

蓄電池併設型太陽光発電用パワーコンディショナを活用した
エネルギーマネジメントシステムに関する研究

2019年11月

遠藤 浩輝

目次

記号表.....	iv
第1章 緒論.....	1
1.1 本研究の背景.....	1
1.2 系統連系規程の内容.....	2
1.3 系統連系インバータの役割と課題.....	4
1.4 本研究の概要.....	6
第2章 蓄電池併設型太陽光発電用パワーコンディショナ.....	8
2.1 序言.....	8
2.2 パワーコンディショナの概要.....	9
2.2.1 太陽光発電用パワーコンディショナ.....	9
2.2.2 蓄電池併設型太陽光発電用パワーコンディショナ.....	14
2.3 蓄電池システムの動作モード.....	16
2.3.1 停電対応運転モード.....	16
2.3.2 夜間電力利用運転モード.....	17
2.3.3 太陽電池電力充電運転モード.....	17
2.3.4 動作モードによる電力の流れ.....	18
2.4 系統連系要件.....	22
2.4.1 力率一定制御.....	22
2.4.2 単独運転検出.....	26
2.4.3 事故時運転継続.....	33
2.4.4 遠隔出力制御.....	38
2.5 結言.....	43
第3章 エネルギーマネジメントシステム.....	44
3.1 序言.....	44
3.2 エネルギーマネジメントシステム.....	46
3.2.1 HEMS.....	46
3.2.2 BEMS.....	48
3.2.3 FEMS.....	49
3.2.4 CEMS.....	50

3.3	デマンドリスポンス	51
3.3.1	上げ下げ DR.....	51
3.3.2	需給バランス調整	52
3.4	結言	53
第4章	受電電力一定制御	54
4.1	序言	54
4.2	システム構成	54
4.3	動作概要	58
4.3.1	昼間の運転モード	58
4.3.2	夜間の運転モード	60
4.3.3	系統停電時の運転モード	61
4.4	運転特性	61
4.4.1	受電電力一定制御特性	61
4.4.2	電力制御特性	63
4.5	経済性評価と運用方法	63
4.6	結言	65
第5章	受電点の潮流に応じた力率制御	66
5.1	序言	66
5.2	システム構成と課題	66
5.3	提案制御手法	67
5.4	動作検証と実機試験	71
5.5	フィールド試験結果	77
5.6	結言	86
第6章	受電電力可変制御を用いた DR 対応と EMS への適用	87
6.1	序言	87
6.2	システム構成と課題	87
6.3	提案制御手法	88
6.4	シミュレーション	91
6.5	実機検証	97
6.6	応用事例	99

6.7 制御目標値の算出手法	102
6.7.1 制御目標値算出手順	102
6.7.2 数値例	105
6.8 結言	111
第7章 結論	112
7.1 本研究の総括	112
7.2 今後の研究課題	114
付録	115
参考文献	123
謝辞	I
研究業績一覧	II

記号表

第 2 章

P_a, P_b, P_c, P_d, P_e	:	太陽電池電力 [W]
V_a, V_b, V_c, V_d, V_e	:	太陽電池電圧 [V]
SIN, \sin	:	正弦
COS, \cos	:	余弦
TAN, \tan	:	正接
CMP	:	比較器
Z^{-1}	:	Z変換
I_GAIN	:	積分ゲイン
P_GAIN	:	比例ゲイン
Δf	:	周波数偏差 [Hz]
P.U.	:	基準値に対する比

第 5 章

$\cos\phi$:	力率
$\sin\theta$:	出力電流に対する有効成分
$\cos\theta$:	出力電流に対する無効成分
θ	:	位相 [deg]
V_{dc}	:	直流電圧 [V]
V_{dc}^*	:	直流電圧目標値 [V]
I_{plim}	:	有効電流制限値 [A]
I_{qlim}	:	無効電流制限値 [A]
I_{pinv}^*	:	有効電流目標値 [A]
I_{qinv}^*	:	無効電流目標値 [A]
V_{inv}	:	インバータ電圧 [V]
I_{inv}	:	インバータ電流 [A]
I_{inv}^*	:	インバータ電流の目標値 [A]
P_{inv}	:	インバータ有効電力 [W]
Q_{inv}	:	インバータ無効電力 [Var]
V_{grid}	:	系統受電電圧 [V]
I_{grid}	:	系統受電電流 [A]
P_{grid}	:	系統受電電力 [W]
PF_{inv}^*	:	力率目標値

第 6 章

P_{inv}	:	インバータ電力 [W]
$P_{inv\ Limit}$:	インバータ電力目標値 [W]
P_{bat}	:	蓄電池電力 [W]
$P_{bat\ Limit}$:	蓄電池電力目標値 [W]
t	:	時間断面 [h]
T	:	全時間断面 t の集合 (予測対象期間) [h]
$T_{MAX}(P_{RCVref\ t}, P_{PV\ t}, P_{LOAD\ t})$:	時間断面 t における上げ DR 未達期間 [h]
$T_{MIN}(P_{RCVref\ t}, P_{PV\ t}, P_{LOAD\ t})$:	時間断面 t における下げ DR 未達期間 [h]
$P_{RCV}(P_{RCVref\ t}, P_{PV\ t}, P_{LOAD\ t})$:	時間断面 t における受電電力予測値 [kW]
P_{PEAK}	:	予測対象期間 T の受電電力ピーク値 [kW]
$k_1 \sim k_4$:	重み係数
$P_{RCVref\ t}$:	時間断面 t における受電電力目標値 [kW]
$P_{PV\ t}$:	時間断面 t における太陽電池電力予測値 [kW]
$P_{LOAD\ t}$:	時間断面 t における需要予測値 [kW]
P_{PCSCAP}	:	パワーコンディショナ定格容量 [kW]
η	:	変換効率 [%]
P_{BATCAP}	:	蓄電池定格充放電電力 [kW]
$P_{BATtmp\ t}$:	時間断面 t における暫定蓄電池電力予測値 [kW]
$Wh_{BAT\ t-1}$:	前回時間断面 $t-1$ における蓄電池充電量 [kWh]
$Wh_{BATtmp\ t}$:	時間断面 t における暫定蓄電池充電量予測値 [kWh]
SOC_{INI}	:	予測対象期間 T における蓄電池充電状態初期値 [%]
$BATCAP$:	蓄電池定格容量 [kWh]
$hour$:	時間断面 t の刻み幅 [h]
$SOC_{tmp\ t}$:	時間断面 t における暫定蓄電池充電状態予測値 [%]
SOC_{MAX}	:	蓄電池充電状態上限値 [%]
SOC_{MIN}	:	蓄電池充電状態下限値 [%]
$P_{BAT\ t}$:	時間断面 t における蓄電池電力予測値 [kW]
$Wh_{BAT\ t}$:	時間断面 t における蓄電池充電量予測値 [kWh]
SOC_t	:	時間断面 t における蓄電池充電状態予測値 [%]
P_{PEAK_old}	:	予測対象期間 T における前回時間断面 $t-1$ までのピーク電力 [kW]
$P_{PEAK\ INI}$:	予測対象期間 T におけるピーク電力初期値 [kW]

第1章 緒論

1.1 本研究の背景

太陽光発電システムは2012年のFIT制度（Feed-in Tariff：固定価格買取制度）により普及が爆発的に拡大し、2018年で設備容量が約4450万kWに達している。経済産業省の「長期エネルギー需給見通し」では、2030年の導入量として6400万kWを目標としており、我が国では2030年までに温室効果ガスを2013年比で26%削減することを目標としている⁽¹⁾。太陽光発電システムの大量導入に伴い、太陽光で発電したエネルギーが電力系統に逆流することで系統の電圧が上昇する問題が顕在化し、系統に連系するパワーコンディショナ（Power Conditioning System, 以下PCS）には力率一定制御を具備することが義務付けられた⁽²⁾。出力容量が皮相電力で決まるPCSでは力率制御により無効電力を注入することで有効電力が減少するため、負荷への電力利用率が低下してしまう問題がある。また、当時（2017年）の系統連系保護装置の認証制度では逆流の有無に関わらずPCSが逆変換していれば力率制御をおこなう必要があったため、負荷への電力利用率が低下してしまう問題もある⁽³⁾。さらに、複数のPCSが一斉に無効電力を注入することで系統電圧が低下し、電圧適正範囲を逸脱する事象も報告されている⁽⁴⁾⁽⁵⁾。以上より、電力系統の電圧上昇を抑制し電圧適正範囲を確保しながら、電力の利用率を向上するPCSへの対応が急務となっている。

2018年7月には経済産業省の「第5次エネルギー基本計画」が閣議決定され、長期的に安定した持続的かつ自立的なエネルギー供給により、経済社会のさらなる発展と国民生活の向上、世界の持続的な発展への貢献を目指すという指針が示された⁽⁶⁾。2030年に向けた基本的な方針として、エネルギー供給の効率化を促進するDR（Demand Response）により、電力需要量を増減する「上げ下げDR」に対応することで需給バランスを確保するとともに、蓄電池などとの組み合わせにより長期安定的な電源システムの構築が必要不可欠となっている。近年では、エネルギーマネジメントシステム（Energy Management System, 以下EMS）による再生可能エネルギーの自家消費システムや、分散型電源を統合的に制御することで一つの発電所のように利用するバーチャルパワープラント（Virtual Power Plant, 以下VPP）といった、次世代の電力マネジメント技術が注目を集めている⁽⁷⁾⁽⁸⁾。蓄電池には、これまで定置用の鉛蓄電池などを使用するのが一般的であったが、電気自動車（Electric Vehicle, 以下EV）の普及により、EV搭載蓄電池の活用が検討されている。蓄電池にEVなどの「動く電池」を使用することで、災害時のバックアップにもより柔軟に対応できるため、EMSへの適用範囲の拡大が期待されている。これらを実現するには系統に連系する技術が必要となり、次項に示す系統連系規程に沿った電源装置の開発が不可欠となる。

1.2 系統連系規程の内容

系統連系規程は、経済産業省の「系統連系技術要件ガイドライン」（昭和 61 年 8 月公表）をベースに作成された分散電源を系統に連系するための総合的な指針であり、分散型電源系統連系特別調査委員会が検討を進め、平成 4 年 3 月に「分散型電源系統連系技術指針（JEAG9701）」として制定された⁽²⁾。商用電力系統には、太陽光、風力発電やコージェネレーション等の様々な分散型電源が連系される。平成 7 年 10 月におこなわれた電気事業法改正以降の電力自由化の進展によって、一般電気事業者および卸電気事業者以外の大規模発電設備が、既存の系統に連系される事例も出てきている。これらの発電設備が無秩序に系統に連系されると、系統を介して設置者以外の者へ与える影響が大きくなるとともに、系統における電力品質の維持、保守運用面での対応など、系統運用が困難になることが懸念される。そのため、発電設備を系統へ連系する際には、一般送配電事業者と発電設備等設置者との間でその条件について十分に協議をおこなう必要がある。この協議が円滑におこなわれるためには、系統連系に係る情報の透明性および公平性が確保されていることが必須となる。

このような理由から、発電設備を系統に連系することを可能とするために必要な技術要件を明確にし、秩序のある導入と人身および設備の安全確保並びに供給信頼度の維持に資することを目的として、電気技術基準調査委員会（当時）からの報告に基づき、「系統連系技術要件ガイドライン」が制定され、平成 16 年 10 月に保安に関する技術要件が「電気設備の技術基準の解釈」として、電力品質に関する要件が「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」として通知された。系統連系規程（JEAC9701-2006）は、分散型電源の導入促進に資するために「系統連系技術要件ガイドライン」が「電気設備の技術基準の解釈」と「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」として整理されたことに伴い、それまでの「分散型電源系統連系技術指針（JEAG9701）」を改定し、平成 18 年 6 月に一般社団法人日本電気協会より発刊されたものである。

本規程は、ディーゼルエンジン、ガスエンジン、ガスタービン等の交流発電設備や、太陽光発電、燃料電池等の直流発電設備であって逆変換装置を用いた発電設備、風力発電や二次電池等の逆変換装置を用いて系統に連系する発電設備に適用され、表 1.1 に示す連系の区分に応じて必要な設備対策等が記述されている⁽²⁾。現時点での最新版は、第 100 回日本電気技術規格委員会（平成 31 年 3 月 5 日 開催）にて承認された「系統連系規程 JEAC9701-2019」であり、平成 28 年 3 月の全面改訂時に検討課題として残された事項について見直すとともに、力率一定制御や新型能動的方式など追補版として公表している内容を反映したものとなっている。本規程は、技術開発の動向や各方面からの改定要望などに基づいて審議・改訂が継続して進められる。

[参考]

電気技術規程・電気技術指針は、次の略称を使用している。

- ・電気技術規程：JEAC（Japan Electric Association Code）
- ・電気技術指針：JEAG（Japan Electric Association Guide）

Table 1.1 Linkage classification

表 1.1 連系区分⁽²⁾

連系の区分	発電設備等の種類	一設置当たりの電力容量	逆潮流無
低圧配電線	逆変換装置を用いた 発電設備等	原則として 50kW 未満	有り・無し
	交流発電設備		無し
高圧配電線	逆変換装置を用いた 発電設備等, または 交流発電設備	原則として 2,000kW 未満	有り・無し
スポットネット ワーク配電線	逆変換装置を用いた 発電設備等, または 交流発電設備	原則として 10,000kW 未満	無し
特別高圧電線路	逆変換装置を用いた 発電設備等, または 交流発電設備	原則として 2,000kW 以上	有り・無し

1.3 系統連系インバータの役割と課題

系統連系の定義は、「発電設備等が系統へ並列する時点から解列する時点までの状態」であるため、系統への逆潮流の有無に関わらず（発電設備から系統へエネルギーを放出しているかどうかに関わらず）、系統に接続した時点で系統に連系したことになる。インバータの定義は、「電力用半導体素子のスイッチング作用を利用して直流電力を交流電力に変換する装置」であり、「逆変換装置」とも呼ばれる。従って、系統連系インバータの役割は、「系統に接続した逆変換装置によって太陽光や風力などのエネルギー源から電力を取り出し系統に供給する」もしくは、「蓄電池などによって電力系統のエネルギーを出し入れする」ことになる。

発電設備等を系統に連系するために必要となる技術要件は、下記の通りである。

- ①供給信頼度（停電など）および電力品質（電圧、周波数、力率など）の面で、当該発電設備等の設置者以外の者に悪影響を及ぼさないこと。
- ②公衆および作業者の安全確保、並びに電力供給設備または当該発電設備等設置者以外の者の設備に悪影響を及ぼさないこと。

系統連系インバータには電力品質の確保が求められるため、同一系統に接続されている需要家に悪影響を及ぼさないように、電圧や周波数が規定値以上に変動した場合は自動的に電路を遮断する装置を設ける必要がある。従って、系統連系インバータは系統過電圧（OV）、系統不足電圧（UV）、系統過周波数（OF）、系統不足周波数（UF）の四つの保護要素（四要素と呼ぶ）を兼ね備えておかなければならない。

不特定多数の需要家に電力を供給する配電系統における電圧の運用・管理は、電力が変電所から需要家側に一方向に流れることを前提として、重・軽負荷時の電圧降下を勘案しつつ、変電所の送り出し電圧調整、注上変圧器の電圧タップ整定および線路途中への自動電圧調整器の設置などをおこない、系統各部の低圧需要家の電圧を適正値に維持している。発電設備を低圧配電線に連系する場合においても、電気事業法により低圧需要家の電圧を標準電圧 100V に対しては「 $101 \pm 6V$ 」、標準電圧 200V に対しては「 $202 \pm 20V$ 」以内に維持する必要がある。

発電設備の系統連系により生じる通常時の電圧変動としては、発電設備の脱落や点検停止などにより生じる電圧降下がある。特に、重負荷時に発電設備が解列した場合には、系統電圧を適正に維持できないおそれがある。さらに逆潮流が有る連系の場合には、電力が発電設備から変電所に流れ従来と逆向きの潮流となるため、電路の配線インピーダンスにより局所的または系統全体に渡って電圧が上昇し、系統電圧の適正維持が困難となるおそれがある。従って、発電設備を系統に連系する場合にも系統電圧を上記の適正

範囲に維持しなければならず、様々な系統連系要件(電圧上昇の抑制や単独運転の防止、事故時運転継続や遠隔出力制御など)への対応が必要になる。

電圧上昇の抑制には「進相無効電力制御機能」と「出力制御機能」の2つが有効である。「進相無効電力制御機能」は、逆変換装置の出力電圧を自動的に調整する機能であり、発電設備から系統に向かって電圧より電流の位相が進んだ無効電力(進相無効電力)を制御することにより、電圧を設定値に調整するもので、「出力制御機能」は、逆変換装置の出力電力を制御することにより配線インピーダンスによる電圧ドロップを抑制する機能である。これらは系統の電圧が上がってからの制御となるが、近年では逆変換装置の無効電力を積極的に制御する「力率一定制御」により、あらかじめ電力会社によって決められた力率を逆変換装置に設定し、無効電力を系統側に注入して有効電力を減少することで、系統電圧が上がらないようにする技術である。この技術については、第2章2.4.1項にて詳細を説明する。

単独運転状態とは、系統連系インバータが電圧型電流制御方式のため、系統が停電した時に発電量と負荷がバランスしていると運転を継続してしまう(単独で運転してしまう)状態を言い、感電や高低圧混触防止の観点から即座に運転を停止させる必要がある。単独運転の防止には、受動的な検出方式と能動的な検出方式があり、受動的な検出方式は単独運転移行時に生じる電圧位相または周波数の変化により単独運転状態を検出する方式で、能動的な検出方式は発電設備の有効電力出力または無効電力出力に平時から変動を与えておき、単独運転移行時に当該変動に起因して生じる周波数の変化により単独運転状態を検出する方式である。これらの技術については、第2章2.4.2項にて詳細を説明する。

事故時運転継続は、FRT(Fault Ride Through)要件と呼ばれ、系統送電事故による広範囲の瞬時電圧低下や瞬時周波数上昇、大規模電源脱落や系統分離による周波数変動により、太陽光や風力などの発電設備が一斉に解列してしまうと、系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与える可能性があるため、発電設備はこれらの事故が発生しても運転を継続するロバスト性を備えておく必要がある。この技術については、第2章2.4.3項にて詳細を説明する。

遠隔出力制御は、2012年のFIT制度以降、太陽光発電システムの大量導入により、系統連系の申込量が電力会社の接続可能量に達したことを受けて、発電設備の出力に制限を設けたものである。電力会社の専用サーバにあるスケジュール情報を、出力制御ユニットよりインターネット等を経由して取得し、発電設備の出力を制御する機能となる。この技術については、第2章2.4.4項にて詳細を説明する。

太陽光発電システムの大量導入に伴う電力系統の電圧上昇に対しては、先行研究においてスマートメータ（通信機能を備えた次世代型電力メータ）の情報を活用して住宅用 PCS の出力力率を制御する手法が報告されている⁽⁶⁾。この研究は、住宅用 PCS の力率一定制御の改良として、逆潮流による電圧上昇を抑制しつつ、自家消費時の無効電力過剰出力による電圧低下抑制を両立する優れた内容であるが、スマートメータ情報を活用するという点で用途が住宅用 PCS に限定され、スマートメータが普及していない産業用 PCS にはそのまま適用できないという課題が残る。

一方、「第 5 次エネルギー基本計画」で掲げられている需給バランスの確保と長期安定的な電源システムの構築という課題に対しては、専用の EMS コントローラを使用することにより需給バランスを確保する事例が紹介されている⁽⁸⁾。EMS コントローラを使用することで太陽光や風力、ガスコージェネなど多数の分散電源を一括で管理でき、広範囲に渡ってエネルギーマネジメントが可能になる。従って、柔軟なシステム設計が実現できるという点で将来さらなる活用が期待されるが、専用の EMS コントローラが必須となるため、追加の設備導入によりシステムコストが高騰するという課題が残る。

本研究では、これらの課題を解決する 2 つの制御手法を提案し、蓄電池併設型太陽光発電用 PCS を活用した DR 対応と EMS への展開について述べる。

1.4 本研究の概要

本研究は、蓄電池併設型太陽光発電用パワーコンディショナを活用したエネルギーマネジメントシステムについて論究したものである。論文の前半では、本研究の背景や系統連系、EMS の概要について述べ、系統連系における課題と蓄電池併設型太陽光発電用 PCS の従来技術について述べる。論文の後半では、系統連系の課題を解決する 2 つの提案制御手法について述べ、EMS への展開や将来展望について述べる。

提案手法の 1 つ目は電力系統の電圧上昇に対し受電点の潮流に応じて PCS の力率を制御する手法である。この手法により、住宅用 PCS や産業用 PCS といった用途に制約を設けることなく、受電点の潮流が逆潮流の時には PCS より無効電力を注入し力率を減少させることで系統の電圧上昇を抑制し、受電点の潮流が順潮流の時には PCS からの無効電力注入を停止し力率を上昇させることで構内負荷への電力の利用率を向上することが可能となる。提案手法に対して、実機を用いて動作検証をおこない、フィールド試験により提案制御手法による効果を定量的に評価する。ただし、この手法には系統からの受電電力を一定にする制御（受電電力一定制御）を用いているため、これだけでは前述の需給バランスの確保や長期安定的な電源システムの構築に寄与することができない。

従って提案手法の 2 つ目として、受電電力の制御目標値を「一定値」から「可変値」とする制御（受電電力可変制御）を提案する。この手法により、専用の EMS コントローラを用いることなく上げ下げの DR に対応することが可能となり、蓄電池を併設するこ

とにより長期安定的な電源システムを構築するとともに、受電電力の制御目標値を最適化することで、経済的なメリットも創出できることをシミュレーションおよび実機により検証する。

本研究で用いる PCS は、一般家庭用（数 kW）から公共産業用（数十 kW～数百 kW）までの容量帯を対象としており、FIT 制度により大量導入された低圧から高圧までの太陽光発電システムへの展開を前提としている。蓄電池電力の系統への逆潮流は、現時点では「再生可能エネルギーで充電した電力に限る」といった、限定的な用途で認められている状況にあるが、並行して業界団体や認証機関により適用範囲の拡大が検討されている。従って、本研究は将来を見据えた提案という位置付けとなる。以降に、各章における内容について記述する。

第 1 章では、本研究の背景および系統連系の内容、研究の概要について述べる。

第 2 章では、PCS の概要と系統連系における課題について述べる。

第 3 章では、EMS の概要と DR や需給バランス調整の必要性について述べる

第 4 章では、蓄電池併設型太陽光発電用 PCS の従来技術である受電電力一定制御（蓄電池から系統への逆潮流を防止する手法）について述べる。

第 5 章では、系統連系の課題を解決する手法（提案手法 1：受電点の潮流に応じて PCS の力率を増減することで電力利用率を向上する技術）について述べる。

第 6 章では、EMS の課題を解決する手法（提案手法 2：受電電力の制御目標値を可変値とすることで上げ下げの DR に対応する技術）について述べる。

第 7 章では、本研究を総括し、今後の課題と将来展望について述べる。

第2章 蓄電池併設型太陽光発電用パワーコンディショナ

2.1 序言

系統に連系するインバータの中で代表的なものとして、「パワーコンディショナ (PCS)」がある。PCS は、直流電力を交流電力に変換する逆変換装置と系統連系用の保護装置が一体となった装置であり、入力には太陽電池や蓄電池、コージェネや燃料電池など、様々な発電設備が接続される。中でも、太陽光発電用 PCS の導入量が多く、2012 年の FIT 制度により普及が爆発的に増加している。Fig. 2.1 に、一般社団法人日本電機工業会が集計した年度毎の PCS 出荷量を示す⁹⁾。2012 年より出荷量が増大し、2015 年には 1 年間で 11GW を超える PCS が出荷されている。2015 年には資源エネルギー庁より遠隔出力制御の省令が公布されているが、以降も年間 5GW を超える PCS が出荷されている。

国内では、2009 年から住宅用太陽光発電の余剰電力買取制度が開始され、余った電気が一定の価格で買い取られるようになったが、2011 年の東日本大震災を受けて 2012 年より固定価格買取制度 (FIT) に移行し、2019 年で制度開始から 10 年が経過することになる。住宅用太陽光発電の買取保証期間は 10 年と定められているため、以降は買い取りが保証されなくなるが、これらが今後どのような扱いとなるかが一部不明瞭であり (いわゆる「2019 年問題」)、近年では太陽電池で発電した電気を有効利用するために、蓄電池を増設するケースが増えている。

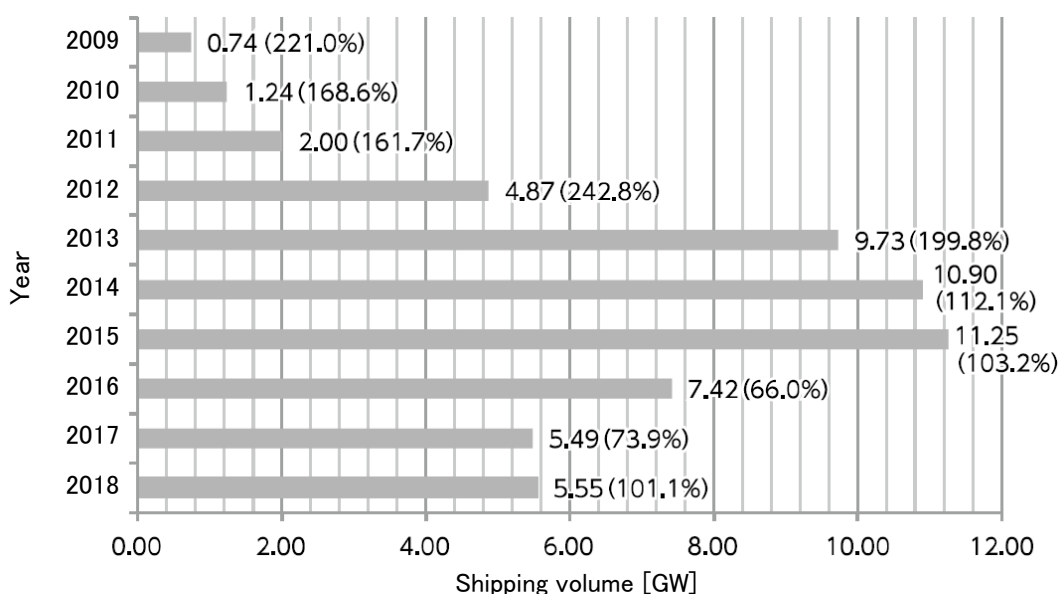


Fig. 2.1 PCS total shipping volume.

図 2.1 PCS 総出荷容量⁹⁾

本章では、将来のエネルギー問題において有効的な活用が期待されている、蓄電池併設型太陽光発電用 PCS について概要を述べるとともに、系統連系における課題と、その対策技術について記述する。

2.2 パワーコンディショナの概要

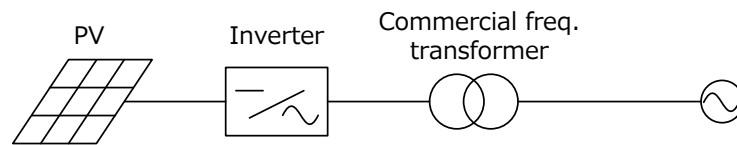
2.2.1 太陽光発電用パワーコンディショナ

太陽光発電用 PCS が系統と連系する方式は、Fig. 2.2 に示す 3 つに大別される。

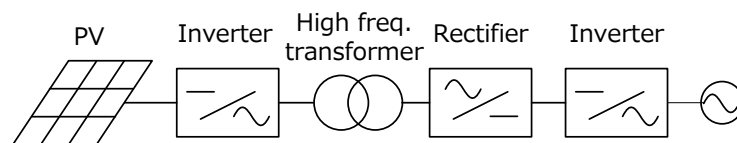
「商用絶縁方式」は、PCS と系統の間に商用周波変圧器を配置して絶縁する方式であるが、変圧器が商用周波となるため寸法が大きく重量も重くなり、高コストとなる。

「高周波絶縁方式」は、PCS 内のインバータと整流器の間に高周波変圧器を配置して絶縁する方式で、変圧器は高周波となるため小型・軽量となるが、高コストとなる。

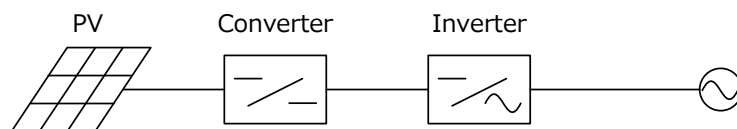
「トランスレス方式」は、変圧器がないため小型・軽量・低コストとなるが、太陽電池と系統が絶縁できない。変圧器の役割は、①絶縁、②変圧、③直流分カットの 3 つが主であるが、太陽電池パネルは系統に対して浮いている状態であるため、単機で見ると①の絶縁は必ずしも必要とはならない。②の変圧に対しては、PCS 内部に昇圧コンバータを内蔵すれば、代用が可能であり、③の直流分に対しても、PCS 内部に直流分を制御・検出する回路を内蔵することで代用可能となる。



1. Commercial frequency isolation method



2. High frequency isolation method



3. Transformerless method

Fig. 2.2 Connection method of Photovoltaic generated PCS.

図 2.2 太陽光発電用 PCS の連系方式

ただし、太陽電池パネルが地絡した場合に、変圧器があれば地絡電流をカットできるが、トランスレスの場合はカットできないため、PCSの直流側に地絡センサーを設けるなどの措置が必要となる。また、太陽電池パネルは対地容量を持つため、PCSが系統に連系する際に上位側の漏電遮断器(ELCB)がトリップしないような設計配慮も必要となるが、一般的に住宅用太陽光発電システムや学校・事業所などに設置される低圧のシステムには、「トランスレス方式」のPCSが多く使用される。

次に、PCSが接続される系統の電気方式について説明する。低圧の三相200Vにはいくつかの結線方式があるが、一般的に上位トランスの2次側の大部分がV相接地の△結線方式となっている。このV相接地に対して三相PCSの絶縁トランスを省略して連系すると、直流側に商用の電圧が重畳することで太陽電池の対地容量により漏洩電流が生じ、ELCBの不要動作を誘発する可能性がある。これらを防ぐために、上位トランスの2次側がV相接地の場合には、Fig. 2.3に示すような直流側に商用電圧が重畳しにくい主回路構成とする必要がある。

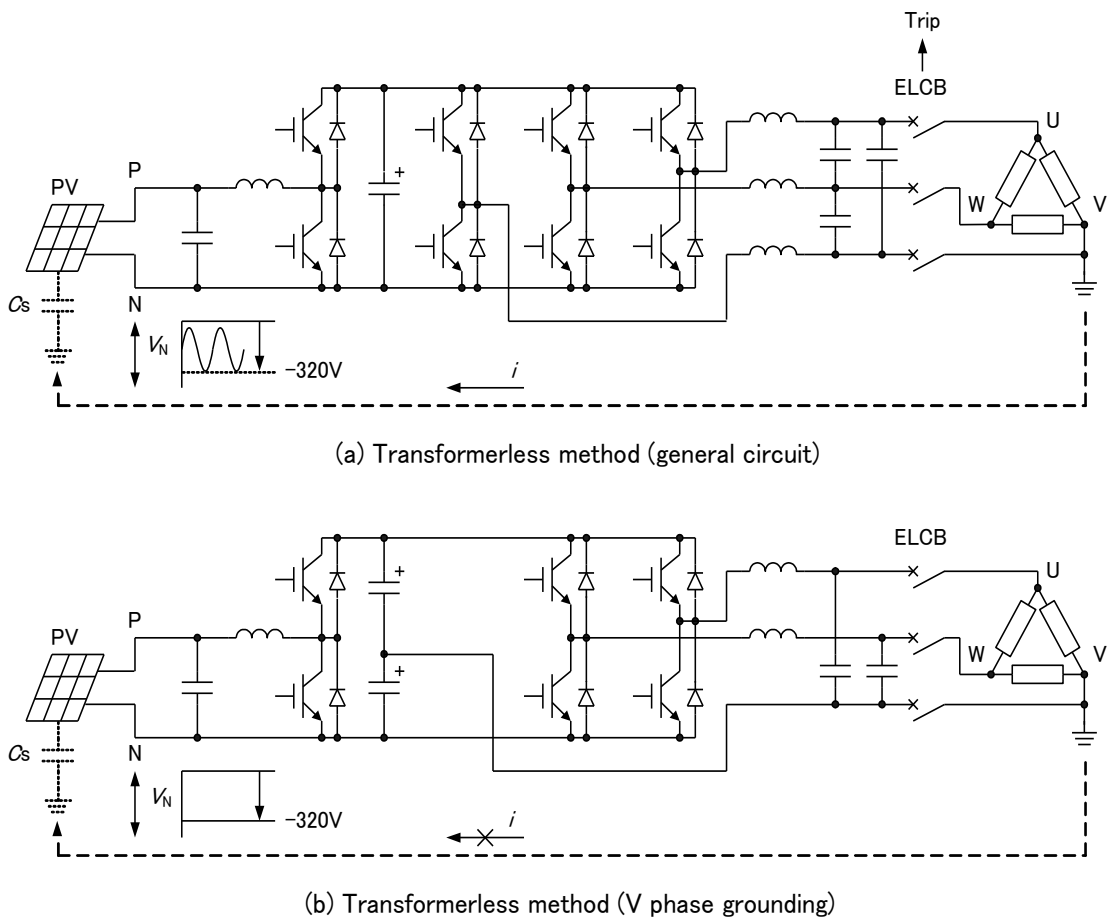


Fig. 2.3 Main circuit configuration of V phase grounding.

図 2.3 電気方式が V 相接地時の主回路構成

Fig. 2.3(b)では、上位トランス 2 次側結線の V 相接地に対応するため、二相ハーフブリッジ方式を採用している。この方式では、2つのアームから 60 度の位相差を持った単相電圧を発生させ、U-V 間および W-V 間のベクトルを制御し、コンデンサで分圧している中点を接地相（V 相）に接続することにより、三相の系統に連系が可能となる（Fig. 2.4）。この方式では、コンデンサ分圧の中点を接地相（V 相）に接続しているため、太陽電池に商用電圧が重畳しにくく、太陽電池の対地容量による漏洩電流で ELCB が不要に動作することを防止できる。

一方、太陽電池の最適動作電圧は温度、日射量等によって変化するため、これらの変化に応じて動作電圧を変化させる MPPT（Maximum Power Point Tracking）制御をおこなう必要がある。一般的には、昇圧チョップとインバータの制御干渉をさけるために、インバータにて昇圧部の電圧を一定に制御し、昇圧チョップの昇圧比を変化させることにより入力電圧を制御している。

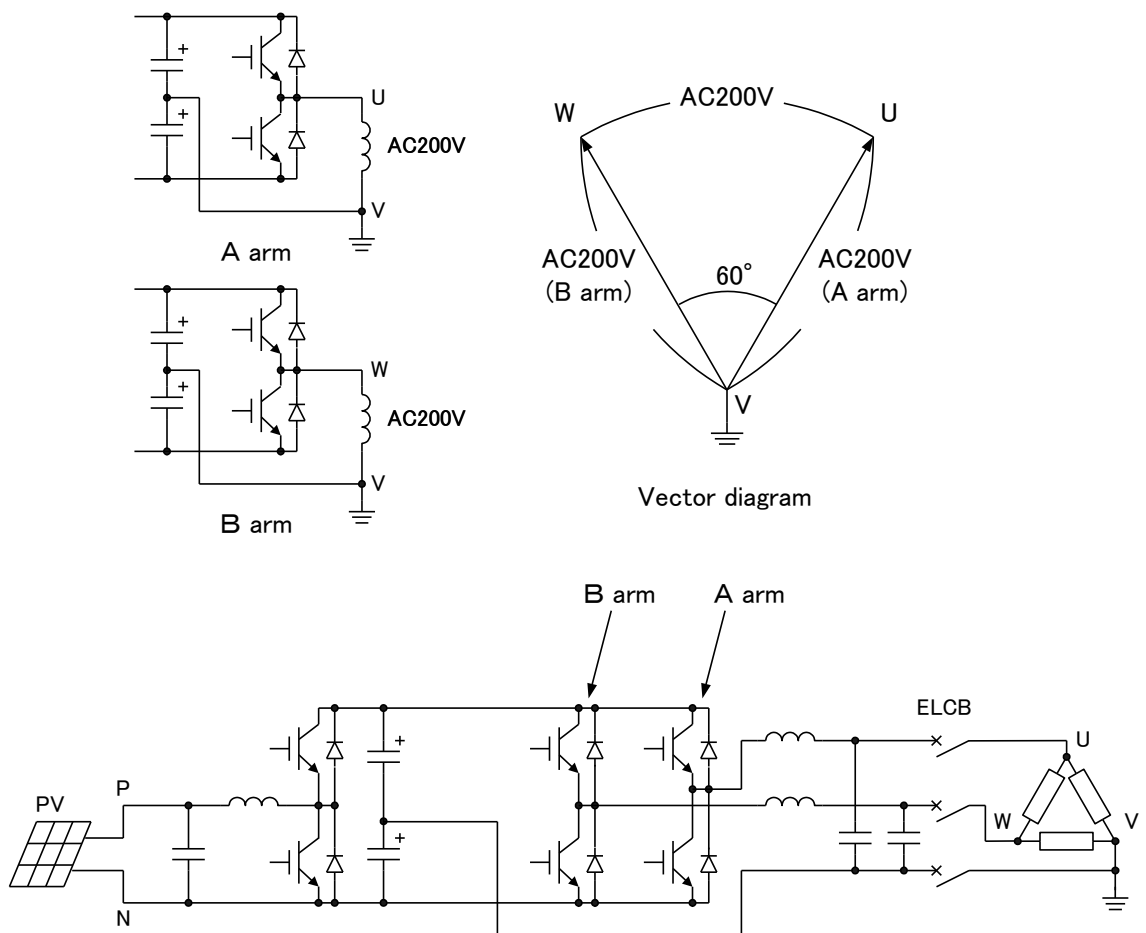


Fig. 2.4 PCS main circuit configuration and vector control.

図 2.4 PCS の主回路構成とベクトル制御

太陽電池の出力特性は日射量や温度等によって変動し、太陽電池から最大出力を取り出すには、これらの変動に対して太陽電池の動作点を変化させる必要がある。太陽光発電用 PCS では、マイクロプロセッサ等により太陽電池から常に最大電力を取り出せるように昇圧チョッパを制御している。

MPPT の基本的な動作は、太陽電池の動作電圧（直流電圧）を一定時間間隔でわずかに変動させ、その時の電力の増減を判断し、最大電力を取り出す方式が一般的である（いわゆる「山登り法」）。時間の間隔は 0.5 秒程度に設計しておけば、通常の日射変動には十分追従できる。また、自ら太陽電池の動作電圧を変化させて電力の増減を監視するため、電力の増減が日射量の変化によるものか、動作電圧の変化によるものを区別でき、日射量の急変時にも安定に追従することが可能となる。

Fig. 2.5 に MPPT 制御の動作原理を示す。基本的な動作は下記の通りである。

- A 点で動作している場合

動作電圧を $V_a \rightarrow V_b$ に変化させて $P_b > P_a$ となり、再び $V_b \rightarrow V_a$ に戻して $P_a < P_b$ であれば動作電圧を V_b に変更する。戻したときに $P_a > P_b$ であれば、電力の変化は日射量の変化によるものと判定し動作電圧の変更はおこなわない。

- D 点で動作している場合

動作電圧を $V_d \rightarrow V_e$ に変化させて $P_d > P_e$ となり、再び $V_e \rightarrow V_d$ に戻して $P_e < P_d$ であれば動作電圧を V_c に変更する。戻したときに $P_e > P_d$ であれば、電力の変化は日射量の変化によるものと判定し動作電圧の変更はおこなわない。

- 以上の各変更を 0.5 秒毎におこない、計 1.5 秒で 1 ステップを終了する。

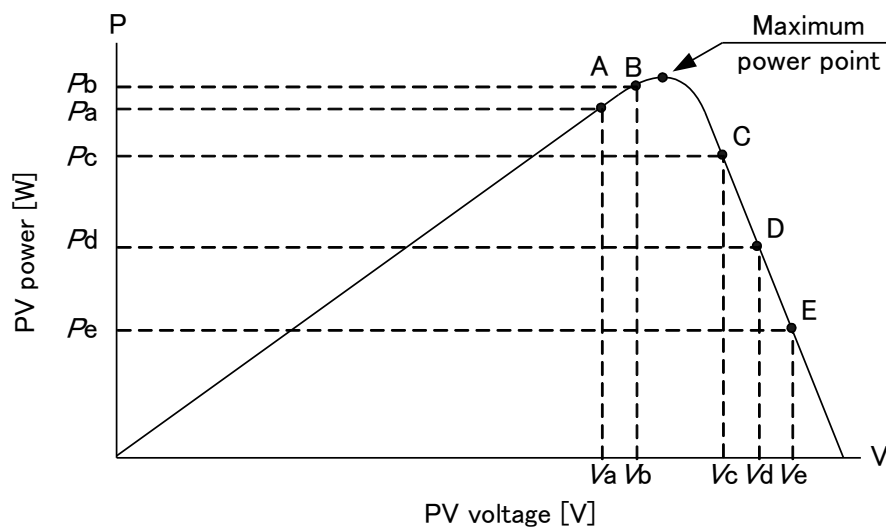


Fig. 2.5 Operation principle of MPPT control.

図 2.5 MPPT 制御の動作原理

トランスレス方式の PCS では、直流／交流間が絶縁されないため、直流回路に地絡が発生すると、系統側から PCS を介して地絡電流が流れてしまう。従って、系統に連系する PCS には、万が一太陽電池に直流地絡が発生して地絡電流が流れた場合でも、これを検出して地絡電流を遮断する直流地絡検出保護が必要となる。

直流地絡の検出保護には、一般的に次のような 2 つの方策が講じられる。

①直流地絡検出器による地絡検出

PCS に専用の直流地絡検出器を内蔵し、地絡電流の検出をおこなう方式で、回路は Fig. 2.6 に示すような構成となる。検出のレベルは機器の容量やシステムの構成により異なるが、10kW の PCS の場合で 0.1A 程度、動作時間は 0.1 秒以内となる。このレベルの地絡電流を検出すると、主回路変換素子を瞬時にゲートブロックすることにより地絡電流を遮断し、系統との連系遮断、PCS 停止をおこなう。なお、地絡検出器の出力が異常なものとなった場合には、検出器故障と判断し、PCS を安全に停止する。

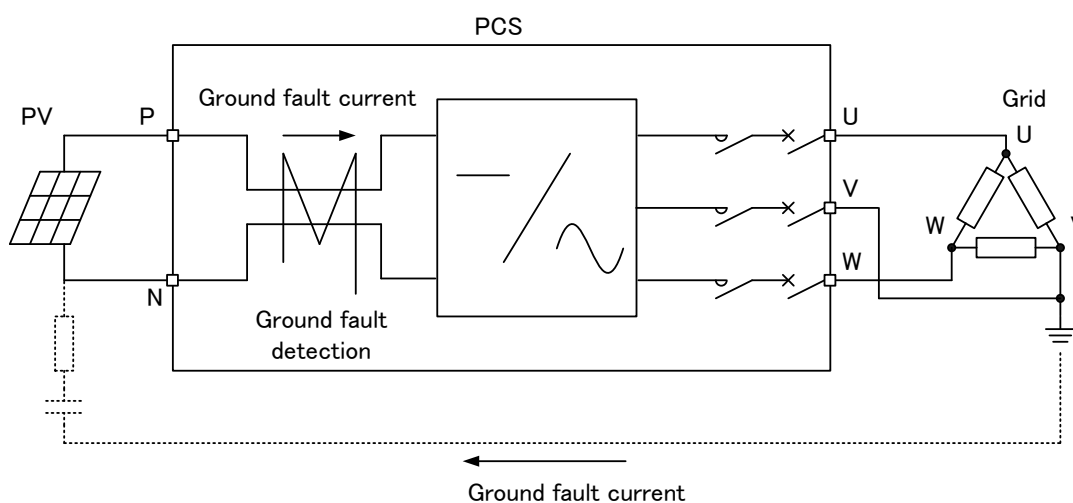


Fig. 2.6 DC ground fault detection.

図 2.6 直流地絡検出

②直流検出機能による地絡検出

系統に連系するトランスレス方式の PCS には、出力に含まれる直流分の流出対策として、出力電流の直流分をゼロにする制御を搭載しているため、地絡による直流分に対してもこれをキャンセルするように動作することが可能となる。この直流分が直流検出レベルまで達すると直流検出機能により連系を遮断し、PCS を停止させる。直流検出のレベルは機器の容量より異なるが、系統連系規程にて「逆変換装置の定格交流

電流の1%以下」と定められているため、10kWの三相PCSの場合で0.28A、動作時間は0.5秒以内となる。検出レベル・動作時間ともに前述の直流地絡検出器以上となるため、本機能は二次的な位置付けとなる。

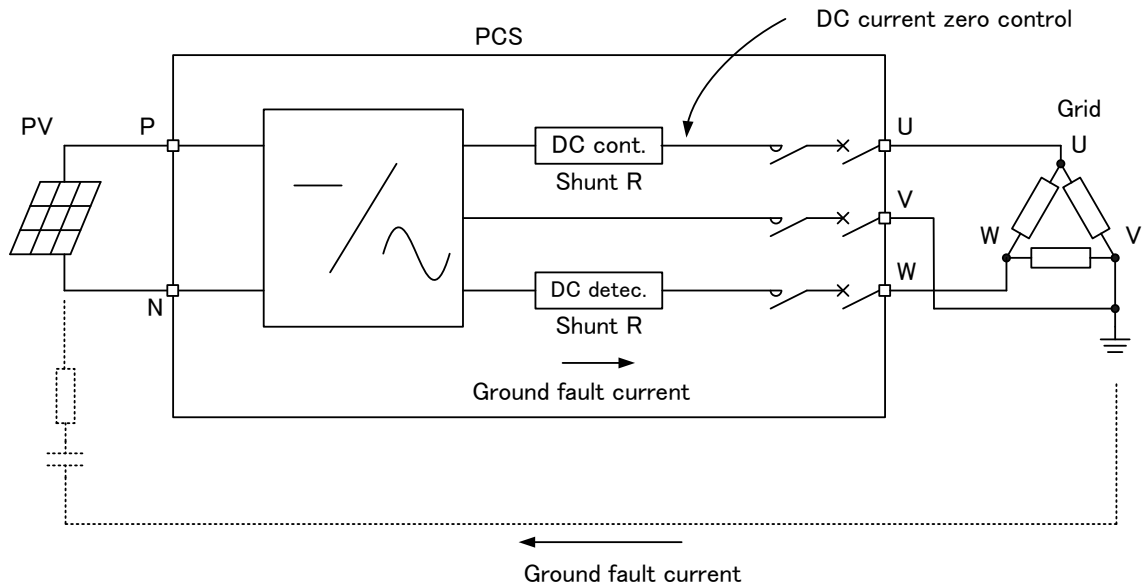


Fig. 2.7 DC grounding fault detection by DC detection function.

