

修士論文

太陽光発電が大量導入された際の 将来型電力系統における CO₂ 排出量と経済性 の関係の評価手法の研究

平成 23 年 2 月 8 日 提出

指導教員：横山 明彦教授

東京大学大学院新領域創成科学研究科

先端エネルギー工学専攻

47-096083

宮原 啓太

内容梗概

地球温暖化問題への対応として近年検討されている太陽光発電の大量導入の際に、太陽光発電の不確実性の影響から大量の補償機器の導入が必要とされている。現在これに対し、さまざまな対策が練られているところである。スマートグリッドは、需要家に導入されたヒートポンプ給湯機や電気自動車などの可制御機器や、再生可能エネルギーそのものを制御することによって、系統のエネルギーの流れをスリム化し、設備拡充を最小化することによって電量系統の経済性を確保することを目的とする構想である。しかしながら、具体的なスマートグリッドの性能評価は難しい。離散、連続を含めた大量のパラメータが存在することや、不確実性を踏まえた上での評価を下す必要があるからである。

本研究ではスマートグリッドの評価を行うために、まずは不確実性を排した上で、蓄電池の運用戦略を定め、蓄電池の運用を一意に決定する。その上でスマートグリッドにおいて各可制御負荷や再生可能エネルギーの出力を制御可能である場合における系統への影響について把握した。

目次

第一章 序論	1
1.1 研究背景	1
1.2 研究の目的	1
1.3 本論文の構成	2
第二章 太陽光発電大量導入における余剰電力問題	3
2.1 太陽光発電大量導入の背景	3
2.2 電力系統の経済運用	6
2.3 余剰電力問題とその対策	11
2.4 スマートグリッド	12
第三章 シミュレーション条件	14
3.1 研究で扱う各モデル	14
3.2 エネルギー貯蔵システムと火力機のユニットコミットメント	19
3.3 可制御負荷のモデル	24
第四章 PV の制御による効果	30
4.1 PV の制御について	30
4.2 PV のカレンダー制御	32
4.3 PV のリアルタイム制御	36
4.4 二つの PV 制御の比較	40
第五章 各可制御負荷の効果	42
5.1 EV の制御効果	42
5.2 HP の制御効果	45
第六章 各制御の総合的な効果	53
6.1 CO ₂ 削減量と対策コストの比を最大にする運用	53
第七章 結論	57
7.1 本研究の成果	57
7.2 今後の課題	57
謝辞	59
参考文献	60
発表文献	61

第一章 序論

1.1 研究背景

産業革命から現在までの絶え間ない技術革新の裏で、エネルギーの安定的な確保とその供給は国家の繁栄に不可欠な基盤となった。特に、資源量の乏しい我が国においてこの問題の比重は他国との比ではなく、明治における開国から今日まで、わが国の首尾はエネルギー資源を巡る情勢に左右され続けている。

現在、わが国のエネルギー供給は二つの大きな課題に直面している。第一にいまだ政情の安定しない中東産油国や中国との尖閣ガス田の問題など、混迷を極める世界情勢の中で、エネルギー資源をいかに継続的に確保するかという、いわゆるエネルギーセキュリティの問題。第二に、地球温暖化問題への懸念から生じた脱炭素化への適応である。

風力発電や太陽光発電など、再生可能エネルギーを利用する電源は、脱炭素化とエネルギーセキュリティの確保を同時に達成する有力な候補として注目が高まっている。しかし、これらの電源は従来の制御機構の範疇を超える巨大な不確実性を孕んでいることが指摘されており、これに対応するためには高価なエネルギー貯蔵装置等によって既存系統を拡充する必要がある。しかし日本では電力系統そのものの一つの経済的な主体であり、過剰な設備投資によって経済的な運用が阻害される可能性が払拭しきれないことが、問題解決の一つのボトルネックとなっている。

1.2 研究の目的

再生可能エネルギー大量導入下において、電力系統の経済性を確保しつつ太陽光の大量導入を可能とする一つの可能性として、「スマートグリッド構想⁽¹⁾」が提案されている。この構想は、近年急速な発展を遂げた通信技術の利用を前提としており、需要家側で導入の進むヒートポンプ給湯機や電気自動車などの、いわゆる「可制御負荷」の制御、さらには PV や風力発電などの不確実な電源そのものの制御を視野に入れている。この構想によって系統への負担を低減すると同時に、系統そのものの柔軟性を高めることが可能となり、前節で挙げられた問題を比較的低コストで解決することのできる、ひとつの有力な候補として期待されている。

スマートグリッドの設備についてはほかにも様々なものが考えられているが、最適な形態については未だ決定的なものが提示されるに至っていないのが現状である。詳しいことは論文中で述べるが、これは不確実性やエネルギー貯蔵装置の充放電問題などによって電力系統の運用コストの最適化が非常に困難になっていることが一つの理由として挙げられる。

本研究では、まず不確実性を排した条件下においていくつかの仮定をおき、スマートグリッドが構築された場合に必要となる費用の準最適化を試みた。その上で、各設備の制御性がスマートグリッドの対策費用に与える影響について解析した。

1.3 本論文の構成

本論文は以下の構成となっている。

まず、第二章において研究の背景、研究の主眼となっている課題について詳細に説明し、問題を明確化する。

続いて第三章において、本研究で構築した解析手法について説明する。

第四章、第五章、第六章はすべて解析結果となっている。

第四章では太陽光発電そのものを制御した場合において、その制御性の優劣が与える影響について解析した結果を提示し、それが意味することについて論じる。

第五章では可制御負荷として期待されている電気自動車、ヒートポンプ給湯器を系統で扱うことによる影響について解析結果を示し、系統の利益について論じる。

第六章ではそれまでに述べた太陽光発電、可制御負荷それぞれを用いた場合における結果を提示し、スマートグリッドの理想的な場合において必要となる対策費用を示す。また、CO₂削減量についても同時に示し、CO₂削減対策の中にスマートグリッドを位置づける。第七章において本論文の成果と今後の課題について説明し、論文の結びとする。

第二章 太陽光発電大量導入における余剰電力問題

2.1 太陽光発電大量導入の背景

2.1.1 日本における再生可能エネルギーの位置づけ

現在、我が国のエネルギー供給機構は、ベストミックスという観点に基づいて構築されている。これは、エネルギーセキュリティの観点から、多様な燃料を用いることによって資源リスクを分散させつつ、系統全体の高効率化を図ることを目的としている。2005 年までの電源構成^②を Fig.2.1.1 に示す。現在、電力系統において主流となっている電源は LNG と原子力、および石炭火力である。

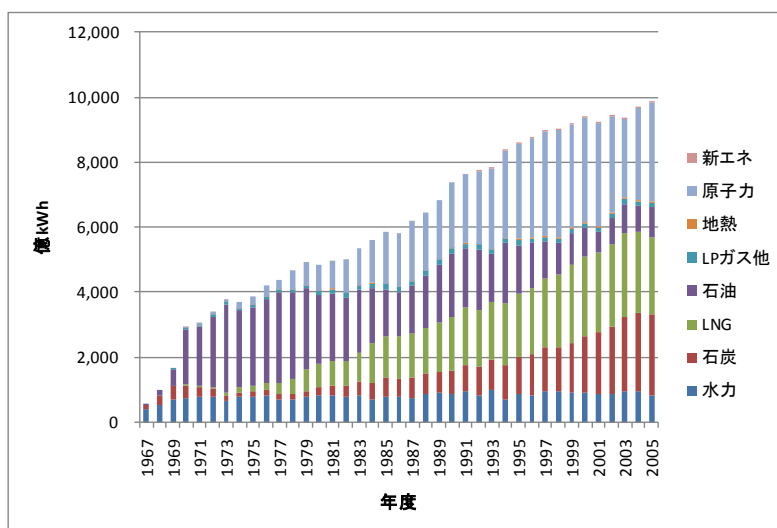


図 2.1.1 我が国における電源構成(発電電力量別)

Fig.2.1.1 Generation Mix in Japan

再生可能エネルギーとは、自然界の物質の定常的な循環の中から取り出されるエネルギーのことを言う。代表的な例としては、風力、太陽光、地熱、潮汐が挙げられる。長い年月をかけた窒素固定や炭素固定などの産物である化石燃料をストック型エネルギーと称するならば、再生可能エネルギーはいわばフロー型エネルギーである。一般的に再生可能エネルギーを用いた発電方式は化石燃料を用いたものと比べ、取り出せるエネルギー量は小さいものの、自然界の物質循環が続く限り電力を取り出すことができる。また化石燃料は燃焼の際に NO_x 、 SO_x 、さらには温暖化ガスである CO_2 を排出するが、再生可能エネルギーの多くはこのような排出物を生じないクリーンエネルギーである。

以下でわが国において大量導入が議論される風力発電と太陽光発電について説明する。

(a)風力発電

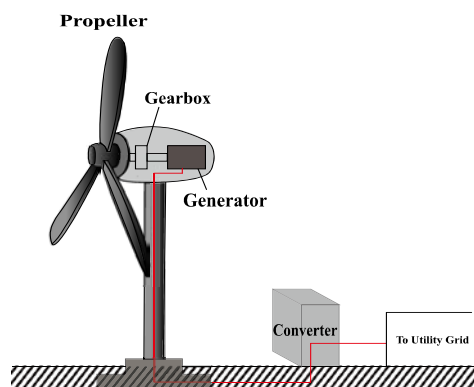


図 2.1.2 風力発電

Fig.2.1.2 Wind Turbine Generator

風力発電(Wind Turbine Generator)は風力エネルギーを風車によって回転に変え、電力として取り出す発電方式である。発電時に排出物を生じないクリーンエネルギーであり、風や機材も含め、発電に必要な資源をすべて国内で調達できること、そして発電に必要な材料が他の再生可能エネルギーと比較しても安価である点から注目されている。一方で、発電される電力は風速の三乗に比例する非常に大きな変動成分を持っており、電力系統の安定性を維持するためにはこの変動成分を補償するための機器が不可欠である。

電力系統の変動成分への耐性は系統規模に大きく依存し、欧米と比較すると、小規模な系統しかもたない我が国においては、風力発電の巨大な変動成分に対する耐性が小さく、その導入には限りがあると考えられている。また我が国には欧州や米国のように広い国土がなく、風力発電の大量導入によって、それぞれの風力発電機が変動を打ち消しあう「平滑化効果」が望めないこと、および欧州における偏西風のように、常に一定量の風を得ることができないことも風力発電の変動成分に対する対策を困難にしている。島国である我が国では洋上風力を得ることについても検討されているが、支柱等の建設費用が非常に高コストとなることから現実的ではない。以上の理由より、わが国においては次で説明する太陽光発電の導入が有力視されている。

(b) 太陽光発電

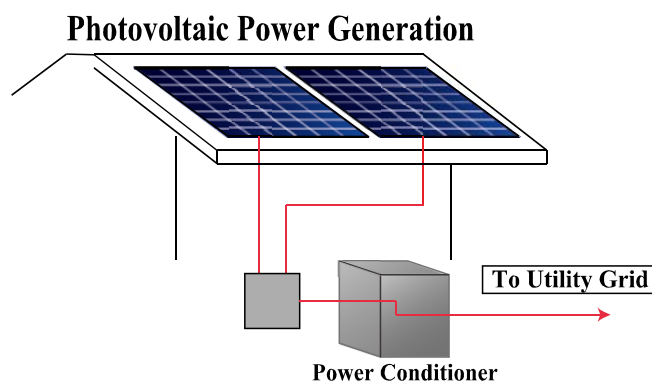


図 2.1.3 太陽光発電

Fig.2.1.3 Photovoltaic Power Generator

太陽光発電(Photovoltaic Power Generation)はその名の通り、太陽光エネルギーを電気エネルギーに変換する装置である。一般的には Fig.2.1.3 で示すようにパワーコンディショナーを介して系統に連携される。また、蓄電池を併設する場合もある。

図 2.1.4 に我が国における太陽光発電の 2000 年から 2008 年までの導入実績⁽³⁾と、「新エネルギー政策の新たな方向性」(2008/9/25)をもとにした導入目標について示す。

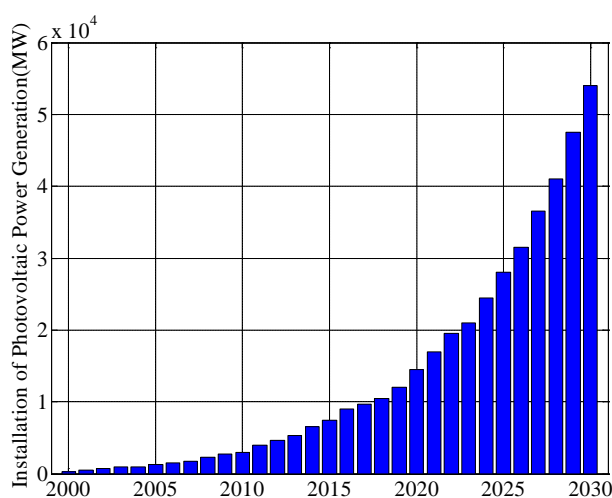


図 2.1.4 太陽光の導入実績と、将来における導入目標

Fig.2.1.4

太陽光発電は太陽が昇る昼間にしか発電することができないという重要な特性を持つ。太陽光発電は夜間には全く発電することができないことは、太陽光発電の設備利用率が低いことの決定的な要因となる。また、我が国の電力系統の運用において、年に数回程度、電源のほとんどを停止しなければならないほど電力需要が低下する期間がある。このような時期に太陽光発電が大量

に発電してしまう可能性も、大きな懸念事項の一つである。また、従来発電力のなかった需要家で発電がされることによって、系統の電圧分布を乱すことなども懸念されている。

2.2 電力系統の経済運用

2.2.1 電力系統の需給一致

電力貯蔵は困難であり、電力系統の運用では常に需給一致が求められる。これが電力系統の最大の特徴であり、他のエネルギーネットワークと比較して電力ネットワークの制御を格段に困難にしている要因の一つである。

一般的に電力需要の変動は Fig.2.2.1 のように、周波数成分の異なる数種類の変動成分の重ね合わせとしてとらえることができる。これらの変動成分の一般的な傾向として、素早い変動ほどその変動幅は小さく、緩やかな変動ほど変動幅は巨大であるという特徴を持っている。⁰⁾ すなわち、負荷変動をフーリエ変換し、周波数成分とパワースペクトルに分解することで、Fig.2.2.2 の図が得られる。負荷変動をこのようにとらえたとき、図にしめす分けによって系統側の制御領域を分け、需給一致を図っている。

本研究に直接関わる周波数領域は、EDC および UC に割り振られる長周期変動の領域である。これらについての詳細な説明を述べるとともに、GF と LFC の考え方についても簡単に紹介しておく。

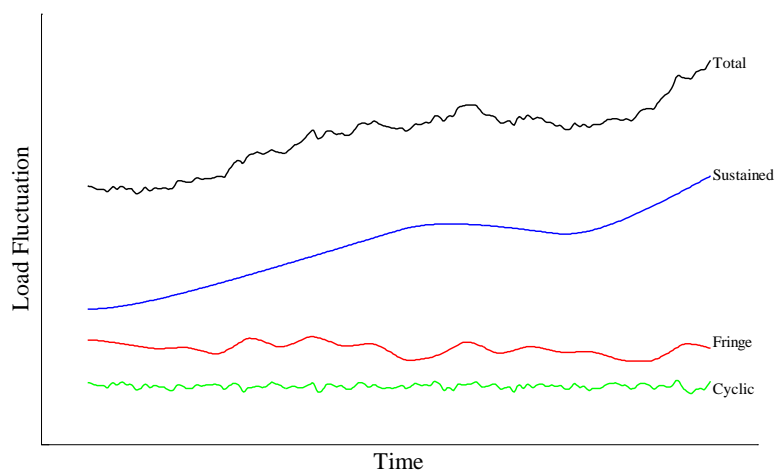


図 2.2.1 負荷変動の変動成分

Fig.2.2.1 Fluctuation Elements

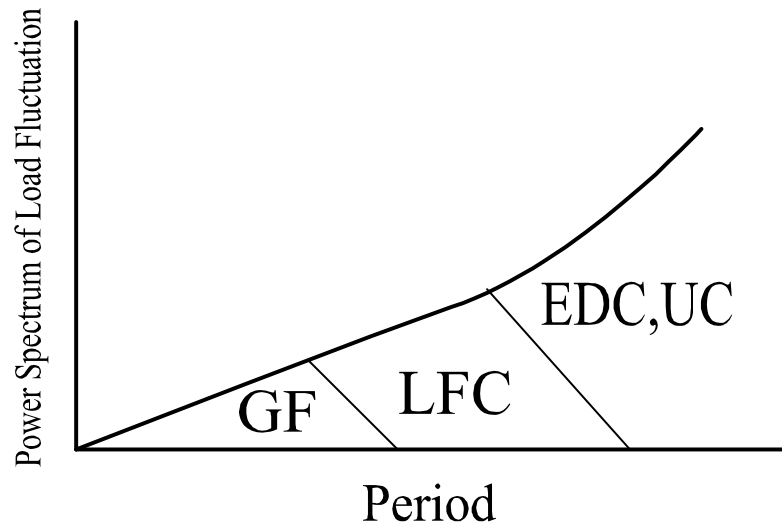


図 2.2.2 周波数変動のフーリエ変換
Fig.2.2.2 Fourier Transform of Load Fluctuation

2.2.2 ガバナフリー運転(GF)

極めて短周期の成分、すなわち図 2.2.1 でのサイクリック成分に相当する需給変動の補償には発電機のカバナフリー運転によって対応される。

発電機のカバナフリー運転とは、発電機の回転速度に対し、振り子の幅が変動することによって微細な変動分を除去する制御である。Fig.に示す概念図を用いて説明される。

振り子の広がり幅は発電機の回転数に比例するため、この制御は比例制御となっており、これによって生じる定常偏差分は以下で説明する LFC 制御によって除去される。

2.2.3 負荷周波数制御(LFC)

比較的長周期の領域では負荷周波数制御(**Load Frequency Control**)が用いられる。LFC 制御は発電機の起動時において、常に上下限制約に余裕のある発電機を待機させておくことにより、ゆるやかだが大きな不測の変動に対して対応するものである。LFC では中央給電指令所において地域要求量(**Area Requirement**)を計算し、これは各発電機に与えられる。AR の算出は PI 制御系を基に作成されるため、GF で生じた定常偏差は取り除かれる。

系統の規模によって AR の算出方法は異なる。

(a) 定周波数制御(**Flat Frequency Control**)

FFC は自系統内の周波数を一定にするように制御する方式である。独立系統、もしくは連系される系統の中でも基準となるべき巨大系統がこの方式をとる。現在、東京電力、北海道電力、沖縄電力がこの方式を採用している。その他の電力会社は以下に述べる TBC を採用している。FFC において AR は以下の式によって計算される。

$$AR = K\Delta f$$

ここで、K:系統定数、f:系統周波数

(b) 周波数偏倚連系線潮流制御(Tie-line Bias Control)

TBC は連系線潮流の変動の一定化を目的とする LFC の制御方式である。小規模系統内の需給不均衡と連系線潮流変動を合わせたものが AR として計算される。

TBC において AR は以下の式によって計算される。

$$AR = K\Delta f + P_T$$

ここで、 P_T :連系線潮流変動

我が国における各電力会社での LFC 方式は Fig.の通りとなっている。一般的に、孤立系統、巨大系統は FFC を用いる。一方、巨大系統に接続される小規模系統では、連系線潮流変動が系統規模と比較して大きくなるため、TBC が用いられている。

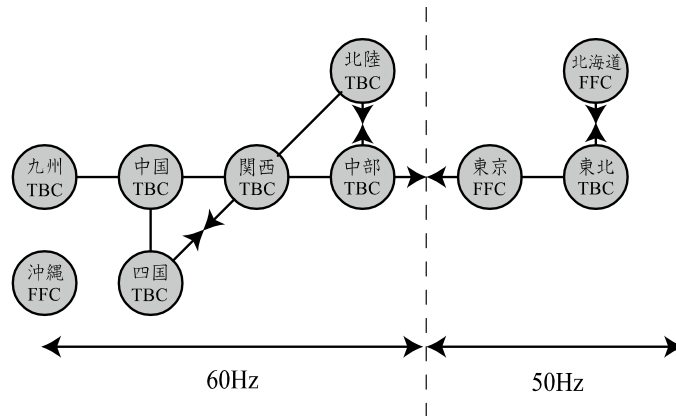


図 2.2.3 日本の各電力会社の LFC 方式

Fig.2.2.3 LFC Types adopted in Japanese Electric Power Companies.

