.10	-\$4,332.65	-\$35,655.48	8	
9	\$0.200	\$0.490	39,431.08	7,886.22	\$3,864.25	\$0.00	-\$1,577.24	-\$6,584.99	-\$4,297.99	-\$39,953.46	9	
10	\$0.200	\$0.490	39,115.64	7,823.13	\$3,833.33	\$0.00	-\$1,564.63	-\$6,532.31	-\$4,263.60	-\$44,217.07	10	
11	\$0.200	\$0.490	38,802.71	7,760.54	\$3,802.67	\$0.00	-\$1,552.11	-\$6,480.05	-\$4,229.50	-\$48,446.56	11	
12	\$0.200	\$0.490	38,492.29	7,698.46	\$3,772.24	\$0.00	-\$1,539.69	-\$6,428.21	-\$4,195.66	-\$52,642.22	12	
13	\$0.000	\$0.490	38,184.35	7,636.87	\$3,742.07	\$0.00	\$0.00	-\$6,376.79	-\$2,634.72	-\$55,276.94	13	
14	\$0.000	\$0.490	37,878.88	7,575.78	\$3,712.13	\$0.00	\$0.00	-\$6,325.77	-\$2,613.64	-\$57,890.59	14	
15	\$0.000	\$0.490	37,575.84	7,515.17	\$3,682.43	\$0.00	\$0.00	-\$6,275.17	-\$2,592.73	-\$60,483.32	15	
16	\$0.000	\$0.490	37,275.24	7,455.05	\$3,652.97	\$0.00	\$0.00	-\$6,224.96	-\$2,571.99	-\$63,055.31	16	
17	\$0.000	\$0.490	36,977.04	7,395.41	\$3,623.75	\$0.00	\$0.00	-\$6,175.17	-\$2,551.42	-\$65,606.73	17	
18	\$0.000	\$0.490	36,681.22	7,336.24	\$3,594.76	\$0.00	\$0.00	-\$6,125.76	-\$2,531.00	-\$68,137.73	18	
19	\$0.000	\$0.490	36,387.77	7,277.55	\$3,566.00	\$0.00	\$0.00	-\$6,076.76	-\$2,510.76	-\$70,648.49	19	
20	\$0.000	\$0.490	36,096.67	7,219.33	\$3,537.47	\$0.00	\$0.00	-\$6,028.14	-\$2,490.67	-\$73,139.16	20	
TOTAL			780,013.17	156,002.63	76,441.29	0.00	-\$19,318.25	-\$130,262.20	-\$73,139.16	-\$73,139.16		

MEC's balance (2) : after PV

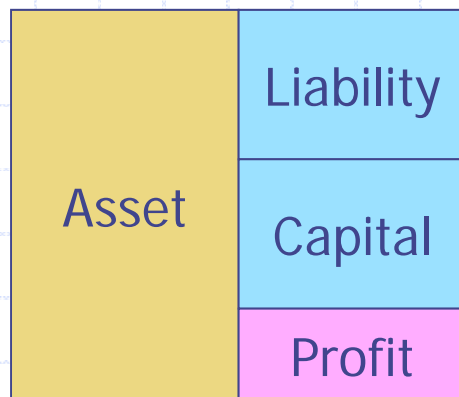


Accounting

Trial Balance



Balance Sheet (B/S)



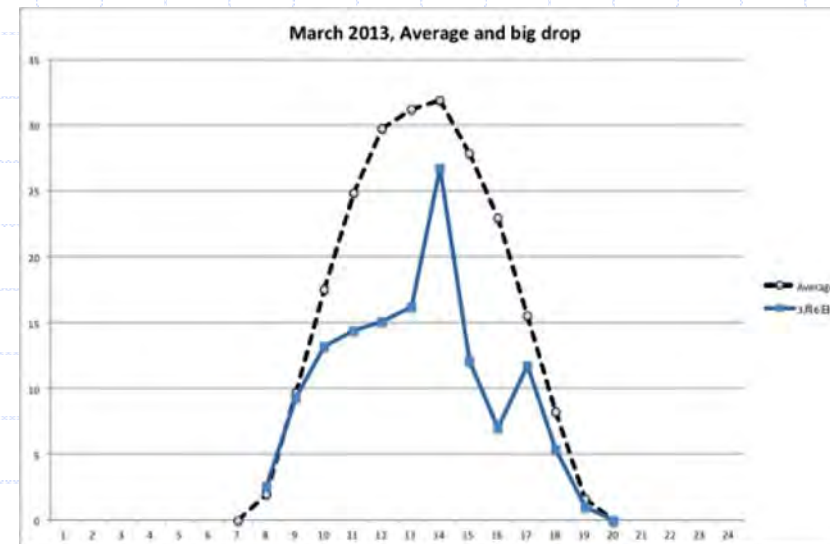
Profit & Loss Statement (P/L)



=

Issues

- Political issues:
 - Landowner: **Need permission to install PV and ...**
 - Regional government ...
- Invite low load operation of transformer
 - But it is inevitable.
- Does MEC welcome reverse flow or not?
 - **Initially NO. Maybe up to allowable limit.**
- Is FIT excessive incentive in RMI?
- Without FIT, investing PV is economical?
 - Simulation
 - Needs load profile



FIT design: Options (1)

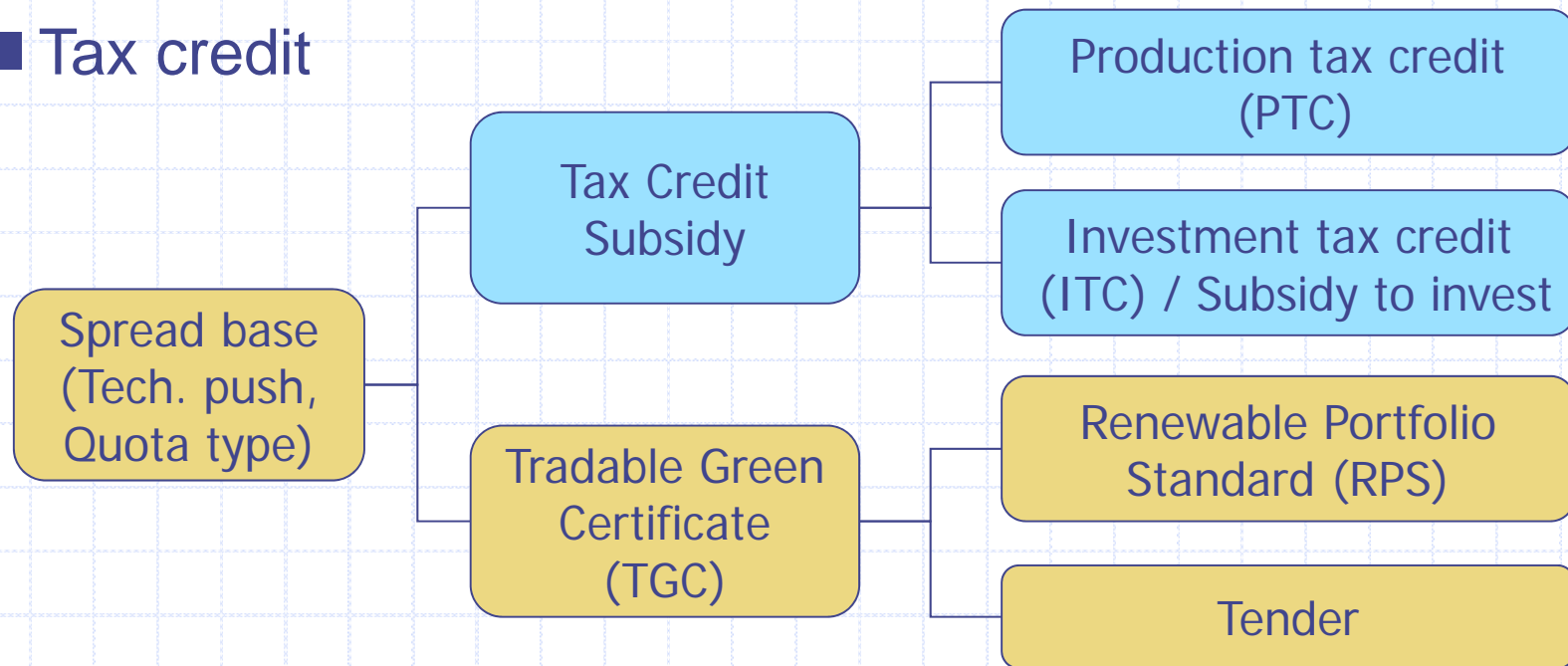
- Stepped tariff
 - Cost depends on plant size, fuel type or site location
- Tariff degression
 - Installation costs of RES-E tend to decrease
- Premium option
 - Not fixed tariff, paid on top of the electricity market price
- Net Metering
 - Measured with a bi-directional meter or a pair of unidirectional meters spinning in opposite directions.
- Additional premium
 - Incentives for other aspects, repowering or incorporating demand orientation in the feed-in tariff level

FIT design: Options (2)

- Local acceptance
 - Incentive for local authorities to promote decentralized RES-E, in many different regions
- Burden sharing
 - In order to maintain the burden for electricity-intensive industries on a moderate level (in some European countries)
 - Depending on the consumer type
- Cost distribution
 - Costs for grid connection
 - Forecast obligation

Alternative

- If FIT is not appropriate for RMI, alternative support mechanism to encourage private PV installation may be necessary.
 - Subsidy for initial investment
 - Low interest loan
 - Tax credit



- However you need financial resources for them too.

Grid Code WG

August, 2014



kinawa Enetech

Target of this phase

- Solar PV in Majuro
 - Residential, Commercial (and Government)
 - LV, basically no HV direct connection
 - 480/277/240/208/120V, 1 ϕ /3 ϕ
 - No IPP
 - No or a little reverse flow at initial stage
 - In later stage: Outer islands, Wind, biomass, waste

Standard for RMI Grid Code

- The bible is IEEE 1547
 - Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems
- IEEE 1547.2
 - IEEE Application Guide for IEEE 1547
- UL 1741
 - The Standard for Static Inverters and Charge Controllers For use in Photovoltaic Power Systems
- Reference
 - Hawaiian Electric Companies (HECO), Rules 14

Grid Code

- Design parameters: voltage, frequency, ...
- Protection requirement
 - Voltage regulation
 - Frequency disturbance
 - Unintentional islanding
 - Re-connection and synchronization
 - Grounding
 - Short circuit

Completed initial review

- Power quality
 - DC injection
 - Flicker
 - Harmonics
 - Surge withstand capability
 - Power factor
- Safety and isolation
 - Isolation device
 - Disconnection
 - Operation during utility system outage

.... and more

Assignment for Grid Code WG

- Review on protection part in GC. (three weeks later)
- Reading IEEE1547, IEEE1547.2 and HECO Rules 14
 - Require full understanding
- Complete to collect necessary drawings/documents
 - For each unit in PS, (3 feeders, 2 S/S, all VCBs)
 - Single line diagram w/relay, CT, VT, CB, LS
 - Installed relays and their setting tables
 - OCR, UVR, OVR, UFR, OFR, over load relay ...
 - Control scheme of tap changer of transformers
 - 87 (differential relay) for transformer, if any
 - Short circuit calculation
- Complete large customers survey
- Get drawings of CMI & hospital PV system for trial GC evaluation

Remaining issues

- Refuse reverse flow, or accept it in small quantity without payment
- Taiwan fund (3 mil. \$) for residential sector
 - Off-grid DC or on-grid AC system?
- Allowable total PV amount
- Max capacity at 1 site
- Grid connection application & review procedure
 - Form sheet ... HECO Rules 14 Appendix II, II-A Exhibit A
 - Work flow ... HECO Rules Appendix III
 - In-house manual for review & approval
 - Agreement ... HECO Rules 14 Appendix II, II-A
- Metering with CASHPOWER

Check points in review & approval (1)

No reverse power flow case

- Reverse power relay (32R) is required.
- Required protection devices and their setting
 - UL1741 certified, or
 - Refer to HECO Rules 14, Exhibit A, Figure 3
 - Protection coordination w/ relays at VCB or SS

@ PV site	@ VCB or SS
OCR-H (51)	OCR (50/51)
OVGR (59G)	DGR (67G)
UVR (27)	OCR (50/51)

- Short-circuit capacity
- Voltage deviation of distribution line, in the case of disconnection

Check points in review & approval (2)

Reverse power flow case

- Required protection devices and their setting
 - UL1741 certified, or
 - Refer to HECO Rules 14, Exhibit A, Figure 3
 - Without Reverse power relay (32R)
 - Islanding detection device (Passive + Active)
 - Protection coordination w/ relays at VCB or SS

@ PV site	@ VCB or SS
OCR-H (51)	OCR (50/51)
OVGR (59G)	DGR (67G)
UVR (27)	OCR (50/51)

- Short-circuit capacity
 - Overload on upstream side of MEC grid
 - Voltage deviation of distribution line
 - Communication with MEC

SMA Sunny Boy, used at CMI



SUNNY BOY 5000-US / 6000-US / 7000-US / 8000-US

Versatile performer with UL certification

The Sunny Boy 5000-US, 6000-US, 7000-US and 8000-US inverters are UL certified and feature excellent efficiency. Graduated power classes provide flexibility in system design. Automatic grid voltage detection* and an integrated DC disconnect switch simplify installation, ensuring safety as well as saving time. These models feature galvanic isolation and can be used with all types of modules-crystalline as well as thin-film.

Extended operating temperature range to -40 °C available. Please specify when ordering.

* US Patent US7352549B1



WHERE TO BUY

Overview

Technical data

Downloads

Certifications

- For countries that require UL certification (UL 1741/IEEE 1547)
- Optional integrated AFCI functionality meets the requirements of NEC 2011 690.11

Efficient

SMA Sunny Boy, Anti-islanding



A stand-alone grid is a status. It occurs when the power distribution grid is switched off and the Sunny Boy is in operation. For this to happen, the remaining load must be resonant at 60 Hz and exactly match the power of the Sunny Boy. Although the appearance of these conditions is extremely unlikely, the Sunny Boy has an active safety algorithm to protect against islanding. The effect of this is that, in the event of the power distribution grid being switched off, the PV plant does not supply any power to a symmetrical load that is resonant at 60 Hz. In addition, the Sunny Boy regularly feeds leading and lagging reactive currents into the power distribution grid. This procedure is checked by the certification body in order to destabilize and switch off a stand-alone grid status.

SMA Sunny Boy, Trip setting

11.6 Trip Limits/Trip Times

Frequency

Nominal Frequency	Trip Limit	Trip Frequencies	Trip Times
60 Hz	> 60.5 Hz	60.45 Hz ... 60.55 Hz	max. 0.1602 s
	< 57.0 Hz ... 59.8 Hz (standard 59.3 Hz)	56.95 Hz ... 59.85 Hz (standard 59.25 Hz ... 59.35 Hz)	adjustable, 0.16 s ... 300 s (standard max. 0.1602 s)
	< 57.0 Hz	56.95 Hz ... 57.05 Hz	max. 0.1602 s

Voltage

Nominal Voltage	Trip Limit	Trip Voltages Conductor- Neutral Conductor*	Trip Voltages Conductor- Conductor*	Trip Times
208 V	50 %	57.6 V ... 62.4 V	99.8 V ... 108.2 V	max. 0.1602 s
	88 %	103.2 V ... 108.0 V	178.9 ... 187.2 V	max. 2.002 s
	110 %	129.6 V ... 134.4 V	224.6 V ... 233.0 V	max. 1.001 s
	120 %	141.6 V ... 146.4 V	245.4 V ... 253.8 V	max. 0.1602 s
240 V	50 %	57.6 V ... 62.4 V	115.2 V ... 124.8 V	max. 0.1602 s
	88 %	103.2 V ... 108.0 V	206.4 V ... 216.0 V	max. 2.002 s
	110 %	129.6 V ... 134.4 V	259.2 V ... 268.8 V	max. 1.001 s
	120 %	141.6 V ... 146.4 V	283.2 V ... 292.8 V	max. 0.1602 s
277 V	50 %	133.0 V ... 144.0 V	Not applicable	max. 0.1602 s
	88 %	238.2 V ... 249.3 V		max. 2.002 s
	110 %	299.2 V ... 310.2 V		max. 1.001 s
	120 %	326.9 V ... 337.9 V		max. 0.1602 s

* The intervals result from the measuring accuracies listed below:

Accuracy

Trip limits: $\pm 2\%$ of nominal grid voltage

Trip time: $\pm 0.1\%$ of nominal trip time

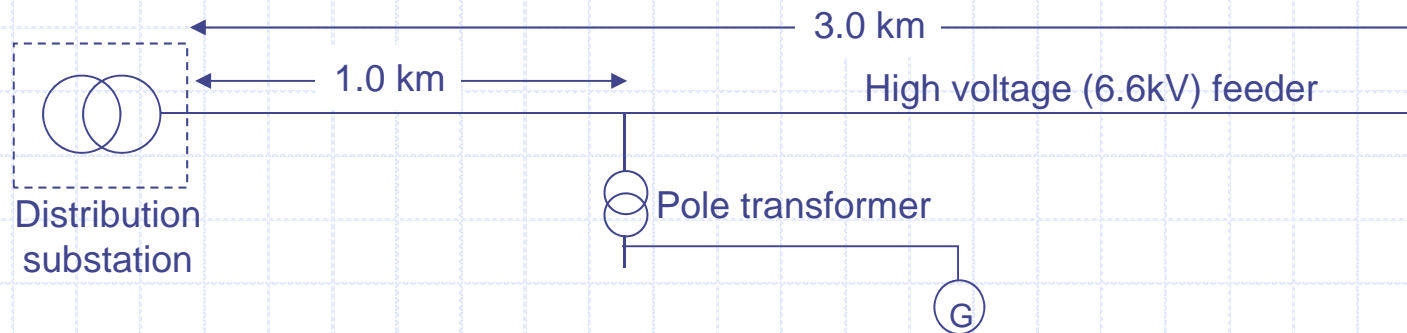
Trip frequency: $\pm 0.1\%$ of nominal frequency

Overload on upstream side of MEC grid

- Assume most severe case
 - Max output from PV → reverse flow
 - No other load on the line
- Current of reverse flow
 - < Allowable current of distribution line

- E.g. 205kW at Majuro Hospital
 - Max output = 164kW
 - $164\text{kW} / 13.8\text{kV} / \sqrt{3} = 6.9\text{A}$
 - Specification of UG cable:
 - 2/0AWG copper (67mm²)
 - Allowable current = 225A
 - 6.9A < 225A ... OK!

Voltage deviation at LV line (1)



- Tap changer at pole transformer: 6,600/105
- Load distribution along feeder: uniform
- Lagging power factor: 0.9
- At light load: Load 1,000kW, Voltage at distribution substation: 6,600V
- At heavy load: Load 2,000kW, Voltage at distribution substation: 6,750V
- Voltage drop up to pole transformer: $dV = \sqrt{3} * (I_p * r + I_q * x) \dots (1)$
 - I_p : active current (A)
 - I_q : reactive current (A)
 - $r + j x = 0.228 + j0.395$: line impedance (ohm)
- Find voltage V_{t2} at secondary side of pole transformer in light load case
- Find voltage V_{t2} at secondary side of pole transformer in heavy load case
- Find max V_{t2}

Voltage deviation at LV line (2)

Light load case

$$\text{Feeder current at S/S} = 1000/\sqrt{3}/6.6/0.9 = 97 \text{ (A)}$$

$$\text{Feeder current at pole transformer} = 1000*(2/3)/\sqrt{3}/6.6/0.9 = 65 \text{ (A)}$$

$$\text{Average feeder current} = (97+65)/2 = 81 \text{ (A)}$$

Because of uniform load, voltage drop can be given by average current.

$$I_p = 81 * 0.9 = 73 \text{ (A)}$$

$$I_q = 81 * \sqrt{1 - 0.9*0.9} = 35 \text{ (A)}$$

$$dV = \sqrt{3} * (73*0.228 + 35*0.395) = 53 \text{ (A)}$$

$$\text{Primary side voltage of pole transformer } V_{t1} = 6600 - 53 = 6547 \text{ (V)}$$

$$\text{Secondary side voltage of pole transformer } V_{t2} = 6547*105/6600 = 104.2 \text{ (V)}$$

Voltage deviation at LV line (3)

Heavy load case

$$\text{Feeder current at S/S} = 2000/\sqrt{3}/6.6/0.9 = 194 \text{ (A)}$$

$$\text{Feeder current at pole transformer} = 2000*(2/3)/\sqrt{3}/6.6/0.9 = 130 \text{ (A)}$$

$$\text{Average feeder current} = (194+130)/2 = 162 \text{ (A)}$$

Because of uniform load, voltage drop can be given by average current.

$$I_p = 162 * 0.9 = 146 \text{ (A)}$$

$$I_q = 162 * \sqrt{1 - 0.9*0.9} = 71 \text{ (A)}$$

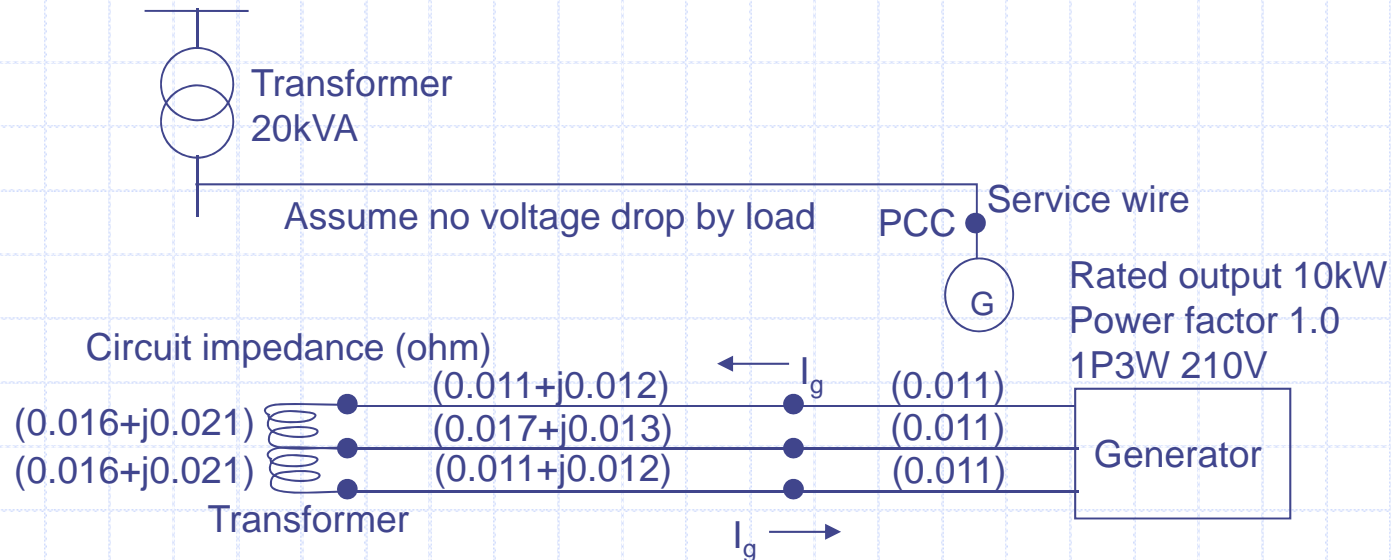
$$dV = \sqrt{3} * (146*0.228 + 71*0.395) = 106 \text{ (A)}$$

$$\text{Primary side voltage of pole transformer } V_{t1} = 6750 - 106 = 6644 \text{ (V)}$$

$$\text{Secondary side voltage of pole transformer } V_{t2} = 6644*105/6600 = 105.7 \text{ (V)}$$

$$\text{Max } V_{t2} = 105.7 \text{ (V)}$$

Voltage deviation at PCC (1)



- Voltage rise at PCC by connecting generator:

$$dV_j = I_g \{ (R_t + R_l + R_s) \cos\theta + (X_t + X_l + X_s) \sin\theta \}$$

- I_g : generation current (A)
- $\cos\theta$: leading power factor in view of generator
- $R_t + j X_t$: internal impedance of transformer (ohm)
- $R_l + j X_l$: low voltage line impedance (ohm)
- $R_s + j X_s$: service wire impedance (ohm)
- Find voltage rise dV_j at PCC
- Assume that allowable max voltage is 107V, judge necessity of counter measure of voltage rise
- To maintain acceptable voltage, how can generator be operated?

Voltage deviation at PCC (2)

$$\cos\theta = 1.0$$

$$I_g = 10000(\text{W})/210(\text{V}) * 1/1.0 = 47.6 (\text{A}) \dots \text{Active power } I_{gp}$$

Ignoring neutral line,

$$R_t + j X_t = 0.016 + j0.021 (\text{ohm})$$

$$R_l + j X_l = 0.011 + j0.012 (\text{ohm})$$

$$R_s + j X_s = 0.011 (\text{ohm})$$

$$dV_j = 47.6 * (0.016 + 0.011 + 0.011) = 1.8 (\text{V})$$

$$\text{Max } V_{t2} = 105.7 (\text{V})$$

$$\rightarrow \text{Max voltage at PCC } \text{Max } V_h = 105.7 + 1.8 = 107.5 (\text{V})$$

\rightarrow This goes over the limit 107V, need counter measure
(excess voltage $dV_{ov} = +0.5\text{V}$)

To avoid this voltage rise,

Keep V_h at 107V by leading power factor operation

$$\text{Apparent power } I_g = I_{gp} / \cos\theta$$

$$\begin{aligned} dV_j - dV_{ov} &= (I_{gp} / \cos\theta) * \{(R_t + R_l + R_s) \cos\theta + (X_t + X_l + X_s) \sin\theta\} \\ &= I_{gp} * \{(R_t + R_l + R_s) + (X_t + X_l + X_s) \tan\theta\} \end{aligned}$$

$$1.8 - 0.5 = 47.6 \{(0.016 + 0.011 + 0.011) + (0.021 + 0.012) \tan\theta\}$$

$$1.3 = 47.6 (0.038 + 0.033 \tan\theta)$$

$$\tan\theta = -0.32$$

$$\cos\theta = 0.95 \rightarrow \text{PF } 95\% \text{ operation}$$

添付資料 4

講義資料

配電網に接続される再生可能エネルギー発電の許容量評価

Okinawa Enetech Co., Inc.



再生可能エネルギー導入可能量算出方法

①代数的手法(簡易手法)

- 試算方法がシンプルであり明快である。
- 日本国内では実績があり信頼性は高い。
- 発電機モデルの構築が不要であり、発電機や蓄電池の調整力拡大時においてもLFC量にあてはめることで試算可能。

②シミュレーション手法(詳細手法)

- 固有の系統特性を反映した手法であり、代数的手法の妥当性を検証するために実施する手法。
- 風力・太陽光の実データを用いるので信頼性が高い。
- 算出するための専用ツールを要し、高度な専門的知識が必要となる。

LFC(負荷周波数制御)について

【代数的手法】

◆LFC(負荷周波数制御)は、負荷変動に起因する需要と供給の 不均衡のうち、数分から20分程度の周期の成分について、計算機で自動的に発電機を制御し、不均衡の解消を図るものである。

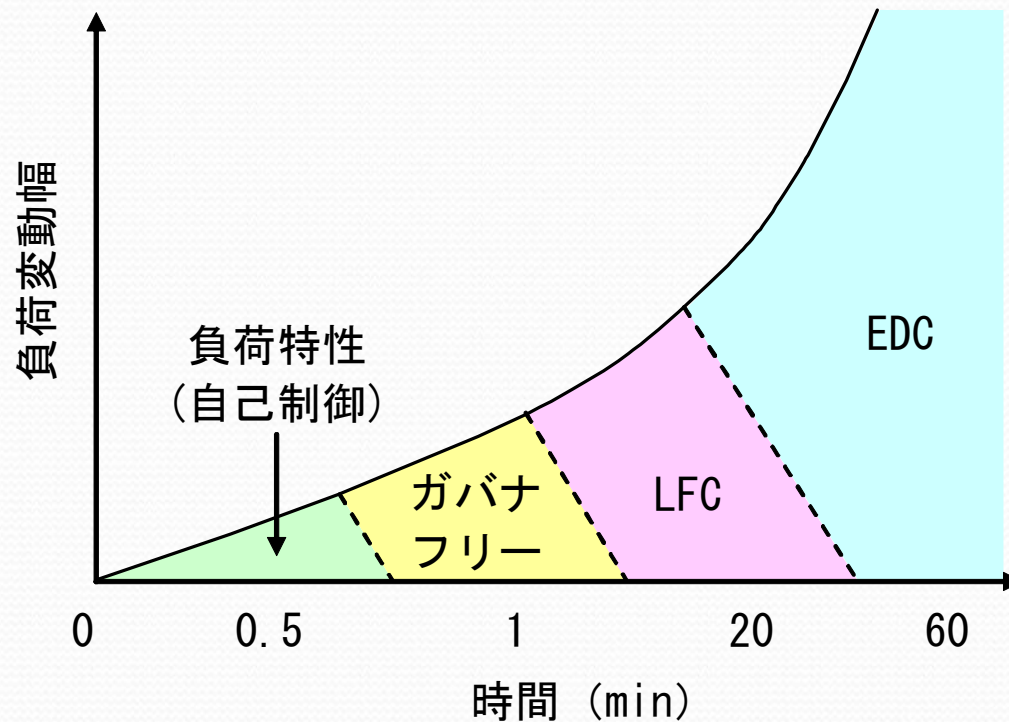


図 制御分担概念図

LFCによる負荷変動に対する制御

【代数的手法】

◆LFCの制御系には変化速度、制御遅れといった時間的要素が存在するが、その時間的要素を制御遅れ角 β として表わし、負荷変動量、LFCによる調整力、調整残の関係を表わしたのが下図である。

- OL: 負荷変動量
- LR : LFCによる調整力
- OR: 調整残
- β : 制御遅れ角

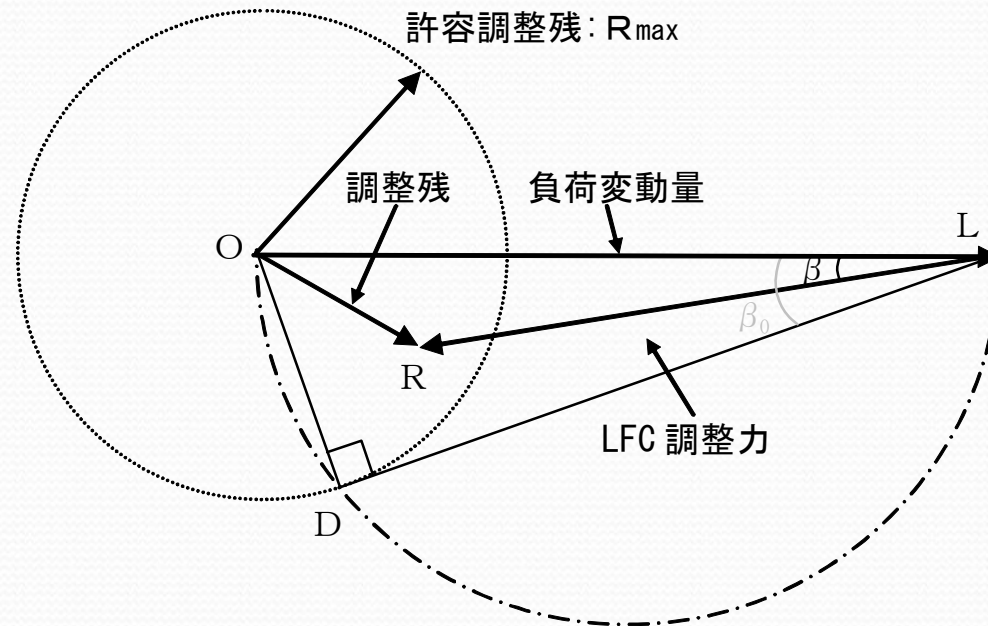


図 負荷変動量、LFC調整力、調整残の関係

（電気学会技術報告第869号図5.13参照）

許容調整残とLFC調整力の関係

【代数的手法】

- ◆ 下図において、
 - ・ 制御遅れ角が β_0 以上となると、LFC調整力(LR)をいくら増やしても調整残を、許容値(R_{max})以内に収めることができなくなる。
 - ・ 従って、ある許容周波数偏差によって定まる許容調整残(R_{max})に対して、最大限のLFC調整力を活用した場合の許容負荷変動は、 $OR \perp LR$ の場合となる。

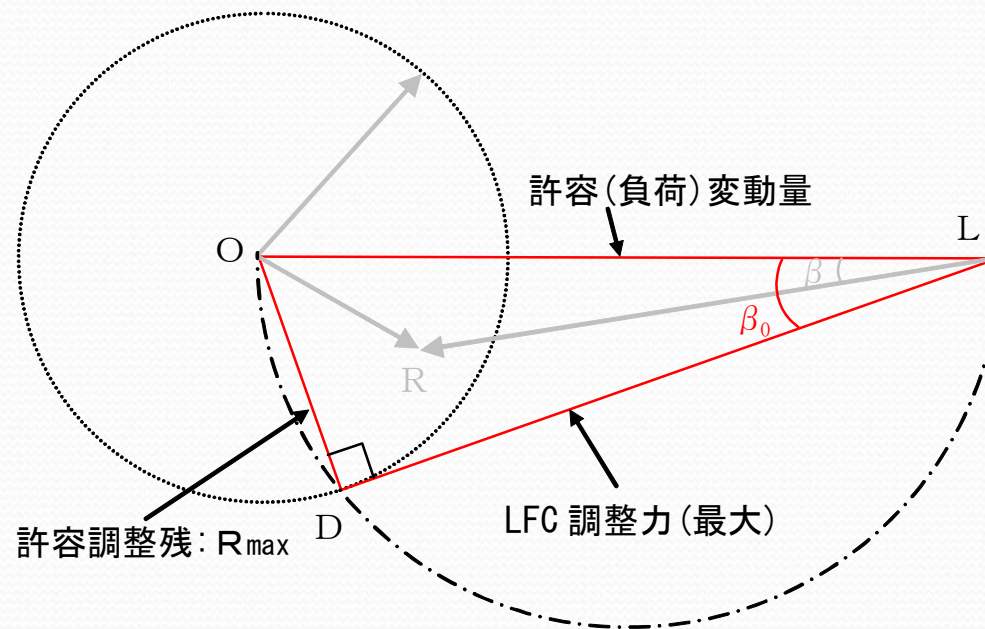
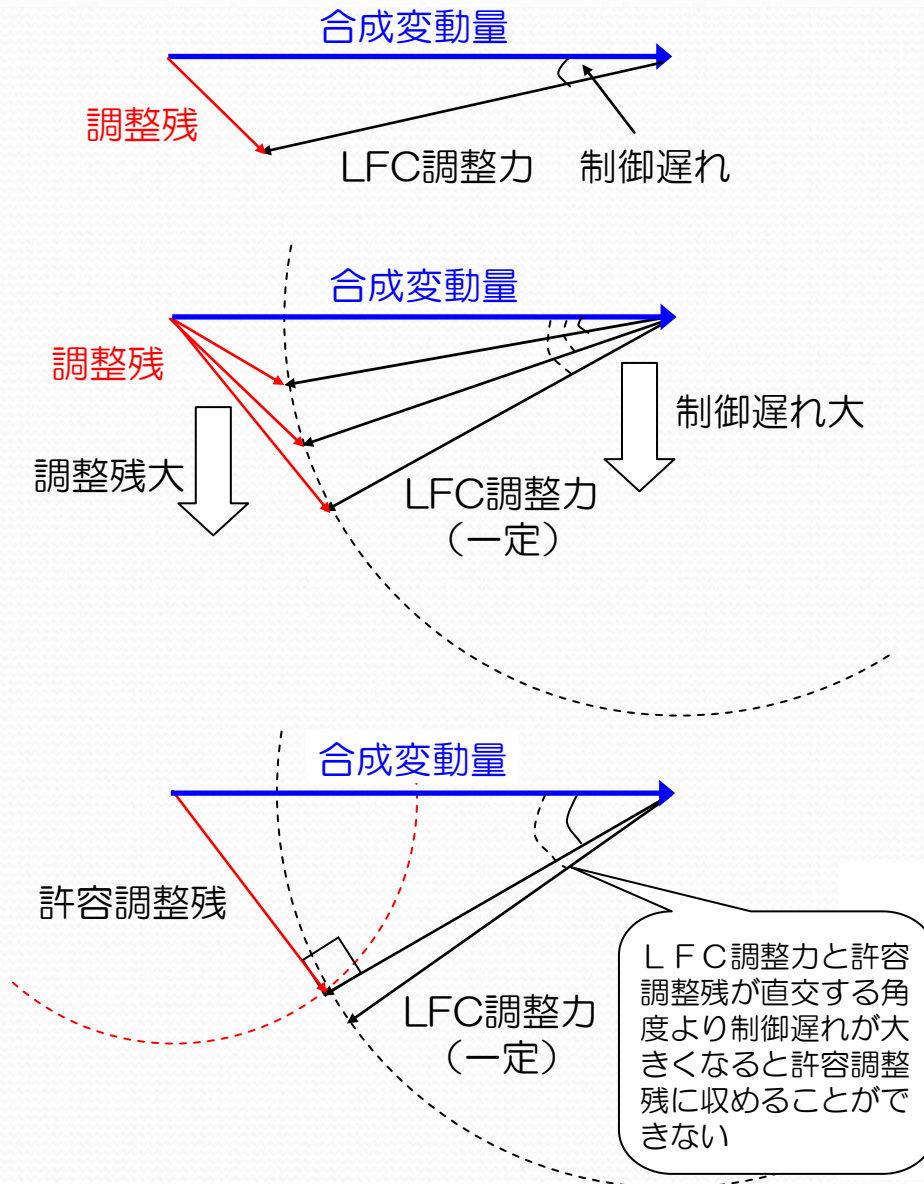


図 許容調整残に対する許容負荷変動量

(補足) 許容調整残とAFC調整力の関係

【代数的手法】



- LFCは、負荷変動を検出してから発電機制御を行うため、発電機の応答性等により制御が遅れ、調整残が発生する

- LFC調整力を一定とすれば、制御遅れが大きくなるほど調整残も大きくなる

- 代数的手法の下部分では、制御遅れが最大となっても、調整残を許容調整残内に収めることができる合成変動量を算出している

- 調整残を許容調整残に収めることができる制御遅れの最大は、許容調整残とLFC調整力が直交する場合となる

$$\text{合成変動量} = \sqrt{\text{許容調整残}^2 + \text{LFC調整力}^2}$$

- ◆一方、AFC制御対象の変動は、負荷変動と風力変動の合成であり、両者には相関がないため、次のとおりとなる。

$$\text{合成変動量} = \sqrt{(\text{負荷変動量})^2 + (\text{太陽光変動量})^2}$$

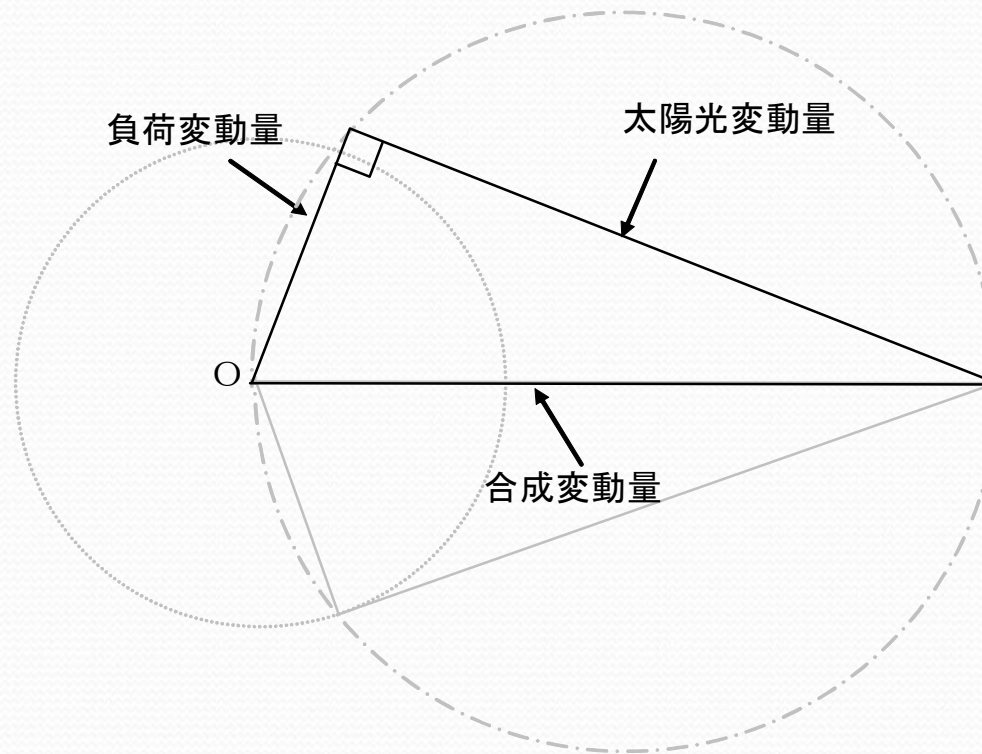
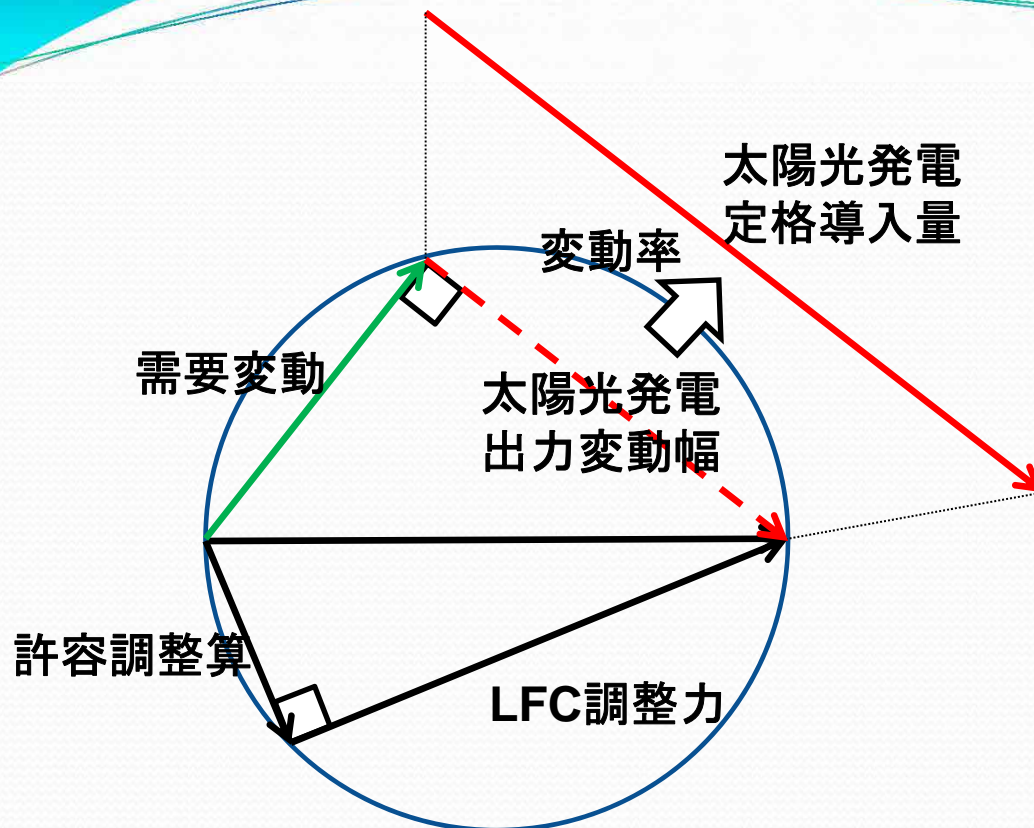