図 2.7 直流検出による地絡検出

2.2.2 蓄電池併設型太陽光発電用パワーコンディショナ

東日本大震災以降、原子力に代わるエネルギー源の一つとして太陽光発電に代表される再生可能エネルギーが注目されているが、同時に災害時にも利用可能なエネルギーとしても認識されるようになり、太陽電池と蓄電池を組み合わせることで系統停電発生時にも安定な電力を供給できることから、防災拠点への導入が広がっている。しかしながら、再生可能エネルギーは天候や気候などの環境に発電電力量が左右される不安定なエネルギーであり、固定価格買取制度の買取価格の引き下げも影響して、近年では、EMSによる再生可能エネルギーの自家消費システムや、分散型電源を統合的に制御することで一つの発電所のように利用するVPPといった、次世代の電力マネジメント技術が注目を集めている。これらを実現するには、電力貯蔵の技術が不可欠であるため、蓄電池併設システムの必要性が高まっている。

蓄電池併設型太陽光発電用PCSは、太陽電池および蓄電池による停電時の自立運転機能だけでなく、節電対策としてのピークカット機能や負荷を平準化するロードレベリング機能などを備えることができる。細かな充放電設定やEMS機能を用いることで、より高度な自家消費システムやVPP用途としても活用することが可能となる⁽¹⁰⁾。

Fig. 2.8 に、蓄電池併設型太陽光発電用 PCS の回路構成例を示す。太陽電池用と蓄電池用に独立したコンバータを搭載しており、太陽電池の最大電力追従制御をおこないつながら、蓄電池の充放電を最適に制御することができる。蓄電池併設型太陽光発電用 PCS においても、前述の太陽光発電用 PCS と同様に、昇圧チョッパとインバータの制御干渉を避けるためにインバータにて昇圧部の電圧を一定に制御し、昇圧チョッパの昇圧比を変化させることにより太陽電池や蓄電池の電圧を制御している。

太陽電池と蓄電池の電力制御機能は、系統からの受電電流を検出するセンサーで検出した受電電力をもとに、設定された動作モードに応じて蓄電池を最適に充放電する。充放電運転は、内部タイマーや外部入力を用いることで、予め設定された時間や任意のタイミングで開始することができる。

蓄電池を併設することで、系統停電時のバックアップが可能となり、天候により左右する太陽電池の変動を吸収することで、安定的な電力を系統側に供給することも可能となる。蓄電池には鉛蓄電池やリチウムイオン電池が使用されるが、停電時のバックアップ用途では、蓄電池は常時満充電に近い状態（フロート状態）で待機するため、鉛蓄電池を使用することが多く、太陽電池の変動を吸収する用途や、頻繁にエネルギーの出し入れをする EMS の用途では、サイクル特性に優れたリチウムイオン電池を使用することが多い。

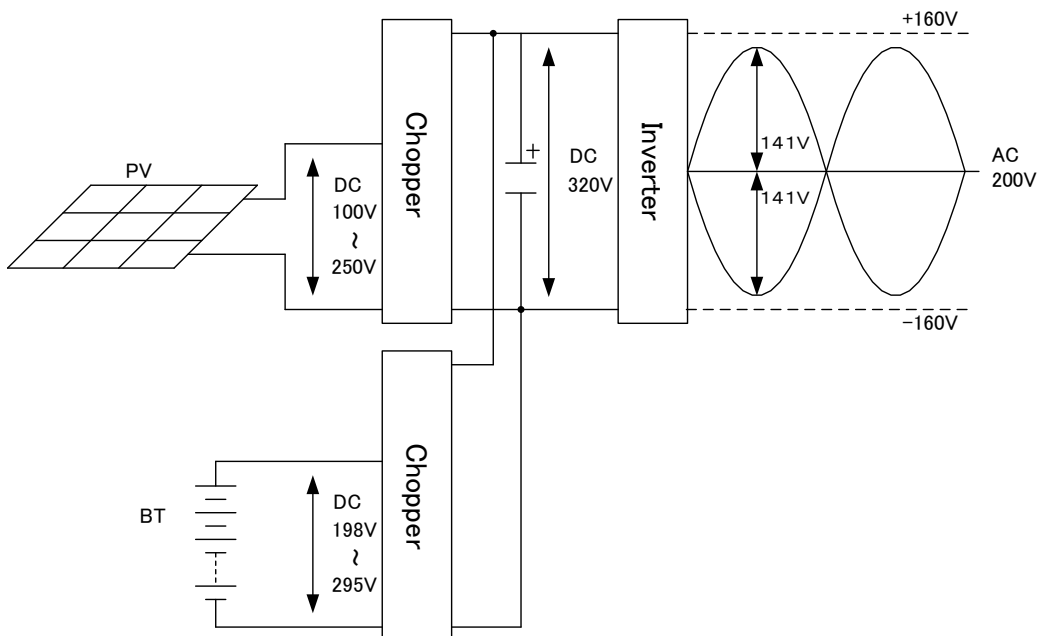


Fig. 2.8 Circuit configuration of photovoltaic generated PCS with Battery.

図 2.8 蓄電池併設型太陽光発電用 PCS の回路構成

2.3 蓄電池システムの動作モード

2.3.1 停電対応運転モード

停電時に PCS の自立運転機能により、特定の負荷へ電力を供給することができる。蓄電池を搭載することで、雨天や夜間など、太陽電池が十分に発電できない状況で停電した場合においても、PCS の定格容量までは電力を安定に供給することができる。

Fig. 2.9 および Fig. 2.10 に、停電対応運転モードにおける電力系統健全時と停電発生時の電力フローを示す⁽¹¹⁾。Fig. 2.9 に示すように、電力系統が健全な場合は、昼間は一般的な太陽光発電システムとして動作し、任意の設定時間 (Fig. 2.9 では夜間) に充電することで自己放電を補い蓄電池の充電状態を維持して停電に備える。Fig. 2.10 に示すように、系統が停電した場合は、自立運転を行い、太陽電池発電電力に対して負荷の使用電力が小さい場合は余剰電力を蓄電池に充電し、大きい場合は不足電力を蓄電池から放電する。自立運転中に系統が復電した場合は、自立運転を停止し、安全に連系運転に移行する。復電後はすぐに蓄電池を充電し、次の停電に備える。



Fig. 2.9 Power flow of back-up operation mode (during normal grid operation).

図 2.9 停電対応運転モードの電力フロー（電力系統健全時）⁽¹¹⁾

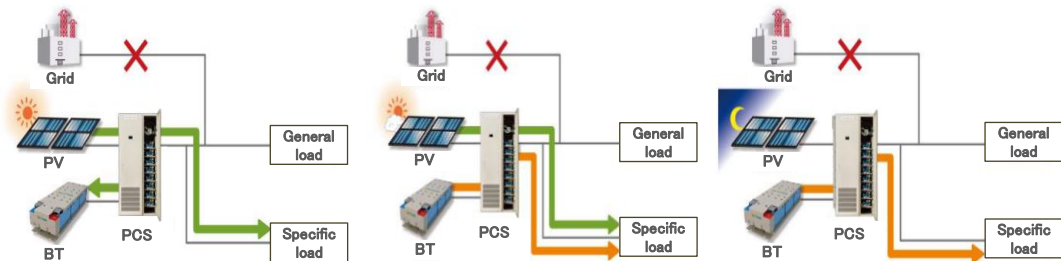


Fig. 2.10 Power flow of back-up operation mode (during grid power failure).

図 2.10 停電対応運転モードの電力フロー（停電発生時）⁽¹¹⁾

2.3.2 夜間電力利用運転モード

Fig. 2.11 に示す通り，安価な夜間電力を蓄電池に充電しておいて，昼間に蓄電池から放電をおこない，負荷への供給をアシストするモードで，太陽電池電力のみで余剰分が発生した場合は，余剰分を系統に出力する。蓄電池放電時は，後述の受電電力一定制御により，蓄電池電力が系統へ逆潮流することを防止する。

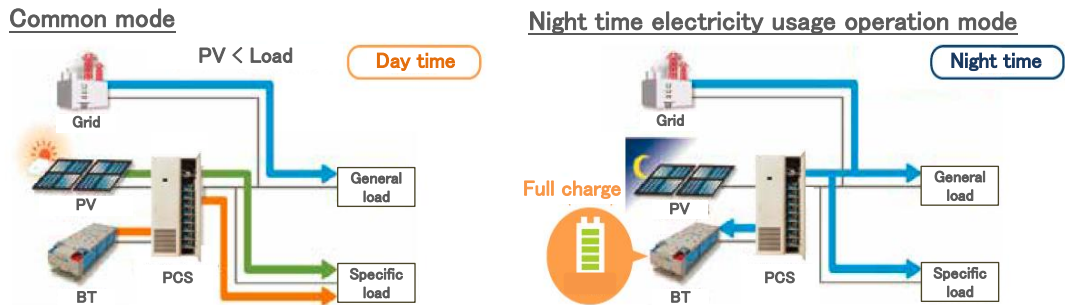


Fig. 2.11 Power flow of night time electricity usage operation mode.

図 2.11 夜間電力利用運転モードの電力フロー⁽¹¹⁾

2.3.3 太陽電池電力充電運転モード

Fig. 2.12 に示す通り，太陽電池電力のみで発生した余剰分を蓄電池に充電し，負荷が太陽電池電力よりも大きくなった時に蓄電池がアシストするモードで，自家消費の動作が可能となる。太陽電池電力と蓄電池電力を負荷に供給し，太陽電池電力のみで余剰分が発生した場合は，余剰分を蓄電池に充電する。蓄電池放電時は，後述の受電電力一定制御により，蓄電池電力が系統へ逆潮流することを防止する。

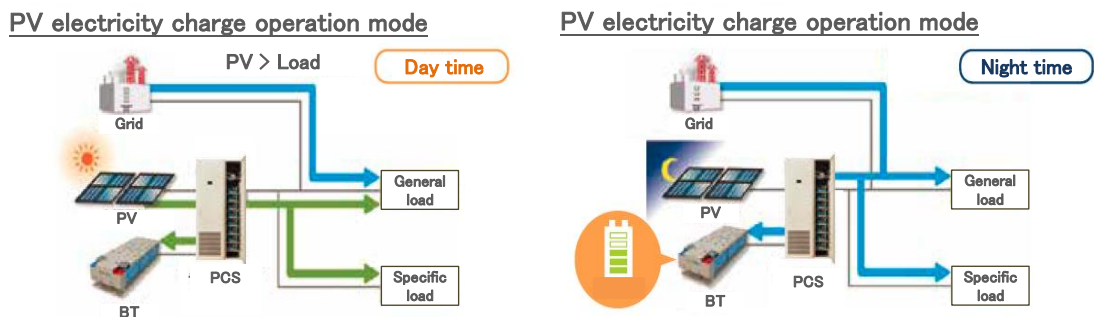


Fig. 2.12 Power flow of PV electricity charge operation mode.

図 2.12 太陽電池電力充電運転モードの電力フロー⁽¹¹⁾

2.3.4 動作モードによる電力の流れ

①放電運転（夜間電力利用運転）

a) 「太陽電池の発電電力 > (一般負荷電力+特定負荷電力)」の時

太陽電池の発電電力が一般負荷と特定負荷の消費電力を上回っている場合、太陽電池用コンバータは最大電力追従制御をおこない PCS はその電力を交流電力に変換して一般負荷と特定負荷に電力を供給する。また、余剰電力が発生した場合は系統に逆潮流する。この時、蓄電池からの放電はおこなわない (Fig. 2.13)。

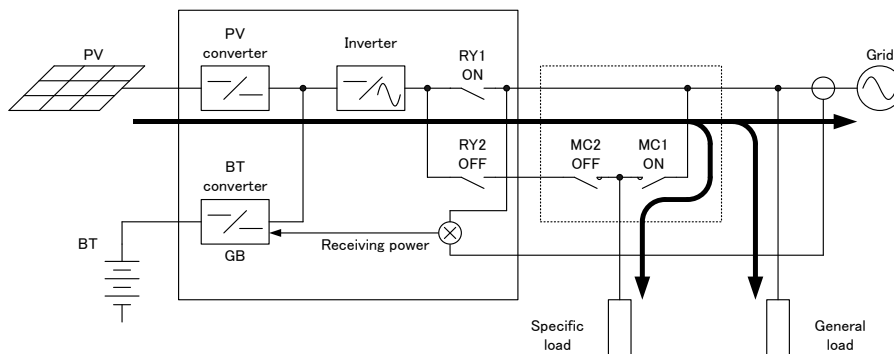


Fig. 2.13 Power flow when PV power > Load power.

図 2.13 太陽電池の発電電力 > 負荷電力時の電力の流れ

b) 「太陽電池の発電電力 < (一般負荷電力+特定負荷電力)」の時

太陽電池の発電電力より一般負荷と特定負荷の消費電力が上回っている場合、太陽電池用コンバータは最大電力追従制御をおこない PCS はその電力を交流電力に変換して一般負荷と特定負荷に電力を供給する。また、不足分の電力は蓄電池からの放電電力によって補う。蓄電池の放電電力は逆潮流することが許されていないため、蓄電池用コンバータは受電電力一定制御をおこない、蓄電池からの放電電力が系統に流出しないようにする (Fig. 2.14)。

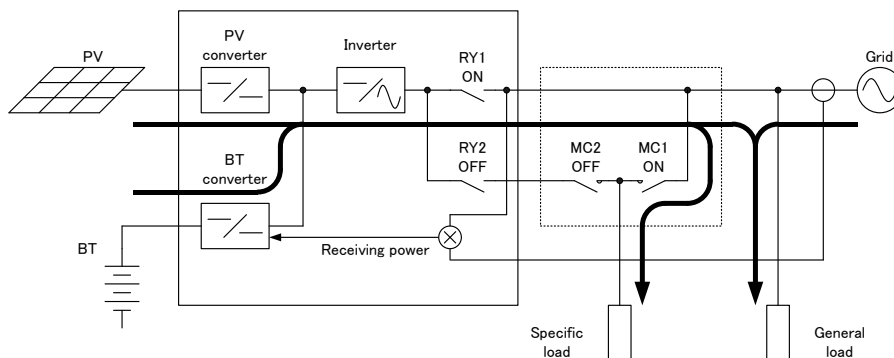


Fig. 2.14 Power flow when PV power < Load power.

図 2.14 太陽電池の発電電力 < 負荷電力時の電力の流れ

②充電運転（夜間電力利用運転，太陽電池電力充電運転，停電対応運転）

充電運転時はPCSの順変換動作をおこない，蓄電池用コンバータにて蓄電池に定電流充電をおこなう。充電運転は基本的に夜間におこなわれるため，太陽電池用コンバータは停止している。負荷への電力供給は系統からおこなう（Fig. 2.15）。

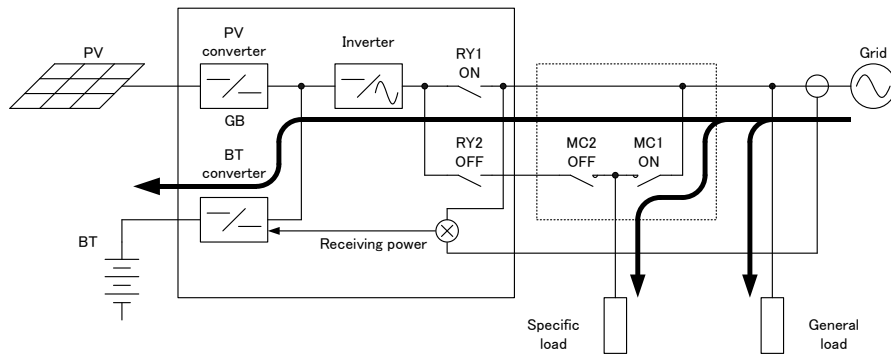


Fig. 2.15 Power flow when PCS charging mode.

図 2.15 充電運転時の電力の流れ

③太陽電池充電（太陽電池充電運転）

a) 「太陽電池の発電電力 > (一般負荷電力+特定負荷電力)」の時

太陽電池の発電電力が一般負荷と特定負荷の消費電力を上回っている場合，太陽電池用コンバータは最大電力追従制御をおこない PCS はその電力を交流電力に変換して一般負荷と特定負荷に電力を供給する。また，余剰電力が発生した場合は蓄電池に充電する。蓄電池用コンバータは受電電力一定制御をおこない，余剰電力が系統に流出しないようにするため，一定電力を受電するように充電電力を制御する（Fig. 2.16）。

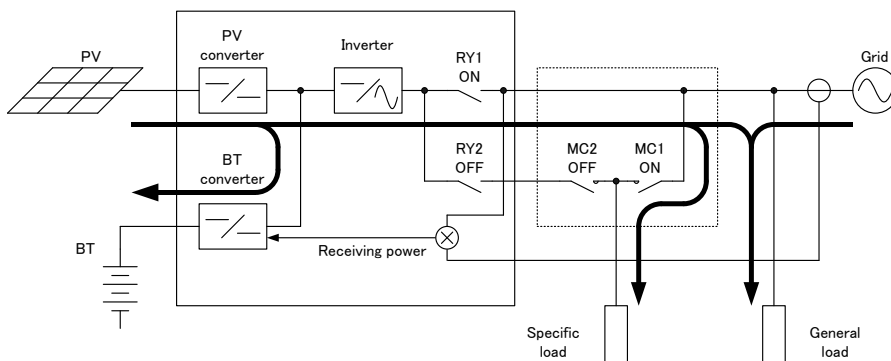


Fig. 2.16 Power flow when PV power > Load power.

図 2.16 太陽電池の発電電力>負荷電力時の電力の流れ

b) 「太陽電池の発電電力 < (一般負荷電力+特定負荷電力)」の時

太陽電池の発電電力より一般負荷と特定負荷の消費電力が上回っている場合、太陽電池用コンバータは最大電力追従制御をおこない PCS はその電力を交流電力に変換して一般負荷と特定負荷に電力を供給する。また、不足分の電力は蓄電池からの放電電力によって補う。蓄電池用コンバータは受電電力一定制御をおこない、蓄電池からの放電電力が系統に流出しないようにする (Fig. 2.17)。

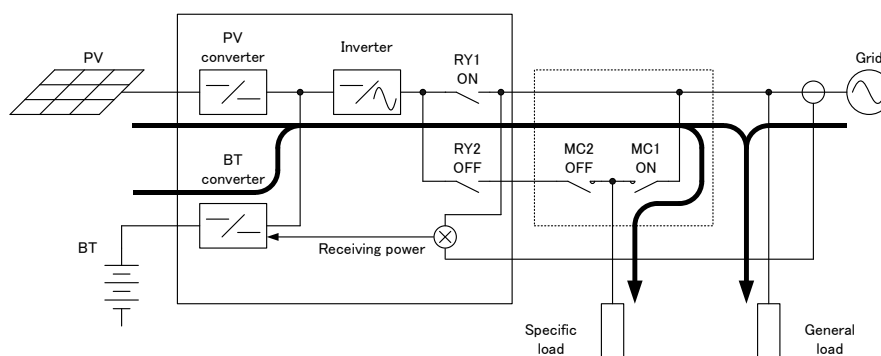


Fig. 2.17 Power flow when PV power < Load power.

図 2.17 太陽電池の発電電力<負荷電力時の電力の流れ

④自立運転

a) 「太陽電池の発電電力 > 特定負荷電力」の時

太陽電池の発電電力が特定負荷の消費電力を上回っている場合、太陽電池用コンバータは最大電力追従制御をおこない PCS はその電力を交流電力に変換して特定負荷に電力を供給する。また余剰電力は、蓄電池用コンバータにより蓄電池に充電をおこなう。このときの充電電流は、太陽電池の発電電力と特定負荷の消費電力により変化する (Fig. 2.18)。

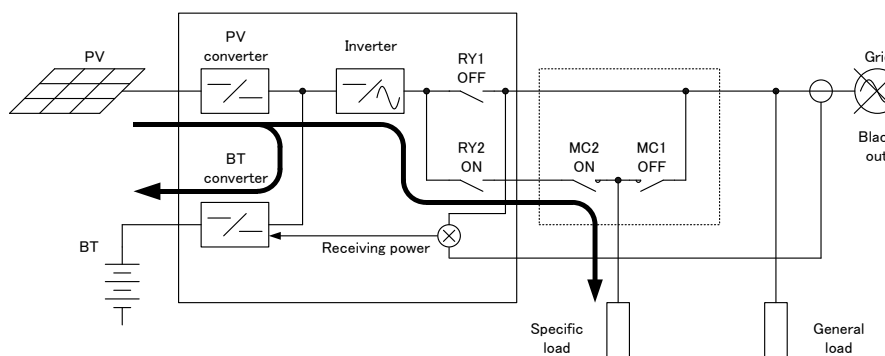


Fig. 2.18 Power flow when PV power > stand-by Load power.

図 2.18 太陽電池の発電電力>特定負荷電力時の電力の流れ

b) 「太陽電池の発電電力 < 特定負荷電力」の時

太陽電池の発電電力より特定負荷の消費電力が上回っている場合、太陽電池用コンバータは最大電力追従制御をおこない PCS はその電力を交流電力に変換して特定負荷に電力を供給する。さらに不足分の電力は、蓄電池からの放電電力にて補う (Fig. 2.19)。

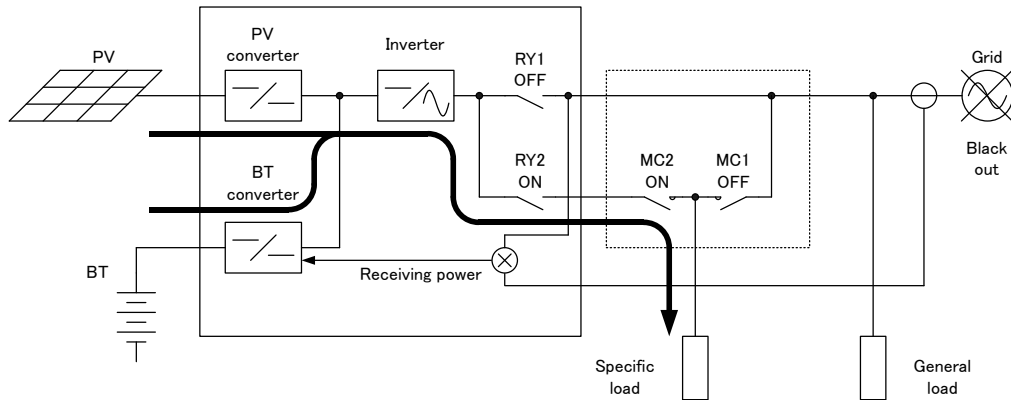


Fig. 2.19 Power flow when PV power < stand-by Load power.

図 2.19 太陽電池の発電電力<特定負荷電力時の電力の流れ

c) 「太陽電池の発電電力 > 特定負荷電力 かつ 蓄電池満充電時」の時

太陽電池の発電電力が特定負荷の消費電力を上回っており、蓄電池が満充電の場合、蓄電池が過充電とならないように、太陽電池用コンバータは蓄電池の電圧が設定値以上にならないように制御し、蓄電池用コンバータはリンク電圧が一定となるように制御をおこなう (Fig. 2.20)。

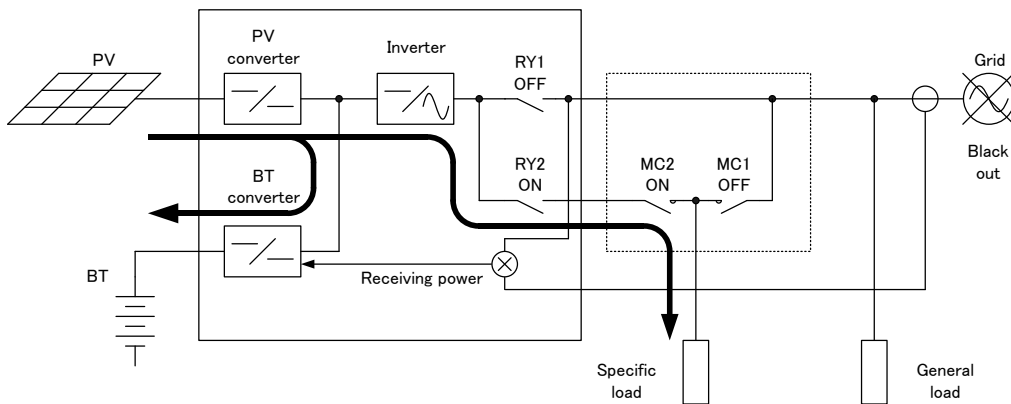


Fig. 2.20 Power flow when Battery full ccharge.

図 2.20 蓄電池満充電時の時の電力の流れ

2.4 系統連系要件

2.4.1 力率一定制御

低圧配電線へ連系する発電設備の増加により、電力系統の配電インピーダンスによる電圧上昇が懸念されている。この対策としては、発電設備のPCSに常に一定の力率で進相運転をおこなう機能（力率一定制御）を具備しておくことが有効であり、将来普及の拡大が見込まれる発電設備については、標準的な力率値を設定し、逆潮流による電圧上昇を抑制することが低圧配電線への連系要件として求められている。普及の拡大が想定されている太陽光発電設備については、系統連系規程にて現時点における標準的な力率値を95%（0.95）としている。将来的な技術開発や発電設備の導入量の動向により、標準力率の見直しや太陽光発電設備以外の発電設備の力率を設定することも必要となる。

力率値については、電力系統に接続される発電設備の容量や、電力網の配線インピーダンスなどによっても異なるため、一定の範囲で細かく設定できるように設計しておく必要がある。系統連系規程では、逆潮流がある場合の受電点における力率を85%（0.85）以上としており、電圧上昇を防止する上でやむを得ない場合は80%（0.80）まで制御できる、と記載されているため、PCSの力率制御範囲は80%～100%（0.80～1.00）、1%刻み（0.01刻み）などとしておく。力率値はPCS内の無効電力を制御することにより設定する。

以下に、上述の要件を満たす制御手法とその結果を示す。無効電力の制御手順は、下記の通りである。

- ①PCSの容量は皮相電力（kVA）で決まるため、力率の設定値から定格の皮相電力となるように有効電力と無効電力の上限値を演算する。

$$\text{有効電力上限値} = \text{皮相電力} \times \text{力率} \div 100 \quad \dots\dots\dots (1)$$

$$\text{無効電力上限値} = \sqrt{\text{皮相電力}^2 - \text{有効電力}^2} \quad \dots\dots\dots (2)$$

- ②力率設定値と出力電力から無効電力指令値を演算する。

$$\text{無効電力指令値} = -(\text{無効電力上限値} \times \text{有効電力} \div \text{有効電力上限値}) \quad \dots\dots\dots (3)$$

※無効電力指令値は進相方向をマイナスとする

- ③無効電力制御はフィードバック方式とし、力率の精度を確保する。系統連系インバータは電圧型電流制御方式であるため、出力電流の平均値制御（SIN波形）に無効電力（COS波形）を加算することで、力率を制御する。制御は32ms毎とし、有効電力の垂下制御（PCSの保護機能）との協調を取る。

Fig. 2.21 に無効電力制御の制御ブロック図を示す。無効電力制御は、力率一定制御の指令値と電圧上昇抑制に用いる進相無効電力制御（進相注入）の指令値を比較し、制御指令値が大きい方に対して無効電力のフィードバック制御をおこなう。力率一定制御と進相無効電力制御はともに無効電力を扱うため、操作対象を同一とすることで、それぞれの制御干渉を防止している。

力率一定制御，進相無効電力制御（進相注入）を比較した結果である無効電力指令値を用いて，フィードバック制御をおこなう。制御ブロックは，Fig. 2.22 に示すPI制御をおこなう。P ゲインおよび積分時間を調整し，制御応答と力率精度を確保する。

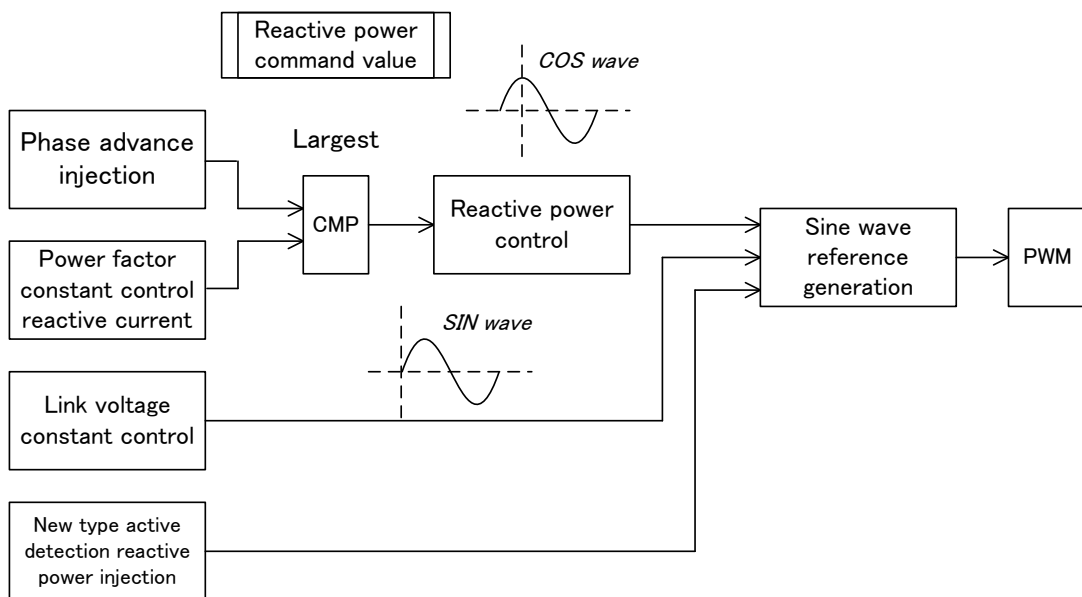


Fig. 2.21 Control structure diagram.

図 2.21 制御構成図

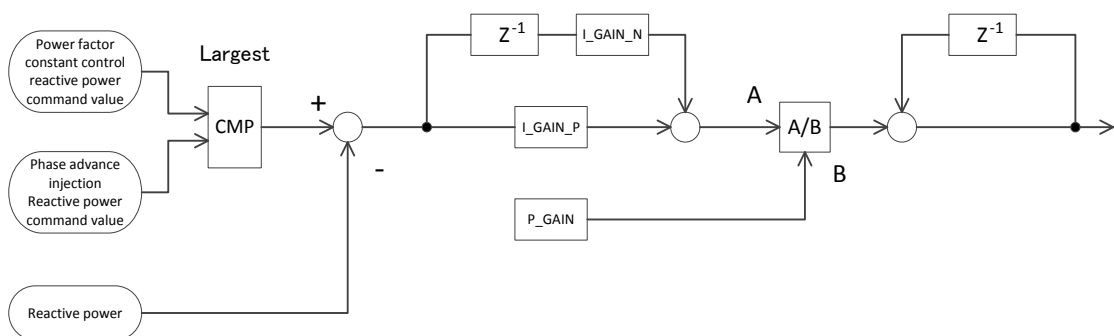


Fig. 2.22 Reactive power control block diagram.

図 2.22 無効電力制御 制御ブロック図

Fig. 2.23 に有効電力と無効電力，力率の関係を示す。無効電力制御の応答は，次項で述べる単独運転能動方式における周波数フィードバック制御との干渉を考慮し，10秒程度の遅い応答とする。Fig. 2.24 に 4.5kW 容量の蓄電池併設型太陽光発電用 PCS の実機にて，力率 0.80 設定時に有効電力を 0%から 100%に急変させた時の無効電力の応答を示す。Fig. 2.24 より，力率安定まで 8 秒程度掛かっていることが分かる。

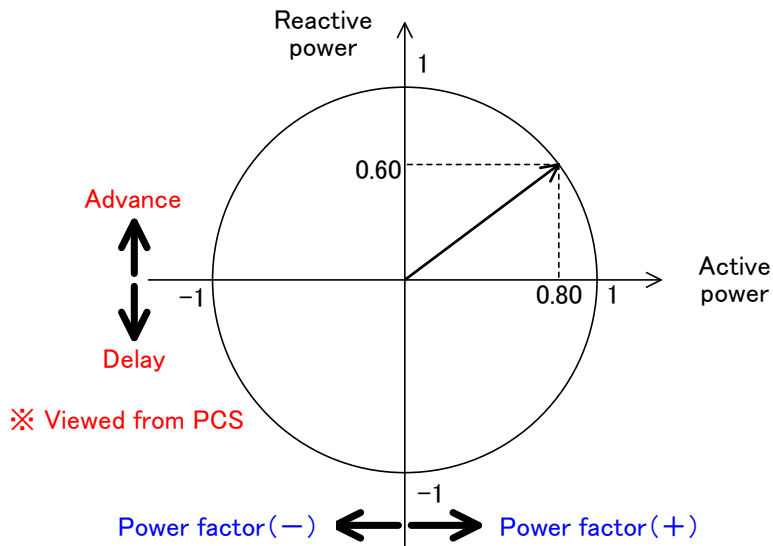


Fig. 2.23 Relationship of active power, reactive power, and power factor.

図 2.23 有効電力，無効電力と力率の関係

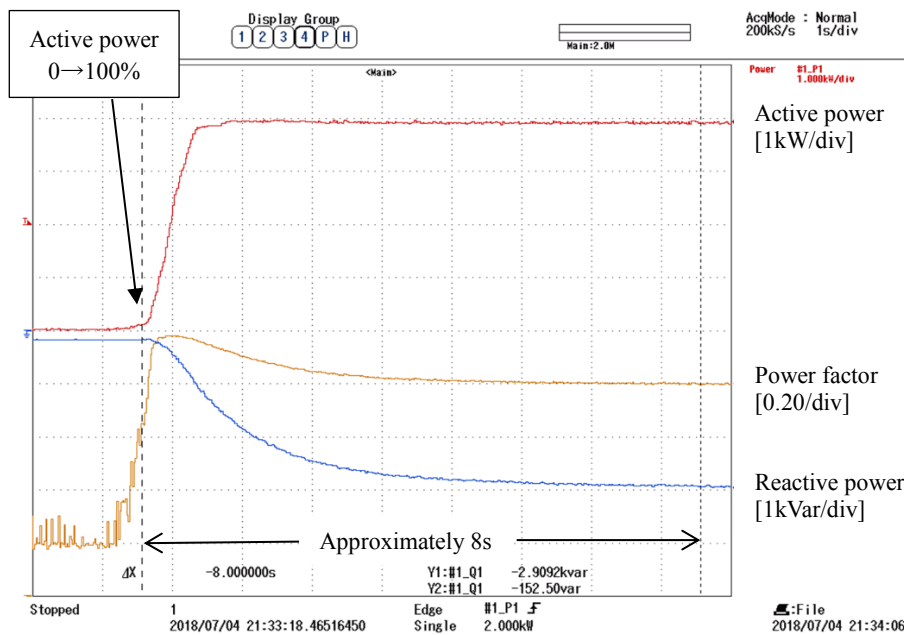


Fig. 2.24 Response of reactive power control.

図 2.24 無効電力制御の応答

力率の精度は、一般財団法人電気安全環境研究所（JET）の認証試験にて下記のように定められている。4.5kW 容量の蓄電池併設型太陽光発電用 PCS にて定格運転状態（直流入力：DC 230V，交流出力：AC 202V）での力率精度を検証した。Table 2.1 および 2.2 に示す通り，基準内に入っていることを確認している。

※力率の判定基準：0.98 及び最低力率（0.80）で運転したときの，上限及び下限での無効電力値が次の通りであること。ただし，皮相電力及び有効電力は実測値とする。

$$\left| \frac{\sqrt{\text{皮相電力}^2 - \text{有効電力}^2}}{\text{定格出力}} - \frac{\text{皮相電力} \times \sqrt{1 - \text{設定力率}^2}}{\text{定格出力}} \right| \leq 0.03 \quad \dots\dots(4)$$

Table 2.1 Static characteristic data of power factor 0.98.

表 2.1 力率 0.98 時の静特性データ

Frequency [Hz]	Apparent power [%]	DC input		AC output				Power factor	Power Factor determination value
		Voltage [V]	Power [kW]	Voltage [V]	Active power [kW]	Reactive power [kVar]	Apparent power [kVA]		
50	0	231.8	0.054	202.1	0.000	-0.051	0.051	—	—
	12.5	231.4	0.604	202.1	0.538	-0.164	0.563	0.9566	0.012
	25	231.4	1.173	202.0	1.090	-0.279	1.125	0.9688	0.012
	50	231.6	2.323	202.1	2.196	-0.487	2.250	0.9763	0.009
	75	231.6	3.479	202.1	3.298	-0.721	3.375	0.9770	0.010
	100	231.6	4.645	202.0	4.401	-0.939	4.500	0.9780	0.010
60	0	231.9	0.054	202.1	0.000	-0.013	0.013	—	—
	12.5	231.3	0.616	202.1	0.549	-0.124	0.563	0.9756	0.003
	25	231.3	1.182	202.0	1.098	-0.245	1.125	0.9759	0.005
	50	231.6	2.325	202.0	2.198	-0.482	2.250	0.9768	0.007
	75	231.6	3.481	202.1	3.298	-0.715	3.375	0.9773	0.010
	100	231.6	4.645	202.0	4.399	-0.948	4.500	0.9776	0.012

Table 2.2 Static characteristic data of power factor 0.80.

表 2.2 力率 0.80 時の静特性データ

Frequency [Hz]	Apparent power [%]	DC input		AC output				Power factor	Power Factor determination value
		Voltage [V]	Power [kW]	Voltage [V]	Active power [kW]	Reactive power [kVar]	Apparent power [kVA]		
50	0	232.2	0.051	202.1	0.000	-0.005	0.056	—	—
	12.5	231.8	0.507	202.1	0.442	-0.349	0.563	0.7849	0.002
	25	231.5	0.969	202.1	0.884	-0.696	1.125	0.7955	0.005
	50	231.6	1.917	202.1	1.790	-1.363	2.250	0.7956	0.003
	75	231.7	2.868	202.0	2.691	-2.039	3.375	0.7971	0.003
	100	231.9	3.825	202.0	3.588	-2.717	4.500	0.7972	0.004
60	0	232.1	0.055	202.1	0.000	-0.022	0.021	—	—
	12.5	231.6	0.511	202.1	0.444	-0.346	0.563	0.7884	0.002
	25	231.6	0.979	202.1	0.894	-0.683	1.125	0.7946	0.002
	50	231.7	1.915	202.1	1.789	-1.364	2.250	0.7951	0.003
	75	231.5	2.865	202.0	2.686	-2.046	3.375	0.7954	0.004
	100	231.6	3.820	202.0	3.579	-2.727	4.500	0.7954	0.006

2.4.2 単独運転検出

系統連系インバータは電圧型電流制御方式が一般的であるため、停電時に発電量と負荷量がバランスしていると、単独で運転を継続してしまう特性がある。系統停止時に発電設備が系統から解列されない状態で単独運転を継続していると、本来無電圧であるべき系統が充電されることとなる (Fig. 2.25)。この場合、保安面、供給信頼度面から次の問題を生じるおそれがあるため、これを防止する必要がある⁽¹²⁾。

①保安面

- ・系統に事故が生じている場合には、事故点に電力を供給し続けることとなる。このため、公衆感電のほか、事故点の被害拡大、需要家機器損傷のおそれがある。
- ・停電区域であるべき線路が充電状態となるため、作業者が感電するおそれがある。

②供給信頼度面

- ・再閉路または他回線からの逆送電がおこなえないため、健全区間であっても送電が大幅に遅れる。

③その他

- ・充電された系統内では、電圧・周波数が変動するおそれがあり、需要家機器の損傷が危惧される。

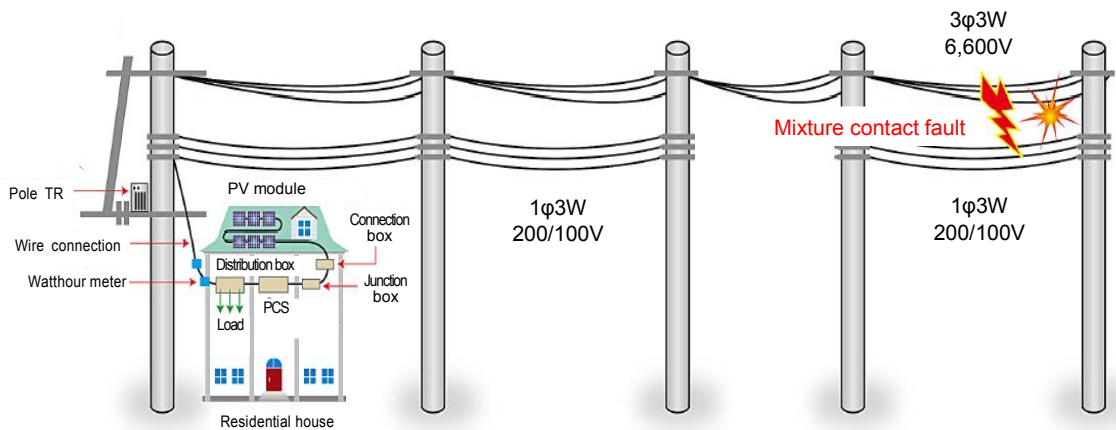


Fig. 2.25 Image of islanding operation.

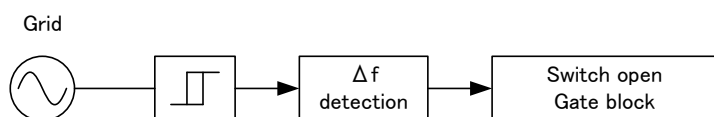
図 2.25 単独運転のイメージ⁽¹²⁾

以上のことから系統停止時における単独運転を確実に防止することが必要である。なお、高圧以上の系統への連系では、再閉路時の安全対策として変電所側に線路無電圧確認装置を設置することが原則とされているが、低圧配電線への連系では、電圧異常、周波数異常を検出する保護リレーに加え、複数の単独運転検出機能（逆潮流が有る場合）または逆充電検出機能（逆潮流が無い場合）の採用により検出可能領域が広まり、さらに各検出要素の検出可能領域が重なり相互補完が可能となる。また、系統の開放箇所が特定できず、高圧配電線の引き出し部に線路無電圧確認装置を設置しても検出できないケースがあるため、低圧配電線の連系では線路無電圧確認装置の設置は省略可能となっている。

低圧配電線へ逆潮流有りで連系する発電設備については、系統を開放した場合に商用電源から切り離された部分系統内で発電出力と負荷の平衡状態が大きく崩れ、電圧や周波数に変動が現れるため、過電圧リレー（OVR）・不足電圧リレー（UVR）・周波数上昇リレー（OFR）・周波数低下リレー（UFR）で検出して解列することができるが、発電量と負荷量がバランスしていると電圧や周波数の変動が少なく、これらのリレーでは検出が困難となる。このため、これらの条件下でも有効に機能する単独運転検出機能（受動的方式と能動的方式）を有する装置を設置する必要がある⁽²⁾。

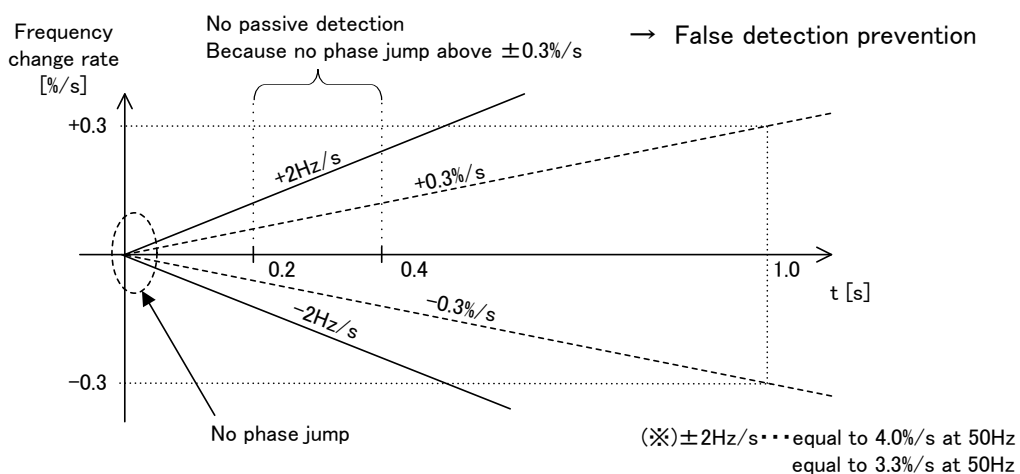
単独運転検出の受動的方式は、単独運移行時の電圧位相や周波数などの急変を検出する方式であり、一般には高速性に優れているが、不感帯領域がある点や急峻な負荷変動などによる不要動作を避けることに留意する必要がある。検出方式としては、「電圧位相跳躍検出方式」「周波数変化率検出方式」「3次高調波電圧歪急増検出方式」などがあるが、次項で述べる事故時運転継続（FRT要件）における周波数変動との制御干渉を考慮し、PCSを停止させる受動的方式とPCSの運転を継続させるFRT要件の両立をはかる必要がある。

Fig. 2.26 では、系統電圧において一定の位相跳躍を検出し、かつ一定の周波数変化率を検出すれば単独運転と判定し、PCS のゲートブロックおよび連系遮断をおこなう。位相跳躍の検出方法としては、系統電圧の毎サイクルの周期を計測し、4~6 サイクル前の位相に対する直近 1~3 サイクルの位相跳躍を監視する。周波数変化率の検出方法としては、位相跳躍を検出後 0.2 秒~0.4 秒間の周波数変化率を監視する。位相跳躍の整定値は 5 度、周波数変化率の整定値は $\pm 0.3\%/秒$ で、整定時間は 0.5 秒以下とする。また、誤検出防止のため、整定時間内に周波数が正常に戻った場合は検出しない。



Operating principle

[Normal operation]



[Islanding operation]

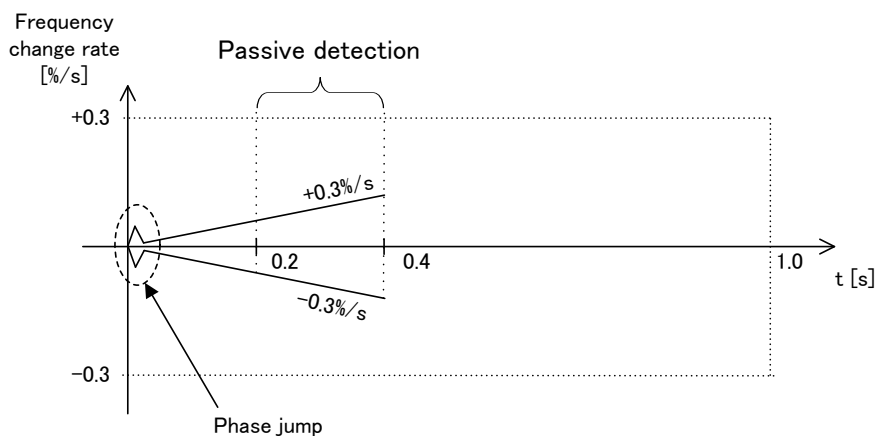


Fig. 2.26 Islanding operation detection (Passive method).