2.2.3 経済負荷配分(EDC)

また、負荷変動のさらに長周期の領域では一定の予測が可能となるため、あらかじめ負荷の量を予測したうえで、経済性を考慮した出力配分を与える。これは経済負荷配分(**Economic Dispatching Control** もしくは **Economic Load Dispatching**)と呼ばれている。EDC における各発電機の出力決定には以下で説明する「等λ法」が用いられている。

(a)等λ法

等λ法は、Lagrange の未定乗数法を用いた出力配分の決定方法である。

今、 n 台の発電機の出力を $P_1, P_2, P_3, \dots, P_n$ 燃料費を $F_1(P_1), F_2(P_2), F_3(P_3), \dots, F_n(P_n)$ とするとき、制約条件: $\sum P_i = \text{Load}$ を満足する各 P_i のうち、 $F = \sum F_i$ を最小とする P_i の組み合わせを Lagrange の未定乗数法を用いて解く。

未定乗数 λ を導入し、以下の最小化について考える。

$$I = F_1(P_1) + F_2(P_2) + \dots + F_n(P_n) - \lambda(P_1 + P_2 + \dots + P_n - \text{Load})$$

これを各 P_i について微分したものを以下に示す

$$\begin{cases} \frac{dI}{dP_1} = \frac{dF_1}{dP_1} - \lambda = 0 \\ \frac{dI}{dP_2} = \frac{dF_2}{dP_2} - \lambda = 0 \\ \dots \\ \frac{dI}{dP_n} = \frac{dF_n}{dP_n} - \lambda = 0 \end{cases}$$

すなわち、

$$\frac{dF_1}{dP_1} = \frac{dF_2}{dP_2} = \dots = \frac{dF_n}{dP_n} = \lambda$$

を満たす各 P_i が選択される。Lagrange の未定乗数に合わせる形で出力を配分するため、一般に「等λ法」と呼ばれる。

2.2.4 台数制御(UC)⁽⁴⁾

さらに数日単位の長周期においては、各発電機の起動にかかる時間やコスト、メンテナンスによる発電機の脱落などを考慮し、発電機の起動・停止を含めたコスト最小化が図られる。これは台数制御(**Unit Commitment**)と呼ばれる。

現在の電力系統において、UC は主として二通りの方法で考慮されている。

ここで、まず動的計画法(**Dynamic Programming**)について説明する。

「全体としての最適政策が、個々の最適政策のみによって構成される」という条件が成り立つとき、「最適性の原理」が成立していると称され、この際には全体の最適化問題を個々の最適化問題に分けて考えることができる。DP はこの最適性の原理が成立する場合において、部分的な最適解を保持することによって、同じ計算を省略して全体最適を導く計算手法である。

総当たりで $O(N^N)$ 必要であった計算量は、DP によって $O(N^a)$ に落とし込むことができる。典型的な問題として、最短経路問題や、ナップサック問題があげられる。応用例は多種多様だが、いずれも最適な個々の解を合成することによって全体最適解を求める点で通底している。

DP を用いて台数制御を計画する場合、以下のことを考慮する。

① 起動コスト

まず、各発電機の立ち上げにおいて費用が必要であるものとする。実際の運用においても発電機の立ち上げには費用が必要である。系統連系の際には発電機の回転数を同期速度まで上げておく必要があるからである。一般的に他の発電機と比較して、石炭火力発電機の起動コストは高いという特徴がある。

② 優先順位の決定

ある出力を最小コストで得ることができる発電機台数と発電機出力の組み合わせは、通常負荷の値によってさまざまに変化することが予想される。しかしながら負荷の量が変わるたびに多くの発電機を入り切りするのは現実的ではなく、また最適化問題を非常に複雑にする。そこで実際の計算においては発電機を立ち上げる順序をあらかじめ決定して起動停止計画を作成する。これ

を「優先順位法」と呼ぶ。

一般に発電機の優先順位は、定格出力時における燃料費効率の良い順に立ち上げる、という考え方に基づいて決定される。

以上二点を考慮した上で、以下の方法を用いて各時間断面における起動台数を決定する。

まず、ある時間断面 $t+1$ と、その一つ前の時間断面 t に着目する(Fig.2.2.4)。この時間断面に予想される負荷の値に対し、優先順位法によって決定されるすべての発電機の起動台数について、実際に EDC で出力した場合に必要な燃料費を計算する。そして、二つの時間断面の間で発電機の起動台数が変わった場合に必要となる、燃料費コストと起動コストとの合計を最小とする起動台数を把握する。この場合、起動コストのみが考慮されるため、 $t+1$ から t にかけて起動台数が減少した場合において（時間を正しい方向にたどれば、発電機を新たに起動した場合において）起動コストが生じる。例えば、Fig2.2.4 では実線で示した矢印が、起動コストも含めたうえで最小コストを実現するものとして選択される。この操作をすべての時間断面において行うことにより、発電機の起動台数の経路が現れる。最終的に、検討するシミュレーション期間の最終時間断面における起動台数を決定することにより、発電機の起動台数の経路が一意に定まるのである。(Fig.2.2.5 参照)

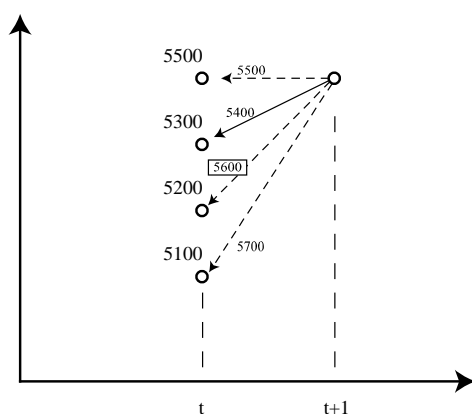


図 2.2.4 後退型 DP のイメージ図(1)

Fig.2.2.4 Conceptual Image of Backward DP(1)

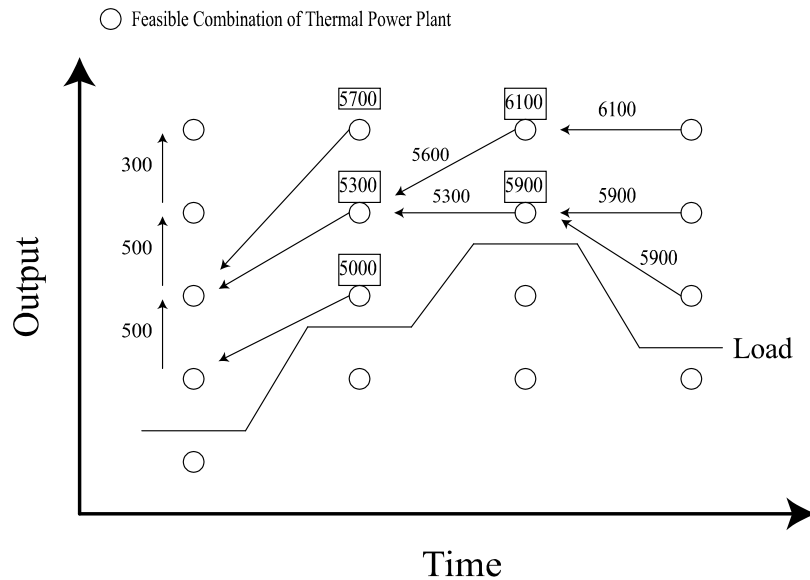


図 2.2.5 後退型 DP のイメージ図⁽⁴⁾

Fig.2.2.5 Conceptual Image of Backward DP

2.3 余剰電力問題とその対策

太陽光発電大量導入時において生じうる問題について説明する。前述のとおりわが国では太陽光発電の大量導入が見込まれているが、その際の懸念事項として、主として以下の三点が挙げられる。なお、本研究でメインピックとして扱うのは 2.3.1 節の余剰電力問題である。また、本研究で提案した手法を拡張することによって、2.3.2 節で説明する不確実性に対する問題についても検討が可能になると考えている。

2.3.1. 軽負荷時における余剰電力問題

既存電源はすべて制御可能な電源であり、不必要な場合には出力を停止させることが可能である、しかし太陽光発電の出力は天候に依存し、太陽光の状態によって巨大な出力が得られる場合もあれば、ほとんど出力が得られない場合もある。太陽光発電のこのような特性に関係する問題として、特に、電力系統において負荷の落ち込む期間において晴天が続いた場合に、太陽光発電が過剰な出力を与え、電力系統で発電される出力が負荷に対して大幅に余ってしまう可能性が指摘されており、非常に問題視されている。この問題の対策として、以下の方法が考えられる。

①蓄電池などのエネルギー貯蔵装置を新規導入し、余剰電力を吸収する。

蓄電池等のエネルギー貯蔵装置を導入することによって余剰電力をいったん吸収し、特異的に負荷の落ち込む期間を脱した後にはため込まれた電力を放電してゆくことが一つの方策として挙げられる。ただし、エネルギー貯蔵装置の多くは非常に高価であり、経済性を考慮した場合、系統への導入は必要最低限にすることが望ましい。

②太陽光発電の出力を制御することにより、余剰電力を抑制する。

太陽光発電の電力変換機を制御することによって余剰電力を抑制することも一つの方策として考えられる。しかしながら太陽光発電の出力抑制によって、本来得ることのできた電力を失われることで、太陽光発電導入の本来的な目的である CO₂ の削減量が低下することや、需要家側の発電力を抑制することによって生じる需要家側の損失などを考慮する必要がある。

以上二つの方法はいずれも一長一短であり、CO₂ の削減量を考慮しつつコスト最小化のための組み合わせを考えることが重要である。

2.3.2. 不確実性への対策

また、太陽光発電の不確実性は EDC、および UC における負荷の予測精度をきわめて悪化させることになり、結果 EDC の主目的であるコスト最小化が非常に困難になる。予想が外れた場合には発電機の低効率領域での運用余儀なくされる場合があり、運用費が高くつくばかりでなく、最悪の場合には系統崩壊もあり得るため、リスクヘッジのためにエネルギー貯蔵装置の新規導入が検討されている。しかしその適切な導入量に関しても、不確実性を考慮した厳密な評価が必要である。本論文ではこれに関する検討は行わない。

2.3.3. 電圧不安定性の問題

本研究に直接の関係はないが、太陽光発電大量導入時における主要な問題として、最後に電圧不安定性の問題を挙げておく。現在我が国の電力系統では発電側から需要家側へ一方通行に電力が潮流するくし型系統という形態をとっている。しかし太陽光発電は従来の電源とは異なり、需要家側に連系される電源であるため、系統の既存の電圧分布を乱し、これは電圧の予期せぬ上昇として顕在化する。このための対策として、蓄電池などを用いることや、FACTS 機器などによって無効電力制御を行うことで対策することが論じられている。

2.4 スマートグリッド

2.4.1 スマートグリッドのコンセプト

我が国における再生可能エネルギーを取り巻く状況については前節までで説明した。このような状況下において、現在提案されているスマートグリッドについてその概要を説明する。

スマートグリッドを一言で述べるとすれば、通信技術を用いて系統に接続された様々な機器を統合的・効率的に制御する電力系統の在り方である。需要家側の機器の情報、再生可能エネルギーを含む発電機側の出力をリアルタイムに把握し、それらを適切に制御することによって電力系統内のエネルギーの流れを可能な限りスリム化し、系統設備の拡充を最低限に抑えるというのがその基本理念である。2.3.1 節で述べた対策の中で位置づけるとすれば、①と②に、通信線による適切な制御と、需要家機器の制御を加えたものとなる。

スマートグリッドの構築のために、現在検討されている事項について以下で述べる。

2.4.2 スマートメーター

スマートグリッドの構築においてきわめて重要視されているのがこのスマートメーターであ

る。スマートメーターは各家庭ごとに配備される危機であり、性能はさまざまだが、双方向通信によって家庭内の機器と電力系統を接続することができ、電力系統側で家庭内機器の詳細な電力需要を把握し、これを制御することが可能となる。一方で価格は平均一万円と、全家庭に導入するには効果である。また、大量の情報を以下に適切に制御するかという問題も現在盛んに議論の交わされているところである。

2.4.3 通信方式

スマートグリッドにおける通信方式としては、既存系統での配電自動化ですでに実績のある電力搬送線通信(**Power Line Communication**)が有力な候補となっている。PLC は電力線上に信号をのせることによって通信する方式であり、拝殿自由化システムの中に用いられている。また、近年ではインターネット回線としても機能しており、10000bps 程度の通信速度を可能にしている。実際にスマートメーターは電力ネットワークに接続されるため、電力ネットワーク上で信号をやり取りする PLC が望ましく、また速度、情報量ともに問題ないレベルであると考えられる。

第三章 シミュレーション条件

3.1 研究で扱う各モデル

3.1.1 系統モデル

解析に用いた系統モデルとして、電気学会東 30 機系統⁽⁵⁾のうち、大規模 22 機系統側を用いた (Fig.3.1.1 中 Area1)

このモデルにおける発電機の定格について表にまとめる。

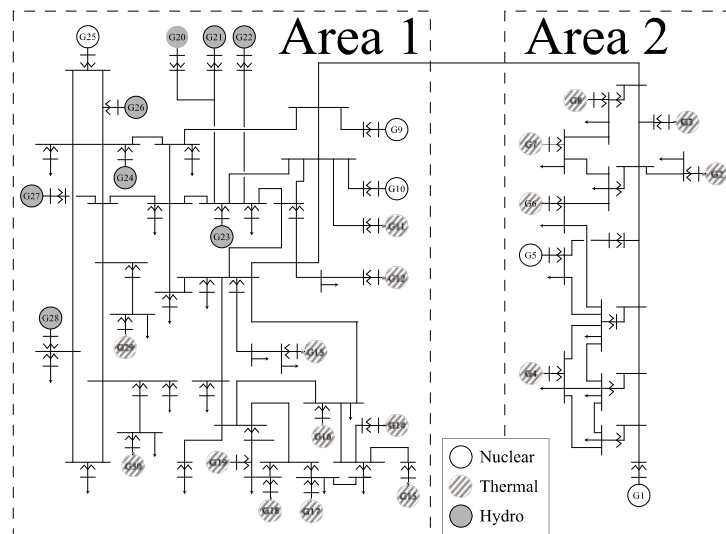


図 3.1.1 電気学会東 30 機モデル()

Fig.3.1.1. IEEJ West30 Machines model

表.3.1.1 電気学会東 30 機系統モデルにおける、大規模 22 機側の各発電機の種類別定格

Table 3.1.1 Rate Capacity of Each Generations.

Thermal	37400MW(max) 詳細は表
Hydro	6000MW
Hydro(pump)	3000MW
Nuclear	18000MW
Total	64400MW(max)

また、電気学会系統モデルの拡張モデル⁽²⁾に記載された燃料費曲線モデル、および起動停止コストの例⁰を用いて作成した、本モデルの火力機の燃料費曲線、および起動コストを Table に示す。優先順位は、定格出力における燃料費効率の高いものから起動していくとして決定した。ただし、実際の運用においてコンバインドサイクル発電機は起動停止にかかる時間が短いため、比

較的優先順位が後になる。本研究ではこのことを考慮し、コンバインドサイクル発電機の優先順位を最も低くした。

表 3.1.2 各火力発電機モデルにおける燃料費特性

Table.3.1.2 Fuel Cost Parameters of each Thermal Generator Models.

燃料費特性： $Fc=a+bP+cP^2$ 単位：P[MW] FC[千円]

増分燃料費： $d(Fc)/dP=b+cP$

優先順位	種類	定格容量 (MW)	A	b	c	定格時の 燃料費効率	起動 コスト	台数	合計容量 (MW)
1	石炭	1000	550	0.4	7.0E-04	1.650	2.38E+06	2	2000
2	石炭	700	182	1.3	1.6E-04	1.672	1.67E+06	3	2100
3	石炭	200	40	2	2.0E-04	2.240	4.76E+05	2	400
4	LNG	700	117	2.4	4.0E-04	2.847	1.06E+06	25	17500
5	LNG	200	66	2.2	2.5E-03	3.030	3.02E+05	7	1400
6	石油	500	200	5	5.0E-05	5.425	7.56E+05	5	2500
7	石油	700	260	5	3.8E-04	5.637	1.06E+06	5	3500
8	石油	250	316	4.6	1.1E-03	6.127	3.78E+05	8	2000
9	CC	100	104	0.9	7.3E-04	2.013	1.51E+05	10	1000
10	CC	250	120	1.4	1.7E-03	2.295	3.78E+05	20	5000
							合計	87	37400

起動コストは以下のものを定格容量に合わせた。LNG,CC の起動コストは石油と同程度と仮定した。

表 3.1.3 各発電機モデルの起動コスト

Table 3.1.3 Booting cost of each Generator models.

定格	燃料	起動コスト
100	石油	151189
350	石炭	833192

また、各発電機の発生する CO₂ の量を以下の通りとした。ここで、各発電機の出す CO₂ は燃料別に異なり、使った燃料の量に比例すると考えられる。使用した燃料の量は燃料費から見積もることができるため、CO₂ 排出量は燃料費と燃料種の関数であると考えられる。この考え方を基に、文献000を参考に、燃料ごとに一円当たりの CO₂ 排出量を求めた。ただし、各燃料の価格は、燃料費曲線モデルが作成された当時(平成 14 年)のものを参照した。

表 3.1.4 燃料種ごとの CO2 排出量

Table 3.1.4 CO2 Emission of each Fossil Fuels.

