

## サマリー

### 震災後の関東圏の電源ベストミックスと太陽光発電大規模導入の可能性

客員研究員(東京大学 大学院工学系研究科 原子力国際専攻助教) 小宮山 涼一  
東京大学 大学院工学系研究科 原子力国際専攻教授 藤井 康正

本稿では、東日本大震災による原子力発電の供給停止が、当面の関東圏の電源構成に与える影響、ならびに、太陽光発電の大規模導入が関東圏の電源構成に与える影響を、数値シミュレーションにより分析した。

その結果、関東圏では震災後の電源構成において、原発停止により火力発電への依存度が大きく上昇することから、震災後の電力需要が震災前を下回るにもかかわらず、震災後の電源からの年間 CO<sub>2</sub> 排出量は震災前を約 1 割上回る。

また、関東圏における太陽光発電の大規模導入の可能性を評価した結果、太陽光発電の導入量が 3,000 万 kW を超えると、需要の小さい休日等における火力発電の運転に、影響を及ぼす傾向が見受けられた。

さらに、関東圏の原子力、火力発電を全て廃止した場合、電力需要を賄うために必要な太陽光発電の導入量等を推計した結果、太陽光発電の必要設備量は 6.5 億 kW、バッテリーの設備量は 2.5 億 kW、19 億 kWh となる。太陽光発電への投資額は約 450 兆円(太陽光発電価格約 70 万円/kW)、バッテリーへの投資額は約 70 兆円に上り、発電コストは約 160 円/kWh(太陽光導入が無い場合の発電コストの 16 倍)に達する。太陽光発電価格が 27 万円/kW まで低下した場合、発電コストは約 70 円/kWh(太陽光導入が無い場合の発電コストの 7 倍)まで低下する(太陽光発電投資額は約 180 兆円、)。ただし、原子力、火力を廃止し、太陽光発電(6.5 億 kW)ですべて代替するには、関東圏の耕作放棄地面積を上回る設置面積が必要となるため、物理的な難易度は非常に高いと考えられる。

研究開発による太陽光発電の技術改善等を考慮し、時間軸を踏まえた太陽光発電の導入を検討することが重要である。

お問い合わせ: [report@tky.ieej.or.jp](mailto:report@tky.ieej.or.jp)

## 震災後の関東圏の電源ベストミックスと太陽光発電大規模導入の可能性

客員研究員(東京大学 大学院工学系研究科 原子力国際専攻助教) 小宮山 涼一

東京大学 大学院工学系研究科 原子力国際専攻教授 藤井 康正

### 1. はじめに

2011年3月に発生した東日本大震災による原子力発電所、火力発電所等の事故や送電停止により、関東圏および東北圏の電力供給力は大幅に減少し、未曾有の影響を被った。このような中、電力供給が電力需要を下回ることにより発生する大規模停電や、その国民生活、産業活動に与える悪影響を回避するために、計画停電といった緊急措置の実施、需要家の節電への取組強化、火力発電所(含む共同火力、IPP)の復旧、火力発電所等の新增設、緊急設置電源(ガスタービン等)の新設、地域間連系線の増強、再生可能エネルギー(太陽光、風力等)の導入促進、分散型電源の導入促進等の措置が講じられている。

上記対策が円滑に執り行われれば、当面は関東圏の電力需給の均衡は維持されると考えられる。しかし、震災前に関東圏の発電量の約3割を占める原子力の停止は、火力発電量の増加、それに伴う化石燃料消費の増加、CO<sub>2</sub>排出量の増加を促す。また、被災した原子力発電の復旧、立ち上げには、長期間を要すると考えられるため、原発の供給停止は当面の関東圏の電源構成、CO<sub>2</sub>排出量に影響を及ぼすと考えられる。

また現在、太陽光発電の一層の普及拡大が、供給力増強という意味での緊急時対策の強化とともに、長期的にもエネルギー自給率向上、温室効果ガス排出削減を達成するうえで有力な電力供給オプションとして位置づけられており、わが国においても、これまで積極的な技術開発が官民を挙げて行われている。

そこで本稿では、今後の政府による政策措置、経済成長、技術面での対策の進捗など様々な不確定要素により結果が大きく変わる可能性があるが、東日本大震災による原子力発電の供給停止が、当面の関東圏の電源構成に与える影響、ならびに、太陽光発電の大規模導入が関東圏の電源構成に与える影響を、数値シミュレーションにより分析した。