図 2.26 単独運転検出 (受動的方式)

単独運転検出の能動的方式は、逆変換装置や外部に付加した抵抗などにより、常時電圧や周波数に変動を与えておき、単独運転移行時に顕著になるこの変動を検出する方式である。この方式は、原理的には不感帯領域が無いため、上述の受動的方式を補完することができる。検出方式としては、「周波数シフト方式」「スリップモード周波数シフト方式」「有効電力変動方式」「無効電力変動方式」「負荷変動方式」などがあるが、一般に検出するまでに時間を要し、発電設備が同一系統に多数連系していると、PCSの能動的方式同士が干渉し、有効に動作しないおそれがある。

これに対し、近年では新型能動的方式と呼ばれている「ステップ注入付周波数フィードバック方式」という検出機能が注目されており、以下のような特徴を持つ⁽²⁾。

- ①単独運転の高速検出ができる
- ②同一方式間の相互干渉がない
- ③系統擾乱時に不要動作がない
- ④多数台連系した場合でも能動信号が系統に悪影響を与えない

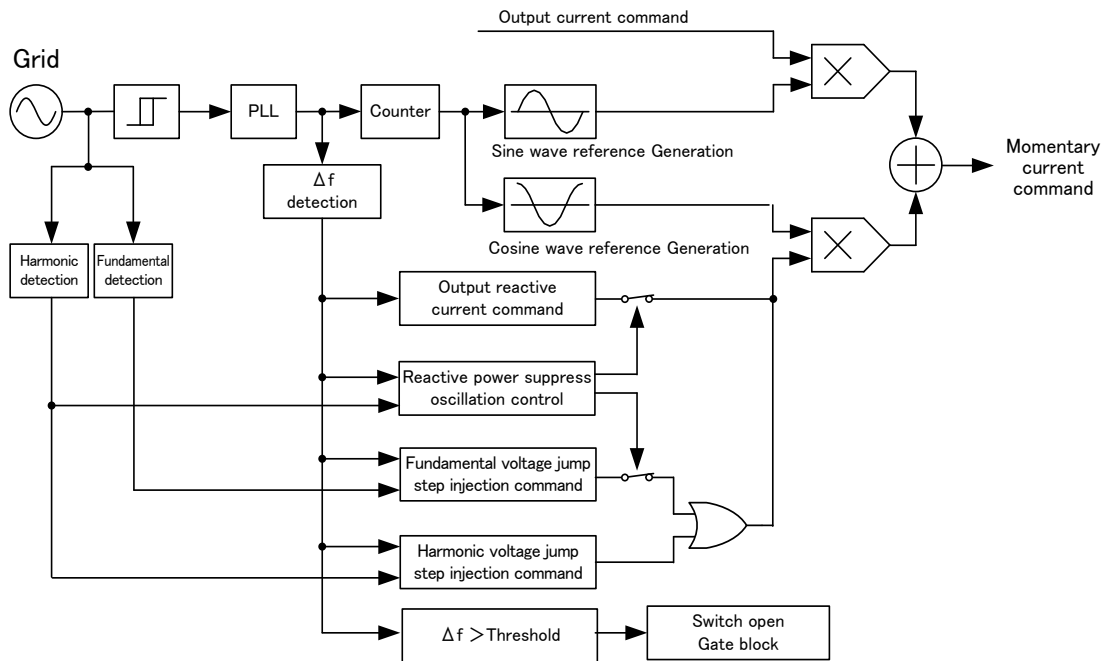
以上より、新型能動的方式の単独運転検出機能を具備することで、今後の発電設備等の普及拡大により同一系統内に複数台の発電設備が連系された場合においても、保安や品質の維持が可能となる。

「ステップ注入付周波数フィードバック方式」は、Fig. 2.27 に示す通り、系統電圧の周波数偏差に応じた無効電力を PCS から系統へ注入することにより周波数の変化を助長し、単独運転の検出をおこなうものである。PCS の交流出力電流は、制御回路内部の電流リファレンスによって制御しており、この電流リファレンスを周波数偏差に応じて制御することにより無効電力を注入する。無効電力注入量の最大値は、日本電機工業会の規格である JEM1498 (単相機) や JEM1505 (三相機) で「PCS 定格出力の 0.25P.U.」と定められており、このときの力率は下式の通りとなる。

$$\text{力率} = \cos \left(\tan^{-1} \left(\frac{0.25}{1} \right) \right) \doteq 0.97 \quad \dots\dots\dots(5)$$

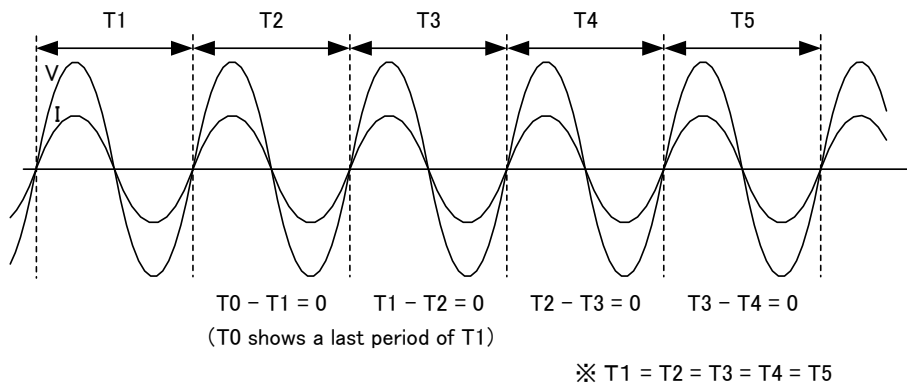
PCS が系統に連系されている場合は、系統電圧の周波数は商用周波数に等しいため無効電力は注入されないが、系統が停電し単独運転状態になると、単独運転発生の前後での微小な周波数変化により無効電力を注入するため、無効電力の注入量に対応して周波数変化が大きくなる。これにより、さらに無効電力の注入量が増加するため、周波数変化も増加していき、単独運転を検出することが可能となる。

単独運転発生時に周波数偏差が殆ど発生しない場合 (±0.01Hz 未満) には、基本波電圧または高調波電圧の急増検出により PCS 定格出力の 0.1P.U.の無効電力 (容量性) を 3 サイクル間注入するため、原理的に不感帯は存在しない。基本波電圧の急増検出の整定値は 2.5V、高調波電圧の急増検出の整定値は 2～7 次の総合で 2.0V である。



Operating principle

[Normal operation]



[Islanding operation]

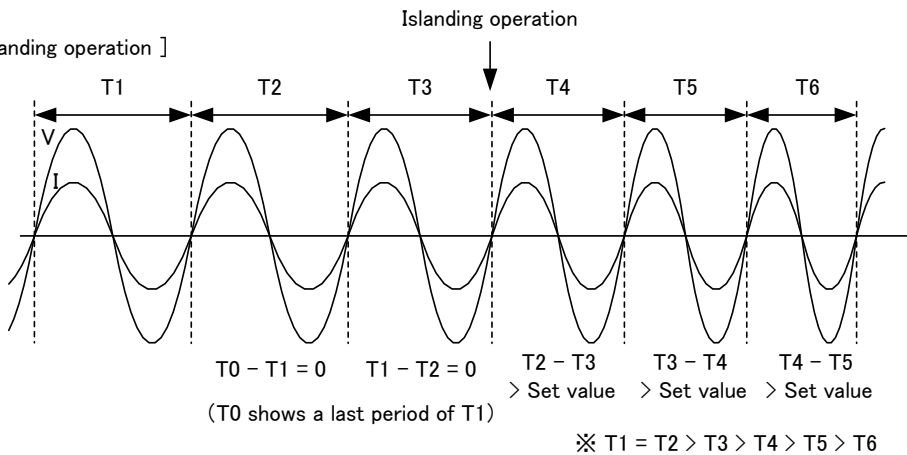


Fig. 2.27 Islanding operation detection (Active method).

図 2.27 単独運転検出 (能動的方式)

周波数偏差検出の整定値は $\pm 4.5\text{Hz}/\text{秒}$ で、この整定値を同一方向に4サイクル(60Hz時:4.5サイクル)連続で超過すれば単独運転と判定し、PCSのゲートブロックおよび連系遮断をおこなう。従って、本機能の動作時間は最短0.1秒程度となる。さらに、複数台のPCSを併設する場合においても、PCS間の能動的方式を同期させる必要はない。なお、PCSが系統に連系されている場合に負荷投入等による周波数変化が発生した場合でも、周波数変化は一瞬であるため能動的方式の誤作動はない。

Fig. 2.28に、PCS5台を同一系統に接続した場合の、複数台運転時における単独運転試験結果を示す。JET認証試験通則に則り、系統保護四要素は出荷時設定、PCS奇数台目は正相(U-V)に、偶数台目は逆相(V-U)に接続し、有効電力および無効電力がそれぞれ0となる最も厳しいポイントでの動作波形となる。判定基準は、「PCS検出時間平均値群の最大値と最小値との差が20ms以内であること」かつ「(n+1台を接続し測定した15回のデータ平均値)と(n台接続し15回測定した15回のデータ平均値)との差が減少もしくは同一となるケースが2回以上あること」かつ「全PCSの検出時間が0.2秒以内であること」である。要約すると、「検出時間がばらつかず、試験毎に検出時間が延びることもなく、全て0.2秒以内で止まること」ということになる。Fig. 2.28より、PCS間の相互干渉がなく、高速に検出できていることが分かる。

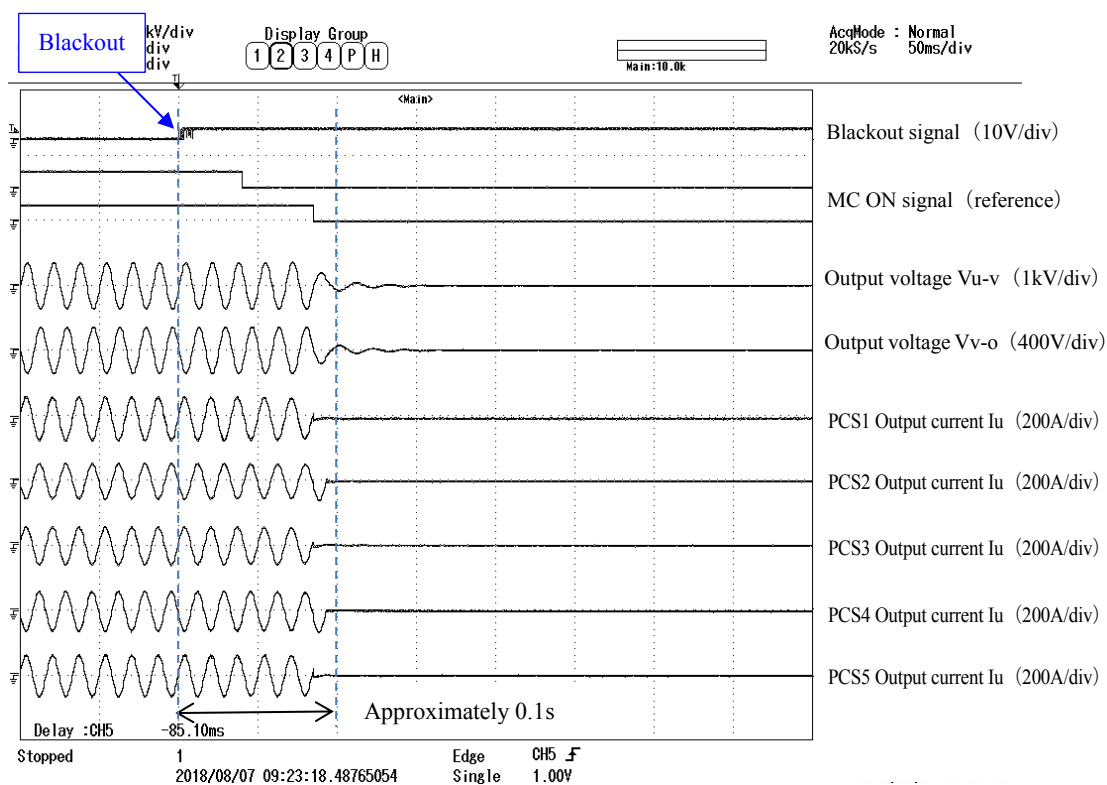


Fig. 2.28 Multiple units test of islanding operation detection.

図 2.28 単独運転検出 複数台試験

前述の JEM 規格に準拠した、新型能動的方式を搭載した PCS が大量に連系された配電線で、フリッカ事象（周期的な電圧の変動により白熱球のちらつき等が発生する現象）が発生することがある。フリッカ事象は、本新型能動的方式を具備した PCS の集中連系と配電線の線路インピーダンスにより、位相急変などの系統変動に対して無効電力注入動作が発振することで生じる。この事象の有効な対策手法として、Fig. 2.29 に示す無効電力発振の予兆、および単独運転の予兆を検出して無効電力の注入を調整する機能（無効電力発振抑制制御部）があり、現在は「新型能動的方式によるフリッカ事象における恒久対策（Step3）」として、業界内での標準化が検討されている⁽¹³⁾。

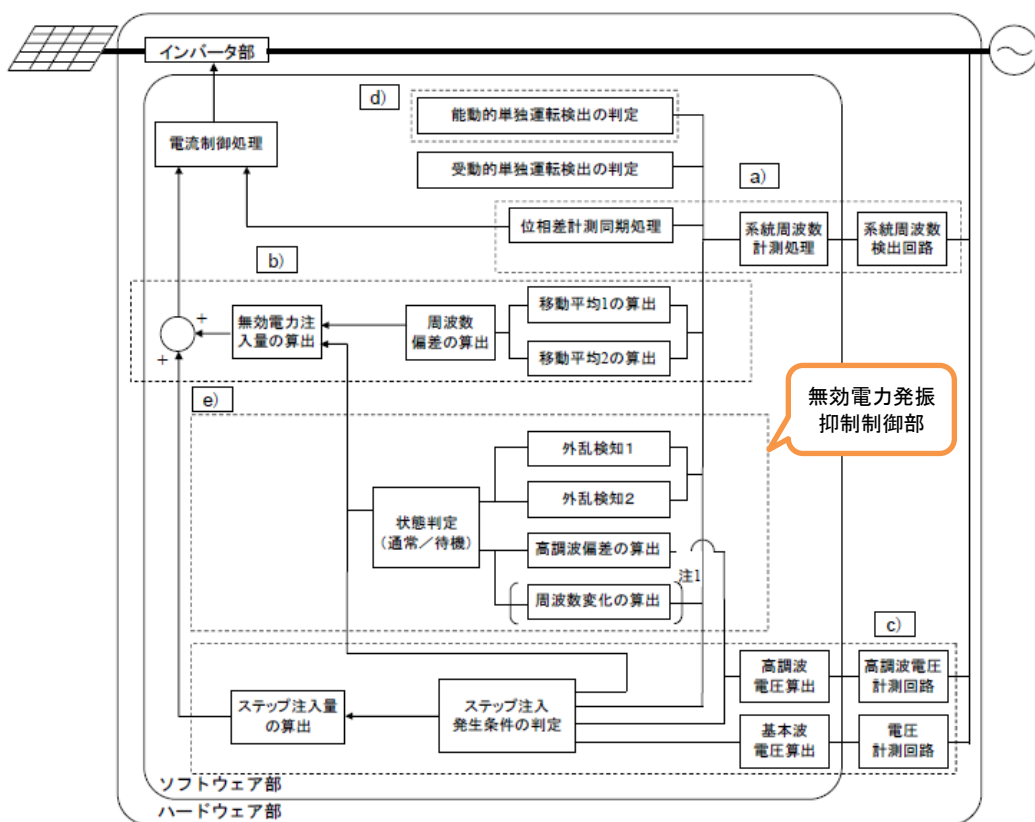


Fig. 2.29 Control structure diagram of new type active detection method.

図 2.29 新型能動的方式の制御構成図⁽¹³⁾

<参考> 新型能動的方式によるフリッカ対策の背景

- Step1.0 … 緊急対策（個社にてゲインや周波数偏差の演算を変更）
- Step2.0 … 暫定対策 1（周波数偏差の演算を 80ms から 320ms 前後に変更）
- Step2.5 … 暫定対策 2（周波数フィードバックのゲインを 1/3 程度に変更）
- Step3.0 … 恒久対策（無効電力発振抑制制御を追加）

2.4.3 事故時運転継続

事故時運転継続要件（FRT 要件）は、瞬時電圧低下や周波数変動が発生しても発電設備が停止せず、運転の継続を求めるもので、その内容は発電設備の種類によって細かく規定されている。Table 2.3 に、太陽光発電および蓄電池設備における瞬時電圧低下時の運転継続時間と動作、電圧復帰時の出力復帰時間と動作を示す⁽²⁾。出力復帰時の動作について、Table 2.3 の数値はいずれも電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰する時間を示している。

Table 2.3 FRT requirement (momentary voltage drop).

表 2.3 FRT 要件（瞬時電圧低下）⁽²⁾

		残電圧 20%以上	残電圧 20%未満	残電圧 52%以上 位相変化41度以下
太陽光	電圧低下継続時間	1.0 秒以下	1.0 秒以下	1.0 秒以下
	電圧低下時の動作	運転継続	運転継続または GB による出力停止	運転継続
	出力復帰時間	0.1 秒以内	0.2 秒以内	0.1 秒以内
	出力復帰時の動作	過電流が発生せず、運転継続		
蓄電池	電圧低下継続時間	1.0 秒以下	1.0 秒以下	1.0 秒以下
	電圧低下時の動作	運転継続	運転継続または GB による出力停止	運転継続
	出力復帰時間	0.1 秒以内 (RPR 設置時 は 0.4 秒以内)	1.0 秒以内	0.1 秒以内 (RPR 設置時は 0.4 秒以内)
	出力復帰時の動作	過電流が発生せず、運転継続		
太陽電池 + 蓄電池	電圧低下継続時間	1.0 秒以下	1.0 秒以下	1.0 秒以下
	電圧低下時の動作	運転継続	運転継続または GB による出力停止	運転継続
	出力復帰時間	0.1 秒以内 (RPR 設置時 または負荷追 従制御時は 0.4 秒以内)	1.0 秒以内	0.1 秒以内 (RPR 設置時ま たは負荷追従制 御時は 0.4 秒以 内)
	出力復帰時の動作	過電流が発生せず、運転継続		

※GB・・・ゲートブロック

周波数変動に対しては、下記の2点が要件となる。

- ①ステップ状に+0.8Hz (50Hz 系統に連系する場合)、+1.0Hz (60Hz 系統に連系する場合)、3 サイクル間継続する周波数変動に対して、運転を継続すること。
- ②ランプ状の±2Hz/s の周波数変動に対して、運転を継続すること。ただし、周波数の上限は OFR 整定値 (50Hz 系統では 51.5Hz, 60Hz 系統では 61.8Hz)、周波数の下限は UFR 整定値 (50Hz 系統では 47.5Hz, 60Hz 系統では 57.0Hz) とする。

Fig. 2.30 に、FRT 要件のイメージ図を示す⁽¹⁴⁾。瞬時電圧低下に対しては、1 秒以下の瞬低に対して運転継続を要求され、電圧復帰後は 0.1~1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰する必要がある、周波数変動に対しては、ステップ応答およびランプ応答の変化に対して運転を継続させる必要がある。これらの「運転を継続させる」という要件は、前述の単独運転検出における「即座に停止させる」と相反する要件となるため、制御干渉に注意しながら設計する必要がある。

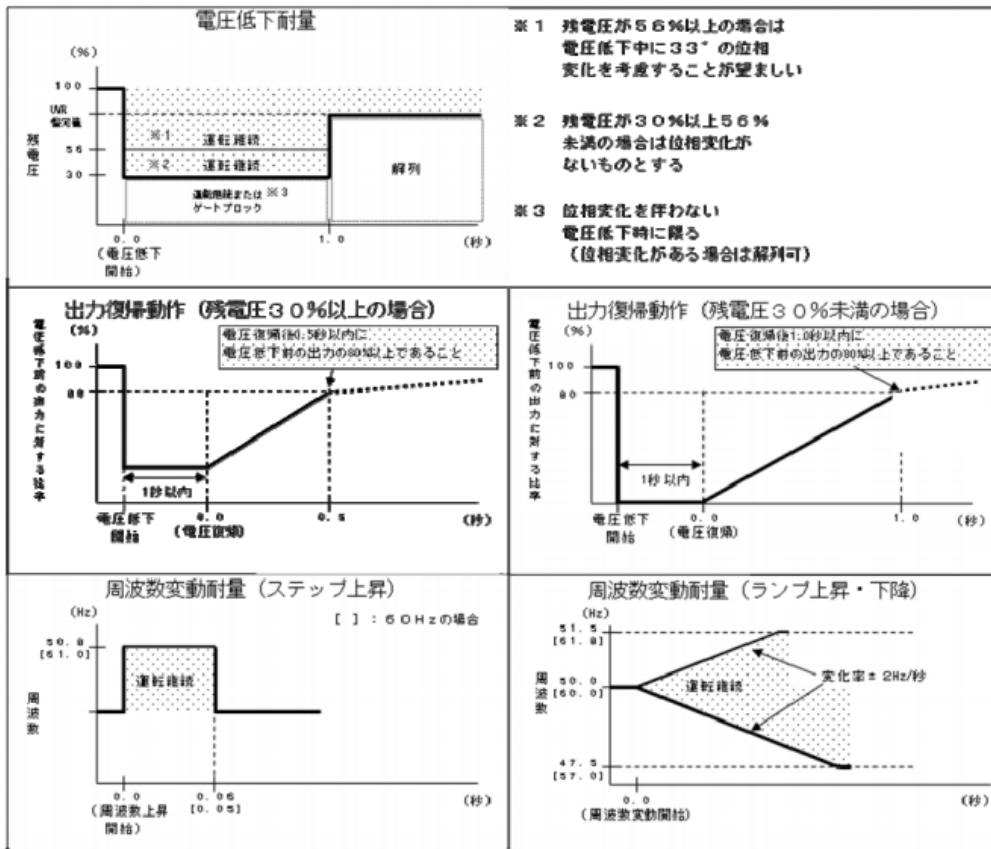


Fig. 2.30 Image of FRT requirement.

図 2.30 FRT 要件のイメージ⁽¹⁴⁾

瞬時電圧低下時のインバータ制御としては、瞬低前の電流振幅を維持する方法と、瞬低中の電流振幅を 0A に固定またはゲートブロックする方法がある。瞬低中の電流を 0A に固定すると、復電後の電流復帰に時間を要することになり、数百 kW の大型 PCS では高速応答による電流オーバーシュートの問題もあるため、太陽光発電用 PCS では前者の電流振幅維持が有効な手段となるが、逆潮流が認められない蓄電池付のシステムで電流振幅を維持してしまうと、瞬低中に PCS の出力電流が逆潮流してしまい、上位側の RPR（逆電力リレー）が動作しシステム停止に至る可能性があるため、蓄電池付のシステムでは後者の方法を取ることが多い。

Fig. 2.31 に、4.5kW 容量の蓄電池併設型太陽光発電用 PCS を定格運転状態（直流入力：DC 230V，交流出力：AC 202V）で運転させた時の瞬時電圧低下（残電圧 0%）の動作波形を、Fig. 2.32 に位相変化を伴う瞬時電圧低下（残電圧 52%，位相変化 41 度）の動作波形をそれぞれ示す。判定基準は、瞬時電圧低下に対しゲートブロックせずに運転を継続すること、電圧復帰後 1.0 秒以内に瞬時電圧低下発生前における有効電力出力の 80%以上の出力をおこなうこと、および、系統電圧復帰時の過電流が最大指定電流の 150%以下かつ瞬時電圧低下発生前の電流に対して 100%を越える時間が 0.5 秒以内であることである。Fig. 2.31, 2.32 より、瞬時電圧低下が発生しても PCS は停止することなく、運転を継続していることが分かる。瞬時電圧低下に関しては、定常状態の系統電圧を 214V，202V，190V，瞬時電圧低下の位相投入角を 0°，45°，90°，商用系統の周波数を 50Hz，60Hz の状態でも試験を実施し、問題なく運転を継続することを確認している。

Fig. 2.33 に、4.5kW 容量の蓄電池併設型太陽光発電用 PCS を定格運転状態（直流入力：DC 230V，交流出力：AC 202V）で運転させた時の周波数変動（ステップ変化+0.8Hz，3 サイクル継続）の動作波形を、Fig. 2.34 に周波数変動（ランプ変化±2Hz/s）の動作波形をそれぞれ示す。判定基準は、周波数変動中にゲートブロックせずに運転継続することである。Fig. 2.33, 2.34 より、周波数変動が発生しても PCS は停止することなく、運転を継続していることが分かる。周波数変動に関しては、商用系統の周波数を 50Hz，60Hz の状態でも試験を実施し、問題なく運転を継続することを確認している。

これらの試験では、力率一定制御の設定値を力率 0.80 および力率 0.95 でも実施しており、問題なく運転を継続することを確認している。さらに、単独運転検出の新型能動的方式「ステップ注入付周波数フィードバック方式」を搭載した状態で試験を実施し、それぞれ制御干渉することなく、双方の要件が両立出来ていることも確認している。

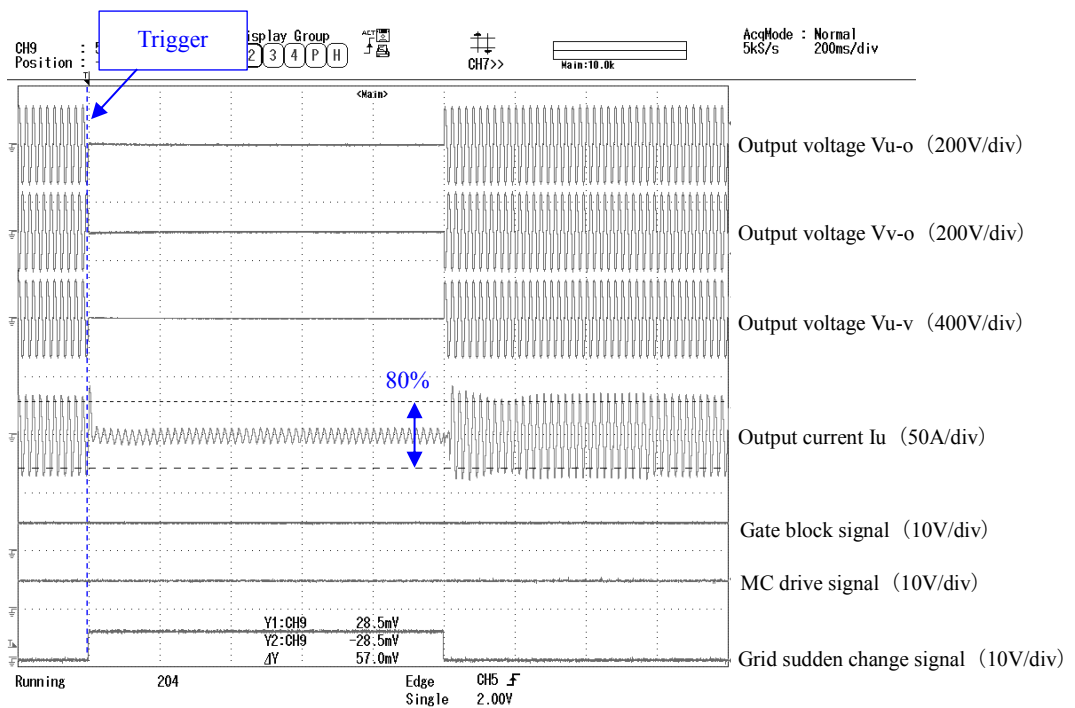


Fig. 2.31 FRT test (remaining voltage 0%, power factor 1.00).

図 2.31 FRT 試験 (残電圧 0%, 力率 1.00)

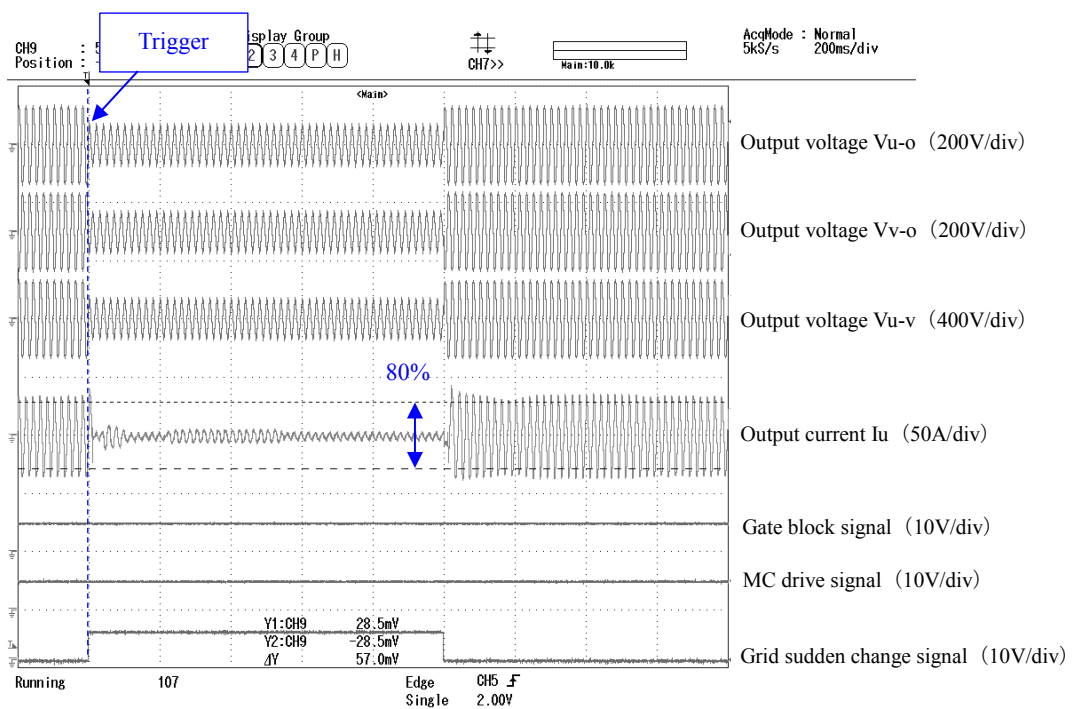


Fig. 2.32 FRT test (remaining voltage 52%, phase variation 41 degree, power factor 1.00).

図 2.32 FRT 試験 (残電圧 52%, 位相変化 41 度, 力率 1.00)

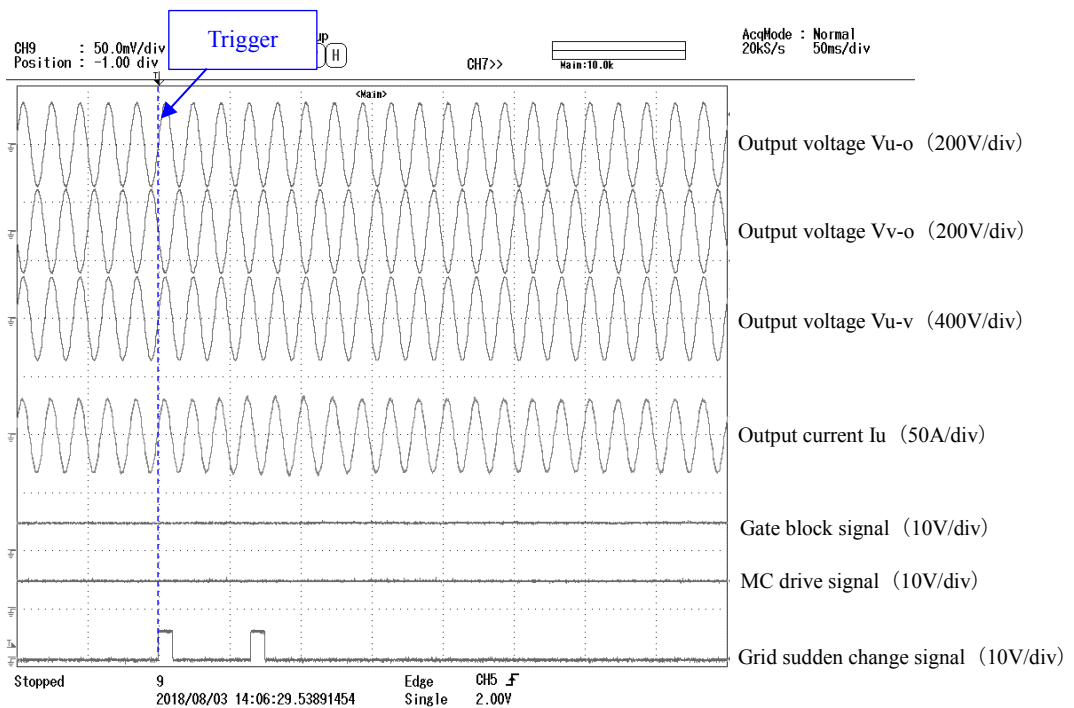


Fig. 2.33 FRT test (frequency step variation, power factor 1.00).

図 2.33 FRT 試験 (周波数ステップ変化, 力率 1.00)

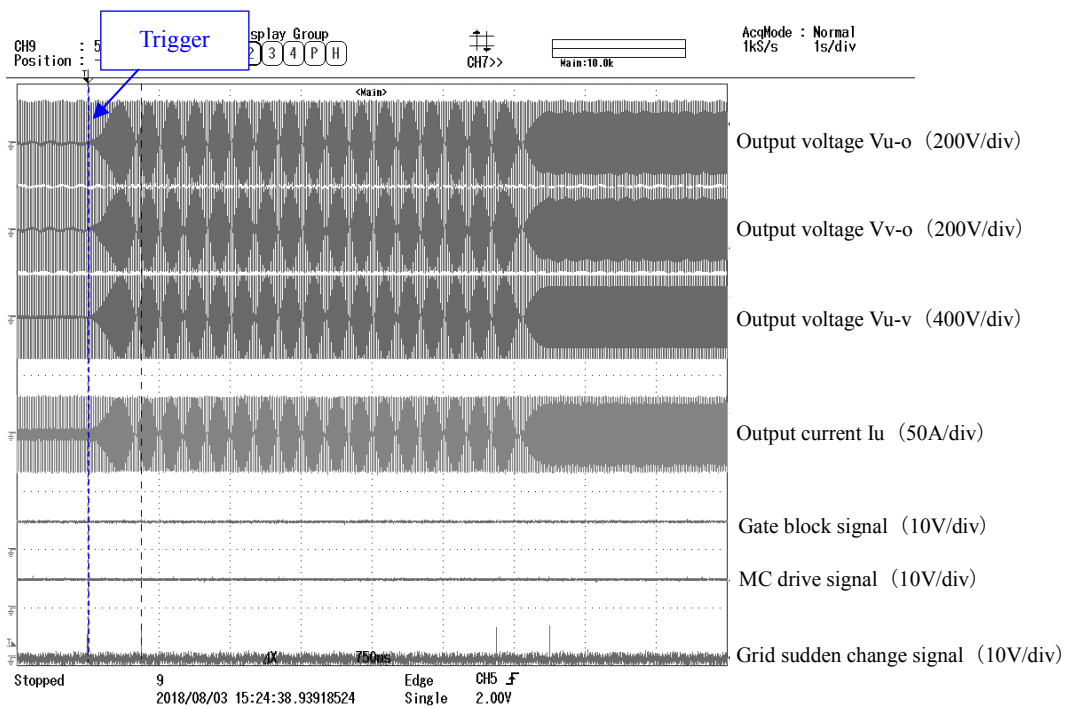


Fig. 2.34 FRT test (frequency ramp variation, power factor 1.00).

図 2.34 FRT 試験 (周波数ランプ変化, 力率 1.00)

2.4.4 遠隔出力制御

2012年のFIT制度以降、太陽光発電システムの導入が加速し、系統連系の申込量が電力会社の接続可能量に達したことを受けて、資源エネルギー庁より系統運用の見直しがおこなわれた。従来の太陽光発電用PCSには出力を制御する機能がないため、電力各社は停電等の事態を避けるべく最も需要が少ない状況を基準として接続可能量を決めている。ここで低需要期に出力制御をおこなうことができれば、停電等の事態を回避し接続可能量を増加させることができるため、資源エネルギー庁にて新たな出力抑制のルールおよび固定価格買取制度の運用見直しがおこなわれ、2015年に下記の改正省令が公布された。

○新たな出力制御ルールの下での再生可能エネルギーの最大限導入

①出力制御対象の見直し

現行：500kW以上 → 新ルール：500kW未満も全て対象

②出力制御の上限「30日ルール」の時間制への移行

現行：30日/年 → 新ルール：360時間/年

一日単位ではなく、時間単位の出力抑制をおこなえるようにする

③指定電気事業者制度の活用による接続拡大

接続可能量を超過した場合には上限（360時間/年）を超えて出力抑制をおこなうことができる

○固定価格買取制度の運用見直し

①太陽光発電に適用される調達価格の適正化

買取価格の決定時期が「接続申込み時」から「接続契約時」に変更

②接続枠を確保したまま事業を開始しない「空押しえ」の防止

契約締結後1カ月以内に費用を支払わない場合、接続に係る契約を解除できる
特段の理由なく契約上の予定日までに運転開始しない場合、接続に係る契約を解除できる

上記省令の公布を受け、これを実現させるためにメーカー各社は出力制御用PCSを開発し、出力制御の対象となる事業者に対しては出力制御の導入を義務付けられることとなった。出力制御システムを構築するためには、PCSへの出力制御機能の追加および電力会社からのスケジュール情報を受信しPCSに指示をおこなう出力制御ユニットの開発が必要となる。それぞれの開発要素は、下記の通り。

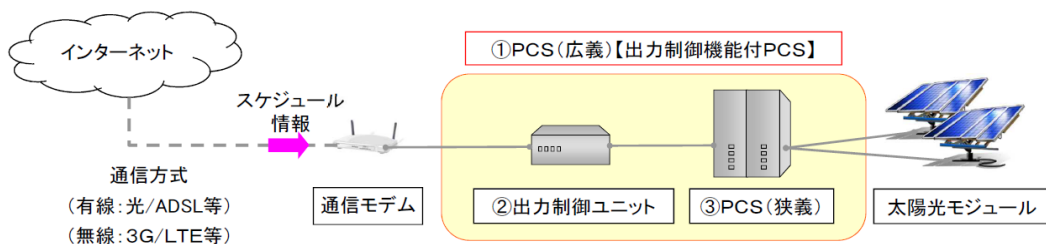
○パワーコンディショナ（狭義PCS）の開発要素

- ・出力制御指令を受信し、指令値をもとに最大出力の上限値を可変
- ・トラックレコード機能（出力制御監視）に備え、発電電力データの送信機能を追加

○出力制御ユニット（広義 PCS）の開発要素

- ・インターネット経由でスケジュール情報を取得
- ・スケジュール情報を元に出力抑制指令値を PCS へ送信
- ・PCS からの発電電力データを保存（トラックレコード機能への対応）

Fig. 2.35 に、出力制御機能付 PCS のシステム構成を示す⁽¹⁵⁾。電力会社の専用サーバにあるスケジュール情報を出力制御ユニットによりインターネット経由で取得する。スケジュール情報は 1%刻みの出力制御値が最短 30 分単位で更新され、電力サーバの指定時間内に「更新スケジュール」を取得する。出力制御機能付 PCS は、定格出力の 100% ⇔ 0% の変化時間を 5～10 分の間で設定できるように設計する（1 分単位）。出力変化時間があまりにも短いと系統への影響が大きくなるため、出力電力の変化率は 100% / (5～10 分) 一定とする。出力制御機能付 PCS の制御分解能は、定格出力の 1% 単位、精度は常温にて定格出力の ±5% の範囲内とする。「更新スケジュール」の取得タイミングは、複数の PCS の同時アクセスによる一時的なサーバ過負荷を防止するため、スケジュール情報の中に次回アクセス日時が指定されている。従って、出力制御機能付 PCS には時計の精度も必要で、NTP（Network Time Protocol：時刻同期プロトコル）にて電力サーバの時計情報と同期させており、PCS 内部時計の誤差は、常温で ±60 秒/月と規定されている。インターネット環境がない場合は、電力サーバのスケジュール情報を USB などの外部媒体に記録し、「固定スケジュール」として 400 日（1 年 + α（1 ヶ月））×48 点（24 時間/30 分）の出力制御値を PCS に都度設定する。



<出力制御機能付PCSシステムの構成>

①PCS(広義) 出力制御機能付PCS	電力会社または配信事業者が提示する出力制御スケジュール情報を取得し、そのスケジュールに応じて発電出力を制御する機能を有するPCSと定義する。基本的には「②出力制御ユニット」と「③PCS(狭義)」から構成する。(②、③の機能を一体化したシステムもある)
②出力制御ユニット	サーバから出力制御スケジュールを取得し、出力制御スケジュールに基づいて、「③PCS(狭義)」を制御する機能をもつ制御装置と定義する。外部通信機能がない場合でも、ユニット内に保存された固定スケジュールにより、「③PCS(狭義)」を制御する。
③PCS(狭義)	従来のPCSの機能に加え、「②出力制御ユニット」から出力制御情報を受けて、太陽光発電の出力(上限値)を制御する機能を有するPCSと定義する。

Fig. 2.35 System configuration of output control PCS.

図 2.35 出力制御機能付 PCS のシステム構成⁽¹⁵⁾

Fig. 2.36 に、出力制御のシステム運用例を示す。出力制御日は、「固定スケジュール」の運用を踏まえ、400 日分の出力制御設定を可能とし、各日の出力制御スケジュールは 30 分単位、定格出力制御値 1%単位で設定する。インターネットなどの通信機能がある場合は、最短で 30 分毎にスケジュールが更新される。なお、通信障害や故障等により通信に異常が発生した場合、電力サーバと出力制御ユニット間の通信異常であれば、PCS 内部で維持している「固定スケジュール」で運転を継続できるが、出力制御ユニットと PCS の間で通信異常が発生した場合は、5 分以内に発電を停止しなければならない。ただし、通信再開時は自動または手動で復帰することができる。

Fig. 2.37 に、余剰買取制御時のシステム運用例を示す。余剰買取の場合、自家消費分は原則制御対象外となるため、発電電力を 0~100%の間で調整する制御に加え、連系点での逆潮流が 0（系統への突き出しがない）とする制御が必要となる。これは、10kW 未満の住宅用だけではなく、接続電圧、連系区分、設備容量に関係なく、余剰買取の場合は同様の扱いとなる。

遠隔出力制御には、推奨仕様として発電実績のトラックレコード機能がある。これは、出力制御に必須の機能ではないものの、事業者の利便性向上の観点から追加を推奨されているもので、時間分解能は 30 分、保持期間は遠隔通信の有無に関係なく最低 3 ヶ月としている。保存対象となるデータは、全量買取では発電した電力量、余剰買取では連系点の逆潮流の電力量である。

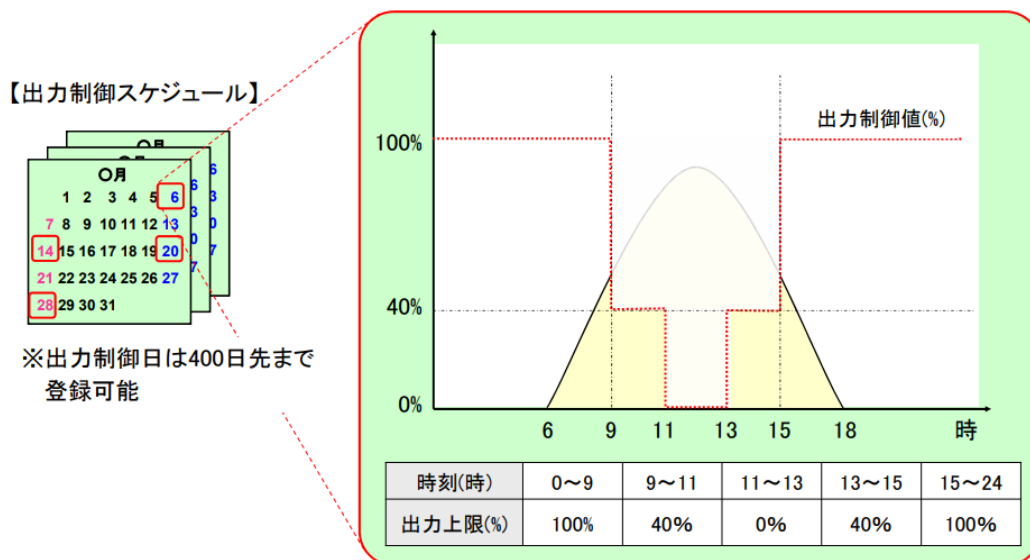


Fig. 2.36 System operation example of output control.

図 2.36 出力制御のシステム運用例⁽¹⁵⁾

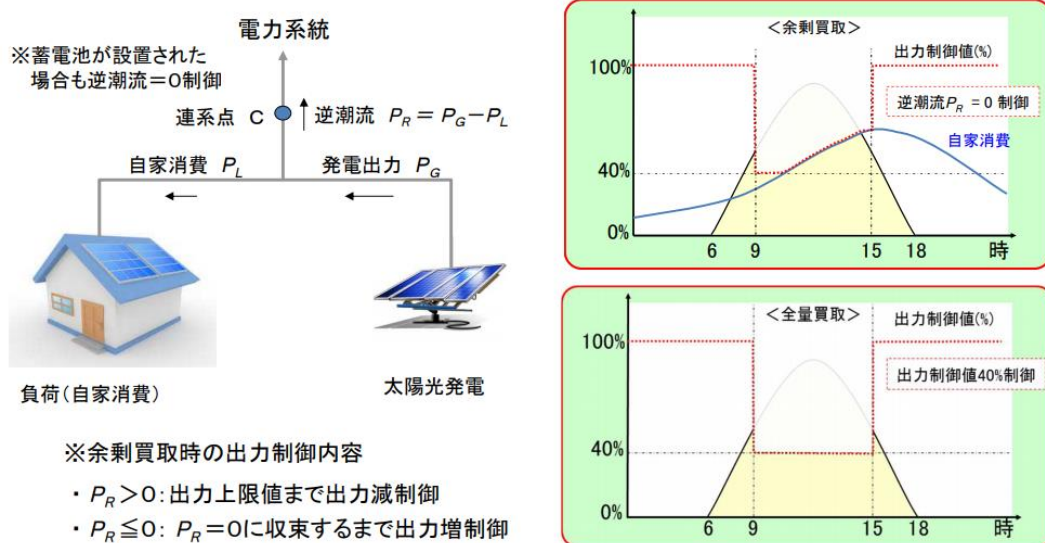


Fig. 2.37 System operation example of excess electricity purchasing scheme.

図 2.37 余剰買取時のシステム運用例⁽¹⁵⁾

Fig. 2.38 に、4.5kW 容量の蓄電池併設型太陽光発電用 PCS に出力制御指令値 50%，出力変化時間 5 分，力率 0.95 とした時の動作波形を示す。判定基準は，出力安定後に計測した 5 分間の平均 PCS 出力が出力制御指令値に対して 5%以内であることである。出力電力の変化率は 100% / 5 分のため，出力制御指令値が 50% の場合は 2.5 分で目標の指令値に到達していることが分かる。出力制御の電力精度についても，基準内に入っていることが確認できる。

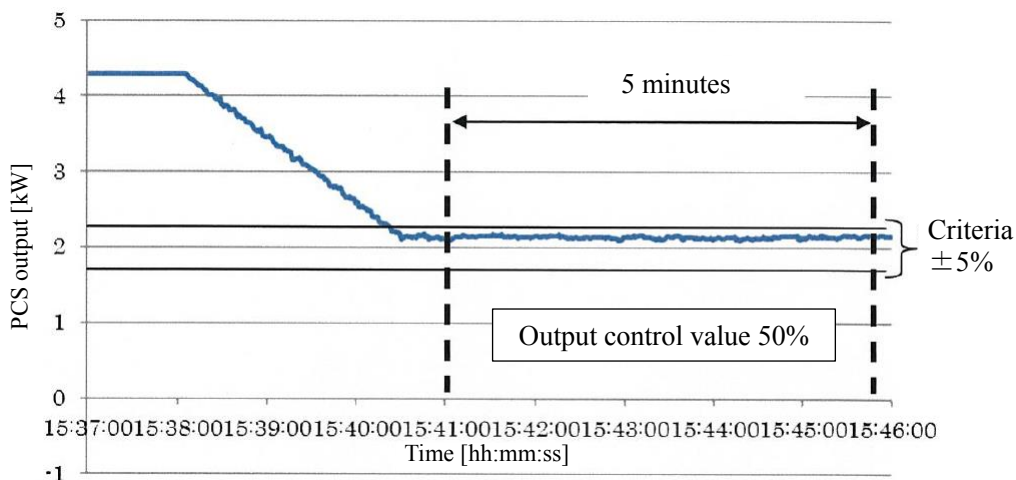


Fig. 2.38 Output control test (output power accuracy testing).

