

過渡安定度を考慮した
再生可能エネルギー大量導入時の系統影響分析

2016.2.29

東京大学大学院工学系研究科 電気系工学専攻

松橋隆治

目次

第1章 序論

- 1.1 気候変動に関する国際交渉の歴史と我が国の状況
- 1.2 再生可能電源の大量導入と電力システムの安定性
- 1.3 本研究の目的

第2章 研究手法

- 2.1 West30 機モデルを参考にした九州地域の簡略化
- 2.2 同期発電機の性質
- 2.3 CCT の概要
- 2.4 本研究で用いる一機無限大母線モデル
- 2.5 経済的負荷配分のデータ設定
- 2.6 経済的負荷配分モデルの制約式と目的関数
- 2.7 経済的負荷配分モデルの開発

第3章 経済的負荷配分の計算結果と PV の出力抑制

- 3.1 各発電機の安定性
- 3.2 経済的負荷配分モデルによる評価結果

第4章 結論

参考文献

第1章 序論

1.1 気候変動に関する国際交渉の歴史と我が国の状況

ここでは、気候変動などの地球環境問題が、国際交渉の歴史の中でどのように扱われてきたかを概観すると共に、我が国のおかれた状況について説明する。

地球環境問題への対応が正式な国際会議の中で初めて議論されたのは、1972年にスウェーデンのストックホルムで催された国連人間環境会議であったといわれている。この会議の開催以来30年にわたり、熱帯雨林・砂漠化・野生動物の保護と生物多様性の確保、酸性雨、オゾン層の保護など地球環境に関する多様な条約・行動計画が相互に関連しつつ締結されてきた。

気候変動への最初の国際的対応としては、1988年6月にカナダで行われたトロント・サミットが挙げられる。この会議では、今日の気候変動枠組条約にも通じる以下のような原則が確認されている。すなわち、地球温暖化を防止するためには大気中のCO₂濃度を安定化する必要があり、そのためには現在の全排出量の50%以上を削減する必要があるという原則である。さらに当面の目標として、「先進国が率先し、2005年までに1988年時点のCO₂排出量の20%を削減する」という「トロント目標」がまとめられた。同じ1988年には世界最先端の知見を集約する場として「気候変動に関する政府間パネル：IPCC」が設置された。その後、IPCCは現在に至るまで五度にわたり報告書を発表し、気候変動に関する科学的な知見、社会・経済的な影響評価、対応策の三つの視点から、最も信頼できる科学的知見および対応策に関する情報を提供しつづけている。

1992年6月にリオデジャネイロで開催された地球サミットにおいては、数々の地球環境に関する条約の一つとして気候変動枠組条約が締結された。この条約の目的は、人類の活動によって気候システムに危険な影響がもたらされない水準で、大気中の温室効果ガス濃度の安定化を達成することにある。また、気候変動枠組条約の基本理念として、先進国と途上国には「共通だが差異ある責任」があるとしている。

本条約の内容を具体化し進展を促すため、1995年から年一回のペースで気候変動枠組条約締約国会議（通称COP）が開催されてきた。その中で、1997年12月に京都で開催されたのが、気候変動枠組条約第3回締約国会議（COP3京都会議）である。京都会議においては、先進国（韓国、メキシコ以外のOECD諸国+旧ソ連東欧圏）の2008年から2012年の温室効果ガス排出量削減の数値目標などを内容とする京都議定書が合意された。先進国の数値目標については、CO₂をはじめとした6種類の温室効果ガスが削減対象とされ、各国毎に1990年（一部のガスは1995年）の排出量を基準とした数値目標が定められた。同時にこの数値目標達成においては、国内措置のみでなく、共同実施・クリーン開発メカニズム（CDM）・排出量取引からなる京都メカニズムの利用を認めた。その後2004年末のロシアの批准により発効の条件を満たし、2005年2月に京都議定書は発効した。なお、京都議定書には192か国が批准し、世界の大部分が参加したが、その一方では米国が離

脱したこと、および発展途上国が削減の数値目標を持っていないなどの問題点を抱えていた。

2005年11月から、カナダのモントリオールでCOP11とCOP/MOP1が同時並行で開催された。両会議には各国政府代表団・国際機関・研究者など1万人弱が参加し、気候変動関連では過去最大の国際会議となった。その後、COP12・COP/MOP2が2006年11月にケニアのナイロビで開催された。ナイロビでは京都議定書の第一約束期間後（いわゆるポスト京都）の枠組に関する議論が行われるとともに、気候変動への適応、CDMのあり方等につき活発な議論が行われた。

2007年にIPCC（気候変動に関する政府間会合）の第4次評価報告書が発表されて以来、地球温暖化問題に対する世界的関心は更に高まった。2007年6月に開催されたハイリゲダムサミットにおいても、地球温暖化への対応戦略が最重要課題として挙げられた。2008年より京都議定書の第一約束期間に入ったため、議定書に批准した付属書I国では数値目標を遵守するため鋭意努力していた。一方、京都議定書の第一約束期間が終了した後の2013年以降のポスト京都といわれる温暖化防止の枠組についての国際交渉が2007年のCOP13から開始された。

京都議定書からは米国が離脱し、発展途上国は議定書に批准しても温室効果ガスの削減数値目標を持っていなかった。しかし、2013年以降については、米国や発展途上国の積極的な参加をもたらす枠組が確立される可能性があり、さまざまな提案や分析が行われた。^[1] 2013年以降の枠組の実現確率を定量的な推定が難しい中、松橋ら^{[2],[3]}は2013年以降の枠組の実現確率推定と比較評価を行っており、その中では以下に述べるセクター別アプローチについて分析している。ここで、セクター別アプローチとは、産業・民生・運輸などの個別の部門でエネルギー効率や温室効果ガス排出原単位の目標を設け、その目標に向かって原単位を改善していく制度のことである。^[4]

このセクター別アプローチについて、日本政府は京都議定書が発効する前後から検討を開始したと推定される。セクター別アプローチに関する国際交渉面での事象としては、2005年7月に開催されたグレンイーグルスサミットにおいて、当時の小泉首相がIEAに産業、民生、運輸など各部門のエネルギー効率の調査を委託したことが挙げられる。さらに2007年12月のインドネシアバリにおけるCOP13において、日本政府は協力的セクター別アプローチという枠組を提唱し、バリ行動計画に盛り込んでいる。この協力的セクター別アプローチでは、鉄鋼、セメント、発電、自動車など温室効果ガスを削減する上で鍵となる部門を設定し、これらの部門における優れた省エネ技術やベストプラクティスを特定し、これらを技術移転などの形で世界全体に普及させることを念頭においている。すなわち、一国の総量目標を作るためではなく、エネルギー多消費部門における優れた省エネ技術の国際的な普及により世界全体の温室効果ガスを効率よく削減するための枠組である。この意味で協力的セクター別アプローチは技術移転の制度と密接に関係している。

他方、2008年1月のダボス会議（世界経済フォーラム）では、当時の福田首相は積み上げ型セクター別アプローチを提唱した。積み上げ型セクター別アプローチとは、部門毎のエネルギー効率や温室効果ガスの原単位について現状の値と目標値を設定し、その目標値に基づいて各部門の温室効果ガス排出量を積み上げていくことにより、一国の温室効果ガス排出総量目標について合理的な値を得ようとするものである。これらを受けて、地球温暖化問題が主要議題となった2008年7月のG8北海道洞爺湖サミットの首脳宣言においては、積み上げ型セクター別アプローチと協力的セクター別アプローチの双方に関わる次のような記述が盛り込まれた。^[5]「セクター別アプローチは国別削減目標を達成するために有効なツールである。また、セクター別アプローチは技術の普及を通じたエネルギー効率の向上のための有益なツールでありうる。我々は、IEAに部門別の効率性指標を作成する作業を拡大するよう要請する。」こうしたことから、当時の国際交渉においてセクター別アプローチが重要な位置にあったことが分かる。^[5]

ところが、2009年9月には、これまでの自公政権に代わり、民主党を中心とした鳩山政権が誕生した。現時点から振り返ると、この政権交代によりセクター別アプローチに関する日本政府のアクティビティは大きく後退ないしは消滅することとなった。この鳩山政権は、同年9月の国連会議において「主要排出国が衡平で実効性のある目標で合意できることを前提条件にして」2020年における温室効果ガス排出量を1990年比で25%削減するという数値目標を公約した。

一方、オバマ政権誕生後の米国は次期枠組みの交渉に積極的に参加することを表明した。そうした中で2009年12月にコペンハーゲンでCOP15が開催された。ここでは米国を含む国際交渉の行方が注目されたが、数値目標を含む枠組みに関する交渉は難航し、結局コペンハーゲン合意を採択して閉幕した。コペンハーゲン合意の中では、各国・各地域が2010年1月末までに、気候変動枠組み条約事務局に各々の2020年までの目標値を提出することになっており、世界の55カ国・地域が目標値を提出した。2010年にはメキシコのカンクーンにおいてCOP16が開催された。ポスト京都に関しては、日本が京都議定書そのものの延長に明確に反対を表明し、米国、途上国を含む包括的な目標の設定を求めた。日本の温室効果ガス削減の目標値も、その実現には「全ての主要排出国が公平で実効性のある意欲的な目標値で合意できることを前提条件として」いるものであることに注意を要する。すなわち、米国が数値目標の設定を辞退しており、途上国はそもそも数値目標を持っていない京都議定書の枠組みの中では、日本は上述した数値目標を遵守しないというのが日本政府の立場であった。

2011年3月11日、日本は東日本大震災に見舞われ、東北地方を中心に甚大な被害を被った。更に福島第一原発での津波被害に端を発した事故は、日本の原子力発電史上最大の事故となり、日本のみならず世界中に衝撃を与えた。本事故をきっかけとして、我が国の原子力を含むエネルギー政策、低炭素化政策の見直しは必至の状況となった。

こうした状況の下、2011年12月に南アフリカのダーバンで開催されたCOP17は下記のようなダーバン合意を採択した。

- ① 2020年に温室効果ガスの主要な排出国全てを対象にした新しい枠組み「ダーバン・プラットフォーム」を発効する。
- ② 2012年前半に新枠組みのための作業部会をスタートし2015年までに交渉を終える。
- ③ 2013年以降は当面京都議定書を延長する。
- ④ 京都議定書の延長期間や削減目標を盛り込んだ改定議定書を2012年カタールのドーハで開催するCOP18で採択する。
- ⑤ 産業革命以降の人為的起源の温室効果ガス排出による気温上昇幅を2度もしくは1.5度以内に抑制することを目標にする。
- ⑥ 発展途上国の温暖化対策支援のための「緑の気候基金」の運用を開始する。
- ⑦ 新たな市場メカニズムに関する研究を本格化する。

上記のように世界第一位、第二位の温室効果ガス排出国である中国、米国をはじめ、京都議定書では国家の数値目標としては削減義務を負っていなかった主要排出国も新しい枠組みであるダーバン・プラットフォームへの参加を約束したことがダーバン合意の大きな成果である。一方、京都議定書の延長では、2013年からの第2約束期間にEUや途上国が参加する。京都議定書の延長に一貫して反対してきた日本はロシア、カナダと共に議定書の第二約束期間には加わらず、自主的な排出削減努力を続けることとなった。EUなど議定書延長に参加する先進国は、2014年5月までに削減目標を設定することとなった。日本は2001年の米国のように京都議定書から離脱するわけではなく批准国では有り続けるが、数値目標を設定しないということになった。

我が国では2012年12月に衆議院の解散と総選挙があり、3年3か月ぶりに自公政権が誕生した。これにより、特に原子力を中心としたエネルギー政策は、民主党政権時代とは大きく変わった。