図 負荷変動、太陽光変動による合成変動

太陽光の連系可能量算出

【代数的手法】



【必要な諸元】

- ① LFC調整力
⇒ 発電機の運用方法・スペック
- ② 許容調整残
⇒ 総需要 (kW)
⇒ 系統定数 (%kW/Hz)
⇒ 周波数変動許容幅 (Hz)
- ③ 需要変動量
⇒ 需要データ (分解能: 数秒)
- ④ 太陽光連系可能量 (変動率)
⇒ 日射強度データ (分解能: 数秒)

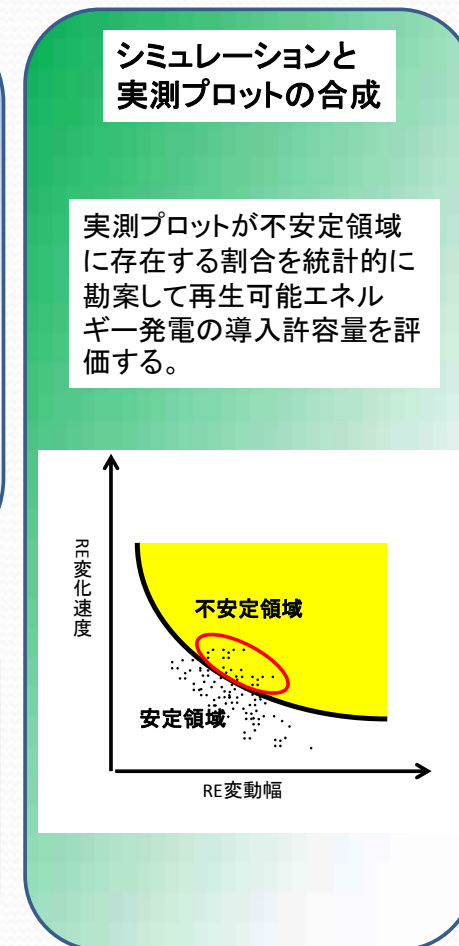
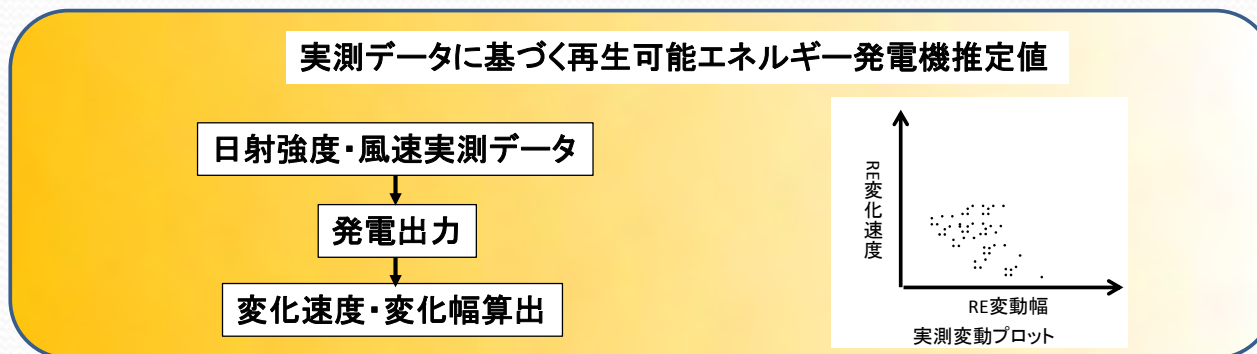
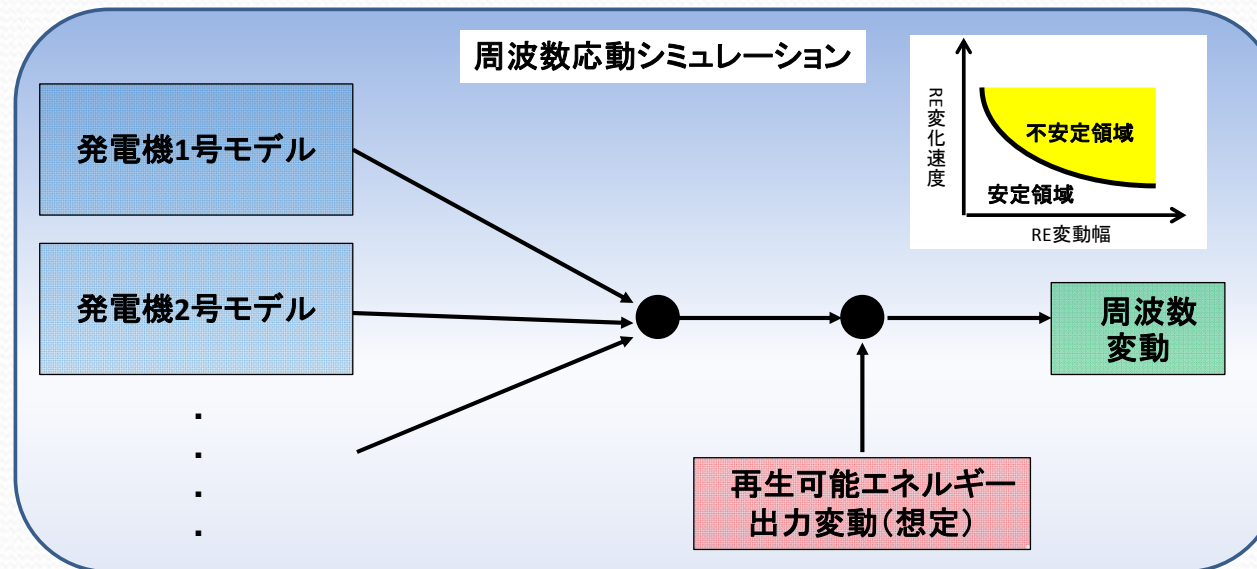
$$\text{太陽光許容変動量} = \sqrt{(\text{許容調整残})^2 + (\text{LFC調整力})^2 - (\text{負荷変動量})^2}$$

$$\text{連系可能量 (短周期面)} = \text{太陽光許容変動量} / \text{太陽光出力変動率}$$

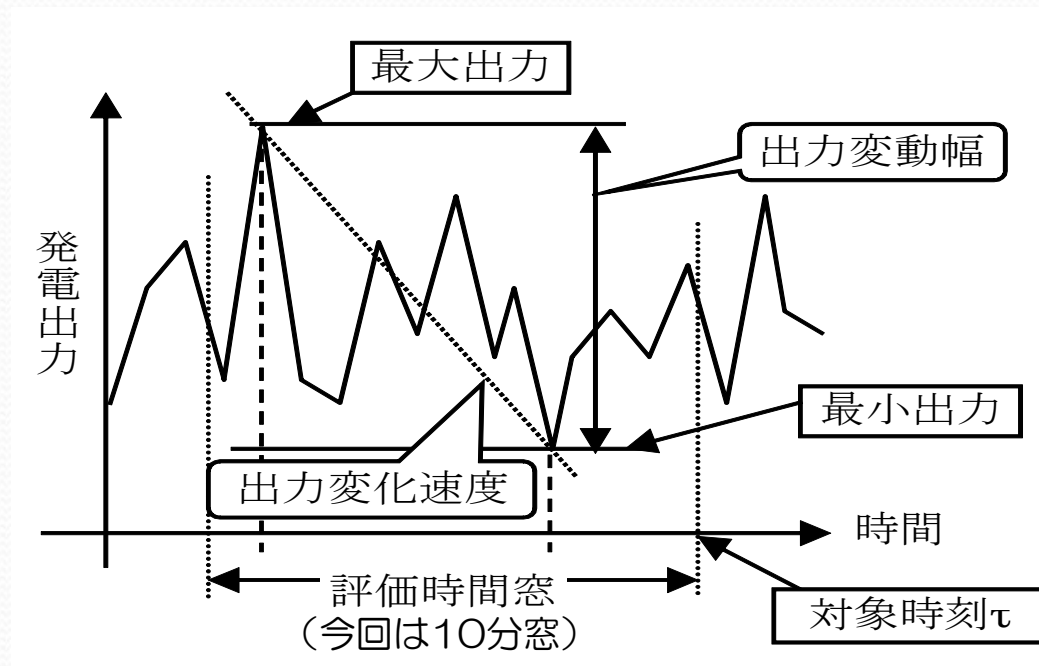
シミュレーション手法の概略

【シミュレーション手法】

- シミュレーションには、現在、電力系統解析用で使用している解析ツールを活用し、需給バランスの変動(変動幅及び変化速度)とその周波数変化の関係を示す図を作成する。
- この図に、平滑化効果を考慮した日射量データから発電出力を推定した結果をあてはめ、周波数逸脱の回数を確認し検討を行う(確率的手法を考慮)

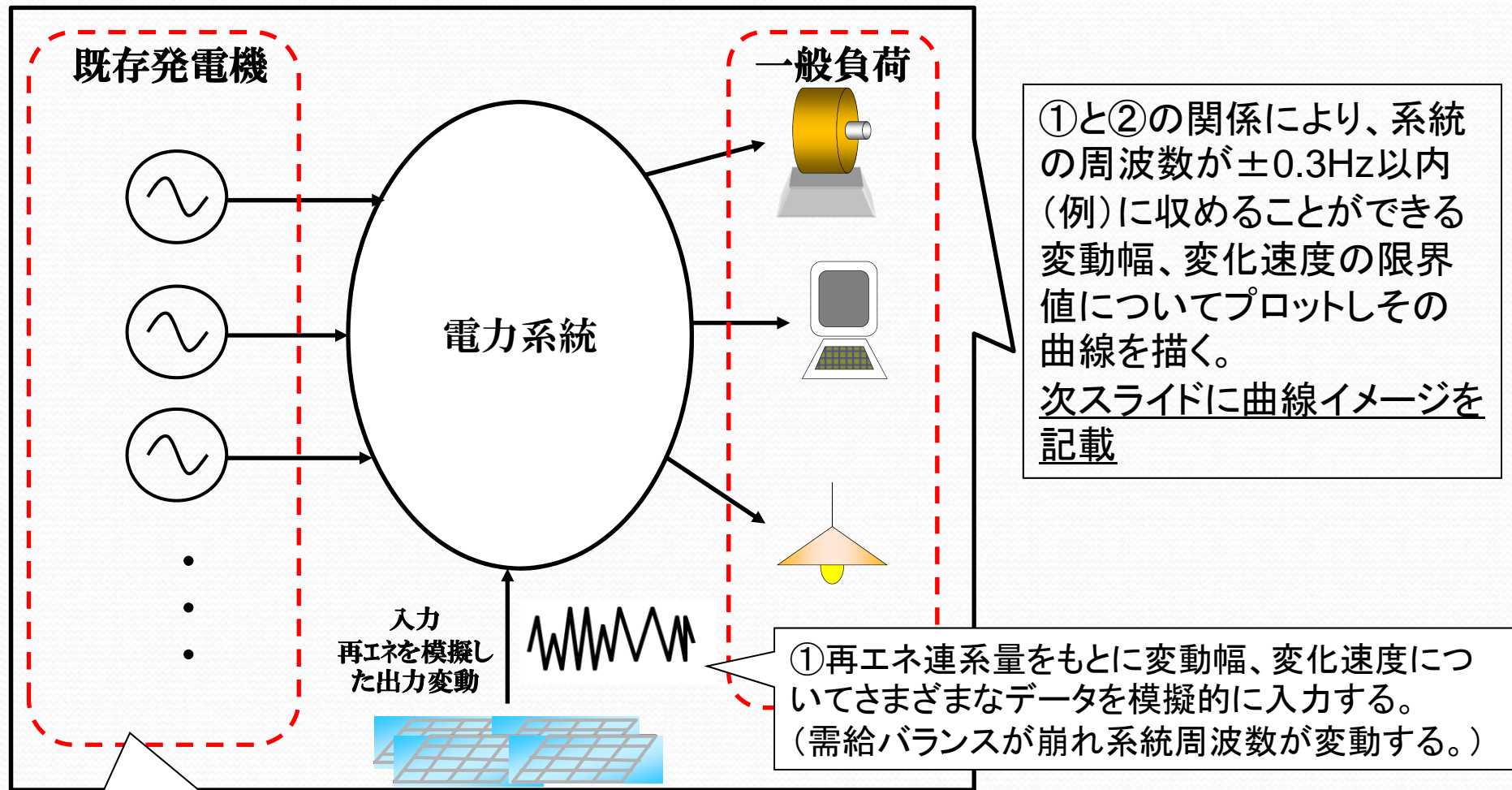


- 評価時間窓を10分とし、その間の最大出力と最小出力の差を「出力変動幅」とする。
※ 沖縄は小さい島であるため評価窓を10分を最適として検討している。
- 出力変動幅をそれに要した時間で除したものを「出力変化速度」とする。



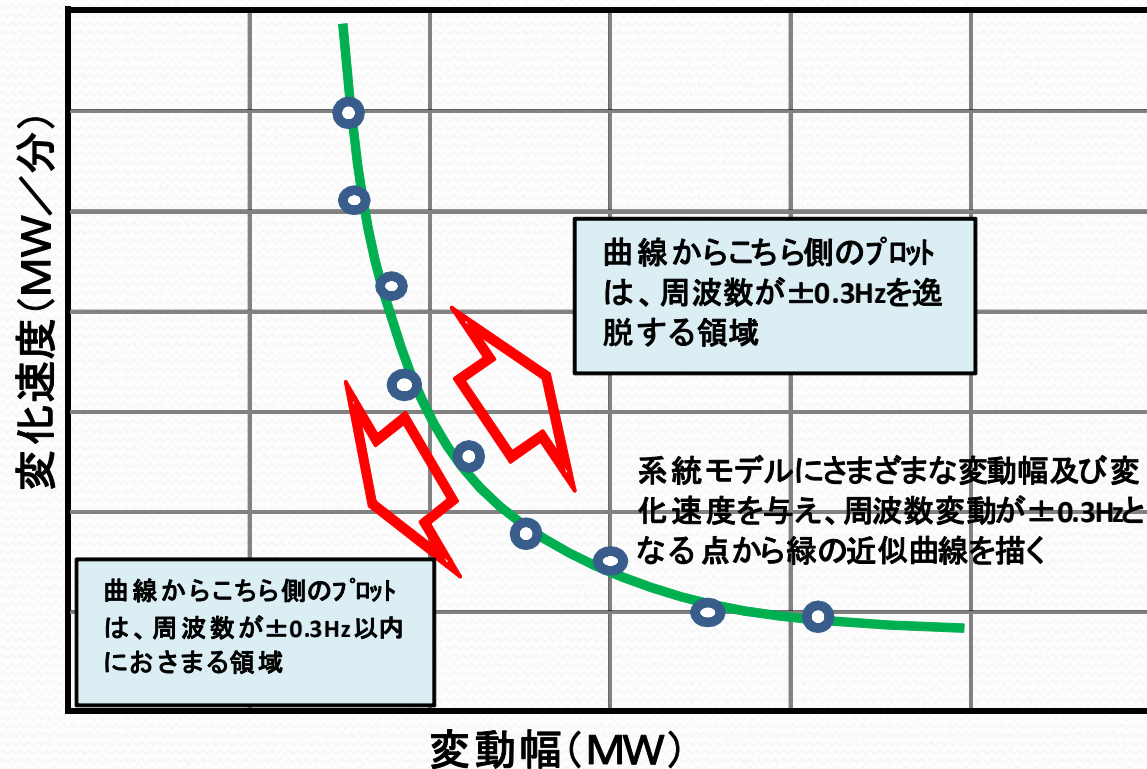
評価時間窓、出力変動幅、出力変化速度の定義

【手順1】専用ツールにて下記のようなモデルを構築し、計算を行う。



【手順2】前スライドのさまざまな出力変動分を入力し、その結果 $\pm 0.3\text{Hz}$ （例）となる点をプロットし、曲線を描く。（この曲線を周波数感度曲線と称す）

需給バランスの変動（変動幅及び変化速度）とその周波数変化の関係



【手順3】実測データをもとに太陽光発電の想定出力データの合成値を上記のグラフにプロットし、周波数が $\pm 0.3\text{Hz}$ 以内かどの程度の量かを確認する。

解析結果のイメージ

【シミュレーション手法】

シミュレーションによる結果のイメージ(例)を以下表に示す。
太陽光発電の連系量を13MWまで増加させたところで、周波数逸脱点数が、0.3%(3 σ 相当)を超過。これにより、連系可能量は12MWとなる。

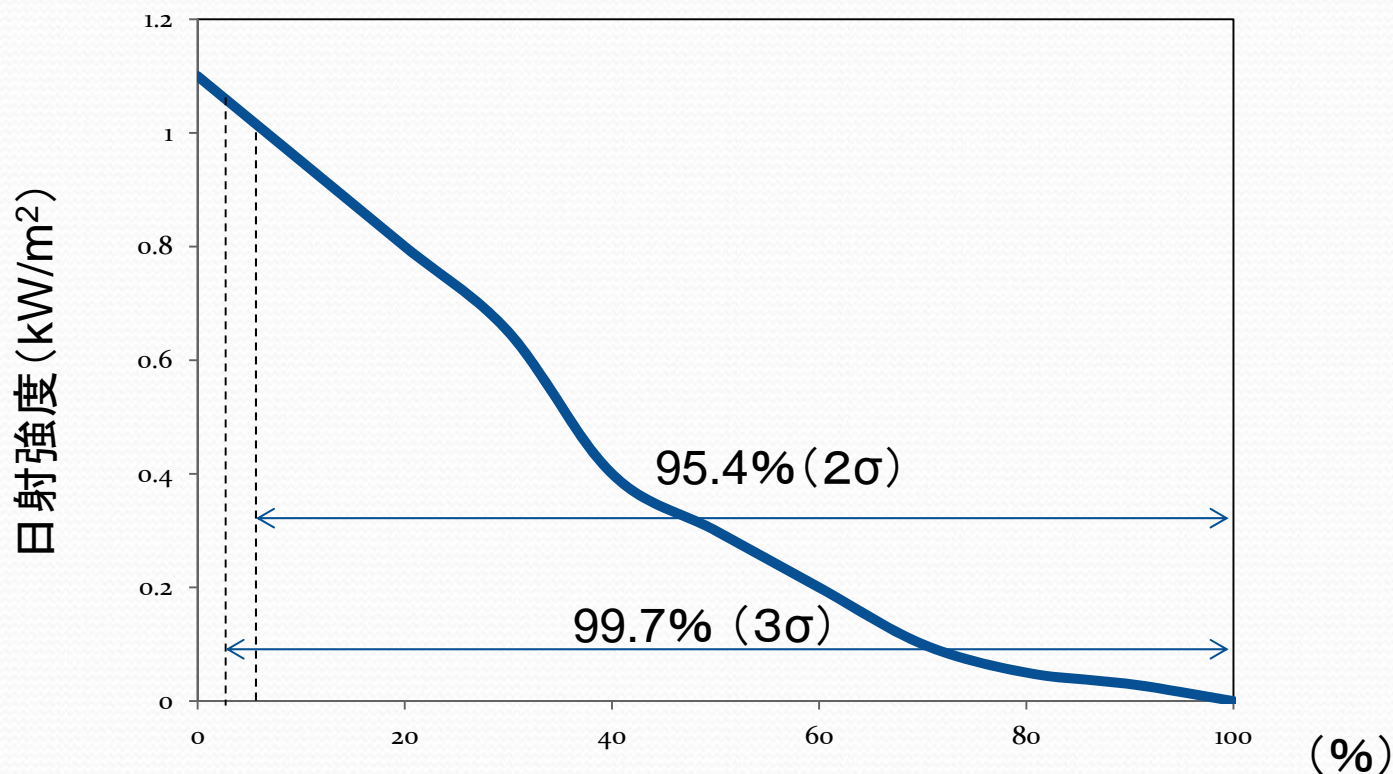
PV連系量 【MW】	10	11	12	13	14
①周波数±0.3Hz 逸脱割合	0.17%	0.17%	0.17%	0.44%	0.44%
②【参考】 ±0.3Hz逸脱日数 (日数の割合)	1日 (3.2%)	1日 (3.2%)	1日 (3.2%)	5日 (16.1%)	5日 (16.1%)
判定 (①が0.3%以内かどうか)	○	○	○	×	×

シミュレーションモデルにて算定した周波数感度曲線と太陽光の実測データをもとにして算出した推定値【1カ月データ: **7200個**】を重ねることで、周波数逸脱点数をカウントし、0.3%(22個)以内におさまる太陽光の連系量を確認する。
＜確率的手法(3 σ 値)を考慮＞

確率(3σ)について

【シミュレーション手法】

全事象に対して99.7%の事象を包含している値を3σ値と定義している。
最大値(全事象の100%)を用いた場合に比べて再エネの導入量が拡大する。



マーシャル国 エネルギー自給システム構築プロジェクト

演習資料（再生可能エネルギー許容量算定）

目次

演習 1_系統定数算出	1
演習 2_需要変動率算出	7
演習 3_需要分析	10
演習 4_日射強度の変動率算出	13
演習 5_風況の変動率算出	15
演習 6_代数的手法による再生可能エネルギー連系許容量算定	19

2014年6月

(株)沖縄エネテック

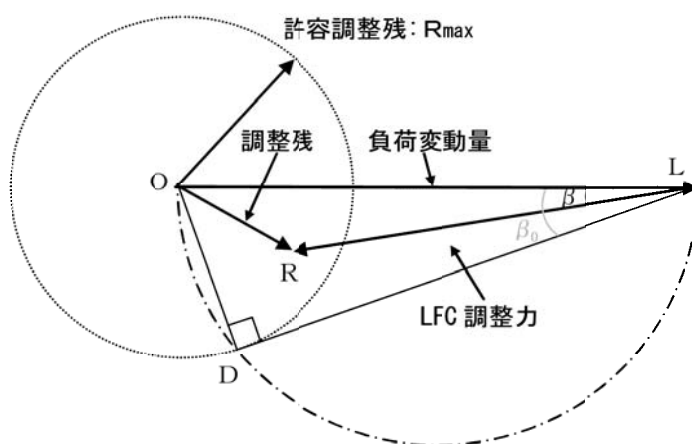
演習 1_系統定数算出

1. 目的

許容調整残算定のために必要な系統定数の算出方法について演習を通して理解を深める。

2. 許容調整残

許容調整残とは電力品質を維持するために電力供給側が守るべき調整残のことをいう。沖縄電力は周波数管理値である $\pm 0.3\text{Hz}$ 以内におさまる範囲を許容調整残としている。この周波数幅によって連系許容量の値に大きな影響を与える。図 1 に許容調整残の概念図を示す。また、許容調整残は(1)式にて算定を行っている。



(電気学会技術報告第 869 号図 5.13 参照)

図 1 負荷変動量、LFC調整力、調整残の関係

許容調整残算出式

$$\text{許容調整残 } R_{\max} = \text{系統定数}(\% \text{MW/Hz}) \times \text{周波数幅}(0.3\text{Hz}) \times \text{総需要}(\text{MW}) \quad \dots (1)$$

3. 系統定数

電力系統の電力変動 ΔP と周波数変動との関係式は(2)式の関係になる。ここでの一定値 K を系統定数と定義している。電力系統における本定数がわかれば周波数偏差からどの程度の電力変動があったかを逆算することが可能となる。代数的手法では許容調整残算出のために負荷遮断試験により推定した系統定数を用いて電力変動の最大許容値を算出している。系統定数をPU値化するために電力変動 ΔP は発電機の定格容量合計を基準にしている。
($\Delta P(\% \text{MW}) = \Delta P(\text{MW}) / \text{並入発電機定格出力合計}$)

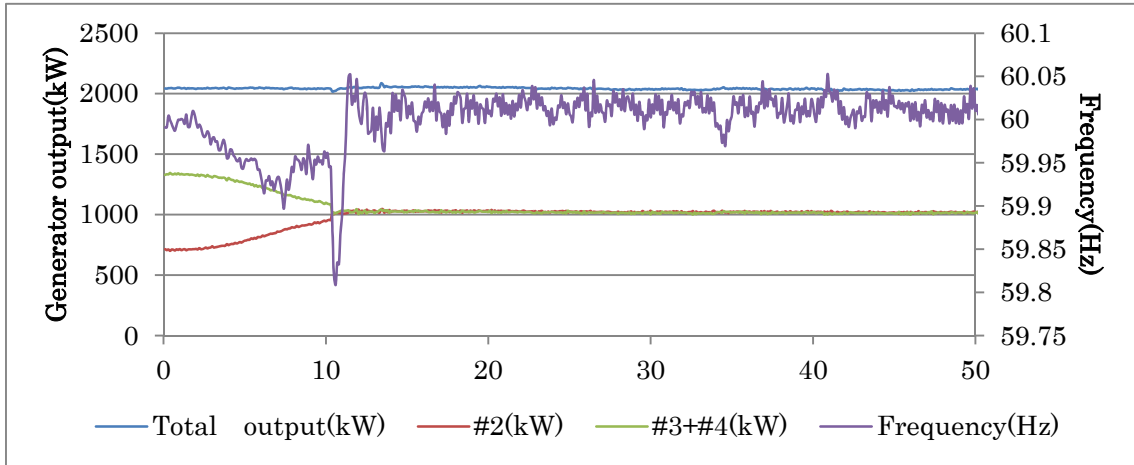
$$\Delta P / \Delta F = K \quad (\text{一定値} : \% \text{MW/Hz}) \quad \dots (2)$$

4. 演習

負荷遮断試験の結果から周波数偏差と電力変動値がわかるので、これらの数値を用いて系統定数算出演習を行う。

①Ebeye

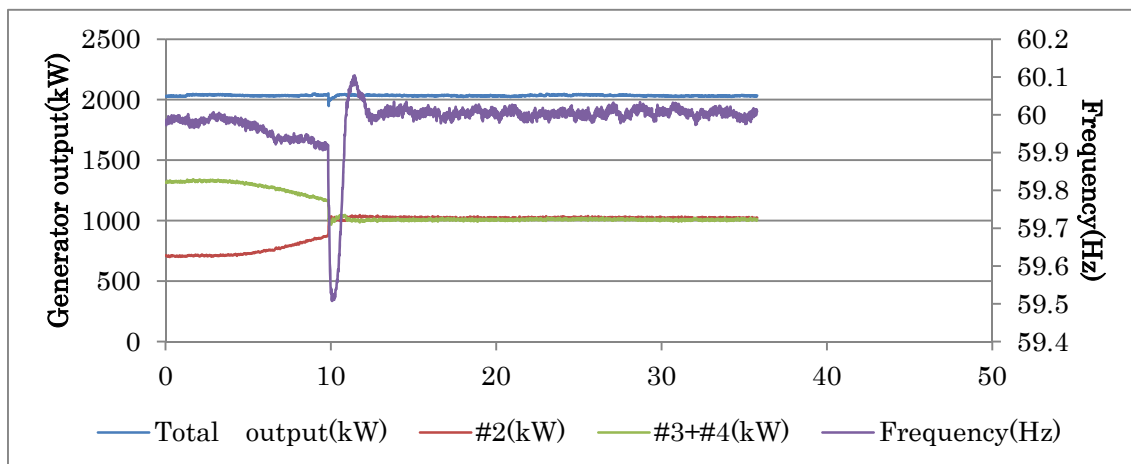
25kW 発電機遮断



事前周波数 (Hz)	59.95
ボトム周波数 (Hz)	59.81
周波数偏差 (Hz)	
脱落発電機出力 (kW)	26.5
並入発電機出力合計(kW)	2572(1286×2台)

系統定数(%kW/Hz)	
--------------	--

100kW 発電機遮断

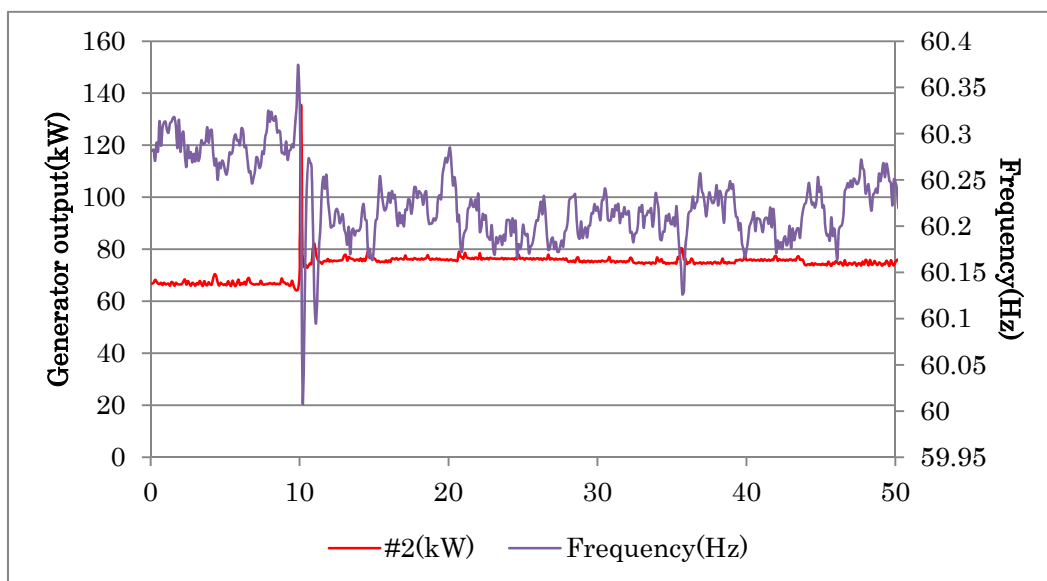


事前周波数 (Hz)	59.99
ボトム周波数 (Hz)	59.51
周波数偏差 (Hz)	
脱落発電機出力 (kW)	101.9
並入発電機出力合計 (kW)	2572(1286 × 2 台)

系統定数 (%kW/Hz)	
---------------	--

②Jaluit

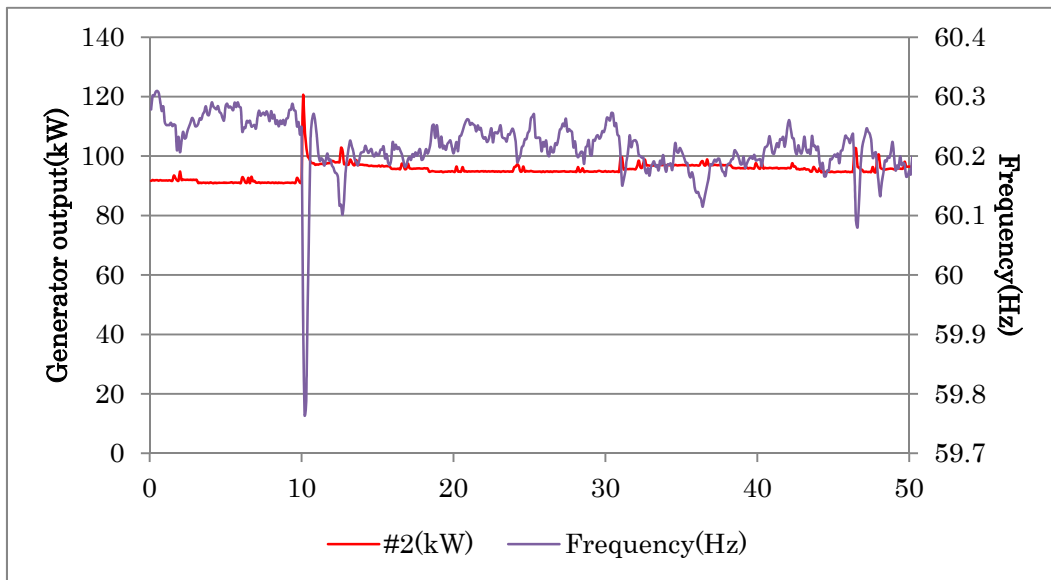
Water pump



事前周波数 (Hz)	60.37
ボトム周波数 (Hz)	60.01
周波数偏差 (Hz)	
推定投入負荷量 (kW)	11.25
並入発電機出力合計(kW)	275

系統定数 (%kW/Hz)	
---------------	--

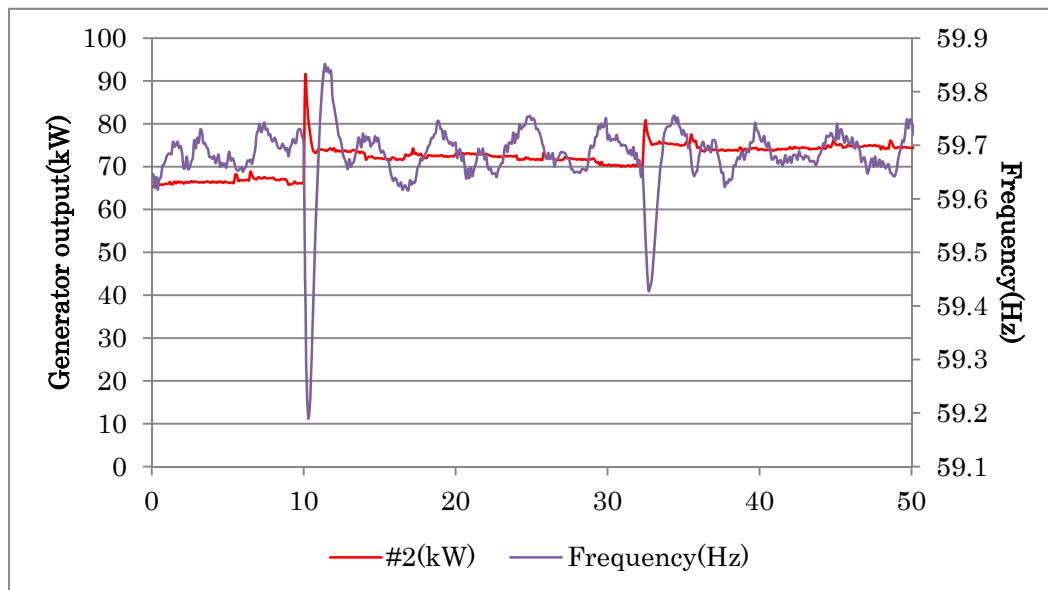
Dorm



事前周波数(Hz)	60.25
ボトム周波数(Hz)	59.77
周波数偏差(Hz)	
推定投入負荷量(kW)	18.73
並入発電機出力合計(kW)	275

系統定数(%kW/Hz)	
--------------	--

③Wotje



事前周波数 (Hz)	59.73
ボトム周波数 (Hz)	59.19
周波数偏差 (Hz)	
推定再閉路フィーダ負荷量 (kW)	18.56
並入発電機出力合計 (kW)	275

系統定数 (%kW/Hz)	
---------------	--

演習 2_需要変動率算出

1. 目的

測定した需要データから変動率を算出する方法について演習を通して理解を深める。

2. 需要変動率算出方法

Excel を用いた需要変動率算定方法の説明を記載する。図 1 及び図 2 に Excel シートのイメージ図を示し、以下に詳細手順を記載する。

	TIME	Demand(MW)	Moving average deviations (10min)	Demand Change range
	9:00:06	1.375069	6.19	0.71%
	9:00:07	1.375081	6.19	0.65%
	9:00:08	1.375093	6.20	0.56%
	9:00:09	1.375104	6.20	=ABS(D326-E326)/E326
	9:00:10	1.375116	6.21	0.43%
	9:00:11	1.375127	6.22	0.31%
	9:00:12	1.375139	6.21	0.45%

図 1 Excel 計算式イメージ図(1)

STDEV.P		=STDEV(F317:F86717)		
	A	B	C	D
1		Majuro		
2				24hour(9:00~9:00)
3				Probability
4				Max(100%)
5				3σ(99.7%)
6				2σ(95.4%)
7				σ(68.3%)
8				
9				Day(9:00~17:00)
10				Probability
11				Max(100%)
12				3σ(99.7%)
13				2σ(95.4%)
14				σ(68.3%)
15				

図 2 Excel 計算式イメージ図(2)

ステップ①：負荷需要の 1 秒周期時系列データの整理

⇒計測した負荷電力値データの 24 時間データを切り出す。

ステップ②：5 分前後（10 分間）の移動平均値の算出

⇒実測需要データの 5 分前後(10 分間)の移動平均値を Excel の関数である average 関数を用いて算出する。

【average 関数の使用例】

平均値を求めたい範囲を引数として設定する。図 1 の Excel シートでは前後 5 分の移動平均を算出したいので、9 時における移動平均値は AVERAGE(D17:D617)とすることで算出できる。

ステップ③：時系列の変動率の算出

⇒図 1 の例に示しているように実測値と移動平均値の差をとり、その差を移動平均値で割ることで変動率を算出する。

ステップ④：標準偏差（ σ 値）の算出

⇒変動率の標準偏差（ σ 値）を STDEV 関数を用いて算出する。

【STDEV 関数の使用例】

STDEV 関数は指定した範囲を母集団として標準偏差の推定値を算出する。図 2 のように指定したい時間範囲の変動率を STDEV 関数の標本として設定する。

ステップ⑤： 2σ 、 3σ 値の算出

⇒ 2σ 、 3σ は各々 σ 値の 2 倍および 3 倍した値となる。

3. 演習

各島の測定した需要データ（1 秒周期）を上述の手順に従って変動率を算出していく。計測できた時間が各島で異なるため各島の分析時間を以下のように設定した。

①Wotje

測定期間：1 月 23 日 9 時 14 分～1 月 24 日 9 時 55 分

【分析対象期間】

昼間帯：9 時 14 分～17 時 24 時間帯：9 時 14 分～翌日 9 時 14 分

【分析結果】

Day(9:14~17:00)	
Probability	Demand change range
Max(100%)	
3 σ (99.7%)	
2 σ (95.4%)	
σ (68.3%)	

24hour(9:14~9:14)	
Probability	Demand change range
Max(100%)	
3 σ (99.7%)	
2 σ (95.4%)	
σ (68.3%)	

②Jaluit

測定期間：1月24日0時00分～1月25日0時00分

【分析対象期間】

昼間帯：9時～17時 24時間帯：0時～翌日0時

【分析結果】

Day(9:00～17:00)	
Probability	Demand change range
Max(100%)	
3 σ (99.7%)	
2 σ (95.4%)	
σ (68.3%)	

24hour(0:00～0:00)	
Probability	Demand change range
Max(100%)	
3 σ (99.7%)	
2 σ (95.4%)	
σ (68.3%)	

③Ebeye

測定期間：1月26日10時35分～1月27日9時14分

【分析対象期間】

昼間帯：10時35分～17時 24時間帯：10時35分～翌日9時14分

【分析結果】

24hour(10:35～9:14)	
Probability	Demand change range
Max(100%)	
3 σ (99.7%)	
2 σ (95.4%)	
σ (68.3%)	

Day(10:35～17:00)	
Probability	Demand change range
Max(100%)	
3 σ (99.7%)	
2 σ (95.4%)	
σ (68.3%)	

演習 3_需要分析

1. 目的

年間の需要データを集計し、想定する需要を決定する。想定需要は許容調整残や需要変動による電力値に影響を与えるため適切な選定が求められる。

2. 需要分析（年間負荷）

年間の需要データから需要分布を分析し、累積分布（ 3σ 、 2σ 、 σ ）を算出する。各島の発電所は運転日誌をつけており、1時間毎の需要データがある。このデータを基に分析を行う。図1にMajuroの需要分布を示す。累積分布は需要が大きい断面から積算する。需要が大きいと許容調整残が大きくなり、REの連系許容量が大きくなる。以下に具体例を示す。

例) 系統定数 10%MW/Hz 許容周波数幅 1Hz

①需要が 10MW の場合・・・許容調整残：1MW (=10MW×10%MW/Hz×1Hz)

②需要が 1MW の場合・・・許容調整残：0.1MW(=1MW×10%MW/Hz×1Hz)