図 2.38 出力制御試験 (出力電力精度確認)

Fig. 2.39 に、4.5kW 容量の蓄電池併設型太陽光発電用 PCS に出力制御指令値を 100% から 0% に減少させた時の出力減少時間の動作波形を、Fig. 2.40 に出力制御指令値を 0% から 100% に増加した時の出力増加時間の動作波形をそれぞれ示す。PCS の力率は、ともに 0.95 設定とした。判定基準は、出力の変化時間が設定時間の $\pm 5\%$ 以内であることおよび、変化後の出力変動が定格出力 5% 以内であることである。出力増減ともに基準内の時限・精度を確保していることが確認できる。

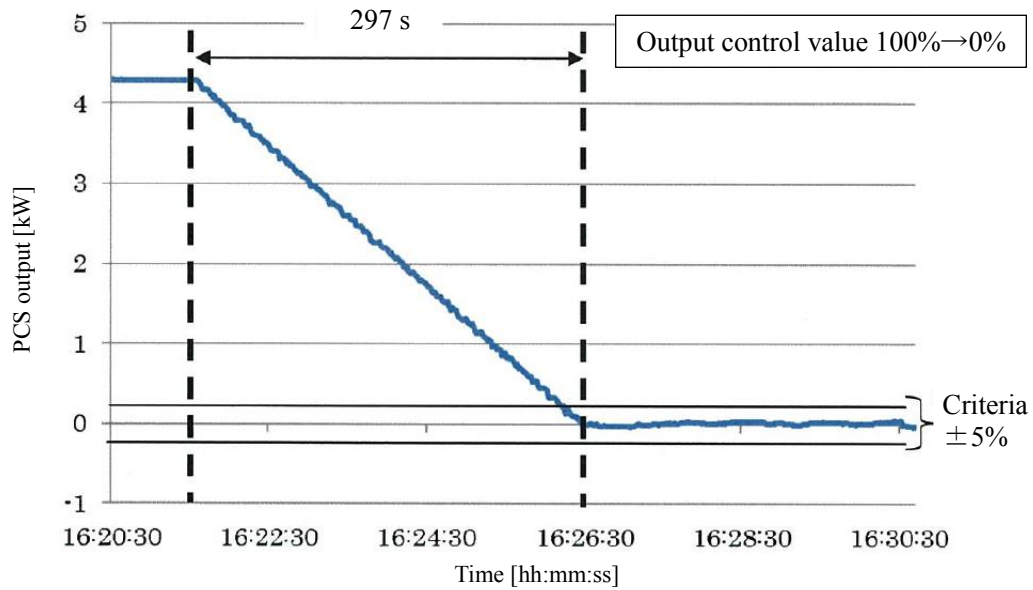


Fig. 2.39 Output control test (output decrease time testing).

図 2.39 出力制御試験（出力減少時間確認）

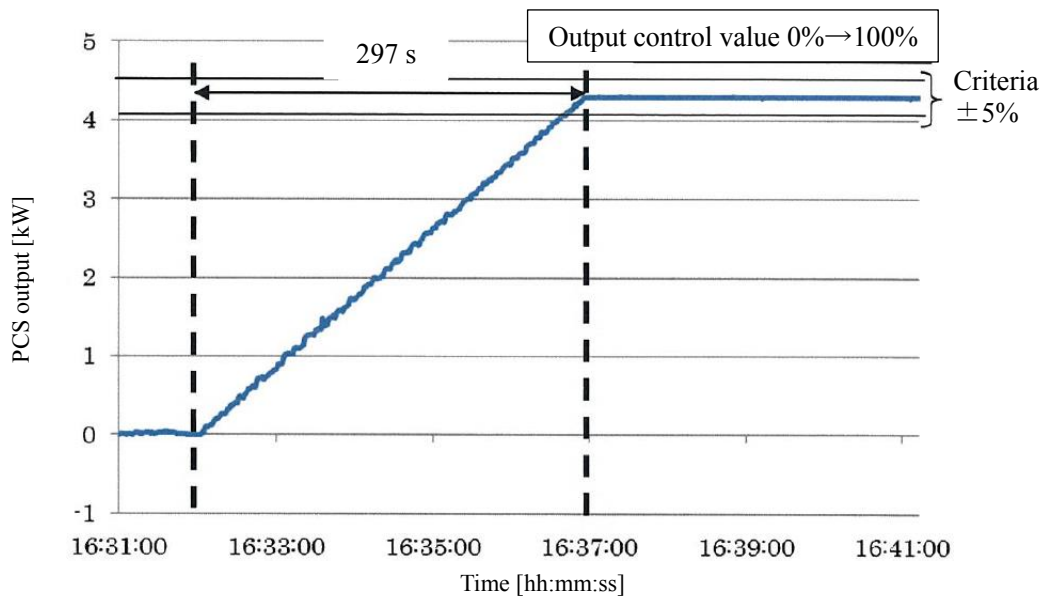


Fig. 2.40 Output control test (output increase time testing).

図 2.40 出力制御試験（出力増加時間確認）

2.5 結言

本章では、PCS の概要として太陽光発電用 PCS と蓄電池併設型太陽光発電用 PCS について述べるとともに、系統連系における課題について整理した。2012 年の FIT 制度以降、太陽光発電システムの大量導入に伴う電力系統の電圧上昇や複数の PCS が同一系統に接続された際の単独運転能動的方式における制御干渉、系統事故発生時の発電設備の一斉解列を防止する FRT 要件や連系申込量が電力会社の系統接続可能量に達したことによる遠隔出力制御など様々な課題が生じ、相次いで見直された各種要件に対する対策技術について述べるとともに、各要素の基礎技術や設計時の注意点を明確にした。

第3章 エネルギーマネジメントシステム

3.1 序言

2011年の東日本大震災以降、電力を中心とするエネルギー対策が重要な課題となっており、2030年度の温室効果ガス削減目標に向けて、徹底した省エネ、再エネ対策が求められている。これを受け、2016年に経済産業省より省エネ、再エネをはじめとする関連制度を一体的に整備することによりエネルギー関連投資を拡大し、経済成長とCO₂排出抑制の両立を目指す「エネルギー革新戦略」が発表された⁽¹⁶⁾。その中でEMSにおけるIoT技術は、エネルギー利用の最適化を図り、省エネのさらなる進化への貢献が期待される最先端の技術として位置付けられている。Fig. 3.1に、EMSのイメージを示す。

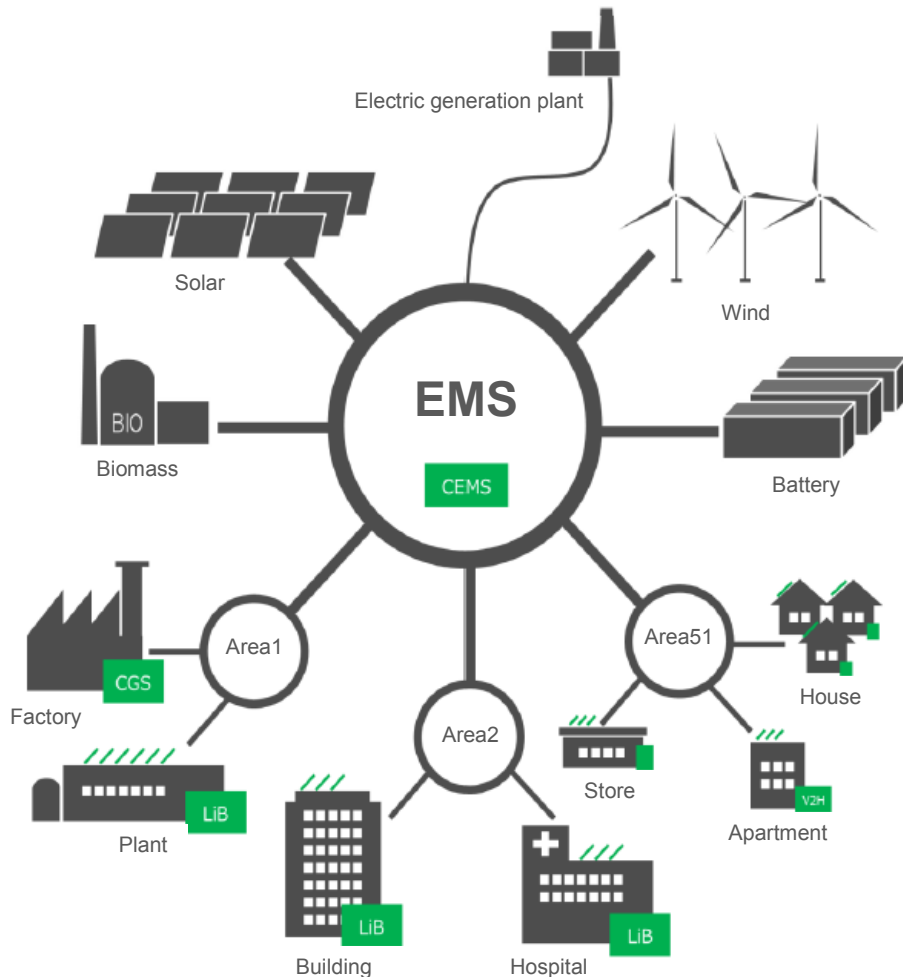


Fig. 3.1 Image of energy management system.

図 3.1 エネルギーマネジメントシステムのイメージ

エネルギー革新戦略は、「技術の革新」「プレーヤーの革新」「仕組みの革新」の3つの革新から構成されており、具体的な施策として、①徹底した省エネ、②再エネの拡大、③新たなエネルギーシステムの構築の3つを掲げている。①の徹底した省エネに対しては、エネルギーミックス（長期エネルギー需給見通し⁽⁴⁾）の前提となる2030年度における省エネを実現するために、これまでの機器や設備といったハード単体のエネルギー効率向上技術に加え、単体の機器や設備を更に効率的に稼働させ、それぞれを連携させることで全体最適をはかるというエネルギーマネジメント技術の革新が検討されている。

このようなエネルギーマネジメント技術やサービスを社会に実装していくことは、単に全体の省エネ促進のみならず、その担い手として新たな省エネビジネスを生み出すことに加え、需要サイドにとってもこれまで以上の事業の生産性の向上をもたらすこととなる。さらには、このような新しい省エネビジネスを海外に展開していくことにより、海外での省エネ推進に貢献するとともに、新たなマーケットやフィールドの開拓にも繋がることが期待される。

②再エネの拡大に対しては、第2章に記載した系統制約の解消を目的に、再エネの最大限の導入と国民負担の抑制を両立させるため、送配電等設備の効率的な設備形成を目的として、電力系統の増強に要する発電設備設置者の費用負担の考え方を示した指針を公表した。また、再エネの出力制御をおこなう前の回避措置として、太陽光発電の出力が増加する昼間に火力発電を抑制し、供給力を可能な限り下げ一方、揚水発電所の水を汲み上げて需要を増加させるほか、再エネ電気の受入れ余地のある他地域への送電をおこなうことを原則とするよう系統運用ルールを見直し、2016年より運用を開始している。さらに、電力広域的運営推進機関（OCCTO）において、将来の広域連系系統の整備及び更新に関する方向性を整理した「広域系統長期方針」の策定や、地域間連系線の運用ルールの見直し等が進められている。出力制御に関する情報の透明性を高めるため、電力会社が30日等出力制御枠の算定諸元データや出力制御の見込み、需給実績データの公表を行い、さらにOCCTOにおいて出力制御実績を検証し公表することとしている。また、出力制御量をできる限り減らし、事業者間の公平性を確保する観点から、出力制御についての具体的なルールを策定するとともに、太陽光発電や風力発電の出力予測の高精度化、出力制御技術・蓄電池の放電制御技術の高度化等の技術開発を進めている。

③の新たなエネルギーシステムの構築に対しては、FIT制度等の政策的支援を通じ、一般家庭を中心に住宅用太陽光発電システムなどの創エネルギー機器の導入が進んだことにより、これまでの大規模発電所から需要家に向けた単一方向であった電気の流れが、需要家からも系統に流れる双方向の流れとなり、需給管理技術の高度化が必要になっている。また、情報通信技術の発達により、あらゆる機器がインターネットにつながり、需要家側のエネルギーリソースの遠隔制御を通じて、きめ細やかなエネルギーマネジメントが可能となりつつある。上記の変化を踏まえ、アグリゲーターが電力グリッド上に

散在する需要家側のエネルギーリソース（太陽電池、蓄電池、電気自動車等）を IoT 技術により統合制御し、小売や送配電事業者の需給調整に活用されることを目指す。具体的なアクションプランとして、ネガワット取引市場に向けたルール策定や、VPP に係る制御技術の技術実証などを掲げている⁽¹⁶⁾。

本章では、エネルギーマネジメントシステムの概要として、「xEMS」や「DR」について述べるとともに、需給バランスの必要性について記述する。

3.2 エネルギーマネジメントシステム

3.2.1 HEMS

エネルギーマネジメントシステム（EMS）とは、電気、熱、ガスなどのエネルギーが見える化し、発電設備から需要家までの電力運用を最適化するシステムのことであり、情報通信技術を用いてエネルギーの使用状況を適切に把握・管理し、省エネルギーおよび負荷平準等によりエネルギーを合理的に取り扱うことを意味する。EMS には様々な形態があり、「xEMS」と呼ばれる用語が一般的に使用されている。「x」には「H」、「B」、「F」、「C」などが入り、それぞれ個別の意味を持つ。「HEMS」は‘Home Energy Management System’の略称で、家庭単位のエネルギー需給管理システムを意味する。Fig. 3.2 に、HEMS のイメージを示す。

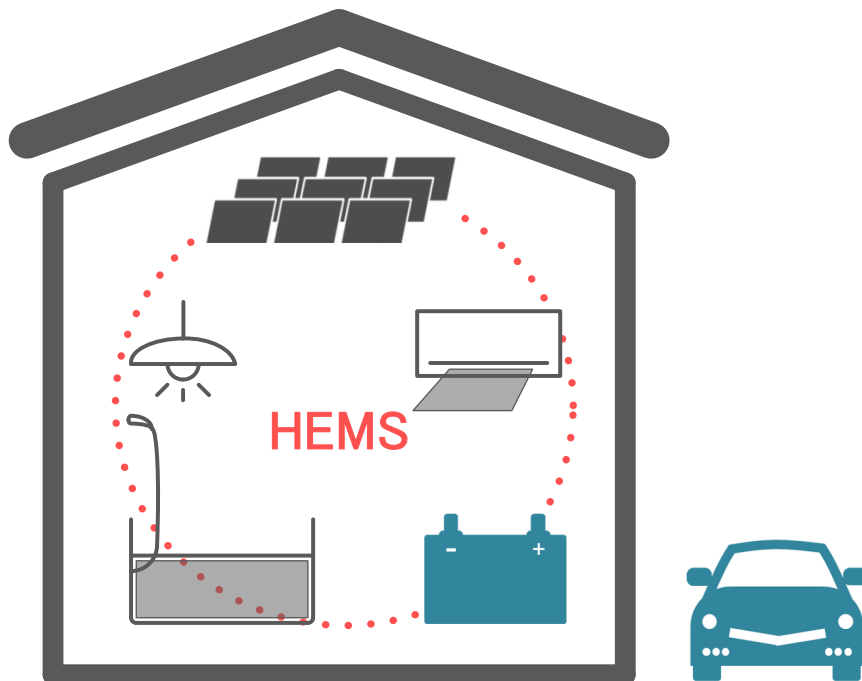


Fig. 3.2 Image of HEMS.

図 3.2 HEMS のイメージ

2016年4月から始まった電力の小売り全面自由化により、「スマートメータ」（通信機能を備えた次世代型電力メータ）の普及が加速している。家庭の電力消費を見える化し、エネルギーの流れを把握することで、省エネに対する意識付けをおこなう。こうした背景から、家庭内で多くのエネルギーを消費するエアコンや給湯器を中心に、照明や情報家電まで含め、動作状態やエネルギー消費量を可視化しつつ積極的に制御をおこなうことで、省エネ効果を狙う「HEMS」に期待が集まっている。家庭部門におけるエネルギー源別消費の推移をとその内訳を見ると、高度成長期が始まったとされる1965年度には石炭が3分の1以上を占めていたが、その後の国のエネルギー政策の転換もあり、1973年度では灯油、電気、ガスがそれぞれ3分の1を占めるようになり、2013年度には電力が51%と半分を超える結果となっている。家電機器の普及やエアコンなど室内空調が電気で稼働するシステムへ置き換えられているため、住宅の電化率は上昇しており、家庭部門における省エネに節電が寄与する部分は大きく、HEMSを中核として制度の整備やビジネスモデルの提案が進みつつある⁽¹⁷⁾。

3.2.2 BEMS

「BEMS」は、'Building Energy Management System'の略称で、ビル単位のエネルギー需給管理システムを意味する。BEMS は、ICT を利用して業務用ビルの照明や空調などを制御し、最適なエネルギー管理をおこなうもので、要素技術としては、Fig. 3.3 に示すような再生可能エネルギーや温度などのセンサーと制御装置を組み合わせたものがある。

業務用ビルからの CO2 排出量は日本の CO2 排出量の 1 割程度を占めており、今後とも増加が予想されることから、BEMS の導入は温暖化に対する有効な対策と考えられている。BEMS は低炭素社会をつくるために不可欠な技術として多くのビルへの採用が期待され、各種の CO2 排出量削減のシナリオにも取り上げられている⁽¹⁸⁾。

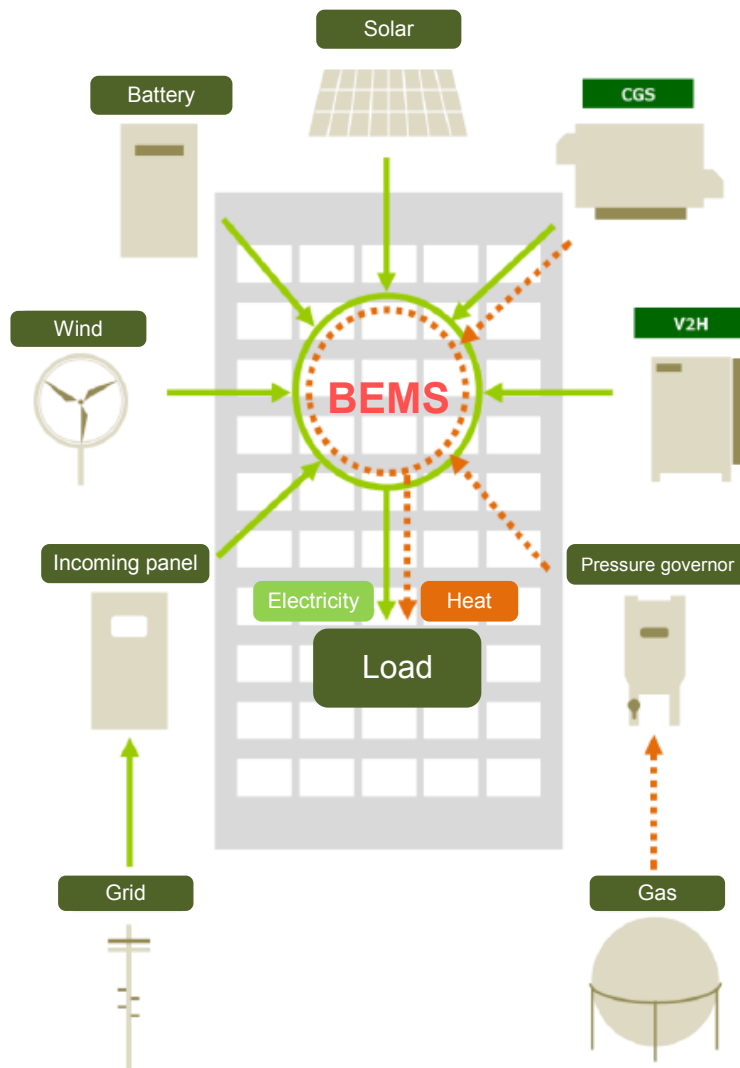


Fig. 3.3 Image of BEMS.

図 3.3 BEMS のイメージ

3.2.3 FEMS

「FEMS」は、‘Factory Energy Management System’の略称で、工場単位のエネルギー需給管理システムを意味する。近年の電力事情の変化を踏まえ、工場等の生産現場ではエネルギーを効率的に使用するスマート化が進んでおり、その一つとして、工場内で生じる低温排熱の再利用が注目されている。特に、食品・飲料、自動車、化学工業、パルプ・紙・紙加工品といった産業分野では熱の利用範囲が広く、かつ再利用可能な排熱量が多く見込まれている。工場で排出される排温水（60～80℃）などから熱を回収し、飽和蒸気（100～120℃）を供給することで、エネルギーコストやCO₂排出量を大幅に削減できる。また、複数の工場をネットワークに接続して中央制御室やパソコン等からの遠隔監視し最適制御をおこなうことで、工場全体のFEMSと連携したエネルギーマネジメントに貢献できる⁽¹⁹⁾。

Fig. 3.4 に FEMS のイメージ図を示す。従来おこなわれてきた受配電設備のエネルギー管理に加えて、工場における生産設備のエネルギー使用状況や稼働状況を把握し、エネルギー使用の合理化および工場設備・機器のトータルライフサイクル管理の最適化を図るためのシステムとなる。

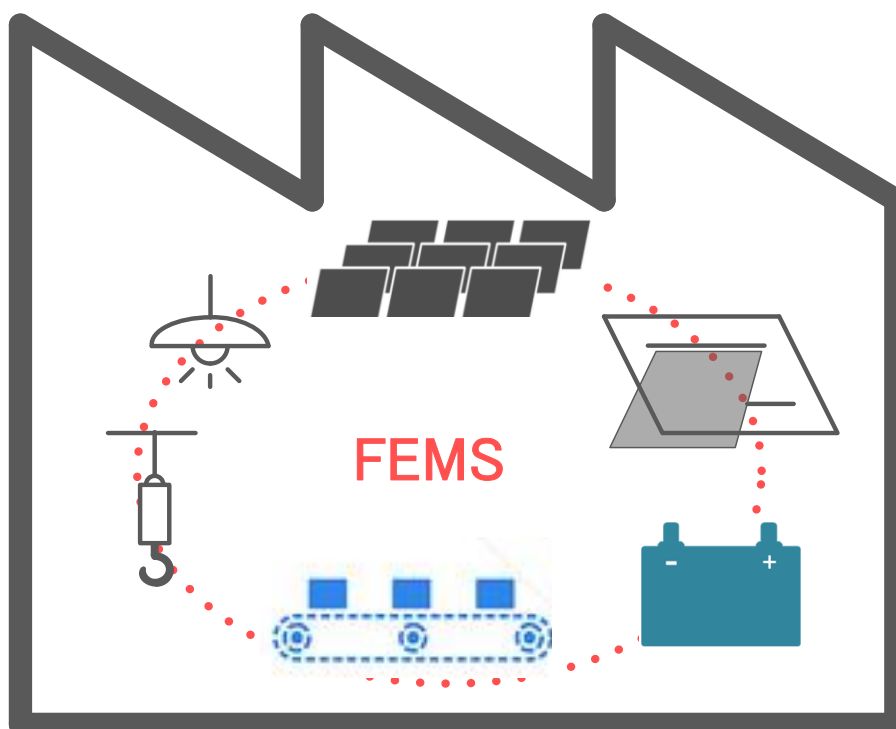


Fig. 3.4 Image of FEMS.

図 3.4 FEMS のイメージ

3.2.4 CEMS

「CEMS」は、‘Community Energy Management System’の略称で、地域単位のエネルギー需給管理システムを意味する。地域に分散して存在している家庭やビル、工場などをネットワークで繋ぎ、太陽光や風力などの再生可能エネルギーを最大限活用し、刻々と変化する電力の需要と供給を制御することにより、地域レベルでエネルギーを無駄なく安定して活用する、次世代のエネルギーマネジメントシステムである。

Fig. 3.5 に CEMS のイメージ図を示す⁽¹¹⁾。前項までに記述した住宅を対象とした HEMS，オフィスビルや商業施設を対象とした BEMS，工場などの産業施設を対象とした FE MS 等のエネルギーを，地域全体に渡って包括的に管理するシステムであり，通信ネットワークでそれらを結びつけ，ICT を活用して太陽光発電や風力発電などの分散電源，需要家の電力使用量などの情報を統合し，高効率・高品質・高信頼度の電力供給システムを目指すものである⁽²⁰⁾。



Fig. 3.5 Image of CEMS.

図 3.5 CEMS のイメージ⁽¹¹⁾

3.3 デMANDリスPONS

3.3.1 上げ下げDR

前項まではエネルギーを供給する発電事業者（サプライヤー）側のケースが主軸であったが、デMANDリスPONS（DR）とは、エネルギーを受け取る（デMANDダー）側が主軸のケースであり、需要家側エネルギーリソースの保有者もしくは第三者が、そのエネルギーリソースを制御することで、電力需要パターンを変化させることを意味する。DRは、需要制御のパターンによって、需要を増やす（創出する）「上げDR」、需要を減らす（抑制する）「下げDR」の二つに区分される（Fig. 3.6）。一般的に「下げDR」には需要家の「節電」を意味することが多い。また、需要制御の方法によって、①電気料金型（電気料金設定により電力需要を制御する）と、②インセンティブ型（電力会社やアグリゲーター等と需要家が契約を結び、需要家が要請に応じて電力需要の抑制等をする）の二つに区分される。なお、インセンティブ型の下げDRのことを、「ネガワット取引」と呼んでいる。

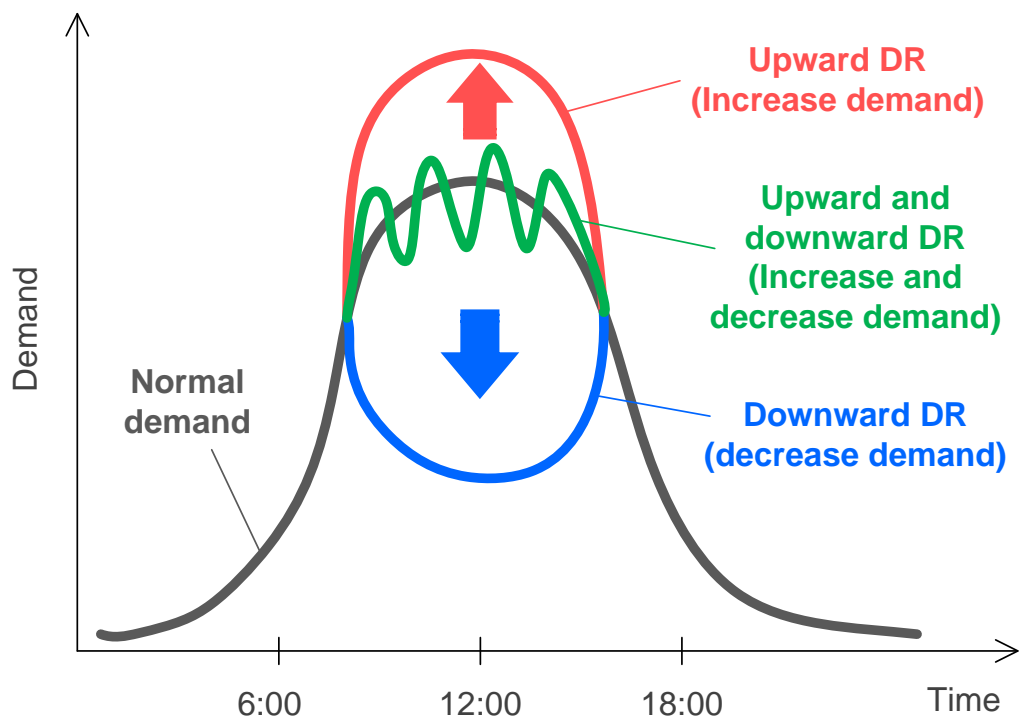


Fig. 3.6 Image of DR.

図 3.6 DR のイメージ

3.3.2 需給バランス調整

蓄電池などのエネルギーを充電するデバイスがないシステムでは、基本的に電気の貯蔵ができないため、常に需要と供給をバランスさせておかなければならない。このバランスが崩れると電力品質の一つである周波数が変動してしまい、停電などの事故に繋がるおそれがある。そのため、需要に合わせて供給をおこなう運用や、瞬時瞬時の需給の変化に対応することが重要となる (Fig. 3.7)。このような需給バランスを保つ役割は、これまで主に大型の発電機の稼働によって担われてきたが、分散電源を用いた VPP や DR を活用することで実現する技術に注目が集まっている。

需給バランスの調整には、一般送配電事業者が需要と供給の差を一致させる「調整力」が重要な役割を担っている。「調整力」は予測誤差、時間内変動、電源脱落などの発電と需要の計画誤差や予測不能なトラブルが生じた場合に対応するものであり、VPP や DR といった新たなリソースの活用が期待されている。

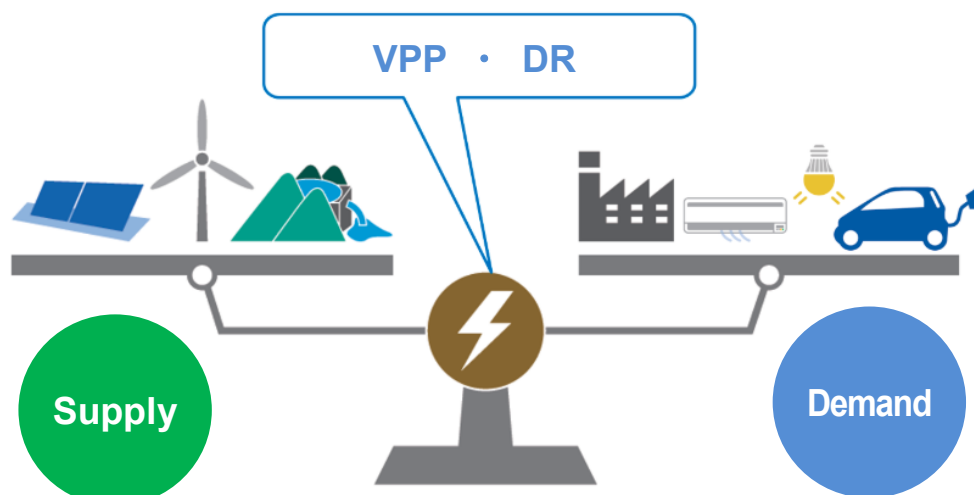


Fig. 3.7 Image of supply and demand balance.

図 3.7 需給バランスのイメージ⁽²¹⁾

3.4 結言

本章では、エネルギーマネジメントシステムの概要として、「xEMS」や「DR」について述べるとともに、需給バランス調整の必要性について記述した。地域のエネルギーを地域で有効活用する‘地産地消型’のシステムは、省エネの推進や再エネの普及拡大、エネルギーシステムの強靱化に貢献する取り組みとして重要であり、また、コンパクトシティや交通システムの構築等、まちづくりと一体的にその導入が進められることで、地域の活性化にも貢献できる。需給バランスの調整に対しては、専用の EMS コントローラを使用することにより各種発電設備や負荷を制御することが可能となるが、追加の設備導入によりシステムコストが高騰するという問題が生じ、分散電源同士が干渉しないように都度カップリング試験が必要になるなどの現実的な課題も生じるため、シンプルなシステム構成での EMS 構築が望まれている。

第4章 受電電力一定制御

4.1 序言

エネルギーや地球環境に対する意識が高まる中、再生可能エネルギーの利用が進められており、蓄電池併設型太陽光発電用 PCS の普及が加速している。2019 年で一部の FIT が終了する住宅用を筆頭に、蓄電池付のシステムは今後ますます増加するものと考えられている。現在、主流となっている太陽光発電システムは、太陽電池で発電した電力を交流に変換し、電力会社の系統と連系して負荷に供給するシステムである。ただし、太陽光のみのシステムでは災害等により系統が停電し、自立運転をおこなう場合、負荷の消費電力が太陽電池の発電電力より少ないことが条件となり、不安定かつ夜間の利用はできないことから、実用性が乏しい。

一方、人口の高齢化が進む中で、住宅においても防災面での検討がおこなわれている。近年では、大地震が発生した場合に建物自体が壊れることは少なくなっているが、ライフラインの途絶等により、震災後は避難所の生活を余儀なくされることが多い。さらに、近年の「オール電化」の普及に伴い、電気が使えないと生活自体が成り立たないという事態も増えている。震災後も自宅での生活をおこなうためには、居住空間、水・食料、エネルギーの3点を確保する必要があるが、このエネルギー確保の点で、蓄電池を併設した太陽光発電システムは安定した自立運転が可能であり、非常に有効である。国内の電力量料金は昼間と夜間で価格が異なるため、蓄電池に対しては系統への逆潮流が原則禁止されている（夜間の安い電気を貯めて、昼間の高い電気で売ることとはできない）。そのため、蓄電池を併設するシステムでは系統への逆潮流を防止する制御が必要となる。これに対し、蓄電池併設型 PCS では系統への逆潮流を防止する技術の一つとして、蓄電池放電時に常に一定の電力を系統から受電する「受電電力一定制御⁽²²⁾⁽²³⁾」が提案、実用化されている。

本章では、蓄電池併設型 PCS の従来技術である「受電電力一定制御」について述べるとともに、省エネルギー機能を高めた防災住宅に、蓄電池併設型太陽光発電システムを適用した時の運用方法とその概要について記述する。

4.2 システム構成

Fig. 4.1 は省エネルギー・防災住宅のコンセプトを示したものである。防災住宅では、災害時における安全や居住空間の確保のほか、飲料水・洗浄水・食料の確保や電気エネルギーの確保を重要なポイントとしている。オール電化住宅などは、電力の使用を前提としているものが多く、電力は災害時においてもっとも重要なエネルギーであると言える。防災住宅において、停電時にバックアップをおこなう負荷（家電機器）としては、

Table 4.1 に示した機器を想定している。照明や IT ネットワークシステム、PC、TV などは比較的消費電力が少ないが、冷蔵庫や調理器具関係は消費電力が多いため、蓄電容量としては、合計で一日当たり 3kWh 程度必要になると考えられる。



Fig. 4.1 Objectives of disaster-proof house.

図 4.1 防災住宅のコンセプト

Table 4.1 Power consumption of loads.

表 4.1 負荷の消費電力

Item	Wattage [W/unit]	Use frequency [h/day]	Day power consumption[Wh]	Installation condition (Remarks)
Modulated light (100W)	20	6	120	1 light, illuminance 10%
LED light	0.24	12	86.4	30 units
Bath discharging system	200	0.2	40	A family of 4
IT network system	5	24	120	All day and night
Fire alarm device	2	24	288	6 units
Refrigerator	23	24	552	Calculate by annual power consumption 200kWh
TV	27	4	108	Calculate by annual power consumption 240kWh
IH cooking heater	2,000	0.5	1,000	Case of all-electric home
Rice steamer	1,250	0.5	625	From 5.5 go (about 825 grams) No heat-retention
Telephone	5	24	120	Standby power
PC	100	1	100	—
合計	3,632.2	—	3,159.4	

Fig. 4.2 に、防災住宅に適用した蓄電池併設型太陽光発電システムの構成を示す。本システムは、太陽光発電と電力貯蔵を組み合わせたシステムをもとに、防災用として改良を加えたもので、太陽電池、パワーコンディショナ、蓄電池、系統・自立切換ユニット、受電電力検出ユニット等から構成されている。

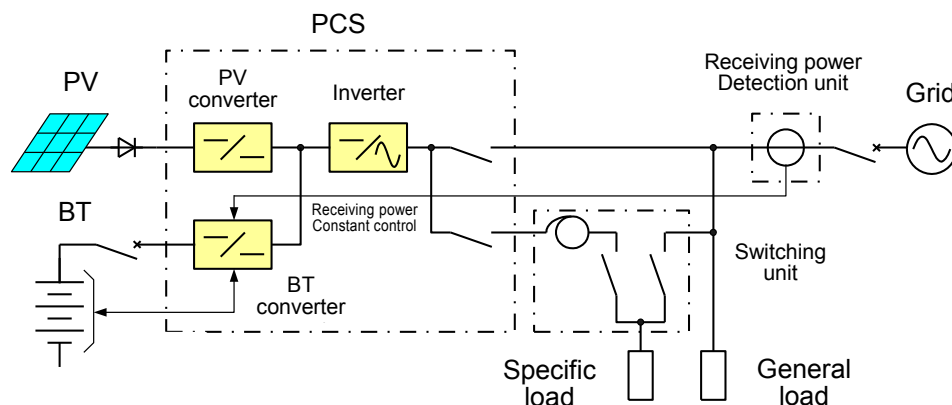


Fig. 4.2 Configuration of Battery Combined Photovoltaic Generation System.

図 4.2 蓄電池併設型太陽光発電システムの構成

本システムが一般的な太陽光発電システムと異なる点は、次のとおりである。

- ①システムに蓄電池を有しており、夜間に充電した電力を昼間に利用する。ただし、負荷への電力供給は太陽電池の発電電力を優先する。また、停電時のバックアップ用として蓄電池の放電深度（DOD）を約 50%に制限する。
- ②太陽電池、蓄電池の双方に対して、最適かつ必要な制御をおこなうため、PCS にそれぞれ専用のコンバータを内蔵している。
- ③太陽電池の余剰電力は逆潮流し、蓄電池からの電力は逆潮流させないため、受電点に受電電力検出ユニットを設置し、蓄電池の放電電力に対して逆潮流防止制御（受電電力一定制御）をおこなう。
- ④系統停電時には自立運転をおこない、太陽電池にて蓄電池を充電しつつ特定負荷に電力を供給する。

Table 4.2 および Table 4.3 に、本システムに使用している PCS と蓄電池の仕様をそれぞれ示す。PCS の定格容量は 4.5kW であるが、これは太陽電池の発電電力と蓄電池の放電電力の合計値であり、連系運転時における蓄電池の放電電力については最大 2kW としている。また、自立運転時の容量は 2.5kVA で単相 2 線 202V 出力であるが、系統・自立切換ユニットに内蔵している単巻トランスにて単相 3 線に変換している。

蓄電池については、4V70Ahの単電池を32個直列に使用し、総電圧は128V、容量は8.96kWhである。今回使用している蓄電池は、顆粒クラッド方式の鉛蓄電池を採用しており、リチウムイオン電池と比べて安価であり、特にサイクル使用における寿命が長いという特長がある。放電深度としては、防災用という点を考慮し、50%DODに設定しているため、もっとも放電した状態でも蓄電池定格容量の半分が停電バックアップ用として利用できる。なお、本放電深度における期待寿命は4000サイクル、約10年を見込んでいる。

Table 4.2 Specifications of power conditioner.

表 4.2 パワーコンディショナの仕様

Item	Specification
Inverter method	Voltage type current control method (Grid connection) Voltage type voltage control method (Independent operation)
Electric mode	Single phase three wire (Grid connection) Single phase two wire (Independent operation)
Isolation method	Transformerless method
Rated input voltage	DC230V (PV input) DC128V (BT input)
Rated output voltage	AC101/202V (Grid connection) AC202V (Independent operation)
Rated input power	4.5kW (Grid connection) 2.5kVA (Independent operation)
Efficiency	92.5% (PV rated operation) 92.0% (BT rated operation)
Power control method	MPPT control (PV) Receiving power constant control (BT)

Table 4.3 Specifications of battery.

表 4.3 蓄電池の仕様

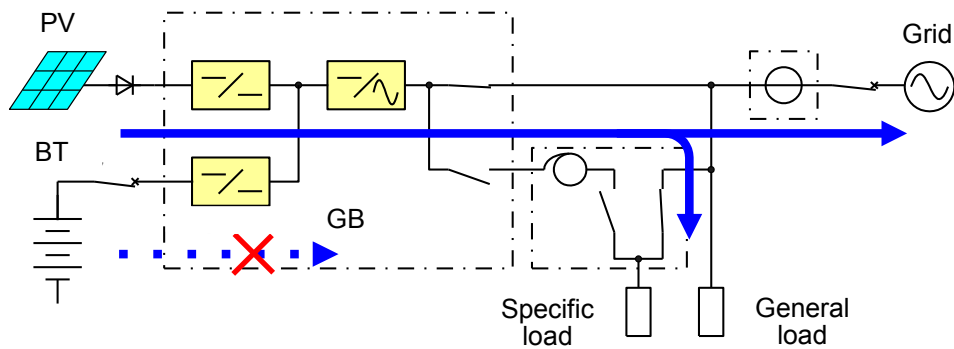
Item	Specification
Battery	SLC70-4V (4V70Ah)
Norminal voltage	128 V
Number of cells	64 calls
Norminal capacity	8.96 kWh
Mass	Approximately 350 kg

4.3 動作概要

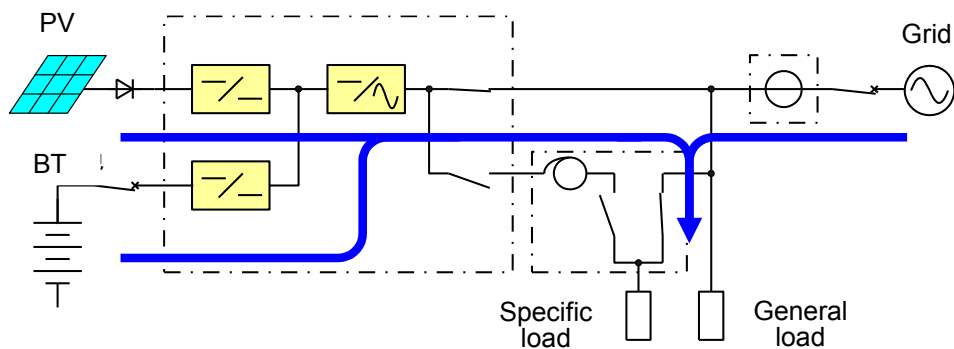
4.3.1 昼間の運転モード

Fig. 4.3(a)は、太陽電池の発電電力が負荷の消費電力より大きい場合の運転モードである。この場合は、太陽電池の発電電力を優先的に負荷に供給するとともに、余剰電力は系統に逆潮流する。また、蓄電池用コンバータはゲートブロックをおこない、蓄電池から系統に電力が流出することを防止している。

Fig. 4.3(b)は、太陽電池の発電電力が負荷の消費電力より小さい場合の運転モードである。この場合は、太陽電池の発電電力を負荷に供給するとともに、蓄電池からも負荷に電力を供給する。また、蓄電池から系統への逆潮流を防止するため、受電電力一定制御によりわずかに（約 150W）受電方向となるように蓄電池の放電電力を制御する。なお、蓄電池からの最大放電電力は2kWとしている。



(a) PV power > Load power



(b) PV power < Load power

Fig. 4.3 Operation mode during daytime.

図 4.3 昼間の運転モード

本運転モードにおける受電電力一定制御のフローを Fig. 4.4 に示す。なお、実際には太陽電池の発電電力は急変するので、Fig. 4.3(a), (b)の運転モードは頻繁に入れ替わることとなる。このとき、制御系の応答が遅いと、過渡的に蓄電池からの逆潮流が発生するので、受電電力一定制御の応答については、0.3 秒程度まで速めている。

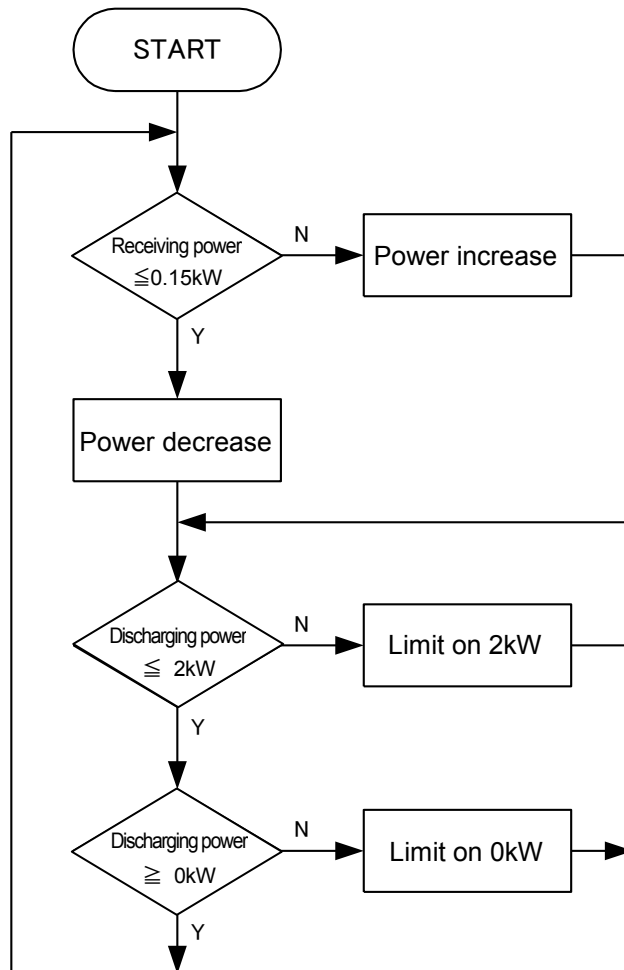


Fig. 4.4 Flow diagram of receiving power constant control.

図 4.4 受電電力一定制御フロー

4.3.2 夜間の運転モード

Fig. 4.5 は夜間の運転モードで、パワーコンディショナを順変換動作させ、蓄電池を充電する。蓄電池の充電は、Ah 効率がほぼ 100%に近いことから、Ah 制御によりおこなっている。この制御は、放電した電流量と同じ電流量を充電する制御方法で、蓄電池の劣化要因となる過充電や不足充電を避けることが可能となる。

この夜間の運転モードでは、以下に示す 2 種類の充電方法を採用している。

①通常充電（2 段充電）

- ・ 0.2CA(14A)にて SOC（充電状態）80%まで充電
- ・ 0.05CA(3.5A)にて SOC100%まで充電

②均等充電（3 段充電：5CAh ごとまたは 15 日ごとに実施）

- ・ 0.2CA にて SOC80%まで充電
- ・ 0.1 CA にて SOC100%まで充電
- ・ 0.05CA にてすべての単電池電圧 $>2.45V$ /セル(25°C)まで充電

すなわち、通常は Ah 制御をおこない蓄電池容量のほぼ 100%まで充電するが、定期的に均等充電として過充電をおこない、すべての単電池電圧が一定電圧（25°Cにおいて 2.45V/セル）以上になるまで充電をおこなっている。これにより直列に接続された蓄電池間のバラツキを補正するとともに、Ah 積算値を 100%にリセットする。

なお、Ah 制御をおこなう場合には、わずかな電流検出誤差が積分され、実際の蓄電池の SOC に対して狂いが生じるので、極力誤差を排除しなければならない。本 PCS では、測定ごとにオフセットを補正することにより、15 日間での誤差を蓄電池定格容量の 10%以下となるようにしている。

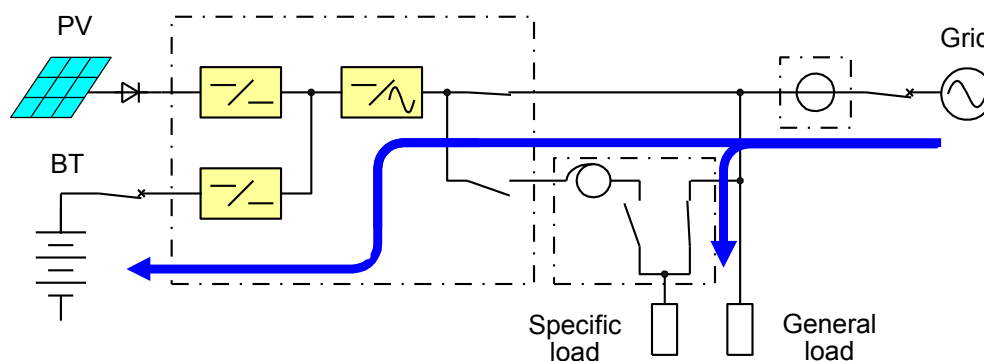


Fig. 4.5 Operation mode during nighttime.