		石油(重油) (○=kl)	LNG (○=g)	石炭 (○=kg)
A	燃料一単位当たりの価格(JPY/○)	1.924×10^4	3.005×10^{-2}	3.506
B	燃料一単位あたりが排出する CO ₂ (g-CO ₂ /○)	2.823×10^6	2.688	3.247×10^3
B/A	燃料費あたりの CO ₂ 排出量(g-CO ₂ /JPY)	1.468×10^2	8.945×10	9.261×10^2

以上を基に作成した優先順位ごとの燃料費曲線、および CO2 排出量を Fig.に示す。

各燃料費曲線は、等入法に基づいて、すべての火力機において増分燃料費が同一となる出力値に決定されている。また、増分燃料費が同じ値とならない場合においては、増分燃料費の小さなものから出力を上げている。

71 台と 81 台起動の場合において 51 台、61 台起動の場合よりも燃料費効率が上回っている部分があるが、これは優先順位は低い燃料費効率の高いコンバインドサイクルが 58 台目以降では起動され、これが有効利用されたためである。また、EDC の目的関数を燃料費最小化としているため、起動台数ごとの CO2 排出量は必ずしも最小の値をとっていない。たとえば、石炭火力の出力がメインとなる低出力領域において CO2 排出量は非常に大きな値をとっていることがわかる。

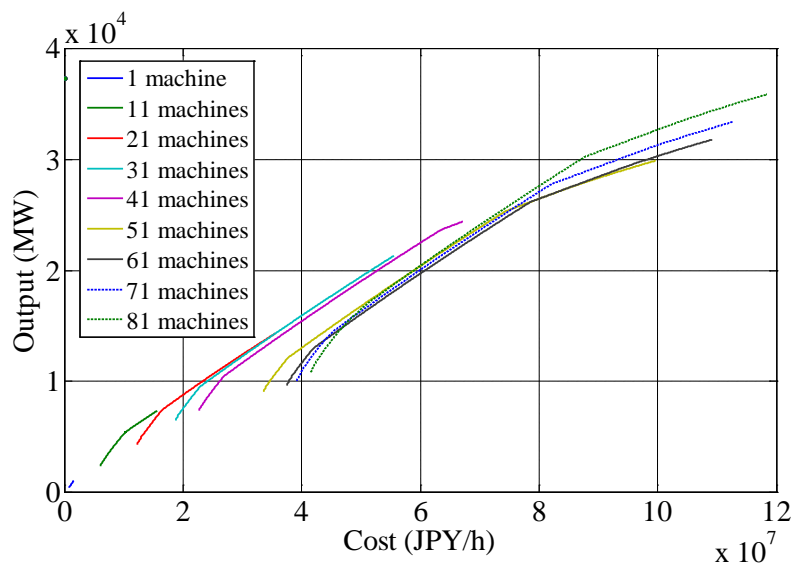


図 3.1.2 起動台数ごとの合成燃料費曲線

Fig.3.1.2 Fuel Curves w.r.t. numbers of operating Machines.

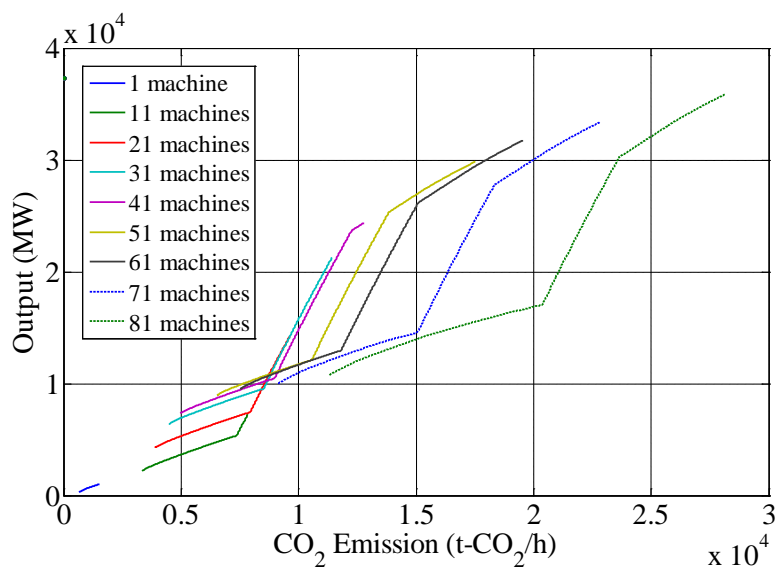


図 3.1.3 起動台数ごとの合成 CO2 排出量曲線

Fig.3.1.3 CO2 Emission Curve w.r.t. numbers of operating Machines.

3.1.2 負荷モデル

本研究では余剰電力問題に対する系統側での対策について議論するため、負荷の変動成分のうち、EDC および UC が対応する、周期が 30 分以上の変動成分について考慮する。Fig3.1.4 に本研究で用いた負荷変動を示す。負荷モデルの作成に当たって、(1)は文献[7]を参考にした。また、(2)と(3)は文献[7]における業種ごとの中間季節期における負荷データを業種の割合に従って平均したものと、文献[8]の平日と休日の割合を基に、考慮する系統の規模に合わせて作成した。

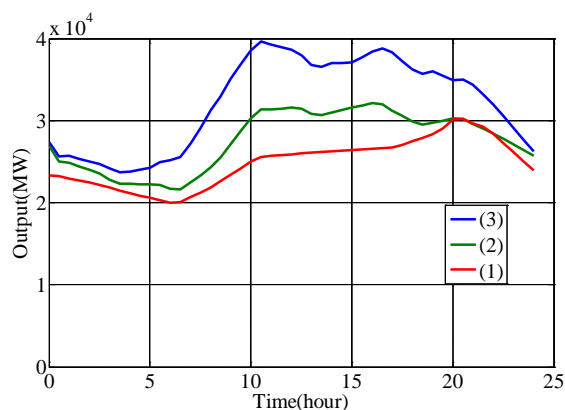


図 3.1.4 検討に用いた日負荷曲線

Fig.3.1.4 Daily Load Curves

また、負荷の状況として、余剰電力問題が懸念されている特異日のうち、五月の連休(いわゆるゴールデンウィーク)を想定し、シミュレーションはこの二週間について行う。このうち、五月第一週の週末において特に負荷が落ち込むものとする。連休のその他の日程においては、五月

の他の週末と同程度の負荷の落ち込みであるものとし、Table3.1 のとおりに Fig の日負荷曲線を割り振った。

本検討では、この期間における燃料費と CO2 排出量を把握し、二週間の平均をとって一日分の値として議論する。

表 3.1.5 シミュレーション機関内での負荷の移り変わり

Table.3.1.5 Load Change

	土曜	日曜	月曜	火曜	水曜	木曜	金曜
第一週	(1)	(1)	(2)	(2)	(2)	(3)	(3)
第二週	(2)	(2)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)

3.1.3 太陽光発電モデル

太陽光発電はパワーコンディショナーを介して電力系統に連系される。太陽光の出力変動の周波数成分については現在のところ研究途上であり、明確な回答は得られていない。本研究においては、太陽光の出力は Fig.3.1.5 に示される三天候、すなわち、晴天、曇天、雨天の、三つの出力モデルによって模擬する。太陽光発電の予測不可能性、不確実性に関しても、運用コストの最小化を妨げる大きな要因となっているが、本研究では、まずは太陽光発電、負荷曲線のいずれに関しても二週間分を完全に予測できるという理想的な状態を想定する。シミュレーションで考慮する二週間での天候の移り変わりは Table.3.1.6 のとおりであるとする。

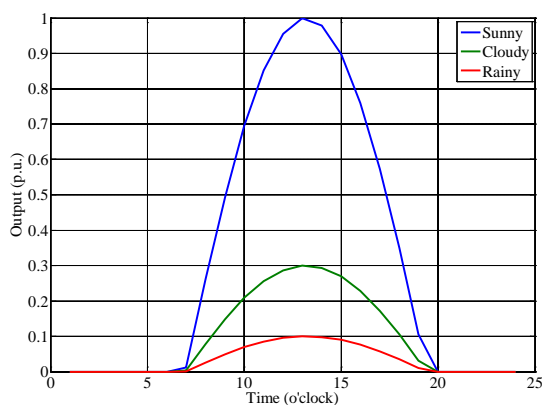


図.3.1.5 各天候における太陽光発電の出力曲線

Fig. 3.1.5 PV Output Curves

表 3.1.6 シミュレーション期間内における天候の移り変わり

Table3.1.6 Weather Changes

	土曜	日曜	月曜	火曜	水曜	木曜	金曜
第一週	晴天	晴天	曇天	晴天	雨天	曇天	晴天
第二週	晴天	雨天	曇天	晴天	曇天	晴天	雨天

以上を基に作成した日負荷曲線の外形を Fig.3.1.6 に示す。図は PV 導入量が 15000MW の場合において作成した。本研究においてはこれが完全に予想可能であるものとして解析を行う。

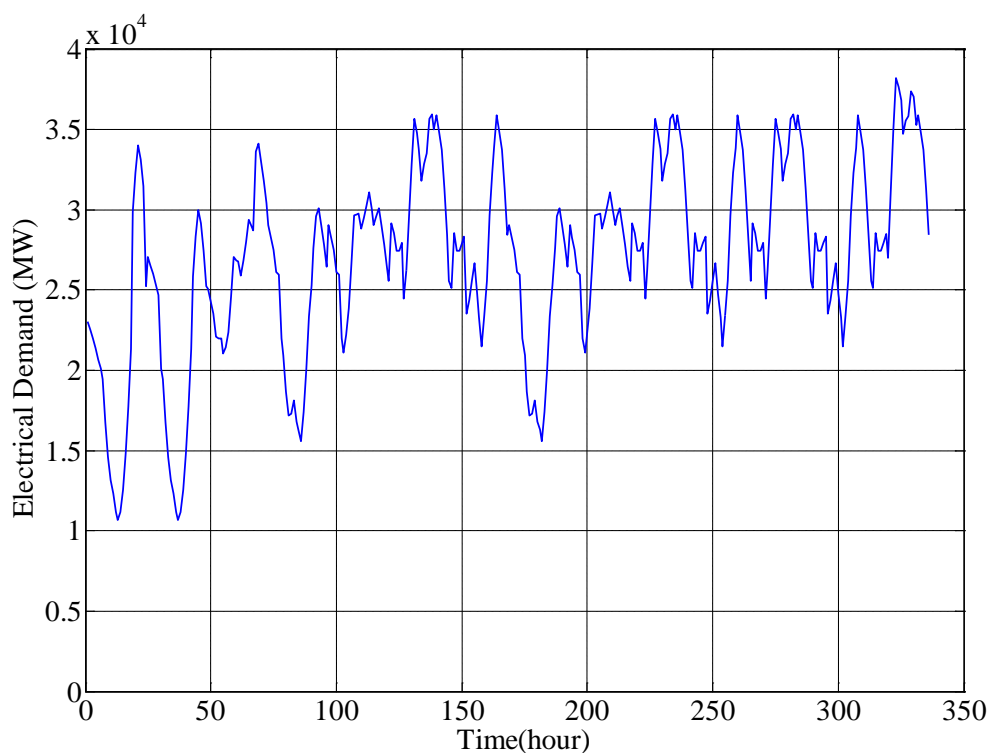


図 3.1.6 研究に用いた日負荷曲線

Fig.3.1.6 Daily Load Curve

3.2 エネルギー貯蔵システムと火力機のユニットコミットメント

3.2.1 エネルギー貯蔵装置が導入された際のユニットコミットメント

現在電力系統に導入されているエネルギー貯蔵装置としては揚水発電が挙げられる。

揚水発電とは上池、下池の間で水をやり取りする水力発電の一種であり、普段は上池から下池へ水を流すことによって発電を、また夜間における軽負荷時などには電力を使って下池から上池に水を汲み上げるにより、電力を位置エネルギーとしてため込む。

揚水発電の総合充放電効率は 60~70%とされ、負荷率向上のための大規模なエネルギー貯蔵装置として利用されている。しかしながら厳密に最適な運用は現在においても様々な検討がなされている。この理由として以下が挙げられる。

2.2.4 節で説明したとおり、火力機の UC は DP を用いて考慮されている。DP は局所最適の積み重ねが全体最適を導くという、いわゆる「最適性の原理」に基づいているが、エネルギー貯蔵装置の充放電を考えた場合には、これが大幅に崩される。多くの場合において、蓄電池の放電を行うことによって火力機の出力は下がり、燃料費が削減されることによって運用コストは下がる。しかしながら、この燃料費の削減される量は発電機の起動台数と負荷の値によってさまざま

な値をとるため、蓄電池を放電させることによって得られる利益は時間によって異なり、どの時間帯に放電すべきか、ということをDPによって決定することはできない。すなわち、蓄電池の充放電問題における最適性は、この小さな最適化問題に分割することができないのである。（「最適性の原理」が成り立っていない）

したがって、エネルギー貯蔵装置の導入された系統におけるコスト最小化問題は、火力機台数の離散性が厳密な最適化計算を妨げ、また蓄電池充放電の時間依存性がDPによる計算を妨げている。

3.2.2 本研究における発電機の台数制御の考慮

しかし、厳密な最適解を得ることは困難であっても、UCと蓄電池の充放電のうち、いずれかを何らかの仮定を用いて固定することによって"準最適化"は可能である。本研究では蓄電池の充放電を以下の方法で固定し、その上でDPを行う、という方法を採用している。

まず、前提条件として、きわめて運転コストの安い、もしくは一定出力を限定されている原子力発電、水力発電の両電源（「マストラン電源」と称される）は常に出力させるものとする。これが発電機の最低出力(以下「**最低出力**」と称する)となり、負荷がこの出力を下回った場合や、PVの発生によって発電力が余剰となった場合には、かならず何らかの電力貯蔵装置による充電がなされなければならない。この仮定に基づけば、負荷の形を指定することにより充電させるべき電力の量が一意に決定される。

一方、充電された電力の放電は以下で決定する。まず、先ほど仮定した最低出力を境に、日負荷曲線とPV出力の合計を、以下の二つ、すなわち、充電しなければならない領域と、放電が可能な領域に切り分ける。(Fig.中AおよびC) ここで、A,C、および蓄電池導入量には以下の関係が制約として成り立つ。

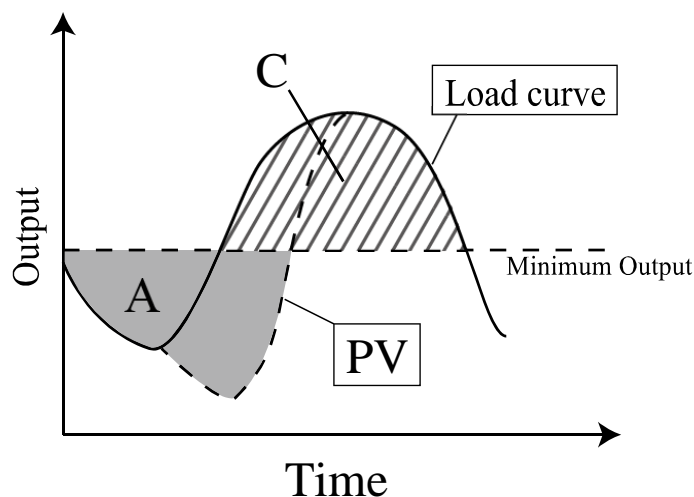


図 3.2.1 蓄電池使用のイメージ図

Fig.3.2.1 Conceptual Image of using BESS

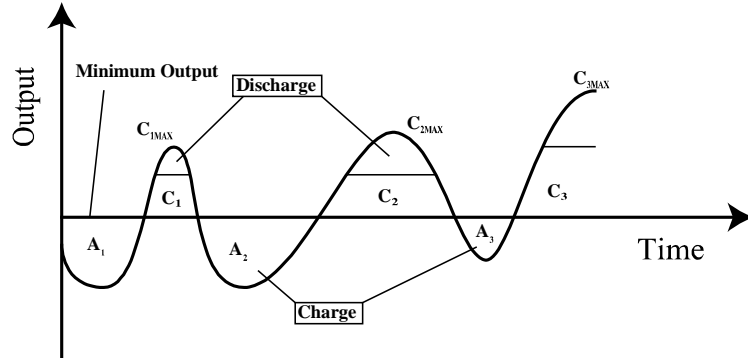


図 3.2.2 蓄電池の充放電決定のイメージ図(図中 C_i が火力発電の出力に当たり、決定変数となる)

Fig.3.2.2 Conceptual Image of dispatching BESS c/d

充放電効率を γ 、蓄電池の MWh 容量を BESS とおくと

①ある区間において放電される電力は、それまで充電された電力以下である。

$$C_{1MAX} - C_1 < \gamma A_1$$

$$C_{2MAX} - C_2 < \gamma A_2 - (C_{1MAX} - C_1) + \gamma A_1$$

②ある区間において充電される電力は、蓄電池導入量以下である。

$$A_1 < BESS$$

$$A_1 - \frac{1}{\gamma}(C_{1MAX} - C_1) + A_2 < BESS$$

$$A_1 - \frac{1}{\gamma}(C_{1MAX} - C_1) + A_2 - \frac{1}{\gamma}(C_{2MAX} - C_2) + A_3 < BESS$$

③シミュレーションを行う期間において、充電される電力と、放電される電力の合計は 0

$$A_1 + A_2 + A_3 - \frac{1}{\gamma}(C_{1MAX} - C_1) - \frac{1}{\gamma}(C_{2MAX} - C_2) - \frac{1}{\gamma}(C_{3MAX} - C_3) = 0$$

これらを行列にまとめ、一般化すると、以下のとおりとなる。

$$\begin{pmatrix} -1 & 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & & \vdots \\ \vdots & & \ddots & 0 \\ -1 & \cdots & \cdots & -1 \\ 1 & 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & & \vdots \\ 1 & \cdots & 1 & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} C_1 \\ \vdots \\ C_n \end{pmatrix} \leq \begin{pmatrix} A_1 \\ \vdots \\ A_n \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} C_{1MAX} \\ \vdots \\ C_{nMAX} \end{pmatrix}$$

$$(1 \quad \cdots \quad 1) \begin{pmatrix} C_1 \\ \vdots \\ C_n \end{pmatrix} = -(\gamma \quad \cdots \quad \gamma) \begin{pmatrix} A_1 \\ \vdots \\ A_n \end{pmatrix} + (1 \quad \cdots \quad 1) \begin{pmatrix} C_{1MAX} \\ C_{2MAX} \\ C_{3MAX} \end{pmatrix}$$

最適化における目的関数を得るために、各 C_i におけるエネルギーとコストの関係を把握し、こ

れを二次関数で近似する。これを用いて二次計画法によって最適化を行い、望ましい C_i を得る。
 C_i のエネルギーとコストの関係は以下に述べる方法によって求めた。

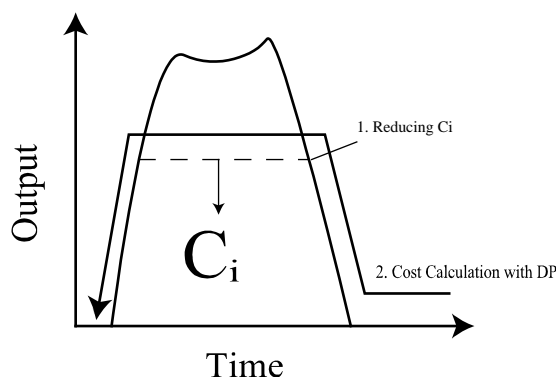
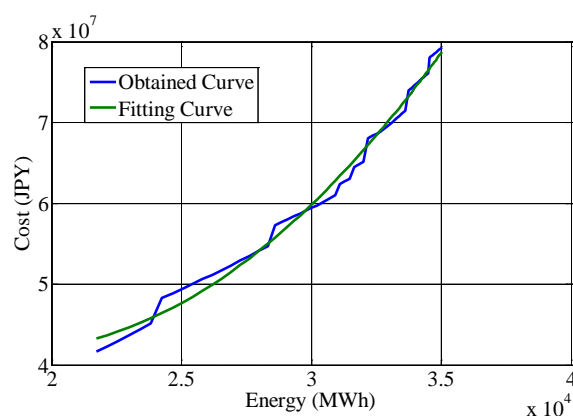


図 3.2.3 エネルギーとコストの関係の導出

Fig.3.2.3 Conceptual Image of Relationship between Cost and Energy.