⇒需要が大きいと許容調整残が大きくなることわかる。

※需要の小さい断面の割合が系統不安定確率になる。

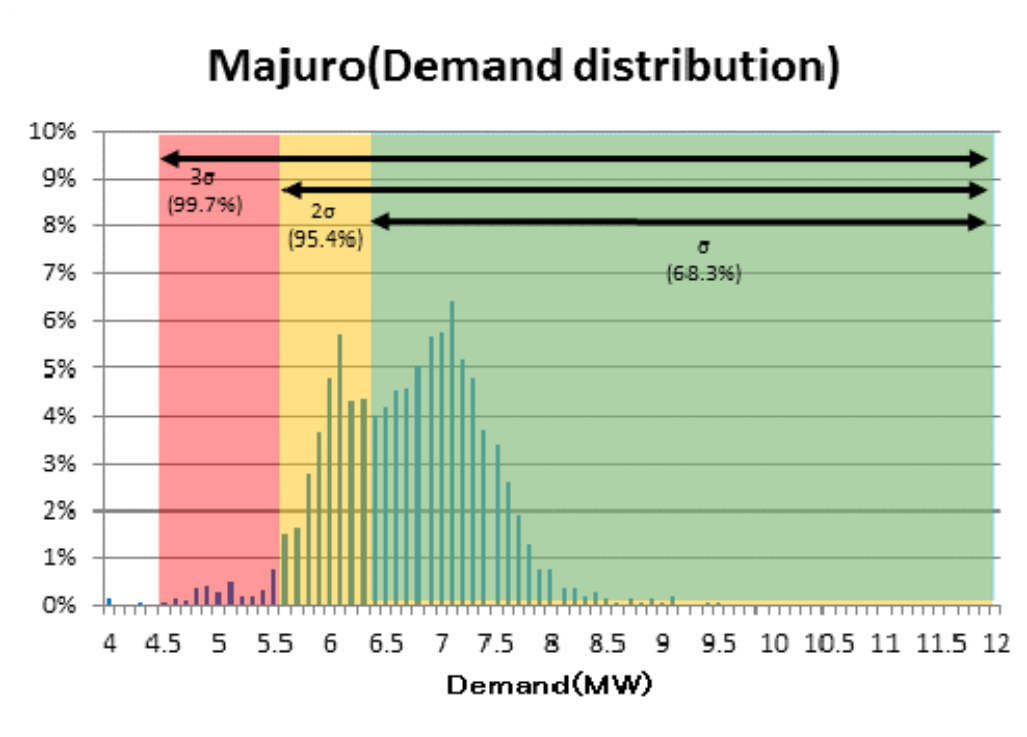


図1 需要分布イメージ図

以下に需要分析の手順を示す。

ステップ①：負荷需要の1時間周期時系列データの整理

⇒発電所の運転日誌から年間需要データ（1時間周期）を準備する。その際に

停電などによる特異日は除外する。特異日を考慮すると想定需要が極端に小さくなり、RE 連系許容量も連動して小さくなる。

ステップ②： 需要分布表の作成

⇒需要分布を作成するために Excel の Frequency 関数を用いる。図 2 に Excel のイメージ図を示す。需要の MW 値を 0.1MW 刻みで分類し、その頻度を集計する。最後にデータの総数で割ることで需要の分布率を算出する。

STDEV.P =FREQUENCY(B4:Y307,AD3:AD83)													
V	W	X	Y	Z	AA	AB	AC	AD	AE	AF	AG	AH	AI
1	2100	2200	2300	2400					Total number		6935		
2									Demand	Number	Distribution ratio		
3									4	11	0.16%		
4	7.2	7.2	7.2	7		Max	3.30MW		4.1	=FREQUENCY(B4:Y307,AD3:AD83)			
5	7.85	7.6	7.7	7.55		3σ	4.70MW		4.2	=FREQUENCY(データ配列, 区間配列)			
6	7.9	7.9	7.7	6.85		2σ	6.00MW		4.3	4	0.06%		
7	7.8	7.8	7.7	7.5		σ	6.80MW		4.4	1	0.01%		
8	7.8	7.6	7.55	7.3		Average	6.98MW		4.5	6	0.09%		
9	6.95	6.95	6.95	6.95					4.6	11	0.16%		
10	8.2	7.9	8.1	7.3					4.7	7	0.10%		
11	6.9	6.9	6.9	6.9					4.8	26	0.37%		
12	7.9	7.8	7.45	7.4					4.9	31	0.45%		
13	7.65	7.6	7.5	6.75					5	22	0.32%		
14	7.6	7.6	7.5	7.6					5.1	37	0.53%		

図 2 Excel 計算式イメージ図(1)

【Frequency 関数の使用方法】

需要分布の値を入れるセルの全てをドラッグし、Frequency(データ配列、区間配列)と入力する。データ配列とは頻度分布の計算対象となる値セットの配列(需要データ)を指し、区間配列とはグループ化する間隔の配列(需要分布表の分類)のことをいう。最後に Ctrl キーと Shift キーを押しながら Enter キーを押すことで全てのセルの計算実行を行う。

ステップ③： σ 値、2σ 値、3σ 値の算出

⇒ステップ②で算出した分布率に対して累積分布分析を行う。累積率としては σ (68.3%)、2σ (95.4%)、3σ (99.7%)の需要電力値を算出する。算出するために Excel の Percentile 関数を用いる。

【Percentile 関数の使用方法】

Percentile 関数はセル範囲の値の中から指定した割合の位置にある数値を求める関数である。需要の σ 値(68.3%)を算出では、Percentile(セル範囲、0.317)と入力する。ここで指定する割合を 0.317(31.7%)としたのは、Percentile 関数は下位の分布割合を集計する関数であり、今回求めたい値が上位 68.3%の割合であるためである。2σ、3σについても同様に割合を 0.046 と 0.003 とすることで算出する。

3. 演習

太陽光発電と風力発電の分析用に昼間帯負荷と 24 時間負荷の 2 断面の計算を行う。

①Wotje

測定期間：1月23日9時14分～1月24日9時55分

【分析対象期間】

昼間帯：9時14分～17時 24時間帯：9時14分～翌日9時14分

【分析結果】

Max	
3 σ	
2 σ	
σ	
Average	

②Jaluit

測定期間：1月24日0時00分～1月25日0時00分

【分析対象期間】

昼間帯：9時～17時 24時間帯：0時～翌日0時

【分析結果】

Max	
3 σ	
2 σ	
σ	
Average	

③Ebeye

測定期間：1月26日10時35分～1月27日9時14分

【分析対象期間】

昼間帯：10時35分～17時 24時間帯：10時35分～翌日9時14分

【分析結果】

Max	
3 σ	
2 σ	
σ	
Average	

演習 4_日射強度の変動率算出

1. 目的

日射強度の変動率を算出し、太陽光発電の連系許容量算定の係数として用いる。

2. 再生可能エネルギー出力変化幅

出力予測の困難である再生可能エネルギーは評価時間(10分)における最大値と最小値の変動量で検証する必要がある。図1にそのイメージ図を示す。

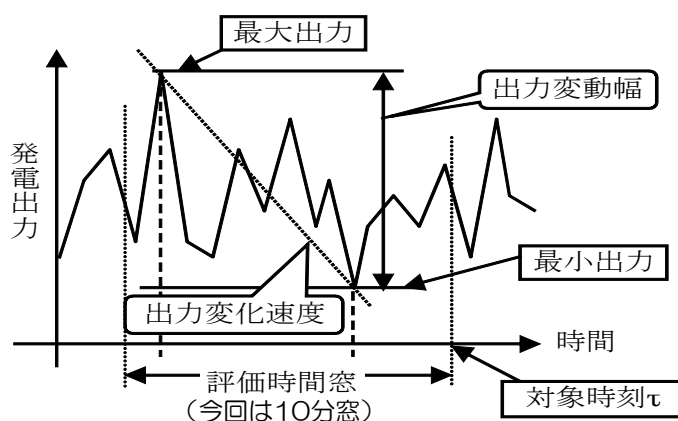


図1 評価時間窓、出力変動幅、出力変化速度の定義

3. 変動率算出方法

Wotje 及び Jaluit にて日射強度を観測しており、それらのデータから変動率をわかりだす。日射強度を太陽光発電の発電量(kW)に変換する必要があるが、 $1000\text{W}/\text{m}^2$ を定格(1pu)と定義した(JIS規格)。 $1000\text{W}/\text{m}^2$ の日射強度を超過する場合は定格値を限界として設定した。以下に算出方法の手順を示す。

ステップ①：日射強度データ整理

⇒日射強度データの確認を行う。今回の測定項目は10分間における平均、最大、最小であるため、変動率算出には前節の定義に従って最大値と最小値の差をとることで算出する。また、太陽光発電は日中のみ発電が可能であるため、9時から17時の間のデータのみを切り出す。

ステップ②：変動率算出

⇒図2にExcelのシート例を示す。E列の最大日射強度をH列へ $1000\text{W}/\text{m}^2$ の上限を超過しているかどうかの判断を行い、K列にてパーセント表示に変換する。最大値と最小値をパーセント変換後の差をJ列に計算する。

=IF(E3>1000,1000,E3)

B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
Date & Time Stamp	Pyranometer				PV			Change range rate	Max	min
	CH1 0Av	CH1 0S	CH1 0M	CH1 0Mi	Max	Min				
2012/9/21 9:00	250	12.6	264.1	216.8		=IF(E3>1000,1000,E3)		4.73%	26.41%	21.68%
2012/9/21 9:10	295.7	74.2	467.7	207		467.7	207	26.07%	46.77%	20.70%
2012/9/21 9:20	497	54.8	636.8	397.5		636.8	397.5	23.93%	63.68%	39.75%
2012/9/21 9:30	638.9	80.9	749.1	524		749.1	524	22.51%	74.91%	52.40%
2012/9/21 9:40	835.3	71	910.3	717.3		910.3	717.3	19.30%	91.03%	71.73%
2012/9/21 9:50	763.4	62.4	874.1	568.3		874.1	568.3	30.58%	87.41%	56.83%
2012/9/21 10:00	684.1	124.8	898.1	332.5		898.1	332.5	56.56%	89.81%	33.25%
2012/9/21 10:10	984	13.1	1003.5	971.4		1000	971.4	2.86%	100.00%	97.14%
2012/9/21 10:20	981.3	4.3	990	974.1		990	974.1	1.59%	99.00%	97.41%
2012/9/21 10:30	998.8	62.4	1112.3	576.1		1000	576.1	42.39%	100.00%	57.61%
2012/9/21 10:40	998.8	50.2	1050.8	650.7		1000	650.7	34.93%	100.00%	65.07%
2012/9/21 10:50	991.4	84.5	1079.6	536.9		1000	536.9	46.31%	100.00%	53.69%
2012/9/21 11:00	1022.7	84.5	1145.9	500.4		1000	500.4	49.96%	100.00%	50.04%
2012/9/21 11:10	1046.5	57.2	1161.5	945.5		1000	945.5	5.45%	100.00%	94.55%

図2 Excel 計算式イメージ図

ステップ③： σ 値、 2σ 値、 3σ 値の算出

⇒算出した変動率の時系列データを Excel の Percentile 関数にて累積分布(σ 値、 2σ 値、 3σ 値)を算定する。Percentile(セル範囲、累積率)をセルに入力する。

4. 演習

Jaluit の日射強度データを用いて変動率算定演習を行う。

【計算結果】

	PV change range rate
Max(100%)	%
3σ (99.7%)	%
2σ (95.4%)	%
σ (68.3%)	%

演習 5_風況の変動率算出

1. 目的

風況の変動率を算出し、風力発電の連系許容量算定の係数として用いる。

2. 再生可能エネルギー出力変化幅

太陽光発電と同様で、出力予測の困難である再生可能エネルギーは評価時間(10分)における最大値と最小値の変動量で検証する必要がある。図1にそのイメージ図を示す。

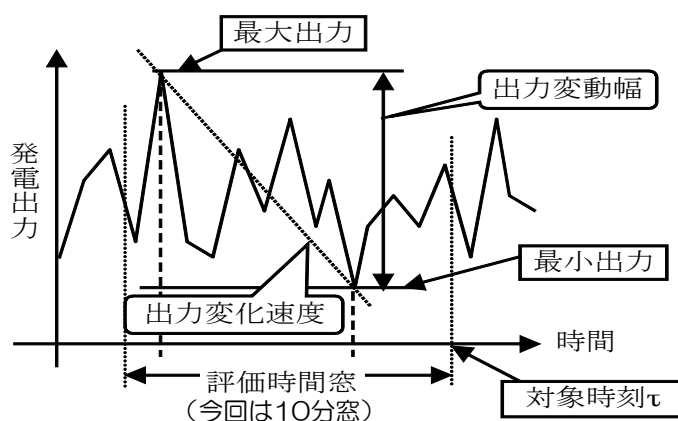


図1 評価時間窓、出力変動幅、出力変化速度の定義

3. 変動率算出方法

Wotje 及び Jaluit にて風速を観測しており、それらのデータから変動率をわりだす。風速データを発電出力に変換する必要があるため、Homer を利用して発電出力を算出する。以下に算出方法の手順を示す。

ステップ①：風況データ整理

⇒風況データの確認を行う。日射強度と同様で測定項目は10分間における平均、最大、最小であるため、変動率算出には前節の定義に従って最大値と最小値の差をとることで算出する。

ステップ②：Homer による発電出力換算

⇒風速データの最大値と最小値を Homer に入力し、風力発電出力データへ換算する。以下に Homer の使用方法を示す。

②-1：風速データの最大値と最小値を各々 CSV 形式にて Text ファイルに抜き出す。

②-2：Homer で模擬電力システムを作成し、風力発電モデルを設定する(図2参照)。

②-3：作成した Text ファイルを風力発電モデルに読み込み(WindResource ボタン押下後に ImportFile ボタンから Text ファイルを選択する)、シミュレーションを実行(Calculate ボタン押下)することで風力発電出力を

計算する（図 3 参照）。

②-4：実行結果を選択し、**Export** ボタンにより **Text** データでファイル出力する（図 4 参照）。出力されたデータを **Excel** で開き、風力発電の出力値のみを抜き出す。

ステップ③：変動率算出

⇒太陽光発電と同様に 10 分間の最大値と最小値の差から変動率を算出する。

ステップ④： σ 値、 2σ 値、 3σ 値の算出

⇒算出した変動率の時系列データを Excel の Percentile 関数にて累積分布(σ 値、 2σ 値、 3σ 値)を算定する。Percentile(セル範囲、累積率)をセルに入力する。

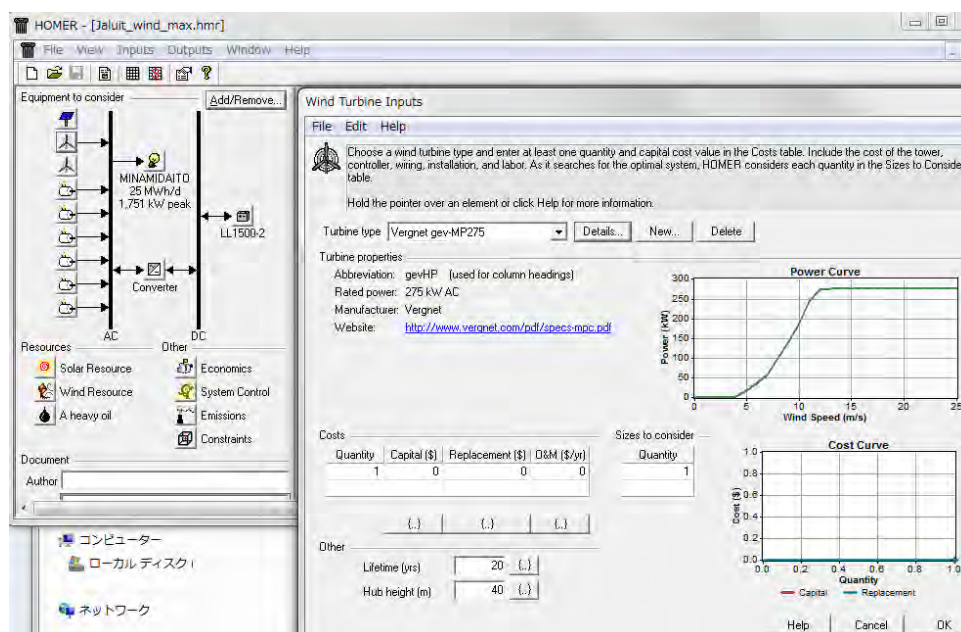


図 2 Homer イメージ図 (1)

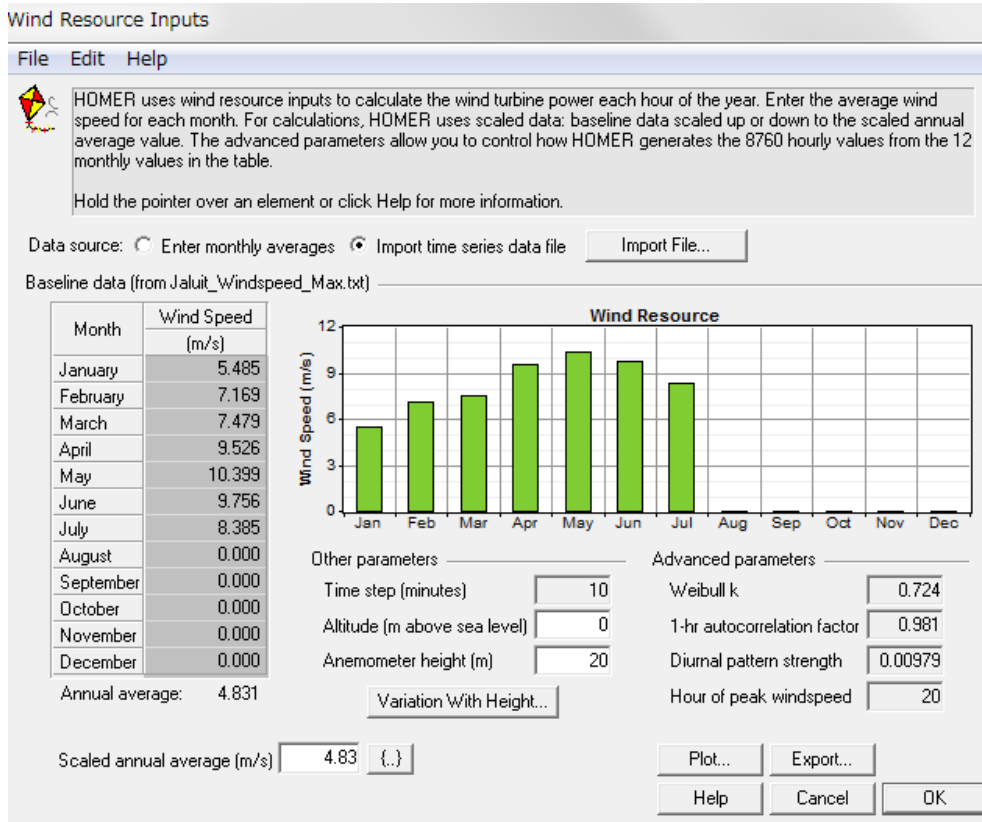


図 3 Homer イメージ図 (2)

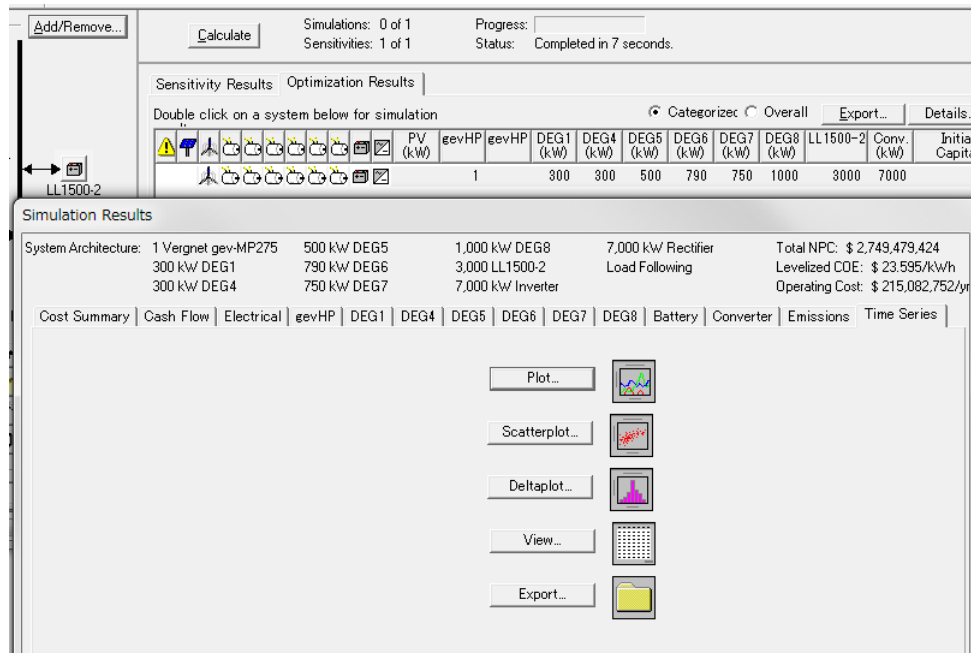


図 4 Homer イメージ図 (3)

4. 演習

Jaluit の風況データを用いて変動率算定演習を行う。

【計算結果】

	PV change range rate
Max(100%)	%
3 σ (99.7%)	%
2 σ (95.4%)	%
σ (68.3%)	%

【参考】 Homer インストール URL

https://users.homerenergy.com/account/sign_in

The screenshot displays the Homer Energy user interface. At the top left is the Homer Energy logo, and at the top right is a "Customer Login" button. Below the logo, a message reads "You need to sign in or sign up before continuing". The main content area is divided into two panels: "Login to Existing Account" and "Create a New Account".

Login to Existing Account: This panel includes an "Email" field with the placeholder "name@domain.com", a "Password" field with "XXXXXXXX", a "Remember me" checkbox, a link for "I forgot my password", a link for "My email has changed and I need to recover my password", and a "Sign in" button.

Create a New Account: This panel includes an "Email" field with the placeholder "name@domain.com", a "Password" field with "XXXXXXXX" and a note "At least 8 characters", a "Password confirmation" field with "XXXXXXXX", a "Sign up" button, and a link for "Didn't receive a confirmation email? Click Here".

演習 6_代数的手法による再生可能エネルギー連系許容量算定

1. 目的

これまでに求めた諸元を用いて代数的手法による再生可能エネルギー連系許容量算定を実施する。

2. 代数的手法

許容調整残と LFC 調整力により対応できる変動量を算出し、需要変動分を差し引いて再生可能エネルギーの出力変動幅として割り当てることで再生可能エネルギーの連系許容量を導出する。諸元についてはこれまでの演習で算出しており、それらの数値を組合わせて代入する。

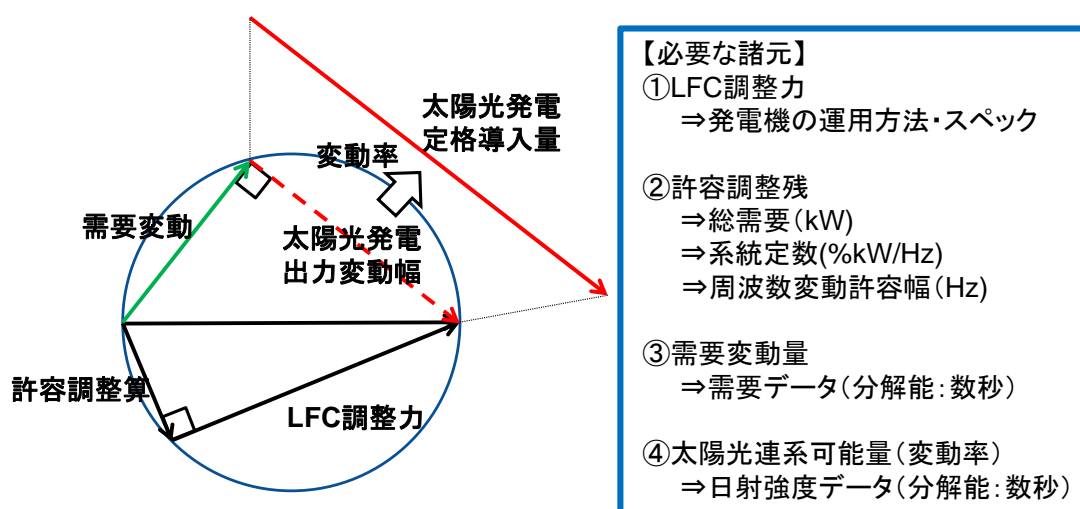


図1 評価時間窓、出力変動幅、出力変化速度の定義

3. 連系許容量算出方法

以下に再生可能エネルギー連系許容量算出までの手順を示す。

ステップ①：LFC 調整力の設定

⇒発電機の制御方式で決定できる。マ国では周波数調整用の発電機はないため、0として設定する。

ステップ②：累積確率 (σ 、 2σ 、 3σ) の設定

⇒確率的要素を考慮して累積確率の設定を行う。この想定累積確率に応じた諸元の各種値を算定する。

ステップ③：検討時間帯の設定

⇒PV は昼間帯(9時~17時)、WT は24時間連続で検討を行う。

ステップ④：許容調整残の算定

⇒系統の想定総需要(演習 3)、系統定数(演習 1)及び周波数変動許容幅を掛け合わせることで許容調整残を算出する。以下が計算式(1)を示す。

$$\text{許容調整残(kW)} = \text{想定総需要(kW)} \times \text{系統定数(\%kW/Hz)} \times \text{周波数変動許容量(Hz)} \div 100$$

. . . (1)

ステップ⑤：需要変動の算出

⇒想定総需要に主要変動率を掛けることで算定する。以下に算出式(2)を示す。

$$\text{需要変動(kW)} = \text{想定総需要(kW)} \times \text{需要変動率(\%)} \cdot \cdot \cdot (2)$$

ステップ⑥：RE 出力変動量算定

⇒上述で算定した許容調整残、 需要変動から RE 出力変動量を算出する。以下に計算式(3)を示す。

$$\text{RE出力変動量} = \sqrt{(\text{許容調整残})^2 - (\text{需要変動})^2} \cdot \cdot \cdot (3)$$

ステップ⑦：RE 定格連系量(PV or WT)

⇒(3)式で導出した RE 出力変動量に RE の変動率で割ることで RE 定格連系量を算出する。以下に計算式(4)を示す。

$$\text{RE 定格連系量} = \text{RE 出力変動量} \div \text{RE 変動率} \cdot \cdot \cdot (4)$$

ステップ⑧：RE(PV+WT)を組み合わせて導入する場合の連系量算出

⇒RE 出力変動量を PV、WT に対して最大化問題を解く。手法として非線形計画法である GRG 法(一般化縮小計画法)により算定する。GRG 法は Excel のソルバー機能にて実行できる。以下に目的関数、制約条件を示す。

目的関数：PV 定格+WT 定格→Max

制約条件：PV 定格×PV 変動率+WT 定格×WT 変動率=RE 出力変動

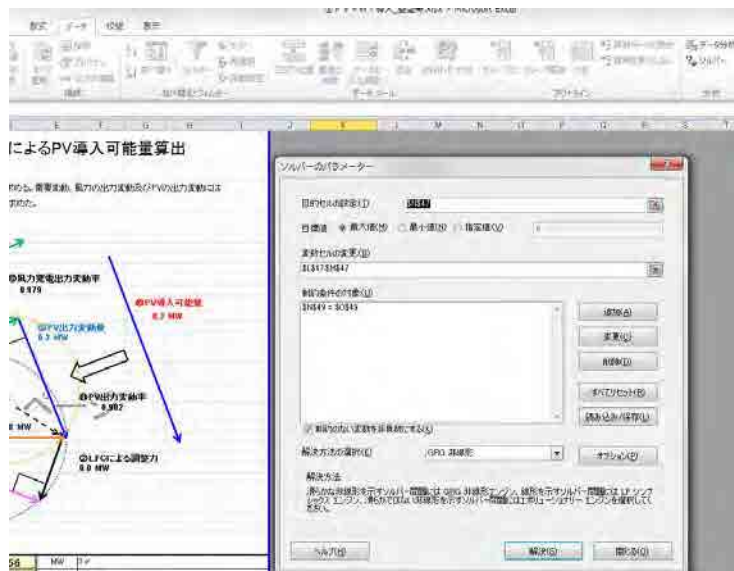


図 2 Excel イメージ図(GRG 法)

4. 演習

Ebeye、Jaluit、Wotje の RE 連系許容量算定演習を実施する。

4.1 Ebeye

PV (9:00~17:00)									
	3 σ			2 σ			σ		
	0.3Hz	0.5Hz	1Hz	0.3Hz	0.5Hz	1Hz	0.3Hz	0.5Hz	1Hz
LFC調整力									
系統定数									
想定需要									
許容調整残									
需要変動率									
需要変動									
RE出力変動量									
PV変動率									
PV定格連系量									

WT (0:00~24:00)									
	3 σ			2 σ			σ		
	0.3Hz	0.5Hz	1Hz	0.3Hz	0.5Hz	1Hz	0.3Hz	0.5Hz	1Hz
LFC調整力									
系統定数									
想定需要									
許容調整残									
需要変動率									
需要変動									
RE出力変動量									
WT変動率									
WT定格連系量									

PV+WT (9:00~17:00)									
	3 σ			2 σ			σ		
	0.3Hz	0.5Hz	1Hz	0.3Hz	0.5Hz	1Hz	0.3Hz	0.5Hz	1Hz
LFC調整力									
系統定数									
想定需要									
許容調整残									
需要変動率									
需要変動									
RE出力変動量									
GRG法 ※Excel	RE定格合計								
	PV定格連系量								
	WT定格連系量								

4.2 Jaluit

PV (9:00~17:00)									
	3 σ			2 σ			σ		
	0.3Hz	0.5Hz	1Hz	0.3Hz	0.5Hz	1Hz	0.3Hz	0.5Hz	1Hz
LFC調整力									
系統定数									
想定需要									
許容調整残									
需要変動率									
需要変動									
RE出力変動量									
PV変動率									
PV定格連系量									

WT (0:00~24:00)									
	3 σ			2 σ			σ		
	0.3Hz	0.5Hz	1Hz	0.3Hz	0.5Hz	1Hz	0.3Hz	0.5Hz	1Hz
LFC調整力									
系統定数									
想定需要									
許容調整残									
需要変動率									
需要変動									
RE出力変動量									
WT変動率									
WT定格連系量									

PV+WT (9:00~17:00)										
	3 σ			2 σ			σ			
	0.3Hz	0.5Hz	1Hz	0.3Hz	0.5Hz	1Hz	0.3Hz	0.5Hz	1Hz	
LFC調整力										
系統定数										
想定需要										
許容調整残										
需要変動率										
需要変動										
RE出力変動量										
GRG法 ※Excel	RE定格合計									
	PV定格連系量									
	WT定格連系量									

4.3 Wotje

PV (9:00~17:00)									
	3 σ			2 σ			σ		
	0.3Hz	0.5Hz	1Hz	0.3Hz	0.5Hz	1Hz	0.3Hz	0.5Hz	1Hz
LFC調整力									
系統定数									
想定需要									
許容調整残									
需要変動率									
需要変動									
RE出力変動量									
PV変動率									
PV定格連系量									

WT (0:00~24:00)									
	3 σ			2 σ			σ		
	0.3Hz	0.5Hz	1Hz	0.3Hz	0.5Hz	1Hz	0.3Hz	0.5Hz	1Hz
LFC調整力									
系統定数									
想定需要									
許容調整残									
需要変動率									
需要変動									
RE出力変動量									
WT変動率									
WT定格連系量									

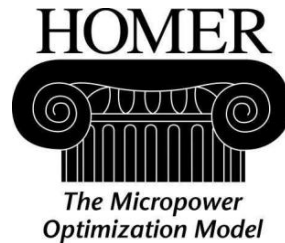
PV+WT (9:00~17:00)									
	3 σ			2 σ			σ		
	0.3Hz	0.5Hz	1Hz	0.3Hz	0.5Hz	1Hz	0.3Hz	0.5Hz	1Hz
LFC調整力									
系統定数									
想定需要									
許容調整残									
需要変動率									
需要変動									
RE出力変動量									
GRG法 ※Excel	RE定格合計								
	PV定格連系量								
	WT定格連系量								

添付資料 5

講義資料

PV ディーゼル・ハイブリッド発電設備の計画・設計支援

①HOMER 開始ガイドライン



HOMER Legacy (バージョン 2.68)

開始ガイドライン

2011年1月

HOMER Energy
2334 Broadway, Suite B, Boulder, Colorado 80304
720-565-4046 www.homerenergy.com

National Renewable Energy Laboratory
1617 Cole Boulevard, Golden, Colorado 80401-3393
303-275-3000 www.nrel.gov

Midwest Research Institute, Battelle
米国エネルギー省、エネルギー効率・再生可能エネルギー部事業

目次

このガイドラインについて	1
オンライン版ガイドライン	1
ステップごとの確認	1
HOMER へようこそ	1
HOMER とは?	1
HOMER を使うには	1
HOMER の動作	2
インターネット上の HOMER	2
ステップ 1 : HOMER で対処可能な問題を特定する	3
ステップ 2 : 新規 HOMER ファイルを作成する	3
ステップ 3 : 回路図の構築	4
ステップ 4 : 負荷についての情報を入力する	5
ステップ 5 : 構成機器についての情報を入力する	6
ステップ 6 : エネルギー源についての情報を入力する	10
ステップ 7 : 入力値確認およびエラー修正	11
ステップ 8 : 最適化結果内容の検証	14
ステップ 9 : システム設計の改良	15
ステップ 10 : 感度変数の追加	17
ステップ 11 : 感度分析結果の検証	18
追加事項 : 太陽光発電の追加	21
開始ガイドライン要約	25
連絡先について	25

開始ガイドラインについて

本ガイドラインでは、HOMER Legacy について 11 ステップにわたり説明します。対象の発電システム設計に関する情報、入力値を HOMER に与えることで、調査を開始します。HOMER はシステム構成をシミュレーションし、実行可能なシステム設計をコストパフォーマンスの順に並べ、その一覧を作成します。最終のステップにおいては、感度分析を行うことになります。本ガイドラインのステップを踏んでいくことで、ソフトウェアの使用に慣れて頂き、モデルを使用できるようになるでしょう。

この練習問題は、1 時間ほどで終わることができます。

オンライン版ガイドライン

HOMER のヘルプ・メニューより、オンライン版のガイドラインを開くことができます。

ステップごとの確認

ガイドラインでは、ステップごとに HOMER がコンピュータ上でどのような画面を示すべきかのイラストレーションがあり、ユーザーは各ステップを正確に行っているか、比較し確認することができます。

アドバイスと注意点

HOMER をより良く理解できるよう、ガイドライン全体にアドバイスと注意点が記載されています。**注意点**は、練習問題をより良く理解するために重要な情報となっており、また**アドバイス**は、役立つと思われる追加情報となっていますが、これは問題を解く上での必須情報というわけではありません。

HOMER へようこそ

HOMER とは？

HOMER は、小規模発電を最適化するモデルです。独立型・系統連系型両方のシステムについて、様々なアプリケーションの設計評価を、シンプルに実施することができます。発電システムを設計するには、システム構成について多くの決定を下さなければなりません — 例えば、システム設計にどの構成機器を含むべきか、各構成機器の規模はどのようなものにするか等です。技術上のオプションが多く、また技術費用やエネルギー源の可用性の幅も広いため、これらの決定を下すことが難しくなっています。HOMER の最適化及び感度分析アルゴリズムは、システム構成評価をより簡単に行えるようにします。

HOMER を使うには

HOMER を使用するには、技術的選択肢、構成機器費用、資源可用性に関する値を入力しなければなりません。HOMER はこれらの情報をもとに様々なシステム構成についてシミュレートし、結果を表示します。結果は、実行可能なシステム構成のリストとして、正味費用の順に並べられます。また HOMER は、各機器構成を比較し、経済的・技術的利点を評価しやすいたちで、様々な表及びグラフにて表示します。表及びグラフは、報告書やプレゼンテーションにて使用できるよう、エクスポートできます。

資源可用性や経済条件の変動によるシステム構成に対する影響を見たい場合には、感度分析を実施します。感度分析を実施するには、資源可用性、構成機器費用の幅等の感度変数を、HOMER に与えます。HOMER は変数の全範囲にわたり、各システム構成についてシミュレーションを実施します。ユーザーは、発電システムの設計及び操作に最も大きな影響を与える要因は何であるかを特定するため、感度解析の結果を利用することができます。計画立案や方針決定過程における一般的問題に対処するため、HOMER の感度分析の結果を用いることができます。

HOMER の動作

HOMER は、1年間、8,760時間の各時間帯のエネルギーバランスを計算し、シミュレーションを行います。HOMER は、各時間の電力需要・熱需要と、システムが供給できるエネルギー量を比較し、システムの各構成機器への（からの）エネルギーフローを計算します。蓄電池または燃料駆動発電機があるシステムでは、各時間帯において発電機をどのように運転すべきか、蓄電池を充電すべきか、放電すべきかを決定します。

HOMER は、ユーザーが検討している各システム構成のエネルギーバランスを計算し、構成が実現可能かどうか判断します。ユーザーの指定した条件下で電力需要と見合うかどうかを判断し、プロジェクトの全期間にわたるシステムの設置や管理にかかる費用を見積もります。システムの費用計算を行う際、資本、交換、維持管理、燃料にかかる費用、利子が対象となります。

最適化：候補のシステム構成すべてのシミュレーションが済むと、HOMER は各システム設計を比較できるように、正味現在費用（ライフサイクルコストとも呼ばれる）の順に一覧を表示します。

感度分析：感度変数を入力値として定義した場合、HOMER は指定された各感度変数に対して、最適化プロセスを繰り返します。例えば、風速を感度変数として定義した場合、HOMER はユーザーの指定した風速の範囲に対するシステム構成をシミュレーションします。

インターネット上の HOMER

HOMER のウェブサイト <http://www.nrel.gov/homer>： ここには、HOMER についての情報や、サンプルファイル、資源データに関する最新情報やコンタクト情報が記載されています。現在、ソフトウェアの配布は民間企業である www.homerenergy.com により行われており、サイトに登録すると無料のサンプルデータを得ることができます。販売用もこちらで入手可能です。

ステップ 1 : HOMER で対処可能な問題を特定する

HOMER は小規模発電システムの設計に関する幅広い範囲の問題に答えることができます。実際に使用する前に、HOMER にどのような答えを与えるか明らかにしておくといいいでしょう。HOMER が解答できる問題の例は、以下の通りとなっています。

- ・ システムのディーゼルエンジンに風力タービンを追加設置することで、費用効果はあるか？
- ・ 太陽光の費用効果を考慮した場合、ディーゼル燃料をどのくらい増やす必要があるか？
- ・ 電力需要が増加した場合対応できるか？
- ・ 系統連系システムに電力と熱を生産するマイクロタービンを設置することで、費用効果はあるか？


この練習問題では、遠隔地において小さい負荷に電力を供給しているディーゼル発電機で、システムに風力タービンを追加設置することに意味があるかを判断するのに、HOMER を用いたいと仮定します。HOMER への質問は、このようになります： 平均風速及び燃料価格の変動は、ディーゼル発電機のみシステム設計に風力タービンを追加することに、どれだけ影響があるか？

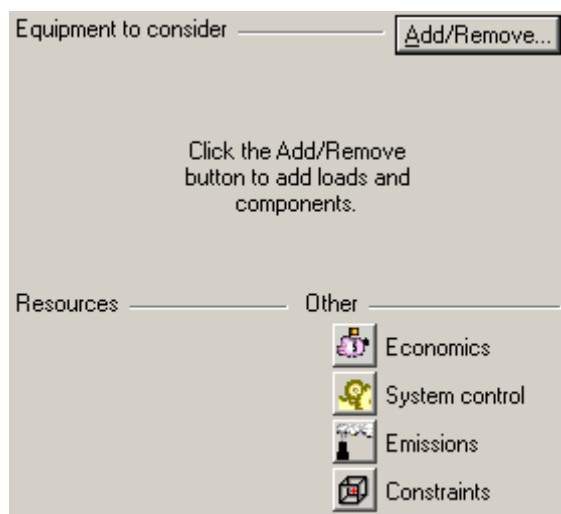
ステップ 2 : 新規 HOMER ファイルを作成する

HOMER ファイルには、発電システム設計の分析に必要な技術的選択・構成機器費用・資源可用性に関する、あらゆる情報が含まれています。また HOMER ファイルには、最適化、及び感度解析プロセスの計算結果も含まれています。HOMER ファイルの拡張子は.hmr となっています。
例 : WindVsDiesel.hmr

HOMER を起動したら、最後に保存したファイル、または最後に開いたファイルが開かれます。それらのファイルが見つからない場合には、空のウィンドウを表示します。

練習問題として、新規ファイルを開きます。

1. 新規ファイルを開くには、New File  をクリックするか、メニューの Choose File を選択します。HOMER はメインウィンドウに空の図表を表示します。




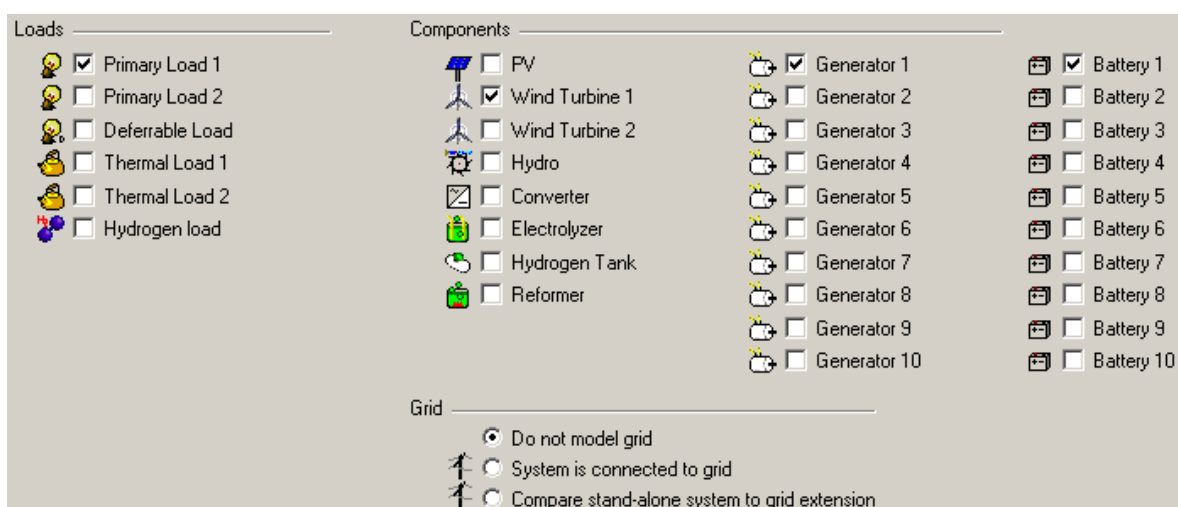
アドバイス : 既存のファイルを開く場合、Open File をクリックします。 