図 4.5 夜間の運転モード

4.3.3 系統停電時の運転モード

Fig. 4.6 は系統停電時の運転モードである。系統停電時には、太陽電池と蓄電池から特定負荷に電力を供給し、余剰電力は蓄電池に充電する。太陽電池の発電電力が負荷の消費電力より大きく、蓄電池が満充電となった場合は、太陽電池側コンバータのMPPT制御を中止し、充電電力を低減する。また、負荷の消費電力が大きく、蓄電池が過放電となった場合には、一旦インバータを停止し、蓄電池が充電されるまで待機する。

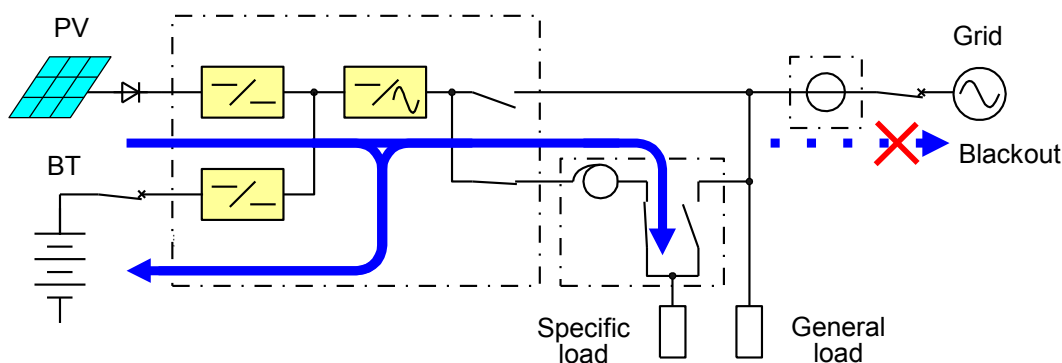


Fig. 4.6 Operation mode at line interruption

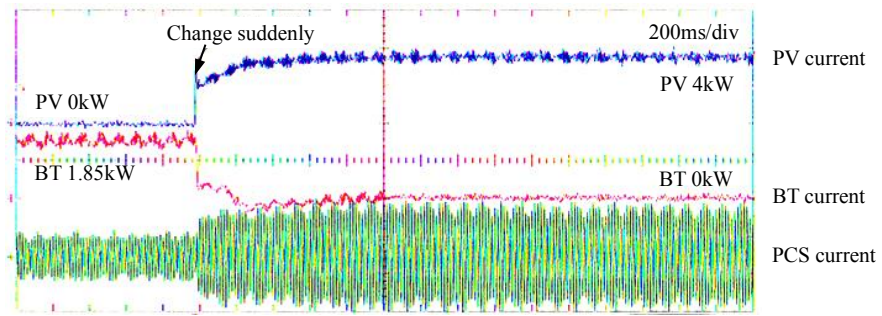
図 4.6 系統停電時の運転モード

4.4 運転特性

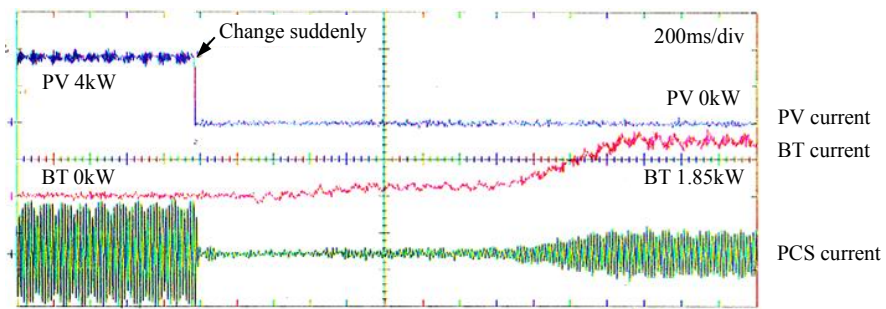
4.4.1 受電電力一定制御特性

Fig. 4.7(a)~(d)は受電電力一定制御の代表的な制御特性である。Fig. 4.7 (a), (b)は負荷電力を 2.0kW に設定しておき、太陽電池電力を 0kW から 4.0kW および 4.0kW から 0kW にそれぞれ急変させた場合の蓄電池電流、出力電流の変化を測定したものである。Fig. 4.7 (a)に示すように、太陽電池電力が 0kW の時は蓄電池から負荷に電力を供給しており、太陽電池電力の増加 (0kW→4.0kW) により、蓄電池電流が減少している。また、Fig. 4.7 (b)では、太陽電池電力の減少 (4.0kW→0kW) により、蓄電池電流が増加している。これは、受電電力一定制御により、負荷の消費電力から太陽電池電力を引いた分を蓄電池が供給しているためであり、蓄電池電力が太陽電池電力の増加/減少に追従していることが分かる。

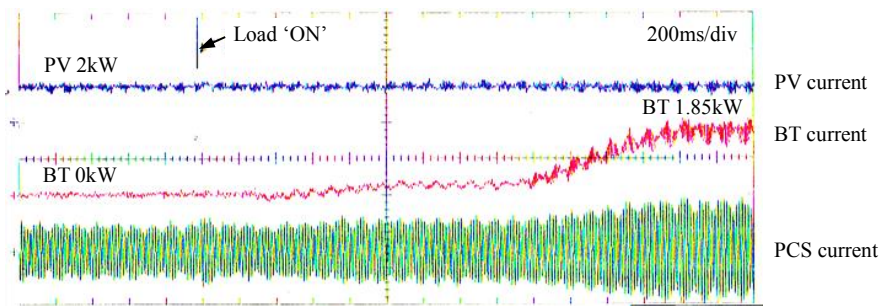
Fig. 4.7 (c), (d)は太陽電池電力を 2.0kW に設定しておき、負荷電力を 0kW から 4.0kW および 4.0kW から 0kW にそれぞれ急変させた場合の蓄電池電流、出力電流の変化を測定したものである。Fig. 4.7 (c), (d)より、蓄電池電力は負荷電力の増加/減少に対しても追従していることが分かる。



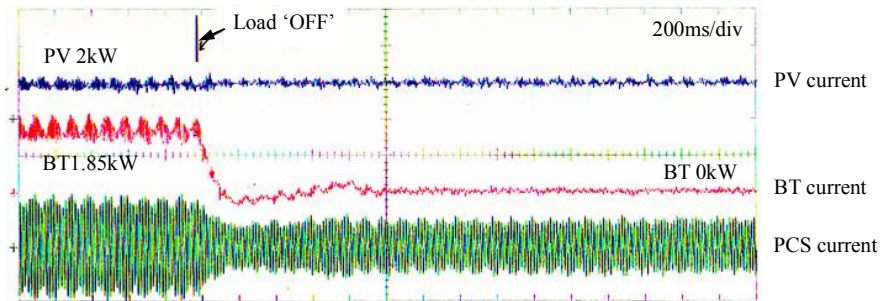
(a) PV power change suddenly (0kW→4.0kW)



(b) PV power change suddenly (4.0kW→0kW)



(c) Load power change suddenly (0kW→4.0kW)



(d) Load power change suddenly (4.0kW→0kW)

Fig. 4.7 Characteristics of reverse power flow prevention control.

图 4.7 逆潮流防止制御特性

4.4.2 電力制御特性

Fig. 4.8 に本システムの2日間の電力制御特性を示す。太陽電池の発電電力が負荷電力よりも大きい場合は、余剰電力が系統に逆潮流し、蓄電池は放電していない。日没以降、太陽電池の発電電力がなくなると、蓄電池から電力が供給されているが、負荷電力に追従しつつわずかに少なく制御されており、受電電力一定制御が良好に動作していることが分かる。

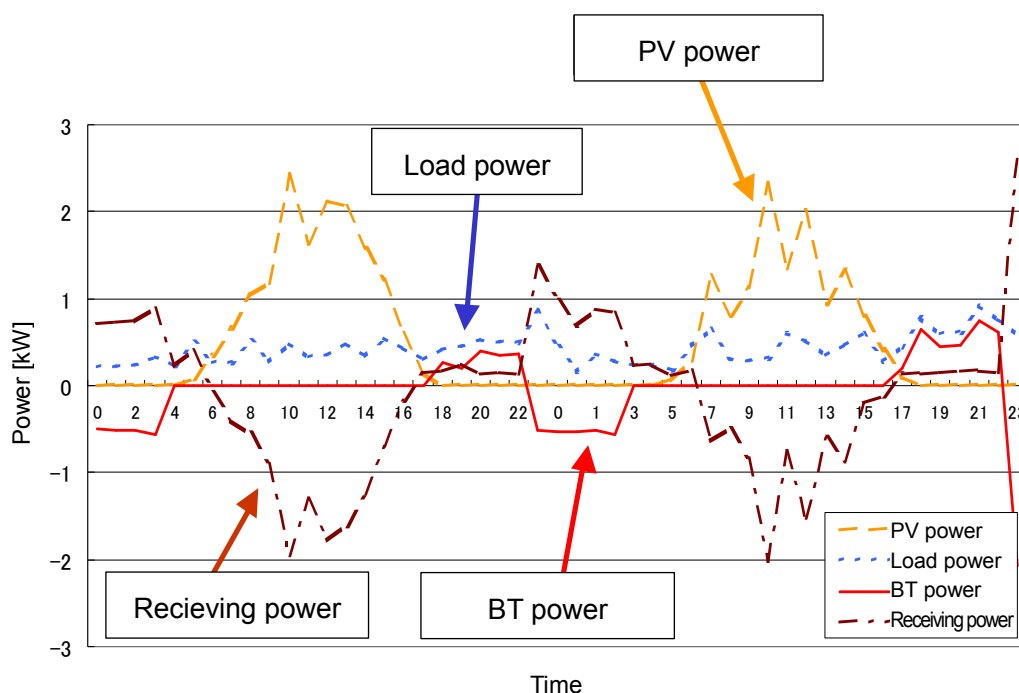


Fig. 4.8 Characteristics of electric power control.

図 4.8 電力制御特性

4.5 経済性評価と運用方法

Fig. 4.9 は、DOD70%の運転における各月の受電電力量を示したものである。受電電力量の計測は、システム非設置の場合、太陽電池のみを設置した場合、蓄電池併設型システムを設置した場合についておこなった。電力量の積算は各月の電気料金の検針日を基準とし、検針データとの整合性を確認している。Fig. 4.9 において昼間受電電力量（7:00～23:00 の受電電力量）と夜間受電電力量（23:00～7:00 の受電電力量）を合計した受電電力量が負荷電力量となり、Fig. 4.9 の電力量は、電力会社から供給される電力を示している。

Fig. 4.9 より太陽電池のみを設置した場合については、受電電力量がシステム非設置時に対して減少しているが、これは、太陽電池の発電電力が負荷に供給されることにより、

昼間受電電力量が約 100kWh 減少しているためである。ただし、夜間受電電力量は太陽電池による発電がおこなわれないためシステム非設置時と変わらない。また、蓄電池併設型システムを設置した場合は、蓄電池からの放電電力も負荷に供給されるため、太陽電池のみ設置した場合と比較すると昼間受電電力量はさらに 100~150kWh 減少している。

9/22~10/22 の昼間受電電力量に注目すると、太陽電池のみ設置時の電力量が約 150kWh であるのに対し、蓄電池併設型システムを設置した場合は約 50kWh である。この差の 100kWh は蓄電池の放電電力量を表しており、蓄電池併設型システムを設置することで電力会社から供給される電力が 1/3 に減少できることになる。一方、夜間受電電力量は蓄電池を充電するため、太陽電池のみ設置した場合より増加する。このとき蓄電池のシステム充放電効率により、充電電力量が放電電力量より大きくなるため、合計の受電電力量は太陽電池のみ設置した場合より増加している。なお、蓄電池のシステム充放電効率は 66~69% (PCS 効率も含む) である。

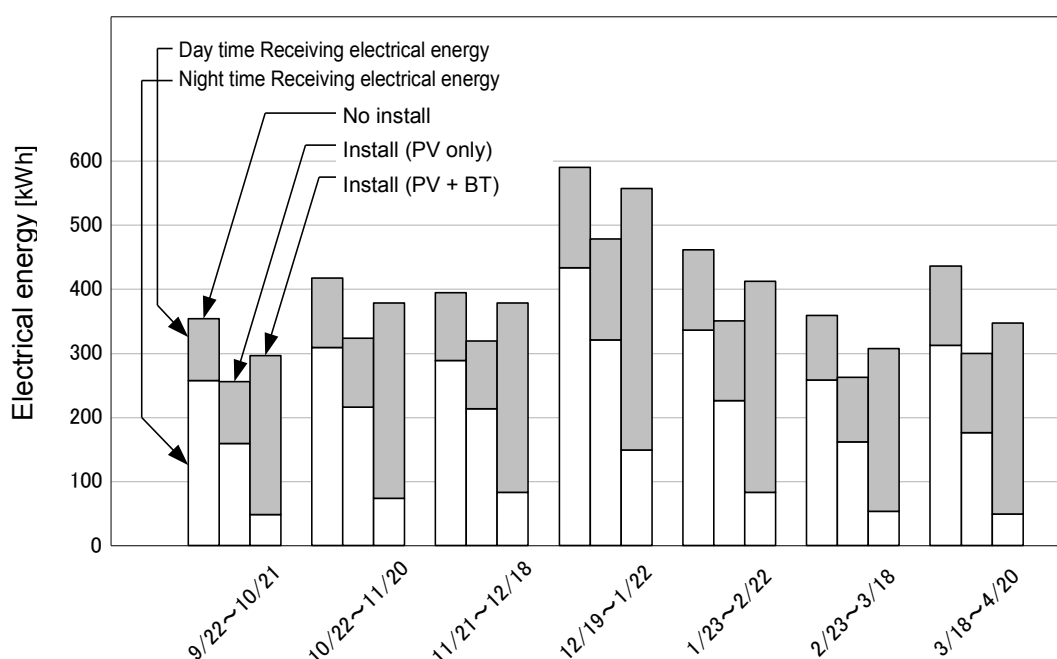


Fig. 4.9 Receiving electrical energy of each month.

図 4.9 各月の受電電力量

4.6 結言

本章では、蓄電池併設型太陽光発電用 PCS の従来技術である受電電力一定制御について、要素技術を述べるとともに、防災住宅への適用事例について検証した。PCS に受電電力一定制御を搭載することにより、蓄電池を併設したシステムにおいても系統への連系が可能となり、長期安定的な電源システムの構築に寄与することができる。蓄電池併設型太陽光発電システムは、災害時に安定した電力を使用することができ、夜間電力を利用することにより、経済性の向上と蓄電池の診断が可能となる。従って、太陽光発電システムの付加価値向上の一つとして有効であると言える。

第5章 受電点の潮流に応じた力率制御

5.1 序言

太陽光発電システムは2012年のFIT制度により普及が爆発的に拡大し、2018年で設備容量が約4450万kWに達している。経済産業省の「長期エネルギー需給見通し」では、2030年の導入量として6400万kWを目標としており、我が国では2030年までに温室効果ガスを2013年比で26%削減することを目標としている。将来のエネルギー問題に対して有効な活用が期待される太陽光発電システムに対しては、電力系統への逆潮流時の電圧上昇抑制対策としてPCSに力率一定制御を具備することが義務付けられているが、出力容量が皮相電力で決まるPCSでは力率制御により無効電力を注入することで有効電力が減少するという課題がある。また、当時(2017年)の系統連系保護装置の認証制度では逆潮流の有無に関わらずPCSが逆変換していれば力率制御をおこなう必要があったため⁽³⁾、負荷への電力利用率が低下してしまう問題もある。さらに、複数のPCSが一斉に無効電力を注入することで系統電圧が低下し、電圧適正範囲を逸脱する事象も報告されている⁽⁴⁾⁽⁵⁾。

本章では、蓄電池併設型太陽光発電用PCSにおいて、系統の受電電力を測定する外部トランスデューサー(以下TD)と、PCSの受電電力一定制御および力率調整機能を用いて、前述の課題を解消する制御手法を提案する。提案制御手法の動作原理を整理した上で、実機検証により提案制御の有意性を確認するとともに、フィールド試験にて実システムへの適用性についても述べる。

5.2 システム構成と課題

Fig. 5.1に蓄電池併設型太陽光発電用PCSのシステム構成図を示す。PCSは入力に太陽電池と蓄電池を接続し、電力系統と負荷にエネルギーを出力する。PCSは太陽電池・蓄電池各々に独立したコンバータを搭載しており、太陽電池の最大電力追従制御をおこないつつ蓄電池の充放電を最適制御する。本PCSでは系統の受電点に取り付けられる外部TDにより、系統からの受電電力を検出し系統から常に一定の電力を受電する「受電電力一定制御」により、蓄電池からの逆潮流が発生しないように制御する。受電電力一定制御の制御目標値は、外部TDとPCSの計測誤差や制御システムの精度を考慮し、外部TD定格の5%(10kW定格品の場合は500W)に設定している⁽¹⁰⁾。

電力系統へ逆潮流が可能な系統連系インバータでは、太陽光発電のピーク出力時にPCSの無効電力を制御する力率一定制御により、系統の電圧上昇を抑制することができる。これまでの系統連系インバータは、基本的に力率が1となるように制御していたが、近年では電圧上昇抑制の観点から、PCS力率を1よりも小さい値に制御するケースが増

えている⁽²⁴⁾⁽²⁵⁾⁽²⁶⁾。この力率一定制御は、系統へ逆潮流するシステムに対して適用されるものであり、構内負荷などで電力を消費し、系統へ逆潮流しないシステムでは適用除外となるべきだが、逆潮流が可能な太陽電池と逆潮流が不可能な蓄電池の双方を併せ持つ複数直流入力システムでは、系統への逆潮流が太陽電池によるものか蓄電池によるものかの判別が困難になるケースが存在するため、当時の JET 認証制度（2017 年）では逆潮流の有無に関わらず PCS が逆変換している時点で（直流電力を交流電力に変換している時点で）力率を制御することになっていた。しかしこの場合、構内負荷で電力を消費し、系統への逆潮流が発生していないケースにおいても PCS の力率を低下させて有効電力を減少する必要があるため、本来供給できるはずのエネルギーが抑制され、電力の利用率が低下することになる。ポスト FIT として今後需要が増加することが予想される自家消費案件などに対しては、改善が急務な課題となっていた⁽²⁷⁾。

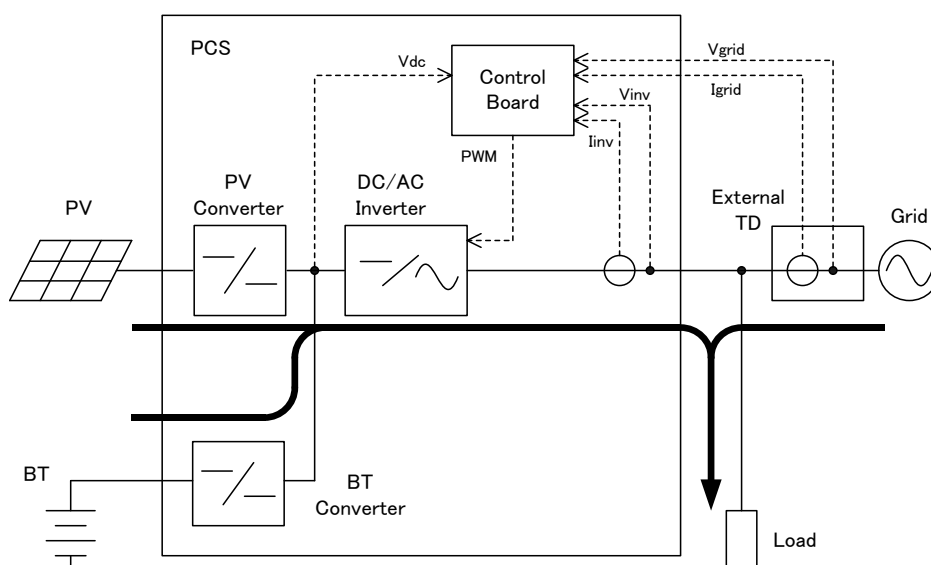


Fig. 5.1 System diagram using external TD.

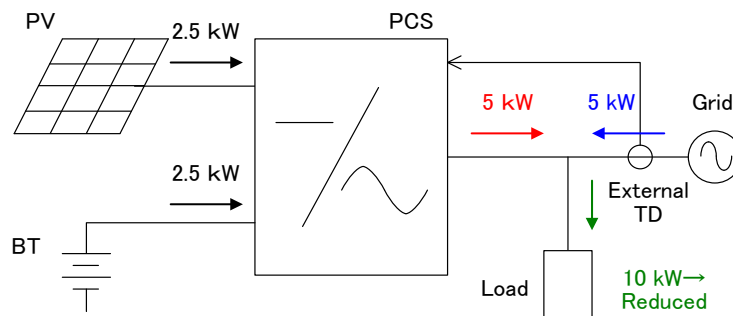
図 5.1 システム構成図

5.3 提案制御手法

前項の課題に対し、受電点の潮流に応じて PCS の力率を制御することにより、構内負荷などに対して電力利用率を向上することが可能となる⁽²⁸⁾⁽²⁹⁾。

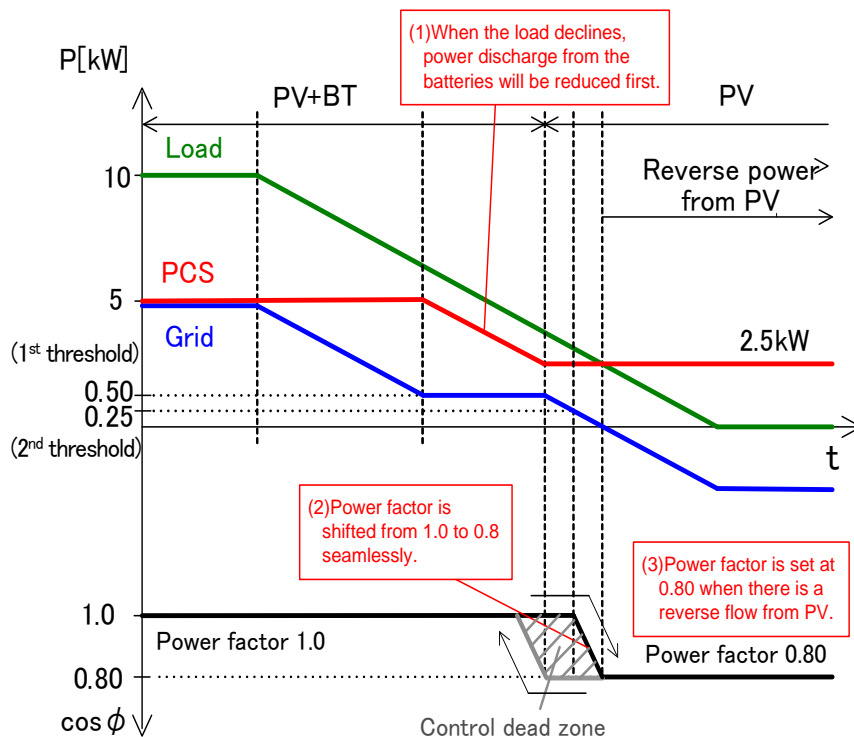
Fig. 5.2 に、提案手法の制御イメージを示す。外部 TD により受電点の潮流を監視し、逆潮流が発生していなければ PCS 力率を 1 のままとして有効電力を最大限取り出せるように制御する。負荷が減少し受電電力が減少すれば力率を低下させて逆潮流時の電圧上昇抑制に備える。蓄電池併設時は、力率を低下させる前に蓄電池の放電電力を絞り、太陽光を最大限活用することで無駄のないシステムが構築できる。力率増加時は逆潮流

のないことが前提であるため、PCS や外部 TD の計測精度、力率の制御分解能などの誤差が同一方向に偏った場合でも、誤って動作することがないように閾値を設計する必要がある。力率を増加させる第 1 閾値 (500W) は、PCS の計測誤差 (最大 1.5%=150W)、外部 TD の計測誤差 (最大 2.0%=200W) および、力率の制御分解能 (0.01=100W) がすべて同一方向に偏った場合の合計値 (450W) 以上で、かつ、受電電力一定制御の制御目標値の上限値 (600W) 以下とする必要があるため、第 1 閾値は 500W に設計している。



(a) System diagram

(a) システム図



(b) Image of power factor control function

(b) 力率調整機能のイメージ

Fig. 5.2 Power factor control function variation with power flows at the power receiving point.

図 5.2 受電点の潮流に応じた力率調整機能

力率を減少させる第2 閾値 (250W) は、制御ハンチングを防止するための不感帯を考慮して、第1 閾値 (500W) の半分に設定した。

Fig. 5.3 に受電点の潮流に応じた力率調整のブロック図を示す。受電電力演算部では、逆潮流／順調流の判定に必要な受電電力を計算する。受電電流 I_{grid} と系統電圧 V_{grid} より受電電力 (有効分) P_{grid} を生成する。出力電力演算部では、無効電力指令および制御に必要な出力電力を演算する。インバータ電流 I_{inv} とインバータ電圧 V_{inv} より出力電力 (有効分) P_{inv} と出力電力 (無効分) Q_{inv} を生成する。運転力率指令部では、逆潮流／順調流に応じて力率指令値を計算する。受電電力 (有効分) P_{grid} が第2 閾値 (250W) 以下となった時に力率指令値 P_{Finv}^* を減少させ、第1 閾値 (500W) 以上となった時に P_{Finv}^* を増加させる。2 つの閾値にはヒステリシスを設け、その範囲内 (250W~500W) では力率制御をおこなわない制御不感帯とすることで、PCS の不要な制御ハンチングを抑制する。この力率指令値を調整することで、受電電力が一定以上の時に力率および有効電力を増加させることが可能となる。直流電圧 V_{dc} の指令値 V_{dc}^* は、一定値ではなく PV から有効電力の垂下制御等により変化する値となる。なお、Fig. 5.2 に示す $\cos\phi$ は力率を意味しており、 ϕ は電圧と電流の位相差であるのに対し、Fig. 5.3 に示す $\cos\theta$ はインバータの出力電流に対する無効成分を意味しており、 θ は 1 制御周期における位相を示している。電流制御部では、 I_{inv} が電流指令値 $I_{inv}^* (=I_{pinv}^* \times \sin\theta + I_{qinv}^* \times \cos\theta)$ に収束するように制御量を演算する。

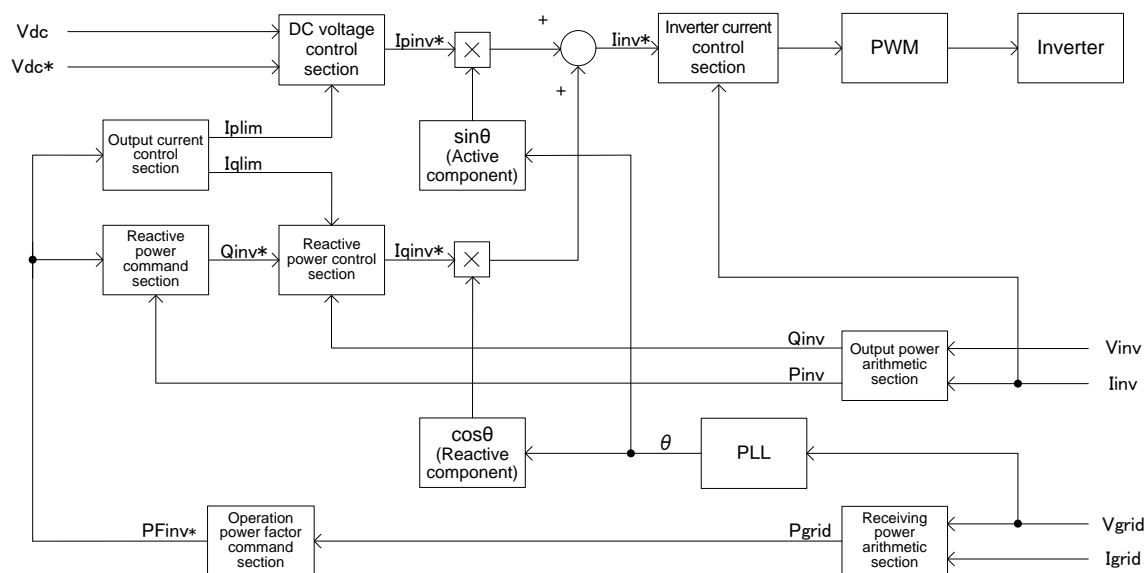


Fig. 5.3 Block diagram showing power factor control depending on power flows at the power receiving point.

図 5.3 受電点の潮流に応じた力率調整機能のブロック図

Fig. 5.4 に外部 TD による力率調整のフロー図を示す。力率制御がスタートすると、Pgrid のデータを外部 TD から取得する。運転力率指令部は、外部 TD により検出された Pgrid を第 1 閾値 (500W) と比較し、Pgrid が第 1 閾値 (500W) 以上の場合、運転力率の現在値が 1.0 より小さいか判定する。運転力率の現在値が 1.0 より小さい場合、運転力率を所定量 (0.01) だけ増加させる PFinv* を生成する。PFinv* が生成されると、Iinv はインバータ電流制御部と PWM 制御部により PFinv* に対応した電流指令値 Iinv* に調整されることから、PCS の運転力率は目標値、即ち現在値よりも所定量だけ増加した値に調整される。一方、運転力率指令部は、Pgrid が第 1 閾値 (500W) よりも小さい場合、Pgrid を第 2 閾値 (250W) と比較し、第 2 閾値 (250W) より小さい場合、現在の運転力率が設定値より小さいかを判定する。力率の設定値は、例えば 0.8 である (設定範囲 0.8 ~ 1.0 の最小値)。運転力率指令部は、現在の運転力率が設定値より大きい場合、運転力率を所定量 (0.01) だけ減少させる PFinv* を生成する。PFinv* が生成されると、Iinv はインバータ電流制御部と PWM 制御部により、PFinv* に対応した電流指令値 Iinv* に調整されることから、PCS の運転力率は目標値、すなわち現在値よりも所定量だけ減少した値に調整される。また、Pgrid が第 2 閾値 (250W) より大きい場合、または、運転力率が設定値 (0.8) 以下である場合、PCS の運転力率は現在値に維持される。これらの制御は、PCS 運転中所定の周期 (0.5s) で繰り返し実行される。なお、力率の変化速度は負荷変動の周期や系統への影響を考慮して 10 秒としている。

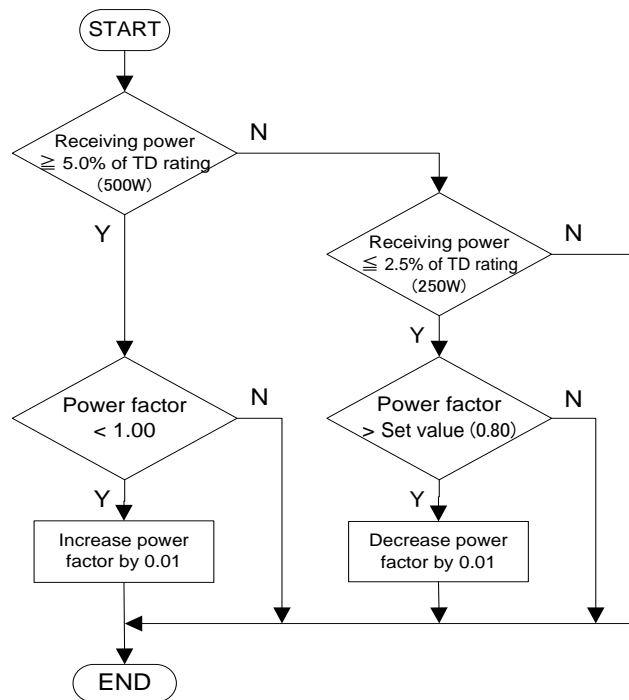


Fig. 5.4 Flow chart of power factor control using an external TD.

図 5.4 外部 TD を用いた力率調整機能のフローチャート

5.4 動作検証と実機試験

前項で提案した制御手法の動作を確認するために、太陽光発電用 PCS を用いて検証をおこなった。PCS 入力に直流電源と PV 模擬抵抗を接続し、商用系統と連系運転させた状態で抵抗負荷を変化させ、PCS 力率の挙動を確認した。Fig. 5.5 に実験構成を、Table 5.1 に実験条件を示す。PCS は 10kW 容量で、力率は 0.8 に設定する。

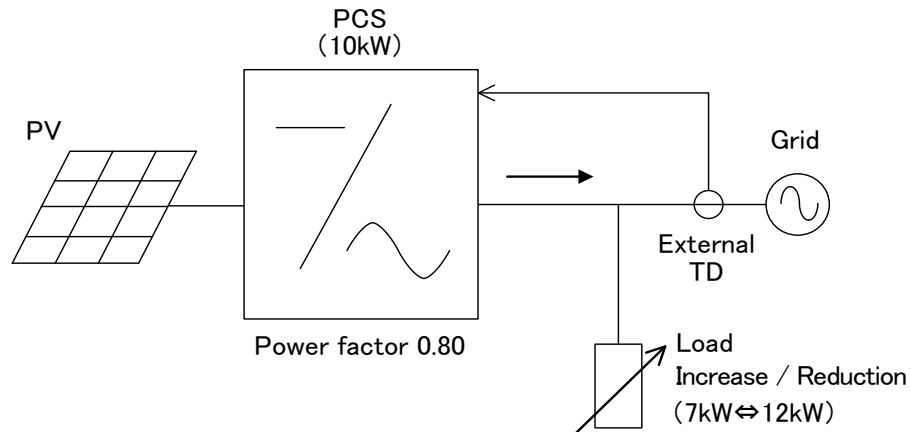


Fig. 5.5 Experimental configuration.

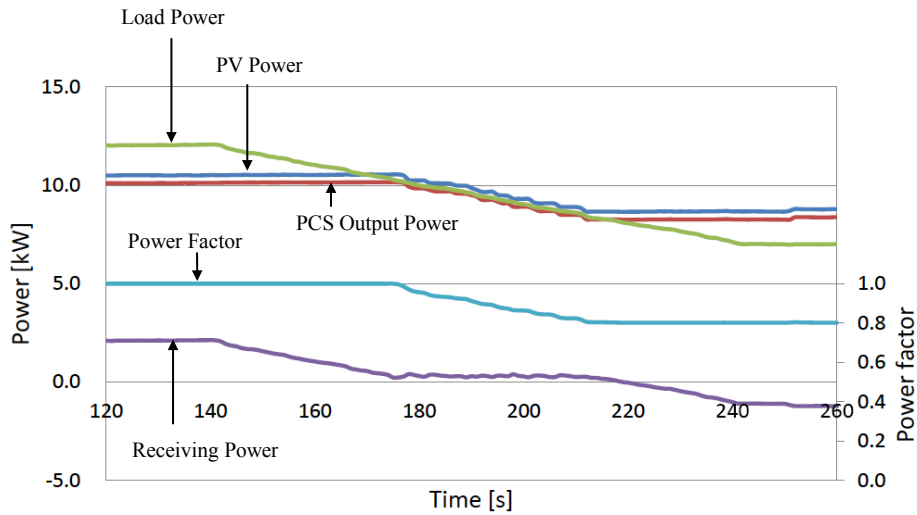
図 5.5 実機構成

Table 5.1 Experimental conditions.

表 5.1 実験条件

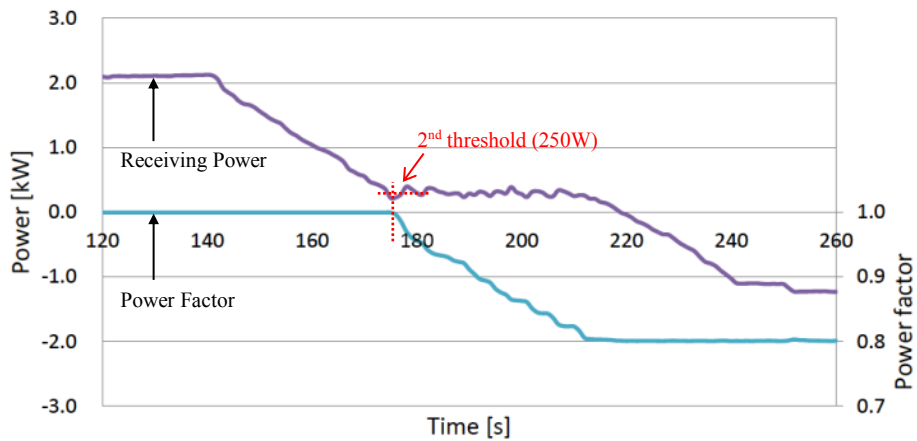
Items	Test conditions
PCS capacity	10 kW
Power factor setting	0.8
AC rated output voltage	101 V/202 V (single-phase three-wire)
Receiving power monitoring Device	External TD
Receiving power monitoring specification	Single-phase three-wire 10 kW High accuracy (grade 0.5) High speed response (0.1 sec)
Load	Resistance load Variable from 7 kW to 12 kW

Fig. 5.6 に PCS 定格運転状態で負荷を 12kW から 7kW まで漸減させた時の波形を、Fig. 5.7 に負荷を 7kW から 12kW まで漸増させた時の波形を示す。Fig. 5.6 より負荷電力の減少に伴い受電電力が減少し、受電電力が第 2 閾値の 250W 以下になると力率が減少していることが分かる。一方、Fig. 5.7 より負荷電力の増加に伴い受電電力が増加し、受電電力が第 1 閾値の 500W 以上になると力率が増加していることが分かる。



(a) Response of power factor when load is reduced gradually

(a) 負荷漸減時の力率応答

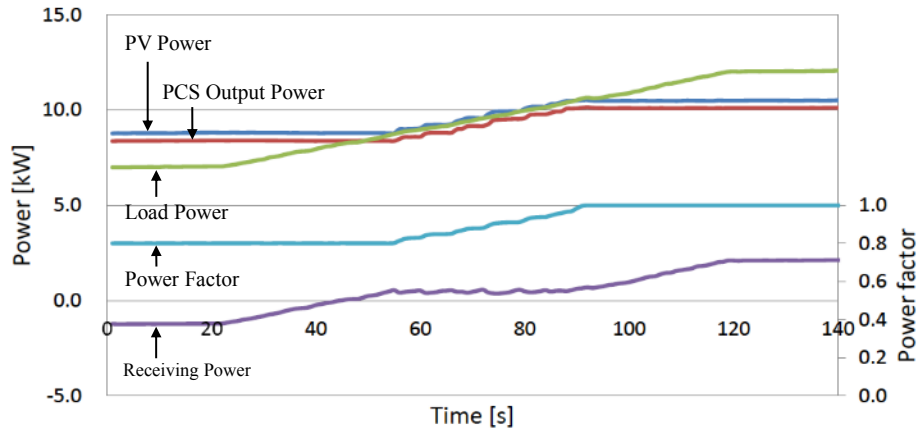


(b) Response of power factor when load is reduced gradually (enlarged)

(b) 負荷漸減時の力率応答 (拡大)

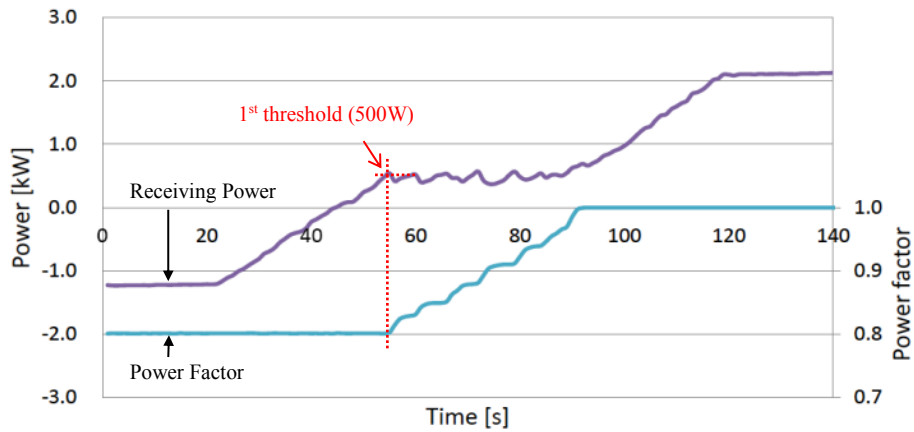
Fig. 5.6 Response of power factor when load is reduced gradually.

図 5.6 負荷漸減時の力率応答



(a) Response of power factor when load is increased gradually

(a) 負荷漸増時の力率応答



(b) Response of power factor when load is increased gradually (enlarged)

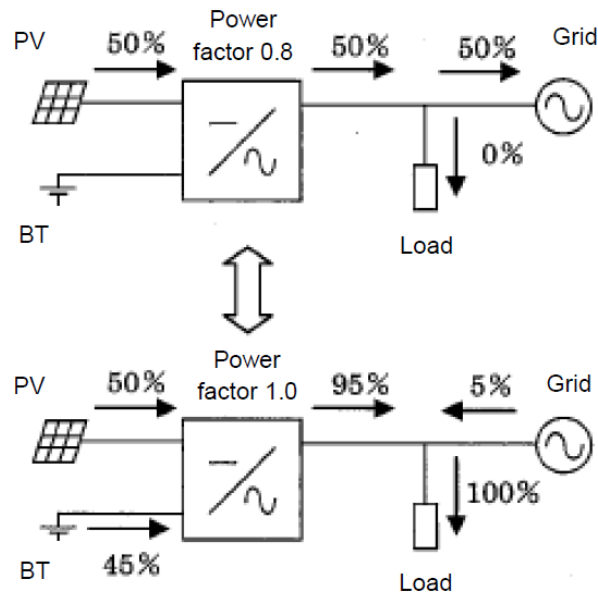
(b) 負荷漸増時の力率応答 (拡大)

Fig. 5.7 Response of power factor when load is increased gradually.

図 5.7 負荷漸増時の力率応答

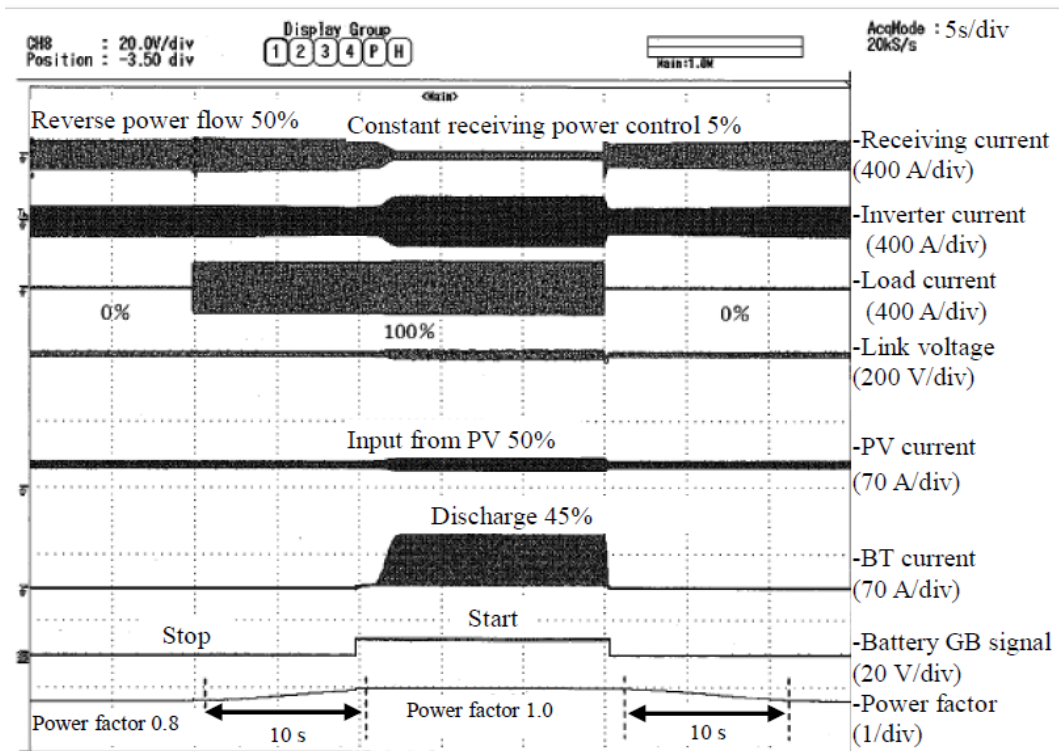
次に蓄電池併設型太陽光発電用 PCS の実機を用いて各種試験をおこなった。Fig. 4.8 は負荷急変試験で太陽光発電 50%、力率設定 0.8 の状態で負荷を 0→100→0%に急変した時の波形である。負荷 0%では太陽電池 50%をそのまま系統へ逆潮流するため、力率は 0.8 を維持する。負荷が 100%に急増すると、一旦系統から電力を受電するが、力率を 0.8 から 1.0 まで徐々に大きくすることで、PCS から取り出せる電力の利用率を上げる。その後、受電点が順潮流になっていることを確認し、不足分の 45%を蓄電池からアシストすることで系統からの買電を抑制する。さらに、受電電力一定制御で 5%を系統から受電することで、蓄電池放電運転中の系統への逆潮流を防止する。再度負荷が 0%に急減すると、蓄電池コンバータをゲートブロックし、太陽電池 50%を逆潮流しながら力率を 0.8 に戻す。力率は、0.5 秒周期で 0.01 変化させるため、1.0⇔0.8 間の応答速度は 10 秒となる。

Fig. 5.9 は日射急変試験で、負荷 100%、力率設定 0.8 の状態で太陽光の日射を 0→100→0%に急変した時の波形である。日射 0%では蓄電池から 95%を負荷へ放電し、受電電力一定制御により系統から 5%を受電する。系統へは逆潮流していないので力率は 1.0 となる。日射が 100%に急増すると、蓄電池は放電を止め、太陽光の出力と負荷が 100%で一旦バランスする。この時、受電電力が 0%となり、第 2 閾値の 250W 以下となるため PCS は力率を 0.01 下げようとする。PCS が力率を 0.01 下げると、受電が 1%(=100W)に増えるが、まだ第 2 閾値の 250W 以下のため PCS は力率をさらに 0.01 下げようとする。PCS が力率を 0.01 下げると、受電が 2%(=200W)に増えるが、まだ第 2 閾値の 250W 以下のため PCS は力率をさらに 0.01 下げようとする。PCS が力率を 0.01 下げると、受電が 3%(=300W)に増え、制御不感帯の 250W から 500W の範囲に入るため、PCS は力率制御を停止する。この時、力率は 0.97 で維持されるため、有効電力が最大限取り出せるようになる。以上より、制御不感帯で力率を維持させることによって自動的に有効電力が最大となるような動作となる。日射が 0%に急減すると、再度蓄電池が放電を開始する。この時蓄電池から一瞬放電が見られるが、PV 急変による直流リンクキャパシタの電圧低下により、並列に接続される BT 充放電用の昇降圧チョップから P 側変換素子の内蔵ダイオードを通じて短時間放電がなされるためである。



(a) Experimental circuit

(a) 実験回路

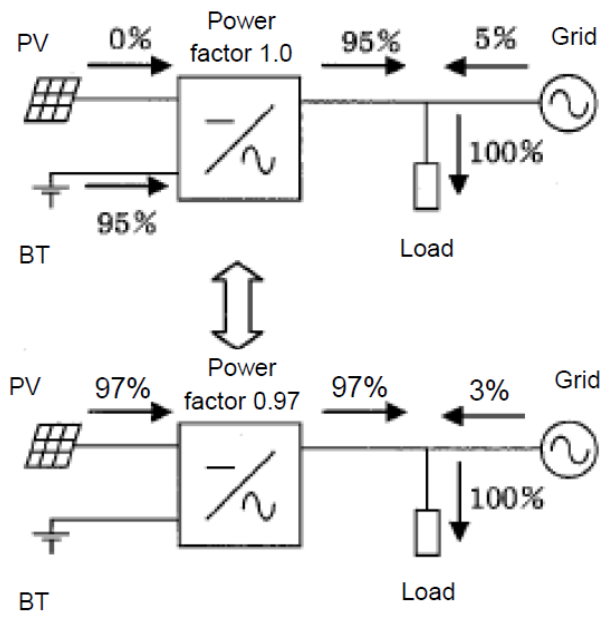


(b) Experimental wave form

(b) 実験波形

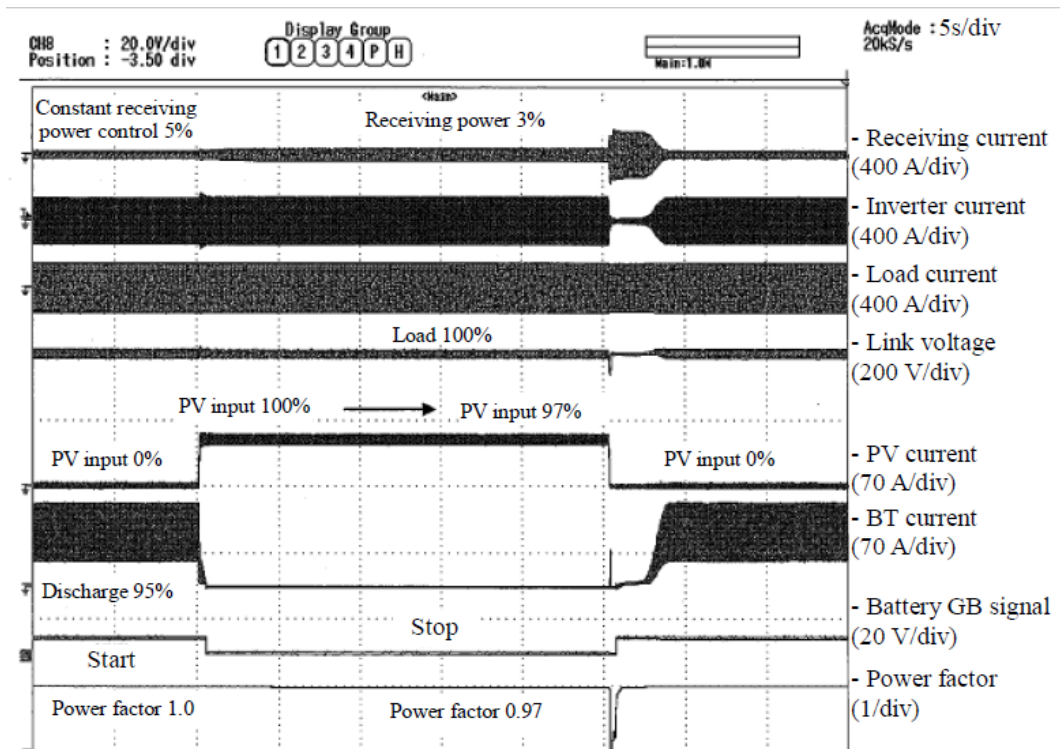
Fig. 5.8 Experimental result with a suddenly changed load. (0→100→0%, power factor 0.8)

図 5.8 負荷急変試験 (負荷を 0→100→0%に急変, 力率設定 0.8)



(a) Experimental circuit

(a) 実験回路



(b) Experimental waveform

(b) 実験波形

Fig. 5.9 Experimental result with suddenly changing solar radiation. (0→100→0%, power factor 0.8)

図 5.9 日射急変試験（日射を 0→100→0%に急変，力率設定 0.8）

5.5 フィールド試験結果

提案制御手法の有意性を確認するために、社員寮に蓄電池併設型太陽電池発電用 PCS を導入し、フィールド試験をおこなった。Fig. 5.10 に社員寮の外観、Fig. 5.11 に施設内システム構成、Table 5.2 に施設データを示す。社員寮には約 95 名の社員が入寮しており、6 階建ての建物の屋上に太陽電池パネルを設置、1 階の電気室には 10kW の PCS2 台と蓄電池 1 セットを配置し、蓄電池あり／なしの複数台システムを構築している (PCS1: PV+蓄電池, PCS2: PV のみ)。外部 TD には高圧受電部に既設の 450kW 品を使用した。が、力率増加の閾値を外部 TD 定格の 5% (22.5kW) とすると、PCS2 台の総容量を超えてしまい動作検証ができないため、実機での計測誤差 (0.5%未満) を考慮して、力率増加閾値を 1.1% (受電電力 5kW)、力率減少閾値を 0.56% (受電電力 2.5kW) とした。この閾値の変更は制御精度の側面から厳しい方向の変更となるため、本条件で動作が検証できれば本来の設計値でも問題ないと言える。PCS の逆潮流時の力率は 2 台とも 0.8 設定としている。なお、PCS1 の蓄電池は夜間の補充電のみおこない、今回の検証では動作しない設定とした。



Fig. 5.10 An exterior view of the field test facility.