火力機は燃料費効率の高いものから立ち上げていくため、蓄電池による出力持ち替えは日負荷曲線の上側から行うことが望ましいと考えられる。この考え方に基づき、まず、 C_i において蓄電池の放電を Fig のように上部から徐々に増やしていく。そして、形の変化した C_i についてその都度 DP によって火力機の費用を算定し、エネルギーとコストの関係を得る。

実際に用いた近似データの例を示す。(条件:PV3000MW 導入時、蓄電池のみで対策をした場合。Fig.:初日の日負荷曲線 Fig.五日目の日負荷曲線) C_i の最大値が大きく、起動台数が多い場合に起動停止の影響が薄まり、良い近似がなされている。一方で C_i の最大値が小さく、起動台数が少ない場合には起動停止の影響が大きく、二つのグラフの差が大きくなっている。このため、本研究における手法においては、軽負荷が続く部分における放電を考える場合においては非効率な石炭火力等の起動停止が生じている可能性があることを留意する必要がある。



エネルギーとコストとの関係(1)

Fig.3.2.4. Relationship between Energy and Fuel Cost.

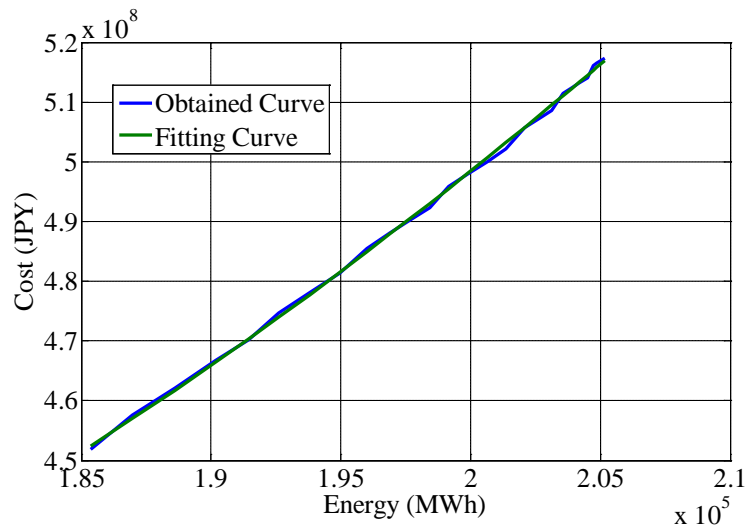


Fig.3.2.5 エネルギーとコストとの関係(2)

Fig.3.2.5 Relationship between Energy and Fuel Cost.

3.2.2 揚水発電、および蓄電池導入量の考慮

本研究では、蓄電池と揚水発電は一体となって動くものとして考える。また、システムに導入される蓄電池としては NaS 電池⁽¹⁰⁾を想定し、1kW に対して 8kWh が確保されているものを一ユニットとして考慮する。すなわち、ある量の蓄電池には、MW 容量と MWh 容量が存在し、MWh 容量は常に MW 容量の 8 倍(すなわち、最大出力で最大 8 時間充電可能)であるものとしている。あらかじめ 3000MW×8hour の蓄電池がシステムに導入されているものとし、これを揚水発電の模擬とする。新規に蓄電池導入を必要とする場合においては蓄電池価格を支払う必要があるものとし、この価格を 1kWh あたり 30000JPY⁽¹¹⁾とする。これに関して、表 3.2.1 にまとめる。

ある期間における蓄電池の導入コストは、蓄電池の減価償却費用を用いて考慮する。これは表 3.2.1 のデータを用い 1kWh あたり、 $30000 / (365 \times 15) \times \text{シミュレーション期間}$ =約 5.48 円となる。

Table.3.2.1 蓄電池 1kWh あたり

Table 3.2.1 BESS Characteristics (1kWh)

MW 容量	0.125kW
価格	30000JPY
寿命	15 年

蓄電池の最小必要量は、「前節で説明した手法を矛盾なく行うことのできる最小容量の蓄電池量」として定義する。具体的には、シミュレーションにおいて蓄電池の量を揚水の導入量として定めた値から少しずつ増やしていき、初めて矛盾なく解析が行われた蓄電池の導入量を蓄電池の最低必要量として定義している。システムに既に導入されている揚水発電のみで矛盾なく運用できた場合には、当然ながら蓄電池必要量は 0 である。

3.3 可制御負荷のモデル

3.3.1 ヒートポンプ給湯機

ヒートポンプ給湯機とは、従来のガス給湯機とは異なり、ヒートポンプを用いて熱の授受を行う給湯器である。

近年日本では「自然（CO₂）冷媒ヒートポンプ給湯機（通称エコキュート）」に代表される、ヒートポンプを活用した技術が話題を呼んでいる。以下、給湯機の場合をとって、ヒートポンプシステムについて説明する。ヒートポンプの運転原理（冷凍サイクル）を図 3.3.1 に示す。HP 給湯器はヒートポンプユニットと貯湯タンクユニットから構成される。ヒートポンプユニットでは、室外機に取り込んだ空気の温度の低い大気熱を、冷凍サイクルの蒸発器で吸収する。その結果、室外機からはより温度の低い空気が放出される。この得られた熱利用して、貯湯タンクユニットに蓄えておいた水を温め、お湯を作るというものである。成績係数(Coefficient of Performance)は約 3~4 となり、省エネルギーで経済的である。また、火を使わず、冷媒として自然触媒である CO₂ を使用しているので安全であり、且つ政府からの導入に対する助成金が交付されるので、このシステムを導入する家庭は着々と増えている。なお「エコキュート」の他に、「氷蓄熱空調システム（通称エコ・アイス）」など、ヒートポンプシステムは多種あり、どれも需要を増やしており、今後も市場への浸透が期待される。

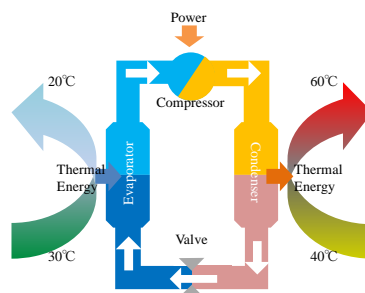


図 3.3.1 HP 給湯器の運転原理 - 冷凍サイクル

Fig.3.3.1 Refrigeration Cycle

現在、HP 給湯器の運転方法は、深夜時間帯に定格消費電力で一定運転される。これは、深夜電力を消費することで、電気料金が安く抑えられるからである。本論文では、図 3.3.1 に示すように、この従来の運転方法から、通電時間中に部分負荷運転をさせることを考える。そして、その部分負荷運転の指令を外部から与えることで、電力系統の周波数安定化に貢献させる。この運転方法を可能にするのは、HP 給湯器の貯湯槽の存在である。最終的に湯が炊き上がるのであれば、その電力消費はどのようなトレースを辿ってもよいこととなる。換言すれば、HP 給湯器はお湯の沸上と使用が必ずしも同時刻でなくてもよく、電力消費は運転時間内であれば、フレキシブルに変化させることができる。これは正に「外部信号によって消費電力を変化させても、機器性能に支障をきたさない」可制御負荷の 1 つと言える。このような HP 給湯器の特性を利用し、

HP 給湯器に何らかの信号を与えて、外乱変動に応じて能動的に制御する。これが本論文のコンセプトである。

ここで、家庭などに設置されている HP 給湯器を一台一台制御していたのでは、通信コストが莫大になるであろうという指摘があるかもしれない。しかし、将来浸透するであろう FTTH (Fiber To The Home) のような技術を用いれば、コストをかなり抑えることが可能となる。更に、HP 給湯器は電力会社でも風力事業者でもなく、需要家が設置する機器である。よって HP 給湯器の積極的な制御を用いることができれば、電力系統全体の運用コストを下げるだけでなく、今後更なる新エネルギー、省エネルギー技術の導入促進に大きく寄与する。

本研究において想定した HP の各定数について以下に示す。

図 3.3.1 想定した HP の各定数

Table.3.3.1 Heat Pump Water Boiler Characteristics.

導入台数	1700 万世帯×0.2
一台当たりの出力	1.2kW
お湯の焚き上げに必要な時間	4 時間

本来、各 HP はそれぞれの使用者の利便性に沿った運用がなされる。言い換えると、各 HP はそれぞれ異なる制約のもとで動作している。電力系統で HP を制御する場合には、この制約すべてを満足させる形で制御する必要がある。本研究では、まずは HP を「いかにして利便性を満たすか」という点に主眼を置かず（これは他の研究に任せる）、「どのように動作させることが系統にとって理想的か」、という点を明らかにすることを目的とする。したがって、本検討ではすべての HP 給湯器の制約が同一のものであるとし、「すべての HP が同時に起動し、一度にお湯をわきあげる」という動作を仮定する。そしてこれを満たすことによって、HP の使用者利便性が満たされているものとして考える。

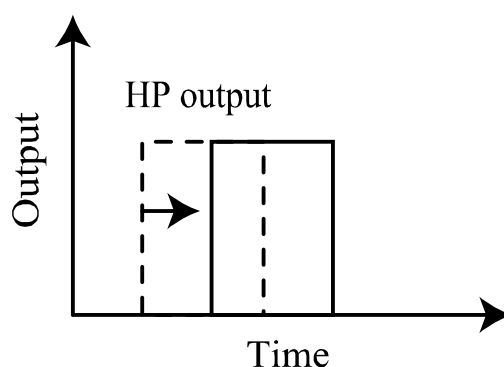


図.3.3.2 HP 出力の模擬

Fig.3.3.2 Assumption of Output from HPWB.

3.3.2 電気自動車の模擬

ヒートポンプ給湯機と同様、社会への急速な浸透が見込まれている可制御負荷として、電気自動車が挙げられる。

内燃機関を用いる従来の自動車と比較し、電気自動車には数々の利点が存在する。特筆すべきは、乱高下の末に非常に高価格となった石油と比較し、比較的安価な「電力」を用いるため、運用コストがきわめて安くなる点である。また、電気自動車にはその他の利点もある。モータの制御可能なトルク幅が非常に大きく、ギアチェンジの必要がないため、メンテナンスや機械損が低減されること、またトルク応答が非常に早い(数 msec)ため、極めて高精度の制御が可能となること、および回生ブレーキによってエネルギー効率が向上すること等である。一方で電気自動車において従来の自動車と同程度の運転距離を得るためには、高密度・大容量かつ安全性が確保されたバッテリーを必要とするため、リチウムイオン電池等の高エネルギー密度二次電池、および交流モータ制御の発展と、インバータの高性能化まで電気自動車の実用化は待たれた。また、現在においてもバッテリーとインバータの価格は非常に高く、この高コスト性が電気自動車の導入を制限している一要因となっている。

電気自動車の構成は主としてバッテリー、インバータ、モータからなり、内燃機関を使用する自動車と比べてその構成は非常に簡素である。またエネルギー効率が高く、さらに電力系統において高効率で発電された電力と組み合わせることにより、社会全体のエネルギー効率が向上されることを期待されている。

系統を制御する側から見て魅力的な点は、電気自動車の充電過程に存在する可制御性である。電気自動車では、使用者が運転開始する時点で一定の充電量(State of Charge)が充電されていることは絶対条件だが、SoC が適切に確保されるという条件を満足すれば、その充電過程は問題とはならないのである。

この充電過程を電力系統側で制御することによって、系統予備力の一助としようという構想がいわゆる Vehicle to Grid (V2G)である。現在のところ V2G は、主として以下の論点で議論が交わされている。

- ・いかに利用者利便性を把握し、これを満たすか
- ・いかに矛盾なく制御を与えるシステムを構築するか

本研究における V2G の模擬(清水論文準拠)について(簡単に)説明する。

系統に接続された電気自動車に、SoC=80%~90%の範囲で充放電をさせる。この値は電気自動車のバッテリーにストレスを与えない範囲である。また、この範囲での充放電あれば、SoC は最低でも 80%が保たれているため、これを「使用者利便性が保たれた」とみなす。電気自動車は系統にランダムな SoC を持って接続され、その MW 容量いっぱいまで充電される。充電が進み、SoC が 85%を超えた段階から系統の充放電指令を受け付ける状態(以下「制御可能状態」と称する)に移行する。系統に連系された多数の EV は系統側からマクロ的に扱う。

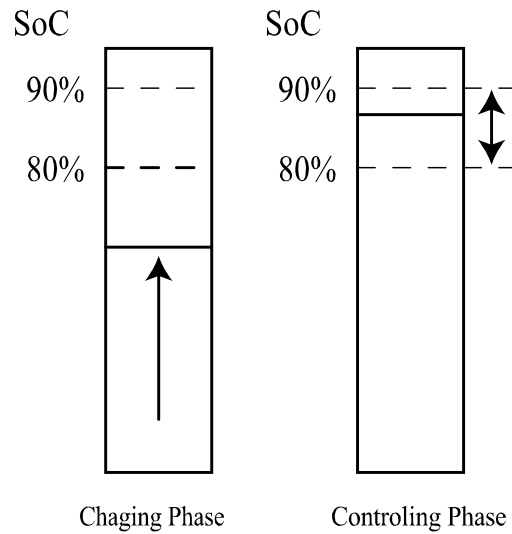


図 3.3.3 EV の制御イメージ

Fig 3.3.3 Conceptual Image of EV Control

EV について、ある時刻における、制御可能状態となる台数 C_{in} 、既に制御可能である台数 C 、および系統から解列する台数 C_{out} とするとき、各時刻における MW 容量と SoC の変化を以下の計算式によって決定した。

$$MW_{max} = MW_{unit} \times C$$

$$SoC_{next} = \frac{SoC(C - C_{out}) + 85 \times C_{in} - MW_{use} \times \frac{100 \times \Delta t}{MWh_{unit}}}{C + C_{in} - C_{out}}$$

ただし、 MW_{use} : 系統からの指令に答えて充放電した電力全体

MWh_{unit} : 電気自動車一台当たりの MWh 容量。

本検討で考慮している EV モデルの各定数について以下の表にまとめる。

ここで、導入台数は、想定するエリアにおける電力自動車の導入台数が 10 万台であるとし、そのうち 3 割が常に系統に接続されているものとして算出している。

表 3.3.2 検討に用いた EV の各定数

Table 3.3.2 EV Characteristics.

導入台数	10 万台
一台当たりの kW 容量	3kW
一台当たりの kWh 容量	24kWh

各 C_{in}, C, C_{out} は文献(清水論文)を参照し、以下のグラフによって求めた。

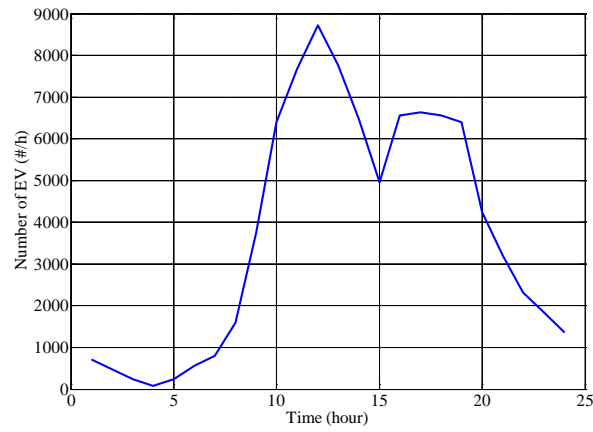


図 3.3.4 各時間断面における C_{in} (C_{out} から二時間遅れ)

Fig.3.3.4 C_{in} in each times.

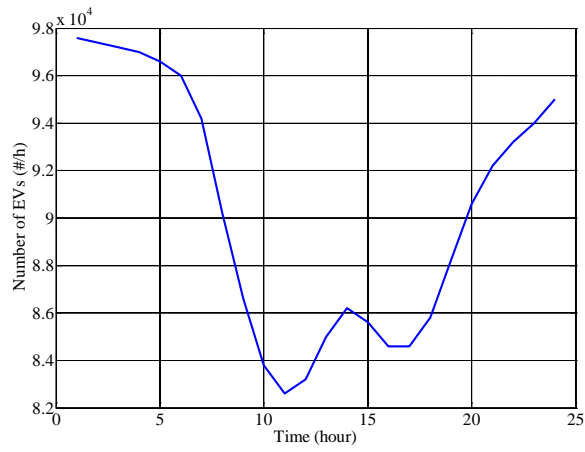


図 3.3.5 各時間断面における C

Fig.3.3.5 C in each times.

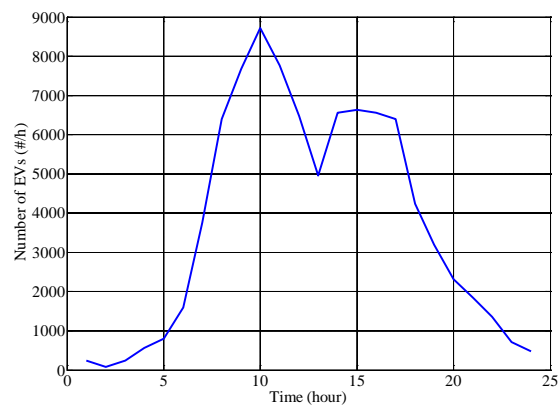


Fig.3.3.6 各時間断面における C_{out}

Fig.3.3.6 C_{out} in each times.