2013年に開催されたダーバン・プラットフォーム特別作業部会（ADP）第2回会合では、「2020年枠組み」の議論として、「全ての国が参加するとともに、共通だが差異ある責任（CBDR）や衡平性といった条約の原則に基づく枠組みを構築するためには、各国の事情に応じた各国の努力を基本としていく必要があること、共通のルールの下で各国の行動の透明性と環境十全性を確保する必要があることについて概ね認識の共有が見られた。」^[6] 次いで2013年ポーランドワルシャワで開催されたCOP19（第19回気候変動枠組条約締約国会合）では2015年COP21合意に向け、「すべての国に対し、自主的に決定する約束草案のための国内準備を開始しCOP21に十分先立ち約束草案を示すことを招請するとともに、ADPに対し、約束草案を示す際に提供する情報をCOP20で特定することを求める」^[7]と決定した。一方、日本は、COP19において石原環境大臣が2020年のCO₂を含む温室効果ガスの削減目標を2005年比3.8%減とすることを表

明した。さらに、美しい星に向けた行動「Actions for Cool Earth: ACE」として、「さらなる技術革新、日本の低炭素技術の世界への応用と途上国に対する 2013 年から 2015 年までの 3 年間に 1 兆 6 千億円（約 160 億ドル）の支援を表明した」^[7]。

国内目標として掲げた 2005 年比 3.8%は、原子力発電の利用を前提としない数値であり、第一約束期間のときの 1990 年比 6%削減と同じ基準では比較できない。2011 年 3 月の東日本大震災時福島原発事故の影響で、一般電気事業者による発電起源 CO₂ 排出量は前年 2010 年度と比較し、2011 年度、2012 年度と、それぞれ 65、112 百万トン-CO₂ 増加した^[8]。2005 年の日本の温室効果ガス排出量は 1263 百万 t-CO₂ (森林吸収源含む) であったことから^[9]、例えば今後も同程度福島事故による原発減少の影響があるとすれば、日本全体の排出量の 5~10%の底上げとなり、その中での 3.8%減は 10%強の削減に相当する。しかし、これらの震災にまつわる国内の状況は、国際的に表明された数値目標とは切り離して扱われており、英国をはじめとする欧州勢、あるいは温暖化の直接的な影響に瀕している島嶼国から批判の対象となっていた。

こうした状況を受け、2015 年に安倍政権の下、日本政府は新たな約束草案を策定した。それは、2013 年度比で 2030 年度に温室効果ガスを 26.0%削減するというものである。

そして、2015 年 11 月 30 日から 12 月 13 日までフランスのパリで開催された COP21 において、いわゆる「パリ協定」(Paris Agreement) が採択された。パリ協定は、2020 年以降の温室効果ガス排出削減の新たな国際枠組みであり、歴史上初めてすべての国が受け身でなく自発的な排出削減に参加する公平な合意であるといわれている。ここで、自発的としたのは、京都議定書の下でも発展途上国が温室効果ガスの排出削減に取り組む仕組みとして、クリーン開発メカニズム (CDM) があったが、これは先進国と資金と技術によって自国内で排出削減事業としての CDM を受け入れるという受け身の参加であり、パリ協定のように自発的に排出削減の取り組みを表明し、実施するものではないという意味である。

また、パリ協定においては、安倍総理が 2020 年に現状の 1.3 倍の約 1.3 兆円の地球温暖化の緩和もしくは適応策に関する資金支援を発表したほか、2020 年に世界全体で 1000 億円の資金支援を行うという目標の達成に貢献し、合意に向けた交渉を後押しした。パリ協定の特徴として、以下の点が挙げられる。

- ① 産業化以前と比較した全球平均気温の上昇を 2°C未満に抑えることを目標に設定したほか、1.5°Cに抑える努力を追及することを加えた。(ちなみにこの 2°C目標を達成するには今世紀後半中に世界全体の排出と吸収のバランスを実現する必要がある。)
- ② 主要排出国を含むすべての国が削減目標を 5 年ごとに更新し、国連に提出する。
- ③ すべての国が共通かつ柔軟な方法で、温室効果ガス削減の実施状況を国連に報告し、審査を受ける。

- ④ 適応の長期目標を設定し、各国が適応報告書を提出し、定期的に更新すると共に、適応計画を実施する。
- ⑤ イノベーションの重要性を認識する。
- ⑥ 我が国提案の二国間クレジット（JCM）も含めた市場メカニズムを活用する。

このパリ協定をふまえ、安倍総理を本部長とする地球温暖化対策推進本部では、2030年度に2013年度比で26.0%の温室効果ガス削減を達成するべく、政策を総合的に展開することを決定した。この目標値はエネルギー起源のCO₂では21.9%に相当する。エネルギー・環境イノベーション戦略に基づき、集中すべき有望分野を特定して、革新的技術の研究開発を強化すること、世界全体の温室効果ガスの削減に向け、我が国の有する優れた技術を活かし、海外の温室効果ガスの排出削減に最大限貢献することが決定された。この地球温暖化対策と整合性のとれたものとして2015年8月に発表された長期エネルギー需給見通しによれば、図1に示した電源構成と省エネルギーの重要性に焦点が当たっている。

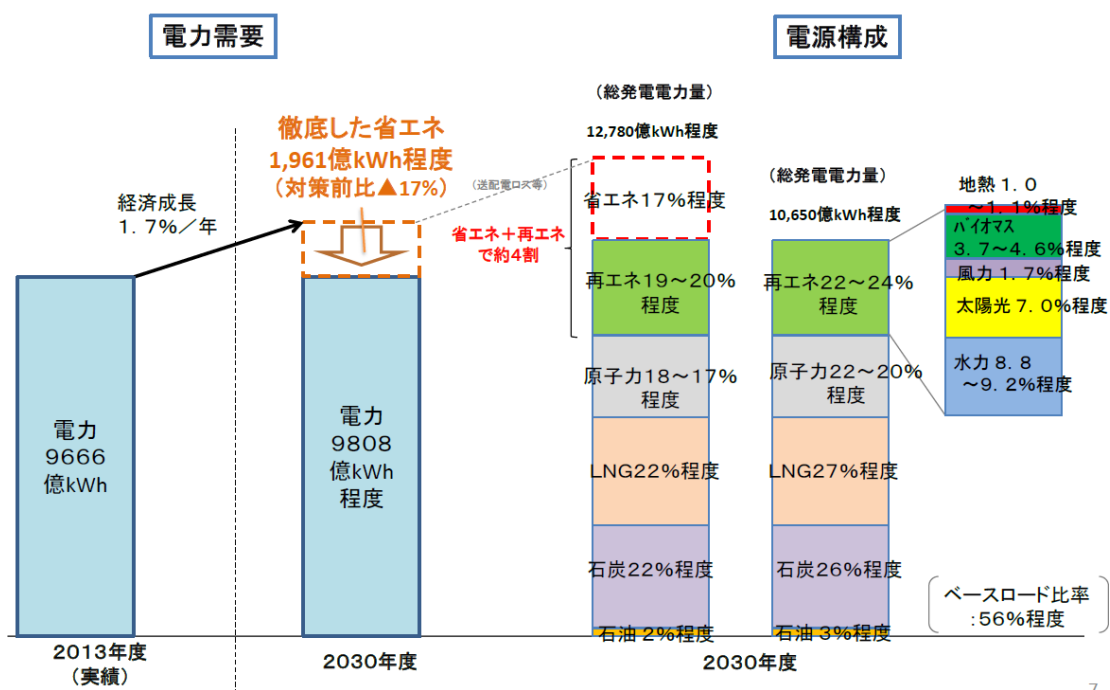


図1-1. 長期エネルギー需給見通しにおける電源構成の見通し

1.2 再生可能電源の大量導入と電力システムの安定性

1.1 で述べたように、気候変動への対応は世界共通の問題となっており、CO₂をはじめとする温室効果ガスの削減は先進国、発展途上国を問わず重要な課題である。

日本においては、前節の図1-1で示したように、2030年度の電源構成において再生可能電源の比率が大幅に増加しており、CO₂削減のための再生可能エネルギーに大きな

期待が寄せられていることが分かる。また、現状においても、再生エネルギー促進制度である固定価格買い取り制度 (Feed-in Tariff : FIT) の影響によって太陽光発電 (Photovoltaic generations : PV) や風力発電 (Wind Generations : WG) の発電量が急増している。PV や WG の割合が増えることにより電源の低炭素化が促進されることは間違いないが、再生エネルギーの大量導入によって系統安定性の点やエネルギーコストの点などにおいて電源運用に様々な影響を及ぼすことが懸念されている。

電力系統においては同時同量が原則であると言われるように、常に需要と供給のバランスを保つ必要があるが、PV や WG は季節や気象状況によってその出力が大きく変化し、さらにその予測が難しい。よって PV と WG の大量導入時には需給バランスが崩れてしまう危険性がある。この危険性を回避するために、例えば応答の早いエネルギーである揚水式発電や蓄電池などの発電設備を利用することが挙げられる。しかし、揚水式発電や蓄電池を系統に大量に導入するためにはコストや環境問題などの問題があり、PV や WG の出力がこれらの設備で対応できる量を超えてしまうという状況が起こる可能性がある。

日本の中でも、特に九州地域においては FIT 制度に申請されている PV の設備容量が九州地域の総需要量のピーク値を超えるほどになるという現象が生じている。その状況において、九州電力では PV の接続申し込みに対して、その接続の可否の回答を保留するという処置を取っている。[21]

そこで、実際に九州地域の系統に大量の PV が接続された状態を考えると、先ほど述べたように需給の一致を保つことが難しくなるという問題が生じる。この問題を解決するには既存の発電設備の需給調整力を正しく評価し電源運用計画の制約として組み込むことや、制約によって出力抑制された分の PV のエネルギーを蓄電池や水素エネルギーなどの他のエネルギーに変換するシステムを考えることが重要である。既存の設備容量の予備力を評価して PV の抑制をするということは先行研究でなされている[17]。

また PV には回転機としての性質がないために、PV の容量が増えることによって同期発電機の発電量の割合が減り系統の安定性が低くなることもわかっている。PV にはパワエレ機器によって事故時の急激な電圧の変化が一定時間続いた場合に系統から脱落するという性質があり、PV の発電量の割合を増やす場合には事故を取り除くまでの時間を短くする必要がある。また、PV を大量に導入することによって系統の同期発電機の割合が減り、事故時の遮断までの許容時間が短くなってしまいう問題が生じる。これは同期発電機の回転機としての性質に頼るガバナフリー制御が困難になることによる。そのため慣性を持つ回転機による発電である火力発電を主とした発電の割合も一定以上に保たなければならないことは明らかであるが、火力発電の割合を増加させると系統の安定性が保たれても、同時に単位発電量あたりの CO₂ の排出量が増加してしまうため、その発電量の割合がどの程度必要かどうかを評価する必要がある。しかし、そのような評価を制約として用いて、PV が大量に接続されたときの安定性について考慮

をした電源運用計画について考察している研究は非常に少ないため、本研究をするに至った。

1.3 本研究の目的

本研究の目的は九州地域の電力系統において、系統の需要 15GW 程度に対して PV の導入量が 5GW、認定量を合わせると 19GW 以上の容量になり [12]、系統全体の容量に占める PV の発電量の割合が大きく系統の安定性の面で問題を抱えるという状況を踏まえ、過渡安定度を考慮した電源運用計画モデルを開発することである。その方法として、まずは WEST30 機モデル [13] を参考にして九州地域を 4 つの地域に分ける。その次に 4 つの各地域に対して先行研究 [10] で提案されている手法を適用して各地域を一機無限大母線モデルで表現して、臨界事故除去時間 (Critical Clearing Time : CCT) を計算する。そしてその CCT を安定性の指標として用いて具体的に PV の有効電力に対する安定性の制約を課して経済的部分負荷配分制御モデルを開発する。経済的負荷配分制御モデルの開発の際に、主たる送電線ごとのかと安定度の維持を考慮した PV の出力に制約を入れる手法の提示が本論文での新規性である。さらに PV による有効電力に対する系統安定性の制約を与えた場合と与えない場合での PV の抑制量の違いを計算する。