図 5.10 フィールド試験場の外観

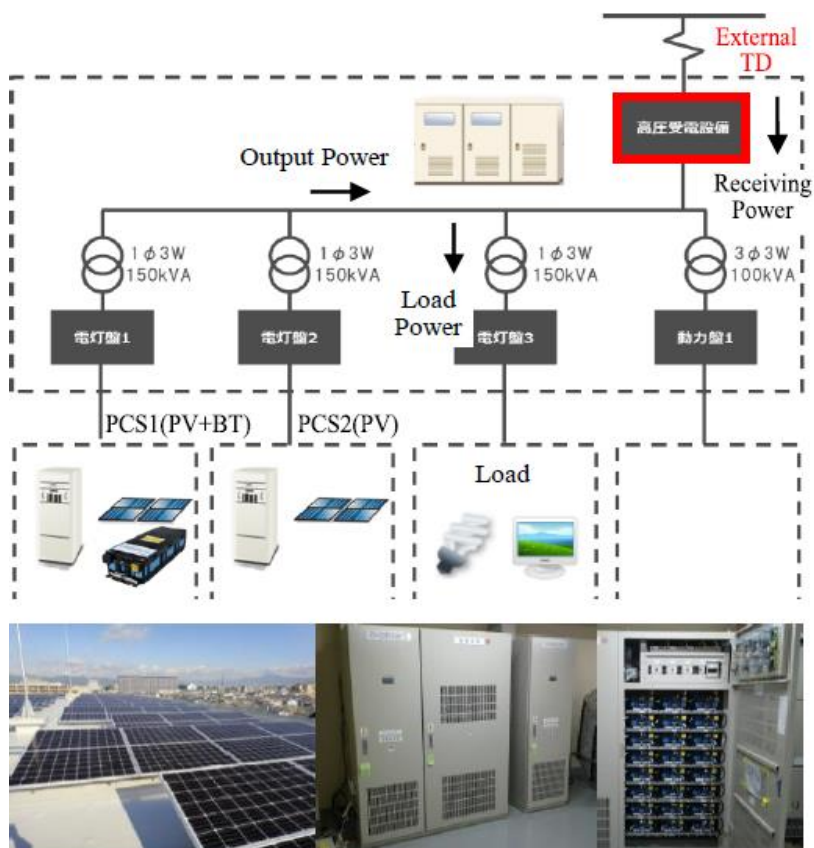


Fig. 5.11 System diagram of the field test facility.

図 5.11 フィールド試験場のシステム図

Table 5.2 Facility data.

表 5.2 フィールド試験場データ

Location	Muko-shi, Kyoto
Application	Boarding House
Client	GS Yuasa
Construction Date	Jan. 2017
Site Area	1,924m ²
Building Area	730m ²
Floor Area	3,657m ²
Floor Number	6 Floors
Number of houses	95 houses
Footprint	24.5m ² / house
Power Receiving system	High Voltage
Installed Capacity	550kVA

Fig. 5.12～5.18 にフィールド試験の結果を示す。Fig. 5.12～5.13 は PCS が力率 0.8 で動作するパターン、Fig. 5.14 は PCS が力率 1.0 で動作するパターン、Fig. 5.15～5.18 は PCS が力率 0.8～1.0 の範囲で変化するパターンである。太陽電池電力（波形の「PV」）は各 PCS の太陽電池電力の合計値、交流出力電力（波形の「Output」）は Fig. 5.11 に示す各 PCS の交流出力電力の合計値、受電電力（波形の「Receiving」）は Fig. 5.11 に示す外部 TD で測定した系統からの受電電力、負荷電力（波形の「Load」）は交流出力電力と受電電力から算出した計算値、力率（波形の「Power Factor」: P.F）は各 PCS 出力端の力率の平均値である。

Fig. 5.12 において、負荷電力を見ると朝夕にピークを迎えていることが分かる。これは、フィールド試験場が社員寮という特性上、平日の就業前／就業後に負荷が集中するため、出勤前と帰宅後に寮生が負荷を使用していることを示している。逆に、昼間は寮生が出勤するため、負荷電力は小さくなる。朝夕の発電が少ない時間帯は PCS 出力が 80%未満となるため力率 1.0 で動作し、昼間の発電が増える時間帯では系統への逆潮流が発生するため、PCS 力率を 0.8 として電圧上昇抑制に備えた動作となっている。

Fig. 5.13 は Fig. 5.12 を拡大した波形で、時刻が 15 時前後になると太陽光の発電が減り始め、受電電力が力率増加閾値の 5kW に到達するため一旦力率 1.0 まで増加し、その後太陽光の変動に応じて力率が変化していることが分かる。

Fig. 5.14 において、負荷電力を見ると昼間にかけて負荷が増えていることが分かる。これは、休日で寮生が多く在宅し施設内の負荷を使用しているため、系統への逆潮流は終日発生していない。従って、PCS は力率を 1.0 に維持し、有効電力を最大限取り出せる動作となっている。現行の認証制度に準じた場合は、昼間の発電が多い時間帯に逆潮流が発生していなくても力率を 0.8 として動作させる必要があるため、負荷への電力利用率が減少し、系統からの買電が増加することになる。この日の PCS 合計出力電力量は 139.5kWh であったが、提案制御手法を適用しない場合の一日の PCS 合計出力電力量は 119.4kWh となる見込みで、20.1kWh の電力量が増加しているため、提案制御手法を適用することにより 16.8%の電力利用率が向上したことになる。

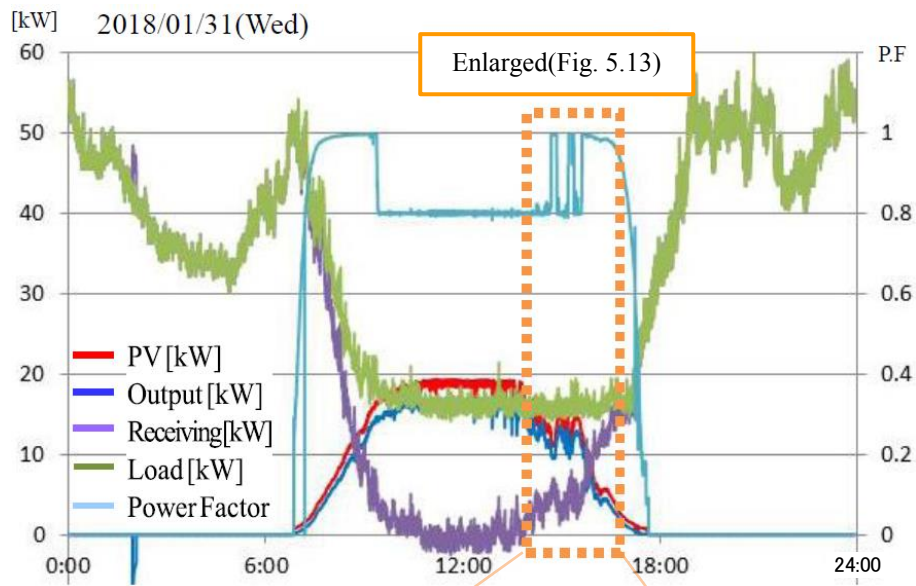


Fig. 5.12 Power factor control when there is reverse power flow.

図 5.12 逆潮流時の力率制御

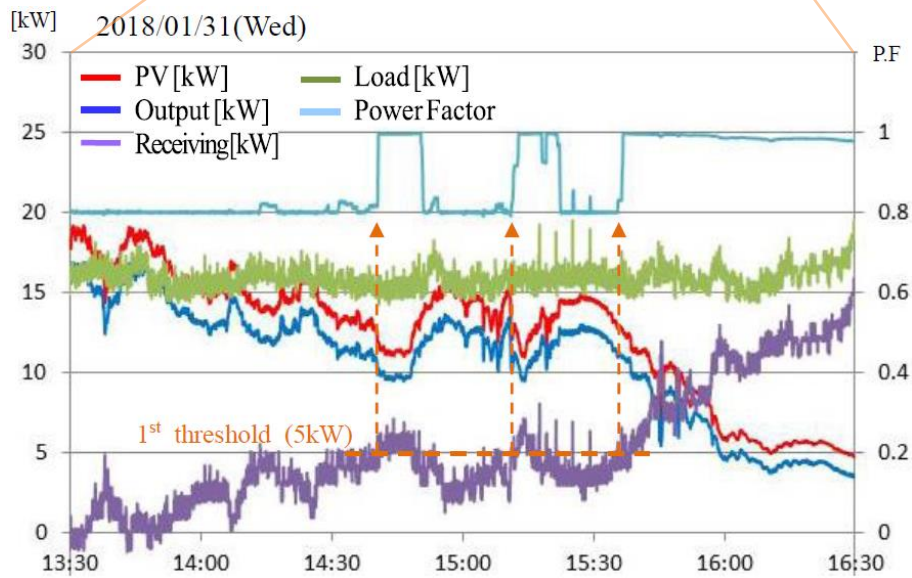


Fig. 5.13 Power factor control when there is reverse power flow. (enlarged)

図 5.13 逆潮流時の力率制御 (拡大)

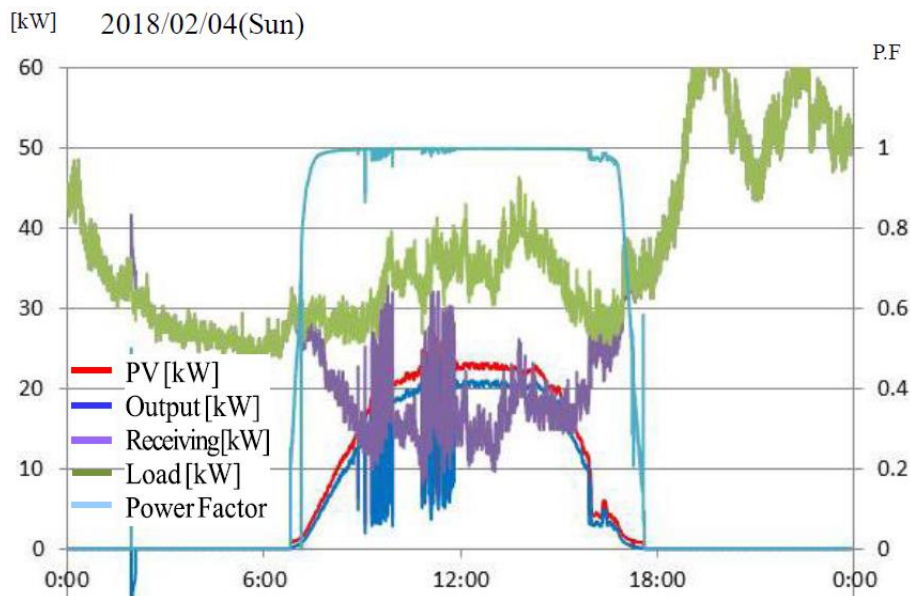


Fig. 5.14 Power factor control when there is no reverse power flow.

図 5.14 逆潮流なし時の力率制御

Fig. 5.15 は太陽光の日射変動や負荷電力の増減によって受電電力が力率増減閾値付近を行き来するパターンで、PCS 力率が 0.8 から 1.0 の範囲で変化していることが分かる。出力電力と負荷電力がバランスするようなエリアでは、前項の Fig. 4.9 で記述した原理により受電電力が制御不感帯に入り力率を維持させることによって、自動的に有効電力が最大となるような動作となる。

Fig. 5.16 は Fig. 5.15 の一部を拡大した波形で、負荷電力が減少し出力電力が増加することで受電電力が減少し、時刻が 9:41 になると受電電力が力率減少閾値の 2.5kW を一瞬下回るため、PCS は力率を減少させる。力率を減少させると無効電力が増加し有効電力が減少するため受電電力が増加し、制御不感帯の 2.5kW~5kW に入る (9:47)。制御不感帯に入ると、力率は現状の値に維持されるため、9:47~9:51 の時間帯では PCS は有効電力を最大限取り出せるポイントでバランスしながら動作を継続する。その後、負荷電力が増加し時刻が 9:51 になると受電電力が力率増加閾値の 5kW を上回るため、PCS は力率を増加させる。9:51~10:53 の時間帯では出力電力と負荷電力が増減を繰り返す、力率は 0.8~1.0 の間で変化しながら運転を継続する。ここで、制御不感帯を超える負荷の変動周期を確認すると、その変動周期は数十秒程度であり、最も短いものでも 17 秒であった。従って、提案手法の力率制御応答速度の 10 秒は妥当と言える。

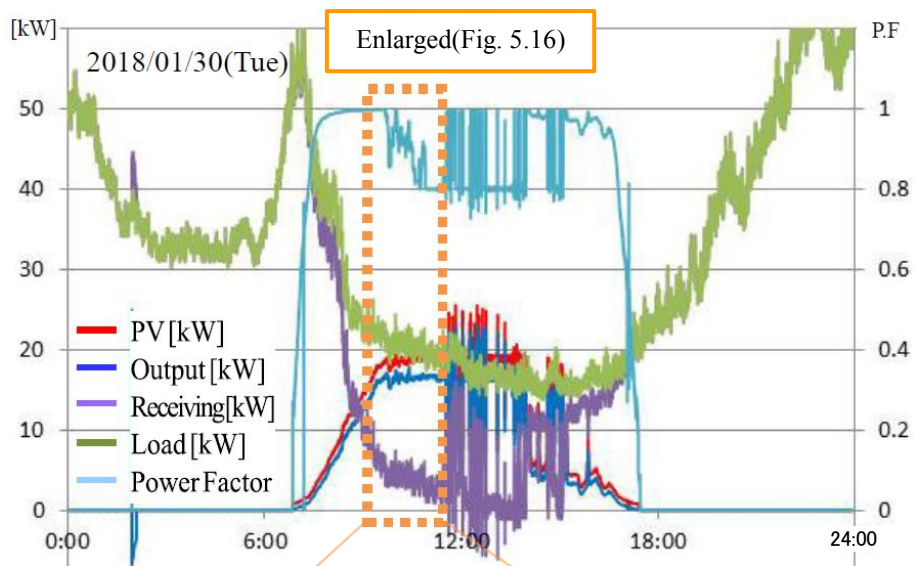


Fig. 5.15 Power factor control when switching to reverse power flow.

図 5.15 逆潮流時の日射変動における力率制御

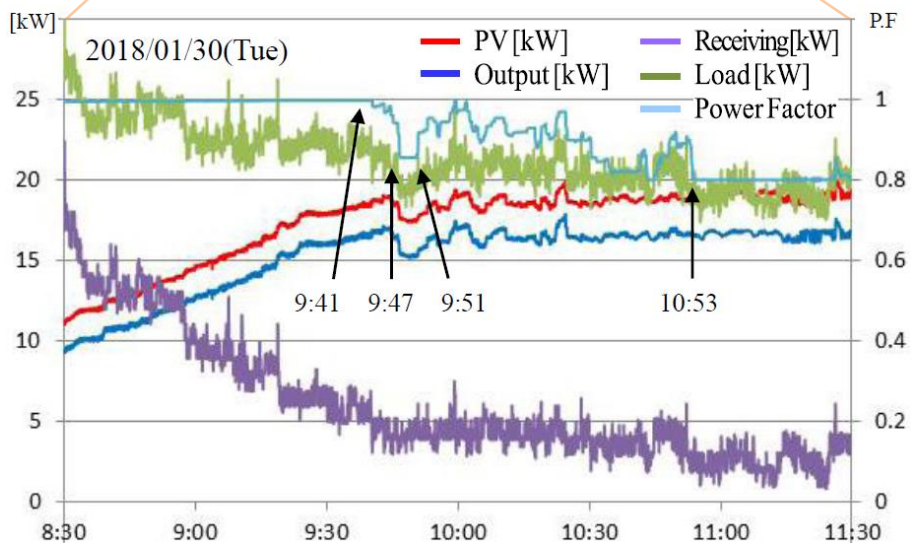


Fig. 5.16 Power factor control when switching to reverse power flow. (enlarged)

図 5.16 逆潮流時の日射変動における力率制御 (拡大)

Fig. 5.17, 5.18 は, Fig. 5.15 における各 PCS の挙動を示したものである。力率制御の挙動が PCS1 と PCS2 で微妙に異なっているが, これは受電電力の計測誤差に起因する。9:41 時点での受電電力は, PCS1 が力率減少閾値の 2.5kW を下回るのに対し, PCS2 は 2.5kW を下回らないため, PCS1 は力率を下げ始めるが PCS2 は力率を下げずに維持する動きとなっている。今回の実証試験では, 既設の外部 TD (450kW) が PCS 容量 (20kW)

に対して 20 倍以上大きなものとなっており、制御分解能も粗く最適な設定とはなっていないため各 PCS で力率制御の挙動に僅かな差は見られたが、制御ハンチングや不要な発振現象は見られず、PCS の複数台運転時でも安定に動作し、提案手法が有効にはたっていることが確認できている。

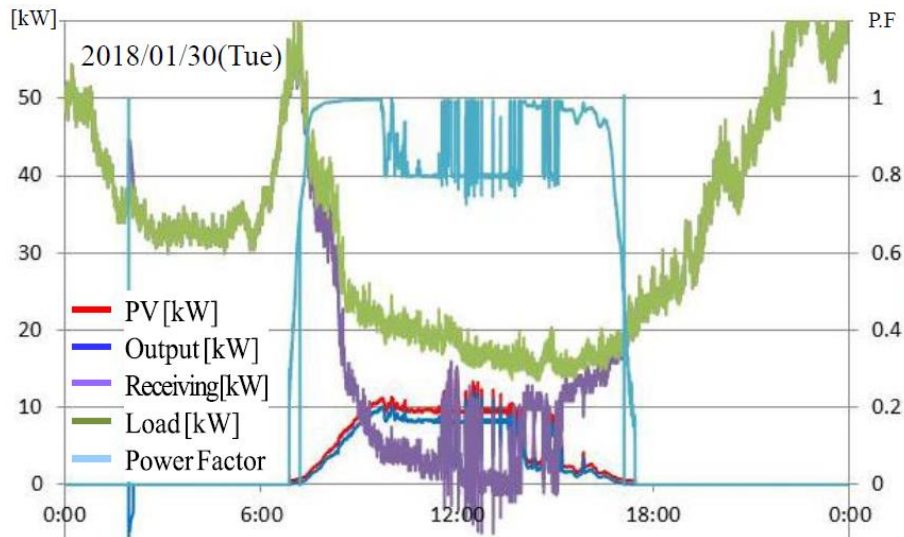


Fig. 5.17 Power factor control when switching to reverse power flow. (PCS1)

図 5.17 逆潮流時の日射変動における力率制御 (PCS1)

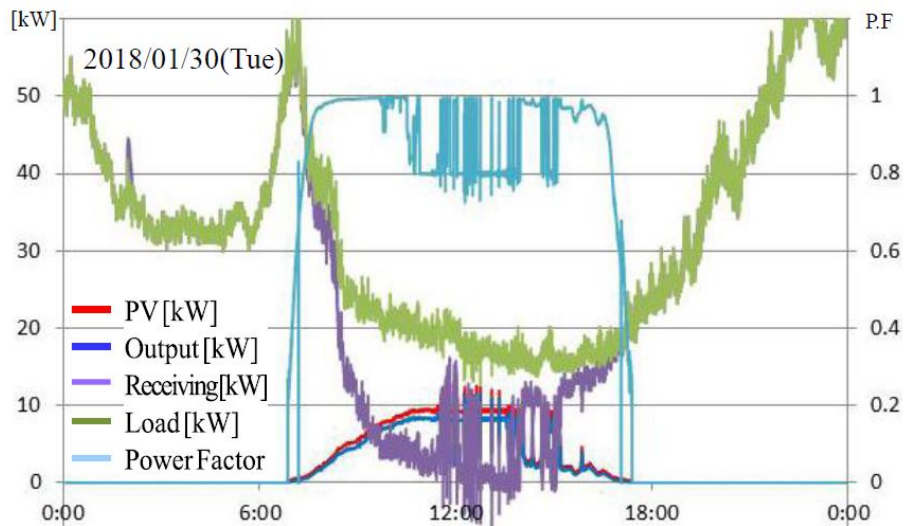




















Fig. 5.18 Power factor control when switching to reverse power flow. (PCS2)

図 5.18 逆潮流時の日射変動における力率制御 (PCS2)

Table 5.3 にフィールド試験における各日の電力利用率の結果を示す。フィールド試験は、2018年1月18日から2月4日までの18日間継続したが、平日に比べて負荷の多い休日に電力利用率が向上していることが分かる。1月28日の日曜日は電力利用率の向上が見られていないが、これは悪天候による発電不足に起因する。この日は寒空の曇り日であり、発電量が少なく交流出力電力が80%に到達していないため、力率制御の影響が出ない範囲で動作していた。今回のフィールド試験では、休日に負荷が増える社員寮で実施したため、提案制御手法の有意性は休日に確認できたが、平日に負荷が増える工場や学校、病院などの施設に本制御手法を適用することで、さらなる電力利用率の向上効果が得られるものとする。

Table 5.3 Result of power utilization rate on the field test.

表 5.3 フィールド試験結果

Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun
			1/18  15/7 72.1	1/19  11/6 80.6	1/20  12/3 104.6	1/21  12/1 83.1
			Total power (Proposed) [kWh] 71.4	Total power (Conventional) [kWh] 80.0	Total power (Proposed) [kWh] 98.6	Total power (Conventional) [kWh] 78.6
			Improvement of power utilization rate [%] 1.0	Improvement of power utilization rate [%] 0.8	Improvement of power utilization rate [%] 6.1	Improvement of power utilization rate [%] 5.7
1/22  5/2 18.2	1/23  10/2 88.7	1/24  5/-1 114.4	1/25  4/-4 110.2	1/26  5/-1 83.8	1/27  5/-2 85.9	1/28  4/-1 50.8
18.2	88.1	113.0	108.2	80.0	79.1	50.8
0.0	0.7	1.2	1.8	4.8	8.6	0.0
1/29  8/1 68.1	1/30  7/-1 102.2	1/31  8/-1 116.7	2/1  4/1 34.1	2/2  7/0 89.7	2/3  9/1 110.4	2/4  6/0 139.5
64.3	100.7	116.2	34.1	88.7	101.3	119.4
5.9	1.5	0.4	0.0	1.1	9.0	16.8

以上の試験により、急激な日射変動や負荷の変動、複数台運転時においても提案制御手法が安定に動作することが確認できた。また、提案制御手法では力率増減の閾値にヒステリシスを設けることで制御ハンチングを防止するとともに、受電電力が制御不感帯に入り力率を維持させることによって、自動的に有効電力が最大となるような動作となる。本フィールド試験では既設の外部 TD を使用したため、力率増加減の閾値や制御分解能が最適ではない条件での実証となったが、粗々の条件でも提案制御手法の有意性が確認できた。外部 TD の精度と電力利用率の関係性については今後の課題となるが、外部 TD を PCS 容量や負荷容量に応じて最適化すれば、さらに精度の良いデータが取得できるものとする。

5.6 結言

本章では、蓄電池併設型太陽光発電用 PCS において受電点の潮流に応じて PCS の力率を制御する手法を提案し、実機試験およびフィールド試験により、提案制御方式の有意性を確認した。提案手法により、住宅用 PCS や産業用 PCS といった用途に制約を設けることなく、受電点の潮流が逆潮流の時には PCS より無効電力を注入し力率を減少させることで系統の電圧上昇を抑制し、受電点の潮流が順潮流の時には PCS からの無効電力注入を停止し力率を上昇させることで構内負荷への電力の利用率を向上することが可能となる。提案手法は、太陽光の日射変動や負荷の急変時、複数台運転時においても安定的に動作し、太陽光の発電量と負荷がバランスするような条件では、受電電力が制御不感帯に入り力率を維持させることによって、自動的に有効電力が最大となるような動作となるため、無駄のないエネルギーシステムとなる。

今回のフィールド試験では、休日に負荷が増える社員寮で実施したため、提案制御手法の有意性は休日に確認できたが、平日に負荷が増える工場や学校、曜日を問わず負荷の多い病院などの施設に本制御手法を適用することで、さらなる改善効果が得られるものと考えられる。

本研究の後に、業界団体や認証機関にて力率一定制御に関する各種検討が進められ、現在では今回の提案手法をベースとした制度に見直されている。

第6章 受電電力可変制御を用いた DR 対応と EMS への適用

6.1 序言

平成 30 年 7 月に経済産業省の「第 5 次エネルギー基本計画」が閣議決定され、長期的に安定した持続的・自立的なエネルギー供給により、経済社会のさらなる発展と国民生活の向上、世界の持続的な発展への貢献を目指すという指針が示された⁽⁶⁾。我が国では再生可能エネルギーなどの導入により 2030 年までに温室効果ガスを 2013 年比で 26%、2050 年までに 80%削減することを目標としている。

2030 年に向けた基本的な方針として、「徹底した省エネルギー社会の実現」と「再生可能エネルギーの主力電源化に向けた取り組み」が挙げられている。エネルギー供給の効率化を促進するディマンドリスポンス (DR) により電力需要量を増減する「上げ下げ DR」に対応することで需給バランスを確保するとともに、蓄電池との組み合わせにより長期安定的な電源システムを構築し、自家消費や地産地消をおこなう分散電源の活用が期待されている。

前章にて、蓄電池併設型太陽光発電用 PCS に対し、受電点の潮流に応じた力率制御を導入することで、負荷への電力利用率を向上する検証を進めてきたが、力率の増減には PCS の受電電力一定制御を用いているため、電力の需給バランスに寄与するものではなかった。

本章では、蓄電池併設型太陽光発電用 PCS の受電電力の制御目標値をこれまでの「一定値」から「可変値」とすることで、電力需要量を増減する「上げ下げ DR」に対応し、これまで DR を実現する上で必要であった専用の EMS コントローラを必要としない EMS 制御を提案するとともに、系統からの受電電力を抑制する最適化手法と経済的なメリットについて述べる。

6.2 システム構成と課題

Fig. 6.1 に蓄電池併設型太陽光発電用 PCS のシステム構成図を示す。PCS は入力に太陽電池と蓄電池を接続し、電力系統と負荷に電力を出力する。また、PCS は太陽電池・蓄電池各々に独立したコンバータを搭載しており、太陽電池の最大電力追従制御をおこないながら蓄電池の充放電を最適制御する。本 PCS は系統の受電点に外部 TD を取り付け、系統から常に一定の電力を受電する「受電電力一定制御」を用いて蓄電池から系統への逆流を防止しており、同時に受電電の潮流に応じて PCS の力率を調整することで、負荷への電力利用率を向上させている。本章ではこの受電電力の制御目標値を可変とする「受電電力可変制御」を用いることにより、上げ下げ DR に対応する EMS を構築する⁽³⁰⁾。

これまでの「受電電力一定制御」は、外部 TD で計測する受電電力が PCS 容量の 5% (10kW の PCS の場合は 500W) となるように制御することにより、蓄電池から系統への逆潮流を防止していたが、あくまでも昼間の受電電力を減らすことが主目的であったため、電力の需給バランスに寄与するものではなかった。本章で提案する「受電電力可変制御」は、従来の「受電電力一定制御」を応用した制御手法であり、受電電力の制御目標値を PV の発電量、蓄電池の残容量 (以下 SOC)、負荷の電力量により算出し、離島などの特定エリアでの需要と供給に合わせて制御目標値を変化させることにより上げ下げ DR に対応し、電力の需給バランスを整えることを目的とする。

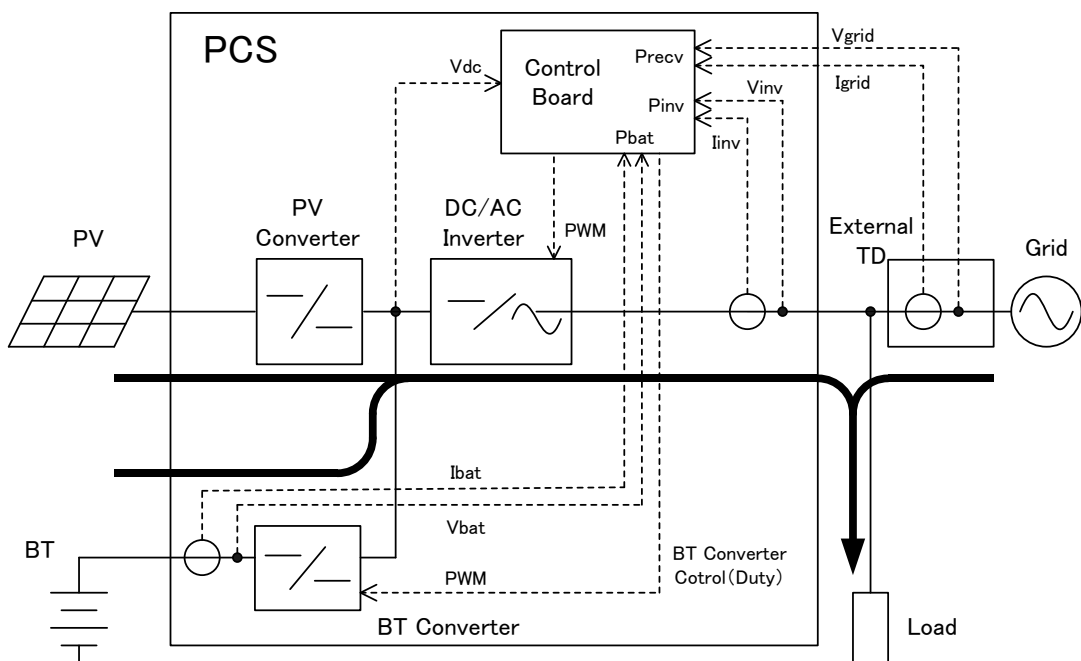


Fig. 6.1 System diagram.

図 6.1 システム構成図

6.3 提案制御手法

Fig. 6.2 に今回提案する「受電電力可変制御」の制御概念図を示す。太陽電池や風力などの自然エネルギーと、発電機、蓄電池、負荷がそれぞれ接続された特定のグリッドにおいて、自然エネルギーによる発電が多く負荷が小さい「供給過多」の時には蓄電池が負荷となり、発電電力を蓄電池に充電することで上げ DR に対応する。逆に、自然エネルギーによる発電が小さく負荷が大きいの「供給不足」の時には蓄電池が電源となり、不足電力を蓄電池から放電することで下げ DR に貢献する。以降に、具体的な制御手法を示す。

太陽電池や風力による発電が多くシステムとして供給過多の場合は、需要を大きくしてエネルギーの行き場を作ることで需給バランスを保つ「上げ DR」として逆潮流を抑制する必要があるが、負荷が小さく蓄電池が満充電の状態ではシステム内の供給過多に対応できない。逆に、供給不足の場合は下げ DR として負荷の使用量を抑制する必要があるが、雨の日のビジネスタイムや災害時など、負荷を制限できないケースで蓄電池が放電下限値に達しているとき、システム内の供給不足に対応できない。こうした上げ下げ DR に対応するためには、事前に蓄電池の SOC を制御する必要があるが、従来手法では受電電力が一定のため蓄電池の SOC の制御ができない。

今回提案する「受電電力可変制御」を適用すると、受電電力の制御目標値を供給状態に合わせて変化させ、システム内の需給バランスを整えることが可能となる。供給過多の場合は、上げ DR として逆潮流を抑制するべく蓄電池を充電させ、供給不足の場合は、下げ DR として潮流を抑制するべく蓄電池を放電させ、系全体の需給バランスに寄与する。このような蓄電池の充放電動作が可能となるように、「受電電力可変制御」により蓄電池の充放電を制御するが、実現のためには外部 TD の受電電力目標値をフレキシブルに操作できるように設計する必要がある。

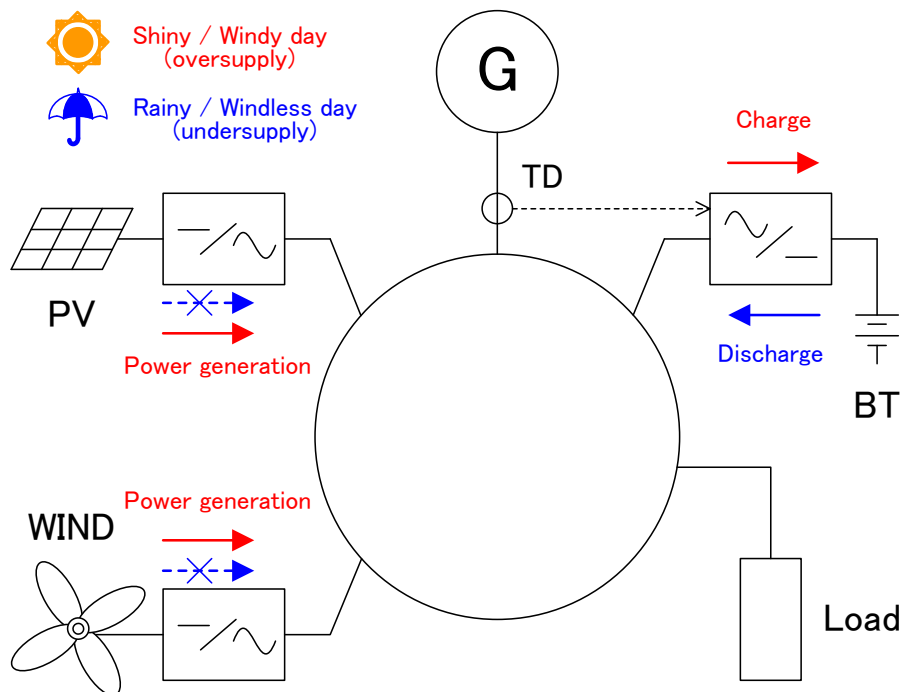


Fig. 6.2 Control concept diagram.

図 6.2 制御概念図

Fig. 6.3 に「受電電力可変制御」の制御ブロック図を示す。「受電電力可変制御」に必要なインプットは受電電力値 P_{recv} と受電電力制限値 P_{limit} ，受電電力制御目標値 P_{recv_target} で，アウトプットは蓄電池チョップの Duty となる。従来の制御手法では制御ブロック図内赤点線部分の P_{recv_target} が PCS 定格の 5%と一定値であった。そのため，PV，負荷，蓄電池の状態によって P_{recv_target} を変更することができず，PCS は蓄電池の SOC を制御することができない。今回提案する「受電電力可変制御」は， P_{recv_target} を-100%~100%の範囲で変化させることで，蓄電池の充放電を制御することが可能となる。例えば，供給過多が想定される時刻までは P_{recv_target} を低く設定し蓄電池の充電状態を下限値付近として次の充電に備える。そして，供給過多となる時刻に P_{recv_target} を高く設定することで，蓄電池を負荷として活用し，上げ DR として充電することを可能とする。受電電流 I_{grid} と系統電圧 V_{grid} で演算される P_{recv} と P_{limit} と P_{recv_target} により受電電力制御値 P_{recv_cont} を演算する。蓄電池チョップ制御は，蓄電池への充放電が過充電および過放電とならないように， P_{recv_cont} ，交流電力垂下制御値 P_{inv_cont} ，および蓄電池電力垂下制御値 P_{bat_cont} の最小値を制御値として採用し Duty を生成する。

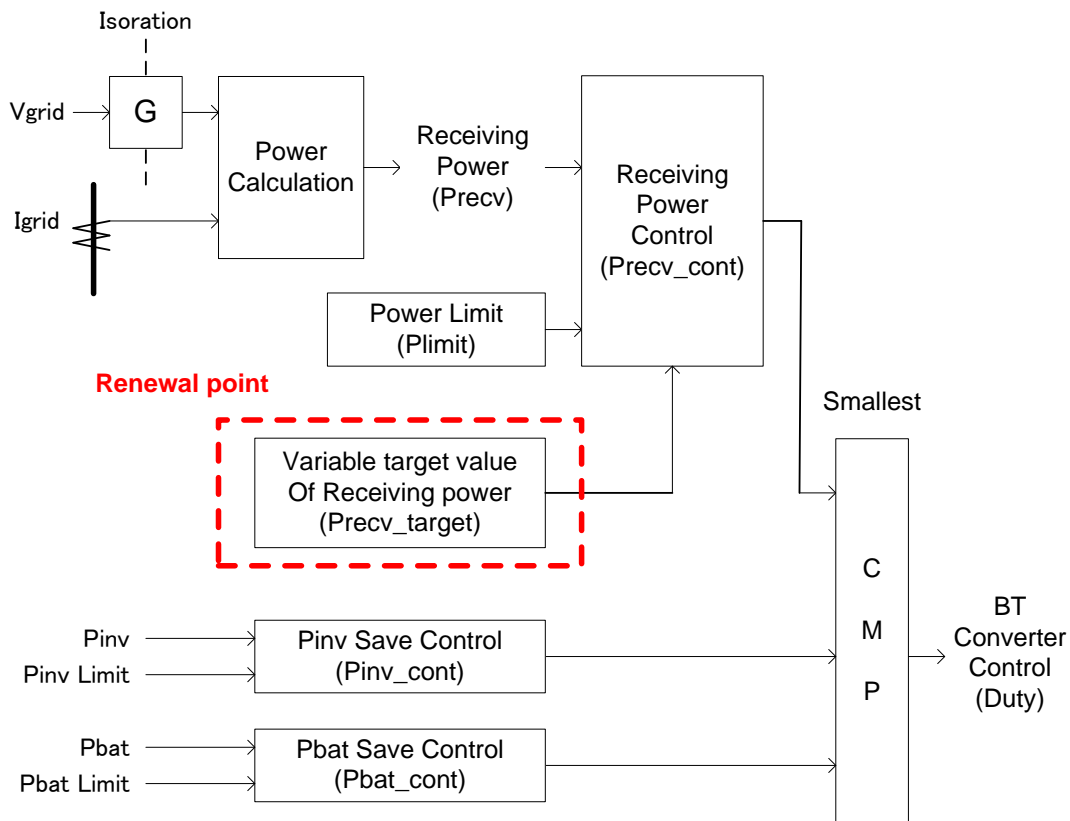


Fig. 6.3 Block diagram showing receiving power variable control.

図 6.3 受電電力可変制御のブロック図

6.4 シミュレーション

提案手法の有意性を確認するために、シミュレーションにて、蓄電池併設型太陽光発電用 PCS の受電電力一定制御による運用（従来手法）と、受電電力可変制御による運用（提案手法）の比較をおこなった。シミュレーションツールは Microsoft 社製の Microsoft Office Excel を使用した。シミュレーションモデルは、当社社員寮に設置している 20kVA 蓄電池併設型太陽光発電用 PCS の 2019 年 2 月 2 日の運用実績より作製した。Table 6.1 に社員寮の運用条件を示す。社員寮では 8:45 から受電電力一定制御を動作させる設定としている。受電電力計測器はフルスケール 100kW であるため、その 5%である 5.0kW を受電電力目標値としている。また、夕方からの負荷増加に対応するため、16:45 から 21:00 まで PCS から 10kW を出力する設定とし、受電電力を抑制する。系統からの充電時間は設定せず、PV の余剰のみで充電する設定とし、自家消費を目指したシステムとしている。

Table 6.1 Operation conditions on February 2, 2019.

表 6.1 2019 年 2 月 2 日の動作条件

Items	Setting Value
PCS capacity	20kW
BTs capacity	50.1kWh
Initial SOC	19%
Receiving constant operation start time	8:45
Receiving constant operation end time	20:45
Charge start time	Non
Charge end time	Non
Discharge start time	16:50
Discharge end time	22:00
Discharge end SOC	15%
Receiving power target value	Receiving constant operation period 5.0kW

Fig. 6.4 に社員寮の 2019 年 2 月 2 日の運用実績を示す。Fig. 6.4 より、受電電力一定制御により PV の余剰電力の充電と夕方の放電動作が確認できる。当運用実績をベースにシミュレーションモデルを作製した。Fig. 6.5 に、Table 6.1 の設定によるシミュレーション結果を示す。Fig. 6.5 より、SOC の満充電到達時や放電停止 SOC 到達時、受電電力一定制御時中の受電電力に若干の差は見られるものの、概ね類似した結果が得られている。SOC 満充電時の差については、実機の充電には蓄電池電圧制御により充電電力を抑制する動作があるためである。充電中の蓄電池電圧は、温度や内部抵抗などの影響も介在するが、シミュレーションでは簡略化のため省略した。放電停止 SOC 到達時における動作の差に対しては、蓄電池の電圧戻り特性など固有の差によるものと考えられるが、こちらも蓄電池電圧制御による充電動作同様、シミュレーションに大きな影響は出ない。また、受電電力一定制御時の受電電力値の振る舞いにも若干の差が見られるが、これは PCS の受電電力検出値の分解能 ($\pm 1.5\% : \pm 3\text{kW}$) による影響である。こちらも 1 日レベルでの運用に対して大きな影響は出ない。

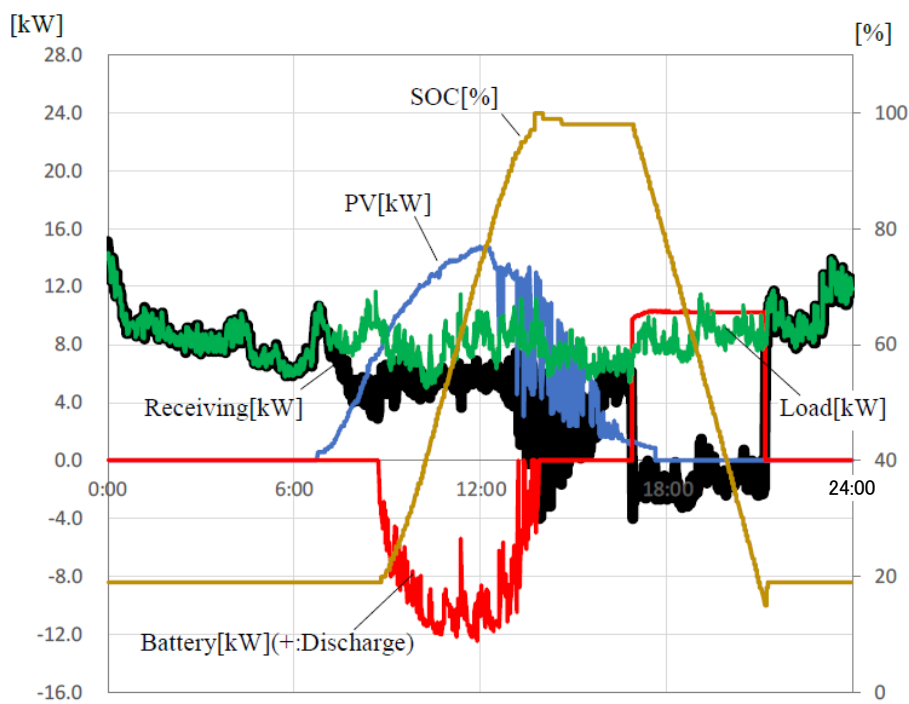


Fig. 6.4 Operation result on February 2, 2019

図 6.4 2019 年 2 月 2 日の動作結果

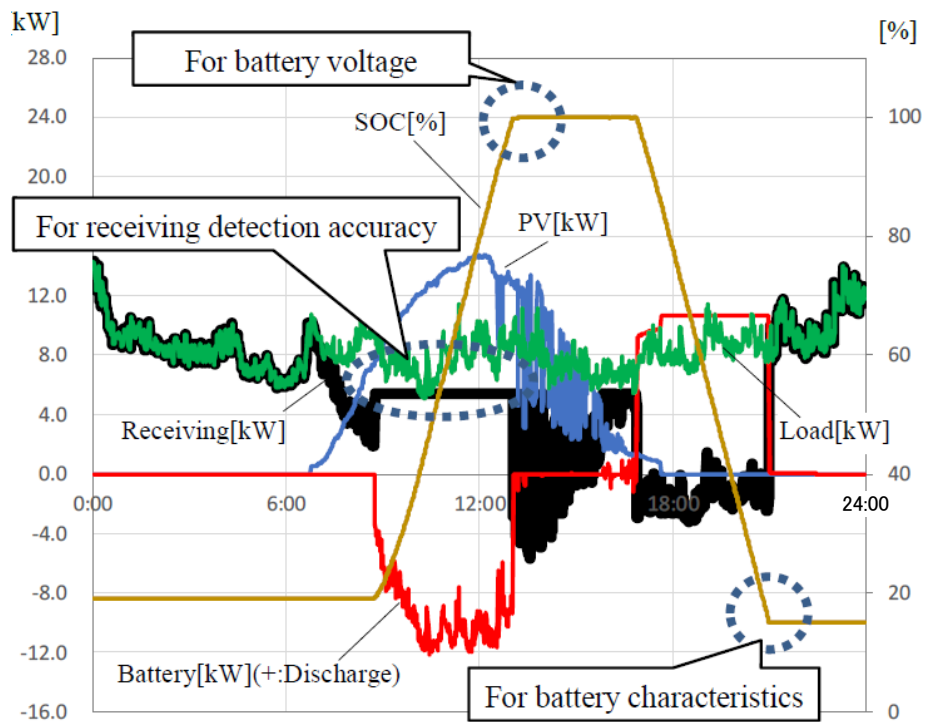


Fig. 6.5 Simulation result on February 2, 2019

図 6.5 2019 年 2 月 2 日のシミュレーション結果

以上より、本シミュレーションの妥当性が確認できたため、シミュレーションを用いて、従来手法と提案手法による運用の比較をおこなった。Table 6.2 にシミュレーション条件を示す。PCS 容量と蓄電池容量は、10kW、16.8kWh とした。太陽電池の発電モデルは快晴時の実測データ、負荷のモデルは社員寮の 2018 年 1 月 1 日から 2019 年 3 月 31 日までの実績値から最も負荷の大きい 2019 年 2 月 2 日の推移を参考にモデル化した。太陽電池の発電モデルと負荷モデルの推移を Fig. 6.6 に示す。社員寮をベースとしているため、勤務時間となる昼間の需要が低く、勤務時間外となる朝夜の需要が高い傾向となる。Fig. 6.6 では 9:00 から 14:24 に供給過多となるシステムモデルになる。開始 SOC は上げ下げ DR の調整力を考慮して 65%に設定し、放電停止 SOC は停電時に備えて 15% とした。受電電力一定制御の充電開始と終了時刻は、PCS の初期設定とした。

Table 6.2 Simulation conditions.