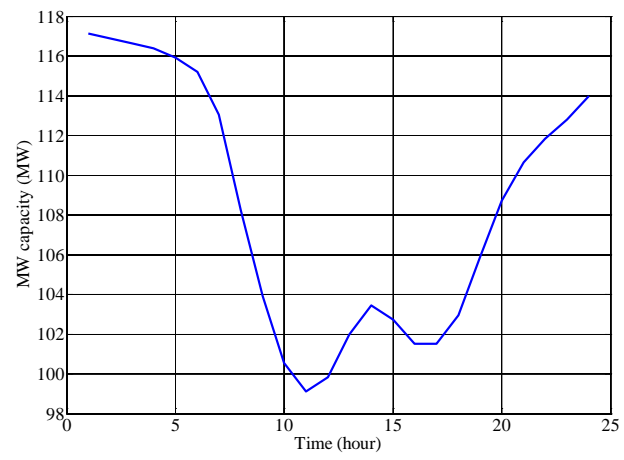


Fig.3.3.7 各時間断面における MW_{\max}

Fig.3.3.7 MW_{\max} in each times

第四章 PV の制御による効果

4.1 PV の制御について

太陽光パネルから得られる電力は直流であり、基本的に三相交流で運用されている電力系統との連系の際には電力変換機を用いて交直変換が行われる必要がある。ここで、電力系統に連系される PV のすべては電力変換機を介しているため、通信線等を敷設すれば出力を制御・抑制することが可能である。近年通信技術の発展は目覚ましく、安価で高速な FTTH(Fiber to the Home)等の通信技術がすでに確立され、運用されているため、PV すべてに通信線を接続し、出力制御を施すことは可能である。

本項目においては、PV の制御の違いによる系統の運用コスト、および CO₂ 削減量の関係について論じる。まずは通信線を用いない場合において考えられるカレンダー制御、および通信線を用いることによって可能となるリアルタイム制御についてそれぞれの特徴と、CO₂ 排出量と対策コストとの間に及ぼす効果について説明する。

まず、本研究で示すすべての解析結果の比較対象となる結果について本節で示す。PV、各可制御負荷の設定について表 4.1.1 にまとめている。

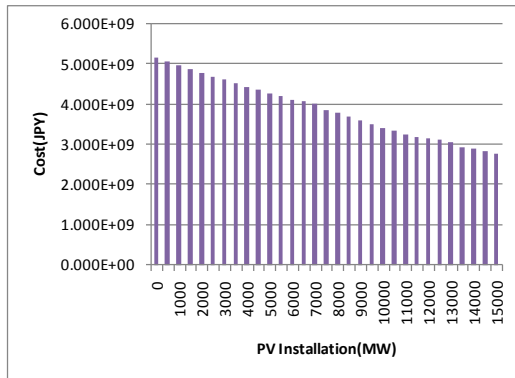
表 4.1.1 基本ケース

Table 4.1.1 Base case

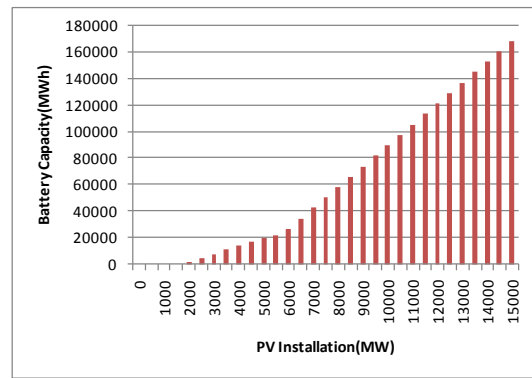
PV 出力抑制	なし
HP の起動時間	全日程において 0 時から
EV の制御	なし

この条件下において、PV 導入量を増加させた場合での蓄電池導入量、火力燃料費、CO₂ 排出量を Fig.4.1.1 に示す。本研究においては、このケースを基準として CO₂ 削減量、燃料費削減量などの解析を行う。PV 導入量を 0MW から 15000MW の間で 500MW ずつ動かした場合における解析結果を以下に示す。

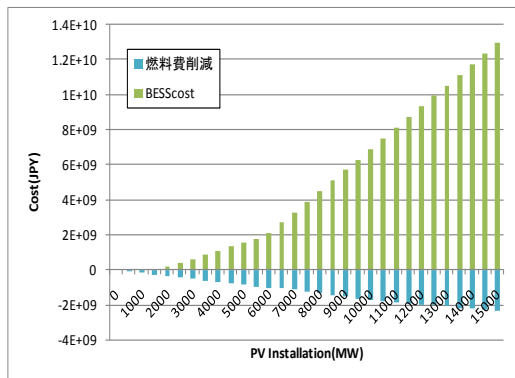
CO₂ 削減量、燃料費削減量はそれぞれ PV0MW 導入時の値と比較した値を用いている。EDC,UC とともに費用最小化のために火力機の出力配分を行っているため PV 導入量増加にしたがって火力燃料費は一様に低下する。しかし CO₂ 削減量は最適化の目的関数となっていないため、PV の低下にしたがって必ずしも低下するというわけではない。また、このことによって Fig.において対策費用と CO₂ 削減量の関係は単調増加とはなっていない。PV7000MW 導入時から PV7500MW 導入時において CO₂ 削減量が跳ね上がっているが、これは最適戦略のためにある段階で発電力として石炭を積極的に用いた方が安上がりになったことによる。また、本質的に問題は対策コスト最小化と CO₂ 削減量最大化の二つの目的関数を持つパレート問題であり、Fig.4.1.2 のグラフで表示した場合においては、得られた解析結果が右下に位置すれば位置するほどよい、という評価となる。同様に CO₂ 削減量と対策コストの比についても Fig.4.1.3 に示す。



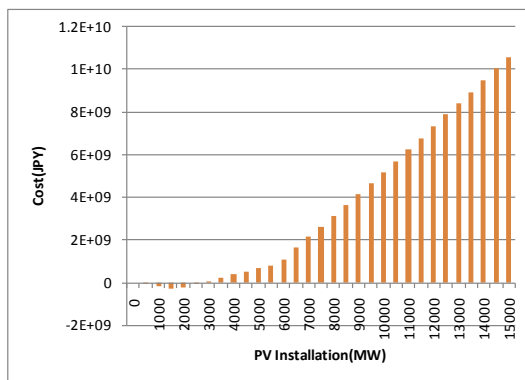
(a) PV 導入量と火力燃料費の関係



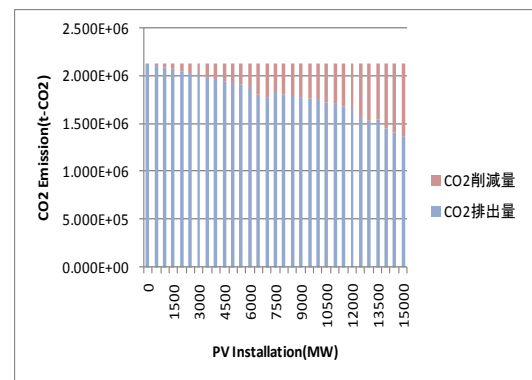
(b) PV 導入量と蓄電池必要量の関係



(c) PV 導入量と BESS 費用、および火力燃料費削減量との関係



(d) PV 導入量と対策コストとの関係



(e) PV 導入量と CO2 排出量、CO2 排出削減量との関係

図.4.1.1 蓄電池のみで対策した場合における解析結果

Fig.4.1.1 Simulation Results when Compensate with BESS only.

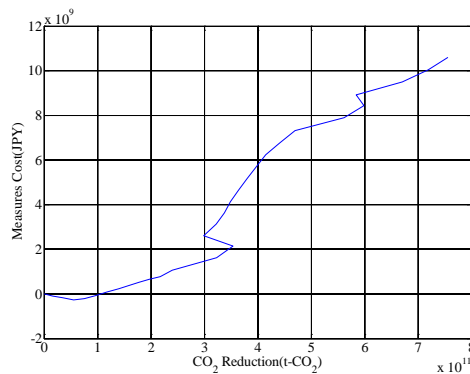


図 4.1.2 蓄電池のみで対策した場合における CO2 削減量と対策費用の関係
 Fig.4.1.2 Relationship between CO2 Reduction and Countermeasures Cost with only BESS.

4.2 PV のカレンダー制御

現在検討されている PV の出力抑制方式として、カレンダー制御が挙げられる。電力系統において余剰電力問題が懸念される期間は特に限られており、たとえば五月上旬の大型連休（いわゆる「ゴールデン・ウィーク」）における軽負荷状態、年末年始の軽負荷状態などである。これらは特異日と称されている。特異日の多くは連休に起因するものが多く、これはカレンダー上で事前に把握可能である。そこでこのような負荷の弱まる日程にあらかじめ PV の出力を抑制しておくことによって余剰電力問題を回避しようというのがカレンダー制御のコンセプトである。抑制のタイミングは電力変換機内蔵のカレンダーによって決定されるため、通信線などの設備拡充の必要がなく、また複雑な制御を与える必要もない。

さて、本件等においてはこのカレンダー制御を以下の方法によって模擬する。

本件等において扱う負荷の移り変わりの中で、特に負荷の軽い状況は初日、二日目の二日間である。これは天候いかんに関わらず、あらかじめ予測することが可能であるため、この二日間において太陽光発電の出力を制限するものとし、これをカレンダー制御の模擬とする。

カレンダー制御によって負荷と PV 出力の合計の変化を Fig.4.2.1 に、実際にカレンダー制御による解析結果を Fig.4.2.2 に示す。

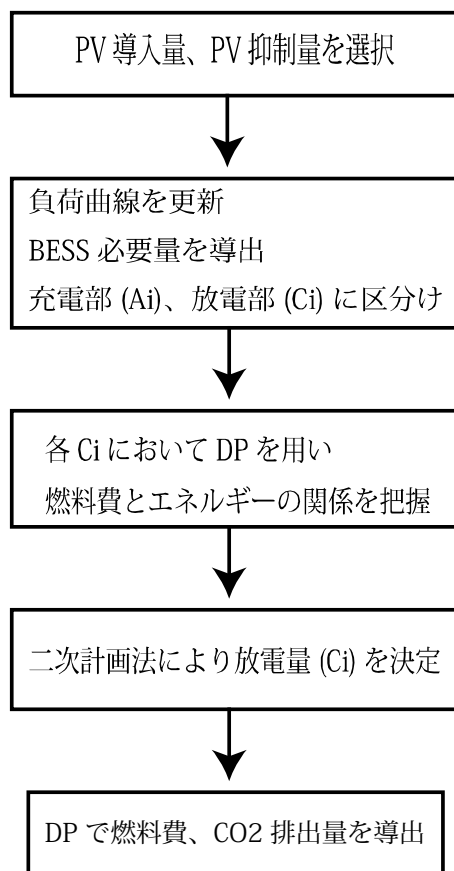


図 4.2.1 カレンダー制御におけるシミュレーションフロー

Fig.4.2.1 Simulation Flow Chart when PV controlled with Calendar.

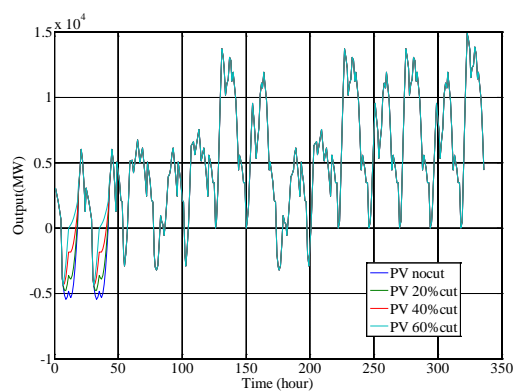
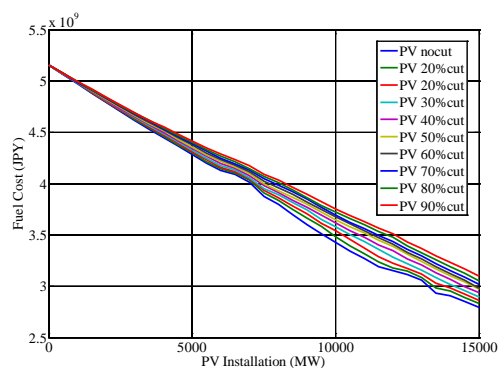
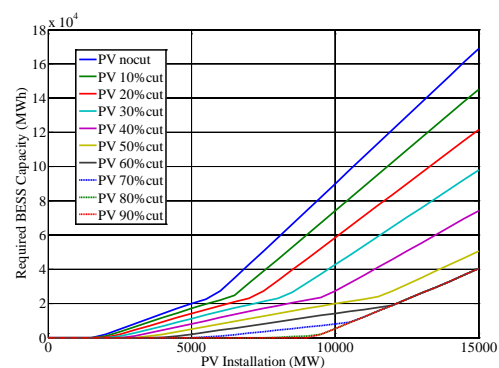


図 4.2.2 カレンダー制御による合成日負荷曲線の変化(最低出力を出力の基準とする)

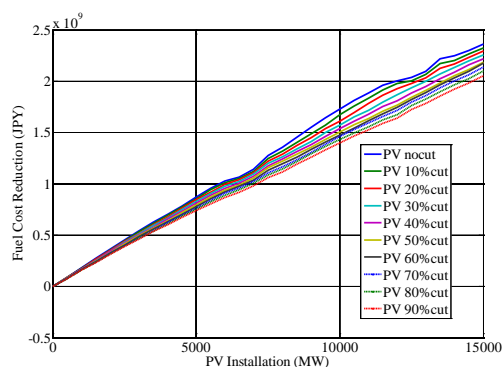
Fig.4.2.2 Load Curve Changes w.r.t. Suppressing PV with Calendar.



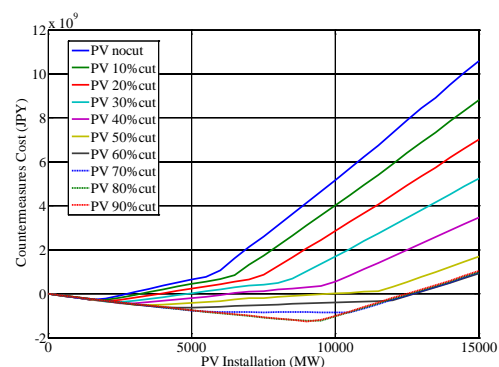
(a) 火力機燃料費の変化



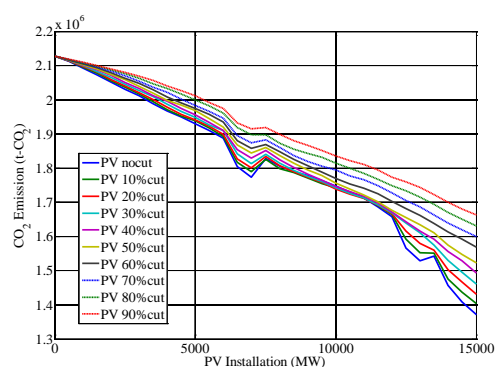
(b) 蓄電池必要量の変化



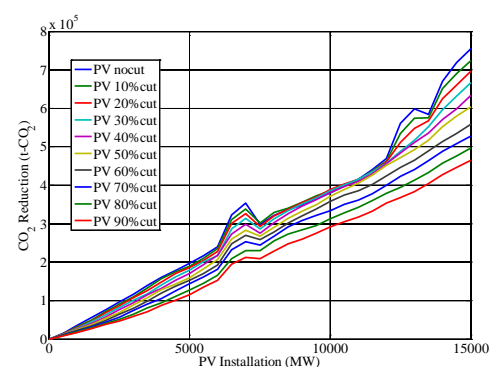
(c) 火力機燃料費削減量



(d) 対策総コスト(蓄電池導入費用・火力燃料費削減分)



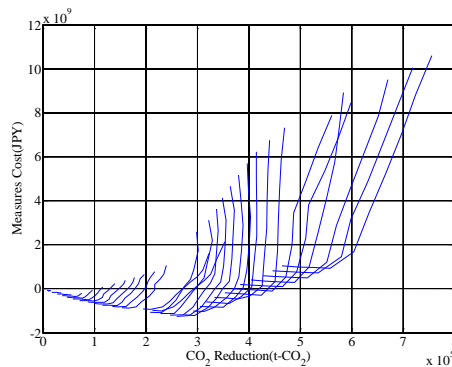
(e) CO2 排出量に与える影響



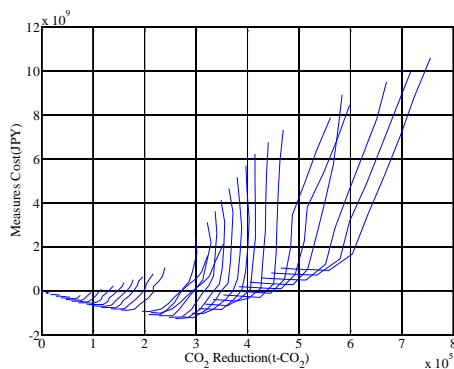
(f) CO2 削減量に与える影響

図 4.2.3 PV のカレンダー制御を用いた場合における各解析結果

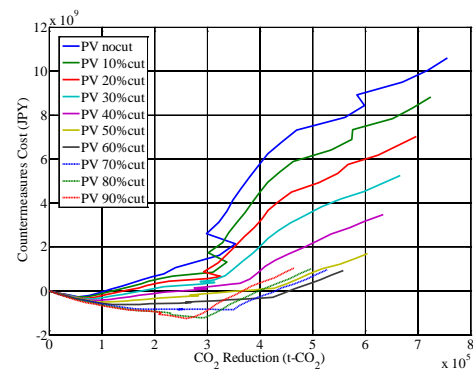
Fig.4.2.3 Simulation Results when PV are controlled with Calendar.



(a) 散布図



(b) PV 導入量を固定した場合



(c) 太陽光発電の出力抑制量を固定した場合

Fig.4.2.4 太陽光発電のカレンダー制御を用いた場合における
CO2 削減量と対策コストとの関係

Fig.4.2.4 Relationship between CO2 and Countermeasures Cost when PV are controlled
with Calendar.