ステップ 3 : 回路図の構築

HOMER は、発電システム設計のための複数の技術的選択肢を比較します。回路図は、特定のシステム構成の回路図ではなく、HOMER で検討すべき全ての技術的選択肢を表示します。回路図は、HOMER から答えを得たい構成機器に関する情報を与えます。回路図には、最適な設計とはならない構成機器が含まれている場合があります。

この練習問題では、ディーゼル発電機のみシステム設計に風力タービンを追加する際に、平均風速及び燃料価格がどれくらい影響を与えるかに関して答えを得るため、風力タービン及びディーゼル発電機の組み合わせを含むシステムをシミュレーションします。

1. 検討する構成機器を選択するため、Add/Remove  をクリックする。Add/Remove ウィンドウに、可能な構成を全て表示します。
2. Primary Load 1 のチェックボックスを選択する。
3. Wind Turbine 1、Generator 1、Battery のチェックボックスを選択する。

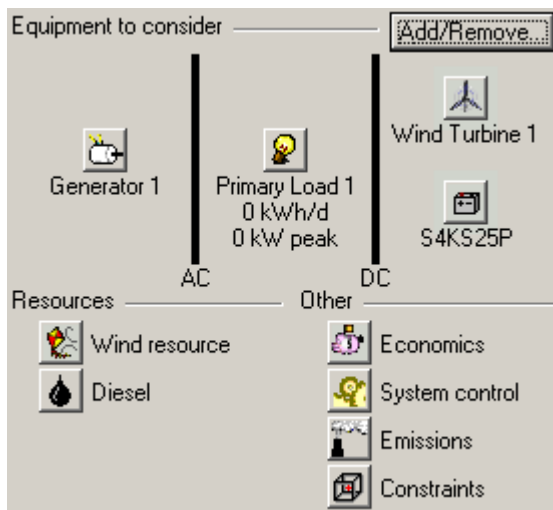


4. OK をクリックし、メインウィンドウに戻る。

アドバイス：各システム設計は一次負荷（電力需要のこと）か、遅延負荷、または系統への接続の、いずれかを含んでいなければなりません。

HOMER は、負荷・構成機器（風力タービン、ディーゼル発電機、蓄電池）を示す回路図のボタンを表示します。

Resources セクション（回路図の直下部分）に、各構成機器が使用する資源を示すボタンがあります。この場合は、回路図の Resources セクションに、風力とディーゼルが表示されています。



ステップ 4 : 負荷についての情報を入力する

負荷についての情報とは、HOMER シミュレーションへの入力値のことです。負荷入力値はシステムが供給しなければならない電力需要のことになります。このセクションでは、負荷ファイルのサンプルをインポートする方法を説明します。

1. 回路図の Primary Load 1  をクリックし、Load Inputs を開く。
2. 負荷のラベルとして、Remote Load とタイプする。

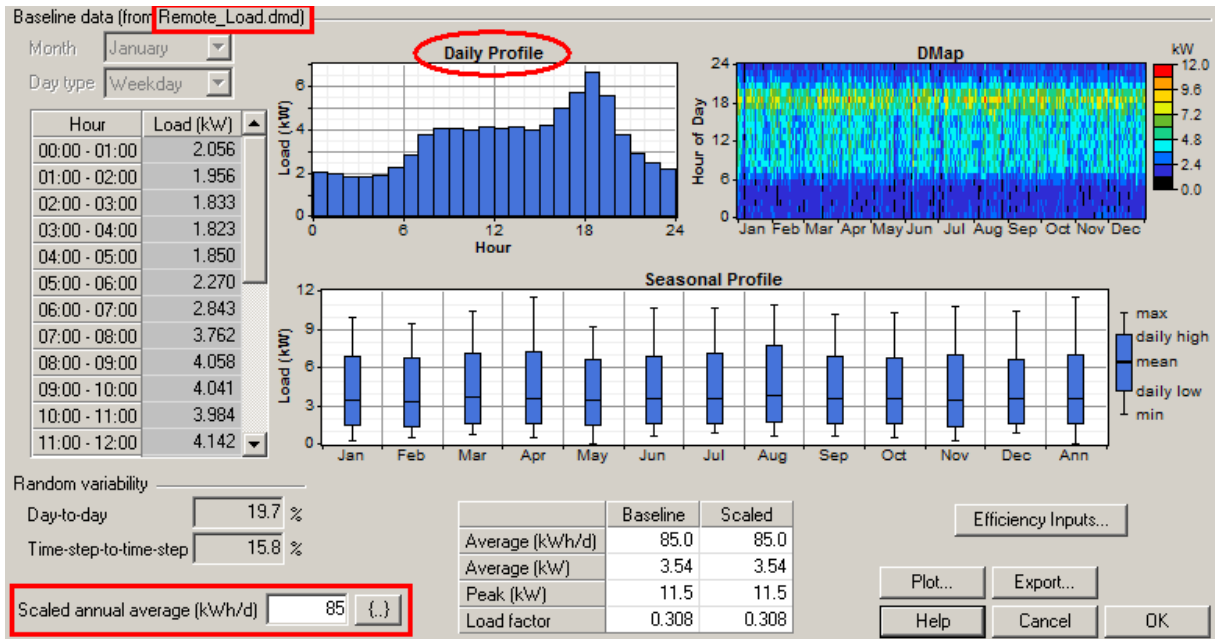


3. 負荷タイプとして、AC を選択する。
4. サンプル負荷ファイル Remote_Load.dmd を開くため、Import hourly data file を選択し、Import File ボタンをクリックする。



注意点： このサンプルファイルは、HOMER プログラム (homer.exe) と同じディレクトリのサブディレクトリ、Sample Files にあります。

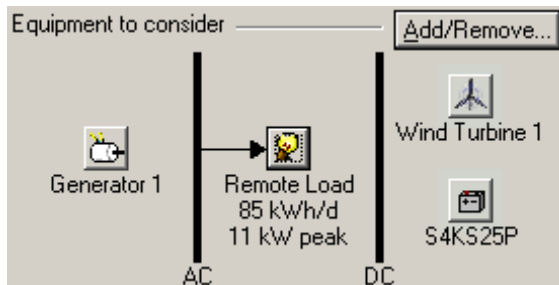
HOMER は、日毎の負荷プロファイルを表とグラフで表示します。



アドバイス： Load Profile の箇所に 24 個の値を入力することで、負荷プロファイルを作成することもできます。

5. OK をクリックし、メインウィンドウに戻ります。

回路図では、負荷と AC バスが接続し、エネルギーフローの方向を示す矢印が表示されます。また、ユーザーが指定したラベル"Remote Load"が、平均及びピーク需要の値とともに回路図に表示されます。



ステップ 5：構成機器についての情報を入力する

構成機器の入力値とは、シミュレーション時に用いる技術的選択肢、構成機器費用、各構成機器の容量と数量になります。このセクションでは、ディーゼル発電機、風力発電機、蓄電池の費用データの入力方法を説明します。この練習問題は、現実の市況を反映していません。

1. Generator 1  をクリックし、Generator Inputs を開きます。

2. Costs の欄に、次の値を入力します： Size 1, Capital 1500, Replacement 1200, O&M 0.05. O&M とは、操作・維持 (operation and maintenance) を意味しています。燃料費用は独立で計算されるので、発電機 O&M 費用に燃料費用は含まれません。

Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/hr)
1.000	1500	1200	0.050

ディーゼル発電機の設置に初期費用として kW あたり 1500 ドル必要で、機器を更新するのに kW あたり 1200 ドルかかり、維持費用として kW あたり一時間 0.05 ドルかかることを、HOMER に示しています。Costs 欄で設定した値を元に費用曲線を表示していることがわかります。

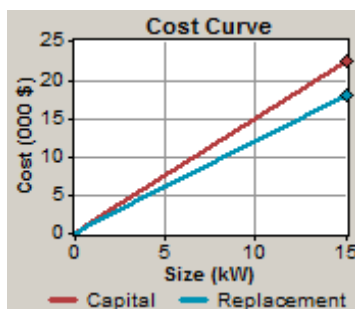
アドバイス： この例において、費用曲線は線形です： HOMER では、費用と発電機容量は直線的相関関係にあると想定します。つまり、ディーゼル発電の設備設置費用が 1kW あたり 1500 ドル だとすれば、2 kW で 3000 ドル、3 kW で 4500 ドル、という風んです。Costs 欄に行を追加し、線形でない値を入力すれば、非線形の曲線を定義することもできます。該当欄に値を入力したら、HOMER は、自動的にテーブルの最下行に空白行を追加します。

3. Sizes to consider の欄では、0.000 と 1.000 を削除し、15 を追加します。Sizes to consider 欄における値は最適化変数といいます。この欄は、以下のように表示されるでしょう。

Size (kW)
15.000


注意点： HOMER は、0 及び Costs テーブルで入力した任意の容量を Sizes to consider 欄に自動的に追加します。これらの構成機器容量でシステムをシミュレーションしたい場合、Sizes to consider 欄の値をこのままにしておく、または異なる容量でシミュレーションしたい場合、削除・追加することもできます。

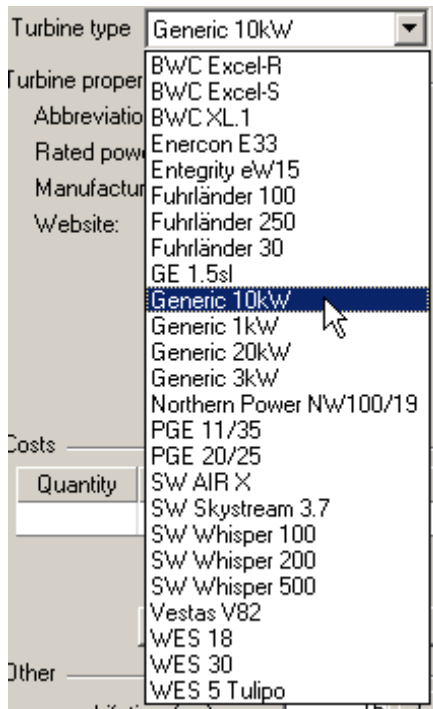
HOMER は 15 kW 発電機をシミュレーションします。Cost Curve 上に最適化変数が、ダイヤモンドで示されます。



発電システムの費用にディーゼル発電機の設置費用、維持管理費用をどれ程追加すべきか判断するシミュレーションの一部として、費用計算を行うために Costs 欄の値を利用します。

最適化変数は、シミュレーションするシステム構成に含まれるディーゼル発電機の容量がどの程度であればよいかを、**HOMER** に示します。


4. **OK** をクリックし、メインウィンドウに戻ります。
5. 回路図の Wind Turbine 1  をクリックし、Wind Turbine Inputs を開きます。
6. Turbine Type の欄で、Generic 10kW を選択します。汎用タービンの出力曲線を表示します。このタービンの定格電力は 10kW DC であることが分かります。



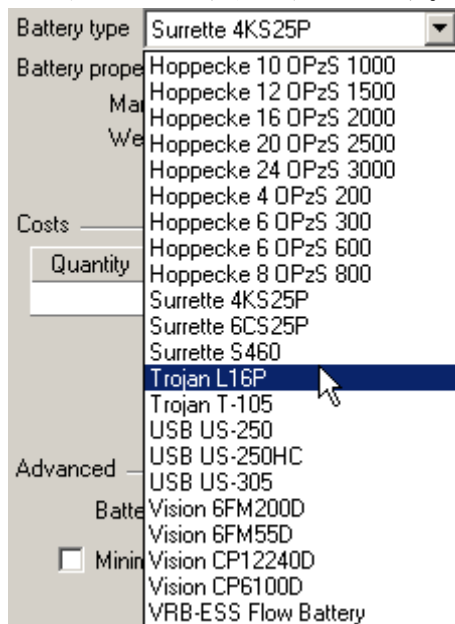
7. Costs 欄に、以下の値を入力します: Quantity 1, Capital 30000, Replacement 25000, O&M 500。

Costs			
Quantity	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
1	30000	25000	500

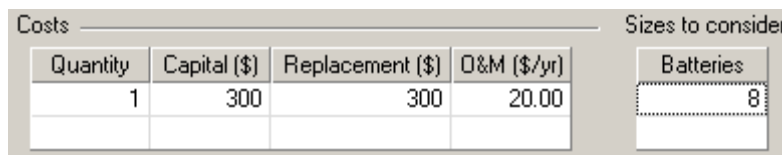
注意点： 風力タービン発電機の O&M (運用及び整備) 費用は、時間あたりドル (\$/hr) ではなく、年あたりドル (\$/yr) で表示されます。

8. **OK** をクリックし、メインウィンドウに戻ります。
9. Battery  をクリックし、Battery Inputs を開きます。

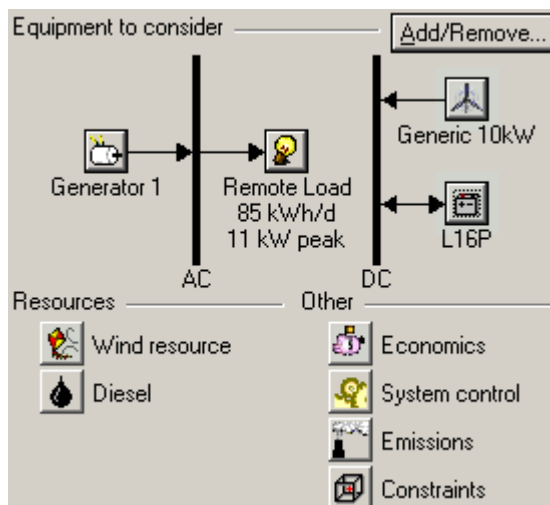
10. Battery Type 欄で、Trojan L16P をクリックし、Trojan の L16P を選択します。HOMER はバッテリーの特性を表示します。



11. Costs 欄において以下の値を入力します： Quantity 1, Capital 300, Replacement 300, O&M 20.
12. Sizes to consider の欄では、0 と 1 を削除し、8 を追加します。




13. OK をクリックし、メインウィンドウに戻ります。ここで、構成の情報の入力は終わりです。回路図は以下のように示しているはずです：

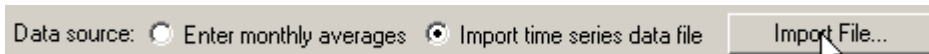


ステップ 6：エネルギー源についての情報を入力する

エネルギー源に関する入力値は、1年の各時刻の太陽光、風力、水力、燃料の可用量となります。太陽光、風力、水力に関しては、フォーマットされたファイルからデータをインポートするか、月毎の平均値から時刻別データを合成します。

このセクションでは、シミュレーションする2つの構成機器：風力タービン発電機、ディーゼル発電機が必要とする資源（風力と燃料）に対する入力値の決定方法を説明します。

1. Wind Resource  をクリックし、Wind Resource Input ウィンドウを開きます。
2. Import hourly data file を選択し、Import File をクリックすると、Sample_Wind_Data.wnd が開きます。



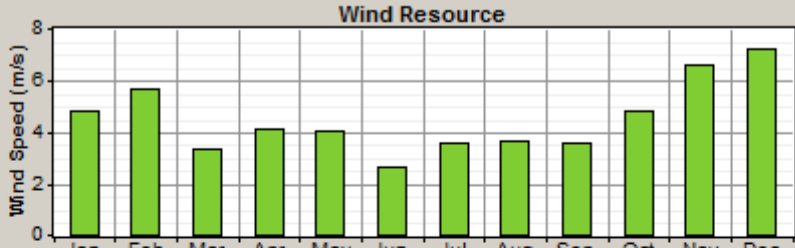
アドバイス： Weibull K 値及びその他のパラメータを指定すると、HOMER は12か月の時間別風速を合成します。詳しくは Help をご参照ください。

ベースラインデータは、1年間の風力データを示す 8760 個の風速値の集合です。特に、ベースライン年間平均値（風速テーブルの最下段）、及びスケール年間平均に注意しましょう。

Baseline data (from Sample_Wind_Data.wnd)

Month	Wind Speed (m/s)
January	4.794
February	5.702
March	3.338
April	4.121
May	4.062
June	2.664
July	3.572
August	3.630
September	3.594
October	4.823
November	6.587
December	7.195
Annual average:	4.500

Wind Resource



Other parameters

Altitude (m above sea level)

Anemometer height (m)

Variation With Height...

Advanced parameters

Weibull k

Autocorrelation factor

Diurnal pattern strength

Hour of peak windspeed

Scaled annual average (m/s)

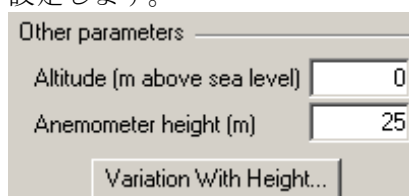
Plot... Export... Help Cancel OK


HOMER は、資源可用性の感度分析を行うため、シミュレーションにスケールデータを用いることがあります。HOMER は、スケール年間平均をベースライン年間平均で割り、スケールリングファクターを確定し、またこの値を各ベースライン値にかけることで、スケールデータを作成します。デフォルトの状態では、スケール平均はベースライン平均と一致するよう、スケールファクターを1としています。システム設計の実現可能性における風速による影響を確認するため、スケール年間平均を変更することもできます。

注意点： スケール年間平均が 0 であれば、風力に関するデータがないと判断されます。

この練習問題では、スケール年間平均は年間平均と同じなので、シミュレーションではベースラインデータを用いています。ステップ 10（感度変数の追加）にて、最適なシステム設計に影響を与える風速の幅を決定するため、スケール年間平均を利用する方法を見ていきます。

3. 風速計が地面から 25m の高さに設置していることを示すため、anemometer height を 25m 設定します。



4. OK をクリックし、メインウィンドウに戻ります。
5. Resources セクションにある Diesel  をクリックし、Diesel Input ウィンドウを開きます。
6. ディーゼルの価格を、リッターあたり 0.4 ドルと設定します。




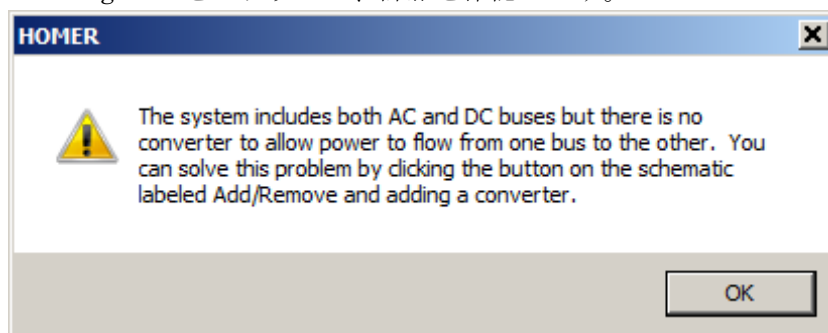
7. OK をクリックし、メインウィンドウに戻ります。

ステップ 7：入力値確認およびエラー修正

HOMER は、入力した値が技術的に意味を成すかどうか、確認を行います。意味を成さない入力値があった場合には警告を発生し、メインウィンドウにエラーメッセージを表示します。

この例では、システム設計にコンバーターが含まれているべきである、とのメッセージが出ています。コンバーターは、交流（AC）と直流（DC）に変換するもので、AC から DC に変換する場合は整流器、DC から AC に変換する場合はインバーターと呼ばれます。

1. Warning  をクリックし、詳細を確認します。

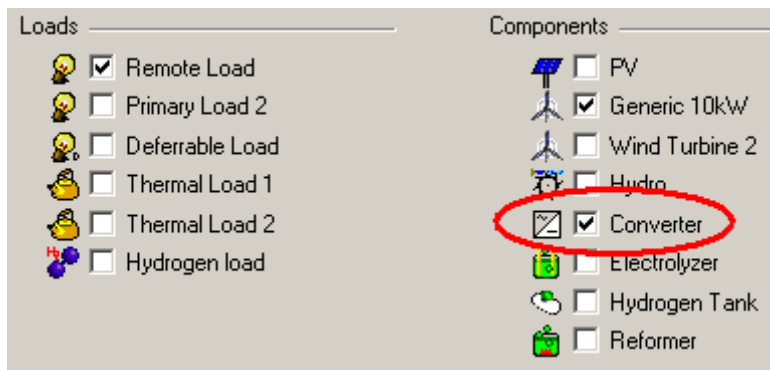



警告は、入力値に問題があることを示しています。HOMER は実行できますが、システム設計上に問題があるかどうかを示すことができません。

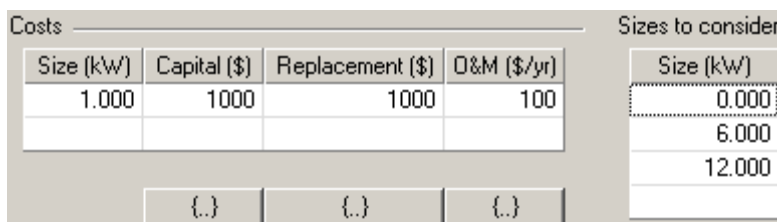
回路図上に DC バスの間に負荷矢印がありません。DC 風力から AC 負荷に電力供給ができないことを意味しています。警告メッセージは、システム設計にコンバーターを追加することで、問題が修正されることを伝えています。

アドバイス： マークは、HOMER がシミュレーションを実行できないことを示しています。

2. 回路図にコンバーターを追加するには、Add/Remove をクリックし、Converter 選択、OK をクリックしましょう。

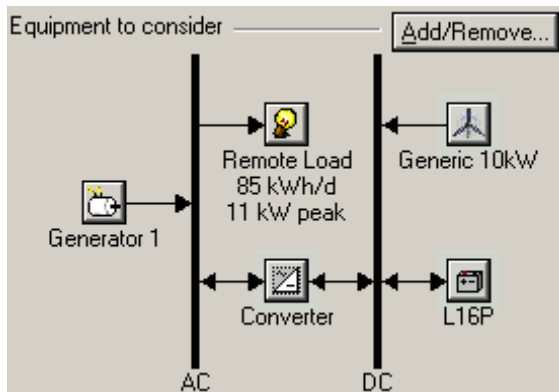


3. Converter Inputs を開くには、回路図上の Converter  をクリックします。
4. Costs 欄に、以下の値を入力します： Size 1, Capital 1000, Replacement 1000, O&M 100。
5. Sizes to consider 欄の 1.000 を削除し、6 及び 12 を追加します。



このように、システム設計をシミュレートする際に、コンバーターなし (0 kW) / 6 kW コンバーター / 12 kW コンバーターという条件下で実行することを指示します。回路図上に表示されているピーク負荷は 11.5 kW なので、12 kW コンバーターであれば、タービンが供給するどの時間の負荷であっても、対応できると推測されます。6kW コンバーターを指定することで、コンバーターを小さく安いものにすると費用効果があるかどうか確認することができます。

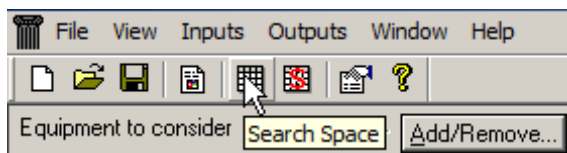
6. OK をクリックし、メインウィンドウに戻ります。



HOMER は、DC 風力から AC 負荷へと電力供給するシステムを考慮に入れることになりました。

アドバイス： コンバーターは、インバーター（直流から交流）としても整流器（交流から直流）としても機能することに注意しましょう。これは、インバーターとしてのみ機能するシステムの分析結果に影響を与えることにはなりません。しかし、Converter Inputs ウィンドウを開いてインバーターに関する Capacity を 0 に設定することで、コンバーターの整流機能を削除することもできます。

7. メインウィンドウのツールバーで、Search Space  を開き、最適化変数を見てみましょう。




Search Space summary の箇所には各構成機器の入力ウィンドウで入力した全ての最適化変数 (sizes to consider) が表示されます。対応する構成機器の入力ウィンドウを開いて Sizes to consider を修正するか、この欄における値を修正することで構成機器の容量を追加・削除することができます。

	G10	Label	L16P	Converter
	(Quantity)	(kW)	(Quantity)	(kW)
1	0	15.00	8	0.00
2	1			6.00
3				12.00

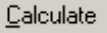
この例では、最初の G10 は汎用 10 kW 風力を示し、Gen は Generator 1 を示しています。

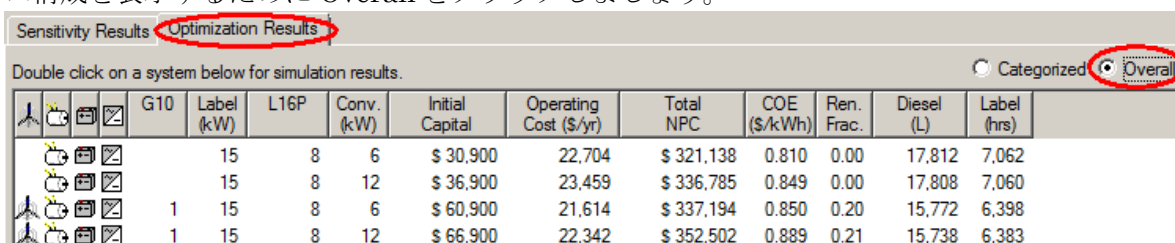
注意点： HOMER は、Search Summary のテーブルにある全ての組み合わせのシステム設計のシミュレーションを実施します。この例では、HOMER は 6 つの設計案をシミュレーションします： 2 種類の風力タービン台数 (G10)、1 種のディーゼル発電機の容量 (Gen1)、1 種の蓄電池、3 種のコンバータ容量の組み合わせなので、 $2 \times 1 \times 1 \times 3 = 6$ つのデザインとなります。

8. OK をクリックし、メインウィンドウに戻ります。
9. Save  をクリックし、Wind_Diesel.hmr.に保存します。

ステップ 8：最適化結果内容の検証



HOMER は構成機器の入力値で特定した構成機器の組み合わせ全てのシステム構成をシミュレーションします。HOMER は与えられた負荷に適さないか、資源や特定した条件について実現不可能なシステム構成案を除外していきます。

1. Calculate  をクリックし、シミュレーションを開始します。HOMER の実行中、シミュレーションが完了するまでのおおよその時間が表示されます（この例では約 1 秒、ここではプログレスバーが動くのが早すぎて見えないかもしれません）。
2. シミュレーションが終了したら Optimization Results タブをクリックし、実現可能なシステム構成を表示するために Overall をクリックしましょう。

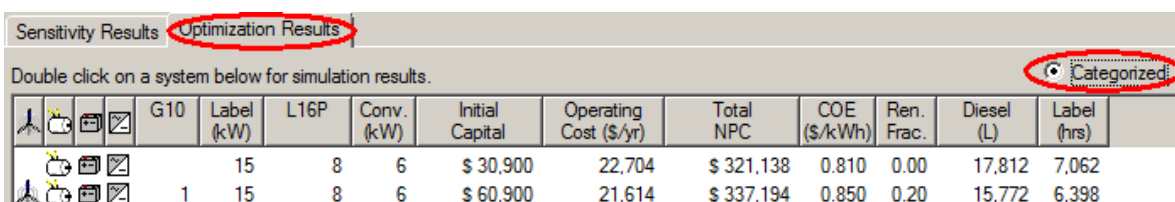


Double click on a system below for simulation results. Categorized Overall

	G10	Label (kW)	L16P	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Label (hrs)
		15	8	6	\$ 30,900	22,704	\$ 321,138	0.810	0.00	17,812	7,062
		15	8	12	\$ 36,900	23,459	\$ 336,785	0.849	0.00	17,808	7,060
	1	15	8	6	\$ 60,900	21,614	\$ 337,194	0.850	0.20	15,772	6,398
	1	15	8	12	\$ 66,900	22,342	\$ 352,502	0.889	0.21	15,738	6,383

Overall Optimization Results テーブルに、実現可能なシステム構成 4 つがリストされます。（上から下に）最も費用効果があるものから順に並んでいます。システム構成の費用効果は、results テーブルの "Total NPC" に記されている正味費用に基づいています。この例では、1 台のディーゼル発電機 / 1 台の蓄電池という構成 () が、他方の 2 台の風力タービンを含む構成 () より良い、ということです。

3. システム設計のテーブルを見るために Optimization Results タブをクリックし、Categorized をクリックします。



Double click on a system below for simulation results. Categorized

	G10	Label (kW)	L16P	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Label (hrs)
		15	8	6	\$ 30,900	22,704	\$ 321,138	0.810	0.00	17,812	7,062
	1	15	8	6	\$ 60,900	21,614	\$ 337,194	0.850	0.20	15,772	6,398

4. 最も費用効果がある風力 / ディーゼル発電機 / コンバーターの設計詳細を見るため、Optimization Results テーブルの 2 行目をダブルクリックします。



Double click on a system below for simulation results. Categorized

	G10	Label (kW)	L16P	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Label (hrs)
		15	8	6	\$ 30,900	22,704	\$ 321,138	0.810	0.00	17,812	7,062
	1	15	8	6	\$ 60,900	21,614	\$ 337,194	0.850	0.20	15,772	6,398

Simulation Results ウィンドウに、シミュレーションした各システム構成の技術的・経済の詳細が表示されます。この例では、Electrical タブをクリックすると、システムが作成した全電力エネルギーは電力需要を 17% も超過しており、システムで消費されず無駄にされているこ

とが確認できます。システム設計に蓄電池を追加すれば、この超過分の電力もシステムで利用できるでしょうか？


Simulation Results											
System Architecture: 1 Generic 10kW 15 kW Generator 1 8 Trojan L16P					6 kW Inverter 6 kW Rectifier Cycle Charging					Total NPC: \$ 337,194 Levelized COE: \$ 0.850/kWh Operating Cost: \$ 21,614/yr	
Cost Summary	Cash Flow	Electrical	G10	Label	Battery	Converter	Emissions	Hourly Data			
Production			kWh/yr	%	Consumption			kWh/yr	%	Quantity	
Wind turbine			8,337	20	AC primary load			31,025	100	Excess electricity	
Generator 1			32,376	80	Total			31,025	100	Unmet electric load	
Total			40,712	100						Capacity shortage	
										Quantity	
										Value	
										Renewable fraction	
										0.205	

5. Close をクリックし、メインウィンドウに戻ります。

6. File メニューで Save as を選択し、Excess_Energy.hmr.として保存します。

ステップ 9 : システム設計の改良


ここでは、システム設計を改善するために最適化結果を活用することについて説明します。この例では、システムに蓄電池を追加することで、システムで作成された余剰エネルギーを削減できるか、確認します。


1. 回路図上の Battery  をクリックし、Battery Inputs を開きます。


2. Sizes to consider で、16 及び 24 を追加します。8、16、24 のバッテリーがあるシステムをシミュレーションすることになりました。

Sizes to consider	
Batteries	
	8
	16
	24

3. OK をクリックし、メインウィンドウに戻ります。results テーブルの変更を反映しないで閉じようとする、HOMER は警告メッセージを表示します。

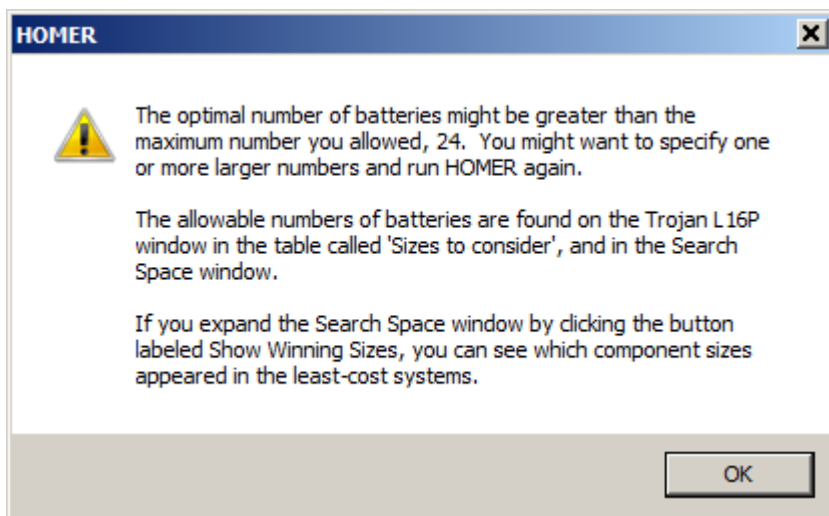
 You have changed the inputs since HOMER calculated these results

4. 最適化を行うため、Calculate  をクリックします。シミュレーションが終了すると、results テーブルに新しい結果を表示し、メインウィンドウの下部に警告メッセージを表示します。

 Trojan L16P search space may be insufficient.

5. Battery Search Space May be Insufficient Warning  をクリックします。

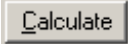
Sizes to consider テーブルに、蓄電池の台数を増やすようにとのメッセージが表示されます。何台蓄電池を追加すべきか分からないので、新しい蓄電池の域を追加します。



6. OK をクリックし、メインウィンドウに戻ります。
7. メインウィンドウのツールバーで Search Space をクリック、Search Summary テーブルを開きます。
8. 32、40、48、56 をバッテリーの数に追加します。

	G10 (Quantity)	Label (kW)	L16P (Quantity)	Converter (kW)
1	0	15.00	8	0.00
2	1		16	6.00
3			24	12.00
4			32	
5			40	
6			48	
7			56	
8				

アドバイス： Battery Inputs ウィンドウの Sizes to consider テーブルにも、これらの値を追加できます。

9. OK をクリックしメインウィンドウに戻ります。
10. Calculate  をクリックし、シミュレーションを開始します。
シミュレーションが終了すると、最適化テーブルに蓄電池を追加した結果を含む、新しい結果が表示されます。今度は警告メッセージは表示されていません。
Categorized Optimization Results テーブル (L16P) の蓄電池の列でわかるように、最も費用効果があるシステム構成は、32 台の蓄電池の構成です。

11. Simulation Results ウィンドウを開くため、Categorized Optimization Results テーブルで風力/ディーゼル/蓄電池（2行目）をダブルクリックします。

Double click on a system below for simulation results.

	G10	Label (kW)	L16P	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Label (hrs)
		15	32	6	\$ 38,100	18,405	\$ 273,372	0.689	0.00	14,464	4,318
	1	15	56	6	\$ 75,300	16,630	\$ 287,890	0.726	0.21	11,278	3,017

余剰エネルギーは、風力/ディーゼル/蓄電池の最も費用対効果の高い構成によって、18%から 1.6%に劇的に低減される。



Production			Consumption			Quantity		
	kWh/yr	%		kWh/yr	%		kWh/yr	%
Wind turbine	8,337	21	AC primary load	31,025	100	Excess electricity	638	1.64
Generator 1	30,630	79	Total	31,025	100	Unmet electric load	0.0000684	0.00
Total	38,967	100				Capacity shortage	0.00	0.00
							Quantity	Value
							Renewable fraction	0.214

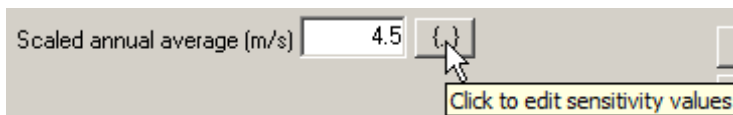
12. File メニューで Save As を選択し、Reduced_Excess.hmr として保存します。

余剰エネルギーを蓄積する蓄電池を追加することで、システム設計が改良されることが HOMER によって分かりました。しかしながら、風力を用いたさらに費用効果があるシステム構成があるかもしれません。もしシステム設計に風力タービンを含んだ構成に意味があるとなれば、どのような条件となるのでしょうか？この問題を解くため感度分析を実施します。

ステップ 10：感度変数の追加

ステップ 5 において、シミュレーションのスケール資源データの使用を学びました。このセクションでは、風速のスケール年間平均及びディーゼル価格に対しこれら変数の感度解析を実行するための、感度解析用変数を入れる方法を説明します。

1. Wind resources  をクリックし、Wind Resource Inputs ウィンドウを開きます。
2. Sensitivity Inputs ウィンドウを開くため、Scaled annual average の Sensitivities ボタン  をクリックします。



- Average Wind Speed sensitivities テーブルに 4, 5, 5.5, 6, 6.5, 7 を追加します。

Variable: Wind Data Scaled Average
 Units: m/s
 Link with: <none>

Values:



1	4.500	▲
2	4.000	▼
3	5.000	
4	5.500	
5	6.000	
6	6.500	
7	7.000	

Clear

これら感度解析用変数の指定し、(テーブル内の値で各平均年間風速に合わせている) 7つの風速データを使って各システム構成をシミュレーションします。

- OK をクリックし、Wind Resource Inputs ウィンドウに戻ります。Sensitivities ボタンの括弧の間に、変数 7 が表示されていることを確認します。

Scaled annual average (m/s) 4.5 {7}

- OK をクリックし、メインウィンドウに戻ります。
- Diesel  (Resources のセクション) をクリックし、Diesel Inputs ウィンドウを開きます。
- Price Sensitivities  をクリックし、Sensitivity Inputs を開きます。

Price (\$/L) 0.4 { }

- Diesel Price Sensitivities のテーブルに 0.5, 0.6, 0.7 を追加します。

Variable: Diesel Price
 Units: \$/L
 Link with: <none>

Values:

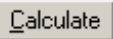
1	0.400	▲
2	0.500	▼
3	0.600	
4	0.700	
5		

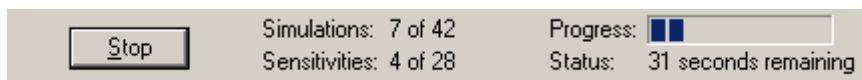
Clear

- OK をクリックし、Diesel Inputs ウィンドウに戻ります。さらに OK をクリックし、メインウィンドウに戻ります。

ステップ 11 : 感度分析結果の検証

HOMER は、感度分析の結果をグラフ及び表で表示します。このセクションでは、風力タービン/ディーゼル発電機のシステムのほうが、ディーゼルだけのシステムよりも費用効果がある、という条件を決定するために感度解析結果を確認し、読み取る方法を説明します。

- シミュレーションを開始するため、Calculate  をクリックします。シミュレーション及び最適化プロセスが完了するまでのおおよその時間が、プログレスバーで示されます。



アドバイス： シミュレーション実行中、Stop をクリックすれば、いつでも中止できます。

- Optimization Results タブをクリックし、Categorized をクリック。並び替えられたシステム設計の表を表示します。

Sensitivity Results		Optimization Results										
Sensitivity variables												
Wind Speed (m/s)		Diesel Price (\$/L)										
7		0.7										
Double click on a system below for simulation results. Categorized												
	G10	Label (kW)	L16P	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Label (hrs)	
	1	15	56	6	\$ 75,300	13,661	\$ 249,935	0.630	0.58	6,890	2,011	
		15	32	6	\$ 38,100	22,744	\$ 328,842	0.829	0.00	14,464	4,318	

Categorized Optimization Results テーブルの上のボックスに Wind Speed 及び Diesel Price の感度分析用変数が表示されています。平均年間風速が 7 m/秒で、ディーゼル燃料価格が 0.70 ドル/リッターのとき、風力タービン/ディーゼル発電機/蓄電池のシステムが最適システムとなり、風力タービンがない場合よりも、費用効果が高いことが確認できます。

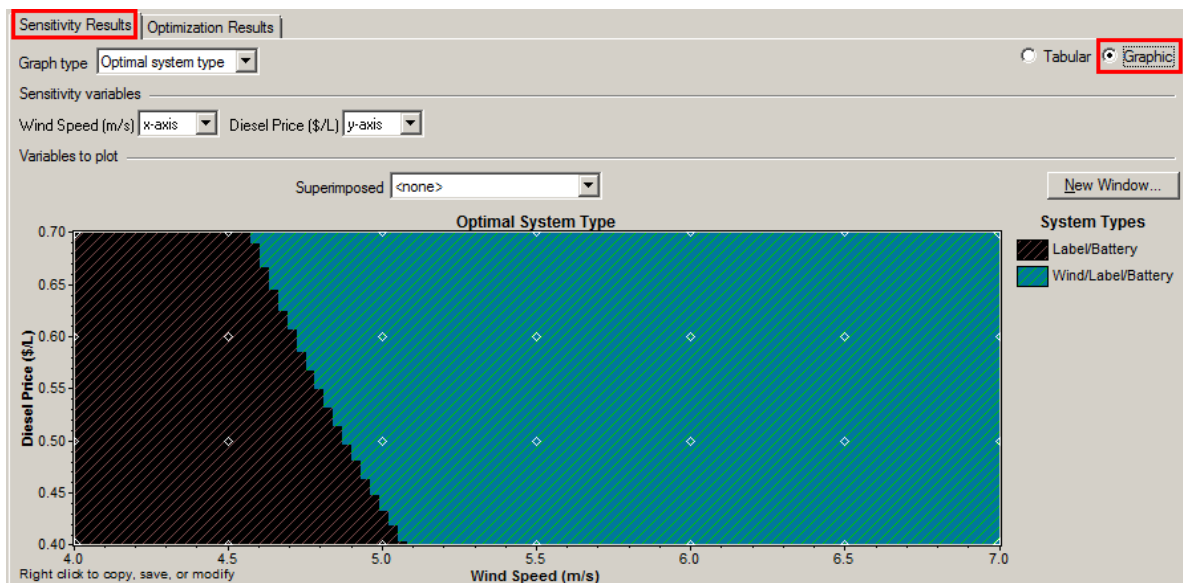
平均年間風速及びディーゼル燃料価格における変化が異なる風速及び燃料価格を選択すると、最適なシステムタイプにどれくらい影響するかを確認できます。例えば、もしディーゼル燃料価格が 0.70 ドル/リッターで平均年間風速が 4.5 m/秒以下であるとすると、風力タービンのあるシステム設計は、最適ではありません。