現実の送電系統を一機無限大母線モデルで近似することは難しく、近似の誤差はある。ただし、本研究では同期発電機のような慣性を持たない太陽光発電システムが大量導入されることによる過渡安定度への影響を推定するためのモデルを導入した。更に現実の系統においては、太陽光発電システムによる有効電力が一定比率以上になり、過渡安定度に影響を及ぼすリスクを予防的に回避することを目的とする。そのため、本モデルで得られた過渡安定度の限界をもとに、安全性を考慮して、現実の系統における太陽光発電からの有効電力を一定比率以下にする制約を設けることとした。

第2章 研究手法

本章では、研究を進める際に用いた知識について説明をする。まず2.1節で九州地域の簡略化について説明し、九州地域をモデル化する。そして2.2節では同期機の仕組みについて述べ、2.3節で臨界事故除去時間(CCT)について述べる。2.4節では1機無限大母線モデルについて説明をする。2.5節からは過渡安定度を考慮した経済的負荷配分を求めるための定数や制約式について述べており、そして最後に本研究で開発したモデルについて述べる。

2.1 West30 機モデルを参考にした九州地域の簡略化

電気学会のWEST30機モデル[13]は西日本の電力系統を30機の発電機とそれらをつなぐ送電系統で表したモデルであり、本研究ではこのモデルの中から九州地域を表す部分を取り出して最新情報を基に改訂して用いることとする。この作業にあたっては先行研究[14]のモデルを参考にした。

連系線で区切られた部分を九州地域として特定し、九州電力の公開している実際の九州の系統[10]と比較して図2のような送電系統になると推定した。WEST30機モデルは2000年以前の系統のモデルなので、現在の系統とは完全に一致しないので注意が必要である。トポロジーとして大きく異なっている部分としては脊振の変電所と西九州の変電所を結ぶ送電線が追加されたことが挙げられる。そしてWEST30機モデルの電源構成はWEST30機モデル作成当時のものとなっており、現在とは異なっている。

発電機群G1~4はそれぞれ、G1が長崎県と佐賀県、G2が熊本県と宮崎県と鹿児島県、G3が福岡県、G4が大分県を表すとして発電機容量を定めた。

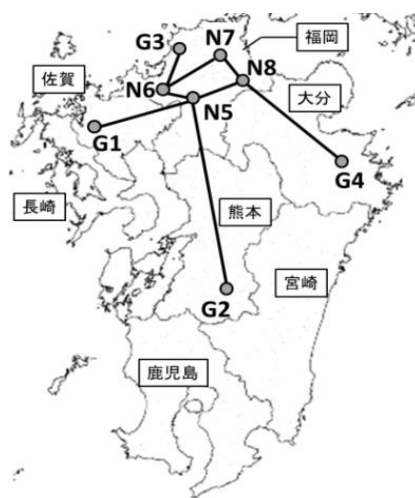


図2. West30機モデルを基に推定した九州の主たる電力系統のモデル

図2に示した九州の電力系統を8個の節点（以後ノードとよぶ）と8本の弧（以後アークとよぶ）で表現したモデルを図3に示す。図3の左図は図2の九州地域の図のノードとアークを取り出して見やすく整形したものである。そして右図はノード1とノード2とノード5を抜き出して、それぞれのノードがどのような構造になっているかを示したものである。ノード1~4は発電機群G1~4に対応しており、ノード5は中央変電所、ノード6は西九州変電所、ノード7は北九州変電所、そしてノード8は豊前変電所を表している。ノード1~4は需要とPVを含む発電機を持っており、ノード5~8には発電機も需要もないものと仮定した。

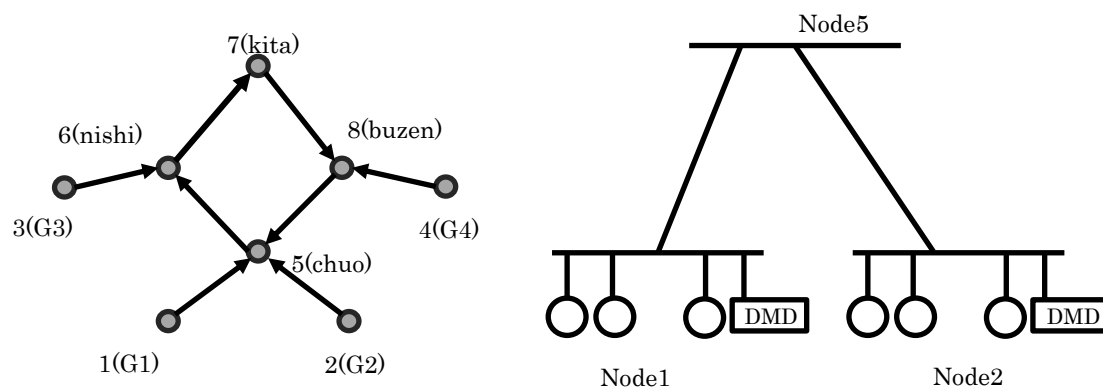


図3. 九州電力の主たる送電系統のネットワーク・フロー図

2.2 同期発電機の性質

本節では参考文献[18]を元に同期発電機の性質について説明する。大きな系統に一機の同期発電機が接続したモデルは、図4に示すように無限大母線と抵抗成分とリアクタンス成分を用いて近似的に表現をすることができる。

無限大母線モデルにおいては、当該母線に流れ込む有効電力と無効電力の如何にかかわらず、当該母線の電圧と周波数が常に一定に保たれていると仮定する。このような近似は、送電系統全体の規模に対して、分析対象としている系統が小さい場合には有効である。一機無限大母線モデルを用いることで、送電系統全体を対象とした大規模な計算モデルを用いることなく、過渡応答を分析することが可能となる。本節では一機無限大母線モデルにおいて導かれる同期発電機の性質について述べる。

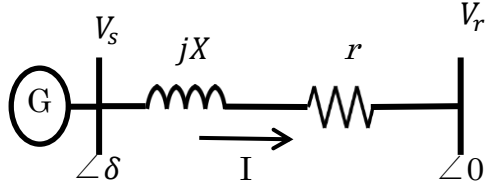


図 4. 同期機の一機無限大母線モデル

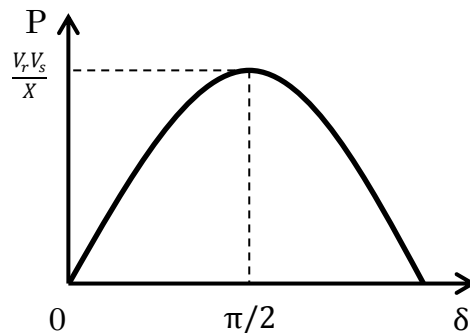


図 5. 同期機のモデルの P- δ 曲線

図 4 において送電線の抵抗成分がリアクタンス成分に比べて小さいことを利用すると、発電機の電力的出力 P_e は式(1)のように求められ、横軸を δ とし縦軸を P_e とすると図 5 のように表されるということがわかる。これを P- δ 曲線と呼ぶ。

$$P_e(\delta) = \frac{V_s V_r}{X} \sin \delta \quad (1)$$

そして同期発電機の回転の加減速を表す動揺方程式は、同期機の機械的入力 P_m を用いて(2)式のように表される。

$$M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e(\delta) \quad (2)$$

(2)式からわかるように $P_m > P_e$ の時に右边が正になることから左辺の δ の 2 階微分が大きくなり、同期機が加速することと、逆に $P_m < P_e$ の時に同期機が減速するということがわかる。

2.3 臨界事故除去時間 (Critical Clearing Time, CCT) の概要

本節では参考文献[10]を元に臨界事故除去時間 (Critical Clearing Time, 以後 CCT と書く) 書く。PV にはパワーエレクトロニクス機器が付いており、急激な電圧の変化が一定時間以上続いた場合に系統から自動的に脱落するという性質があり、系統に接続する際にはどの程度の電圧の変化に対してどれだけの時間まで脱落せずに接続し続けなければならないかを定めた FRT (Fault Ride Through) という要件がある。

そこでまずは図 6 に示す 2 回線の送電線を介して無限大母線につながった同期発電機のモデルを用いて CCT について説明をし、PV が大量に導入された電力系統においては、事故が起こった場合は一定時間内に事故が起こった部分を遮断しなければならないことを示す。CB (Circuit Breaker) は遮断機を表し、CB の間を切り離すことができる。

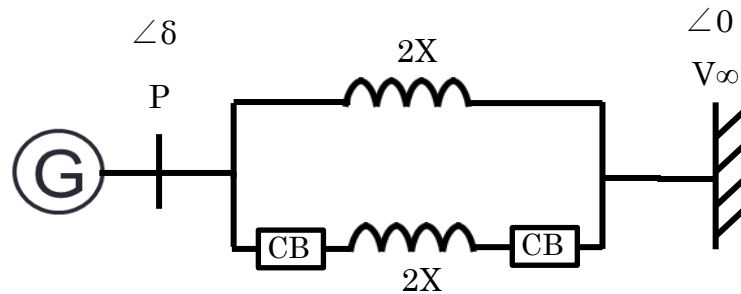


図 6. 2 回線の一機無限大母線モデル

図においては 2 回線の場合は並列になっているため合成リアクタンスが X となり、事故が起きて 1 回線になるとリアクタンスが $2X$ になる。よって事故が生じる前の $P-\delta$ 曲線と事故が生じた後の $P-\delta$ 曲線を重ねて描くと、図 1-7 のようになる。式 (2) で示される動揺方程式を見ることにより、図 1-7 において赤色の部分は電氣的出力より機械的入力の方が大きいため同期機が加速し、反対に図の青色の部分では同期機が減速ということがわかる。それは事故が起こった時には (赤色の面積) \leq (青色の面積) であれば事故によって加速した分を解消できるからである。そして赤色の面積と青色の面積が同じになったときを示したのが図 1-7 の右図で、 δ_s は事故が生じた時の δ であり、 δ_c は安定限界の δ である。

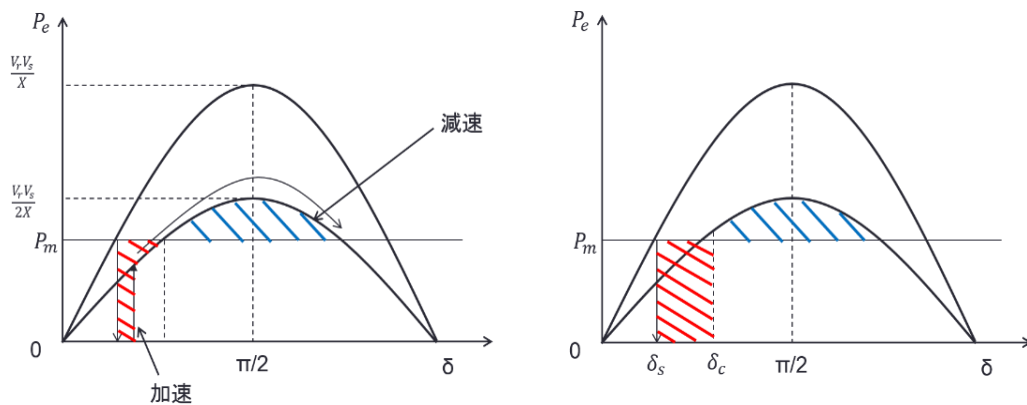


図 7. 事故の遮断が早いとき (左) と遅いとき (右) の $P-\delta$ 曲線

図 7 に示された δ_s と δ_c の値を式 (3) 式で示された動揺方程式に用いることによって、事故が発生してから、遮断機で事故の生じた部分を遮断するまでの限界の時間がわかる。

$$\frac{M}{\omega_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e \quad (3)$$