太陽光のカレンダー制御においては、80%の出力制限をかける場合がもっとも CO2 削減量と対策コストの比がよいという結果となり、それ以上出力制限を書けた場合には、特に PV 導入量の多い領域においてむしろコスト高、かつ CO2 削減量も減少するという解析結果となった。理解しやすいように、PV 導入量を固定した場合について説明する。

PV 導入量 15000MW の場合に着目すると、ある段階において対策コストの減少が頭打ちとなり、それ以上の出力抑制では対策コストがむしろ増加していることがわかる。この原因として二つの点が挙げられる。まず、対策コスト現象の頭打ちには、蓄電池導入量が影響している。検討したカレンダー制御においては、初日、二日目に PV の出力を抑制するという方法をとったが、PV9000MW 付近から、PV の出力抑制を行わない三日目以降に関しても余剰電力問題が影響している。Fig.4.2.2.(b)において、PV 抑制 60%以降が、大きな PV 導入量において、蓄電池の必

要量が一定となるのはこのためである。また、一方で初日、二日目の出力を絞ることにより、系統に導入される PV 由来のエネルギーは減少し、結果火力発電と持ち帰ることによって得られるはずであった燃料費削減は減少する。以上の二点より、PV を抑制することによって、ある点から対策費用の減少は止まり、むしろ費用が増加する。今回考慮したカレンダー制御を用いた場合の最適な太陽光抑制量は 80% であるとわかるが、一方でより適切な出力抑制方法がある可能性を否定できない。

4.3 PV のリアルタイム制御

4.3.1 PV のリアルタイム制御の考慮

PV のリアルタイム制御の考慮について以下で説明する。

基本的には 3.2.1 節で説明した方法を拡張する。Fig4.3.1 で示すように、PV の出力するエリアに従って日負荷曲線をさらに切り分ける。

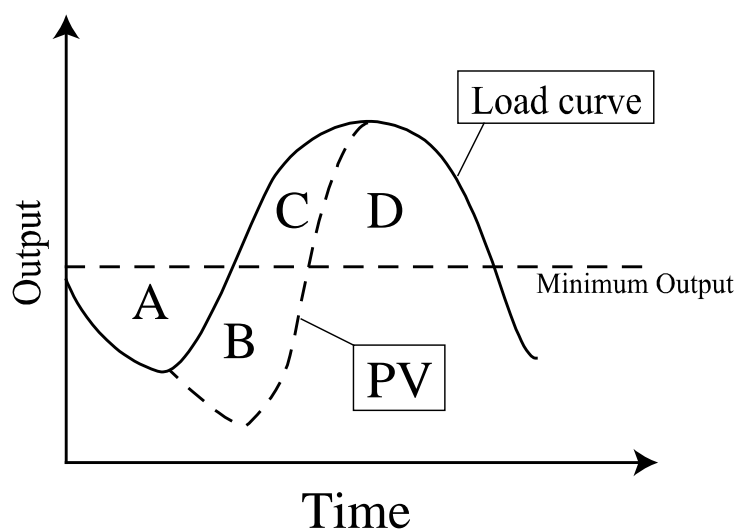


図 4.3.1 PV リアルタイム制御における蓄電池の運用のイメージ図

Fig.4.3.1 Conceptual Image of Controlling BESS and PV

このうち、図中 B と C で示される範囲が太陽光の出力範囲であり、抑制が可能となる。ただし、蓄電池が充電しつつ放電する、という状態は本来ありえないため、C の領域は考慮しないものとした。

これまで用いていた方法における充電部分として A→A+B とし、このうち制御可能な B を新たに決定変数として最適化問題を解く。具体的に制約式は以下のとおりとなる。

①各区間において放電される電力は、それまで溜め込まれた電力以下である。

$$D_{1\text{MAX}} - D_1 < \gamma(A_1 + B_1)$$

$$D_{2MAX} - D_2 < \gamma(A_2 + B_2) + \gamma(A_1 + B_1) - (D_{1MAX} - D_1)$$

$$\vdots$$

②各区間において溜め込まれる電力は、蓄電池容量以下である。

$$A_1 + B_1 < BESS$$

$$A_1 + B_1 - \frac{1}{\gamma}(D_{1MAX} - D_1) + A_2 + B_2 < BESS$$

$$A_1 + B_1 - \frac{1}{\gamma}(D_{1MAX} - D_1) + A_2 + B_2 - \frac{1}{\gamma}(D_{2MAX} - D_2) + A_3 + B_3 < BESS$$

$$\vdots$$

③シミュレーション期間内において、充電される電力の総量と放電される電力の総量は一致する。

$$\gamma(A_1 + B_1 + A_2 + B_2 + A_3 + B_3) - (D_{1MAX} - D_1) - (D_{2MAX} - D_2) - (D_{3MAX} - D_3) = 0$$

以上をまとめて、

$$\begin{pmatrix} -\gamma & 0 & \cdots & 0 & -1 & 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \ddots & \vdots \\ -\gamma & \cdots & -\gamma & 0 & -1 & \cdots & -1 & 0 \\ \gamma & 0 & \cdots & 0 & 0 & \cdots & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \ddots & \vdots & 1 & \ddots & \ddots & \vdots \\ \vdots & \ddots & \ddots & 0 & \vdots & \ddots & \ddots & \vdots \\ \gamma & \cdots & \cdots & \gamma & 1 & \cdots & 1 & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} B_1 \\ \vdots \\ B_n \\ D_1 \\ \vdots \\ D_n \end{pmatrix} \leq \begin{pmatrix} \gamma & 0 & \cdots & 0 & -1 & 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \ddots & \vdots \\ \gamma & \cdots & \gamma & 0 & -1 & \cdots & -1 & 0 \\ -\gamma & 0 & \cdots & 0 & 0 & \cdots & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \ddots & \vdots & 1 & \ddots & \ddots & \vdots \\ \vdots & \ddots & \ddots & 0 & \vdots & \ddots & \ddots & \vdots \\ -\gamma & \cdots & \cdots & -\gamma & 1 & \cdots & 1 & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} A_1 \\ \vdots \\ A_n \\ D_{1MAX} \\ \vdots \\ D_{nMAX} \end{pmatrix} + \gamma BESS \begin{pmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ 1 \\ \vdots \\ 1 \end{pmatrix}$$

$$(\gamma \quad \cdots \quad \gamma \quad 1 \quad \cdots \quad 1) \begin{pmatrix} B_1 \\ \vdots \\ B_n \\ D_1 \\ \vdots \\ D_n \end{pmatrix} = (-\gamma \quad \cdots \quad -\gamma \quad 1 \quad \cdots \quad 1) \begin{pmatrix} A_1 \\ \vdots \\ A_n \\ D_{1MAX} \\ \vdots \\ D_{nMAX} \end{pmatrix}$$

4.3.2 蓄電池導入量の考え方

PV のリアルタイム制御においては、蓄電池の容量制約を超えた PV 出力を抑制することが可能となるため、リアルタイム制御しない場合で必要となった蓄電池量以下においても系統の運用が成り立つ。今回の解析で考慮した蓄電池導入量の幅として、最少量を、PV を完

全に抑制した場合において必要となる蓄電池導入量、最大量を導入された PV を最大限出力した場合において必要となる蓄電池導入量とした。当然ながら最小蓄電池導入量は PV の導入量に関わらず同じ値をとり、その値は 0MWh であった。

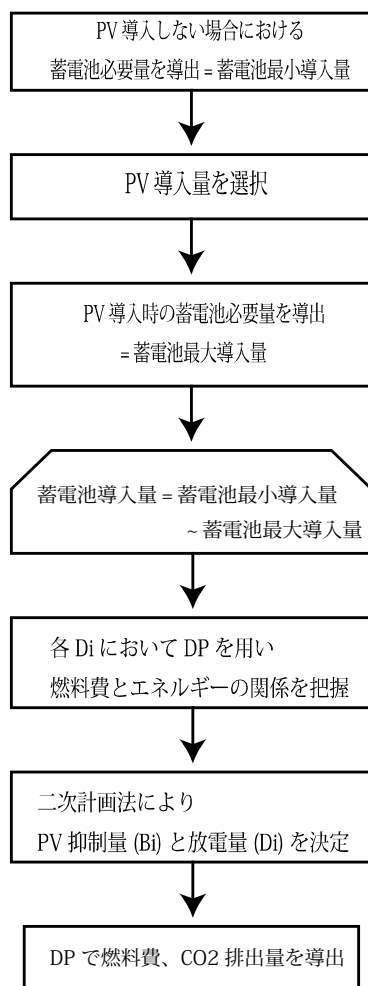
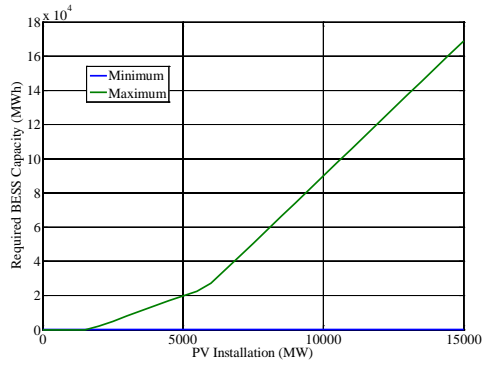


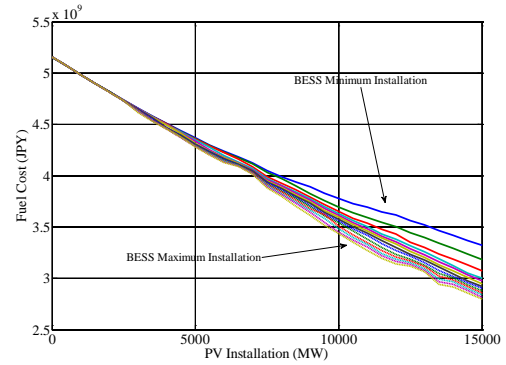
Fig.4.3.2 PV リアルタイム制御におけるシミュレーションフロー

4.3.3 PV のリアルタイム制御の効果

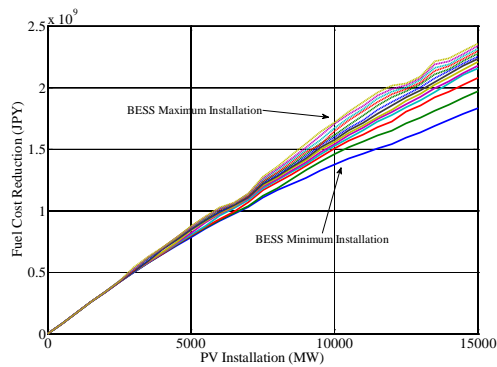
まず、PV 導入量 0MW から 15000MW で考慮した蓄電池導入量について Fig.に示す。
BESS 最大必要量と最小必要量で区切られる区間について、探索を行う。



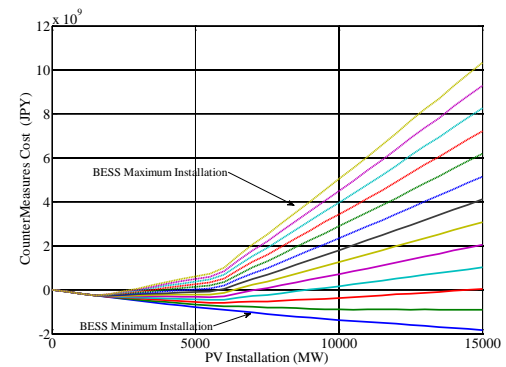
(a)各 PV 導入量における蓄電池の最小必要量と、最大必要量



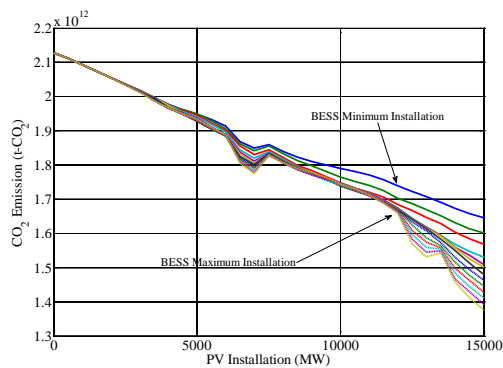
(b)リアルタイム制御における燃料費



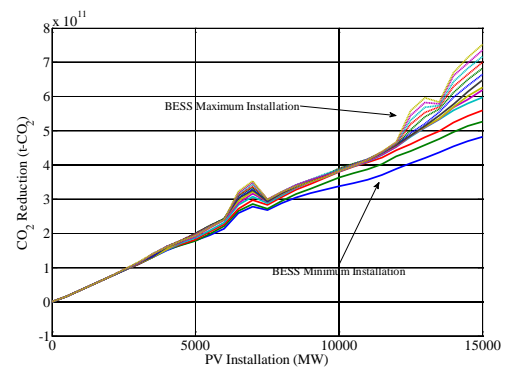
(c)リアルタイム制御における燃料費削減量



(d)リアルタイム制御における対策コスト

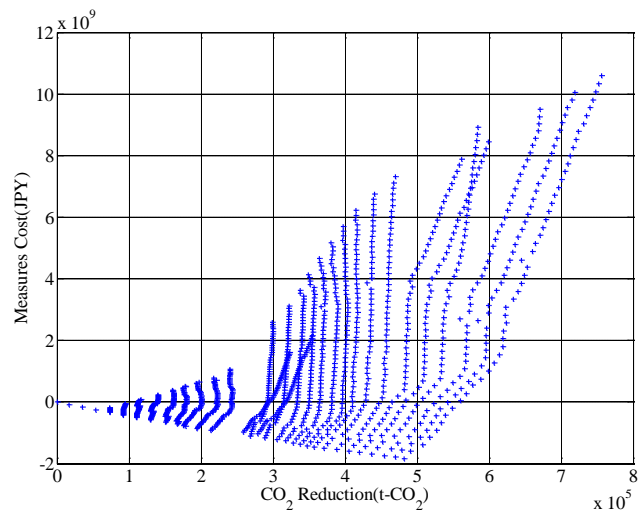


(e)リアルタイム制御における CO2 排出量

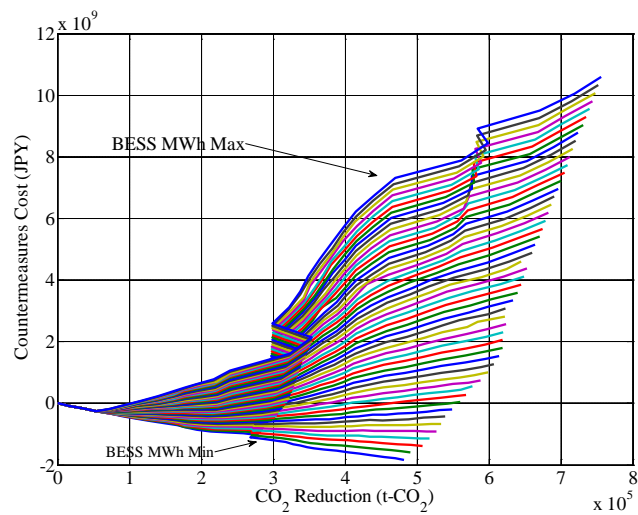


(f)リアルタイム制御における
CO2 排出削減量

Fig.4.3.2 PV のリアルタイム制御を用いた場合における各解析結果
Simulation Results when PVs are controlled on Real-time.



(a) 散布図



(b) 蓄電池導入量ごと

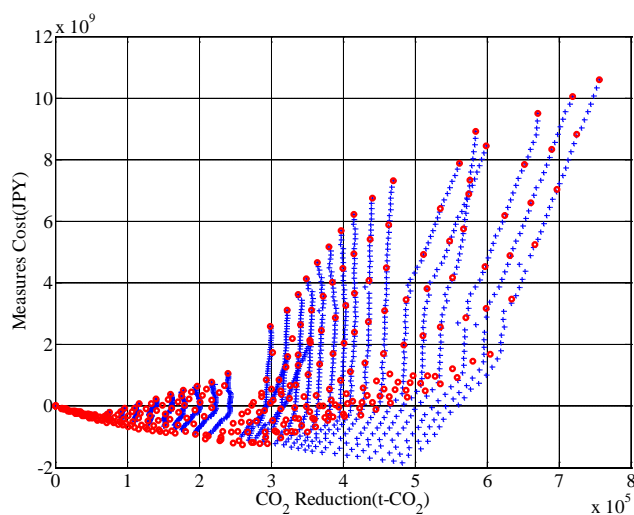
Fig.4.3.3 PV リアルタイム制御による CO2 削減量と対策費用の関

Fig.4.2.4 Relationship between CO2 and Countermeasures Cost when PVs are controlled on Real-time.

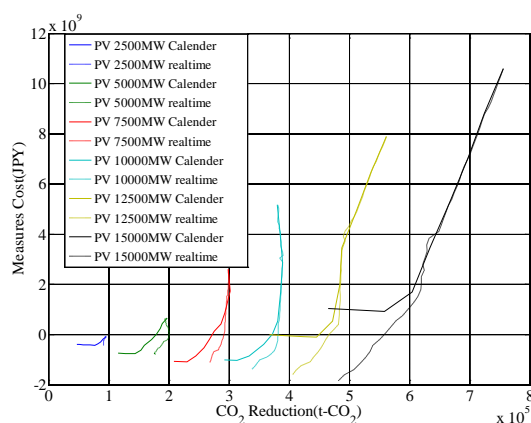
4.4 二つの PV 制御の比較

前節までで説明したカレンダー制御とリアルタイム制御のそれぞれについて比較したものを Fig.4.4.1 で示す。ただし、ここで二つの曲線のパラメータが異なっていることに注意されたい。カレンダー制御においては PV 抑制割合、リアルタイム制御においては蓄電池導入量がそのパラメータとなっている。

もし仮に、リアルタイム制御における結果を望ましいものであるとするならば、カレンダー制御の結果とのずれは、カレンダー制御の抑制決定の「至らなさ」を示している。逆に言えば、この差が通信線を用いてリアルタイム制御を行うことの価値である。



(a) 散布図(赤点：カレンダー制御 青点：リアルタイム制御)



(b) PV 導入量ごと

Fig.4.4.2 PV の両制御の比較

Fig.4.4.1 Comparison between two PV Controls.

第五章 各可制御負荷の効果

5.1 EV の制御効果

5.1.1 EV の制御の影響

PV 導入量 0MW において EV の制御を考慮した場合における、日負荷曲線と、EV の充放電、および EV の充放電を加味した合成負荷曲線のそれぞれを Fig.5.1.1~Fig.5.1.3 に示す。

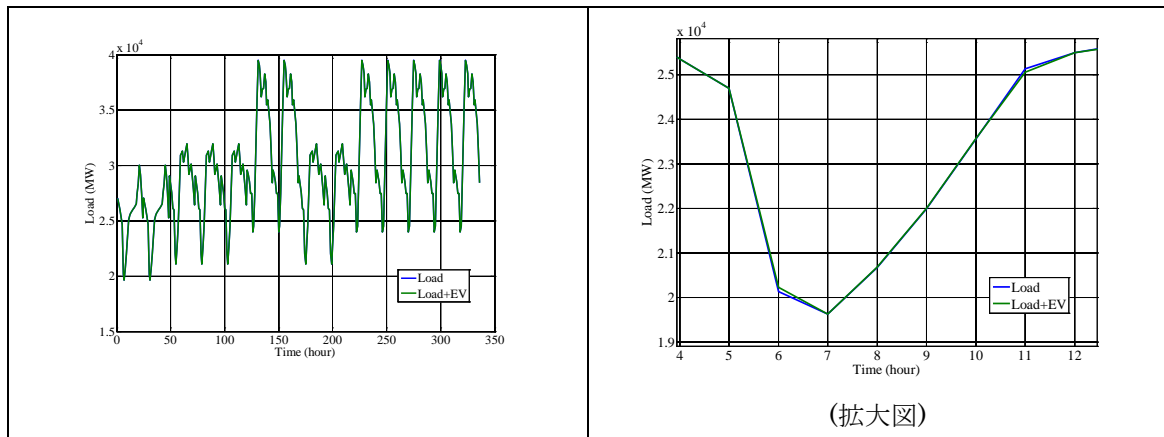


図 5.1.1 EV の充放電が日負荷曲線全体に及ぼす変化

Fig.5.1.1 Load Curve Changes with EVs Charge/Discharge.

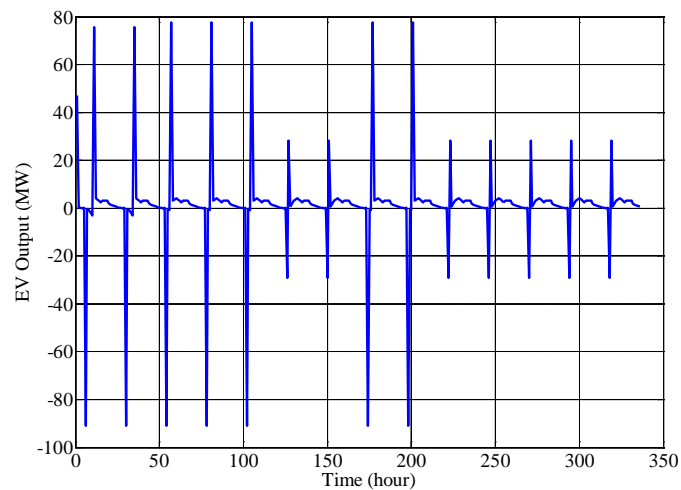


図 5.1.2 PV0MW 導入時における EV の充放電(プラス方向=EV から放電)

Fig.5.1.2 EVs Charge&Discharge.