Sensitivity variables												
Wind Speed (m/s)		Diesel Price (\$/L)										
4.5		0.7										
Double click on a system below for simulation results. Categorized												
	G10	Label (kW)	L16P	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Label (hrs)	
			32	6	\$ 38,100	22,744	\$ 328,842	0.829	0.00	14,464	4,318	
			56	6	\$ 75,300	20,014	\$ 331,141	0.835	0.21	11,278	3,017	

HOMER はまた、感度分析結果を比較しやすいように、グラフで表示することもできます。

- 並び替えられたシステム設計を表示するために Sensitivity Results、タブをクリックし、Graphic をクリックします。詳細な設定は以下の通りです。
 - Wind Speed リストで x 軸を選択、Diesel Price リストで y 軸を選択。

- b. Variables to plot の下で、Primary リストでは Optimal System Type を選択、Superimposed リストでは <none> を選択。



Optimal System Type (OST) グラフで、入力した風速及び燃料価格の結果を全部同時に見ることができます。グラフでは、最適なシステム設計は燃料価格及び年間平均風速に依存していることを示しています。

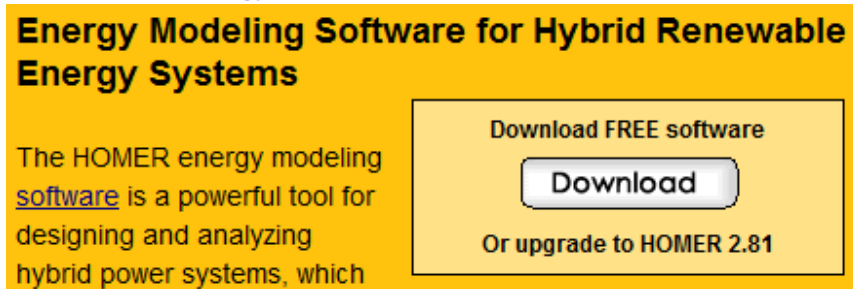
HOMER は、シミュレーション及び最適化の結果を様々な表及びグラフで表示できます。これらの表、グラフに慣れるために、時間をかけて様々なグラフを観察しましょう。

4. File メニューで Save As を選択し、Wind_Diesel_Sens.hmr として保存します。

追加事項：太陽光発電の追加

HOMER は太陽光（PV）、燃料電池、バイオマス、その他のエネルギー源についてシミュレーションができます（系統連系型であってもなくても）。追加事項のセクションでは風力-ディーゼルのシステムに PV を追加してみます。HOMER は PV 出力を、該当地域の状況で推測することができます。まずはじめのステップとして、HOMER で使用するための太陽光データをダウンロードします。

1. www.homerenergy.com のサイトにアクセスし、ダウンロードボタンをクリックします。



2. まだ登録が済んでいない場合、email アドレスとパスワードで登録しましょう。ログインしたら、太陽光の TMY2 データサンプルをダウンロードします。その他のサンプルデータや例もダウンロードできます。

Resources

Sample data files for HOMER

All Sample Files

Download

Resource Files

TMY2 Solar data

Download

TMY2 Solar data
Sample wind data

Philippines wind data

Visayas solar data

Mindanao solar data

Luzon solar data

Legacy Software

3. ここで、少なくとも TMY2_Solar_Data.zip の中の AK Cold Bay.sol を解凍する必要があります。

ここで、Wind-Diesel-PV の例で Cold Bay Solar data を使用することにします。

1. ステップ 8 の Wind_Diesel.hmr を開き、Wind_Diesel_PV.hmr の下の Save As をクリックします。

2. Add/Remove ボタン **Add/Remove...** で、新規の PV 要素を回路図に追加します。



3. 回路図に新しい項目、PV と Solar Resource が表示されます。

4. Solar Resource  をはじめにクリックし、以下の情報を入れていきます：Alaska Time Zone、55°11'North、162°11'West。'AK Cold Bay.sol'をインポートします。

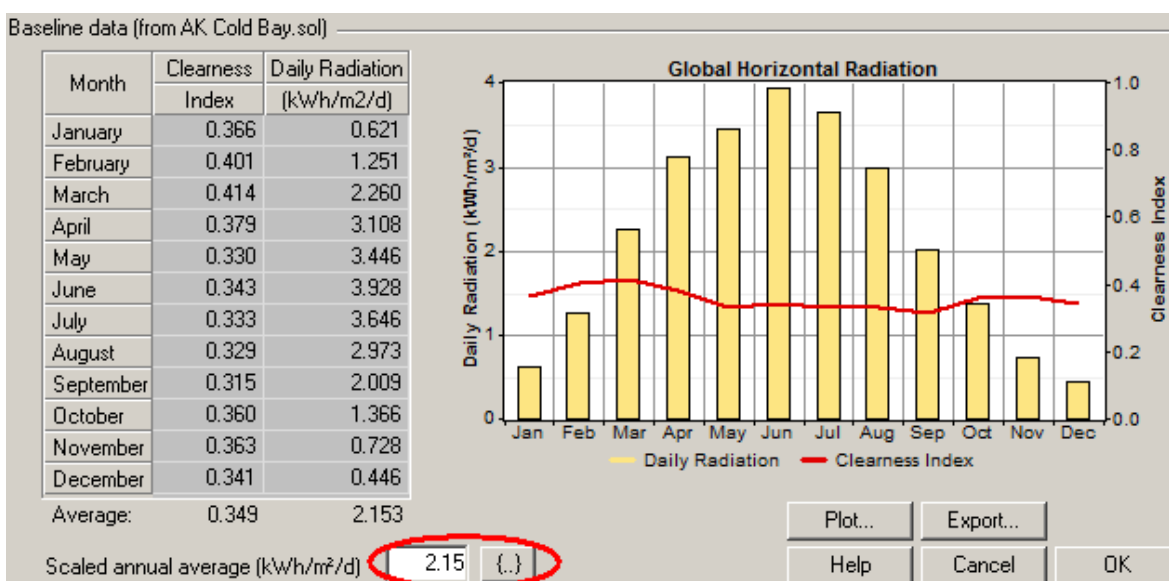
Location


Latitude ° ' North South Time zone (GMT-09:00) Alaska

Longitude ° ' East West

Data source: Enter monthly averages Import time series data file

5. 年間平均放射量は 2.15kWh/m²/日となりました。日毎の放射量は夏に最高になりますが、晴れのインデックスがわずかに冬のほうが上です。12 ページの風力源グラフと、このデータを比較しましょう。風力の電力生産は冬のほうが上であることが確認できます。



6. OK をクリックし、メインウィンドウへ戻ります。次に PV  をクリックします。
7. PV のコストデータには、1kW、資本 7000 ドル、買い替え 6000 ドル、O&M に 0 ドルと入力します。Sizes to Consider には 0、1、2、3 を入力します。

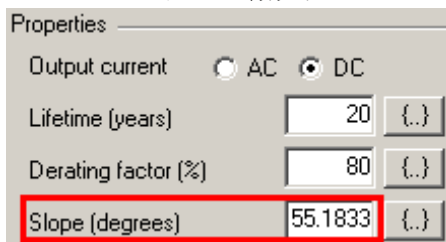
Costs

Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
1.000	7000	6000	0
<input type="text" value="{}"/>	<input type="text" value="{}"/>	<input type="text" value="{}"/>	<input type="text" value="{}"/>

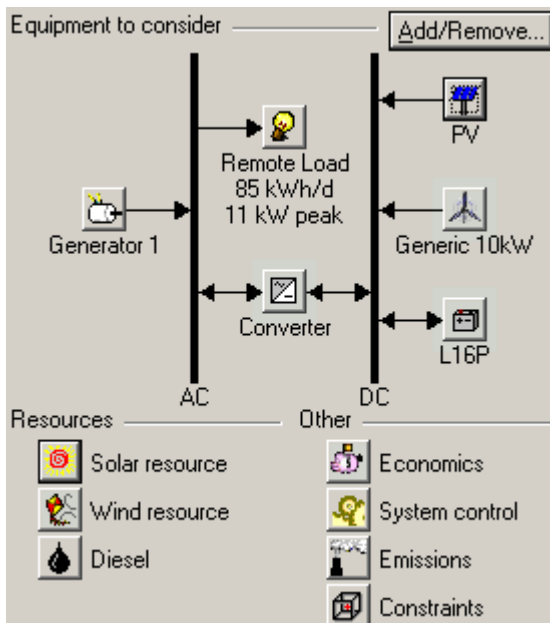
Sizes to consider

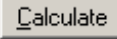
Size (kW)
0.000
1.000
2.000
3.000

8. HOMER が太陽光源データをもとに PV array slope の内容をうめたことを確認してください。PV データの前に太陽光源データを入力するのは、このためです。



















9. OK をクリックし、メインウィンドウに戻ります。回路図は PV と太陽光源を示しており、re-calculate the results 以外の警告は出ていません。





10. Calculate ボタン  をクリックします。0.40 ドル／リッターである場合に PV が風力よりも最適であることは分かります。PV サイズが最小だと 1kW で風力が 10kW になるからです。


Double click on a system below for simulation results. Categorized

	PV (kW)	G10	Label (kW)	L16P	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Label (hrs)
   			15	8	6	\$ 30,900	22,704	\$ 321,138	0.810	0.00	17,812	7,062
   	1		15	8	6	\$ 37,900	22,688	\$ 327,934	0.827	0.02	17,664	7,084
   		1	15	8	6	\$ 60,900	21,614	\$ 337,194	0.850	0.20	15,772	6,398
   	1	1	15	8	6	\$ 67,900	21,532	\$ 343,147	0.865	0.22	15,602	6,366

11. このプロジェクトを保存  します。Wind_Diesel_PV_Sens.hmr.として保存しましょう。

12. 風力源  については、ステップ 10 で使ったように 7つの感度分析値 (4、4.5、5、5.5、6、6.5、7m/秒) を入れます。


13. Diesel  には、ステップ 10 で使った 4つの感度分析値 (0.4、0.5、0.6、0.7 ドル／リッター) を入れます。

14. 太陽光源  には、感度分析値 1、2.15、3、4kwh/m²/日を入れます。


Variable: Solar Data Scaled Average
 Units: kWh/m²/d
 Link with: <none>
 Values:

1	2.150	▲
2	1.000	▼
3	3.000	
4	4.000	
5		

Clear

15. Search Space ボタン  をクリックし、バッテリーサイズを入力します： 16、24、32、40、48、56。

	PV Array (kW)	G10 (Quantity)	Label (kW)	L16P (Quantity)	Converter (kW)
1	0.000	0	15.00	8	0.00
2	1.000	1		16	6.00
3	2.000			24	12.00
4	3.000			32	
5				40	
6				48	
7				56	

16. OK をクリックし、メインウィンドウに戻ります。プロジェクトを保存  します。

17. Calculate ボタン  をクリックします。計算には数分かかる場合があります。

18. ディーゼルの価格が高いほど、大きなサイズの風力が PV (3kW に限られている) よりも、効率が良いことを確認します。

Sensitivity Results Optimization Results

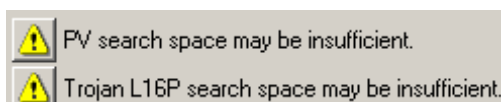
Sensitivity variables

Global Solar (kWh/m²/d) 4 Wind Speed (m/s) 7 Diesel Price (\$/L) 0.7

Double click on a system below for simulation results. Categorized

	PV (kW)	G10	Label (kW)	L16P	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Label (hrs)
		1	15	56	6	\$ 75,300	13,661	\$ 249,935	0.630	0.58	6,890	2,011
	1	1	15	56	6	\$ 82,300	13,140	\$ 250,278	0.631	0.62	6,482	1,927
			15	32	6	\$ 38,100	22,744	\$ 328,842	0.829	0.00	14,464	4,318
	3		15	56	6	\$ 66,300	20,794	\$ 332,111	0.837	0.12	12,529	3,344

19. しかしここで、PV と Battery search を拡張するようにとの警告メッセージが出ます。



20. 時間があるようでしたら、PV と battery ユニットを追加し、計算を行ってください。

開始ガイドライン要約

ここで、覚えておくべき事項をいくつか説明しましょう。

- HOMER 利用には、ユーザーは入力値（負荷、構成機、資源に関する情報）を入力します。HOMER は計算結果を表示し、ユーザーが表及びグラフで結果を確かめます。
- HOMER の利用は反復プロセスです。入力値に関する推定から始めて結果を確認し、最初の推定を更新していくという作業を繰り返し、妥当な入力値を発見する、というプロセスです。
- HOMER は発電システムをシミュレーションし、費用効果性について設計の最適化します。また、資源の可用性及びシステム費用に関する要素についても感度解析を実行することができます。
- HOMER は、時間単位のシミュレーションモデルとなっています。モデルシステム、構成機器、可用なエネルギー資源及び負荷は1年間にわたる時間データです。エネルギーフロー、及び費用は、ある1時間に対する定数となります。テーブルに入力した月次平均値から時間単位の資源データを合成することもできます。特定フォーマットのファイルから、計測データをインポートしてもよいでしょう。
- HOMER はまず、経済モデルとなっています。構成機器の容量及び数量の異なる組み合わせを比較することもでき、資源可用性及び費用についてシステム設計、及び別のものを設置する場合の費用への影響を確認できます。バスの電圧水準など重要な技術的制約、構成機器の時間以内の動作性能、複雑であるディーゼル発電機の稼働戦略は、HOMER のような経済モデルでできる範囲ではありません。NREL のハイブリッド発電システムのための設計ツール「Hybrid2」では、その他の技術的制約のもとでシミュレーションを実施でき、HOMER で費用効果があるとみなした設計をさらに見極めることができるでしょう。

その他のリソース

Get trained in HOMER:

<http://www.homerenergy.com/training.html>

Interact with other HOMER users, and ask your questions, at the HOMER International Users Group:

<http://homerusersgroup.ning.com>

Searchable knowledgebase of HOMER information:

<http://support.homerenergy.com>

連絡先と作成者

The HOMER Legacy software is provided at no cost by HOMER Energy, through an exclusive license with the National Renewable Energy Laboratory.

Authors and creators of HOMER Legacy:

Peter Lilienthal, PhD HOMER Energy peter.lilienthal@homerenergy.com

Paul Gilman HOMER Energy paul.gilman@homerenergy.com

Tom Lambert, P.Eng. Mistaya Engineering Inc. tomlambert@mistaya.ca

<http://www.mistaya.ca>

HOMER Energy

2334 Broadway, Suite B

Boulder, CO, 80304 USA

+1-720-565-4046

<http://www.homerenergy.com>

National Renewable Energy Laboratory

1617 Cole Boulevard

Golden, CO 80401 USA

<http://www.nrel.gov>

②設備計画手法[Sketchup]

設備計画手法 (Sketchup)

目次

第1章 準備	03
1.SketchUp のダウンロード、インストール	03
2.起動と終了	05
3.ファイルの読み込みと保存	06
第2章 操作画面(インターフェイス)とツール	07
1.操作画面の各部名称	07
2.ツールバーの表示	07
3.画面操作	08
第3章 基本操作	09
1.線を描く	09
2.四角形の作成	10
3.円の作成	10
4.多角形の作成	11
5.立方体の作成	12
6.図形の選択	12
7.図形の削除	13
8.移動	14
9.コピー	14
10.変更	15
11.回転	16
12.文字と寸法を記入	18
13.影の設定	20
第4章 PVアレイ配置計画	21
1.PV モジュール作成	
2.PV アレイ作成	
3.PV アレイの配置計画	
4.日射障害の確認	

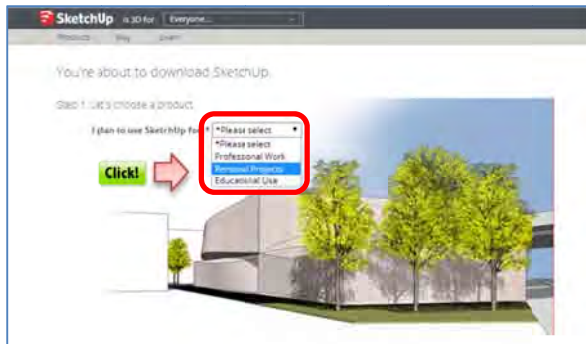
第1章 準備

1. SketchUp のダウンロード、インストール

①下記の URL へアクセスします。

<http://www.sketchup.com/download/>

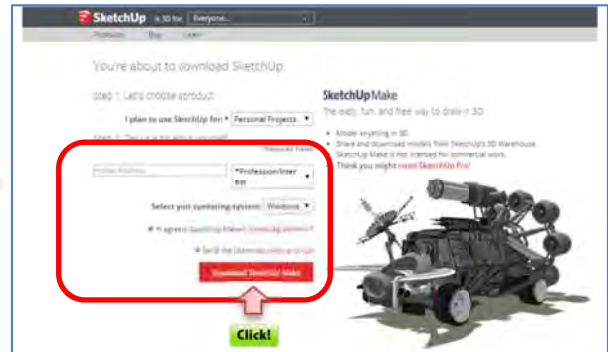
[SketchUp Make]の使用目的を選択します。



②[メールアドレス]を入力し、各項目を選択。

[ライセンス契約]をチェックして

[SketchUp Make]をダウンロードします。



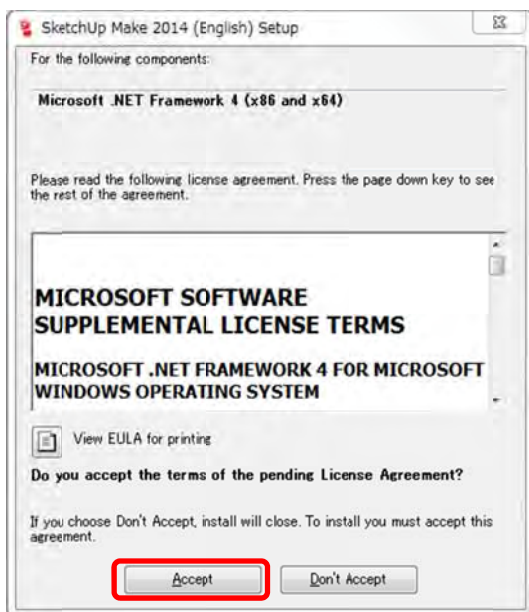
③ダウンロードしたファイルをダブルクリックしてインストールします。



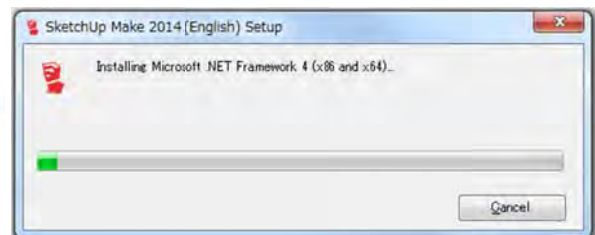
④[SketchUp Make]のインストール開始。



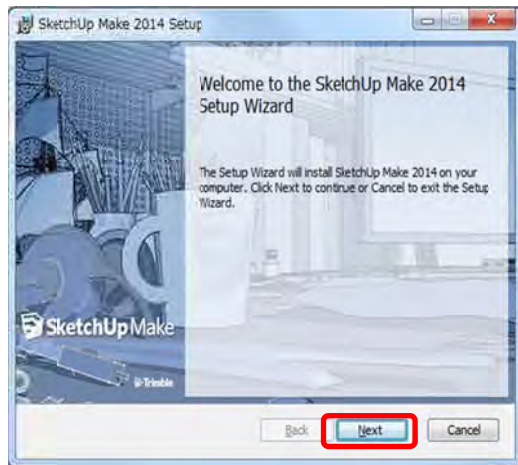
⑤[NET Framework 4]のライセンス契約の条件に同意しクリック。



⑥[NET Framework 4]のインストール開始。



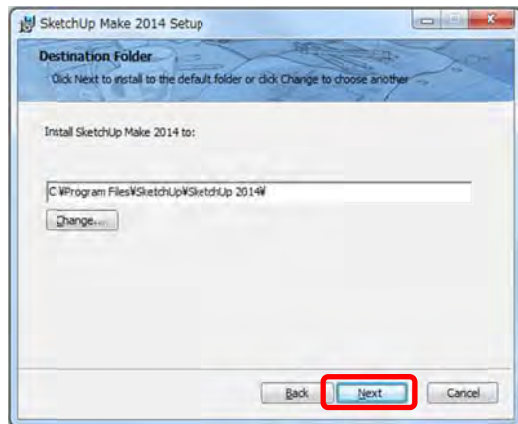
⑦[次へ]ボタンをクリック。



⑧[使用許諾契約の条件に同意する]にチェックマークを付けて次へボタンをクリック。



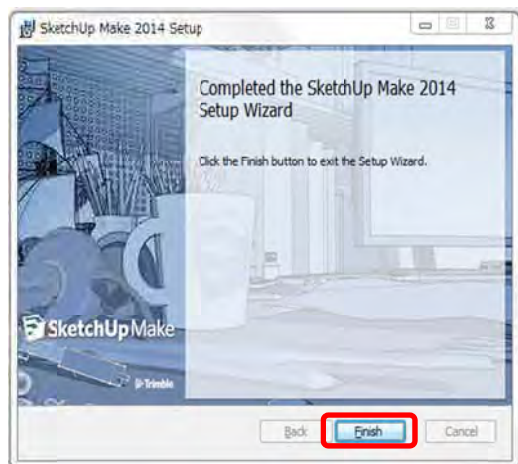
⑨インストール先を確認して[次へ]ボタンをクリック。



⑩[続行]をクリックするとインストール開始。



⑪インストールが終わったら[完了]ボタンをクリック。



⑫インストール完了。



2. 起動と終了

①アイコンをクリックして

[SketchUp Make]を起動します。

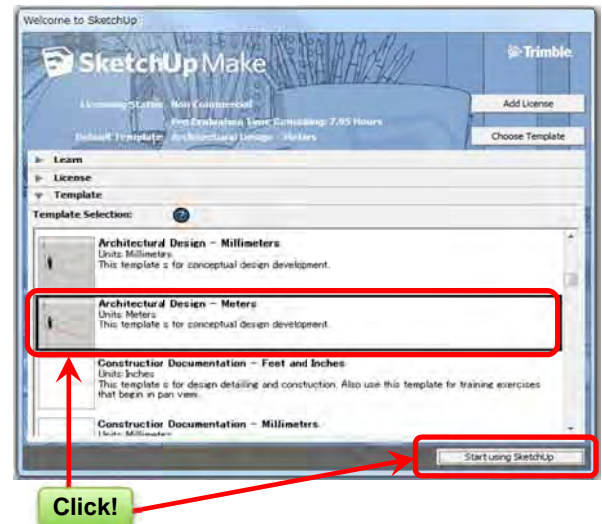
Click!



②[テンプレート]のボタンをクリック。

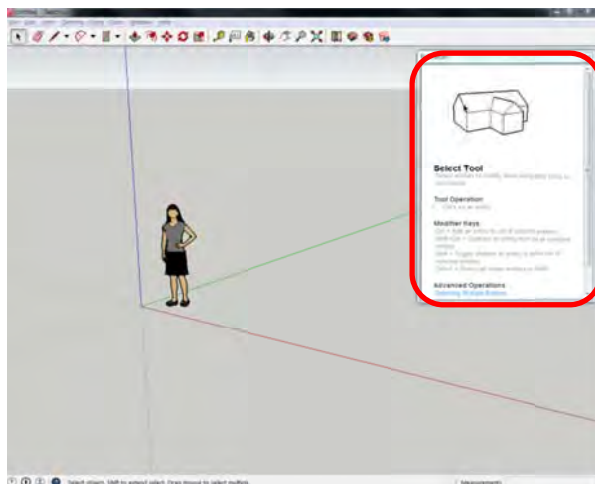


③メートル単位のテンプレートを選択し
[SketchUp を使い始める]をクリック。



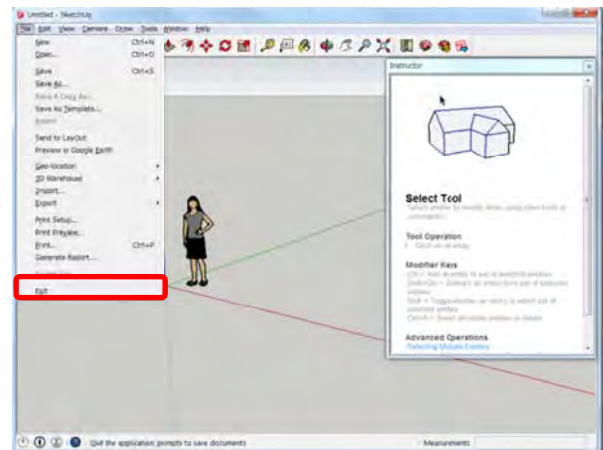
④テンプレート画面が表示されます。

操作方法を解説する[インストラクタ]は
後から表示する事ができるので閉じます。

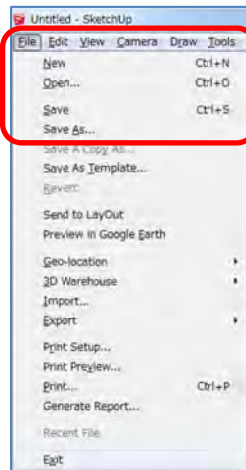


⑤SketchUp の終了は

[ファイル]→[終了]を選択します。



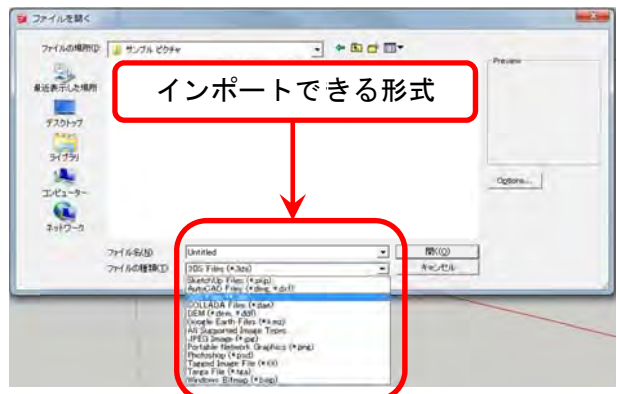
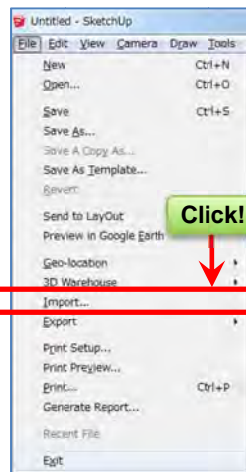
3. ファイルの読み込みと保存



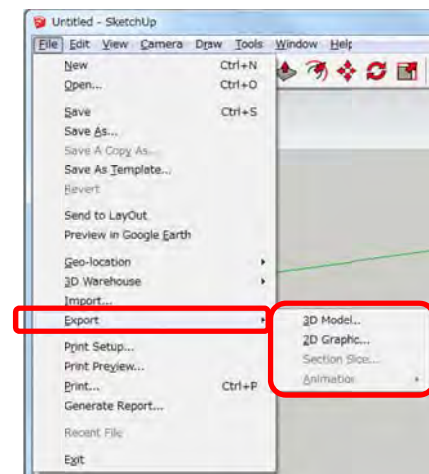
[ファイル]メニュー

- 新規 新規に作成する。
- 開く 既存ファイルを開く
- 保存 ファイルの上書き保存
- 名前をつけて保存 ファイルの新規保存

①インポート

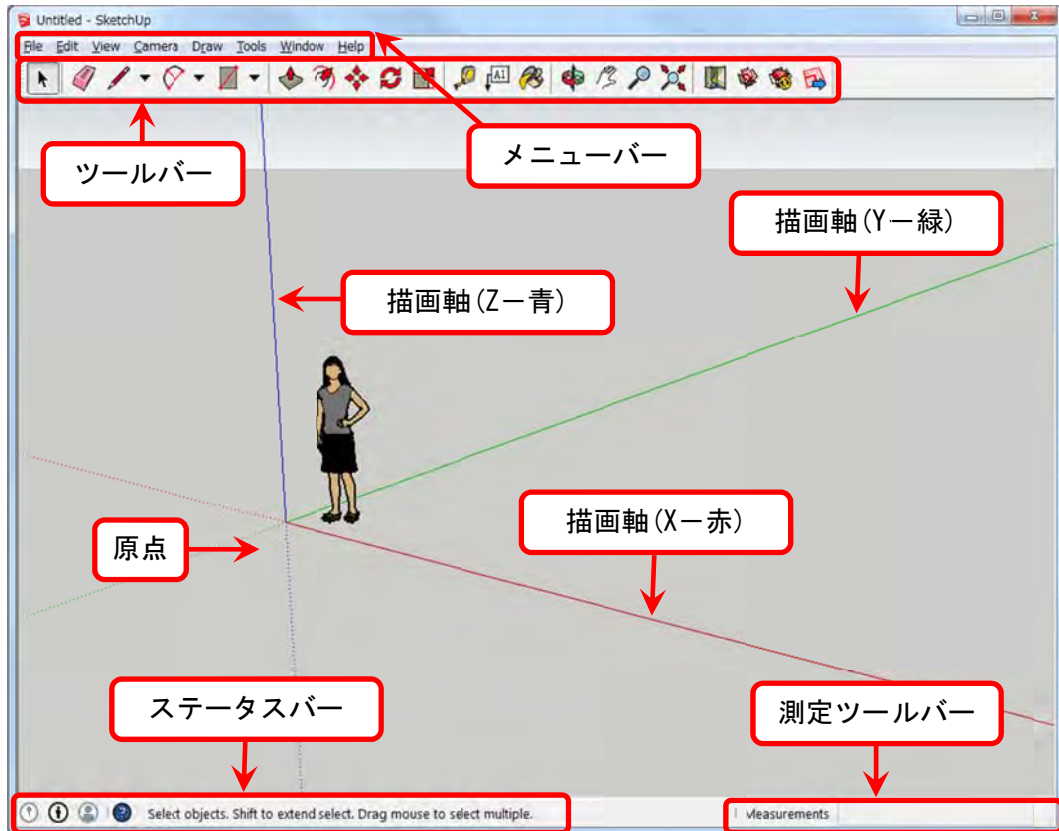


②エクスポート



第2章 操作画面(インターフェイス)とツール

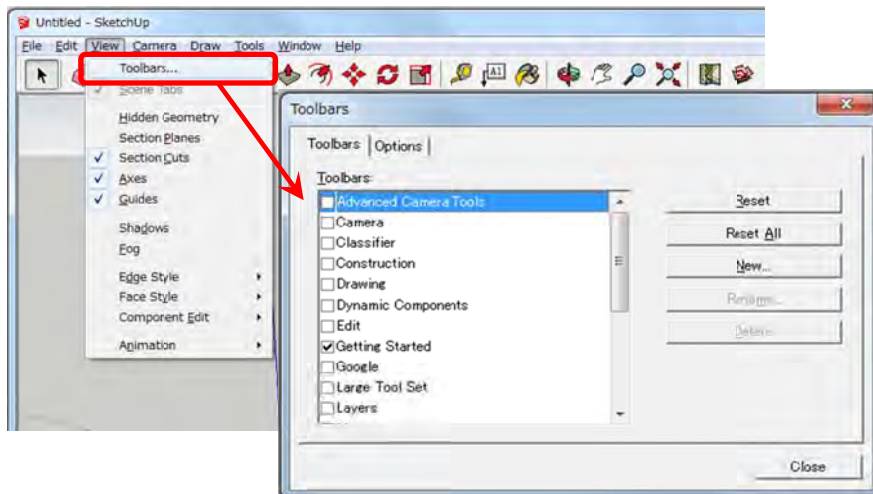
1. 操作画面の各部名称



- メニューバー : メニューバーからツールが選択できる。
- ツールバー : ツールを選択し操作を行う。
- ステータスバー : 操作の説明が表示される。
(画面下にあるステータスバーを上手に使うことがポイント)
- 測定ツールバー : 寸法の値が表示される。
(長さや角度等の数値を入力して正確な図形を描く事ができる)

2. ツールバーの表示

必要なツールは[表示]メニューから[ツールバー]で画面に出すことができる。



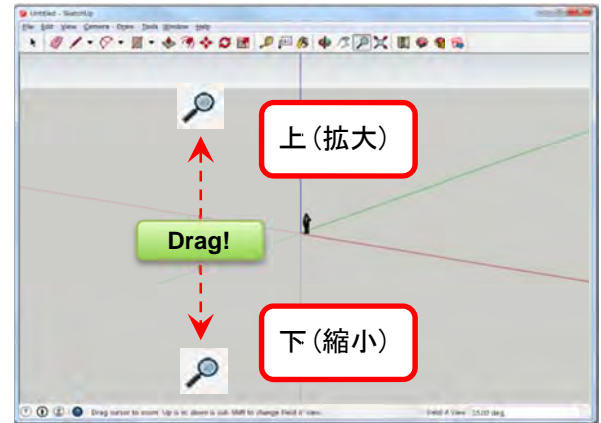
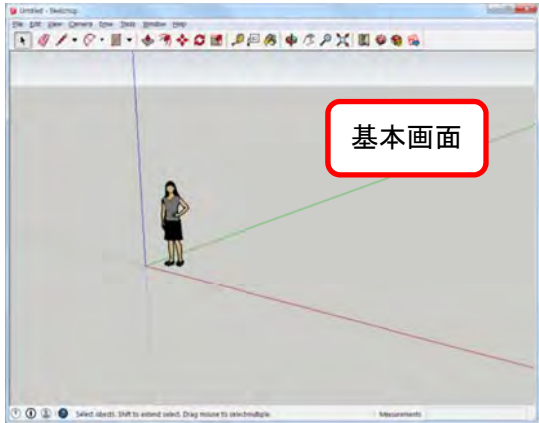
3. 画面操作



[ズーム] ツール

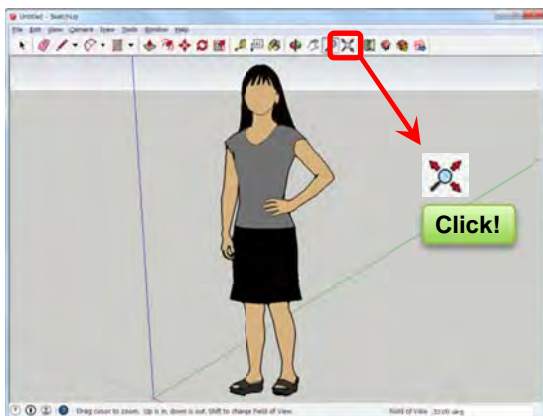
画面上を上下にドラッグすると、拡大／縮小を行える。
マウスホイールを前後に回転させても同様の操作が行える。

Click!



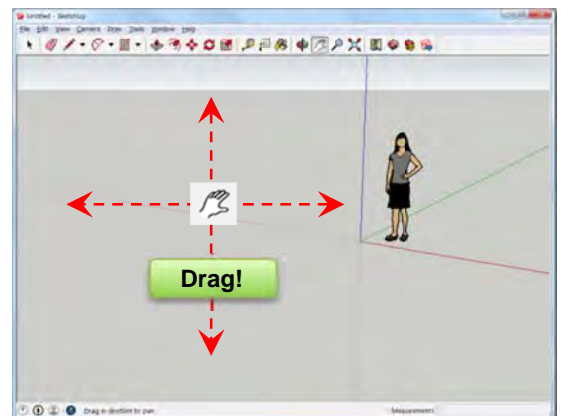
[全体表示] ツール

オブジェクトを画面いっぱいに表示する。



[パン] ツール

画面を垂直・平行に移動する。

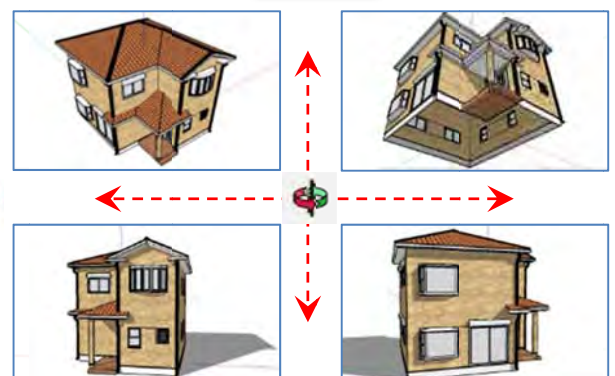


[オービット] ツール

画面の角度を変更する。



Drag!



第3章 基本操作

1. 線を描く



Click!



【線】 ツール

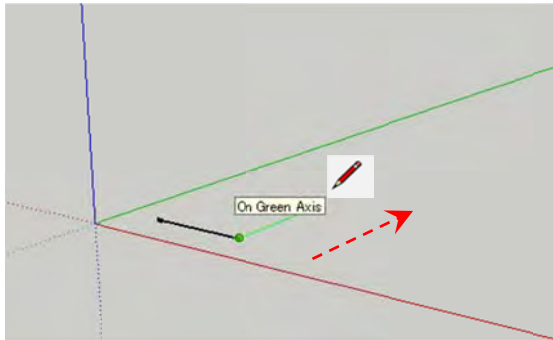
①各軸方向(赤、緑、青)に平行な線を引くと色が変わります。

赤軸(X軸)方向は線の色が赤色です。



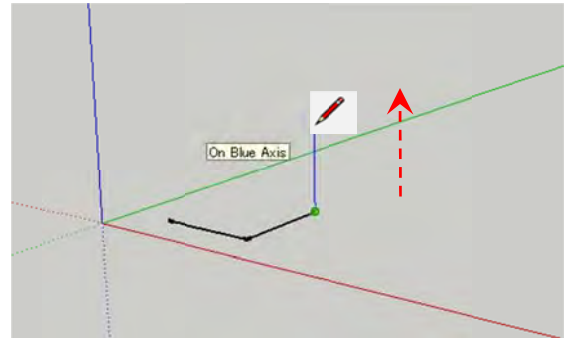
②緑軸(Y軸)方向は緑色。

*平面：赤(X軸)、緑(Y軸)



③青軸(Z軸)方向は青色。

*高さ：青(Z軸)

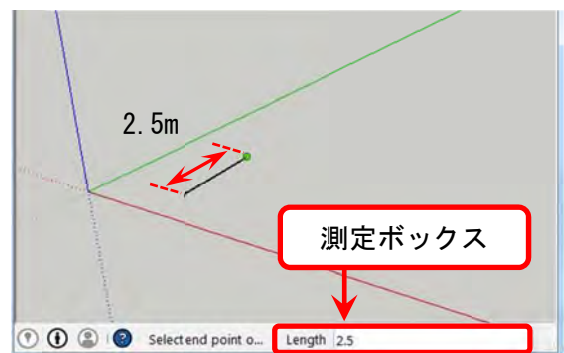


④測定ボックスは、長さや角度等の数値を入力して正確な図形を描く事ができます。

長さを入力。 [2.5]→[Enter]キーを押す。

キャンセル

操作中に **Esc** キーを押すと、操作がキャンセルされやり直すことができます。



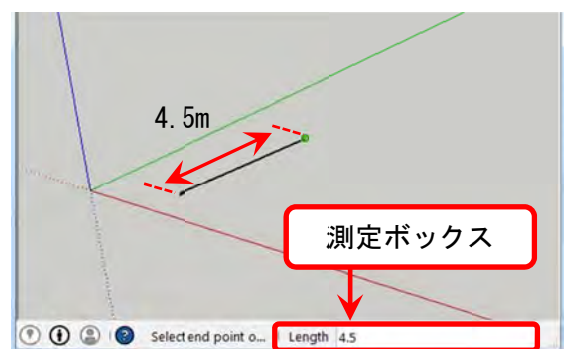
⑤確定後も次の操作をする前であれば、大きさの変更をすることができます。

元に戻す

確定後の間違いを元に戻す場合

Ctrl + **Z** or

Alt + **BackSpace**



2. 四角形の作成

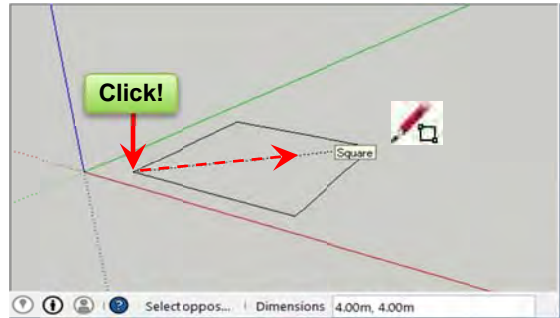


Click!

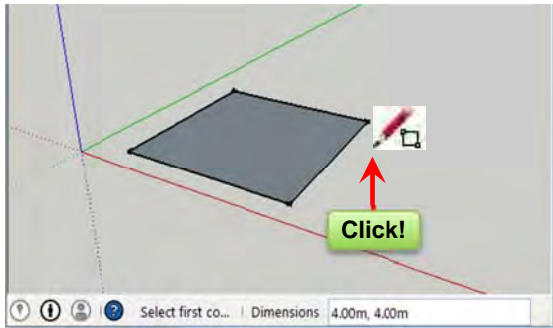


【長方形】ツール

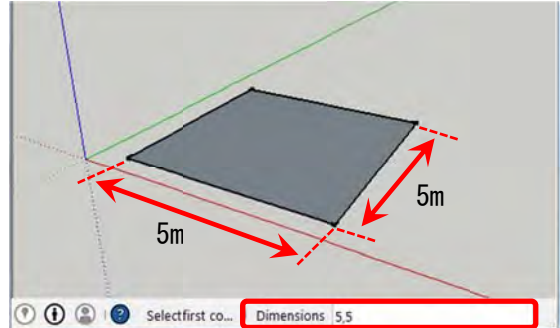
①任意の場所をクリックして、対角線方向に移動します。



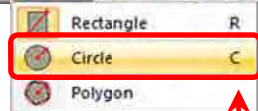
②移動したマウスをクリックすると、四角形が作成されます。



③寸法を指定して入力。
[5, 5] → [Enter] キーを押す。



3. 円の作成

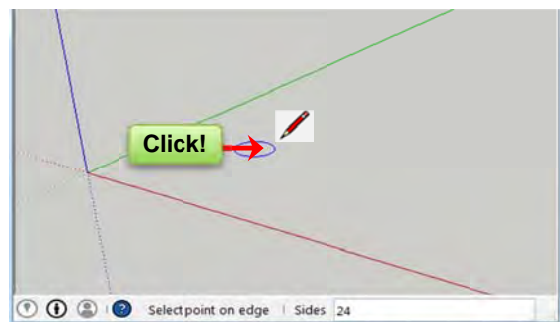


Click!