表 6.2 シミュレーション条件

Items	Conventional method	Proposed method
PCS capacity	10kW	
BTs capacity	16.8kWh	
Initial SOC	65%	
Receiving constant operation start time	6:00	Setting unnecessary
Receiving constant operation end time	20:45	
Charge start time	23:15	
Charge end time	5:00	
Discharge end SOC	15%	
Receiving power target value	Receiving constant operation period 0.5kW	See Table 6.3
	Charge period 10.0kW	

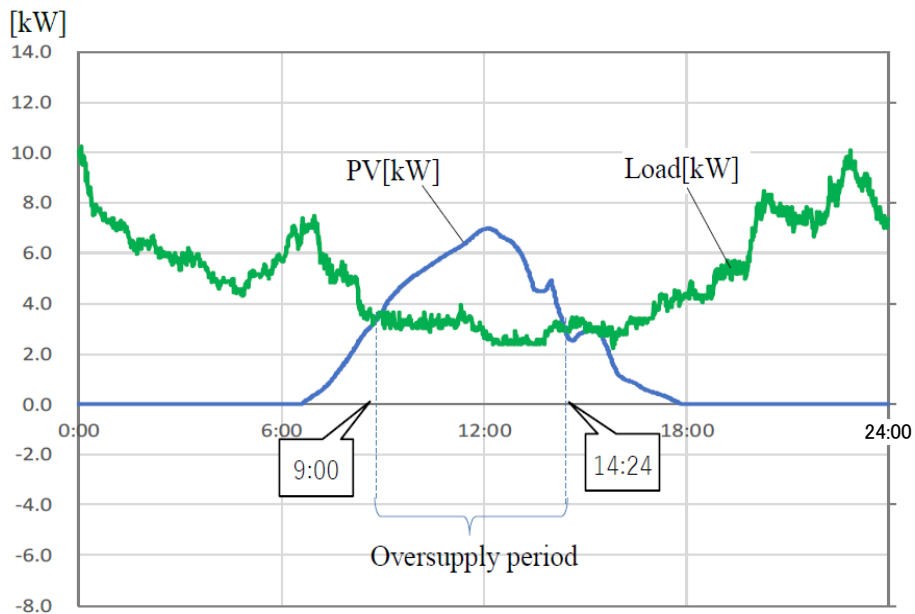


Fig. 6.6 PV and load transition model.

図 6.6 PV と負荷のモデル

Fig. 6.7 に従来手法で運用した場合のシミュレーション結果を示す。従来手法でも 6:00～20:45 の期間に受電電力 0.5kW を維持する制御が働くため、PV の余剰電力を充電する動作は確認できる。しかしながら、13:09 から 14:29 の 80 分間（昼間の供給過多の時間帯）においては、余剰電力を充電できず逆潮流させてしまい、上げ DR に対応できない結果となった。これは、蓄電池の SOC を考慮せず受電電力一定制御をおこなうことにより、供給過多の時間帯に蓄電池が満充電となるためである。Fig. 6.7 の結果を考慮し、提案手法における受電電力目標値は上げ DR 未達期間が可能な限り小さくなるよう Table 6.3 に示す設定とした。制御目標値は、実機での実現性も考慮して 1 時間刻みの値に設定した。

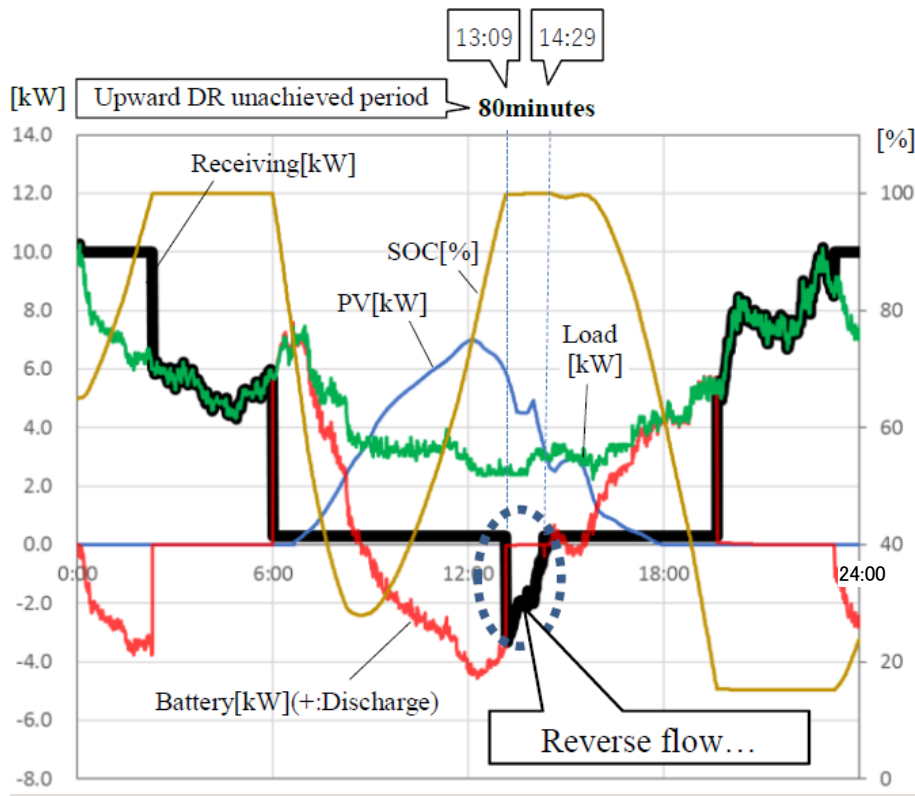


Fig. 6.7 Simulation result with Conventional method.

図 6.7 従来手法によるシミュレーション結果

Table 6.3 Receiving target value of proposed method.

表 6.3 提案手法における受電電力目標値

Period	Target	Period	Target	Period	Target
0:00-0:59	6.0kW	8:00-8:59	0.1kW	16:00-16:59	3.0kW
1:00-1:59	6.0kW	9:00-9:59	0.1kW	17:00-17:59	4.0kW
2:00-2:59	6.0kW	10:00-10:59	0.1kW	18:00-18:59	4.0kW
3:00-3:59	6.0kW	11:00-11:59	0.1kW	19:00-19:59	4.0kW
4:00-4:59	5.0kW	12:00-12:59	0.1kW	20:00-20:59	5.0kW
5:00-5:59	5.0kW	13:00-13:59	0.1kW	21:00-21:59	5.0kW
6:00-6:59	4.0kW	14:00-14:59	0.1kW	22:00-22:59	6.0kW
7:00-7:59	3.0kW	15:00-15:59	1.0kW	23:00-23:59	6.0kW

Fig. 6.8 に提案手法で運用した場合のシミュレーション結果を示す。提案手法では従来制御することのできなかった昼間の供給過多時の逆潮流がなく，上げ DR 未達期間を無くすことができている。さらに，従来手法では 21:00 頃から 2:00 頃に受電電力を増加させていたが，提案手法では夜間の負荷が大きい時間帯においても，蓄電池から電力を放電することにより受電電力を負荷以下に抑制することができている，間接的ではあるが「下げ DR」にも貢献できている。

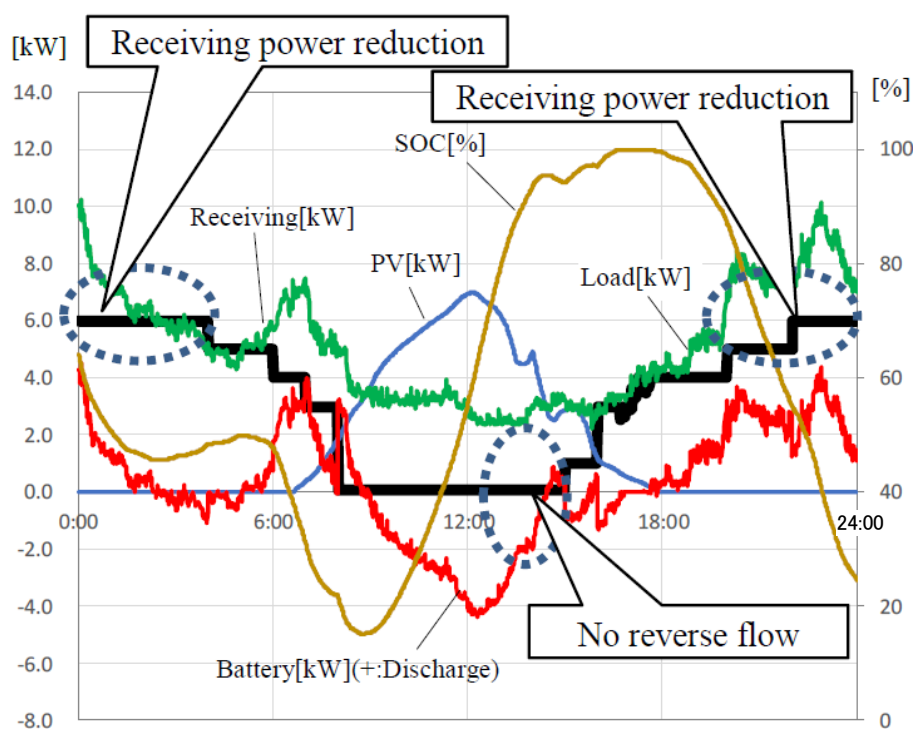


Fig. 6.8 Simulation result with proposed method.

図 6.8 提案手法によるシミュレーション結果

Table 6.4 に従来手法と提案手法の比較結果を示す。評価指標として、上げ DR 未達期間（上げ DR に対応できない時間）、受電電力量（系統から受電する電力の 1 日の合計値）、および、ピーク電力（系統から受電する電力のピーク値）の 3 つを用いた。Table 6.4 より、上げ DR 未達期間は 100%改善できる結果となった。受電電力量とピーク電力に対しても、それぞれ 3.2%と 41.5%の改善が見込めることを確認した。以上より、提案手法の有意性を確認するとともに、一定の経済性への効果についても期待できることが確認できた。

Table 6.4 Comparison of Simulation result.

表 6.4 シミュレーション結果の比較

Items	Conventional method	Proposed method	Improvement effect
Upward DR unachieved period	80 minutes	0 minutes	80minutes (100.0%)
Receiving power	82.25 kWh	79.60 kWh	2.65 kWh (3.2%)
Peak power	10.26 kW	6.00 kW	4.26 kW (41.5%)

6.5 実機検証

シミュレーションにより提案手法の有意性を確認できたため、実機にて検証をおこなう。条件は前章に記載の条件と同様とした。Fig. 6.9 に実機検証の機器を示す。PV には PV シミュレータを、負荷にはプログラマブル負荷を用いており、専用の EMS コントローラは用いていない。Fig. 6.10, 6.11 に従来手法および提案手法での実機検証結果を、Table 6.5 に従来手法と提案手法の比較結果を示す。

Fig. 6.10 の従来手法では、昼間の時間帯（12:58 から 14:33）に 95 分間逆潮流が発生しており、上げ DR に対応できないシミュレーションと同様の結果が得られている。上げ DR 未達期間と満充電付近での蓄電池充電電力に若干の差異が見られるが、これは、蓄電池充電時に保護機能（蓄電池電圧制御）が働き、満充電付近で充電電力が減少し余剰が増加することで、逆潮流発生が早期化したことが要因と考えられる。一方、Fig. 6.11 の提案手法では昼間の逆潮流がなく、シミュレーションと同様に上げ DR 未達期間を無くすことができている。また、従来手法では夜間から朝方に受電電力を増加させていたが、提案手法では、夜間から朝方の負荷が大きい時間帯においても蓄電池から電力を放電することにより受電電力を負荷以下に抑制することができている。

Table 6.5 に示すように、受電電力量、ピーク電力に対してもシミュレーションと同様の傾向を得ることができている。以上の検証では専用の EMS コントローラを使用しておらず、PCS の受電電力可変制御により、上げ下げ DR に対応できることを確認した。

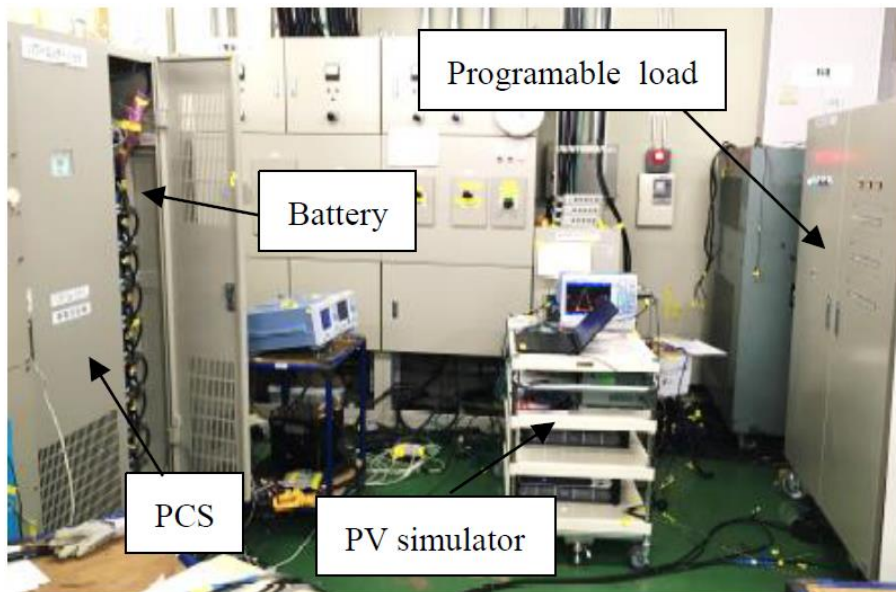


Fig. 6.9 An exterior view of the actual equipment.

図 6.9 実機検証で用いた機器

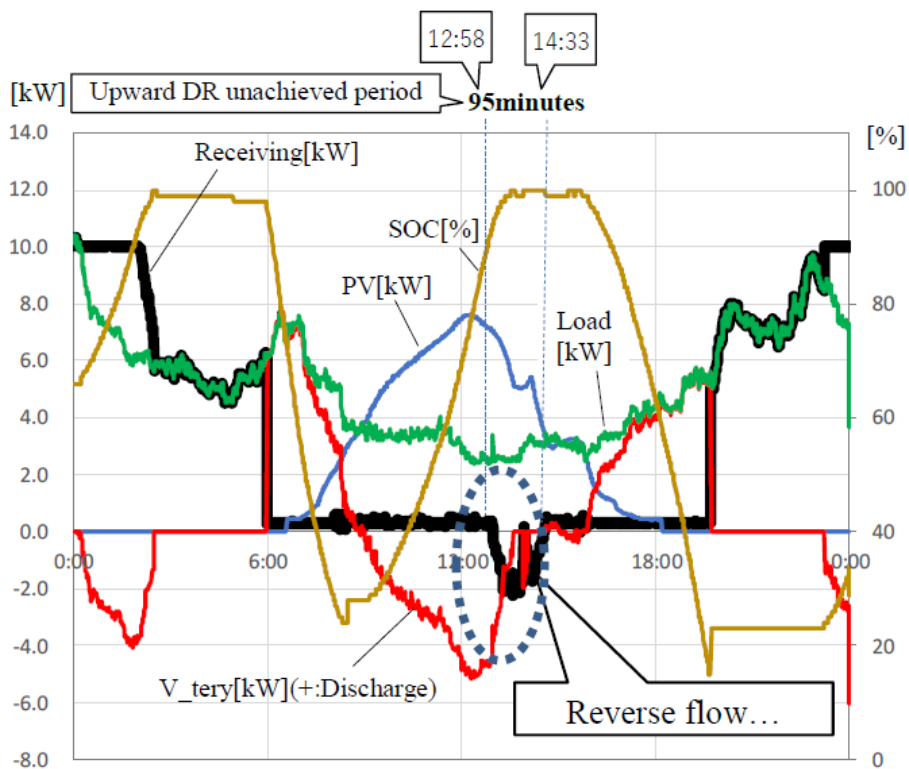


Fig. 6.10 Demonstration result with conventional method. (Compare with Fig. 6.7)

図 6.10 従来手法における実験結果 (比較 Fig. 6.7)

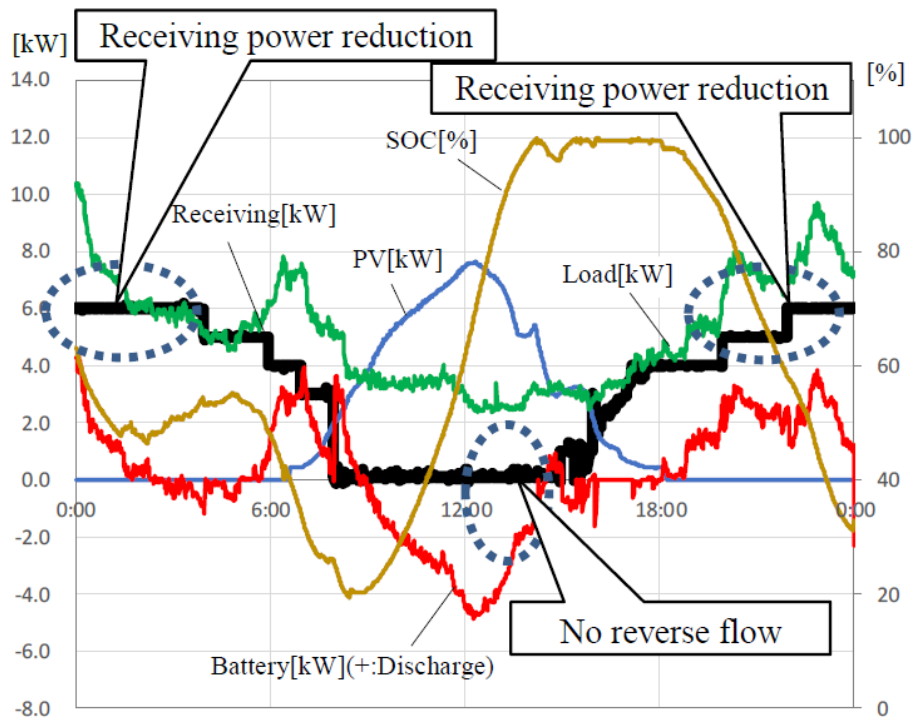


Fig. 6.11 Demonstration result with proposed method. (Compare with Fig. 6.8)

図 6.11 提案手法における実験結果（比較 Fig. 6.8）

Table 6.5 Comparison of demonstration result.

表 6.5 実機結果の比較

Items	Conventional method	Proposed method	Improvement effect
Upward DR unachieved period	95 minutes	0 minutes	95 minutes (100.0%)
Receiving power	81.33 kWh	79.32 kWh	2.01 kWh (2.5%)
Peak power	10.44 kW	6.20 kW	4.24 kW (40.6%)

6.6 応用事例

実機検証により、シミュレーションの妥当性が確認できたため、応用事例として異なる日射条件における挙動をシミュレーションにより確認した。Fig. 6.12, 6.13 に従来手法および提案手法における日射変動が顕著な場合のシミュレーション結果を、Table 6.6 に提案手法における受電電力制御目標を、Table 6.7 に比較結果を示す。日射変動は、Excelにて6:00から18:00までの日射カーブを単位放物線で描き、RAND関数を用いてランダムな日射変動を生成した。実使用環境を考慮して変動は1分刻みで与えており、シミュ

レーションを実施した。Table 5 に示す受電電力の制御目標値は、4 章に示した同一の手法により、テーブルデータ化してシミュレーションに適用した。

Fig. 6.12 に示す通り、従来手法では日射変動に応じて蓄電池が充放電を繰り返すことによって一定の変動吸収動作は見られるものの、昼間の時間帯（13:33 から 16:01）に蓄電池が満充電になることによって 64 分間の逆潮流が発生しており、上げ DR に対応できないことが分かる。

一方、Fig. 6.13 の提案手法では昼間の逆潮流がなく、すべての時間帯において DR 未達期間を無くすことができることが確認できた。また、蓄電池の SOC も上下限に余裕を持たせることができている、日射変動が顕著な条件においても受電電力の制御目標値を適切に設定すれば、提案手法が有効に働くことが確認できた。

Table 6.7 より、上げ DR 未達期間は 100%改善できることが見込める結果となった。受電電力量とピーク電力に対しても、受電電力の制御目標値をフレキシブルに変更することにより、それぞれ 3.7%と 41.5%の改善が見込めることを確認した。以上より、提案手法の有意性を確認するとともに、提案手法の導入によって、経済性への効果も期待できると言える。上記検証では専用の EMS コントローラを使用しておらず、PCS の受電電力可変制御と蓄電池の SOC 制御により、上げ下げ DR に対応できることを確認した。

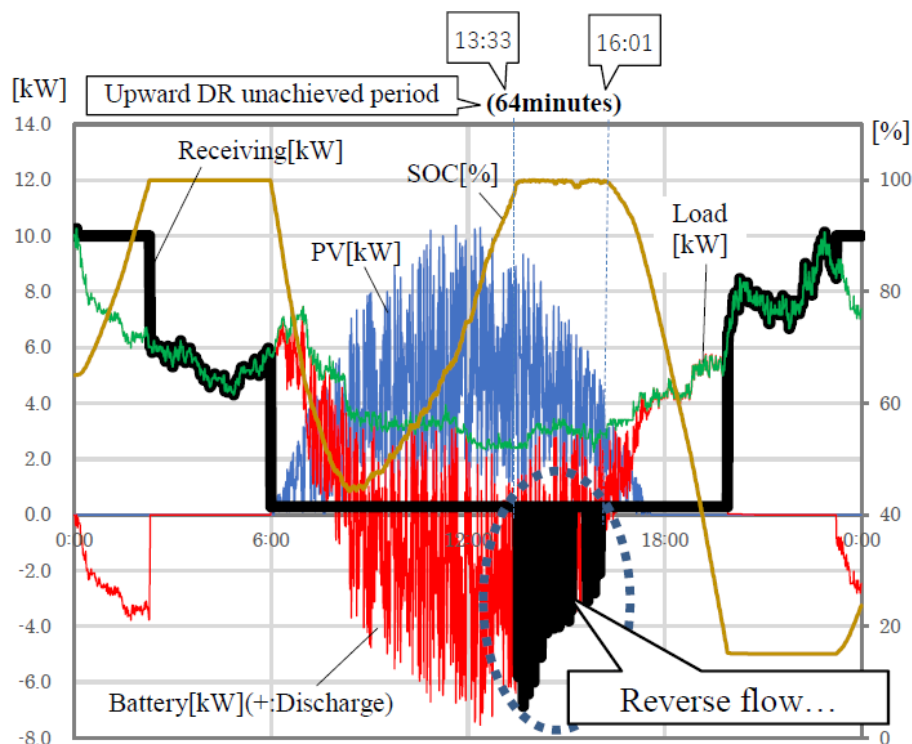


Fig. 6.12 Simulation result with Conventional method.

図 6.12 従来手法におけるシミュレーション結果

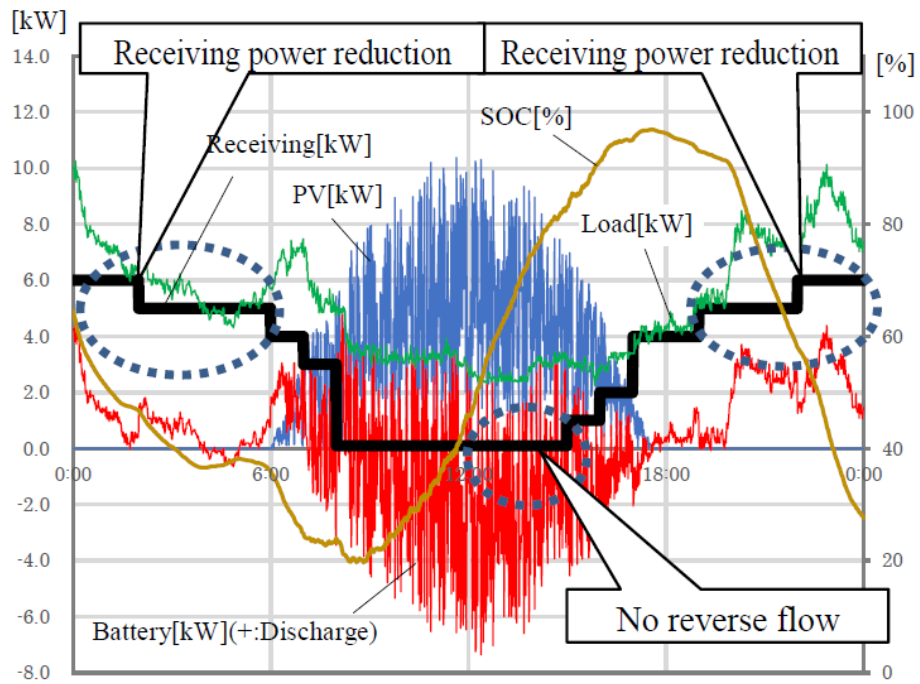


Fig. 6.13 Simulation result with proposed method.

図 6.13 提案手法におけるシミュレーション結果

Table 6.6 Receiving target value of proposed method.

表 6.6 提案手法における受電電力目標値

Period	Target	Period	Target	Period	Target
0:00-0:59	6.0kW	8:00-8:59	0.1kW	16:00-16:59	2.0kW
1:00-1:59	6.0kW	9:00-9:59	0.1kW	17:00-17:59	4.0kW
2:00-2:59	5.0kW	10:00-10:59	0.1kW	18:00-18:59	4.0kW
3:00-3:59	5.0kW	11:00-11:59	0.1kW	19:00-19:59	5.0kW
4:00-4:59	5.0kW	12:00-12:59	0.1kW	20:00-20:59	5.0kW
5:00-5:59	5.0kW	13:00-13:59	0.1kW	21:00-21:59	5.0kW
6:00-6:59	4.0kW	14:00-14:59	0.1kW	22:00-22:59	6.0kW
7:00-7:59	3.0kW	15:00-15:59	1.0kW	23:00-23:59	6.0kW

Table 6.7 Comparison of Simulation result

表 6.7 シミュレーション結果の比較

Items	Conventional method	Proposed method	Improvement effect
Upward DR unachieved period	64 minutes	0 minutes	64 minutes (100.0%)
Receiving power	80.86 kWh	77.90 kWh	2.96 kWh (3.7%)
Peak power	10.26 kW	6.00 kW	4.26 kW (41.5%)

6.7 制御目標値の算出手法

6.7.1 制御目標値算出手順

実機検証によりシミュレーションの妥当性が確認できたため、受電電力可変制御の制御目標値を算出する。上げ下げの DR に対応するには、常時蓄電池に余力を持たせておく必要がある。蓄電池の状態に影響するパラメータとして、太陽電池発電電力 P_{PV} と需要 P_{LOAD} の 2 つがあるが、発電電力は「日射量」として 24 時間分の予測値が公開されており、需要も「ベースライン」として予測の方式が確立しているため、双方とも予測可能なパラメータとなる⁽³¹⁾⁽³²⁾⁽³³⁾。これらの予測値を用いて受電電力の目標値を操作することで蓄電池状態を推定し、満充電や充電不足の期間を計算することが可能となる。以下に、満充電で上げ DR に対応できない期間、充電不足で下げ DR に対応できない期間を最小化する問題を式(1)のように定式化する。受電電力とピーク電力も目的関数に追加し、経済性への配慮もおこなう。

[目的関数]

$$\begin{aligned}
 F = \sum_{t \in T} \{ & k_1 \cdot T_{MAX}(P_{RCVref\ t}, P_{PV\ t}, P_{LOAD\ t}) + k_2 \cdot T_{MIN}(P_{RCVref\ t}, P_{PV\ t}, P_{LOAD\ t}) \\
 & + k_3 \cdot P_{RCV}(P_{RCVref\ t}, P_{PV\ t}, P_{LOAD\ t}) \} + k_4 \cdot P_{PEAK} \\
 \rightarrow \text{Minimize} & \dots\dots\dots (1)
 \end{aligned}$$

[制約条件]

(受電電力目標値上下限制約)

$$-P_{PCSCAP} \leq P_{RCVref\ t} \leq P_{PCSCAP} \quad (t \in T) \dots\dots\dots (2)$$

(蓄電池電力上下限制約)

$$-P_{BATCAP} \leq (P_{LOAD\ t} - P_{RCVref\ t} - P_{PV\ t} \cdot \eta) \leq P_{BATCAP} \quad (t \in T) \dots\dots\dots (3)$$

ただし,

t	:	時間断面 [h]
T	:	全時間断面 t の集合 (予測対象期間) [h]
$T_{MAX}(P_{RCVref t}, P_{PV t}, P_{LOAD t})$:	時間断面 t における上げ DR 未達期間 [h]
$T_{MIN}(P_{RCVref t}, P_{PV t}, P_{LOAD t})$:	時間断面 t における下げ DR 未達期間 [h]
$P_{RCV}(P_{RCVref t}, P_{PV t}, P_{LOAD t})$:	時間断面 t における受電電力予測値 [kW]
P_{PEAK}	:	予測対象期間 T の受電電力ピーク値 [kW]
$k_1 \sim k_4$:	重み係数
$P_{RCVref t}$:	時間断面 t における受電電力目標値 [kW]
$P_{PV t}$:	時間断面 t における太陽電池電力予測値 [kW]
$P_{LOAD t}$:	時間断面 t における需要予測値 [kW]
P_{PCSCAP}	:	パワーコンディショナ定格容量 [kW]
η	:	変換効率 [%]
P_{BATCAP}	:	蓄電池定格充放電電力 [kW]

目的関数 F は各項に重み係数 k を乗じて無単位の数値として扱い, 各時間断面 t (1 時間刻み) における数値の和が最小となるような値を算出する。なお, (1) 式において重み係数の割合や比率を変えれば, 制御の優先度を変えることが可能となる。時間断面 t における上げ DR 未達期間 $T_{MAX}(P_{RCVref t}, P_{PV t}, P_{LOAD t})$, および下げ DR 未達期間 $T_{MIN}(P_{RCVref t}, P_{PV t}, P_{LOAD t})$ は以下のように算出する。

[STEP1] 暫定蓄電池電力予測値 $P_{BATtmp t}$ を算出する。

• $0 \leq (P_{LOAD t} - P_{RCVref t} - P_{PV t} \cdot \eta) \leq P_{BATCAP} \dots$ (放電のとき)

$$P_{BATtmp t} = \frac{(P_{LOAD t} - P_{RCVref t})}{\eta} - P_{PV t} \dots \dots \dots (4)$$

• $-P_{BATCAP} \leq (P_{LOAD t} - P_{RCVref t} - P_{PV t} \cdot \eta) < 0 \dots$ (充電のとき)

$$P_{BATtmp t} = (P_{LOAD t} - P_{RCVref t}) \cdot \eta - P_{PV t} \dots \dots \dots (5)$$

[STEP2] 暫定蓄電池充電状態予測値 $SOC_{tmp t}$ を算出する。

• $t = 0$ のとき (演算更新のタイミング)

$$Wh_{BAT 0} = SOC_{INI} \times BATCAP \dots \dots \dots (6)$$

$$Wh_{BATtmp t} = Wh_{BAT 0} - P_{BATtmp t} \cdot hour \dots \dots \dots (7)$$

• $t \neq 0$ のとき

$$Wh_{BATtmp t} = Wh_{BAT t-1} - P_{BATtmp t} \cdot hour \dots \dots \dots (8)$$

$$SOC_{tmp t} = \frac{Wh_{BATtmp t}}{BATCAP} \times 100 \dots \dots \dots (9)$$

[STEP3] 時間断面 t における $SOC_{tmp\ t}$ の上下限逸脱有無を判定し、蓄電池充電状態予測値 SOC_t 、蓄電池電力 $P_{BAT\ t}$ 、上げ DR 未達期間 $T_{MAX}(P_{RCVref\ t}, P_{PV\ t}, P_{LOAD\ t})$ 、および、下げ DR 未達期間 $T_{MIN}(P_{RCVref\ t}, P_{PV\ t}, P_{LOAD\ t})$ を決定する。

• $SOC_{tmp\ t} \geq SOC_{MAX}$ のとき

$$T_{MAX}(P_{RCVref\ t}, P_{PV\ t}, P_{LOAD\ t}) = 1,$$

$$T_{MIN}(P_{RCVref\ t}, P_{PV\ t}, P_{LOAD\ t}) = 0, \dots\dots\dots (10)$$

$$P_{BAT\ t} = (SOC_{tmp\ t-1} - SOC_{MAX}) \cdot BATCAP \dots\dots\dots (11)$$

• $SOC_{tmp\ t} \leq SOC_{MIN}$ のとき

$$T_{MAX}(P_{RCVref\ t}, P_{PV\ t}, P_{LOAD\ t}) = 0,$$

$$T_{MIN}(P_{RCVref\ t}, P_{PV\ t}, P_{LOAD\ t}) = 1, \dots\dots\dots (12)$$

$$P_{BAT\ t} = (SOC_{tmp\ t-1} - SOC_{MIN}) \cdot BATCAP \dots\dots\dots (13)$$

• $SOC_{MIN} < SOC_{tmp\ t} < SOC_{MAX}$ のとき

$$T_{MAX}(P_{RCVref\ t}, P_{PV\ t}, P_{LOAD\ t}) = 0,$$

$$T_{MIN}(P_{RCVref\ t}, P_{PV\ t}, P_{LOAD\ t}) = 0, \dots\dots\dots (14)$$

$$P_{BAT\ t} = P_{BATtmp\ t} \dots\dots\dots (15)$$

• $t = 0$ のとき (演算更新のタイミング)

$$Wh_{BAT\ 0} = SOC_{INI} \times BATCAP \dots\dots\dots (16)$$

$$Wh_{BAT\ t} = Wh_{BAT\ 0} - P_{BAT\ t} \cdot hour \dots\dots\dots (17)$$

• $t \neq 0$ のとき

$$Wh_{BAT\ t} = Wh_{BAT\ t-1} - P_{BAT\ t} \cdot hour \dots\dots\dots (18)$$

$$SOC_t = \frac{Wh_{BAT\ t}}{BATCAP} \times 100 \dots\dots\dots (19)$$

最後に、受電電力予測値 $P_{RCV}(P_{RCVref\ t}, P_{PV\ t}, P_{LOAD\ t})$ と、受電電力ピーク予測値 P_{PEAK} を以下のように算出する。

• $(P_{PV\ t} + P_{BAT\ t}) \geq 0$ (PCS 逆変換時)

$$P_{RCV}(P_{RCVref\ t}, P_{PV\ t}, P_{LOAD\ t}) = P_{LOAD\ t} - (P_{PV\ t} + P_{BAT\ t}) \cdot \eta \dots\dots\dots (20)$$

• $(P_{PV\ t} + P_{BAT\ t}) < 0$ (PCS 順変換時)

$$P_{RCV}(P_{RCVref\ t}, P_{PV\ t}, P_{LOAD\ t}) = P_{LOAD\ t} - \frac{(P_{PV\ t} + P_{BAT\ t})}{\eta} \dots\dots\dots (21)$$

$$P_{PEAK} = P_{RCV}(P_{RCVref\ t}, P_{PV\ t}, P_{LOAD\ t})$$

$$if\ P_{PEAK_old} \leq P_{RCV}(P_{RCVref\ t}, P_{PV\ t}, P_{LOAD\ t}) \dots\dots\dots (22)$$

$$(t = 0\ \text{のとき},\ P_{PEAK_old} = P_{PEAK\ INI}) \dots\dots\dots (23)$$

ただし、

$P_{BATtmp\ t}$: 時間断面 t における暫定蓄電池電力予測値 [kW]

- $Wh_{BAT\ t-1}$: 前回時間断面 $t-1$ における蓄電池充電量 [kWh]
- $Wh_{BATtmp\ t}$: 時間断面 t における暫定蓄電池充電量予測値 [kWh]
- SOC_{INI} : 予測対象期間 T における蓄電池充電状態初期値 [%]
- $BATCAP$: 蓄電池定格容量 [kWh]
- $hour$: 時間断面 t の刻み幅 [h]
- $SOC_{tmp\ t}$: 時間断面 t における暫定蓄電池充電状態予測値 [%]
- $SOCMAX$: 蓄電池充電状態上限値 [%]
- $SOCMIN$: 蓄電池充電状態下限値 [%]
- $P_{BAT\ t}$: 時間断面 t における蓄電池電力予測値 [kW]
- $Wh_{BAT\ t}$: 時間断面 t における蓄電池充電量予測値 [kWh]
- SOC_t : 時間断面 t における蓄電池充電状態予測値 [%]
- P_{PEAK_old} : 予測対象期間 T における前回時間断面 $t-1$ までのピーク電力 [kW]
- $P_{PEAK\ INI}$: 予測対象期間 T におけるピーク電力初期値 [kW]

以上より，発電電力予測値 $P_{PV\ t}$ と需要予測値 $P_{LOAD\ t}$ に対して，受電電力目標値 $P_{RCVref\ t}$ が決まれば蓄電池充電状態 SOC_t を推定することができる。

6.7.2 数値例

前項の算出手順を具体的な数値例で示す。Fig. 6.14 の PCS 模式図において，太陽電池の発電電力を①，蓄電池の充放電電力を②，PCS 出力電力を③，受電電力を④，受電電力の目標値を④*，需要を⑤とし，朝 7:00 時点での予測値がそれぞれ①=1.0kW，⑤=7.0kW，受電電力の目標値が④*=2.0kW とした場合，制御目標値の算出手順は下記のようなになる。

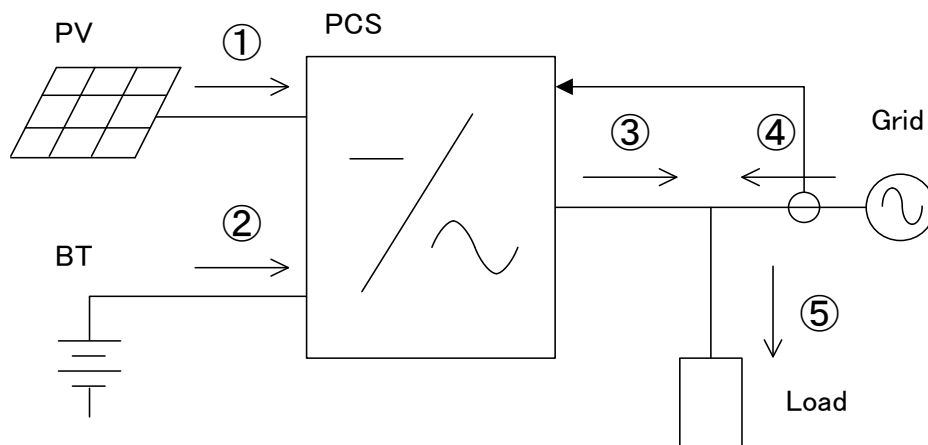


Fig. 6.14 PCS schematic diagram.

図 6.14 PCS 模式図

・予測値①=1.0kW, ⑤=7.0kW より, 必要な受電電力④は,

$$\textcircled{4} = \textcircled{5} - \textcircled{1} = 7.0 - 1.0 = 6.0\text{kW}$$

・受電電力目標値④*=2.0kW の時, PCS 出力電力③は,

$$\textcircled{3} = \textcircled{5} - \textcircled{4}^* = 7.0 - 2.0 = 5.0\text{kW}$$

・蓄電池電力②は, PCS 変換効率を 95%とすると,

$$\begin{aligned} \text{放電のとき: } \textcircled{2} &= (\textcircled{5} - \textcircled{4}^*) / \eta - \textcircled{1} && \leftarrow (4) \text{ 式} \\ &= (7.0 - 2.0) / 0.95 - 1.0 \\ &\doteq 4.3\text{kW} \end{aligned}$$

$$\left(\begin{aligned} \text{充電のとき: } \textcircled{2} &= (\textcircled{5} - \textcircled{4}^*) \cdot \eta - \textcircled{1} \\ &= (7.0 - 2.0) \cdot 0.95 - 1.0 \end{aligned} \right) \leftarrow (5) \text{ 式}$$

$$\doteq 3.8\text{kW}$$

・蓄電池容量 Wh は, 前回の容量を 6.5kWh とすると,

$$\begin{aligned} \text{Wh} &= 6.5 - \textcircled{2} \cdot (1/60) && \leftarrow (8) \text{ 式} \\ &= 6.5 - 4.3/60 \doteq 6.4\text{kWh} \end{aligned}$$

・蓄電池 SOC は, 蓄電池容量を 16.8kWh とすると,

$$\begin{aligned} \text{SOC} &= \text{Wh} / \text{蓄電池容量} \times 100 && \leftarrow (9) \text{ 式} \\ &= 6.4 / 16.8 \times 100 \doteq 38.1\% \end{aligned}$$

・これは SOC 上下限 100~15%の範囲内であるため,

$$(SOC_{MIN} < SOC_{tmp\ t} < SOC_{MAX})$$

$$P_{BAT\ t} = P_{BATtmp\ t} = 4.3\text{kW} \quad \leftarrow (15) \text{ 式}$$

$$Wh_{BAT\ t} = 6.4\text{kWh} \quad \leftarrow (18) \text{ 式}$$

$$SOC\ t = 38.1\% \quad \leftarrow (19) \text{ 式}$$

以上の計算によって得られた 7:00~7:59 の蓄電池 SOC は次の時間断面 8:00~8:59 の初期値となり, 以降同様の計算を 24 時間繰り返して蓄電池 SOC を制御する。計算によって得られた SOC の値が, SOC 上下限の範囲内 (15~100%) であれば, 上げ下げの DR 未達期間は 0 (該当の時間断面では上げ下げの DR に対応可能), 上限値以上または下限値以下となれば, 上げ下げの DR 未達期間を 1 (該当の時間断面 (1h) は上げ下げの DR に対応不可) として割り当て, 受電電力とピーク電力に重み係数を乗じたものの総和が最小となる組み合わせを(1)式により算出することで, 受電電力目標値の最適化をおこなう。

受電電力の目標値を算出する際、時間の刻み幅を 1 [h] (1 日で 24 コマ)、電力の刻み幅を 1 [kW] (10kW 容量の PCS で 11 コマ (0kW 含む)) に設定したとしても、各時間断面における受電電力の目標値を総当たりで演算すると、その候補数は 11^{24} 通りと天文学的な数値となるため、PCS の制御基板に搭載する汎用 CPU では処理することが困難となる。以上より、ここからは PCS の汎用 CPU で受電電力の目標値を演算する上で、演算処理を短縮化する工夫について述べる。

まずは、予測対象機関となる時間を分割する工夫をおこなう。Fig. 6.15 に示すように、1 日の予測対象を 4 つに分割し、24 時間の予測をおこなうのではなく、6 時間の予測を 4 つに分割することで、候補数を 11^{24} 通りから 11^6 に減らすことができる。

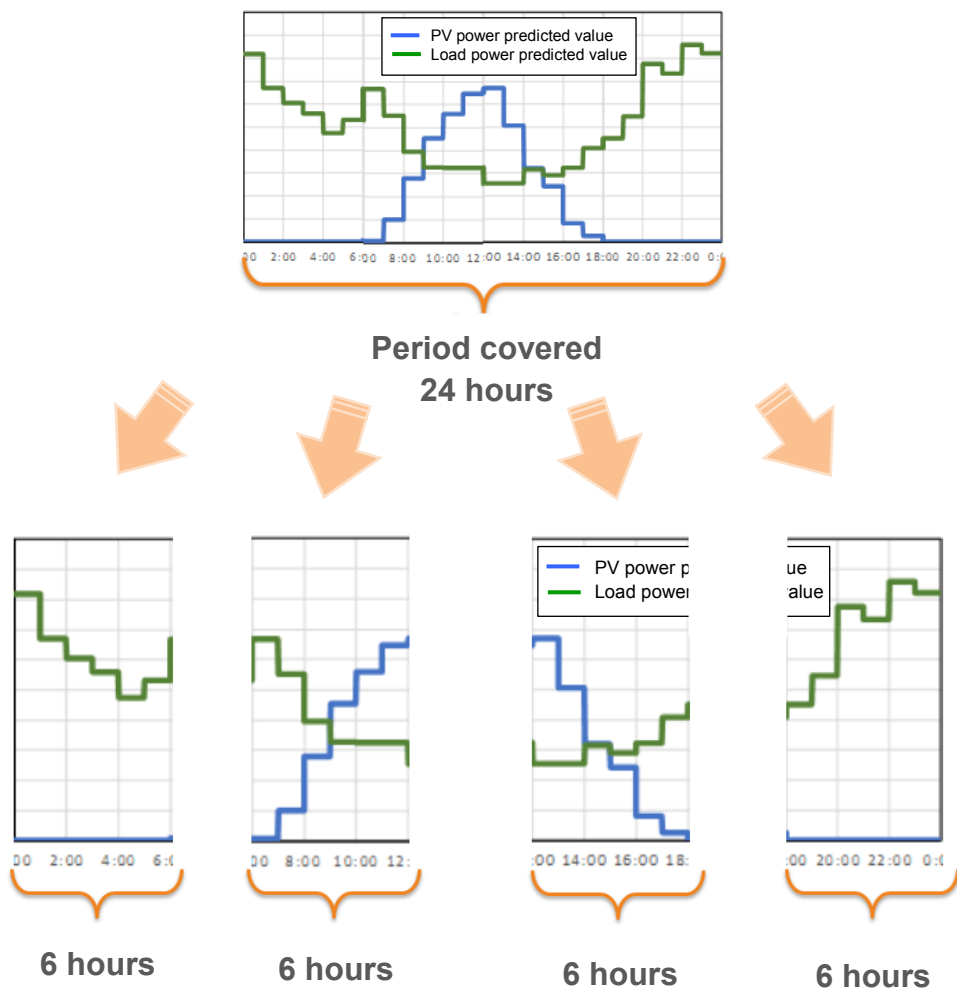


Fig. 6.15 Shape calculation result with numerical calculation. (time-splitting)

図 6.15 最適化手法における演算の工夫 (時間分割)

次に、受電電力の変動幅に制限を加える工夫をおこなう。Fig. 6.16 に示すように、受電電力の変動幅にも $\pm 2\text{kW}$ などの制約を設けることで、候補数を 11×5^5 まで絞ることができる（スタート地点の候補数は $0 \sim 10\text{kW}$ までの11通りだが、次の時間断面からは現在の受電電力 $\pm 2\text{kW}$ の5通りに絞れる）。以上より、最終的に受電電力の目標値は30,000通り前後に収縮可能となる。このレベルまで候補数を減らせれば、現在市販されている汎用CPUでも十分処理は可能となる。受電電力の変動幅に $\pm 2\text{kW}$ の制約を設けることにより、PCSは系統から受電する電力に対して急峻な変動を抑制するように動作するため、より系統に優しい制御が実現可能となる。

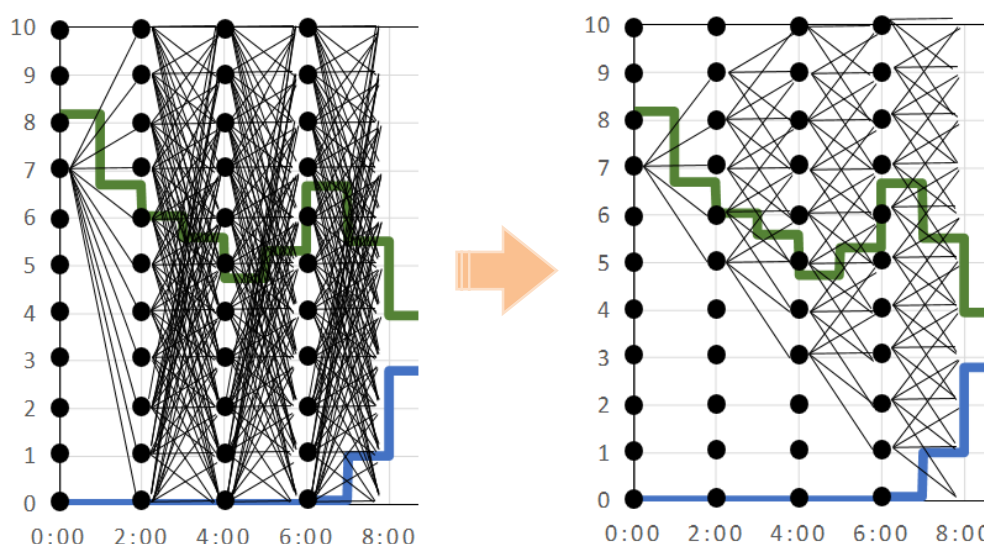


Fig. 6.16 Shape calculation result with numerical calculation. (swing-restriction)

図 6.16 最適化手法における演算の工夫（変動制約）

Table 6.8 および Fig. 6.17 に、上記最適化手法を用いて算出した受電電力目標値と運用のシミュレーション結果を示す。Table 6.8 において、6.4 章にて手動で設定した受電電力目標値のテーブルデータ（Table 6.3）と比較して、8 箇所の受電電力目標値が変化していることが分かる。

Table 6.8 Target value by numerical calculation.