EV の制御可能部分は日負荷曲線と比較して非常に小さく、また、使用者利便性の考慮のために、

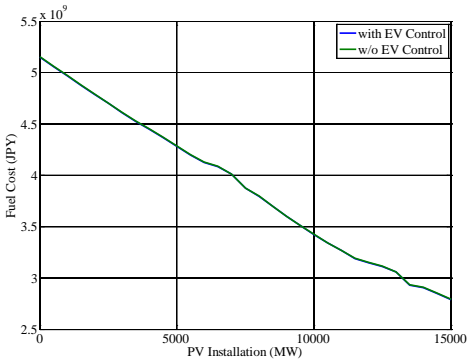
kWh 容量も実質的に搭載分の 10%しか使用することができないため、余剰対策用蓄電池と見たときの容量は非常に小さい。しかしながら常に SoC が移り変わり、充放電が可能であるため、周波数対策用の予備力としてみたときは非常に有用ではないかと考える。

本研究では他の設備との比較のために、各太陽光発電導入量下での EV の制御効果について示す。以下の条件を想定している。

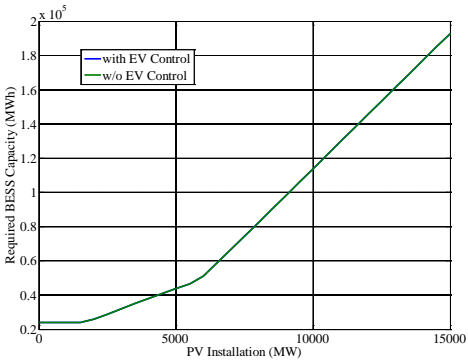
表 5.1.1 本節の各制御状態

Table 5.1.1 Controls in this Section.

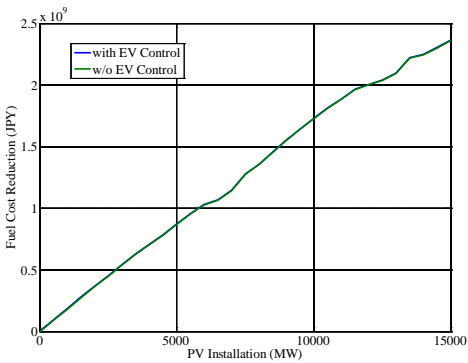
EV の制御	あり
PV の出力制御	なし
HP の起動時間	全日程 0 時起動



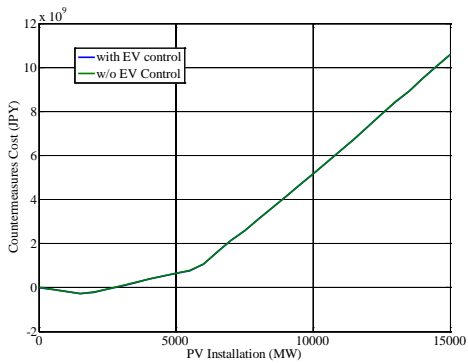
(a) EV の制御が燃料費に与える影響



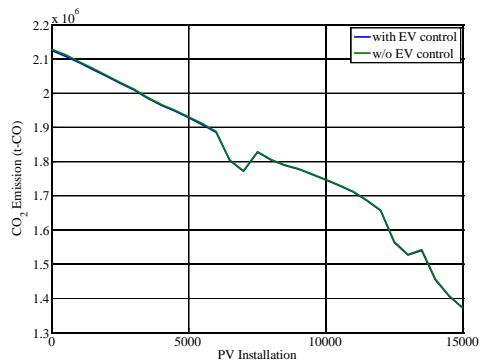
(b) EV の制御が蓄電池必要量に与える影響



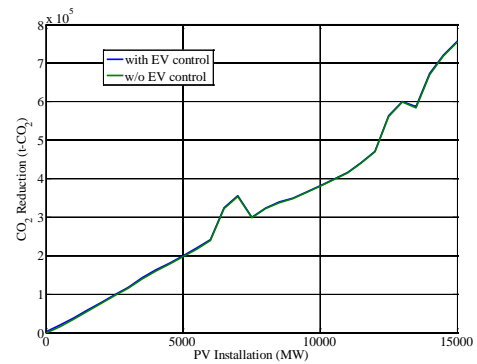
(c) EV の制御が燃料費削減量に与える影響



(d) EV の制御が対策コストに与える影響



(e) EV の制御と CO2 排出量との関係



(f) EV の制御と CO2 排出削減量との関係

Fig.5.1.4 EV の制御の有無における各解析結果

Fig.5.1.4 Simulation Results with or w/o EVs Charge and Discharge.

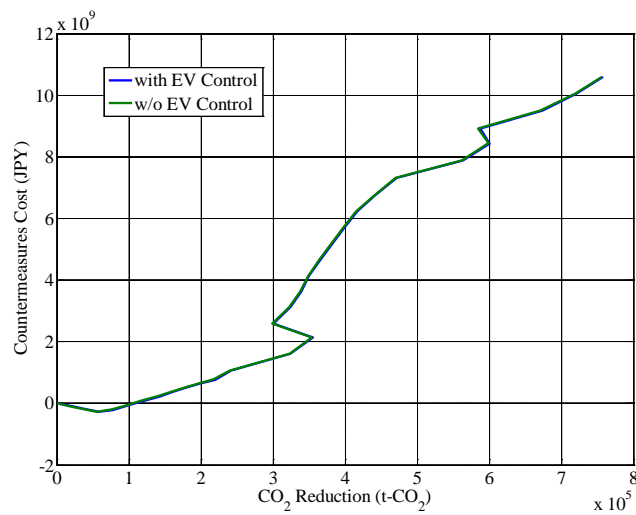


図 5.1.5 EV の制御と CO2 排出削減量と対策コストとの関係

Fig.5.1.5 Relationship between CO2 Reduction and Countermeasures Cost with or w/o EVs Charge and Discharge.

5.2 HP の制御効果

5.2.1 HP 給湯機の全日程同時刻起動

HP 給湯器については、一日における起動時間帯を移動させる効果について解析する。

まず、全ての日程において同時刻に起動した場合における解析結果を以下に示す。

負荷状況と天候により、ある日程において望ましい HP の起動時間帯は異なる。このため、全日程である時刻に起動した場合、ある日程においては HP の起動時間が適したものとなっても、ある日程においては HP の起動時間が適さないものとなる。これらの効果が高めあったり、打ち消しあったりすることでグラフを乱雑にしていると考えることができる。

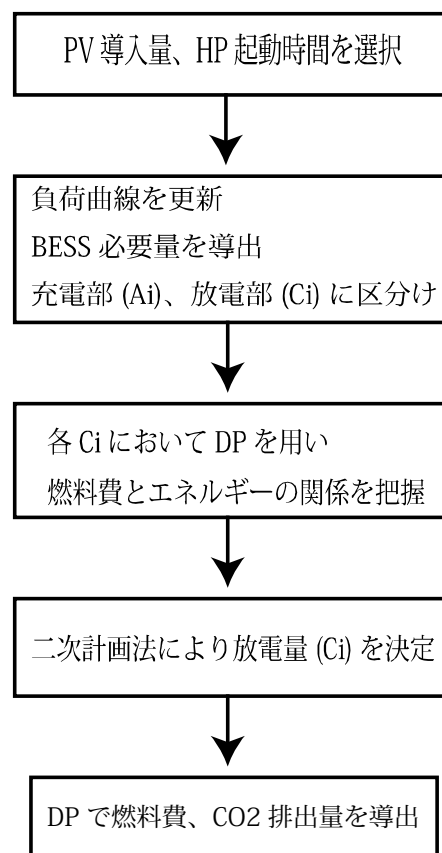
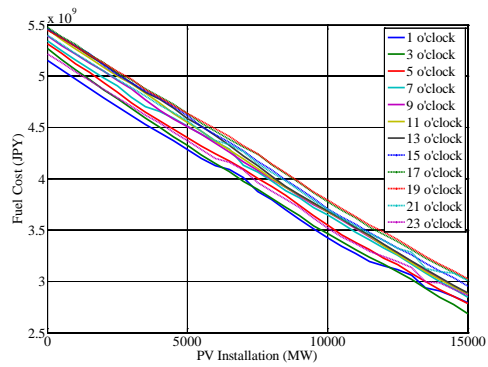
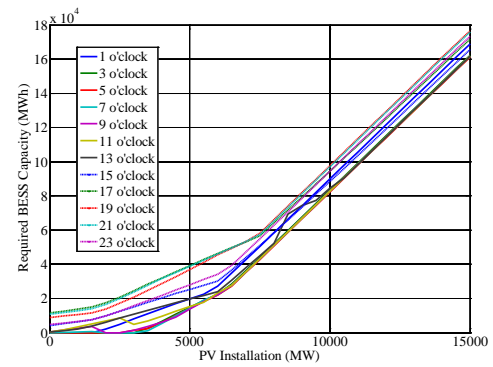


図 5.2.1 HP 全台同時刻起動のシミュレーションフロー

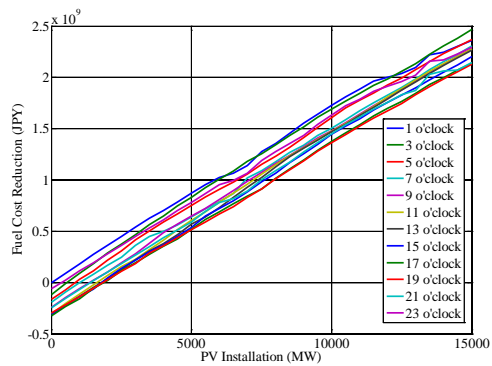
Fig.5.2.1 Simulation Flow-chart when all HPWB are booted same time everyday.



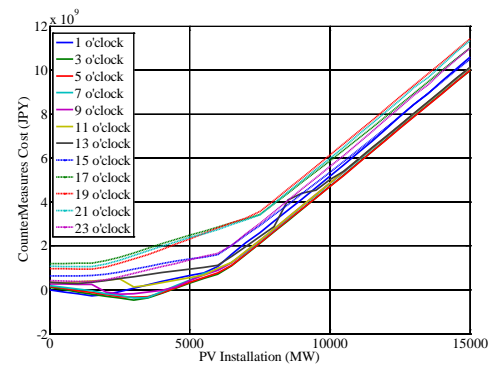
(a) HP の起動時間と燃料費との関係



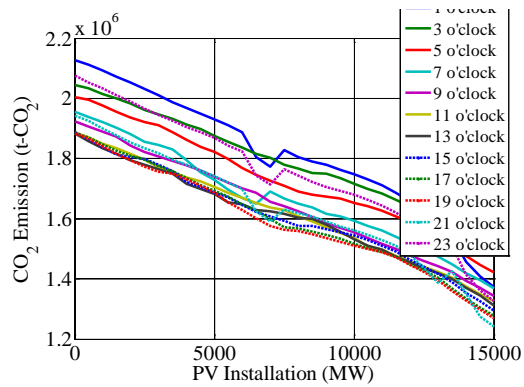
(b) HP の起動時間と蓄電池必要量との関係



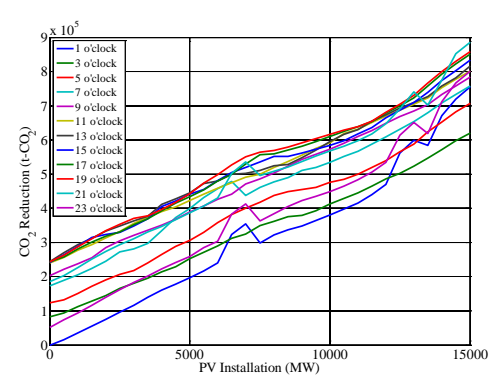
(c) HP の起動時間と燃料費削減との関係



(d) HP の起動時間と対策コストとの関係



(e) HP の起動時間と CO2 排出量との関係



(f) HP の起動時間と CO2 削減量との関係

図 5.2.1 HP 起動時間をずらした場合における各解析結果

Fig.5.2.1 Simulation Results when all HPWB are booted same time everyday.

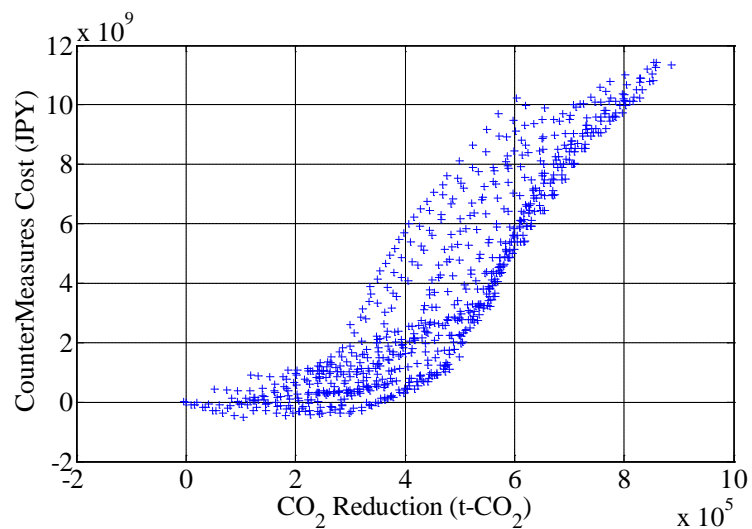


図 5.2.2 対策費用 CO2 削減量との関係(HP を全日程同時刻起動した場合)

Fig.5.2.2 Relationship between CO2 Reduction and Countermeasures Cost when all HPWB are booted same time everyday.

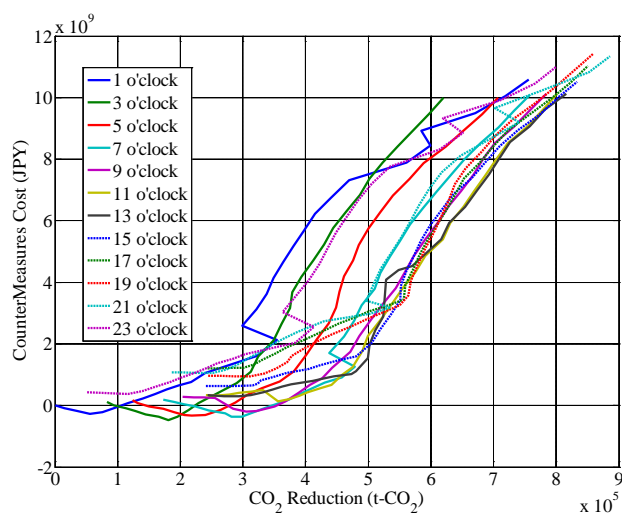


Fig.5.2.2 HP の起動時間と対策費用 CO2 削減量との関係(HP 起動時刻ごとに表示。)

Fig.5.2.2 Relationship between CO2 Reduction and Countermeasures Cost when all HPWB are booted same time everyday.(w.r.t. HPWB booted times)

5.2.2 HP 給湯機の起動時刻選択

HP 給湯機の起動時刻が、前日に系統側から決定できるものとして話を進める。実際の運用においてこのような制御を与えることは綿密な議論の必要がある。全ての利用者が一斉にお湯の使用時間帯を変更するとは考えにくいからである。しかし HP 側で巨大な給湯タンクを用いることによって、あらかじめ大量の湯を炊いておき、不測の事態に備える、という方法は可能であると考えられる。

さて、以下では、起動時刻を自由に選択可能であった場合において、対策コスト等を与える影響について示す。

このとき、起動時刻の決定の方法について説明する。まず、5.2.1 の方法で、ある PV 導入量において起動すべき起動時間(全日程同時刻)を決定する。続いて、初日に着目し、初日の時間をずらすことによって全体のコストの変化を観測する。ここで全体のコストが最小となった起動時刻に、初日の起動時刻を固定する。続いて二日目についても同様の操作を行って二日目の起動時刻を得る。これを最終日まで繰り返すことによってすべての日程についての起動時間を得る。

これは厳密に最適な起動時間帯を与えるものではないことを留意しておく必要があるが、一方で厳密に最適な起動時間帯を知ることにもまた非常に困難である。

また、燃料費の安くなる時間帯に注目する他に、総合対策費用や、CO₂ 削減量/対策費用に注目する方法が考えられる。以下でこれらについての結果を示す。

Fig.5.2.2 上の右下の端でパレート解をなしているいくつかの点に対して、さらに各日程における HP の起動時刻を適切な位置へ移すことによる効果を調べた。(実際のところ HP の起動時間の問題は個別モデルを用いて解析する問題であるが、少なくとも動かすことによってこの程度の価値がおおまかに存在することがわかる)

シミュレーションフローを Fig.5.2.4 に示す。

また、HP の起動時間を決定する際の目的関数として、燃料費、対策コスト(BESS 費用-燃料費削減量)、CO₂ 削減量と対策コストの比、それぞれを用いた場合の結果を Fig.5.2.4 に示す。

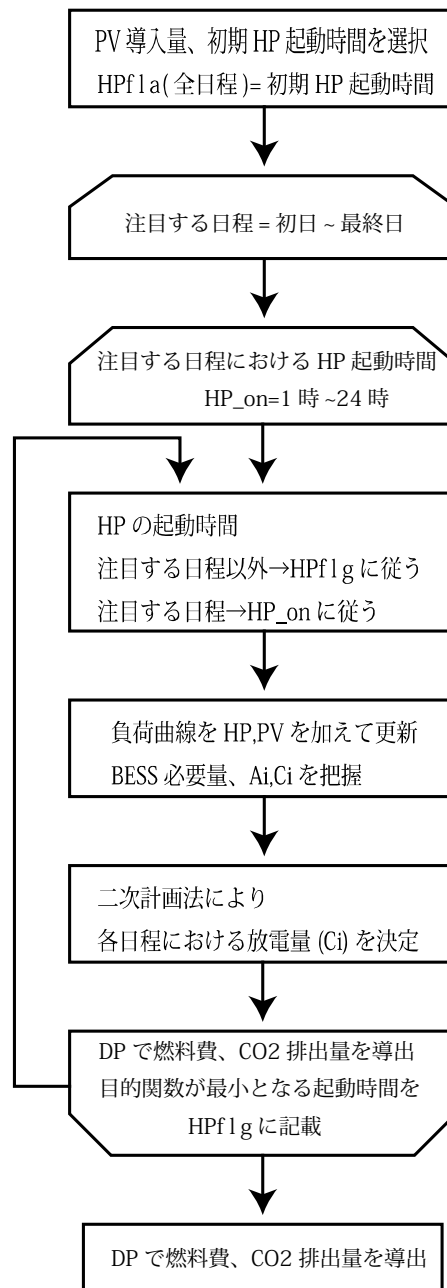
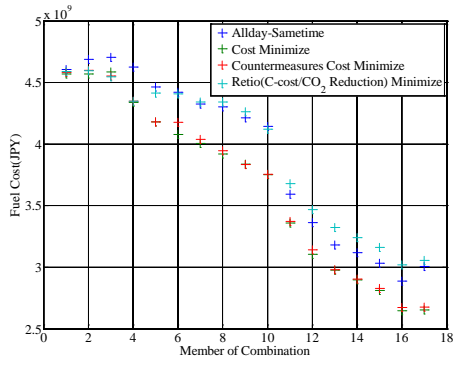
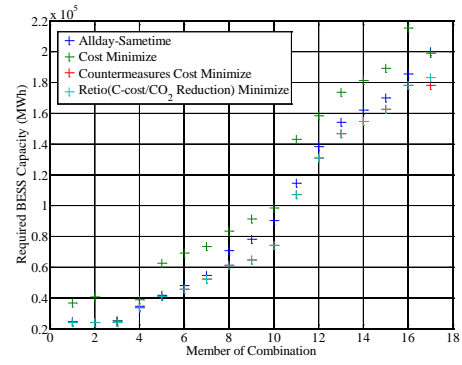


図 5.2.3 HP の起動時間選択におけるシミュレーションフロー

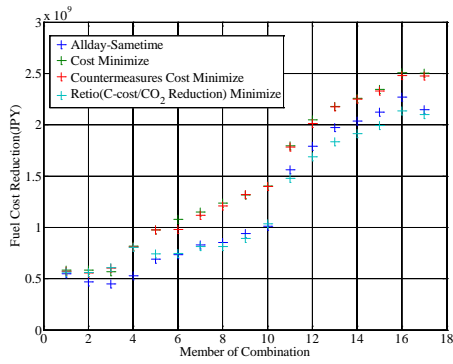
Fig.5.2.3 Simulation Flow-chart when HP booting time are selected every day.