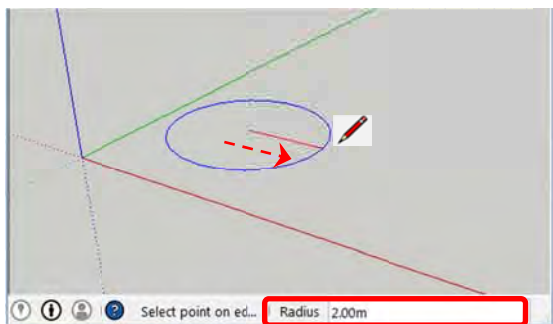


【円】ツール

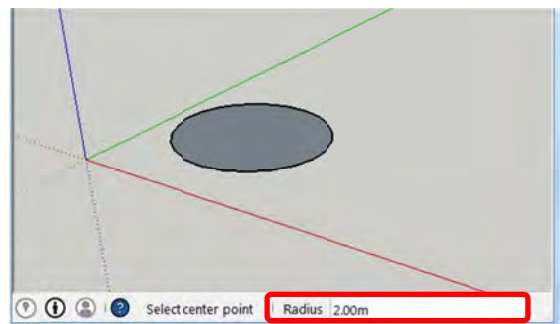
①円の中心にしたい位置でクリックする。



②カーソルを移動させ、半径を指定して [Enter] キーを押す。



③半径 2m の円が作成される。



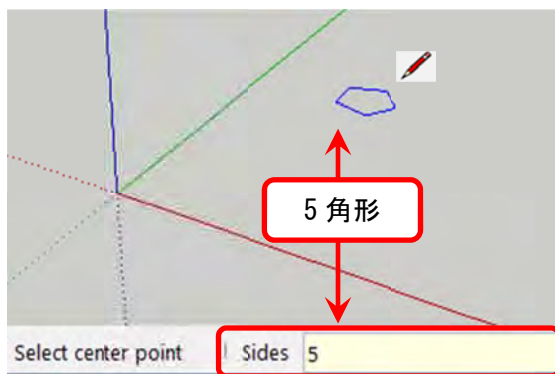
4. 多角形の作成

- ① [円] ツールを選択すると、値制御ボックスに[24]と表示されます。
これは24角形で、円を描くという意味で、数値を変更することが出来ます。

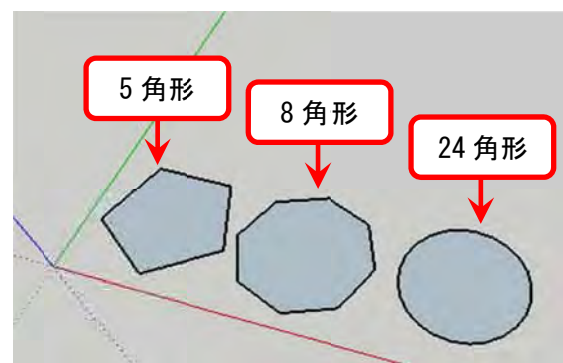
- セグメント数(直線の数)を指定
セグメント数 : 24 (初期設定)



- ② [5] → [Enter] キーを押すと、5角形になります。



- ③ 多角形が作成できます。

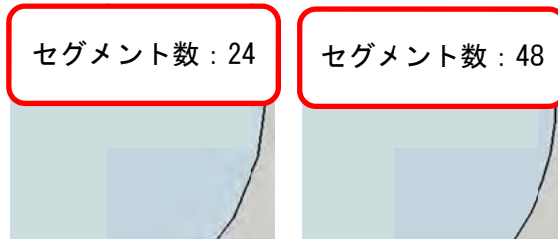
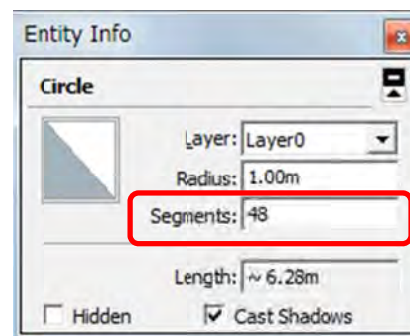


- セグメント数(直線の数)を変更

- ① [選択] ツールで、円周を右クリックし、[エンティティ情報] を選択する。



- ② [セグメント数] を変更し、[Enter] キーを押す。



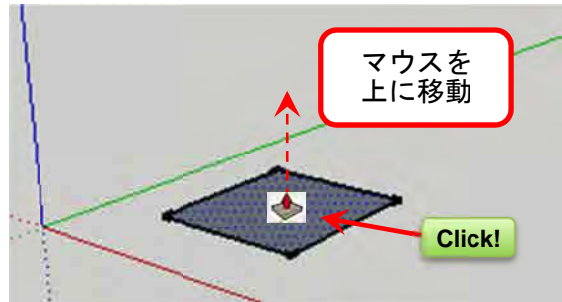
- ③ セグメント数を多くするとなめらかな円になるが、ファイルの容量が大きくなってしまい、動作が遅くなるなどの原因となる。

5. 立方体の作成

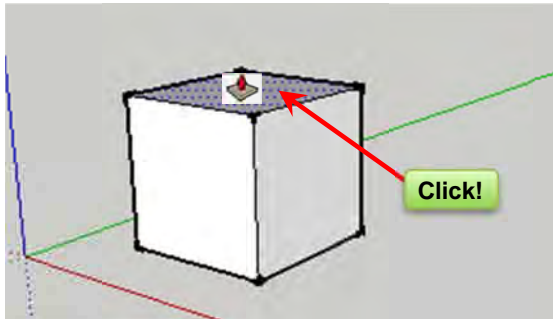


【プッシュ/プル】ツール

- ①作成した四角形の面をクリックします。
ポインタを移動して立体化します。

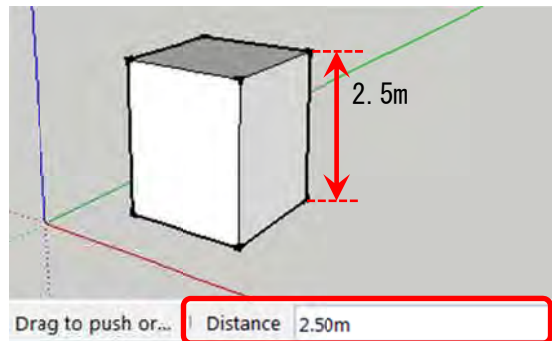


- ②希望のサイズでクリックします。



- ③値を指定して入力。

[2.5]→[Enter]キーを押す。

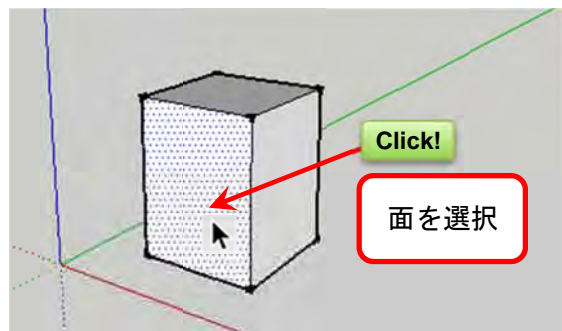


6. 図形の選択

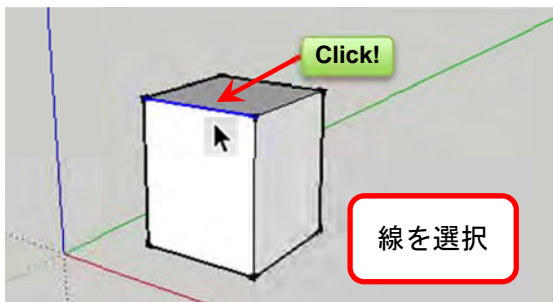


【選択】ツール

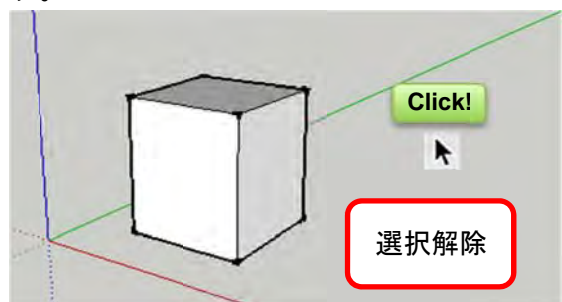
- ①選択したい[面]をクリックすると、選択状態になります。



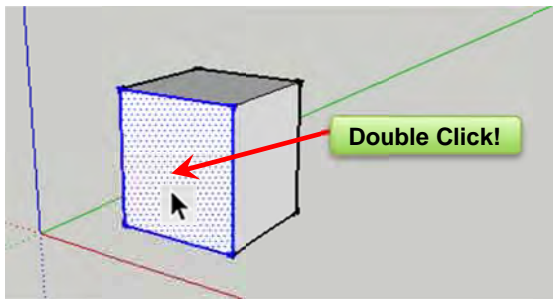
- ②[線]を選択すると青い太線になります。



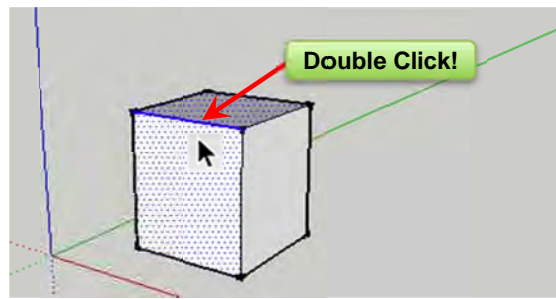
- ③選択解除するには、図形のない場所をクリック。



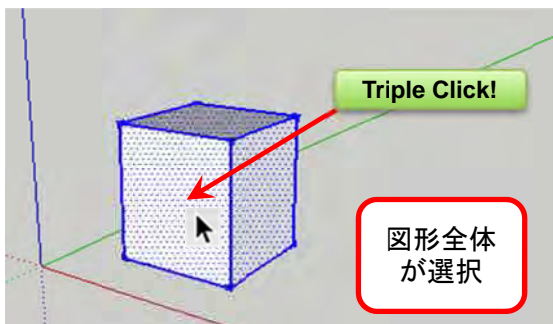
- ④ [面] をダブルクリック
面とその面を囲む線が同時に選択される。



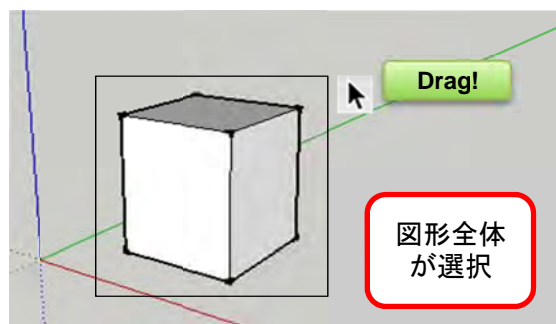
- ⑤ [線] をダブルクリック
線とその線に接する面が同時に選択される。



- ⑥ [線] や [面] をトリプルクリック
その線や面を含む図形全体が選択される。



- ⑦ [選択] ツールをドラッグして全体を選択。
又は、**Ctrl** + **A** キーで図形全体を選択。

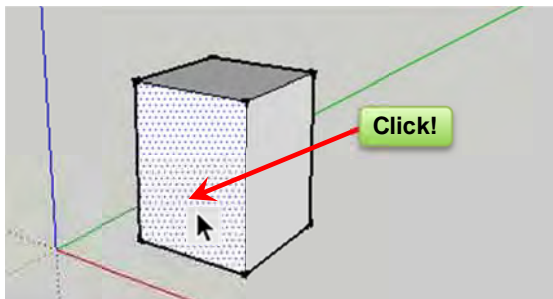


描画領域内のすべての図形を選択したい場合 **Ctrl** + **A**

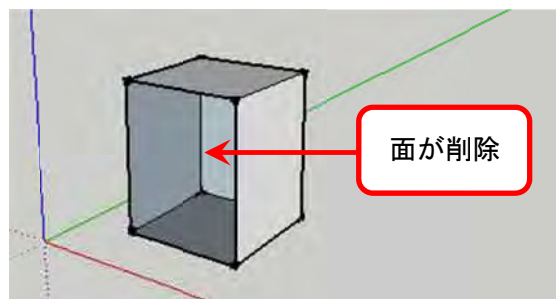
7. 図形の削除

● 線や面を削除

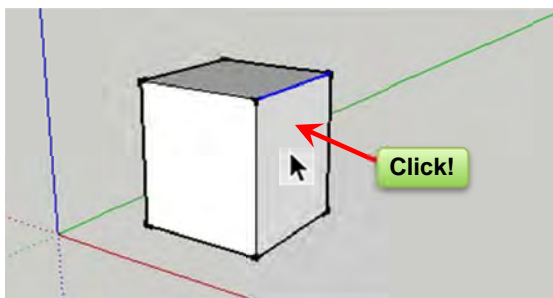
- ① 面を選択し、**[Delete]** キーを押す。



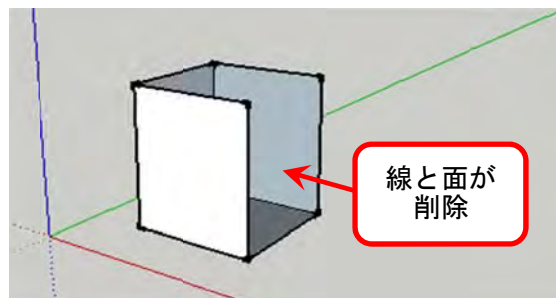
- ② 面が削除される。



- ③ 線を選択し、**[Delete]** キーを押す。



- ④ 線と面が削除される。



- ⑤ 図形全体を削除する場合は、図形全体を選択して **[Delete]** キーを押す。

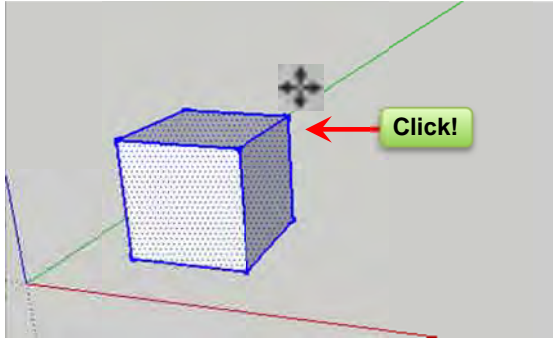
8. 移動



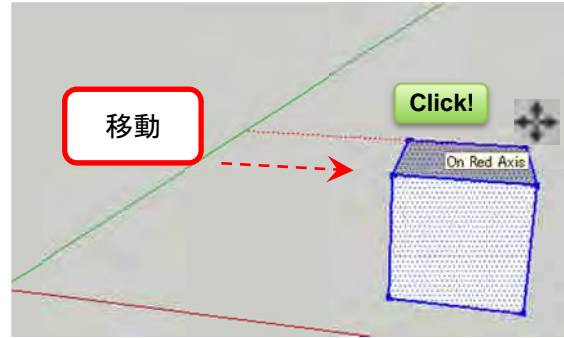
【移動】 ツール

Click!

①図形全体を選択し、[移動]ツールで任意の位置をクリックします。



②クリックした位置からカーソルを移動させた距離分、図形が移動します。

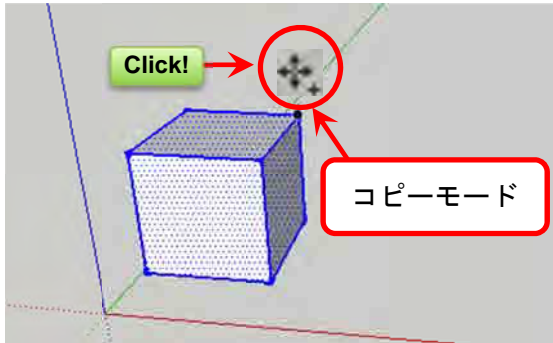


③移動距離を指定する場合は、数値を入力します。 [2]→[Enter]

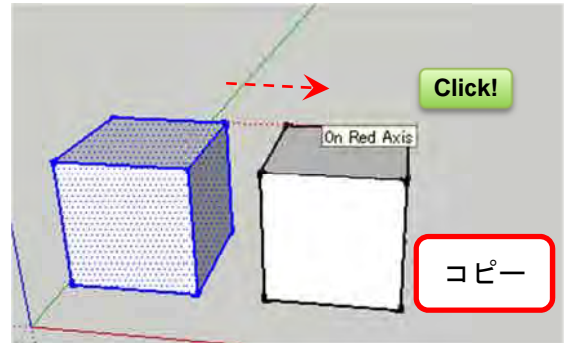
9. コピー

●図形をコピー

① **Ctrl** キーを押すとカーソル右下に **[+]** マークが表示れ、コピーモードになる。

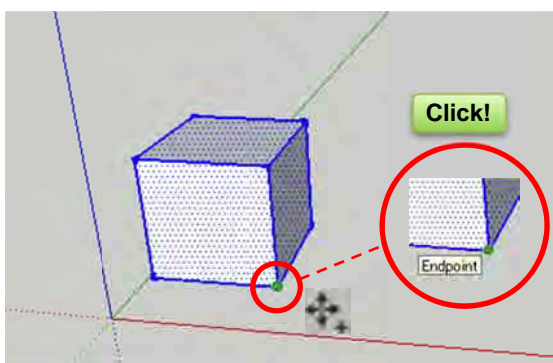


②カーソルを移動させてクリックするとコピーされます。

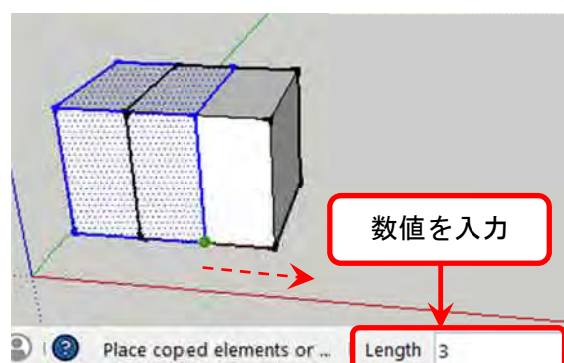


●等間隔で複数コピー

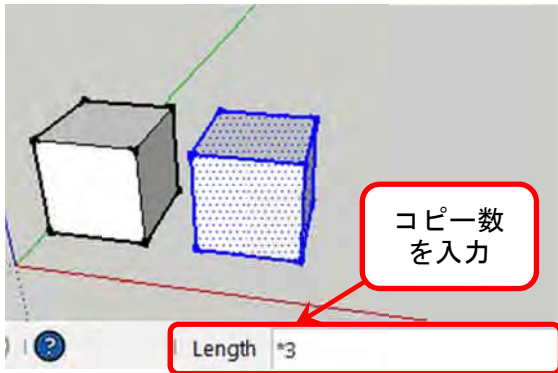
①図形全体を選択し[端点]をクリック。



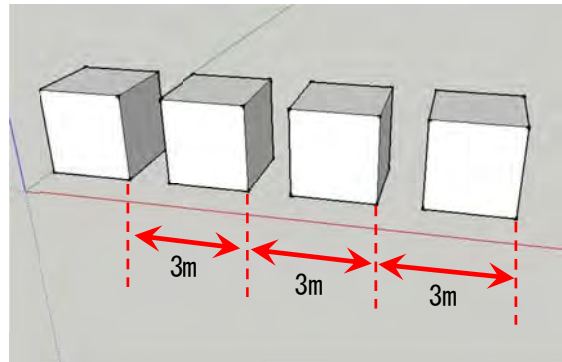
②コピーしたい距離の数値を指定。 [3]→[Enter]



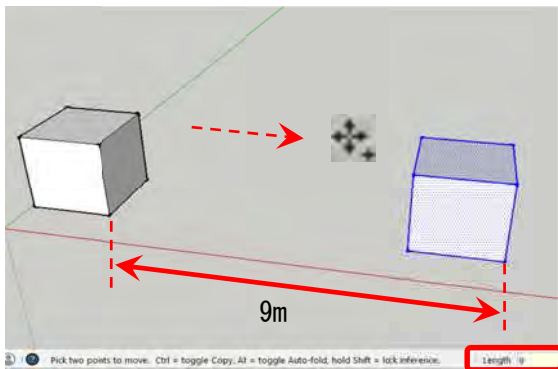
- ③ 選択状態のまま、コピー数を指定。
[*3]→[Enter] キーを押す。



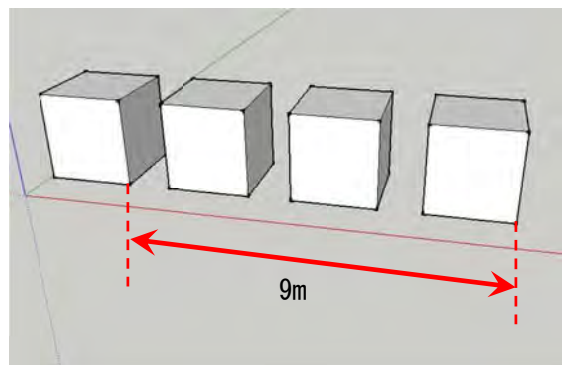
- ④ 3m 間隔で、3 個コピーされる。



- 均等距離に配置して複数コピー
① 9m 離れた位置に 1 個コピー。[9]→[Enter]




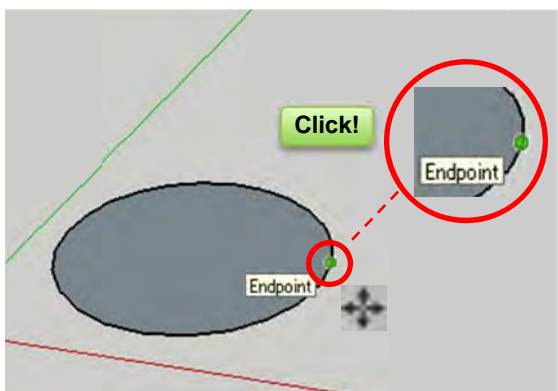
- ② 選択状態のまま [/3]→[Enter] キーを押す。
9m の範囲内に均等な距離で 3 個コピーされる。



10. 変更

- 円の大きさを変更

- ①  [移動] ツールを選択する。
[端点] をクリックする。



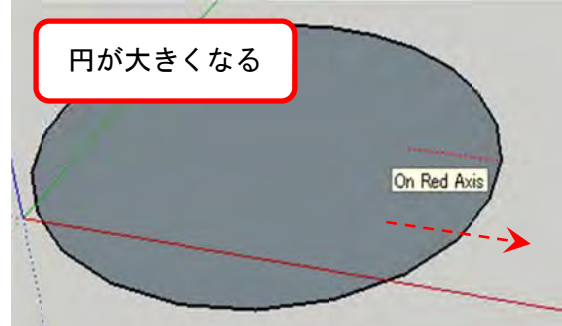
- ② 円周が選択色 (青) になる [端点] では
円全体が移動して、大きさを変更できない。
※移動になる。



③カーソルを円の内側に移動させると円が小さくなる。



④カーソルを円の外側に移動させると円が大きくなる。



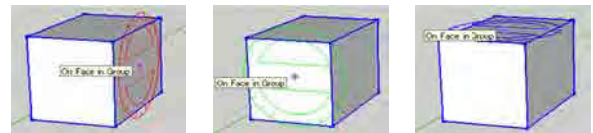
11. 回転



 [回転] ツール

Click!


①[回転]ツールを選択すると、分度器マークが表示されます。
分度器の色は回転させる各軸方向(赤、緑、青)で色が変わります。

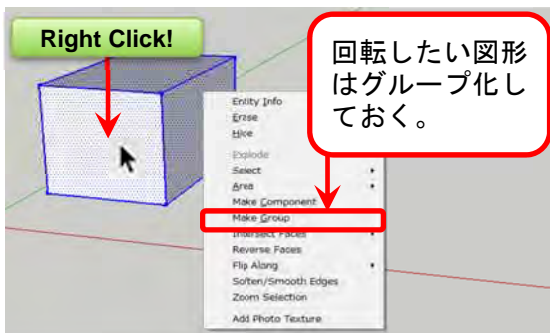


*赤(X軸)

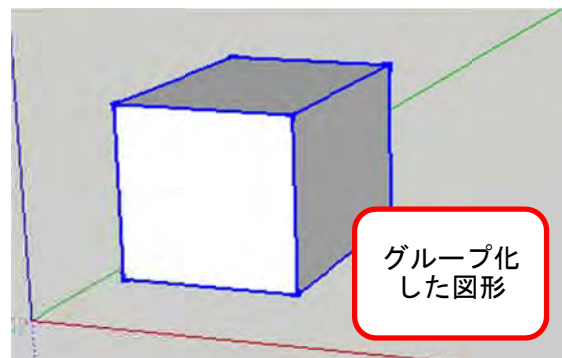
*緑(Y軸)

*青(Z軸)

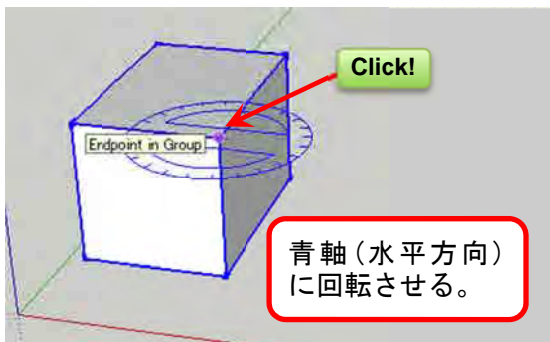
②図形全体を選択し、 [選択]ツールを右クリックして図面をグループ化します。



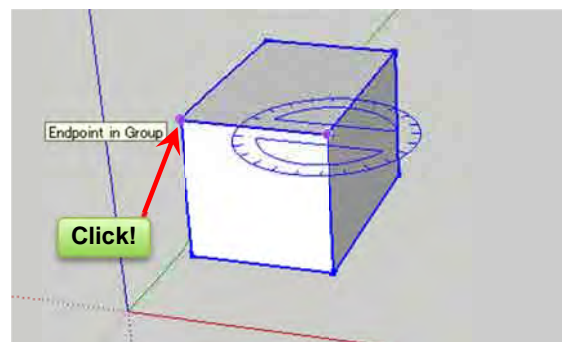
③図形のグループ化



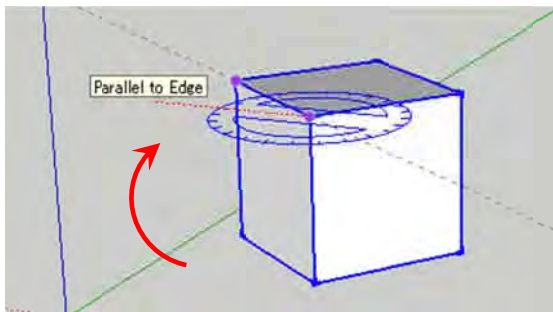
④[回転]ツールを選択し、角をクリックします。(回転の軸となります。)



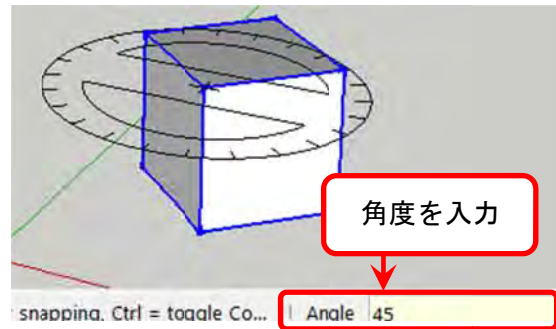
⑤別の角をクリック。(回転の始点となります。)



⑥回転させる。

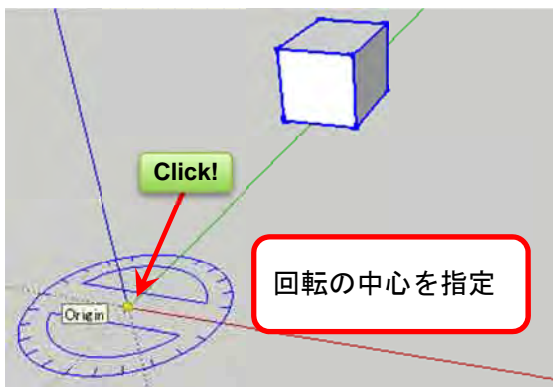


⑦回転させる角度を指定する。[45]→[Enter]

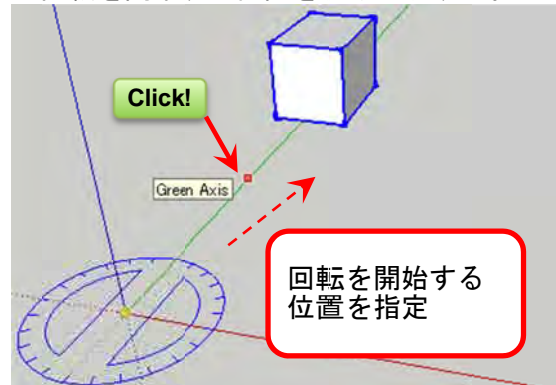


●回転コピー

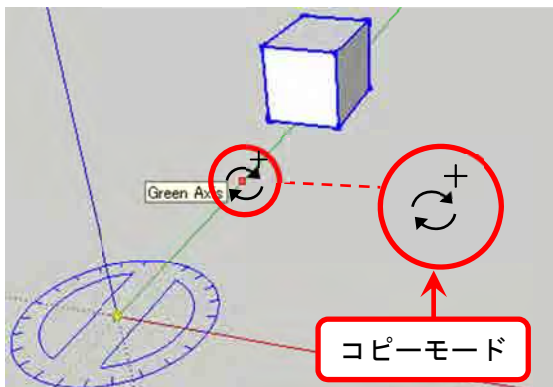
①図形を選択し、[回転]ツールで原点をクリックする。



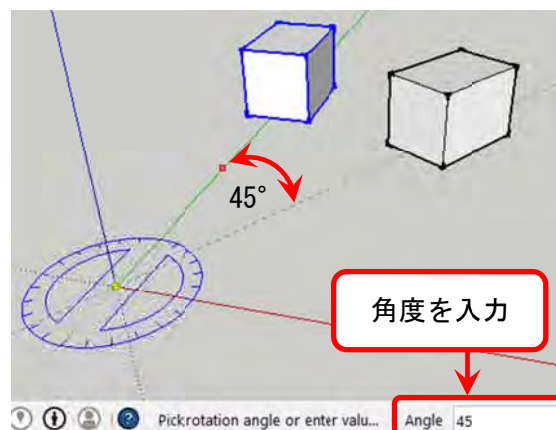
②カーソルを移動させ、回転を開始する位置をクリックする。



③[回転]ツールの実行中に[Ctrl]キーを押すとカーソル右上に[+]が表示れ、コピーモードになる。

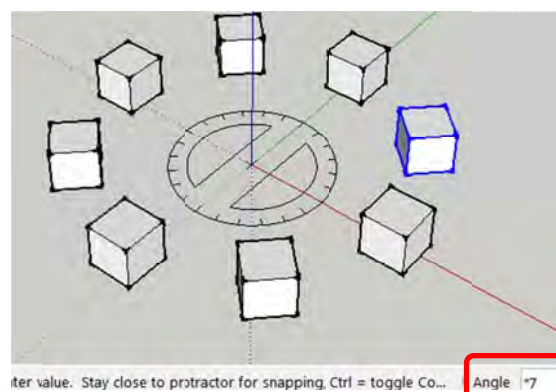


④回転角度[45]を入力すると45°回転コピーされる。[45]→[Enter]




⑤続けて、[*7]→[Enter]キーを押す。

45°ずつ回転コピーされた図形が、7個コピーされる。

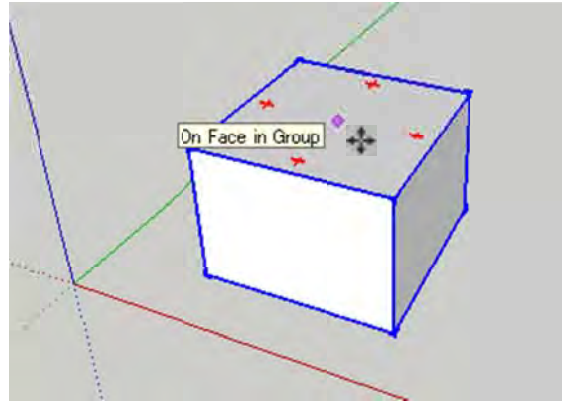


● [移動] ツールで回転

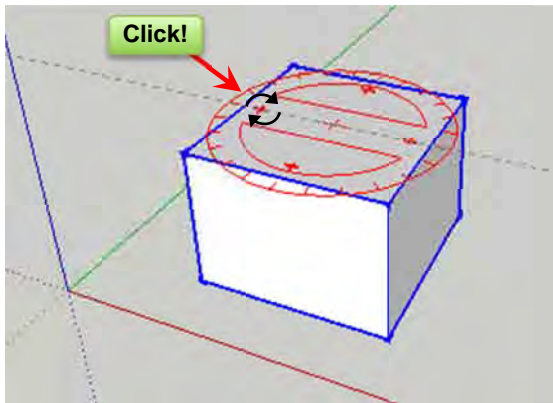
① 予め、図形をグループ化します。

②  [移動] ツールを選択。

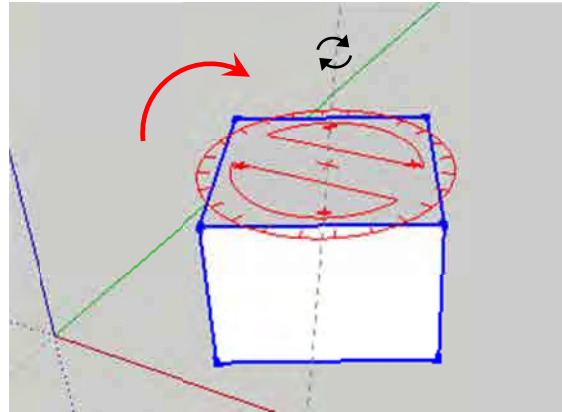
回転させたい面にカーソルを移動すると、4個の[+]マークが表示される。



③ [+] マークにカーソルを合わせると分度器が表示される。[+] をクリックする。

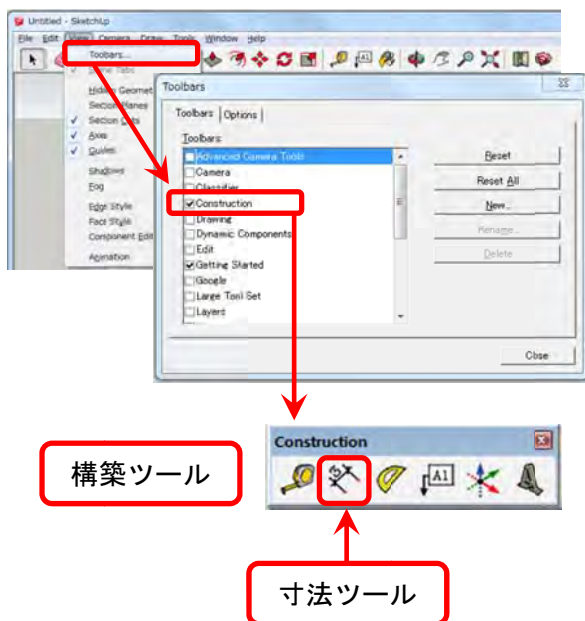


④ カーソル移動、または回転角度を入力し [Enter] キーを押す。

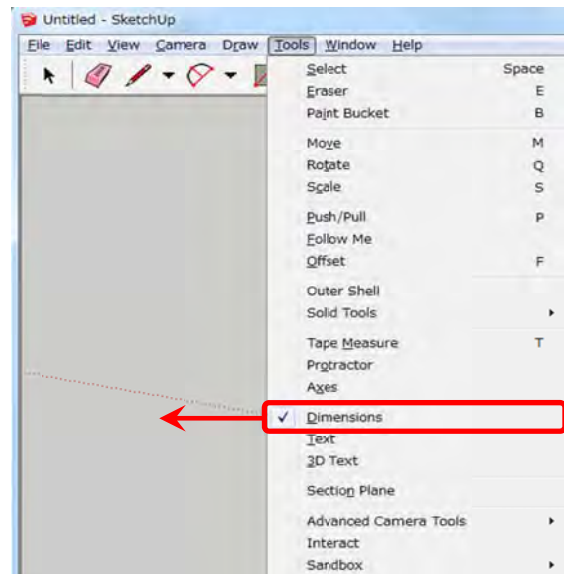


12. 寸法と文字を記入

[表示] メニューから [構築] ツールを選択。



又は [ツール] ニューから [寸法] ツールを選択。

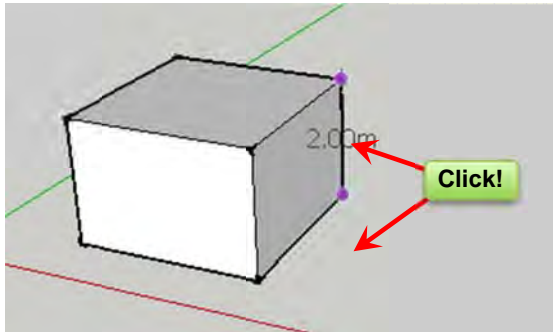


●寸法表示

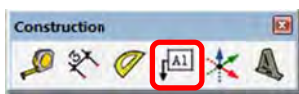
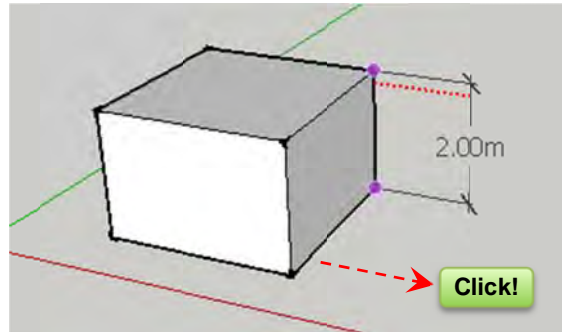


[寸法] ツール

①[寸法]ツールを選択し、2点をクリック。



②カーソルを移動すると寸法が表示される。



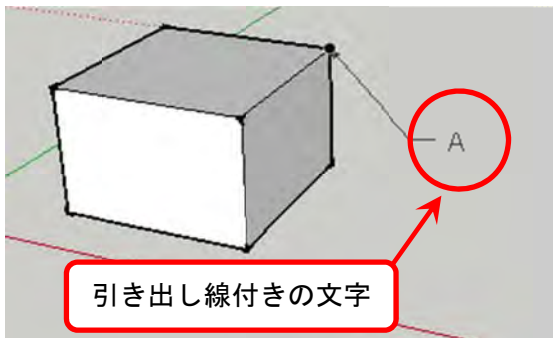
Click!

●文字を入力

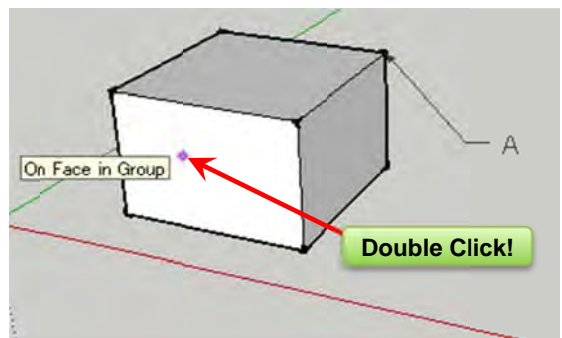


[テキスト] ツール

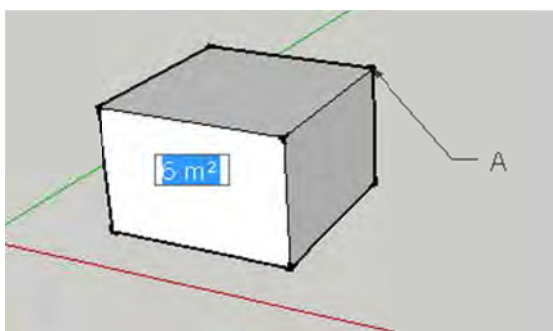
②座標が表示された部分に文字を入力。



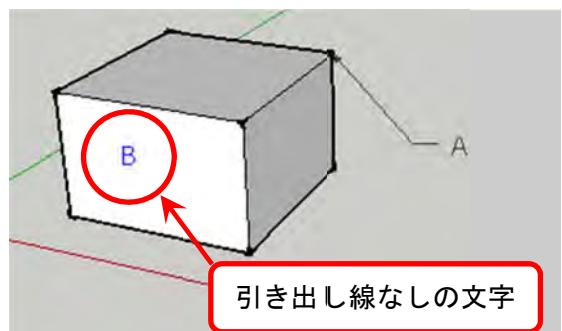
③面上でダブルクリック



③面積が仮表示され、文字の入力状態になる。



④引き出し線のない文字が入力できる。

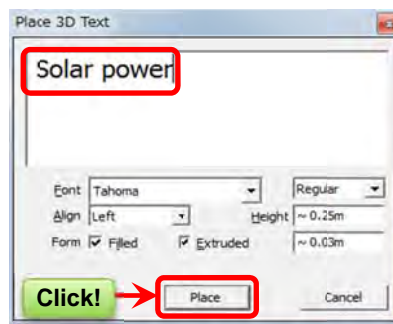




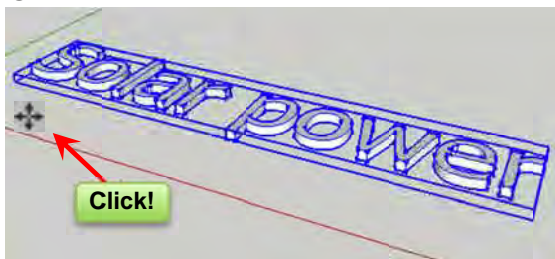
Click!