なお(3)式は単位を[pu]にするために(2)式の両辺を基準容量 S_g で除して位相角 δ を電氣的出力側のものに変えて、 M を新たに等価換算時定数に直すということをして求めており、単位法で表された式となっていることに注意する必要がある。

$$\frac{M}{\omega_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - 0 \quad (4)$$

(4)式は式(3)式で表される動揺方程式において事故中に電氣的出力が 0 のまま運転している状態を表し、これを積分することによって(5)式で表されるように CCT が求められる。ここで f_0 は九州での周波数 60Hz である。

$$T_{cct} = \sqrt{\frac{M(\delta_c - \delta_s)}{\pi f_0 P_m}} \quad (5)$$

2.4 本研究で用いる一機無限大母線モデル

本研究では文献[11]を参考に、九州管内の系統の一部を無限大母線に同期発電機 1 台と PV と家庭などでの負荷である P4 (LOAD) が 2 回線で接続した図 8 のようなモデルを開発し、解析を行う。

図 8 の系統において $P_m = P_e$ で安定して運転している状態から事故が起こり一度三相地絡状態になった後に事故を遮断して、その後はずっと 1 回線で運転するという、系統にとって厳しい条件を考える。最悪の場合を想定することで制御の十分条件が与えられるために妥当だと判断し、CCT の計算をおこなった。

そしてこのモデルを 2.1 節で示した発電機群 G1~4 のそれぞれに当てはめることで、CCT を計算し、後述する経済的負荷配分制御モデルにおいて過渡安定度の評価として利用する。過渡安定度の評価としては近似であるが、莫大な計算量となることから、九州全域でそれぞれの送電線について緻密に地絡の影響を確かめることはせず、簡便に制約条件として与えることで系統の運用管理に活かすことを目的としている。本モデルで得られた過渡安定度の限界をもとに、安全性を考慮して、現実の系統における太陽光発電からの有効電力を一定比率以下にする制約を設ける。

ここで発電機のモデルについて説明する。本論文では背後電圧一定モデルを用いて当面積法を用いて安定度の解析を行う。

式(3)で表される動揺方程式において、 P_m の値は定格出力を表し、本論文では PV の容量が増えた場合に同期機の容量を減らすことを考えるため、同期発電機の初期容量 (PV が導入されていない状態での容量) を $P1_{cap}$ と置き、PV の容量を $P20$ と置き、さらに同期発電機の稼働率を r と置くと

$$P_m = (P1_{cap} - P20) \times r \quad (6)$$

のように正常状態での同期発電機の出力を与えることができる。

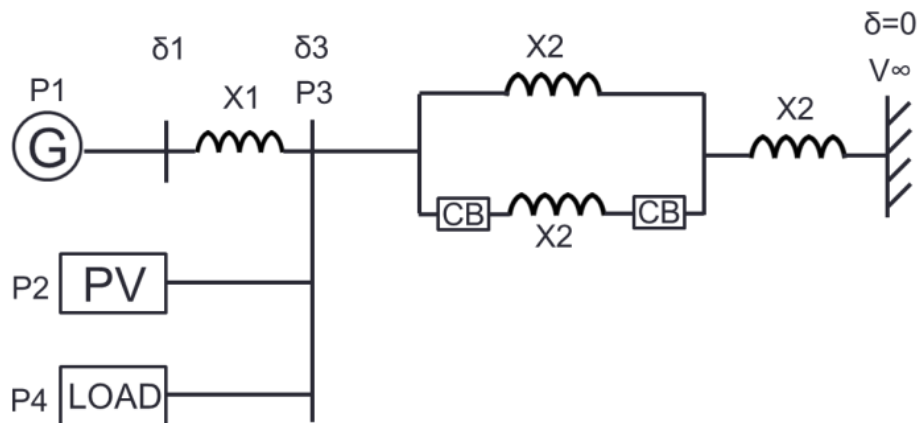


図 8. PV を含む一機無限大母線系統の縮約モデル

簡単に各定数について説明すると、本モデルでは図 9 に示すように並列に何台もの発電機が接続した状態を想定しており、抵抗とリアクタンスは並列であり、エネルギーは合計であることから

$$\frac{1}{r} = \sum_i \frac{1}{r_i}, \quad \frac{1}{X} = \sum_i \frac{1}{X_i}, \quad P = \sum_i P_i, \quad M = \sum_i M_i$$

といったように表せる。このようにして図 8 の系統の各成分の実際の値を求めていく。

そしてモデルを単位法で表す際の基準としては、系統の基準容量を 1000MVA とし、送電線での定格電圧をそれぞれ基準電圧とする。そのときの換算慣性定数 M を 10s と置く。図 8 の中の X1 の値は同期機の出力が 1pu のときに変圧器のリアクタンスの 0.15pu と過渡リアクタンスの 0.35pu を足して 0.5pu とする。なお実際の系統からの縮約については先行研究[11]でのモデルを参考にしている。

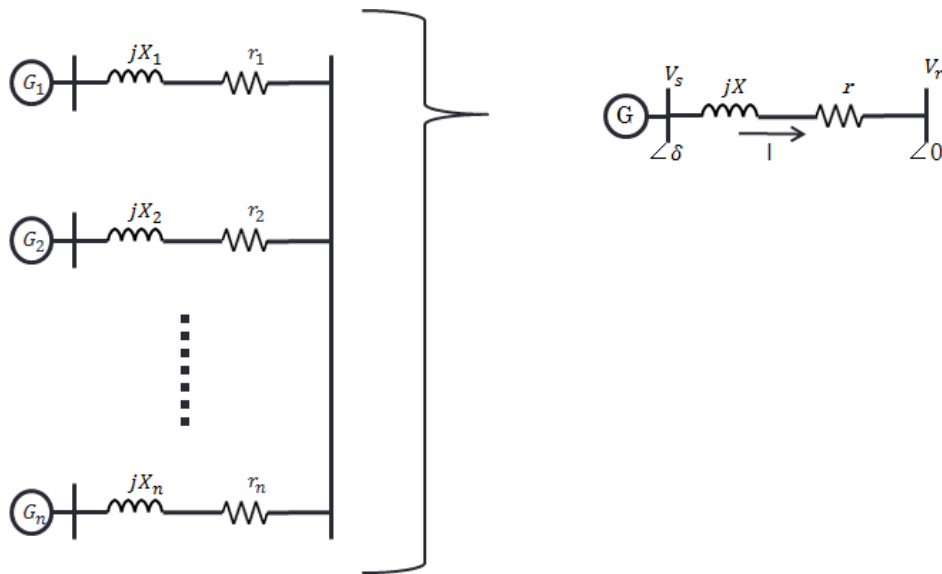


図 9 並列の同期機をまとめる手法

2.5 経済的負荷配分モデルのデータ設定

2.5.1 電力需要と PV の発電量

本研究の電力需要は先行研究[15]と同じ値を用いる。データとしては九州電力のホームページにある 2013 年の需要 5 分値データを用いて算出したものとなる。このモデルは解像度が 1 時間単位であるので、需要 5 分値データを 12 個ずつ束ねて、60 分値データとしている。

PV の発電量も先行研究[15]と同じ値を用いる。日射量データとしては(財)気象業務支援センターが販売している地上気象観測 1 分値データの水平全天日射量を用いている。先行研究では九州全体の PV の発電量を求めているが、本研究においては 2.1 節の発電機群 G1~4 を持つ 4 つの地域にそれぞれ PV を配置するので、FIT のホームページ[12]から各地域の PV の容量を参照し、比を取ることで各地域の PV の発電量とした。各地域の PV の発電量の比を表 1 に示す。つまり参考文献[15]で示されている九州全体の PV の出力を外生的に与え、その九州全体の値に各地域の割合を乗じたものを各地域での PV の出力としている。WG についても同様である。そして需要については WEST30 機モデルの潮流図の昼のピーク値の値から推測して、各地域の値から、各地域の需要の九州全体に対する割合を計算して求めた。各地域の、九州全体に対する PV と WG の出力と需要の割合を表 1 に示す。

表 1 各地域の持つ PV と WG の容量と需要の九州全体に対する割合

	G1	G2	G3	G4
PV の割合	17%	45%	25%	13%
WG の割合	32%	61%	4.5%	2.5%
需要の割合	46%	27%	9%	18%

2.5.2 九州地域の現在の設備容量

2.1 節で九州地域の発電機を発電機群 G1~4 の 4 つに分割し、それぞれ G1 が長崎県と佐賀県、G2 が鹿児島県、G3 が福岡県、G4 が大分県を表すとした。具体的にそれらの発電機の構成がどうなっているかを求めたものが表 2 である。各県の発電機の容量などのデータについては九州電力のホームページ[10]から参照した。単位は GW であり、地熱に関しては参考文献[16]を元にモデルに組み込んだ。

表 2 各地域の発電機の構成

	石炭 火力	ガス 火力	ガス 複合	石油 火力	揚水 式 発電	流込 式水 力	貯水 式水 力	原子 力 発電	地熱 発電
G1	0.700	0.000	0.000	0.875	0.600	0.145	0.016	3.478	0.000
G2	1.400	0.000	0.000	1.000	1.700	1.449	1.407	1.780	0.006
G3	0.735	1.800	0.000	0.735	0.000	0.006	0.003	0.000	0.000
G4	0.615	0.000	2.295	1.036	0.000	0.041	0.044	0.000	0.152

そして次に発電設備の設備利用率の上限と、1 時間ごとの出力変化率の上限と下限を表 3 に記す。これは先行研究[15]より引用している。

表 3 設備利用率と出力変化の上限と下限

	石炭 火力	ガス 火力	ガス 複合	石油 火力	揚水式 発電	流込式 水力	貯水式 水力	原子力 発電	地熱 発電
設備利用率	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.6	0.4	0.9	0.9
出力変化率上 限	1.26	1.41	1.3	1.45	10000	1.001	10000	1.001	1.26
出力変化率下 限	0.69	0.54	0.08	0.69	0.0001	0.999	0.0001	0.999	0.69

2.5.3 発電機ごとの発電単価

今回の最適化では燃料価格と石油石炭税と炭素税を考慮した可変費を元に経済的負荷配分を求めた。燃料種別の燃料価格と石油石炭税と炭素税を表 4 に示す。1kWh あたりの熱量を 3.6MJ/kWh としている。さらに表 4 を基に算定した 1kWh あたりの可変費を表 5 に示す。

表 4 燃料価格と石油石炭税と炭素税

	燃料価格	石油石炭税	地球温暖化対策税
石炭	12914[yen/t]	920[yen/t]	757.18[yen/t]
LNG	86428[yen/l]	1340[yen/l]	780.3[yen/l]
重油	84658[yen/t]	0[yen/t]	673.37[yen/t]

表 5 発電技術毎の可変費 (円/kWh)

	石炭 火力	ガス 火力	ガス 複合	石油 火力	揚水 式 発電	流込 式水 力	貯水 式水 力	原子 力 発電	地熱 発電
発電単価	5.5	14.0	1.3	19.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0