表 6.8 最適化手法による受電電力目標値

Period	Target	Period	Target	Period	Target
0:00-0:59	6.0kW	8:00-8:59	0.1kW	16:00-16:59	<u>1.0kW</u>
1:00-1:59	6.0kW	9:00-9:59	0.1kW	17:00-17:59	<u>2.0kW</u>
2:00-2:59	6.0kW	10:00-10:59	0.1kW	18:00-18:59	4.0kW
3:00-3:59	6.0kW	11:00-11:59	0.1kW	19:00-19:59	<u>5.0kW</u>
4:00-4:59	5.0kW	12:00-12:59	0.1kW	20:00-20:59	<u>6.0kW</u>
5:00-5:59	<u>6.0kW</u>	13:00-13:59	0.1kW	21:00-21:59	<u>6.0kW</u>
6:00-6:59	4.0kW	14:00-14:59	0.1kW	22:00-22:59	6.0kW
7:00-7:59	<u>2.0kW</u>	15:00-15:59	<u>0.1kW</u>	23:00-23:59	6.0kW

(**Bold** : Changed value compared to result by table data (Table 6.3))

Fig. 6.17 より、手動で設定した受電電力目標値による運用 (Fig. 6.8) と比較して、昼間の供給過多時の SOC が 100% の上限に対して余裕を持つ結果となっている。これは、15:00-17:59 の時間帯の受電電力目標値を Fig. 6.8 よりも小さくすることで、放電電力を増やしているためである。これにより常時上げ DR に備えることが可能となる。

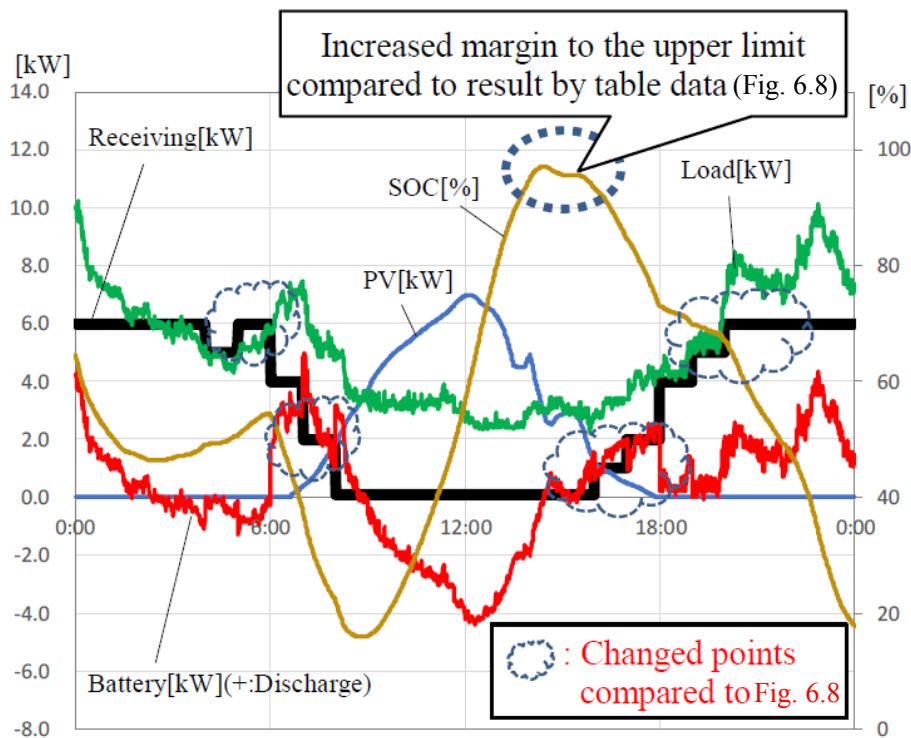


Fig. 6.17 Simulation result with numerical calculation. (Compare with Fig. 6.8)

図 6.17 最適化手法におけるシミュレーション結果 (比較 Fig. 6.8)

Table 6.9 に、最適化手法を用いた場合の改善効果を示す。Table 6.9 より、手動で設定した受電電力目標値による効果 (Table 6.4) と較して、上げ DR 未達期間とピーク電力は同効果であることに加え、受電電力量をさらに 2.0%改善できることが分かる。以上より、昼間に供給過多となるパターンにおいては、受電電力可変制御が最適化されることにより、さらなる経済効果が期待できることを確認した。

提案手法を社員寮に適用し、今回の改善効果が年間を通して続くと仮定した場合、電気料金は約 3.6 万円/月低減され、年間で約 43.2 万円の費用を削減できる計算となり、一定のコストメリットを見込むことが可能となる。

Table 6.9 Comparison of proposed result.

表 6.9 提案手法の比較結果

Items	Result by table data (table 6.4)	Result by optimization	Improvement effect
Upward DR unachieved period	0 minutes	0 minutes	Same
Receiving power	79.60 kWh	78.00 kWh	add 1.60 kWh (add 2.0%)
Peak power	6.00 kW	6.00 kW	same

6.8 結言

本章では、蓄電池併設型太陽光発電用 PCS の受電電力の制御目標値を、従来の「一定値」から「可変値」とする制御方法を提案した。提案手法にて、電力需要量を増減する「上げ下げ DR」に対応することにおいて、受電電力をフレキシブルに制御することで従来では供給過多に対応できていない期間を 100%改善できることを確認した。また、供給不足に関しても、蓄電池からの放電により負荷給電をアシストし、電力の需給バランスを整えるとともに、専用の EMS コントローラを使用せずに簡易的な EMS 制御が実現できることを確認した。さらに、受電電力可変制御の制御目標値を最適化することで、1 日における受電電力量やピーク電力の抑制にも貢献し、経済性への効果も見出すことができた。

今回は社員寮で実験をおこなったため、供給過多となるパターンでの検証となったが、今後は学校や事業所などの需要過多となるパターンも検討し、提案手法のさらなる有意性を確認したい。蓄電池に対しては、現在 VPP を用いた需給調整事業に向けて、業界団体や認証機関を通して系統への逆潮流が可能となるような整備も進められており、今後さらなる適用範囲の拡大が期待される。

第7章 結論

7.1 本研究の総括

本研究では、蓄電池併設型太陽光発電用パワーコンディショナを活用したエネルギーマネジメントシステムについて論究した。系統連系における課題を解決するべく2つの制御手法（受電点の潮流に応じてPCSの力率を増減することで電力利用率を向上する技術と、受電電力の制御目標値を従来的一定値から可変値とすることで上げ下げのDRに対応する技術）を提案し、シミュレーションおよび実機検証により有意性を確認した。さらに、フィールドでの実証試験により、経済性へのメリットについても検証した。

ここでは、各章における内容について総括する。

第1章では、本研究の背景と概要について述べ、系統連系のルールや制度についてまとめた上で、系統連系インバータの役割と求められる機能について考察した。

第2章では、太陽光発電用PCSおよび蓄電池併設型太陽光発電用PCSの概要について述べるとともに、系統連系における課題について整理した。FIT制度により太陽光発電用PCSが大量導入され、分散電源が系統に逆潮流することにより発生する系統電圧の上昇、多数台のPCSが同一系統に連系することにより発生する単独運転能動的検出方式の制御干渉、系統の瞬時電圧低下や周波数変動により分散電源が一斉に解列することを防止するFRT要件、太陽光発電用PCSの連系申込量が電力会社の系統接続可能容量に達したことによる遠隔出力制御といった課題に対して、それぞれの連系要件、開発要素をまとめ、対策となる基礎技術や設計時の注意点を明確にした。

第3章では、EMSの概要と上げ下げのDRについて述べるとともに、需給バランス調整の必要性について記述した。EMSには住宅を対象としたHEMS、オフィスビルや商業施設を対象としたBEMS、工場などの産業施設を対象としたFEMS、それらを地域全体に渡って包括的に管理するCEMSなど様々なシステムがある。EMSはこれらを通信ネットワークにより結び付け、情報通信技術（ICT）を活用して電力情報を統合し、高効率・高品質の電力供給システムを実現するものである。これらのデータを統括的に管理し、蓄電池やPCSを用いて上げ下げのDRに対応することで、需給バランスが調整でき、長期安定的な電源システムの構築が実現可能となる。

第4章では、蓄電池併設型太陽光発電用PCSの従来技術である受電電力一定制御について要素技術を述べるとともに、防災住宅への適用事例について検証した。国内の電力量料金は昼間と夜間で価格が異なるため、蓄電池に対しては系統への逆潮流が原則禁止されている。そのため、蓄電池を併設するシステムでは系統への逆潮流を防止する制御が必要となる。これに対し、PCSでは受電電力一定制御を用いて、蓄電池放電時は常に一定の電力を系統から受電することにより系統への逆潮流を防止している。蓄電池併設型太陽光発電用PCSでは、夜間に安価な電力量料金で蓄電池にエネルギーを充電し、昼間に負荷へ給電することによって、エネルギーを有効利用する。余った太陽光のエネルギーは系統へ売電し、蓄電池には一定の電力を確保しておくことで、防災住宅へも適用できることを、実機試験により明確にした。

第5章では、第2章で述べた系統電圧が上昇する問題に対し、受電点の潮流に応じてPCSの力率を増減する制御手法を提案し、逆潮流時にはPCSの力率を減少させて系統電圧の上昇を抑制しながら、順潮流時にはPCSの力率を増加させて電力の利用効率を向上する技術について述べた。この技術は、無効電力を制御する力率一定制御と第4章で説明した受電電力一定制御を組み合わせることで実現しており、従来の蓄電池併設型太陽光発電用PCSからハードウェアを追加することなく、ソフトウェアの変更のみで電力利用効率を向上することが可能となる。太陽光の発電量と負荷がバランスするような条件では、受電電力が制御不感帯に入り力率を維持させることによって、自動的に有効電力が最大となるような動作となるため、無駄のないエネルギーシステムとなる。提案制御手法を搭載した蓄電池併設型太陽光発電用PCSを社員寮に適用し、フィールド試験を実施することにより、提案手法の有意性を定量的に評価した。

第6章では、第5章で述べた提案制御手法に改良を加えることにより、専用のEMSコントローラを用いることなく上げ下げのDRに対応する制御手法を提案し、簡易的なEMSを構築する手段を確立した。第5章で述べた受電点の潮流に応じた力率制御では、蓄電池併設型太陽光発電用PCSの受電電力一定制御を用いているため、負荷への電力利用効率は向上できるものの、電力系統の需給バランスに寄与するものではなかった。これに対し、受電電力の制御目標値を従来の「一定値」から「可変値」とすることで、常に蓄電池に余力を持たせることができ、上げ下げのDRに対応するとともに、第3章で述べた需給バランスの調整に寄与することが確認できた。提案手法は、日射変動や負荷変動に対しても安定的に動作することを、ミュレーションおよび実機により立証した。本検証では、第2章で述べた系統連系要件である電圧上昇抑制、単独運転能動的検出方式、FRT要件、遠隔出力制御のすべてを実装した上で、制御干渉なく正常に運転することを確認しており、従来のシステムからハードウェアを追加することなく、ソフトウェアの

変更のみで実現できることを確認している。また、受電電力の制御目標値の算出に目的関数を用いることで、受電電力可変制御を最適化するとともに、目的関数に受電電力とピーク電力を含めることによって、系統からの受電電力を抑制することが可能となり、経済的なメリットも創出することができた。

本研究により提案した制御手法を用いれば、専用の EMS コントローラを用いることなく上げ下げの DR に対応できるため、蓄電池に EV などの‘動く電池’を使用することで、災害時のバックアップにもより柔軟に対応することが可能になる。従って、本研究にて提案した制御手法は、蓄電池併設型太陽光発電用 PCS の付加価値向上に有効な手段である考える。

7.2 今後の研究課題

本研究では実証試験として社員寮を活用したため、すべての負荷パターンを網羅的に検証できているわけではない。具体的には、社員寮では昼間の太陽光が発電する時間帯は勤務時間となり負荷は減少するため、パターンとしては供給過多のモデルとなるが、学校や事業所などの施設では昼間に負荷が増える需要過多のモデルとなるため、負荷パターンが異なる。従って、今後は負荷パターンを変化させて検証を進め、提案手法の有意性を確認したい。

本研究にて提案した制御手法は、蓄電池のエネルギーをフレキシブルに出し入れすることで上げ下げの DR に対応し、EMS への展開を図るものであるが、蓄電池電力の系統への逆潮流は、「再生可能エネルギーで充電した電力に限る」というルールがあるため、現時点では用途が限定される。ただし、現在 VPP を用いた需給調整事業などに向けて、業界団体や認証機関によって蓄電池電力の系統への逆潮流の要件を見直す動きが活発になっており、蓄電池電力の放電に対応した EV 車両が増えていることも相まって、市場における蓄電池電力逆潮流の要求は加速度的に増加している。将来的に蓄電池電力の系統への逆潮流が標準化されれば、提案制御手法のさらなる適用範囲の拡大が期待できると考える。

付録

・ 系統との連系方式

系統との連系方式には、Fig. 1 に示す「電圧型電圧制御方式」と「電圧型電流制御方式」がある。「電圧型電圧制御方式」は、電圧型インバータと連系リアクトルを使用し、インバータの電圧と位相を変化させて P（有効電力）と Q（無効電力）を制御する方式であるが、連系リアクトルが必要であり、効率、寸法、質量面で不利なため、太陽光発電用の系統連系インバータではほとんど使用されていない。

一方、「電圧型電流制御方式」は、出力電流を高速でフィードバックして、出力電流を直接的に正弦波に制御する方式で、制御性が良く高効率が得られるため、太陽光発電用の系統連系インバータでは一般的に用いられている。

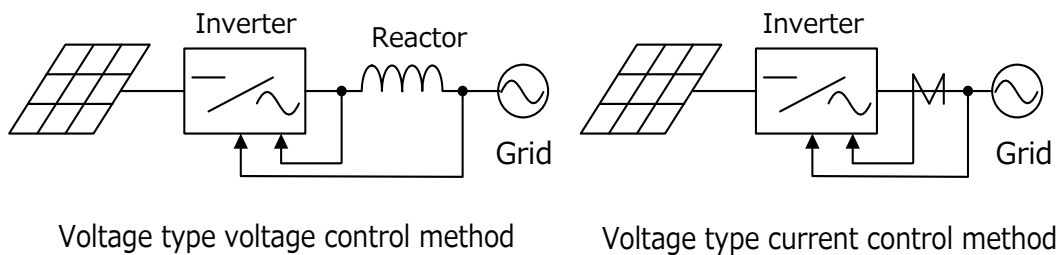


Fig. 1 Connection method of grid connected inverter.

図 1 系統連系インバータの連系方式

「電圧型電流制御方式」にはさらに電流のリファレンス（指令値）として系統電圧をフィルタ処理して使用する場合と、内部で発生させた正弦波を使用する場合とがあり、系統連系インバータでは電流歪率や高調波規制の観点から後者を用いることが多い。このため制御回路に PLL（位相同期ループ）を有しており、これを制御することにより前述の単独運転防止制御をおこなっている。また内部で正弦波を発生させているため、通常の高力率運転だけでなく、容易に無効電力の処理ができるのもこの方法の特長である。

・系統安定化技術

○ピークカットとピークシフト

省エネにおける全体的な消費電力の削減を考えると、供給側だけでなく需要側でも1日の最大使用量を抑制する動きが必要となる。また、電力系統にとっては消費電力を平均化することが系統安定化の重要な要素となる。これらの実現には、「ピークカット」と「ピークシフト」と呼ばれる2つの手段が有効となる (Fig. 2)。

「ピークカット」は、ピーク時の消費エネルギーをカットすることで、日中の明るい時間帯は照明を消灯する、冬場の暖房の温度を抑える等、ピーク時の電力量を抑制することである。従って、ピークカットは総使用量の削減に繋がるものである。

「ピークシフト」は、電気を使用する時間帯を日中から消費の少ない夜間等に移す(シフトする)ことで、1日の間での消費電力量をなるべく平均化することである。日中に使用する必要のない電力を深夜等にシフトすることで、1日の消費電力量が平均化される。ただし、ピークシフトでは総使用量の削減には繋がらない。

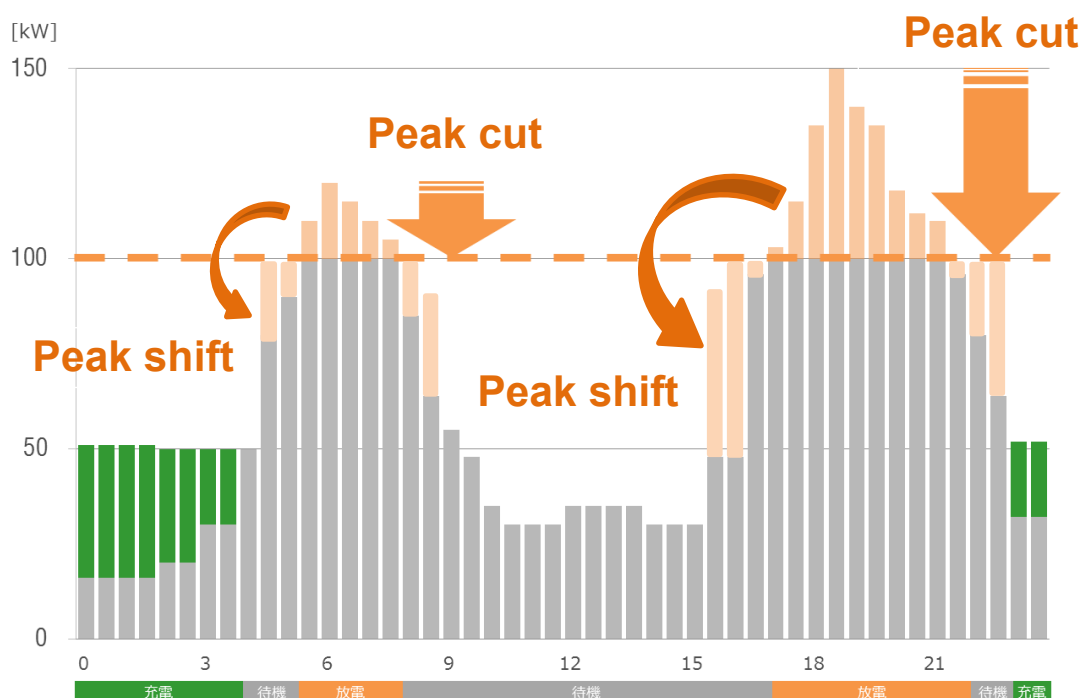


Fig. 2 Image of peak cut and peak shift.

図2 ピークカットとピークシフトのイメージ

○ロードレベリング

ロードレベリングとは、大型の蓄電池等を電力系統に接続し、蓄電池を‘バッファ’として系統の変動要素を吸収することで、負荷を平準化するシステムである。PCSによって系統側の負荷に応じて電力を蓄電池に充放電し、負荷電力に追従する動作をおこなう。夜間の安価な電力を蓄電池に充電し、この電力を昼間に使用することができるため、電力平準化に寄与する (Fig. 3)。

系統の変動吸収には、システム全体の変動分を吸収する長周期の変動と、太陽光などの日射によって出力が急変する短周期の変動があるため、使用する蓄電池は用途に合わせてサイクル特性に優れたものを使用する必要がある。

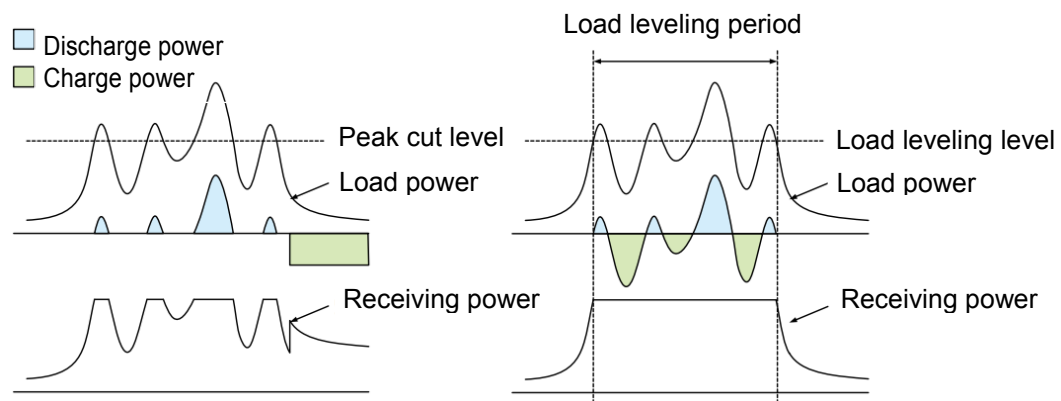


Fig. 3 Image of load leveling.

図3 ロードレベリングのイメージ⁽³⁴⁾

○出力変動緩和対策

太陽光発電設備は、その出力変動が周波数の維持に影響し、系統利用者に影響を及ぼす可能性があるため、発電所側で蓄電池等を設置し、周波数調整に影響のないレベルまで出力変動を緩和する必要がある。北海道電力では、出力変動緩和対策の基準として「すべての時間において、発電所合成出力の変化速度を発電所定格出力の1%以下/分」としており、火力発電機の比較的緩やかな出力調整でも追従できる出力変化速度まで緩和することを要件としている（Fig. 4）。

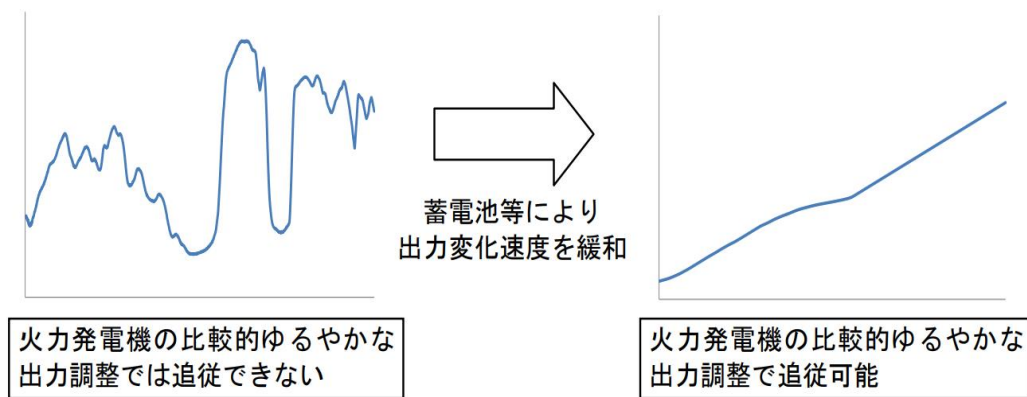


Fig. 4 Output fluctuation mitigation measure.

図4 出力変動緩和対策⁽³⁵⁾

・余剰電力買取制度

国内では、再エネ発電を普及させるための様々な取り組みがおこなわれており、2002年からは電力会社に対して一定割合の再エネ導入を義務付ける「再生可能エネルギー導入量割当制度（RPS制度）」を実施し、2009年から2012年は「余剰電力買取制度」が実施され、電力会社には太陽光発電で余った電力を一定の価格で買い取ることが義務付けられた。

こうした施策の中で再エネ導入が広がる起爆剤となったのは、2012年の「再生エネルギー特別措置法」で定められた「固定価格買取制度（FIT）」である。2012年当時は、その前年に発生した東日本大震災を経て、再エネに対する世の中の期待が一段と高まっており、技術革新も伴って再エネの発電コストも年々下がっていた。そのような背景からFIT制度が創設され、これを機に再エネの導入量は急速に増加した（Fig. 5）。

2030年のエネルギーの将来像を掲げ2015年に策定した「エネルギーミックス」では、電源構成のうち22～24%が再エネとなっている。再エネの中には水力発電も含まれるが、導入拡大の余地が大きい水力発電を除く再エネ、つまり太陽光発電や風

力発電，バイオマス発電，地熱発電が，エネルギーミックス策定時（4%）の約4倍に設定されており，非常に高い目標となっている⁽³⁶⁾。

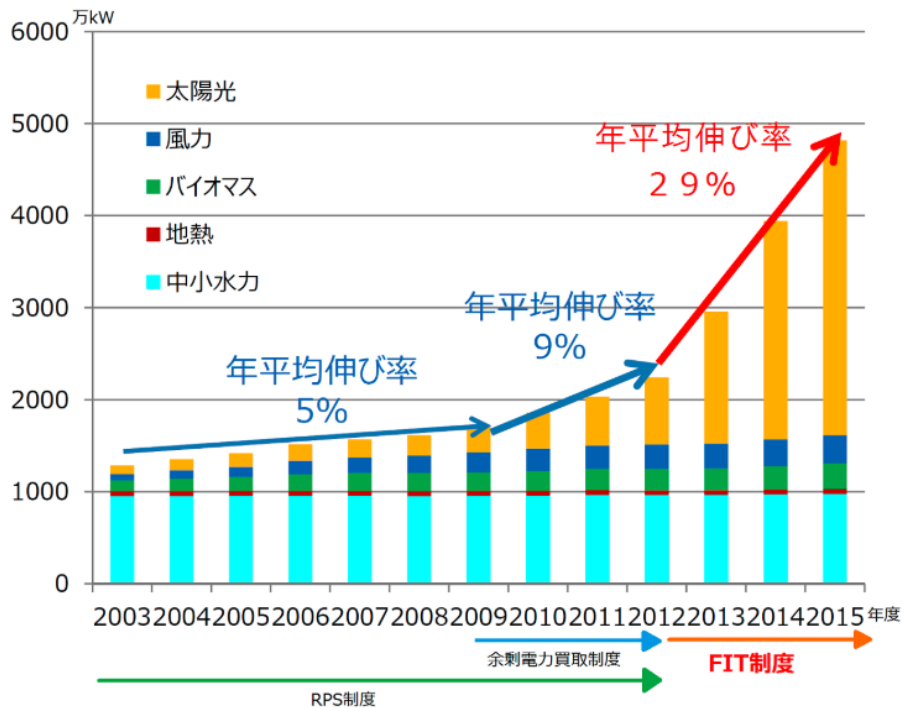


Fig. 5 Power flow image of PV electricity charge operation mode.

図5 再生可能エネルギーによる設備容量の推移⁽³⁶⁾

・固定価格買取制度

「固定価格買取制度」は，再生可能エネルギーで発電した電気を電力会社が一定価格で一定期間買い取る制度で，電力会社が買い取る費用の一部を電気料金から「賦課金」という形で集め，コストの高い再生可能エネルギーの導入を支えるものである。

「余剰電力買取制度」はあくまでも家庭における電力消費が基本であり，家庭での省エネ・節電を促すことで余った電力を売電できることが目的であったが，「固定価格買取制度」は再生可能エネルギーによる発電事業を後押しして，クリーンな自然エネルギーの普及を促進することが目的のため，これら2つの制度は意味合いが異なる。

対象となる再生可能エネルギーは，太陽光，風力，水力，地熱，バイオマスの5つで，買取価格は再生可能エネルギー毎に設定されている。参考に，年度毎の太陽光における買取価格を Table 1 に示す⁽³⁷⁾。

Table 1 Buyback program by photovoltaic.

表 1 太陽光による買取価格⁽³⁷⁾

	500kW 以上	10kW 以上 500kW 未満	10kW 未満	
			出力制御なし	出力制御あり
2016 年度	24 円＋税		31 円	33 円
2017 年度	入札制度により決定 (2000kW 以上)	21 円＋税 (2000kW 未満)	28 円	30 円
2018 年度	入札制度により決定 (2000kW 以上)	18 円＋税	26 円	28 円
2019 年度	入札制度により決定	14 円＋税	24 円	26 円
調達期間	20 年間		10 年間	

再エネコスト低減に対しては、諸外国の動向を参考にしつつ取り組みを進めているが、地形や日照条件、風の吹き方や発電設備の設置コストなど、条件が国によって異なるため、日本独自の取り組みを模索する必要がある。その一つとして実施されたのが、2017年の「FIT 改正法」である。この改正の狙いは、事業の効率化を高め制度の適正化を図ることであり、そのために認定から一定期間が過ぎた未稼働の案件を排除している。新たな未稼働案件が発生することを防止し、事業計画を認定する制度を設けており、中長期的な価格目標の設定や入札制度の導入により、コスト競争力のある電源とするための仕組み作りがおこなわれている。日本の再エネは、電源が太陽光発電に偏りすぎているという問題もある。買取制度で認定を受けた電源のうち、約9割が太陽光発電となってる。これには、太陽光発電以外の風力発電などの再エネ発電はリードタイム（事業に着手してから売電できるようになるまでの所要時間）が長く、事業リスクが高いという背景もある。そこで、リードタイムの長い電源については、あらかじめ複数年の買取価格を提示することで投資リスクを低減し、事業者が安心して開発に着手することを促している。また、環境アセスメント手続きを迅速化する手法の実証事業など、事業をスムーズに進められるような取組も実施されている。

・系統連系保護装置の認証制度

国内の認証制度は、主に一般家庭に設置されることを目的とした小型分散型電源システム用の系統連系保護装置および系統連系用逆変換装置等の系統保護機能、性能および安全性について、一般財団法人電気安全環境研究所（JET）が製造事業者、流通事業者および輸入事業者等の申し込みに応じて認証試験を実施し、一般送配電事業者と発電設備等設置者との系統連系に関する協議の円滑化に資することを目的としている。

本認証制度は、認証試験および工場調査に適合したものを認証する制度であり、認証試験については、電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン、電気設備技術基準および電気用品安全法等を基にして JET の常設委員会である系統連系装置認証制度検討委員会が定めた試験通則を用いて試験を実施する。

認証の対象品は、単機の発電設備であって、低圧配電線への連系要件に適合することを前提としたもので、太陽光発電、ガスエンジンコージェネ、定置用小型燃料電池、定置用リチウムイオン蓄電池、電気自動車等搭載蓄電池など、様々である。直流の発電設備に関しては、太陽光とリチウムイオン蓄電池、太陽光と電気自動車搭載蓄電池の複数直流入力システムなど、各電源を組み合わせたシステムの認証も存在する。

認証試験の内容は、構造試験、絶縁性能試験、保護機能試験、定常特性試験、過渡応答特性試験、外部事故試験、環境適合性試験、耐電気環境試験、耐周囲環境試験、耐久性試験、部品故障試験、自立運転試験があり、認証試験に合格し工場調査を経て認証登録と認証証明書が発行される。認証試験に合格した製品には、JET より配布される認証ラベルを貼付することで認証品の証明とし、連系協議時等に識別化している。認証の有効期間は 5 年で、原則年に一回の定期工場調査が実施される。

太陽光発電用 PCS の認証試験では、上述の試験に加え、遠隔出力制御確認試験（狭義 PCS および広義 PCS の仕様確認）が実施され、スケジュールサーバによる機能確認試験や電力サーバとの接続試験データ確認などがおこなわれる。容量範囲は、単相連系の出力が 20kW 未満の機器もしくは、三相連系の出力が 50kW 未満の機器となる。

蓄電池併設型太陽光発電用 PCS の認証試験では、上述の試験に加え、順変換・逆変換モード切替試験が実施される。これは、蓄電池には充電と放電の両方向の電流の流れがあるため、充電も放電もしていない待機モードも含め、基本的な通電試験はこれら 3 つのモードで試験が実施される。順変換／逆変換の切り替えを連続的に変化させる場合（シームレス型）は、一部試験の内容が異なる。

リチウムイオン蓄電池と太陽電池の複合システムの容量範囲は、単相連系の出力が 10kW 以下の機器もしくは、三相連系の出力が 10kW 以下の機器となる。ただし、複数直流入力システムに対する FRT 要件が系統連系規程でまだ定義されていないため、暫定的に一部太陽光発電システムと同等の判定条件が用いられている。

蓄電池に電気自動車搭載蓄電池を用いる場合は、個別試験として V2H ガイドライン（DC）プロトコル試験が実施される。この試験は、接続できる直流エネルギー源に電気自動車搭載蓄電池を含むものに適用され、最大直流電流規定値不足車両拒否試験、系統連系非対応車連系拒否試験、PCS 動作カテゴリ通知試験などがおこなわれる。容量範囲は、単相連系の出力が 10kW 未満の機器もしくは、三相連系の出力が 10kW 未満の機器となる。リチウムイオン蓄電池と同様、順変換／逆変換切替型とシームレス型で個別の試験が実施される。

直流発電設備毎の容量範囲と各技術要件を、Table 2 に示す⁽³⁸⁾。特徴的な点として、蓄電池（Table 2 の BT と EV）は基本的に逆潮流が認められないため、力率一定制御や遠隔出力制御は不要となるが、太陽光（Table 2 の PV）と組み合わせさせた場合は双方とも要求される場所である。

Table 2 Technology requirement of certification test.

表 2 認証試験の技術要件⁽³⁸⁾

システム	連系	出力	力率一定 制御	単独運転 能動方式	FRT	遠隔出力 制御
太陽光 (PV)	単相	20kW 未満	必須	JEM1498	対応	有/無
	三相	50kW 未満		JEM1505		
Li-ion 電池 (BT)	単相	10kW 以下	不要	JEM1498	対応	不要
	三相			JEM1505		
電気自動車 (EV)	単相	10kW 未満	不要	JEM1498	対応	不要
	三相			JEM1505		
PV+BT 複合	単相	10kW 以下	必須	JEM1498	対応	有/無
	三相			JEM1505		
PV+EV 複合	単相	10kW 未満	必須	JEM1498	対応	有/無
	三相			JEM1505		

参考文献

- (1) 経済産業省「長期エネルギー需給見通し」(平成 27 年 7 月),
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/pdf/report_01.pdf (2019 年現在)
- (2) 一般社団法人日本電気協会「系統連系規程」(平成 31 年 4 月),
JEAC 9701 -2019, JESC E 0019(2019)
- (3) 一般財団法人電気安全環境研究所「複数直流入力システム(PV+BS)用系統連系保護装置の個別試験方法」, JETGR0003-6-6.0(2017)
- (4) 造賀芳文:「太陽光発電大量導入に対する配電システムの技術的課題」, 太陽エネルギー, Vol. 45, No.2, pp. 41-47, 2019
- (5) 森脇滉・上村敏:「スマートメータ情報を活用した住宅用 PCS の出力力率制御手法の検討」, 平成 30 年電気学会全国大会, No.6-162, pp. 273-274, 2018
- (6) 経済産業省「第 5 次エネルギー基本計画」(平成 30 年 7 月), https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/pdf/180703.pdf (2019 年現在)
- (7) 一般社団法人日本電機工業会新エネルギー部:「この 10 年間 (2008~2017) における電機業界およびそれを取り巻く動向と JEMA の取組み」, 電機, No.793, pp. 4-20, 2017
- (8) 石井英雄:「バーチャルパワープラントへの期待」, 太陽エネルギー, Vol. 44, No.5, pp. 7-12, 2018
- (9) 一般社団法人日本電機工業会 PV パワコン統計委員会「2018 年度太陽光発電用パワーコンディショナの出荷量動向調査報告」,
https://www.jema-net.or.jp/Japanese/res/solar/pdf/pcs_2018fy.pdf (2019 年現在)
- (10) 栗坂昌克・横山昌央・吉岡佑介・上野勉・長野友幸・遠藤浩輝:「蓄電池併設型太陽光発電用パワーコンディショナ「ラインバックマイスター」の開発」,
GS Yuasa Technical Report, vol. 14, No. 1, pp. 20-27, 2017

- (11) GS ユアサ「ラインバックマイスター」 Cat. No. GYPS-P015(D),
https://ps.gs-yuasa.com/products/catalog_pdf/GYPS-P015D.pdf (2019 年現在)
- (12) 日本電機工業会 HP「ステップ注入付周波数フィードバック方式」,
<https://www.jema-net.or.jp/Japanese/res/dispersed/data/s06.pdf> (2019 年現在)
- (13) 日本電機工業会規格 JEM1498「分散型電源用単相パワーコンディショナの標準形能動的単独運転検出方式(ステップ注入付周波数フィードバック方式)」,
- (14) 系統連系規程 2013 年追補版,
http://www.jesc.gr.jp/jesc-assent/pdf/private/e0019_2013-1r2.pdf (2019 年現在)
- (15) 太陽光発電協会・日本電機工業会・電気事業連合会「出力制御機能付 PCS の技術仕様について」, <http://jema-net.or.jp/Japanese/res/dispersed/data/pcs.pdf>
(2019 年現在)
- (16) 経済産業省「エネルギー革新戦略」(平成 28 年 4 月),
<https://www.meti.go.jp/press/2016/04/20160419002/20160419002-2.pdf> (2019 年現在)
- (17) 国立研究開発法人国立環境研究所 HP「HEMS」,
<http://tenbou.nies.go.jp/science/description/detail.php?id=17> (2019 年現在)
- (18) 国立研究開発法人国立環境研究所 HP「BEMS」,
<http://tenbou.nies.go.jp/science/description/detail.php?id=16> (2019 年現在)
- (19) 富士電機ニュースリリース「蒸気発生ヒートポンプの発売について」,
<https://www.fujielectric.co.jp/about/news/detail/2015/20150702110038090.html> (2019 年現在)
- (20) 日本電機工業会 HP「スマートグリッドとは」,
<https://www.jema-net.or.jp/Japanese/pis/smartgrid/02semantics.html> (2019 年現在)
- (21) 経済産業省 HP「バーチャルパワープラント・デマンドリスポンスとは」,
https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/advanced_systems/vpp_dr/about.html#tag1 (2019 年現在)

- (22) 山口雅英・伊賀淳・石原薫・和田大志郎・吉井清明・末田統：「住宅用太陽光発電・蓄電池組合せシステムのメリットに関する研究」，電気学会論文誌 B，Vol. 123，No. 3，pp. 402-411，2003
- (23) 伊賀淳・山口雅英・横山晋也・末田統・吉井清明・金子知之：「住宅用太陽光発電・蓄電池組合せシステムのメリットに関する研究（2）」，電気学会論文誌 B，Vol. 124，No. 10，pp.1224-1230，2004
- (24) 八太啓行：「PV 出力に応じた無効電力制御による SVC 容量低減効果と配電線路損失への影響評価」，電気学会論文誌 B，Vol.135，No.2，pp.106-110，2014
- (25) 高木雅昭・田頭直人・岡田健司・浅野浩志：「複数の電圧上昇対策を考慮した無効電力補償装置の費用対効果分析手法」，電気学会論文誌 B，Vol.137，No.1，pp.34-44，2016
- (26) 大嶺英太郎・八太啓行・富山優太・島袋正道・仲間博文・中村覚：「蓄電池を用いた配電用変電所負荷平準化方式の開発と検証」，電気学会論文誌 B，Vol.137，No.10，pp.655-661，2017
- (27) 高木雅昭・田頭直人・関澤学：「高圧連系 PV システムの力率値変更を考慮した発電量簡易推定手法」，電気学会論文誌 B，Vol. 138，No.7，pp.560-570，2018
- (28) H. Endo, M. Kurisaka, M. Yokoyama, Y. Yoshioka, T. Ueno, K. Inoue, T. Kato: "A Study on Improvement of Power Utilization Rate of Energy Systems with PVs and Batteries", International Power Electrics Conference 2018, published in IPEC 2018 (DOI:10.23919/IPEC.2018.8507474)
- (29) 遠藤浩輝・吉岡佑介・井上馨・加藤利次：「蓄電池併設型太陽光発電用パワーコンディショナにおける受電点の潮流に応じた力率制御に関する研究」，電気学会論文誌 D，Vol. 139，No.1，pp.51-59，2019
- (30) 遠藤浩輝・横山昌央・井上馨・加藤利次：「蓄電池併設型 PCS の受電電力可変制御を用いた DR 対応と EMS への適用」，パワーエレクトロニクス学会 第 230 回定例研究会，JIFE-45-15，2019

- (31) 経済産業省：「ネガワット取引に関するガイドライン」,
<https://www.meti.go.jp/press/2016/09/20160901003/20160901003-1.pdf>
(2019年現在)
- (32) 堀広生・石垣圭久・木村恵敬・Tran Xuan Mai・尾崎智也・横瀬誉実：「需要家エネルギーを最適化する sEMSA」, SEI テクニカルレビュー, 第 187 号, 2015
- (33) 村井雅彦・坂本龍朗：「需要家側蓄電池を有効活用するマルチユース充放電計画作成手法」, 東芝レビュー, Vol. 74, No. 1, 2019
- (34) GS ユアサ「公共産業用蓄電システム」 Cat. No. GYPS-P013,
https://ps.gs-yuasa.com/products/catalog_pdf/GYPS-P013.pdf (2019年現在)
- (35) 北海道電力 HP「太陽光発電設備の出力変動緩和対策に関する技術要件」,
https://www.hepco.co.jp/hepcowwwsite/energy/recyclable_energy/fixedprice_purchase/pdf/solar_power_pv_tec.pdf (2019年現在)
- (36) 経済産業省 資源エネルギー庁 HP「再エネのコストを考える」,
<https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/tokushu/saiene/saienecost.html>
(2019年現在)
- (37) 経済産業省 資源エネルギー庁 HP「固定価格買取制度」,
https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/fit_kakaku.html
(2019年現在)
- (38) 一般財団法人電気安全環境研究所「小型分散型発電システム用系統連系保護装置の試験方法通則」, JETGR0002-1-10.0(2019)

謝辞

本研究を進めるにあたり、貴重なご助言および多大なるご指導を賜りました同志社大学理工学部に加藤利次教授，井上馨教授に心から感謝の意を表します。

また，本研究において惜しめない協力ならびにご助言をいただきました，株式会社GSユアサ産業電池電源事業部電源システム生産本部開発部の皆様と，実証試験として社員寮の電源設備を快く貸し出しいただきました，同社人事部の皆様に心より感謝致します。

研究業績一覧

項目	西暦 年	月	論文・著述・その他
修士論文	2003	3	「一段方式力率改善型ソフトスイッチングコンバータに関する研究」(同志社大学修士論文)
著書	2019	9	『太陽光発電の長期安定利用技術』(電気学会技術報告 第1463号), 原 亮一, 植田 譲, 八太 啓行, 遠藤 浩輝, 他18名 *担当執筆箇所「第3章 太陽光発電システムの高効率化・利用率向上技術 3.2項 PCS高効率化技術」(pp.19~20), 「第4章 太陽光発電システムの安全性向上・長寿命化技術 4.5項 PVシステムのメンテナンス技術」(p.48)
	2019	11	『パワーエレクトロニクス学会専門講習会』(第34回専門講習会テキスト), 細谷 達也, 千葉 明輝, 遠藤 浩輝, 他3名 *担当執筆箇所「系統連系インバータの実践設計」(pp.13~35)
論文	2018	7	"A Study on Improvement of Power Utilization Rate of Energy Systems with PVs and Batteries" H. Endo, M. Kurisaka, M. Yokoyama, Y. Yoshioka, T. Ueno, K. Inoue, T. Kato, International Power Electronics Conference 2018, published in IPEC 2018 (DOI:10.23919/IPEC.2018.8507474)
	2019	1	「蓄電池併設型太陽光発電用パワーコンディショナにおける受電点の潮流に応じた力率制御に関する研究」, 遠藤 浩輝・吉岡 佑介・井上 馨・加藤 利次, 電気学会論文誌 D, Vol. 139, No.1, pp.51-59, 2019
	2020	3	「蓄電池併設型 PCS の受電電力可変制御を用いた DR 対応と EMS への適用」, 遠藤 浩輝・横山 昌央・井上 馨・加藤 利次, パワーエレクトロニクス学会論文誌, Vol. 45, 2020
	2020	5	「蓄電池併設型太陽光発電用パワーコンディショナの受電電力可変制御を用いた EMS に関する研究」, 遠藤 浩輝・横山 昌央・井上 馨・加藤 利次, 電気学会論文誌 D, Vol. 140, No.5, pp.1-7, 2020
研究発表	2018	3	「蓄電池併設型太陽光発電用 PCS を用いたエネルギーシステムの電力利用率向上に関する研究」, 遠藤 浩輝・栗坂 昌克・上野 勉・吉岡 佑介・井上 馨・加藤 利次 (電気学会 平成 30 年全国大会 (於九州大学))

項目	西暦 年	月	論文・著述・その他
招待講演	2018	8	「蓄電池併設型太陽光発電用 PCS の受電点潮流に応じた力率制御に関するフィールド試験」, 遠藤 浩輝・吉岡 佑介・井上 馨・加藤 利次 (電気学会 平成 30 年産業応用部門大会 (於横浜国立大学))
	2019	8	「蓄電池併設型太陽光発電用パワーコンディショナの受電電力可変制御を用いた EMS に関する基礎検討」, 遠藤 浩輝・本郷 真一・横山 昌央・井上 馨・加藤 利次 (電気学会 令和元年産業応用部門大会 (於長崎大学))
	2019	9	「蓄電池併設型太陽光発電用パワーコンディショナの受電電力可変制御を用いた EMS に関する研究」, 遠藤 浩輝・横山 昌央・本郷 真一・井上 馨・加藤 利次 (電気学会 令和元年電力エネルギー部門大会 (於広島工業大学))
	2019	10	「蓄電池併設型 PCS の受電電力可変制御を用いた DR 対応と EMS への適用」, 遠藤 浩輝・横山 昌央・井上 馨・加藤 利次 (パワーエレクトロニクス学会 第 230 回定例研究会 (於大阪電気通信大学))
	2019	11	「蓄電池併設型 PCS の受電電力可変制御を用いた DR 対応と EMS への適用」, 遠藤 浩輝 (令和元年電気関係学会関西連合大会 (於大阪市立大学))
特許	2017	8	「電力制御装置, 電力制御装置の制御方法」 特許番号: 2019-47598
	2018	1	「電力制御装置, 電力制御装置の制御方法」 特許番号: 2019-126110
	2019	2	「電力変換システム, 電力変換装置及び設定方法」 出願番号: 2019-035683
	2019	4	「電力制御装置, 電力制御装置の制御方法, 分散型発電システム」 出願番号: 2019-085131
	2019	10	「エネルギー管理装置, エネルギー管理方法」 出願番号: 2019-185021
	2019	11	「自立連系システムの蓄電池充電制御」 出願中
	2019	11	「蓄電池の SOC 最適制御手法」 出願中