● 立体文字を作成

① [ツール]ニューから [3Dテキスト] を選択。
文字を入力し、[配置] ボタンをクリック。



② 任意の場所でクリック。

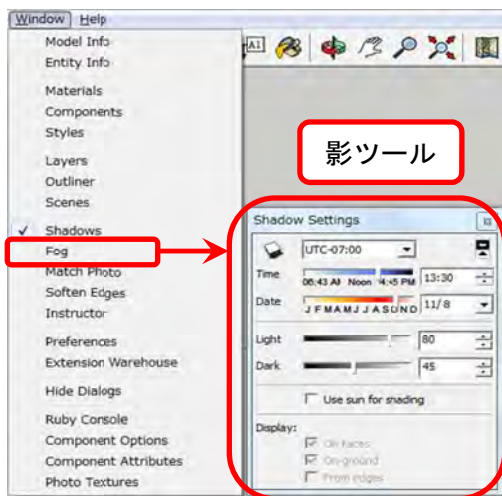


③ 3Dテキストが作成される。

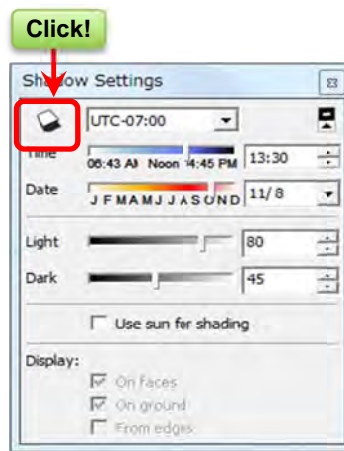


13. 影の設定

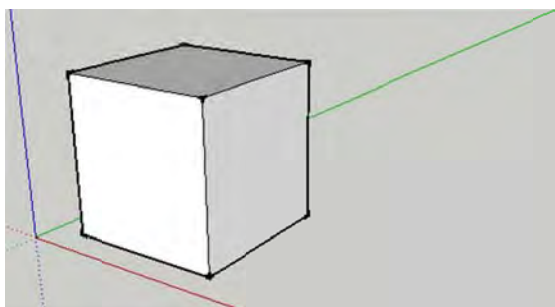
① [ウィンドウ]メニューから [影] ツールを選択。



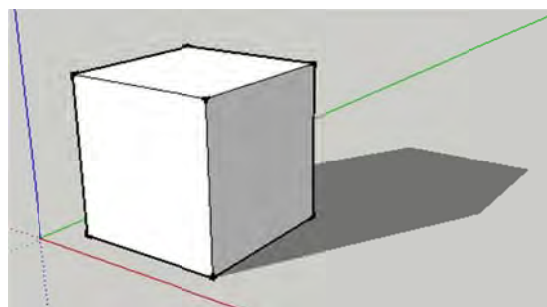
② 表示される [影設定] ダイアログボックスの左上にある [影を表示/隠す] ボタンをクリック。



③ 再度 [影を表示/隠す] ボタンをクリックすると影が非表示になる。

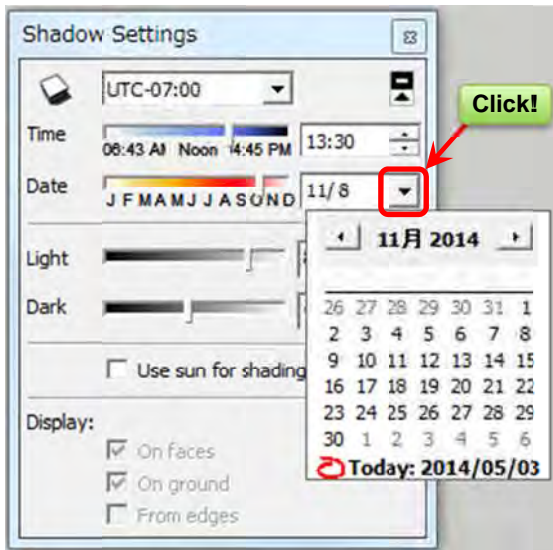


④ 影が表示される。

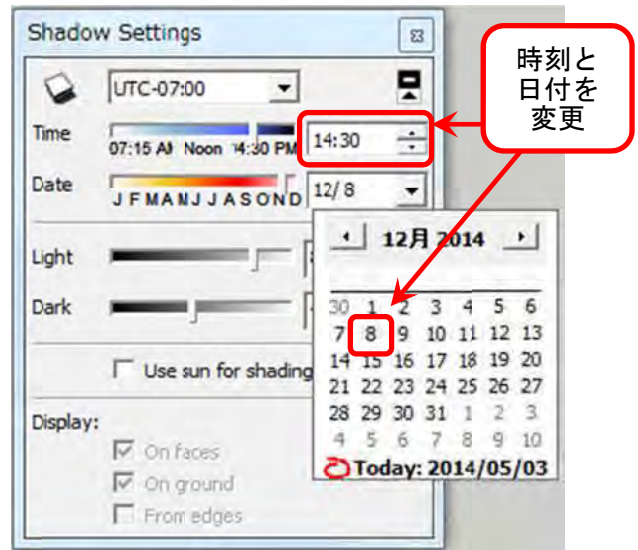


●時刻や日付を変更

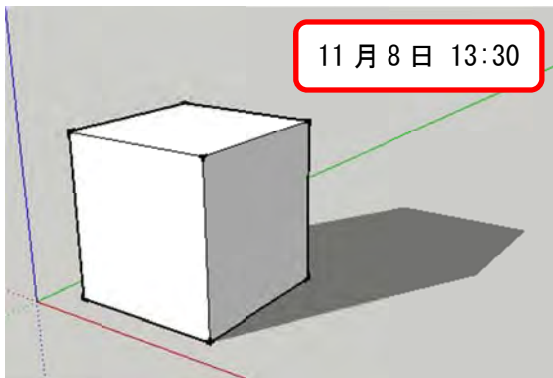
①[日付]スライダの右端にある
[▼]ボタンをクリックし日付を変更する。



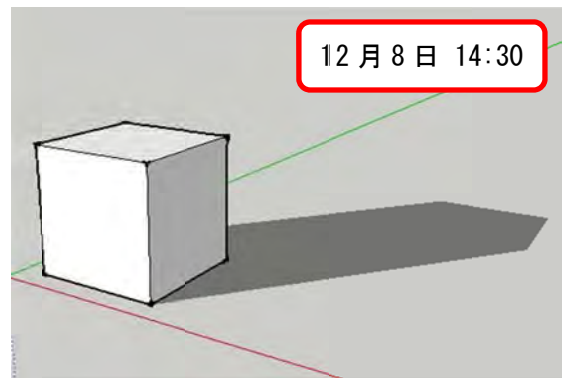
②[時刻]スライダで、スライダーを移動させるか、値を入力して、時刻を変更する。



③設定前の影



④設定した時刻の影に変更され、影が伸びる。



第4章 PVアレイ配置計画

1. PV モジュール作成

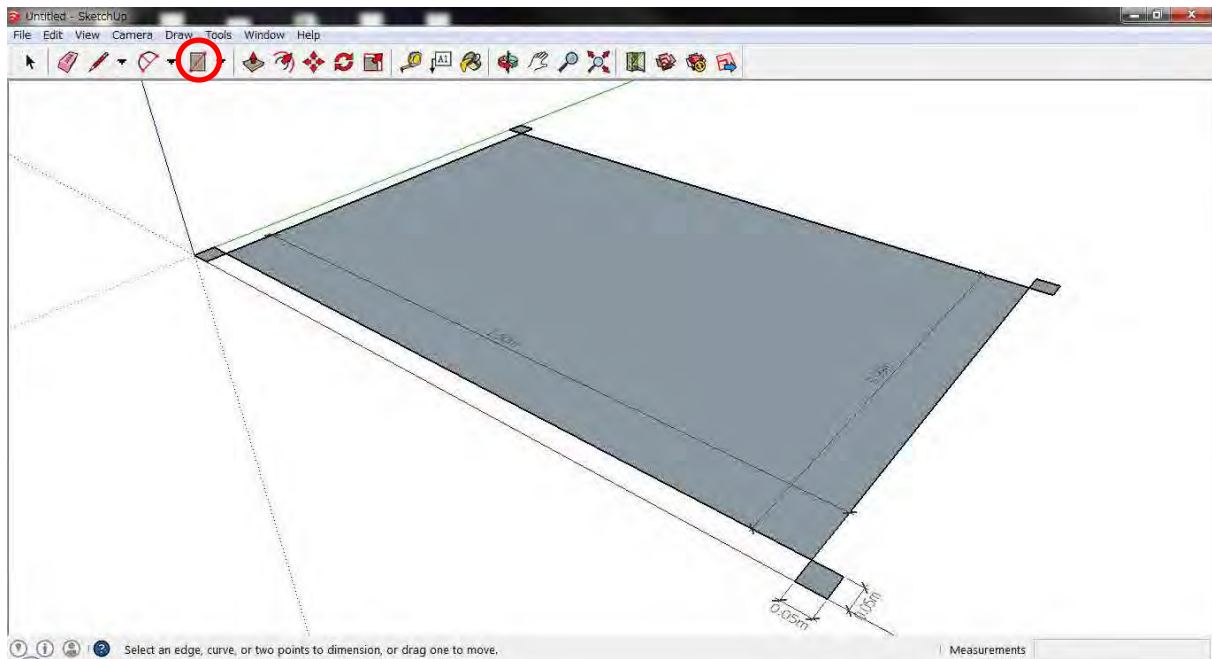
3DでPVモジュール作成します。

ここでは、PVモジュールの寸法は、サンプルモジュールの通りとします。

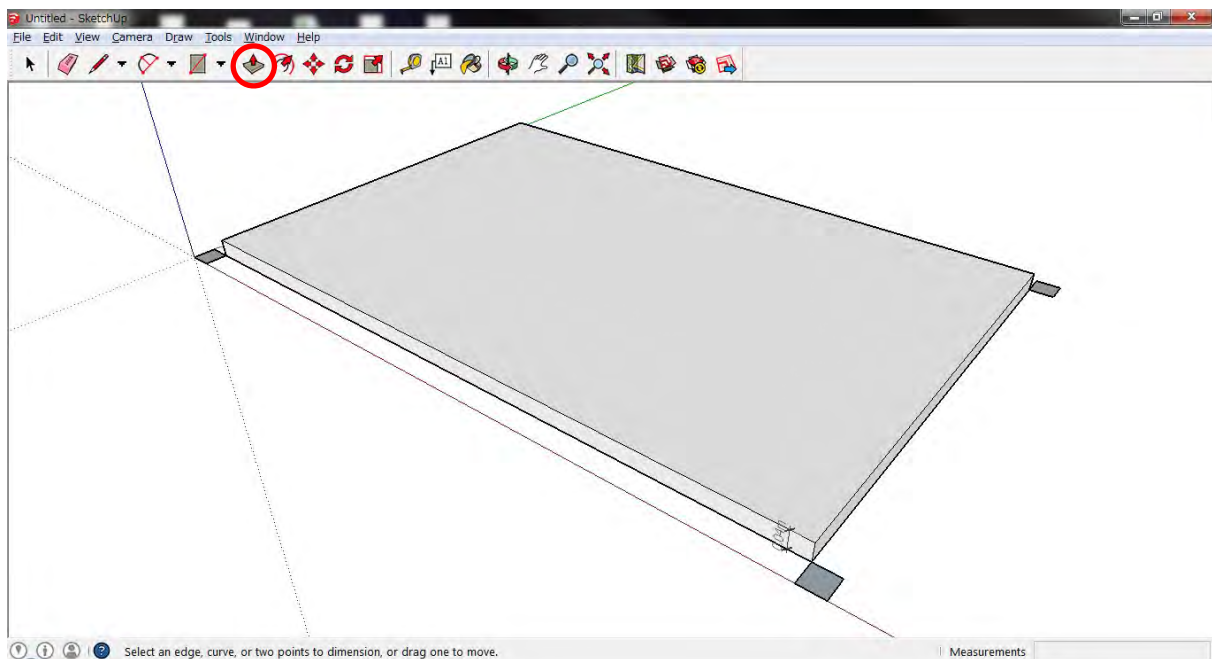
サンプル モジュール寸法：1,500mm×990mm×36mm

モジュール間隔：50mm

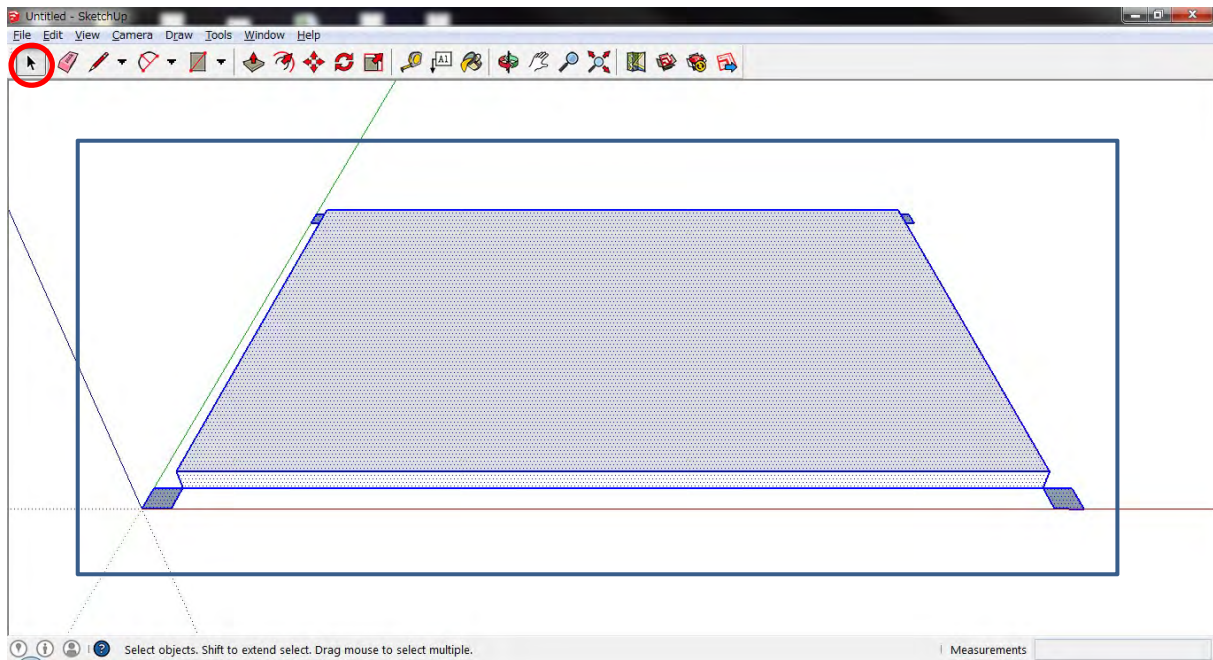
X-Y面上に下図のように0.05m×0.05mと1.5m×0.99mの四角形を描きます。



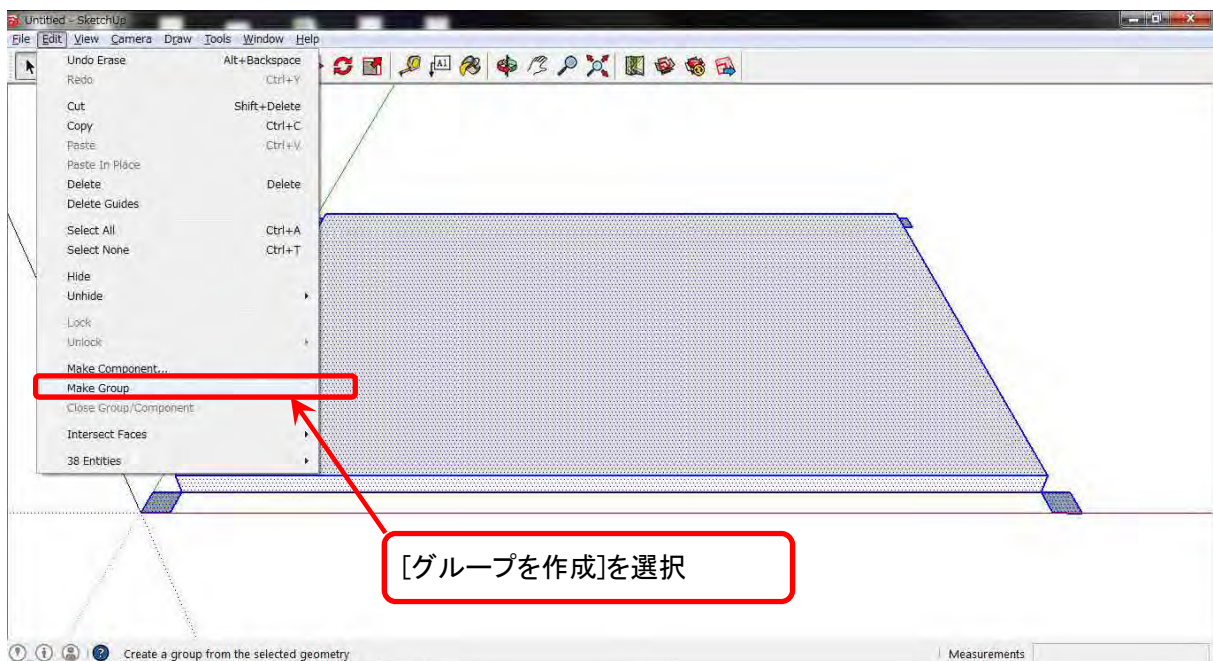
[プッシュ/プル]ツールで、モジュール部分のみ0.039m上げて立体形にします。



全体範囲を指定します。



[編集]-[グループを作成]を選択し、PV モジュールとして、グループ化します。



PV モジュールはこれで完成です。

四隅の 0.05m×0.05m の四角は、モジュール間隔としてのガイドです。

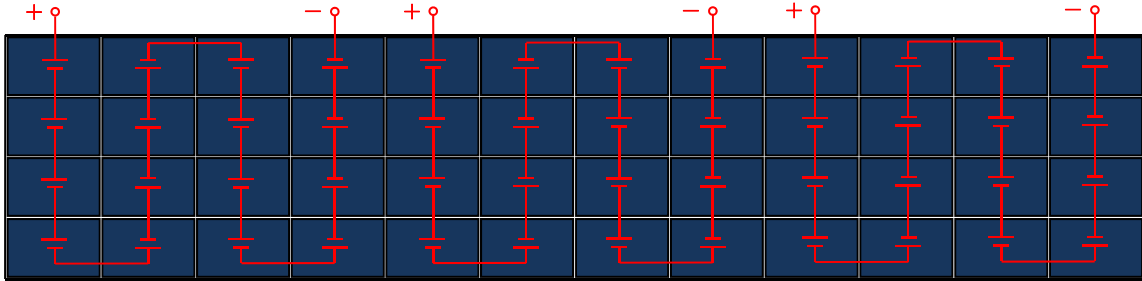
今回は削除せずに作業を進めるが、仕上がりで支障となるようであれば最後に削除しても良い。

2. PV アレイ作成

3DでPVアレイを作成します。

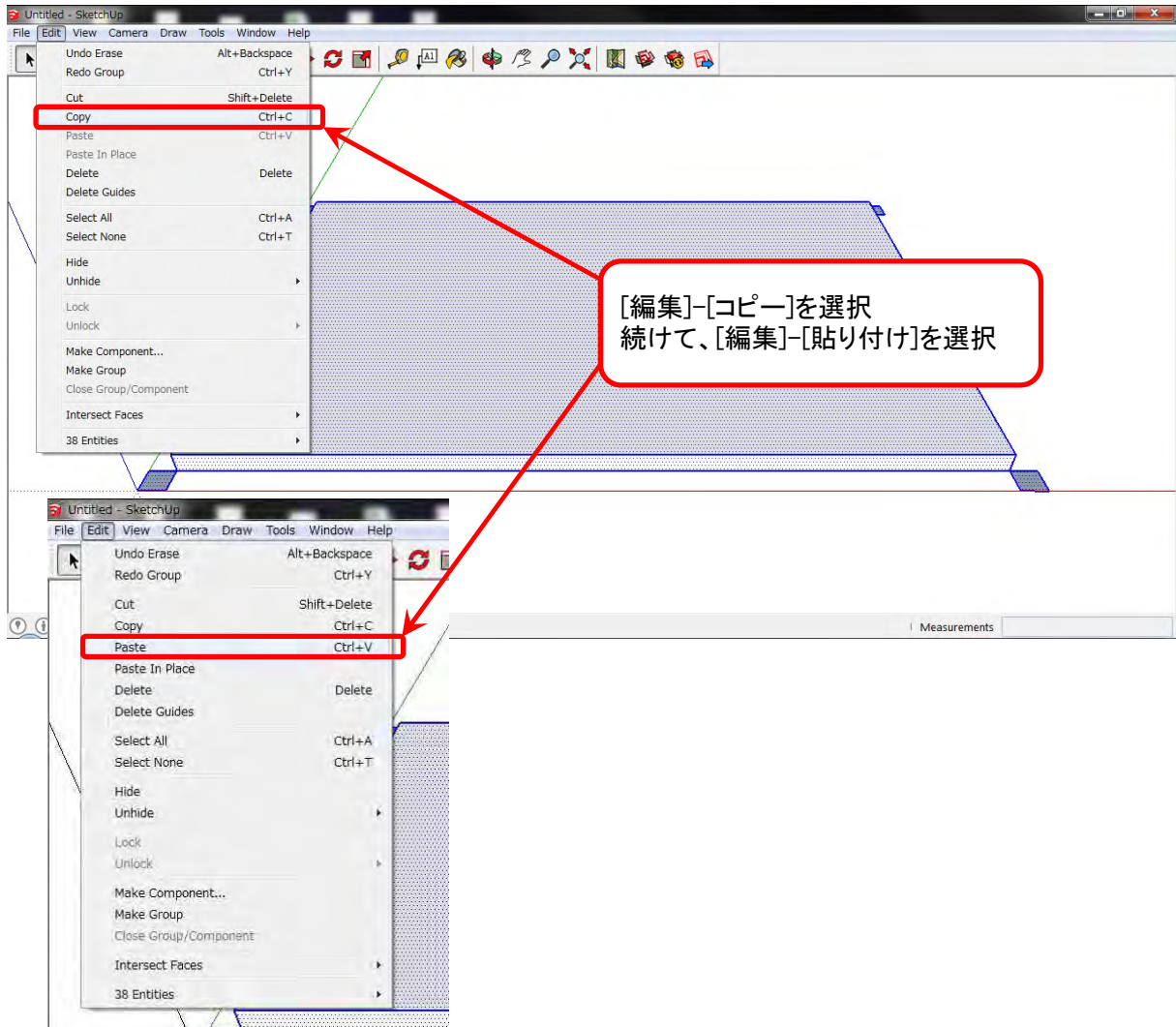
ここでは、PVアレイの配列は、サンプル配列の通りとします。

サンプル配列 12列 4段

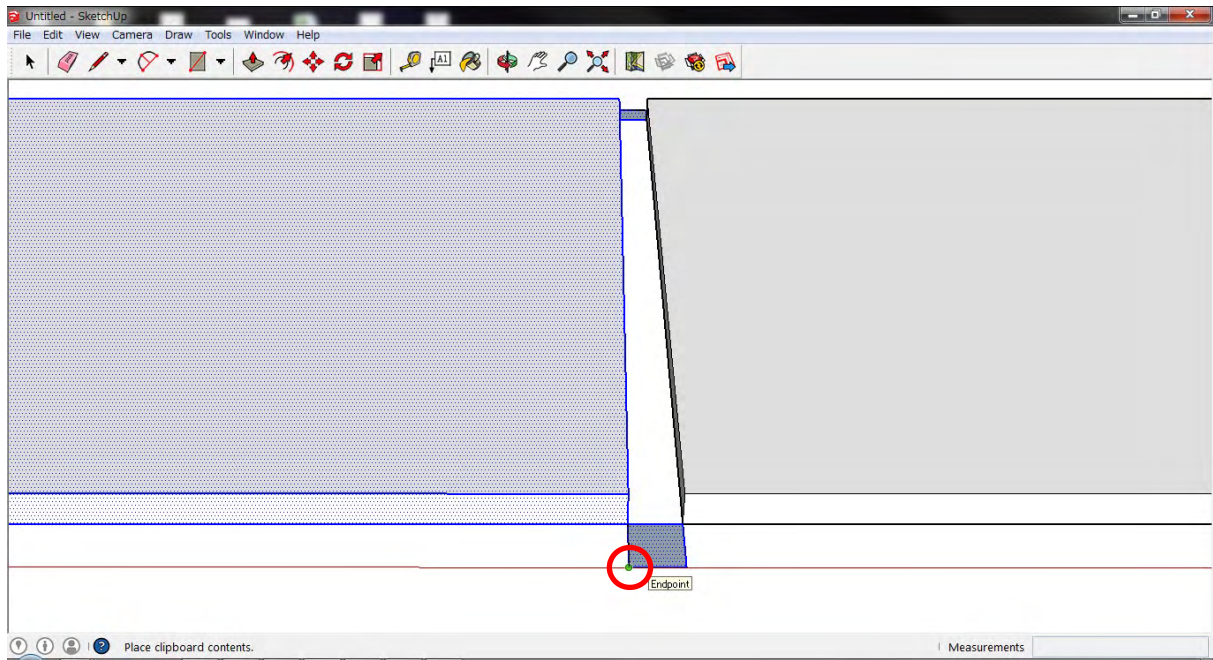


前項にて作成したPVモジュールを[編集]-[コピー]を選択し、さらに[編集]-[貼り付け]を選択し、画面上にマウスカースルに連動したコピーが現れます。

※[コピー]はCtrl+Cでも実行可能。[貼り付け]はCtrl+Vでも実行可能です。

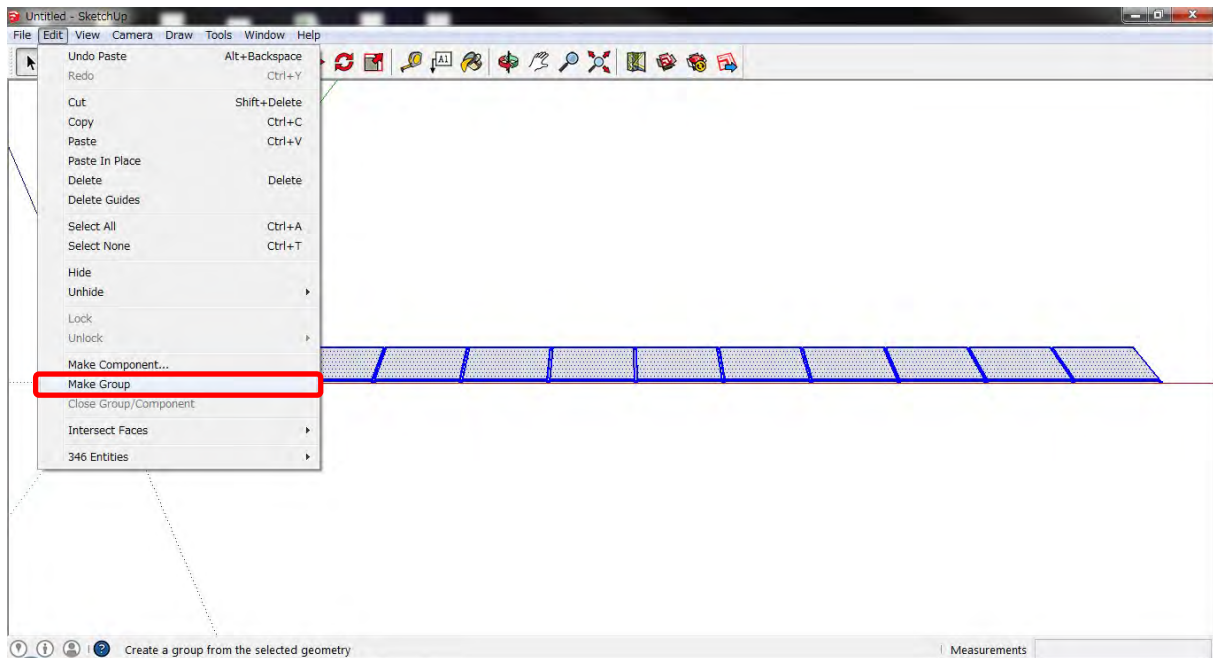


マウスカursorが図形端点で反応することを確認して、ドラッグします。

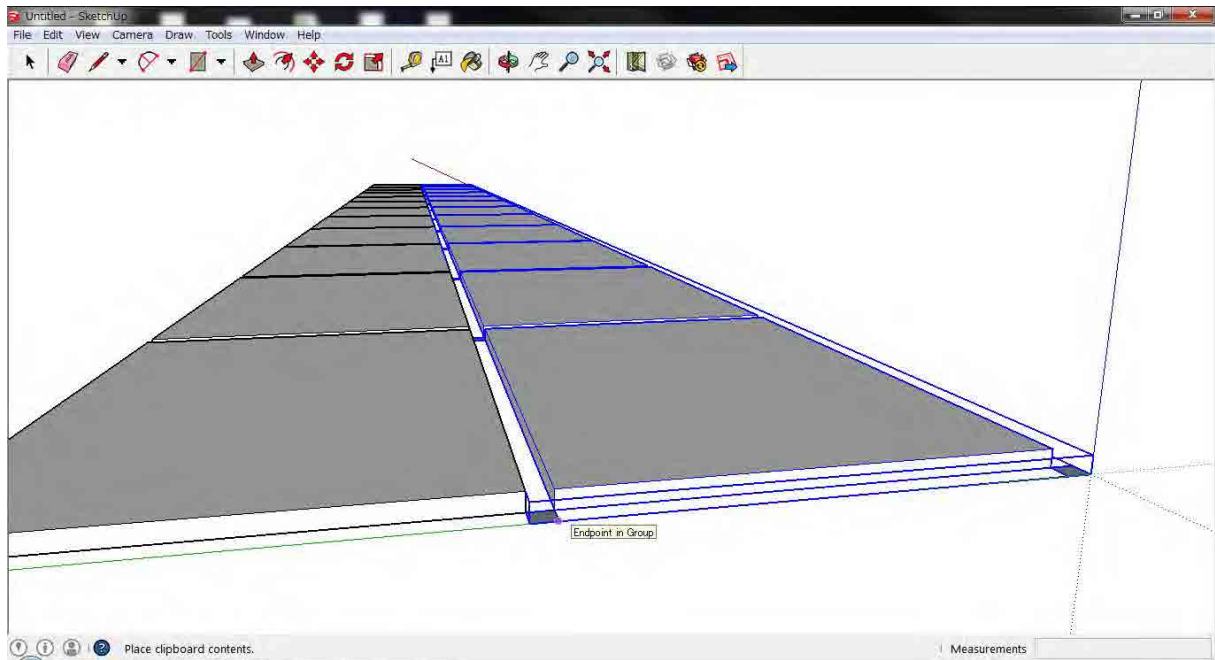


上記と同様に、モジュールが12列になるよう連続して作業を続けます。

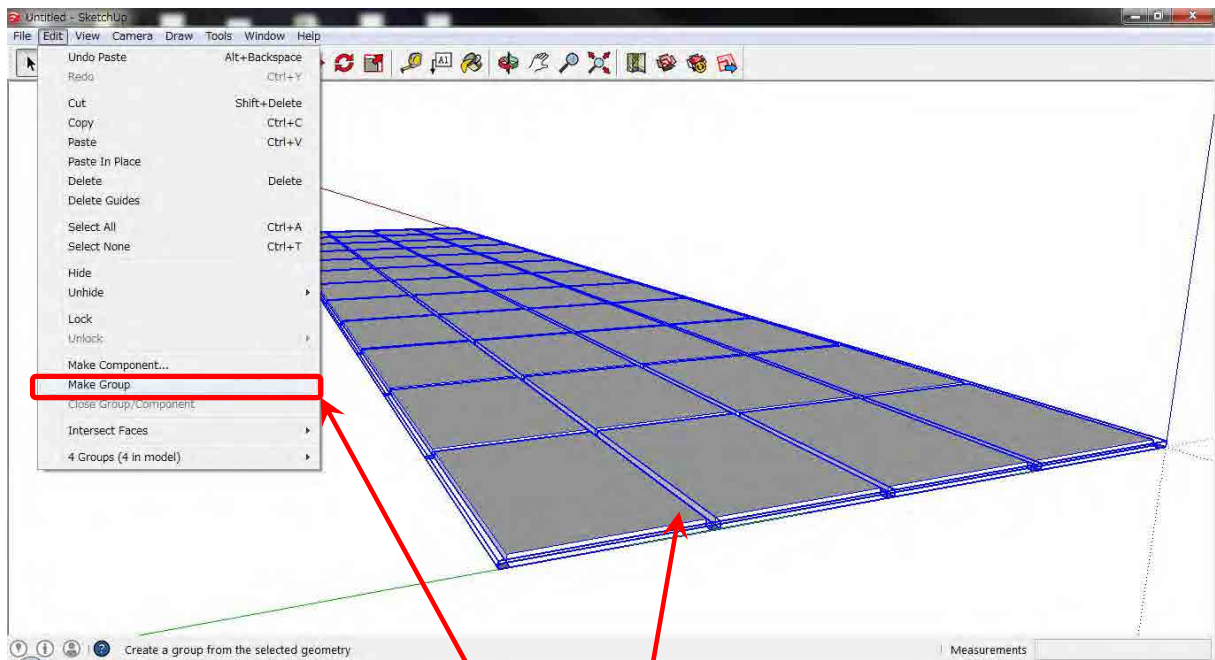
モジュール12列を選択し、[編集]-[グループを作成]を選択し、グループ化します。



各列も、[コピー]→[貼り付け]を繰り返します。

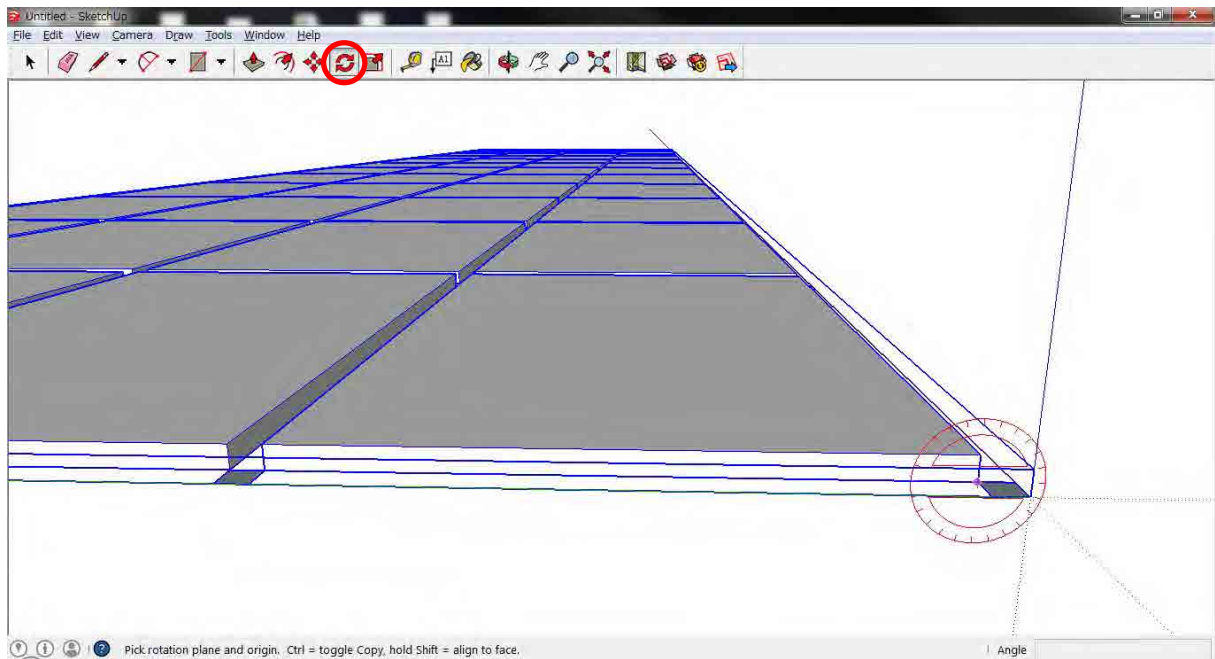


12列4段になった時点で、再度グループ化します。

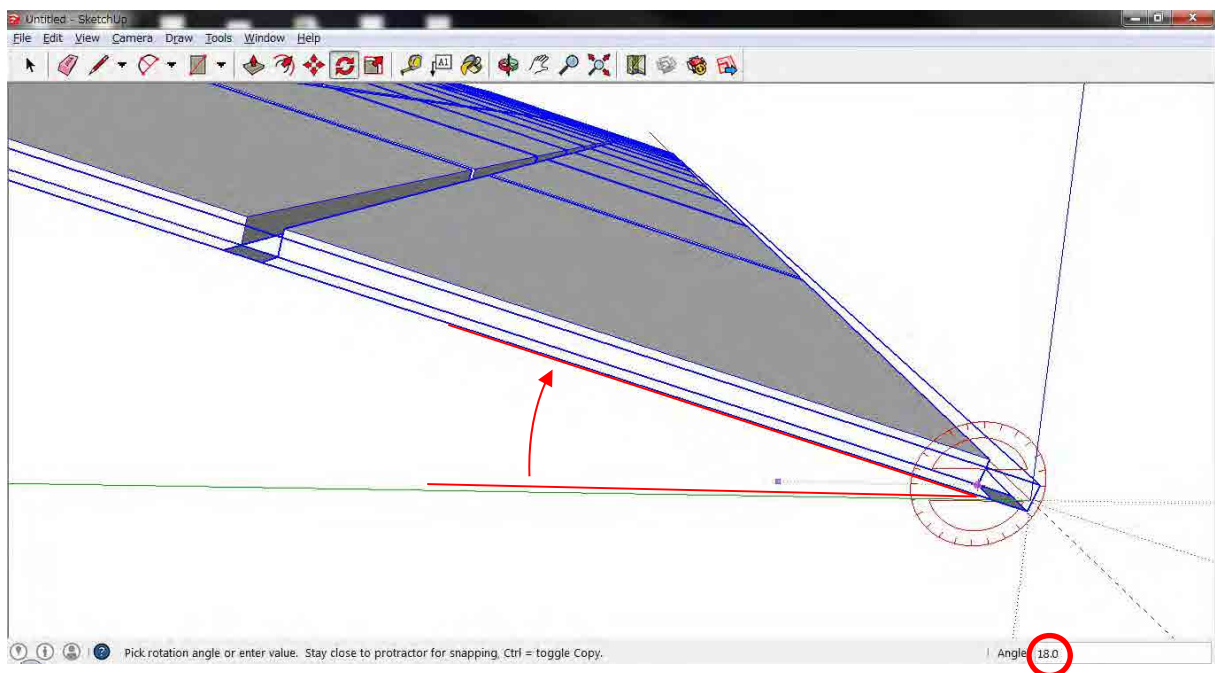


12列4段の範囲を選択
[編集]-[グループを作成]を選択

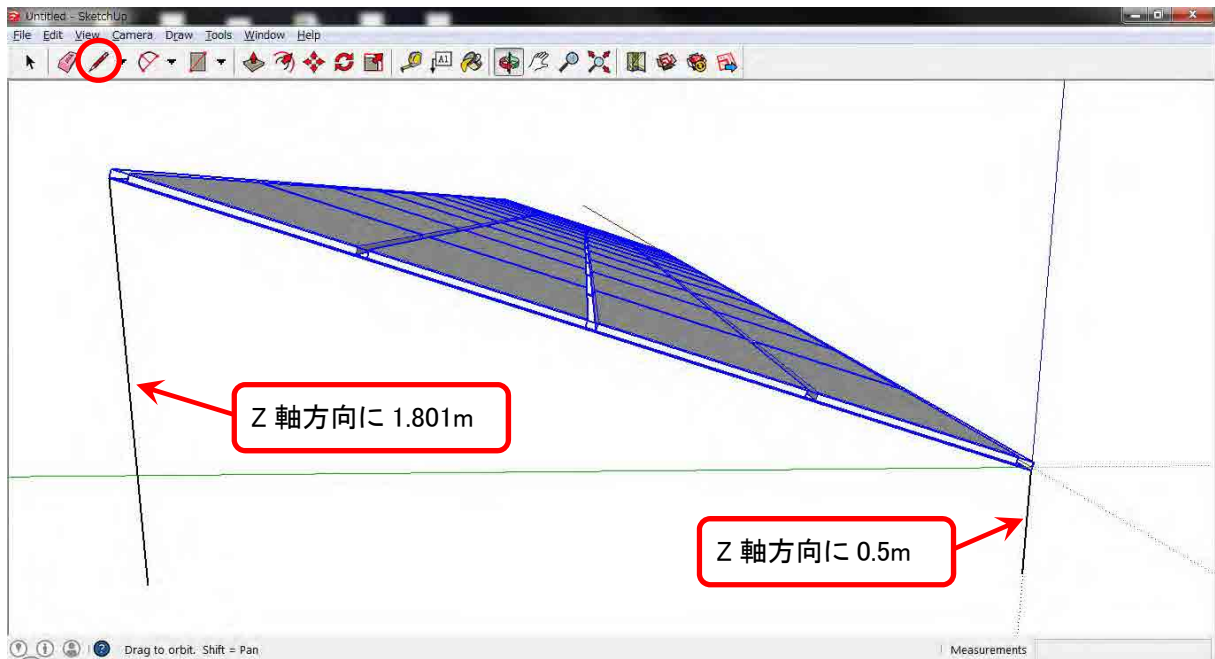
[回転]ツールを選択し、原点に近いPVモジュールの端点にマウスカーソルを合わせます。分度器マークがY-X面に表示されることを確認して下さい。