2.5.4 発電機ごとの LFC 調整力と PV に関する LFC 必要量

各発電機の LFC 必要量と LFC 調整力は先行研究[15]を参考にして、それぞれ表 6 と表 7 のように定めた。表 7 の値は LFC 調整力の PV の出力に対する比率である。そして需要に対する必要比率は 0.03 とした。

表 6 各発電機の LFC 調整力 (%)

石炭 火力	ガス 火力	ガス 複合	石油 火力	揚水 式 発電	流込 式水 力	貯水 式水 力	原子 力 発電	地熱 発電
5.5	14.0	1.3	19.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0

表 7 各月の LFC 必要量の PV の出力 1GWh に対する割合

1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
0.12	0.15	0.15	0.11	0.12	0.07	0.11	0.10	0.07	0.09	0.12	0.11
0	9	2	1	0	8	7	9	0	4	5	9

2.5.5 風力の出力の扱い

本研究では先行研究[15]を参考にして WG の出力も考慮しているが、九州地域においては WG の出力は小さく、LFC の調整に対して与える影響はほとんどないとしている。

より詳細なモデルを作成する際にはWGに対してもLFC調整に関する議論をするべきであるが、本研究ではWGのLFC調整は扱わず、今後の課題とする。

2.6 経済的負荷配分モデルの制約式と目的関数

2.6.1 変数の定義

本節では本研究の最適化モデルで用いる変数について述べる。発電機の種類 g は石炭火力、天然ガス火力、天然ガス複合発電、石油火力、揚水式発電、流れ込み式水力、貯水池式水力、原子力発電、地熱発電であり、太陽光発電の出力と風力発電の出力については外生的に与えるものとするため別に扱う。

属性変数一覧

g	:	電源の種類
i	:	ノード(発電機群 $G1\sim 4$ と4つの変電所のノードを指す)
h	:	時間帯(1, 2, 3..., 24)
d	:	曜日(1, 2, 3, ..., 7)、1は月曜日を指し、7は日曜日を指す

変数一覧

$Cost_{i,g,h,d}$:	d 曜日の h 時のノード i の gen での発電コスト(yen)
$OutPW_{i,g,h,d}$:	d 曜日の h 時のノード i の gen での発電量(GW)
$Dmd_{i,h,d}$:	d 曜日の h 時のノード i での電力の需要(GW)
$Sup_{i,h,d}$:	d 曜日の h 時のノード i での電力の抑制量(GW)
$Store_{i,h,d}$:	d 曜日の h 時のノード i での揚水の貯水量(kg)
$Pump_{i,h,d}$:	d 曜日の h 時のノード i での揚水の汲み上げ量(kg)
$lfcC_{g,h,d}$:	発電機 g のうち d 曜日の h 時間にLFC運転している容量(GW)

パラメター一覧

$pgcost_g$:	発電機 g での発電単価(yen/GW)
$Cap_{i,g}$:	ノード i での発電機 g の設備容量(GW)
$upperlim_g$:	発電機 g の出力変化率の上限
$lowerlim_g$:	発電機 g の出力変化率の下限
$effHyd$:	揚水式発電機の変換効率
$lfcRange_g$:	発電機 g の持つLFC調整力
$remain$:	系統に置ける許容調整残

$lfcDmd$:	需要に対する LFC 調整力の必要比率
$PVGen_{i,h,d}$:	d 曜日の h 時のノード i での PV の出力
$lfcNeed$:	PV の出力に対する LFC 調整力の必要比率

2.6.2 制約式

本節ではモデルで用いる制約式について述べる。

(1) 目的関数

本研究では最適電源運用計画を作成するために燃料コストの最適化をする。

$$\text{minimize TotalCost} = \sum_{i,g,h,d} \text{Cost}_{i,g,h,d}$$

(2) コストについて

コストは 2.5.3 節で述べた発電単価に、発電機での出力をかけることで求められる。

$$\text{Cost}_{i,g,h,d} = \text{pgcost}_g \times \text{OutPW}_{i,g,h,d}$$

(3) 各発電機の出力の上限に関する制約

各発電機は出力に最大値があり、この最大値を超えてはならない。

$$\text{OutPW}_{i,g,h,d} \leq \text{Cap}_{i,g}$$

(4) 1 時間ごとの出力変化率に関する制約

各発電機の出力には 2.5.2 節で述べたような変化の上限と下限がある。本論文では解像度が 1 時間単位なので h から h+1 に変化するときの制約となる。

$$\begin{aligned} \text{upperlim}_g \times \text{OutPW}_{i,g,h,d} &\geq \text{OutPW}_{i,g,h+1,d} \\ \text{lowerlim}_g \times \text{OutPW}_{i,g,h,d} &\leq \text{OutPW}_{i,g,h+1,d} \end{aligned}$$

ここでは第 1 式が上限の制約で第 2 式が下限の制約である。

(5) 揚水式発電の収支に関する制約

揚水式発電は電力で水を汲み上げておくことで位置エネルギーを蓄え、負荷追従などの際に逆に水を放出して位置エネルギーを電気エネルギーに変換する発電方式である。よって時刻 h+1 の制約式は、時刻 h の貯水量に時刻 h の揚水量を加え、時刻 h の発電量を引くことで求めることができる。発電の際に放出した水の量は揚水式発電の出力を効率で割ったものとなる。

$$\text{Store}_{i,h+1,d} = \text{Store}_{i,h,d} + \text{Pump}_{i,h,d} - \frac{\text{OutPW}_{i,PmHD,h,d}}{\text{effHyd}}$$

(6) 揚水式発電の日毎の連続に関する制約

揚水式発電の貯水量は曜日ごとに連続なので以下の様な制約を与える。また本論文では揚水式発電の週の始めの値は週の終わりの値と同じになるように設定する。

$$Store_{i,1,d+1} = Store_{i,24,d} + Pump_{i,24,d} - \frac{OutPW_{i,PmHD,24,d}}{effHyd}$$

$$Store_{i,1,1} = Store_{i,24,7} + Pump_{i,24,7} - \frac{OutPW_{i,PmHD,24,7}}{effHyd}$$

第1式は曜日 d から曜日 d+1 への曜日の切り替わりに関する制約を表しており、第2式は週の始まりの月曜日と週の終わりである日曜日の貯水量が連続になるように与えた制約式である。

(7) 揚水式発電の貯水量と揚水量の上限に関する制約

貯水池の大きさは決まっており、貯水量には上限がある。

$$Store_{i,h,d} \times effHyd \leq Cap_{i,PmHD}$$

この式は貯水池の水の位置エネルギーを電力に換算したものが揚水式発電の設備容量より小さいということを表している。

(8) LFC 運転用容量に関する制約

LFC 運転を行っている発電機の定格の容量が稼働中の発電所の全設備容量を超えないようにするための制約であり、先行研究を参考にして設定した。

$$lfcC_{g,h,d} \leq \sum_i \frac{OutPW_{i,g,h,d}}{1 - lfcRange_g/2}$$

(9) LFC 調整量の確保に関する制約

電源運用計画において LFC 必要量以上の LFC 調整力を確保するための制約である。先行研究において、需要変動と PV の出力の変動に相関が確かめられなかったため、2つの変動を足した LFC 調整力が必要だとしており、本論文でもそのように計算をする。

$$\sum_g lfcC_{g,h,d} \cdot lfcRange_g + \sum_i Dmd_{i,h,d} \cdot remain$$

$$\geq \sum_i Dmd_{i,h,d} \cdot lfcDmd + \sum_i PVGen_{i,h,d} \cdot lfcNeed$$

系統における許容調整残である remain は 0.01 である。右辺の第1項は需要の変動に対する式であり、第2項は PV の出力の変化に対する式を表している。

(10) ネットワーク・フローを考慮した需給の一致に関する制約

本研究では九州の主たる送電系統を 8 個のノードと 8 本のアークで表し、そのノー

ド間で電力の融通をすることで全体の需給を一致させる。2.1 節で説明した九州のモデルを簡略化したものが図 10 である。矢印の向きを正としてノード i から流れる電力の流量を S_i と定義する。送電ロス は WEST30 機モデルの送電線のインピーダンスを参考に割合を定めた。

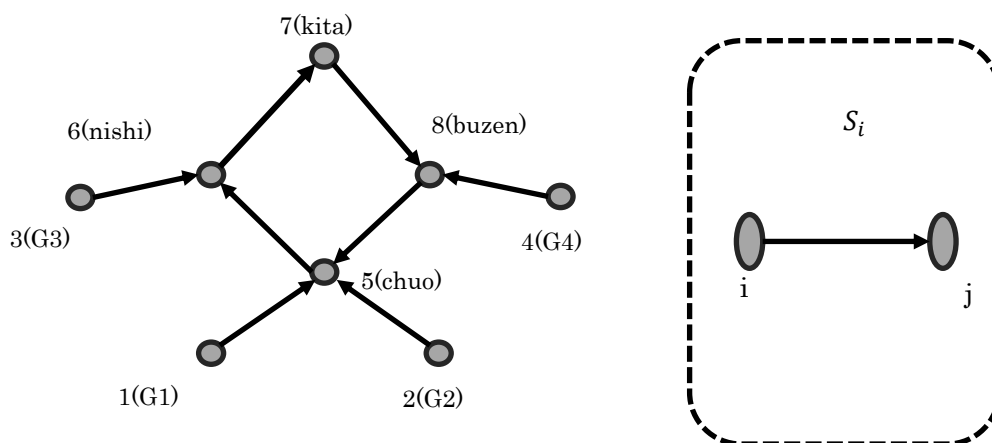


図 10 ネットワーク図と流量の定義

これらの設定のもとで配列 $L(i, j)$ を用意して需給バランス式を立てる。

$$\sum_g OutPW_{i,g,h,d} - Dmd_{i,h,d} - Sup_{i,h,d} = \sum_j S_{j,h,d} \times L(i, j)$$

ここで配列 $L(i, j)$ は送電ロスの分を考慮した成分を T_i と表して以下のように定める。配列の形であるが、対角成分はノードから出て行く電力を表すため 1 となっており、その他の成分で T_i となっているものは隣接するノードから流れてくる電力を表している。

$$L(i, j) = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ T1 & T2 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & T8 \\ 0 & 0 & T3 & 0 & T5 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & T6 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & T4 & 0 & 0 & T7 & 1 \end{bmatrix}$$

なお $T1 \sim 8$ については表 8 に示す。

表 8 送電ロスについて

T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8
-0.94	-9.0	-0.95	-0.95	-0.95	0.91	-0.94	-0.94

(11) 過渡安定度の維持に関する制約

各発電機のノードに対して同期発電機の容量と需要を与え、送電線のリアクタンスには West30 機モデルで与えられた値を用いたときの PV の最大発電量を示し、制約式を立てる。本研究では PV の発電量が問題になるのはゴールデンウィークの昼の需要のピーク時であると考え、そのときの各ノードの出力は、曜日によらず一定であると近似して計算する。つまり、PV の発電量と同期機の発電量の和が常に一定であり、PV の発電量が増えると同期機の発電量が減るとして計算している。求められた各ノードの PV 以外の発電量に対する PV の導入可能割合を表 2 に示す。そしてその結果を用いて制約式を立てた。

$$\sum_{g \neq PV, WP} OutPW_{i,g,h,d} \times PV_rate \geq OutPW_{i,PV,h,d}$$

PV_rate は PV の導入可能割合であり、CCT を計算することで求める。

2.7 経済的負荷配分モデルの開発

2.7.1 線形計画法の概要

本研究では線形計画法を用いて計算をすることを念頭においてモデルを作成した。本節では線形計画法について簡単に説明をする。線形計画法とは

$$\begin{aligned} \text{minimize } f &= c_1x_1 + c_2x_2 + \dots + c_nx_n \\ a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + \dots + a_{1n}x_n &\leq b_1 \\ a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + \dots + a_{2n}x_n &\leq b_2 \\ &\vdots \\ a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + \dots + a_{mn}x_n &\leq b_m \\ x_1, x_2, \dots, x_n &\geq 0 \end{aligned}$$