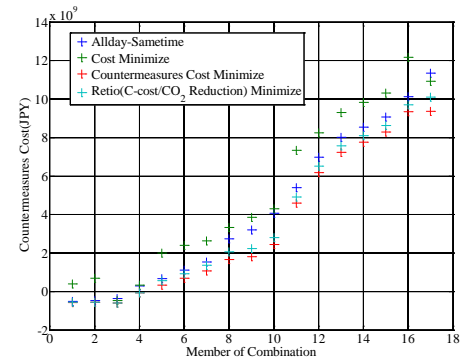
(a) 起動時間決定と火力燃料費との関係



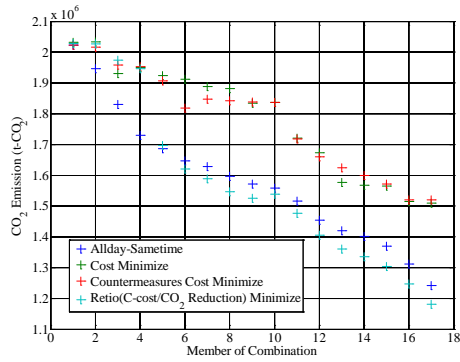
(b) PV 導入量と BESS 導入量との関係



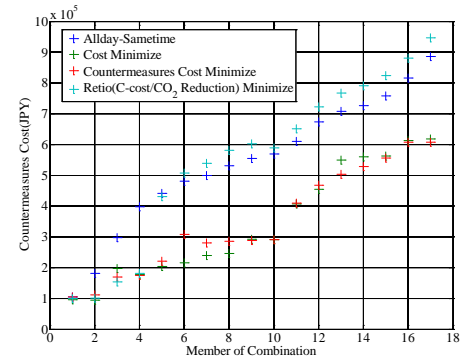
(c) 起動時間決定と火力燃料費削減量との関係



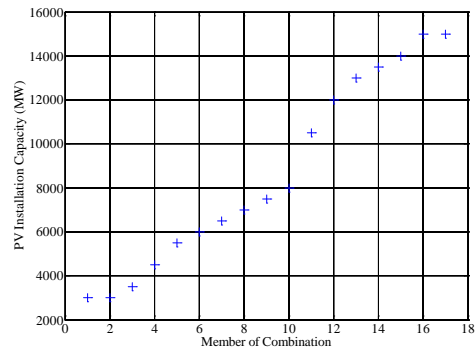
(d) PV 導入量と対策費用との関係



(e) PV 導入量と CO2 排出量との関係



(f) PV 導入量と CO2 排出削減量との関係



(g) 各点における PV 導入量

図 5.2.4 HP の起動時間帯を燃料費に注目して策定した場合における各解析結果
Fig.5.2.4 Simulation Results when HPWB booting times are selected every day.

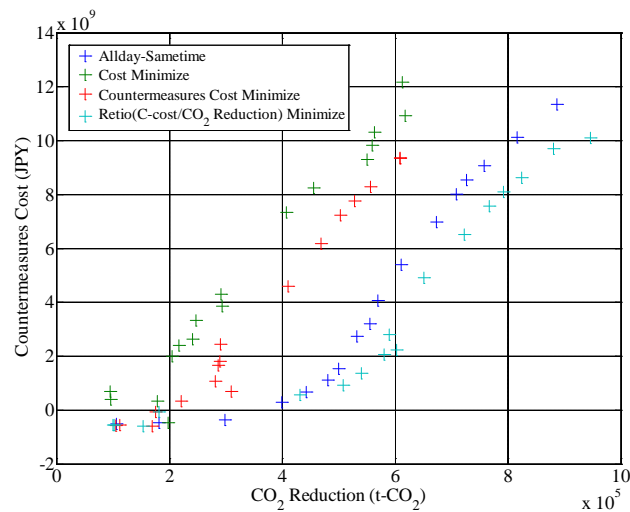


Fig.5.2.5 HP 対策費用と CO2 削減量との関係

Fig.5.2.5 Relationship between CO2 Reduction and Countermeasures Cost when HPWB booting times are selected every day.

HP の起動時間をうまく移動させることによる利点として、以下が挙げられる。

- ①起動停止ロスが減り、コストが削減される
- ②燃料費効率の高い石炭を積極的に使うことによって全体での燃料費が削減される。
- ③コスト削減を目的として石炭火力が積極的に使われることにより、CO2 排出量が増加する。
- ④発生する余剰電力が減少することにより、必要蓄電池量が減少する。

特に、燃料費、および対策コスト最小化を目的として HP の起動時間帯を決めた場合においては②と③の要素が大きく、CO₂ 削減量との関係で把握した場合においては、必ずしも結果が向上していないことが分かる。

対策コストと CO₂ 削減量の比に着目して HP を動かすことによって初めて結果の向上が得られる。この場合においては、石炭を使うことによるコスト削減よりも蓄電池導入量を絞ることによるコスト削減効果を重視することにより、CO₂ 排出量を増やすことなくコスト削減を可能にしている。

今回 HP の時間帯をうまく選択することによって、CO₂ 排出量と対策コストの比を向上させることは可能であることがわかったが、これは火力機の運用を適切にやりくりするというよりも、むしろ蓄電池の導入量を減らす効果によるものであることが分かる。また、おそらく EDC、UC に及ぶ火力発電の既存の運用形態をも最適化することによって、より高い効果が得られると考えられる。

第六章 各制御の総合的な効果

6.1 CO₂ 削減量と対策コストの比を最大にする運用

6.1.1 HP の全日程同時刻起動

さて、CO₂ の削減量と対策コストの比を最大にする運用についてここで説明する。
※抑制量がパラメータとなる

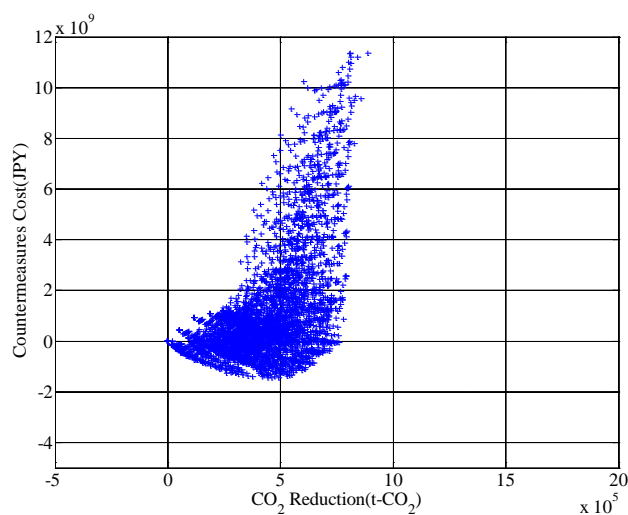


図 6.1.1 カレンダー制御+HP 全日程同時刻起動における CO₂ 排出量と対策コストとの関係
Fig.6.1.1 Relationship between CO₂ Reduction and Countermeasures Cost when PVs are controlled by Calendar and HP are booted same time every day.

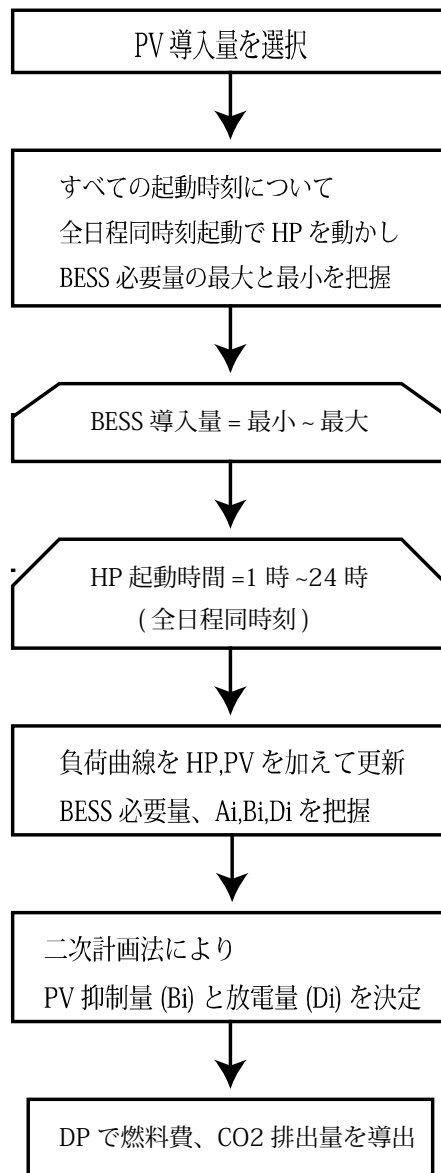
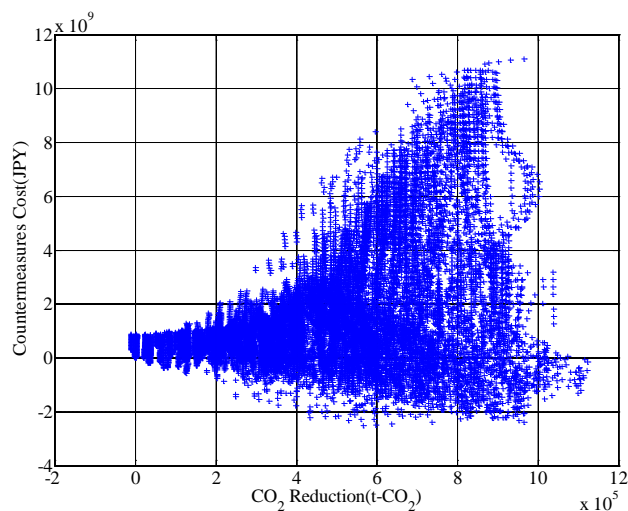


図 6.1.2 PV:リアルタイム制御 HP:全日程同時刻起動の際のシミュレーションフロー
Fig.6.1.2 Simulation Flow-chart when PV output are bound for real-time control and
HPs are booted on same time every day.



図リアルタイム制御+HP 全日程同時時刻起動

Fig.6.1.3 Relationship between CO₂ Reduction and Countermeasures Cost when PVs are controlled by Calendar and HP are booted same time every day.

※ただし、火力発電の EDC や、UC、および蓄電池の充放電はいずれもコスト最小化を目的関数として決定されている。

6.1.2 HP 給湯機の起動時刻選択

前章 5.2.2 節と同様に、各日程における HP の起動時刻をチューニングしたものを最後に掲載する。本研究ではこれをもって最終的なスマートグリッドの性能とする。

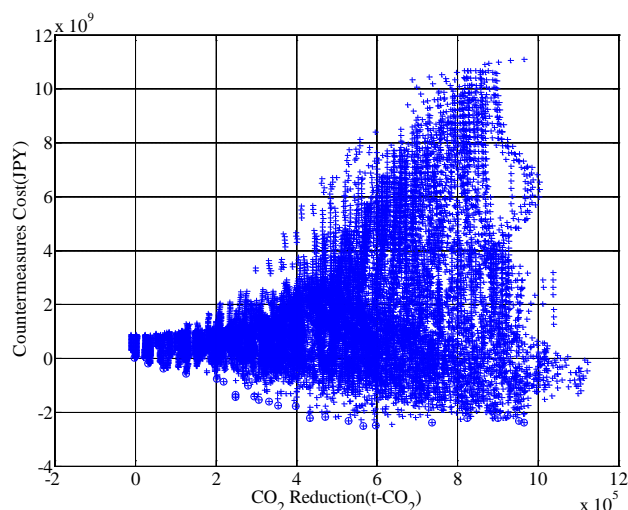


図 6.1.4 選択したデータ

Fig.6.1.4 Selected Combination of Fig.6.1.3

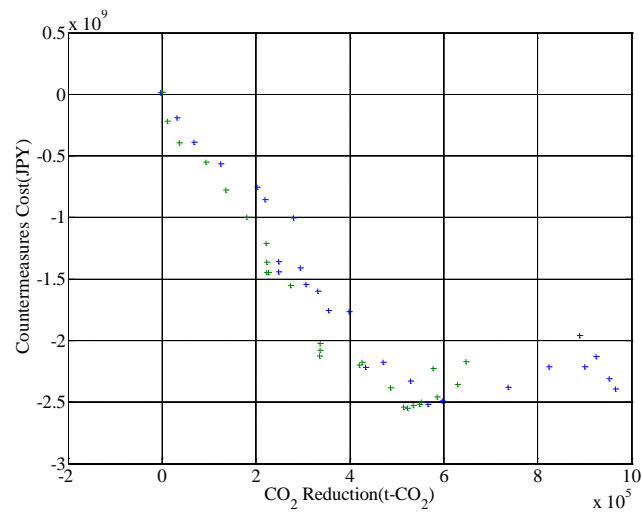


図 6.1.5 CO₂ と対策コストとの関係(PV:リアルタイム制御 HP:選択時刻起動)
 Fig.6.1.5 Relationship between CO₂ Reduction and Countermeasure Cost when HPs are
 booted on selected time.

第七章 結論

7.1 本研究の成果

本論文では、まず、厳密解を得ることが非常に難しい、エネルギー貯蔵装置の導入された電力系統における、コスト最小化の問題に対し、蓄電池の運用方法を近似的な最適化問題によって固定することによって全体の準最適解を導き、太陽光発電が導入された場合における電力系統側での対策コスト、CO₂削減量の変化について、定量的に評価する方法を提案した。ここで提案した方法を用い、PVのカレンダー制御、およびリアルタイム制御。EVの余剰対策としての制御、およびHPの起動時間帯の策定を行い、それぞれが系統でのCO₂削減に与える影響を明らかにした。

これにより、各機器について、余剰対策を目的として制御した際における価値を明らかにすることができた。それぞれについて述べると、EVの制御効果は極めて小さく、HP、PV両方とも、エネルギー貯蔵機器を最小限に絞るような形で運用することが系統にとって最もコストを最小としつつ、CO₂の削減量を大きくすることができる運用方法であることが分かった。特に、軽負荷時におけるPVの出力抑制は非常に高い効果が得られることが分かった。また、いずれの方法にしても、通信線等を用い、常時適切な制御指令を与えることが望ましく、またその価値、逆にいえば通信設備に投資が許されるコストについても、本研究によって明らかになった。

また、各制御対象を総合的に制御した場合における結果を提示し、これを最終的なスマートグリッド化による利益として示した。

7.2 今後の課題

本検討においては、蓄電池の充電過程は「余剰が生じたときのみ」を仮定した。これにより、余剰電量が生じていない期間においては蓄電池の充放電がなされず、結果 kWh 容量が最大限に活用されていない可能性がある。今後は充電過程についても探索すべきパラメータとして導入することにより、より信頼できる解析結果を得ることができるものと考えている。また、本検討では触れなかったが、再生可能エネルギーの出力変動は非常に不確実なものであり、予測制度についても加味した上で不確実性を考慮した設備コストを考えていく必要がある。

また、電気自動車の充放電の影響が余剰電力問題に注目した際の効果が小さいことが明らかになったが、新たに周波数問題に与える効果を定量的に評価する手法を開発することで、それぞれの機器が適している制御目的（余剰対策、周波数変動対策 etc.）を明らかにするこ

とができると考えている。

太陽光発電の多くは需要家が購入することが想定される。これは需要家が将来的な利益を考慮して購入するものであり、いわば電力系統が需要家に資金を借りて購入したに等しい。一方で、原子力発電の費用はすべて電力系統側で負担することになる。ここでの差を公平に評価するためには、需要家側と系統側の利益、および時間軸にまたがるコスト最小化について議論する必要があると思われる。

謝辞

本研究を進めるにあたり、指導教官の横山明彦教授には、終始懇切かつ熱心なご指導と、多くの貴重なご助言を頂きました。ここに厚くお礼申し上げます。

東京電力の多田泰之様、山田剛史様をはじめとし、東京電力の多くの方々にお世話になりました。研究への親切なご指導、ありがとうございました。

技術官の島田規人氏には、研究を進める際に、計算機環境をはじめ、様々な便宜を図って頂きました。深く感謝しております。

また、博士3年のナッタウット・パンスワン氏、グエン・ホアン・ヴィエット氏、博士2年の益田泰輔氏、河辺賢一氏には研究を進めるにあたり、数多くの助言を頂きました。深く感謝しております。

そして、修士2年の相原良太氏、清水浩一郎氏、吉原徹氏、修士一年の井上隆弘氏、木原寛之氏、学部四年の石川氏には、公私にわたり大変お世話になりました。時にはご迷惑をお掛けしたこともありましたが、ともに楽しい研究生活を送ることができました。この場を借りてお礼申し上げます。

最後に、私の研究生活を支えて下さったすべての皆様に心より感謝の意を表し、皆様の今後のご発展とご活躍を心からお祈りします。

参考文献

- [1]:横山明彦「スマートグリッド」(2010)
- [2]:資源エネルギー庁 「エネルギー白書 2007」
- [3] JEMA 太陽光発電の導入目標について
- [4] Control of Electrical Power Grid
- [5] 電気学会:「電力系統の標準モデル」, 電気学会技術報告, Vol.754,1999
- [6] 資源エネルギー庁:「新エネルギーの大量導入に伴って必要となる系統安定化対策について」(2008)
- [7] 財団法人エネルギー総合工学研究所 2003 6
- [8] Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods subcommittee, "IEEE RELIABILITY TEST SYSTEM,"IEEE Transactions on Power APParatus and Systems, vol. PAS-98, No.6,1979.
- [9] 日本ガイシ「NaS 電池製品カタログ」(2009)
- [10] 資源エネルギー庁「蓄電池技術の現状と取組について」(2009)

発表文献

(卒論時)

宮原、横山、多田、「系統に連系された多数の風力発電機モデルに対する個別ピッチ角制御を用いた蓄電池削減効果の研究, 電気学会」 2009 年電力・エネルギー部門大会 No.5

宮原、横山、多田「系統連系された多数の風力発電機に対する地域別モデルに基づいたピッチ角制御による蓄電池削減効果の研究」 2009 年電力技術・電力系統技術合同研究会 PE-09

(修論時)

宮原、横山、多田「太陽光発電大量導入時における余剰電力問題を考慮した際の蓄電池導入必要量の検討」 2010 年電気学会全国大会

宮原、横山、多田「太陽光発電大量導入を見込んだ将来系統における CO2 削減量と系統コストの関係の評価手法に関する基礎検討」 2010 年 電力・エネルギー部門大会

Miyahara,Yokoyama,Tada,"Cost Estimation of Battery Energy Storage System for Solving Excess Energy Issue of a Power System with a Large Penetration of PV Generations" ICEE2010