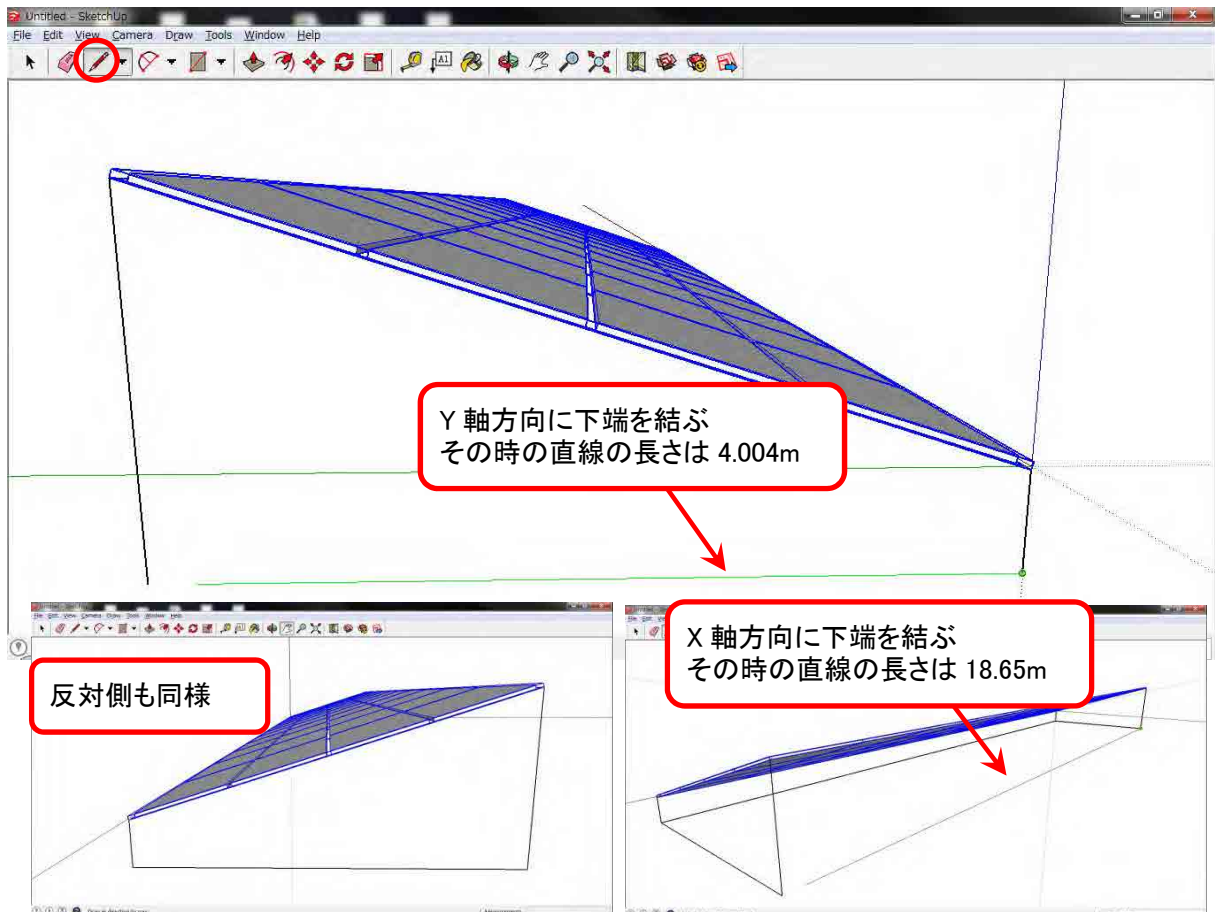
水平位置（端点からY軸方向）で、一度クリックして、マウスを回転方向に動かします。数値入力で、[18] を入力し、アレイが18度になるよう、設定します。



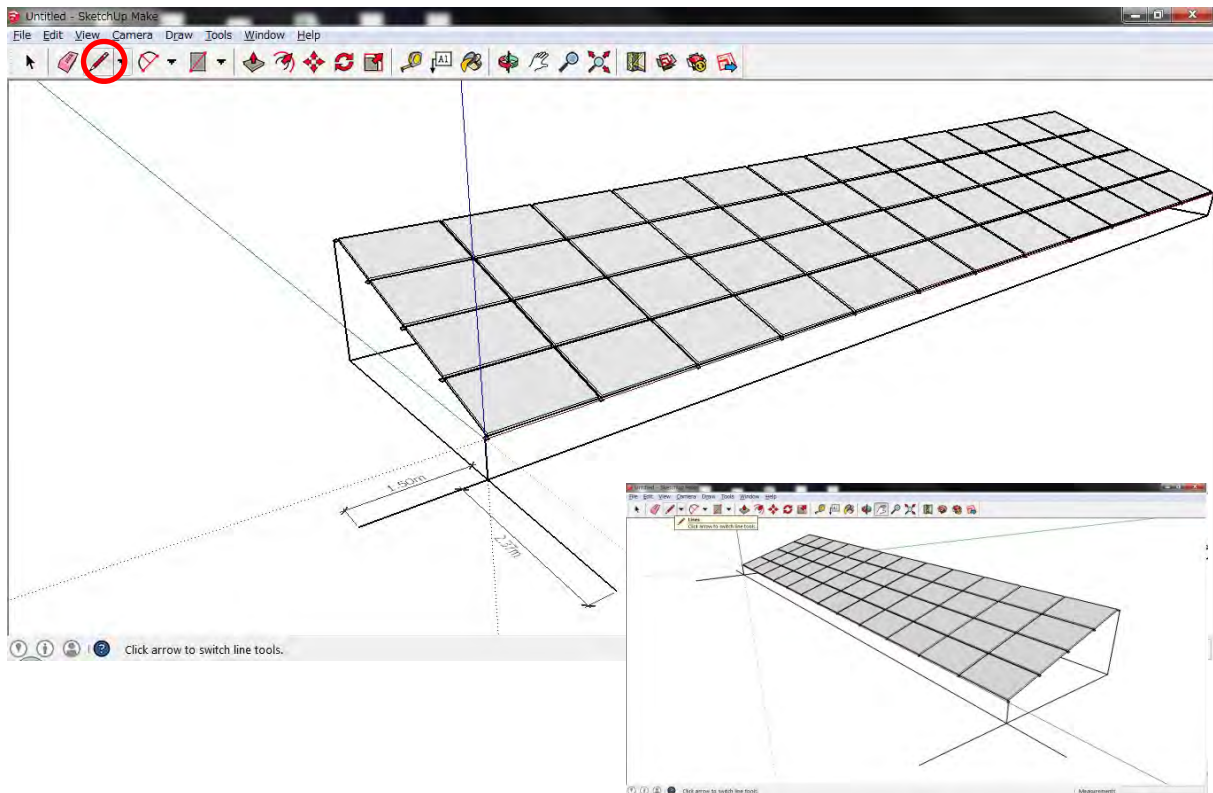
0.05m×0.05mのモジュール間隔のガイドの端点にマウスカーソルを合わせます。
 アレイ前方側は0.5mの直線をZ軸方向に描き、アレイ後方側は1.801mの直線をZ軸方向に描く。



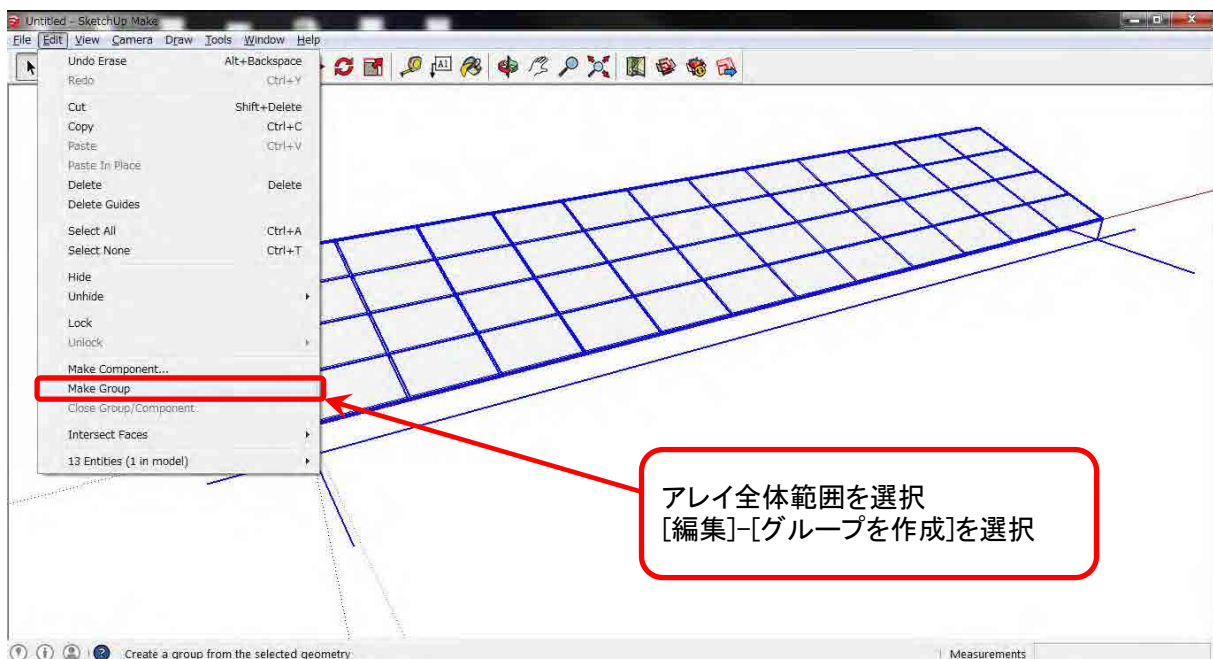
アレイの前方及び後方に描いた直線の下端をY軸方向で結びます。
 これがアレイの下端部であり、地面と接する部分になります。
 アレイ反対側も同様に描き、アレイ下端部を全周囲ともに結びます。



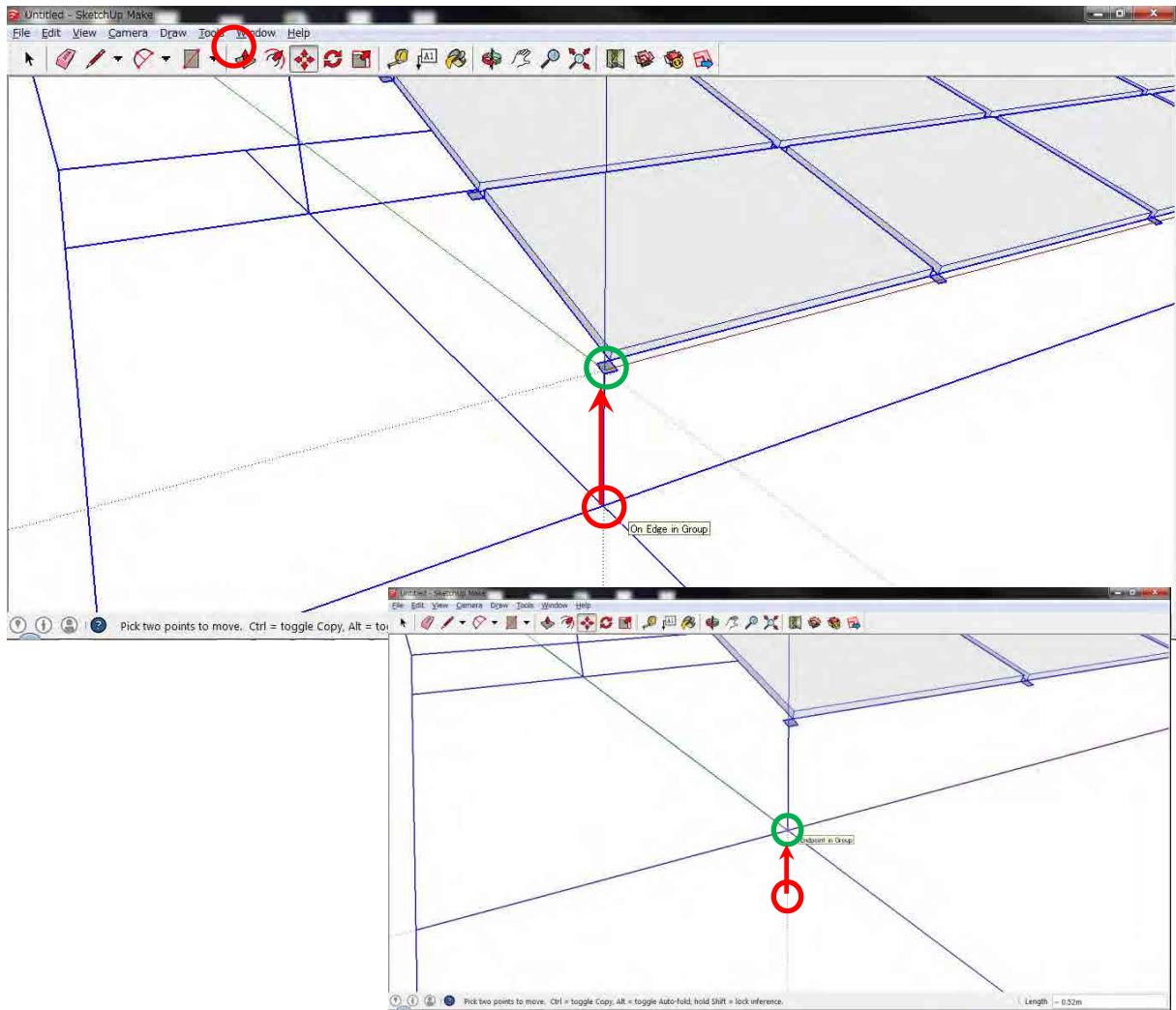
アレイ下端部から X 軸方向に 1.5m (アレイ東西方向の離隔) の直線を描きます。
アレイ下端部から Y 軸方向に 2.375m (アレイ南北方向の離隔) の直線を描きます。



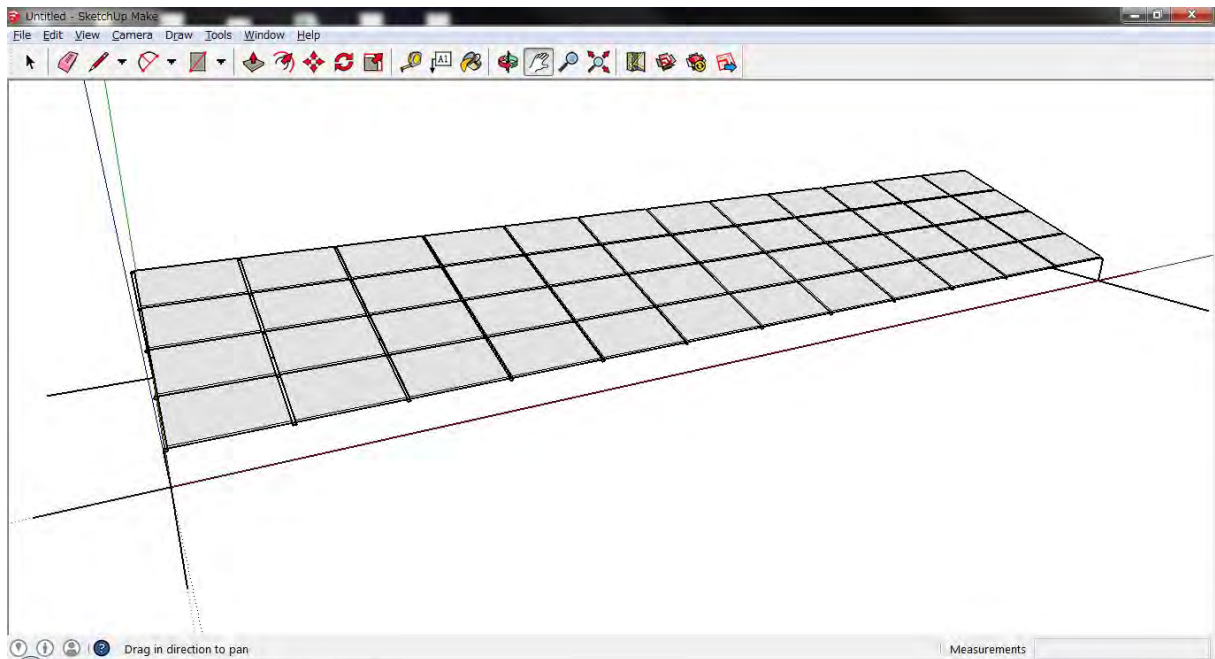
アレイ間隔のガイド直線も含め、すべてを範囲選択してグループ化します。



原点に近いアレイ下端部にマウスカースルを合わせて、クリックし、原点位置に合わせます。



これで、P Vアレイが完成しました。

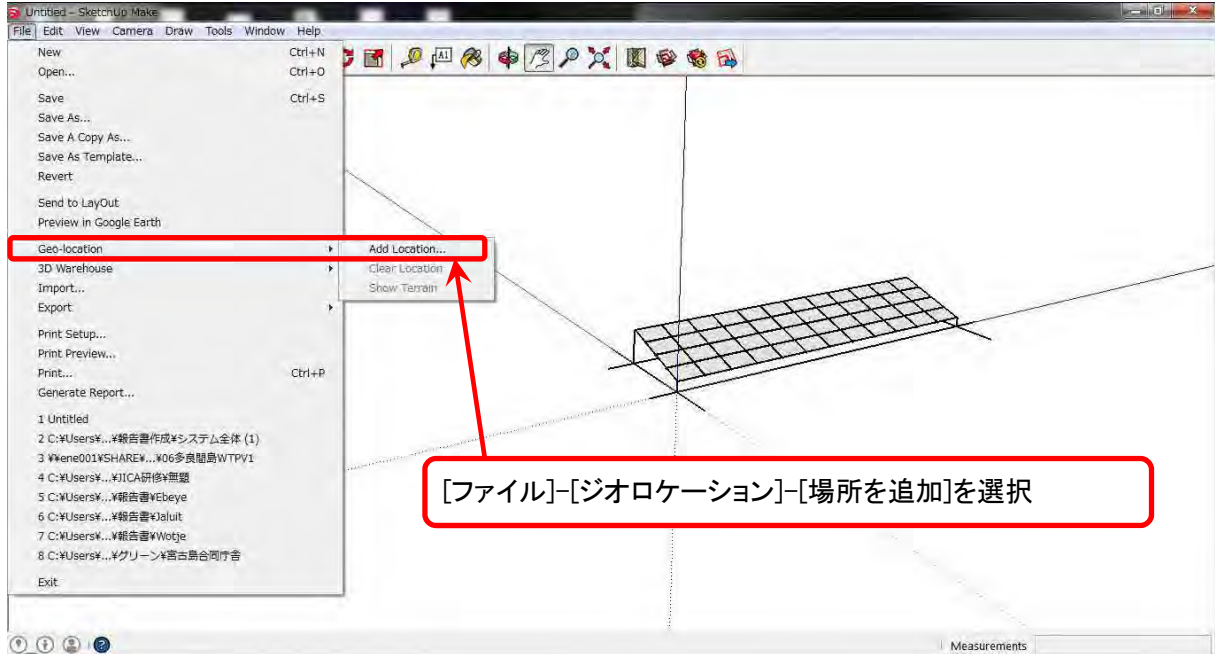


3. PV アレイの配置計画

作成した PV アレイを計画した用地に配置します。

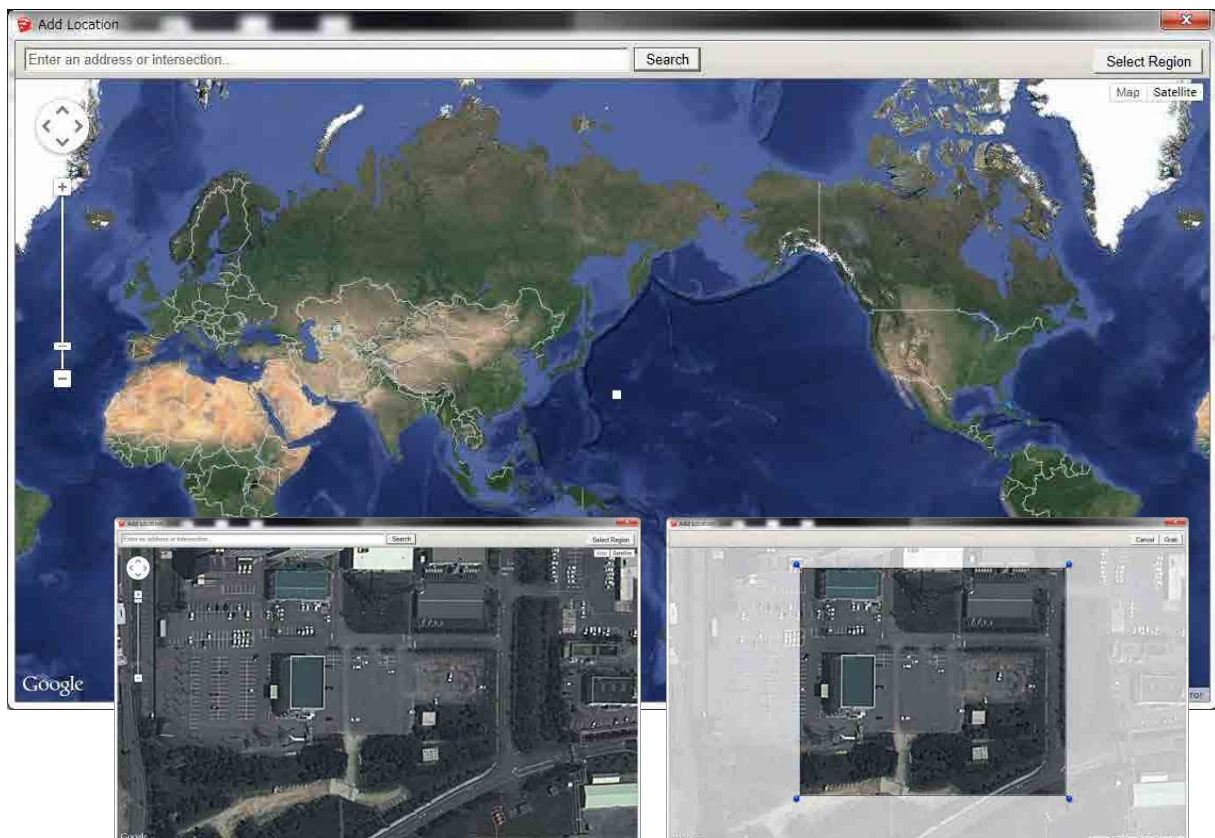
ここでは、サンプル地点として沖縄エネテックの社屋前面の駐車場に配置することとします。

[ファイル]-[ジオロケーション]-[場所を追加]を選択します。

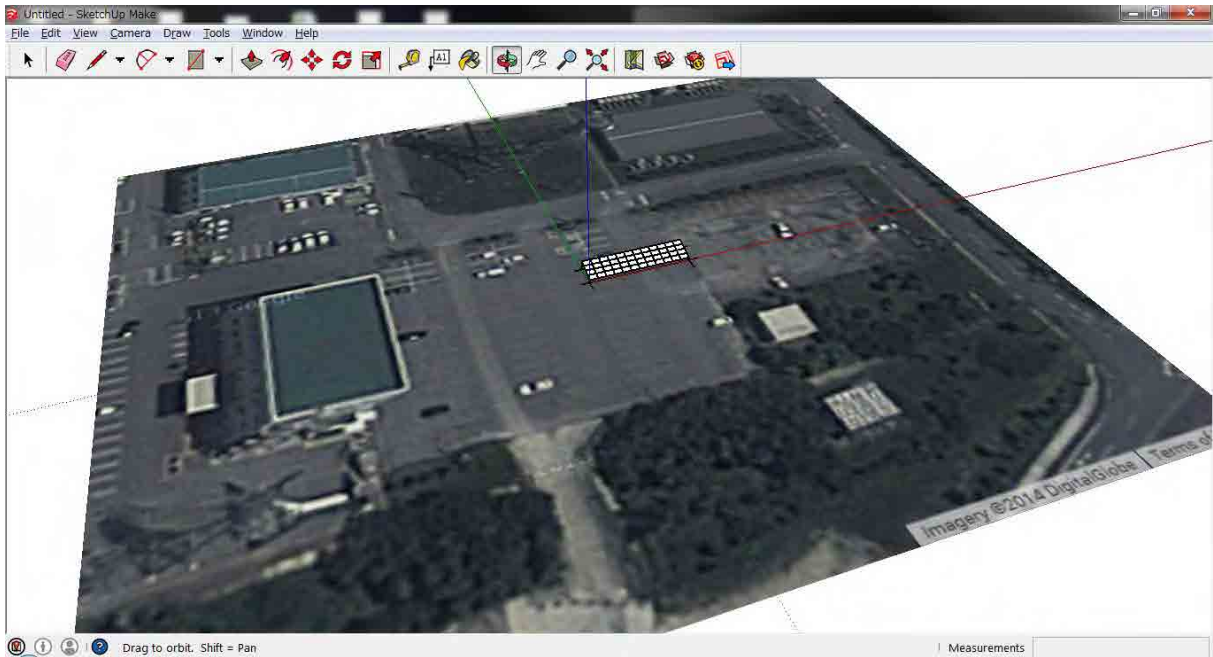


ポップアップウィンドウで地図が表示されるため、計画用地を探索します。

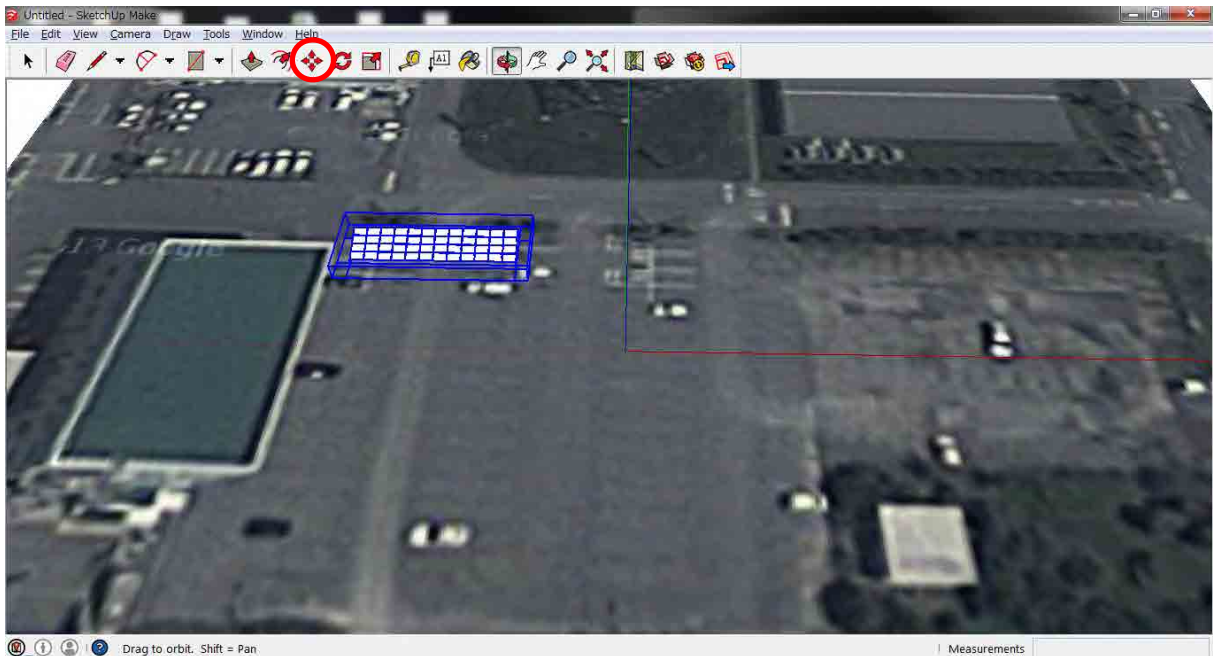
[範囲を選択] ボタンで、範囲選択画面に切り替わり、「取得」で用地位置を取得します。



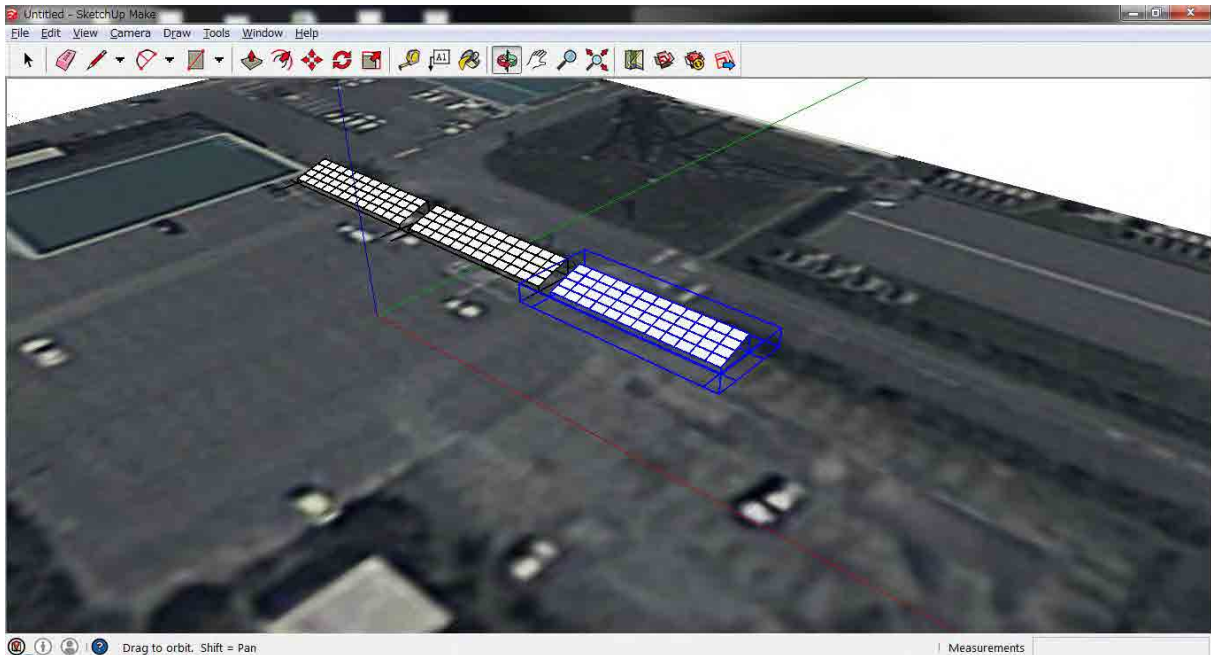
取得すると、3D画面に下図のように取得範囲が表示されます。
この取得には緯度や経度も含まれます。



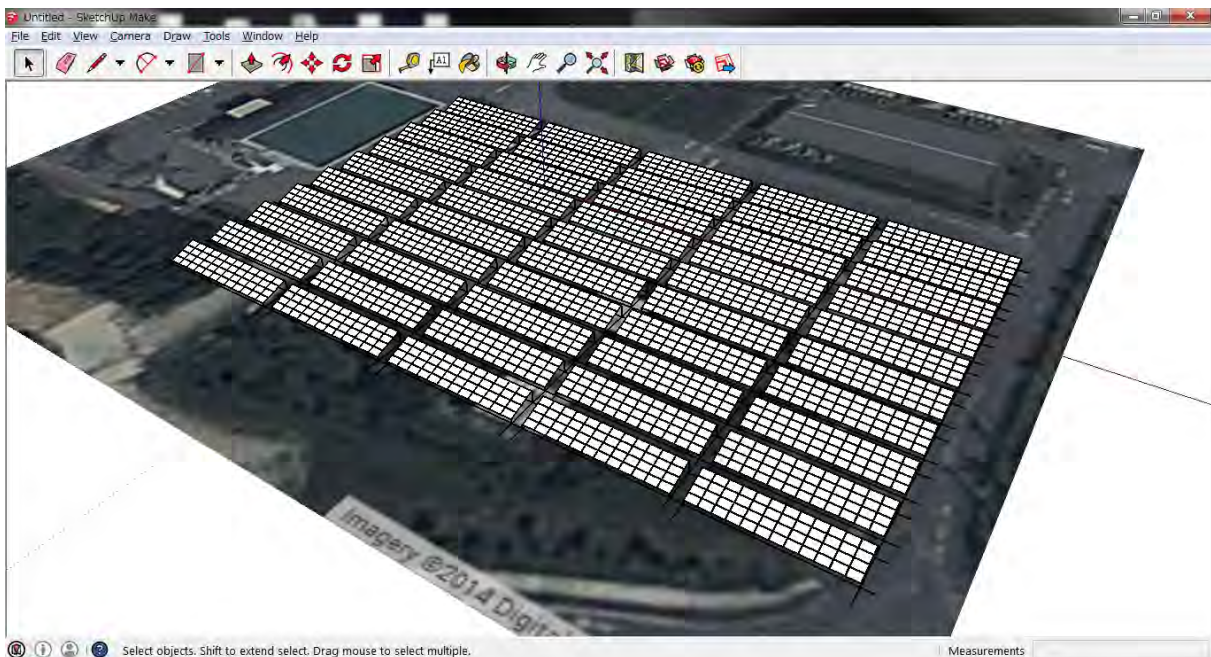
1台のアレイを所定の位置に配置します。
Y軸方向は南北方向、X軸方向は東西方向と一致しています。
南半球の地域である場合には、この時点で[回転]ツールを使用して、アレイを180度回転させておきます。



X 軸方向に 1.5m（アレイ東西方向）の離隔、Y 軸方向に 2.375m（アレイ南北方向）の離隔をとりながら、[コピー]→[貼り付け]で、アレイを配置していきます。



計画用地に対して、計画した下図のアレイを配置します。
これで配置計画は完成です。

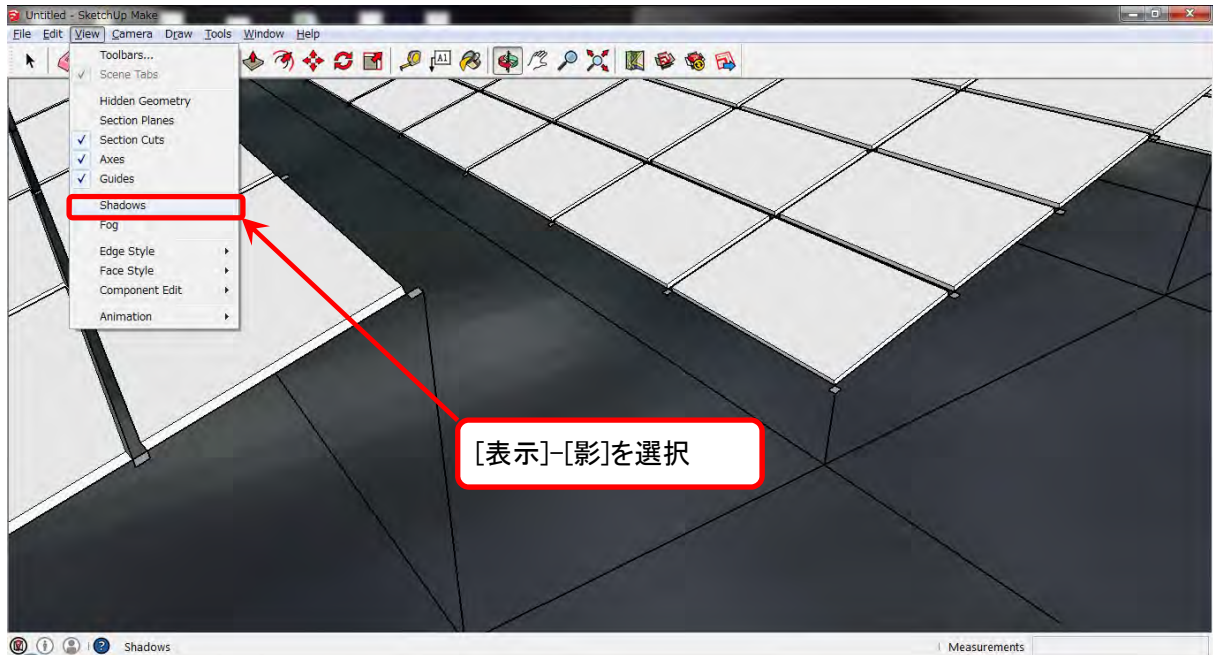


※スペースが不足している場合は、傾斜角を小さくすると、南北方向の離隔が減少し、スペースを確保できます。
東西方向の離隔 1,5m もメンテナンス性も考慮しつつ、省略することもできます。

4. 日射障害の確認

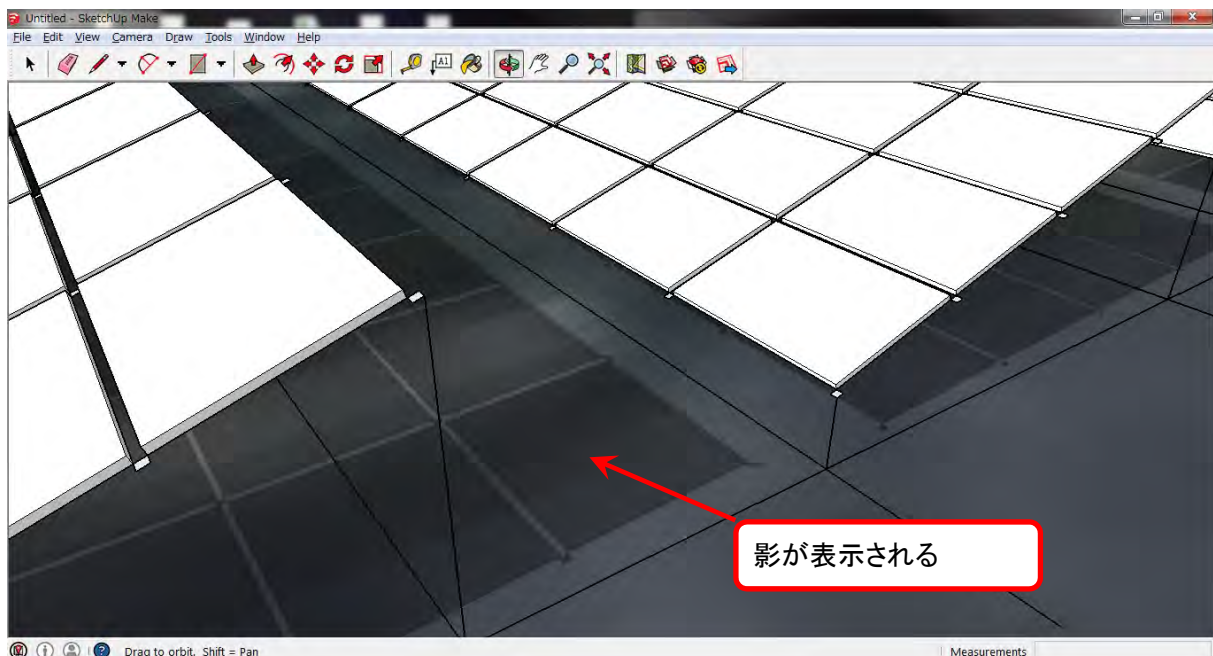
[影]ツールで、アレイ同士の日射障害を確認することもできます。

[表示]-[影]を選択します。

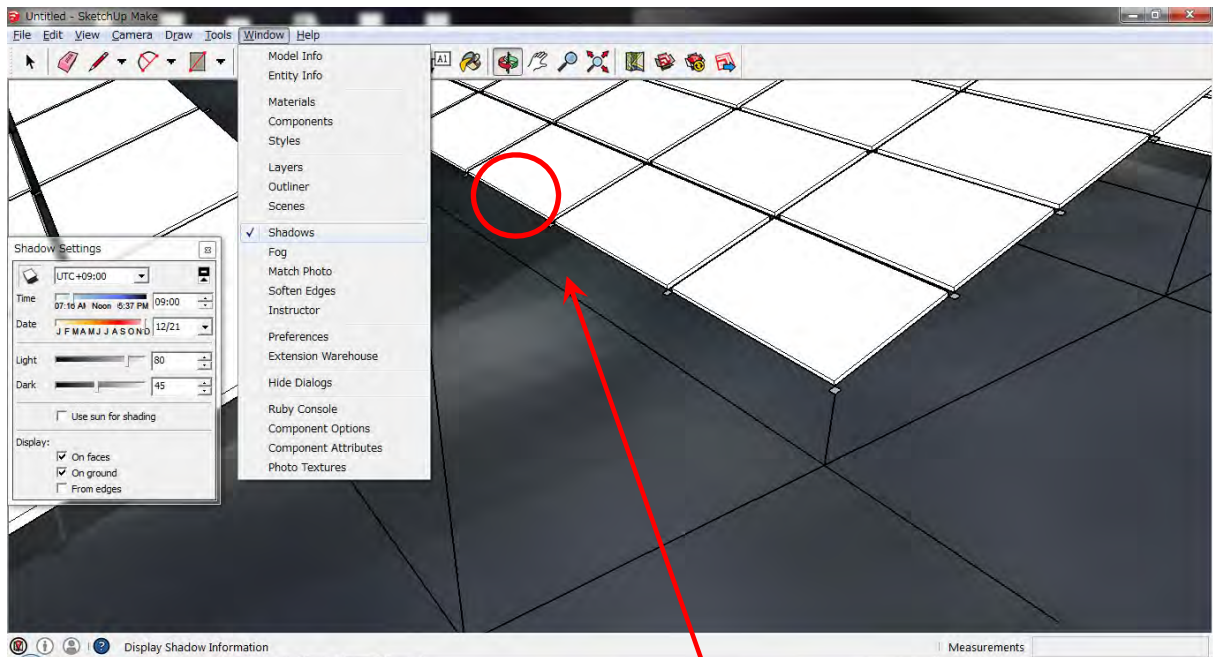


下図のようにアレイの影が表示されます。

この影はジオロケーションで設定した緯度・経度と設定日時に依存します。



[ウィンドウ]-[影]を選択し、影の設定ウィンドウを表示し、設定日時を変更します。
日付は冬至（沖縄の場合は 2012. 12. 21）で、時刻は AM09:00 に設定変更します。



前方アレイの影が、後方アレイの PV モジュール表面に影響しないことを確認します。



※これで、PVアレイ配置計画は完了です。