という問題を解く手法であり、この問題においては以下のような特徴がある。

- ・ n 個の変数 x_1, x_2, \dots, x_n は全て非負である
- ・ m 個の制約条件は変数 x_1, x_2, \dots, x_n の 1 次式の不等式(これを制約不等式と呼ぶ)である
- ・ 最大化する関数 f (これを目的関数と呼ぶ)は変数 x_1, x_2, \dots, x_n の 1 次関数である

2.7.2 シミュレーションツールの概要

本研究では 2.6 節で示した制約式を元に経済的負荷配分モデルを開発する。目的関数としては燃料コストを最小化することを考えている。本モデルでは線形計画問題として計算をするために、制約式を変数に対する 1 時方程式として記述している。そして、線形計画問題を解くためのシミュレーションツールとして、GAMS (General Algebraic Modeling System) を用いた。本研究ではソルバーとして LP を用いている。

第3章 経済的負荷配分の計算結果とPVの出力抑制

本章では九州地域の経済的負荷配分とPVの出力抑制の計算結果を示す。3.1章で九州地域の送電システムモデルにおける各ノードでのCCTの計算結果について示し、3.2章でそのCCTを用いて各発電機の過渡安定度に関する制約を含めた場合と含めない場合での経済的負荷配分及びPVの出力抑制の比較分析をおこなう。

3.1 各発電機の安定性

3.1.1 各発電機のCCT

この節では各発電機において需要の最大値でのCCTを計算し、その結果を図で示し、結果について考察をする。まずは、各ノードでの需要の最大値を有効数字2桁で示したものが表9である。求め方としては2章の2.2節に示した方法を実行した。需要のピーク値を用いるのは、需要がピーク値を取る時間帯と全電源の出力に対するPVの出力の大きさの割合が最大になることが図12の(a)の過渡安定度の制約がない場合での週間電源運用計画の図からわかるからである。

表9. 本研究で用いる各ノードの需要の値

G1	G2	G3	G4
4.9GW	3.0GW	0.80GW	1.8GW

そして次に2.4節に示した図8において、本論文で用いた各回路定数を表10に示す。なおP4の値は電気学会のWEST30機システムモデルの潮流図から求めたものである。そしてPmは(6)式のようにしてPVの容量を変化させると同時に変化させている。なお、X2の値は文献[10]を元に設定したが、文献[18]から0.1 pu/kmの送電線の4 kmの間での事故を考えるとということと捉えた。

表10. 一機無限大母線モデルでの定数(pu)

	G1	G2	G3	G4
P1	5.3	3.3	1.3	1.8
P4	4.9	3.0	0.8	1.8
X1	0.5	0.5	0.5	0.5
X2	0.4	0.4	0.4	0.4

そしてこれらの値で計算した CCT が図 11 に示すとおりになった。横軸が PV の発電量 (pu) であり、縦軸が CCT (s) である。

CCT の計算において初期の慣性定数 M を 10s と設定したが、本論文では安定解が存在するかしないかのみで CCT を用いているため、(5)式を見ればわかるように、CCT が 0 になるかどうかと M の値には関係がないために影響がない。そして計算においては PV の容量を増やした時に、PV に十分な電力供給能力があるとして、その容量と同じ分だけ同期機の容量を減らすこととした。

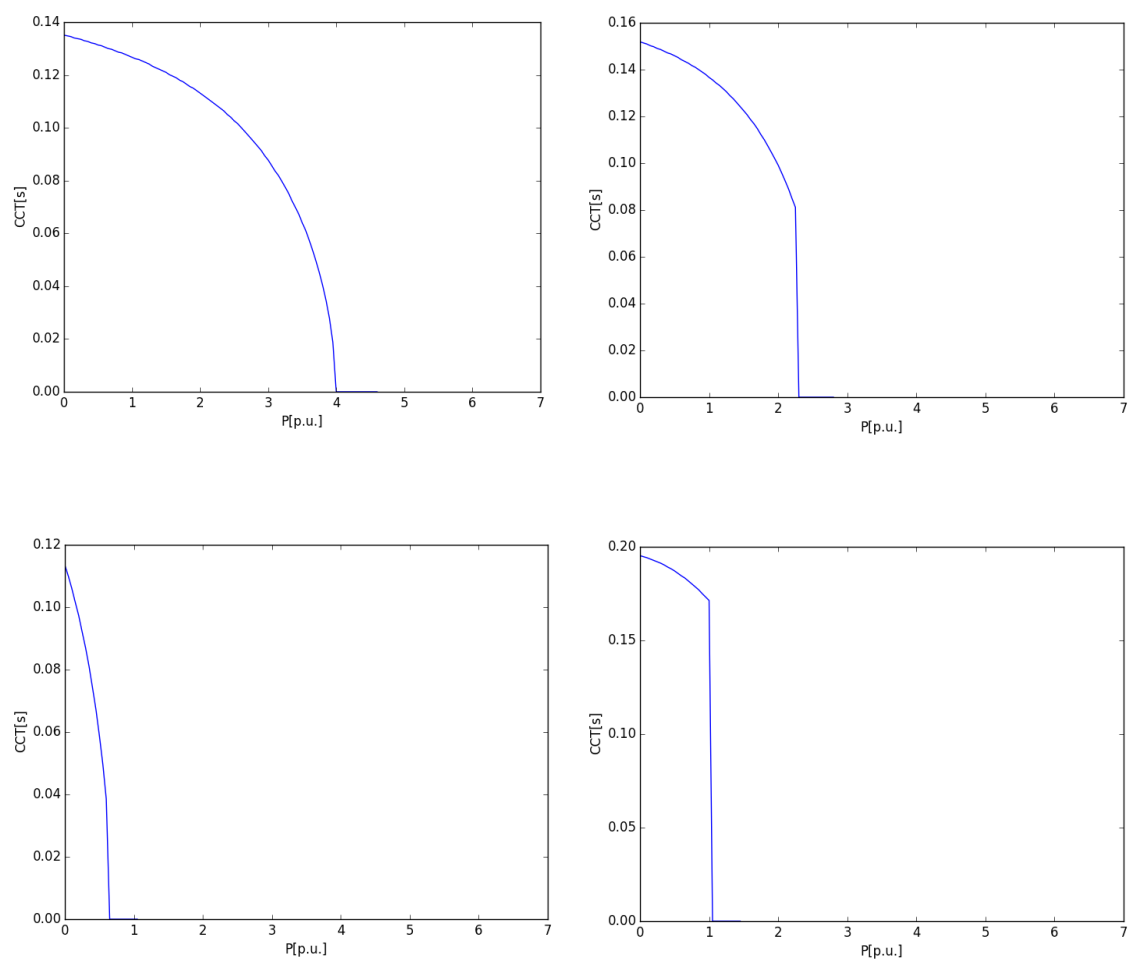


図 11 各ノードでの CCT (左上 G1, 右上 G2, 左下 G3, 右下 G4)

そして次に図 11 に求めた CCT のグラフについて考察をする。図 11 の(a)で示される左上の図が G1、(b)で示される右上が G2、(c)で示される左下が G3、そして(d)で示される右下が G4 を表す。それぞれの図について説明をする。

最初に全てのノードについて、仮定として置いた条件について再度説明をする。本論文では PV が系統に接続し、その容量が増えていくと、その分同期発電機の容量を減らすというシミュレーションをしている。その理由としては、同期発電機を運転する際に低出力で運転をしているとコストが高くなり、経済的な運転ができなくなるからである。つまり、同期発電機の出力を抑えたい場合に、系統としては稼働する同期発電機の台数を減らし、個々の同期発電機は高負荷率で運転させるようにするという処置を取るとしたことを表す。一機無限大母線モデルでこの状況を表すには、2.4 節の図 9 のような並列のモデルにおいて、並列の数を減らすということをする。実際には同期発電機の台数は整数であり、個々の同期発電機によって容量が違うはずなので、この減らし方において台数が実数であるという近似をしていることになる。

ここからは図 11 のグラフについて説明をする。まず、(a)の G1 について説明すると、図としては PV の容量が増えるとともに CCT は短くなっており、PV の出力が 4.05pu になったときに CCT が 0 になる。図は連続な図となっている。図を見ると PV の容量が増えると CCT が小さくなるという傾向を示しているが、この現象は、PV の容量を増やすとともに同期発電機の容量を減らしていることから、同期発電機が出力を変化させて事故時の変動に対応することが難しくなったということを示すと考えた。系統の安定性について物理的に言えば、同期発電機の台数を減らすことで慣性 M が小さくなり、(2)式で表される動揺方程式において δ の変動が速くなってしまいうという状況も影響していると考えられる。しかし、慣性については CCT の計算を表す(5)式を見ると、分母の P_m の値も同期機の台数に比例して小さくなるため、関係がないと言えるだろう。

(b)の G2 について説明をする。まず、PV の容量が大きくなると CCT が小さくなるという傾向については G1 の説明と同じである。しかし、図を見ると PV の容量が 2.25pu で CCT が急に 0 になっていることがわかる。この点においては先行研究[10]において、 δ_3 の値を求める際に i_2 が他に比べて大きすぎると解が求まらないということになっているが、そのような状態になっている。

(c)の G3 について説明をする。G3 においては G2 の説明と同じであり、CCT は PV の容量の増加とともに現象していく傾向があり、途中からは安定状態がなくなるという結果になった。

(d)の G4 について説明をする。G4 においても CCT は PV の容量の増加とともに現象していく傾向があり、途中からは安定状態がなくなるという結果になった。安定状態がなくなるのは PV の容量が 1pu のときである。

最後に結果を踏まえて、各ノードに接続させることのできる PV の容量を表にまとめると表 11 のようになる。なお、表では基準の系統容量が 1000MVA であることを用いて単位を変換している。

表 11 各ノードにおいて接続できる PV の最大値

G1	G2	G3	G4
4.05GW	2.25GW	0.60GW	1.00GW

3.1.2 各送電線で許容される PV の有効電力の割合の設定

安定度の評価をするために、発電機の出力に対する、CCT がはじめて 0 になる時の PV の出力の比を求め、その値を PV_rate とする。CCT が初めて 0 になるというのは、図の中で CCT が連続値を取るものは CCT が 0 になる時の PV の値を用い、CCT が不連続なものは CCT が最初に 0s になるときの PV の値を用いるということである。求めた PV_rate を表 12 に示す

表 12 各ノードでの PV_rate

G1	G2	G3	G4
0.76	0.68	0.46	0.56

この表から得られる PV_rate を用いて、最適電源運用計画を求めるのに下記の制約式を加えた。

$$\sum_{g \neq PV, WP} OutPW_{i,g,h,d} \times PV_rate \geq OutPW_{i,PV,h,d}$$

ピーク時の限界の割合を他の時間にも用いることに対して説明をすると、本論文では仮定として需要量と再生可能エネルギー以外の電源の容量について計算をして、さらに最も PV の出力による過渡安定度が厳しくなる時刻が需要のピーク値の時刻と一致するとしている。そして、その条件の元で系統に接続できる最大の PV の出力を決めるということが目的であるため、このような制約式を用いてよいと考えた。

3.2 経済的負荷配分モデルによる評価結果

3.2.1 経済的負荷配分モデルの設定について

1章の目的で述べたとおり、本研究ではPVの容量が現時点での受け入れ可能量である8.17GWのときの抑制量について、過渡安定度の制約について考察し、地域ごとに安定性の制約がある場合とない場合での違いについて計算することを目的としている。そして、3.1.2節で九州地域の電力システムの安定性についての制約式を設定し終えたため、本節ではその制約式を用いて実際に経済的負荷配分モデルを開発する。

本節では、1年間の経済的負荷配分計算結果のうち、特徴的な3日を抽出し、最後に1年間の出力抑制結果を示した。特徴的な3日とは、①5月のゴールデンウィークの初めに当たる5月2日、②典型的な夏日である8月1日、および③典型的な冬日である2月7日である。5月2日は、PVの発電量の高さに対して電力の需要が少なく、全発電量に占める同期機を用いた発電量の割合が低くなり、安定性の面において最も過酷な時期になると推定している。これとは逆に8月1日は夏期で最も電力需要が高くなる時期であり、PVの発電量もまた多くなる。また、2月7日は冬期で夕方から晩にかけての電力需要が高くなると共に、PVの発電量は夏期と比べると低い。これらより、3日間はそれぞれ特徴的な異なるパターンが現れ、重要な示唆が得られた。また、1年間を通じた結果からは、特定の送電線におけるPVの抑制率が特に高くなるという結果が得られ、抑制される電力の有効利用システムに関して重要な示唆が得られた。

3.2.2 経済的負荷配分モデルの比較

図12、図13にそれぞれ、2月7日における経済的負荷配分と送電系統G3（左）とG4（右）におけるPVの発電電力量及び抑制電力量の計算結果を示す。

まず図12を見ると、12時から17時にかけてと深夜の1時から3時にかけて、全体の発電電力量に余剰が生じており、その時間の余剰電力量を揚水発電の汲み上げに利用していることが分かる。そして、揚水そのものは、朝方の7時から10時までと18時から20時まで発電している。すなわち、太陽光発電の出力が上がり始める前後と0になる前後のいわゆる「上げ代」「下げ代」として利用されていることが分かる。

また、太陽光発電により、昼間の時間帯に余剰電力量が発生することが特徴的であり、10時から16時にかけては、太陽光発電の出力抑制が起きている。この出力抑制は図13に示すように、ほぼ全量が送電系統G3で起きていることが分かる。図13から送電系統G3における出力抑制の様子が見て取れる。抑制が生じたのはノードのG3とG4だけであり、それらのノードはG3が福岡県、G4が大分県を表す。特に福岡県のノードG3では年間を通じた出力抑制量が最も大きくなっている。この理由としては、G3のノードにある同期発電機が石油火力など比較的、発電の可変費用の高い電源が多いことが挙げられる。経済的負荷配分では、基本的に可変費用の低い順番（これを電力システム関係者の間ではメリットオーダーとよぶ）に運転を行う。したがって、可変費用の高い電

源が多く配置された送電系統では、電力需給の逼迫時を除いては、同期発電機が稼働することが少ない。そのため、G3 の送電系統に太陽光発電など慣性をもたない電源が多く入ると、必然的に出力抑制を行わざるを得なくなるのである。

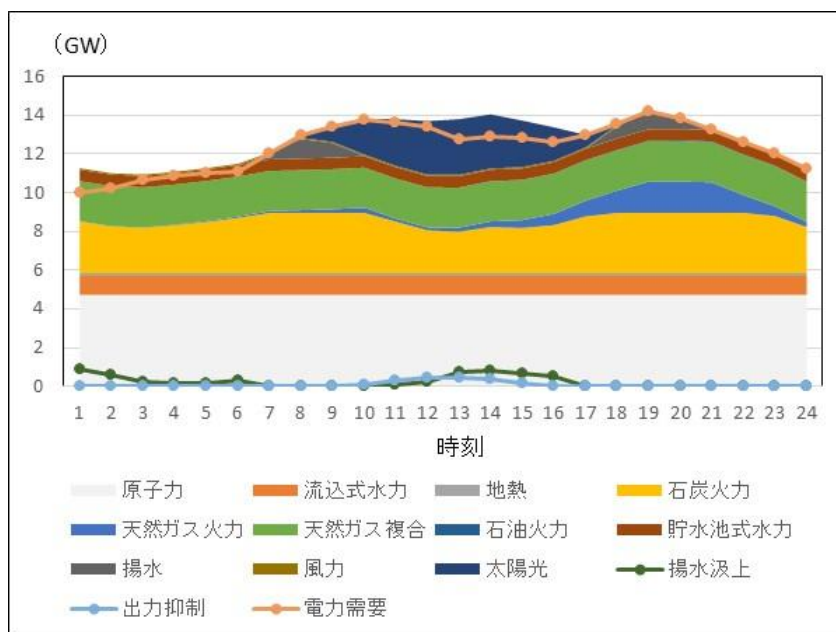


図 12. 2 月 7 日の九州地域における経済的負荷配分の結果

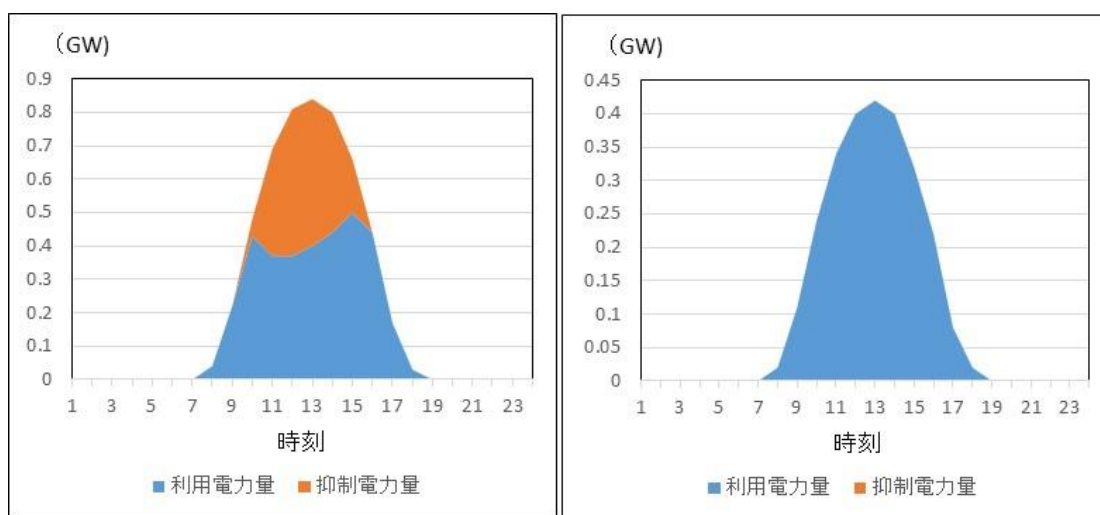


図 13. 2 月 7 日の送電系統 G3 (左) と G4 (右) における PV の発電電力量及び抑制電力量

次に、ゴールデンウィークのはじめごろに当たる 5 月 2 日の結果を図 14 及び図 15 に示す。これをみると、2 月 7 日の計算結果で示した特徴がより顕著に現れていることが分かる。

まず図 14 を見ると、12 時から 17 時にかけてと深夜の 1 時から 3 時にかけて、全体の発電電力量に余剰が生じており、その時間の余剰電力量を揚水発電の汲み上げに利用しているが、その汲み上げ量は 2 月 7 日より多くなっている。そして、揚水は、4 時から 6 時、9 時から 16 時、18 時から 22 時まで発電している。また、太陽光発電の出力抑制は、朝から晩まで、すなわち、日射量の観測されるすべての時間帯に亘っていることが分かる。図 15 より、福岡の系統である G3 では、この日に PV のよって発電されたすべての電力量が抑制されていることが分かる。また、大分の系統である G4 でも 10 時から 16 時ごろまで出力抑制が起きているが G3 と比較すると抑制量は少ない。

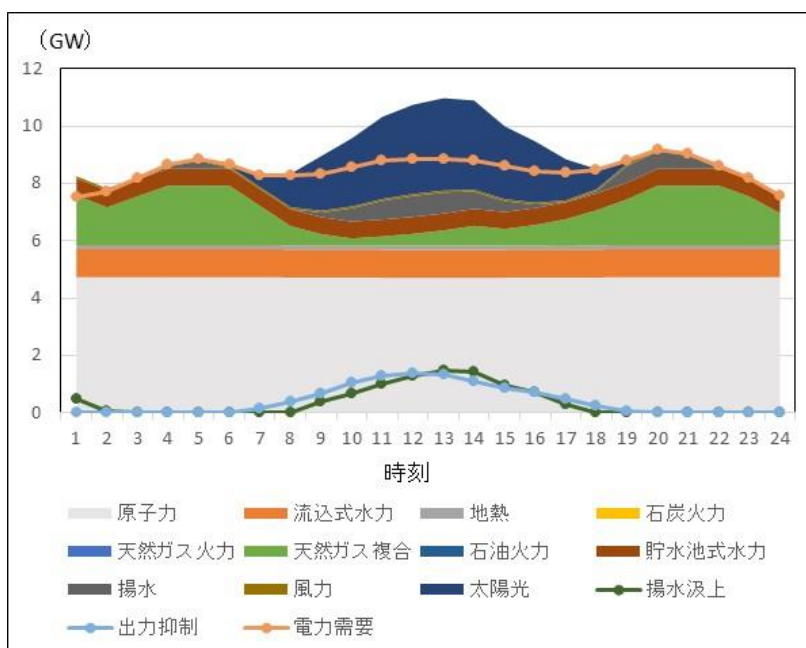


図 14. 5 月 2 日の九州地域における経済的負荷配分の結果

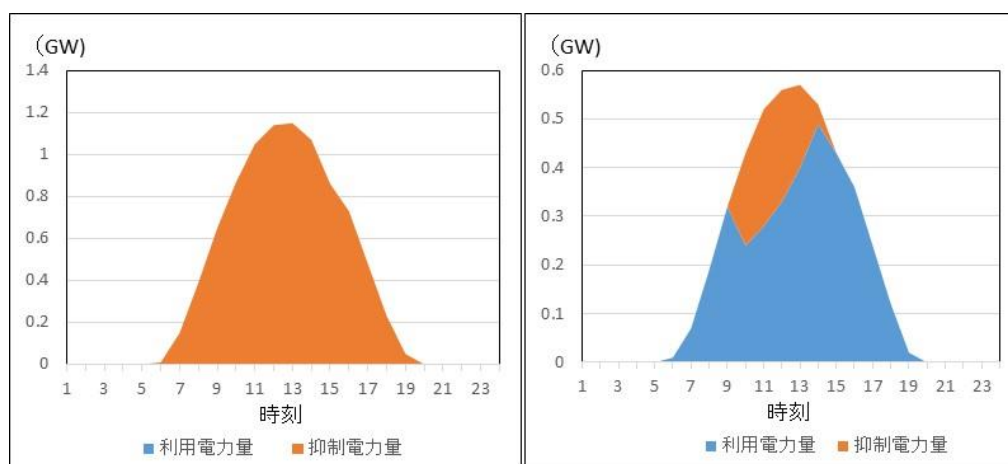


図 15. 5 月 2 日の送電系統 G3 (左) と G4 (右) における PV の発電電力量及び抑制電力量

最後に典型的な夏日である8月1日の結果を図16及び図17に示す。

図16をみると、揚水の利用法が図12及び図14とは大きく変化していることが分かる。すなわち、ここでは朝方の4時から7時まで揚水の汲み上げが行われ、揚水発電そのものは夕方17時から21時まで利用されている。これは当日太陽光発電の利用量が多く、その発電量が急速に小さくなる夕方に対応して発電している。ここでは、ダックカーブへの揚水発電の対応が見て取れるため大変興味深い。

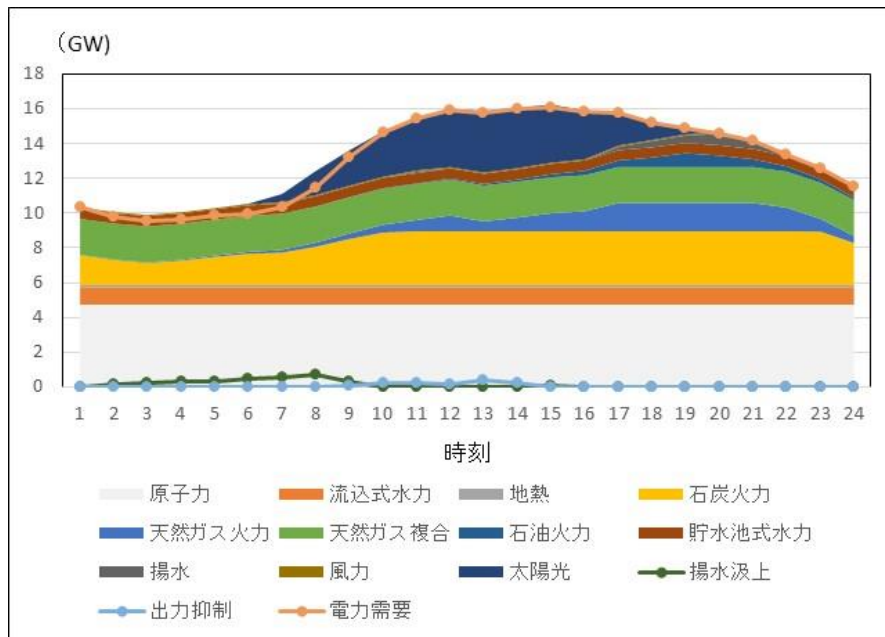


図16. 8月1日の九州地域における経済的負荷配分の結果

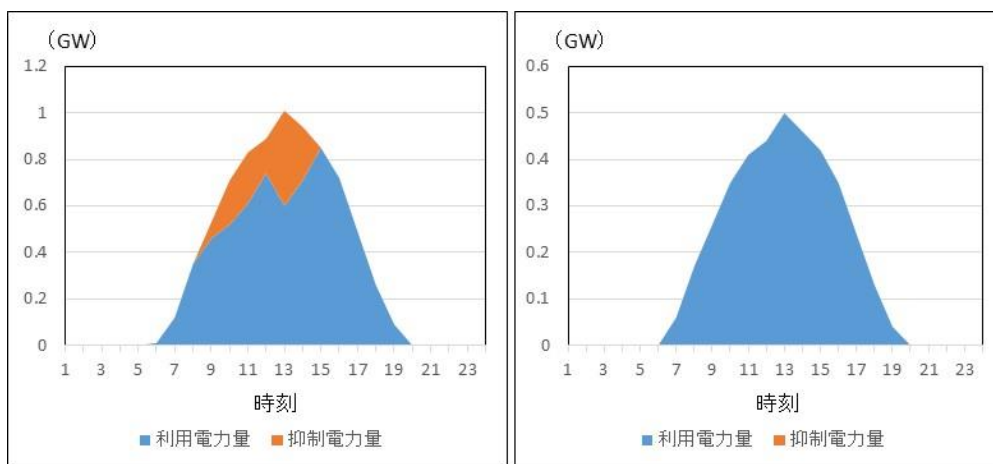


図17. 8月1日の送電系統G3(左)とG4(右)におけるPVの発電電力量及び抑制電力量

また、図 17 から分かるように、太陽光発電の出力抑制は G4 では全く起きておらず、G3 でもわずかに起きているに過ぎない。これは、夏期の電力需給逼迫時においては、G3 に配置された同期発電機も多く稼働されるため、当該系統における過渡安定度の制約が緩和されるためと考えられる。

3.2.3 年間を通したシミュレーションにおける PV の出力抑制

本研究で開発した経済的負荷配分モデルを用いて 1 年間の PV の抑制量を求めた結果を示す。本章はじめに示した通り、九州全体での PV の容量を 8.17GW に対し、2 章で示したように福岡県の系統である G3 では 25%の 2.04GW、そして大分県の系統である G4 が 13%の 1.06GW である。そして、年間を通し、出力抑制が起きたのは、G3 と G4 のみであった。上記の容量で 1 年稼働した場合に、抑制量と、G3 と G4 における年間での抑制の割合を表に示す。

結果について説明をすると、まず、G3 は LNG 火力と石油火力で構成されるために、原子力発電所を稼働させている場合はあまり同期機が稼働せず、結果として PV も 60% 以上が抑制される結果となった。そして、G4 については、表で示した抑制量のほとんどが 5 月の第 1 週での抑制であり、抑制の割合が 1%程度と低い値となった。

表 13. 電力系統 G3 と G4 の年間抑制量

	出力 (GWh)	抑制量 (GWh)	抑制の割合 (%)
G3	1840	1120	60.8
G4	906	11.1	1.22

第4章 結論

本研究では、九州の主たる送電系統を8個のノードと8本のアークで表し、ネットワーク・フロー問題として解くモデルを開発した。さらに、九州電力管内において、再生可能電源、特に太陽光発電システムが急増している現状に鑑み、以下のような電力系統のマネジメント手法を提案した。すなわち、電力系統内の各アークにおける太陽光発電システムからの有効電力の潮流に制約を加えることにより、過渡安定度を維持する手法である。この新しい電力系統のマネジメント手法による九州電力管内の経済的負荷配分モデルを開発し、実際の電源及び系統運用のシミュレーションをおこなった。その結果、系統の過渡安定度を考慮した場合の太陽光発電システムの抑制量を定量的に求めることができ、同時に過渡安定度を考慮した新しい系統運用のあり方を示すことができた。また、実際のシミュレーション結果では、特定の送電線の下に接続される太陽光発電システムに出力抑制が集中する可能性が示された。これは経済的負荷配分により、発電の可変費用が高い同期発電機は稼働率が低くなることが主たる要因である。このため、可変費用が高い同期発電機が多く接続された送電系統では、慣性が不足することとなり、当該系統に接続される太陽光発電システムに出力抑制が集中すると考えられる。

次に、本研究の課題と今後の課題と展望について述べる。まず、現状の経済的負荷配分モデルの問題として、九州の送電ネットワークを簡略化しすぎている点が挙げられる。実際には、各発電機はそれぞれ地理的に分散しており、そして送電線も本研究で扱ったものより複雑な階層構造のネットワークを構成している。この点において計算機が実行可能な程度で更に詳細なモデルを開発する必要がある。また、過渡安定度の評価において、全てのノードに対して個別に評価をしていない点や、近似的評価をしている点も課題である。この点においては、もっと地域を細分化したノードで個別のノードで安定度を評価することや、一機無限大母線モデルで詳細なインピーダンスの値を考えることが必要である。

今後の展望としては、上述した経済的負荷配分モデルの精度を上げる点以外に、以下の二点を検討している。一点は、出力抑制が集中する送電系統を特定し、そこに接続される太陽光発電システムの発電電力量を有効に利用するシステムを開発することである。これには、当該系統において抑制される電力量を、あらかじめ（例えば前日に）予測し、その分を吸収して蓄電池に蓄えることや、電気分解等により水素エネルギーに変換するシステムの検討が必要である。もう一点は、スマートグリッド等の技術により、再生可能電源等の有効電力が、上位の送電系統に上がってこないように管理することにより、本研究で提案した出力抑制の制約を緩和する研究を進めることである。以上の二点について、今後さらに研究を発展させる予定である。

参考文献

- [1] 高村ゆかり・亀山康子, 温暖化交渉の行方. 大学図書, 東京, 409pp, 2005
- [2] 松橋隆治, 吉田好邦, ” 2013年以降の枠組としてのセクター別アプローチの評価と展望に関する研究, ” 環境情報科学, 39巻, 2号, pp47-53, 2010
- [3] Ryuji Matsuhashi, Hiromasa Mori, Kohei Misumi, Yoshikuni Yoshida, “Evaluation of post-Kyoto frameworks focusing on sector-based approaches and national numerical targets, ” Forum on Public Policy: A Journal of Oxford Round Table, Vol.2008, No.2, 2009
- [4] Schmidt J. et. al., Sector-based Approach to the Post-2012 Climate Change Policy Architecture. *Center for Clean Air Policy.*, 2006
- [5] 外務省, 北海道洞爺湖サミット首脳宣言, Items 24~25, 2008, http://www.g8summit.go.jp/eng/doc/doc080714_en.html, 2008/09/04
- [6] 環境省報道発表資料, 「強化された行動のためのダーバン・プラットフォーム特別作業部会第2回会合(ADP2)(結果概要)(お知らせ)」, 平成25年5月7日, 2013
- [7] 外務省, 「国連気候変動枠組条約第19回締約国会議(COP19)京都議定書第9回締約国会合(CMP9)等の概要と評価」, 平成25年11月23日, http://www.mofa.go.jp/mofaj/gaiko/page3_000562.html , 2013
- [8] 山地憲治, 地球環境技術研究機構, 2013, <http://www.rite.or.jp/news/events/pdf/yamaji-ppt-kakushin2013.pdf>
- [9] 温室効果ガスインベントリーオフィス, 国立環境研究所, 2013, <http://www-gio.nies.go.jp/aboutghg/nir/nir-j.html>
- [10] 坂本尚也, 谷口治人, 太田豊, 中島達人, 千貫智幸 : 「太陽光発電大量導入時の一機無限大母線システムの過渡安定度解析」, 電気学会論文誌 B, vol.132, No.1, pp9-15 (2012)
- [11] 千貫智幸, 谷口治人, 太田豊, 中島達人, 坂本尚也 : 「太陽光発電が大量導入された配電システムの縮約に関する一考察」, 電気学会全国大会論文集 (2011-03)
- [12] 資源エネルギー庁固定価格買取制度認定量 http://www.fit.go.jp/statistics/public_sp.html
- [13] 電力系統モデル標準化調査専門委員会編 : 電力系統の標準モデル, 電気学会 (1991)
- [14] 間部秀規, 杉山達彦, 小宮山涼一, 藤井康正 : 「送電ネットワークと風力発電の大量導入を考慮した東日本の最適電源構成の評価」, 電気学会全国大会論文集 (2013-03)
- [15] 中森昌紀 太陽光発電の不確実性を考慮した九州電力における電源運用計画の

研究 2015 東京大学工学部電気電子工学科卒業論文

- [16] 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) 編 : 「NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第2版—再生可能エネルギー普及拡大にむけて克服すべき課題と処方箋—」, 森北出版 (2014)
- [17] 小宮山涼一, 藤井康正 「太陽光発電, 風力発電の大量導入と日本の最適電源構成に関する分析」電気学会論文誌B (電力・エネルギー部門誌), Vol. 132, No. 7, pp. 639-647 (2012)
- [18] 一般社団法人電気学会編 : 電気工学ハンドブック 第7版, オーム社 (2013)
- [19] 九州電力株式会社 発電
http://www.kyuden.co.jp/effort_thirmal-power_index.html
- [20] 九州電力株式会社 : 「九州電力管内連系制約マップ」
http://www.kyuden.co.jp/library/pdf/company/liberal/presentation/presentation_2.pdf
- [21] 九州電力株式会社 : 九州本土の再生可能エネルギー発電設備に対する接続申込みの回答保留について
<http://www.kyuden.co.jp/var/rev0/0043/8139/we24tq6gr.pdf>