ただし本稿では、実際の電力日負荷曲線に関するデータや火力発電設備等の技術データが公開されていないため、これらのデータに関して各種資料からの推定値を用いている。また、これらのデータの利用可能性に応じて、一定の仮定の下でモデルの構築を行い、分析を行っている。本稿はこのような情報収集やモデリング上での制約の下で分析を行っており、分析結果が実際の電力需給を十分に反映していない可能性があるため、今後、一層の情報収集、使用データの信頼性の向上、各種感度分析の実施等を通じて、より詳細な検討が必要であることに留意を要する。

## 2. 原子力停止が関東圏の電源構成に与える影響

本稿では最適電源構成モデル<sup>(1)</sup>を用いて、関東圏の1年間の電源構成をシミュレーションする。同モデルでは、1年間365日分10分間隔の電力日負荷曲線に対して、各種技術的制約等の下で、1年間の電気事業者の総発電費用（設備費と燃料費の総和）の最小化を通じて、経済合理的で最適な電源運用を決定する。手法は、線形計画法に基づいている。電力日負荷曲線は、電力系統利用協議会<sup>(2)</sup>において公表されている電力供給管内における365日分の最大電力に関する情報、ならびに、需要家行動を考慮に入れた電力機器積み上げによる電力日負荷曲線推計モデルを用いて計算する。計算に際し、2つのケースを設定する。

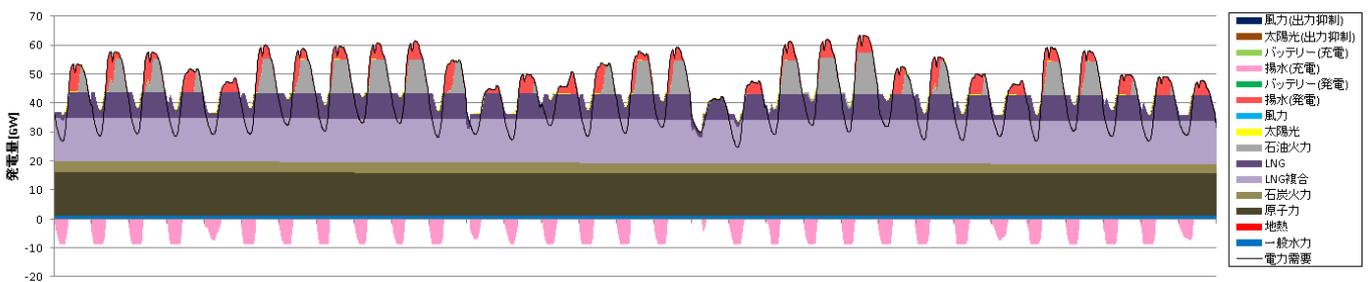
### ○震災前ケース

電力供給は、文献<sup>(3)</sup>等を元に、震災前の関東圏の発電設備容量を前提とする。最大電力も、震災前の関東圏の需給状況を考慮に入れ、約6千万kW(6,300万kW)として設定する。

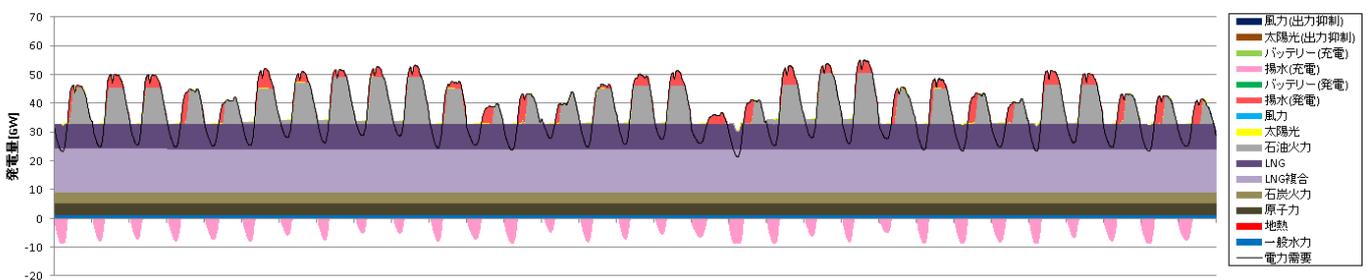
### ○震災後ケース

電力供給は、震災後の関東圏の発電設備容量を前提とする。原子力は福島第一、第二発電所等の供給停止を考慮に入れ、火力発電所も各種報道から復旧が見込まれる発電設備容量を前提とし、石油火力は需要に見合う十分な設備量が新規増設されると想定する。本ケースでの最大電力は、今夏に想定されている5,500万kW(節電の影響を考慮した経済産業省資料<sup>(4)</sup>の想定)を設定したが、発電所の復旧の進捗等の供給対策の状況により、節電への取り組みにも影響を与えるため、電力需要の想定が変化する可能性に留意する必要がある。

図1 8月の1ヵ月間の電源構成  
(a) 震災前ケース

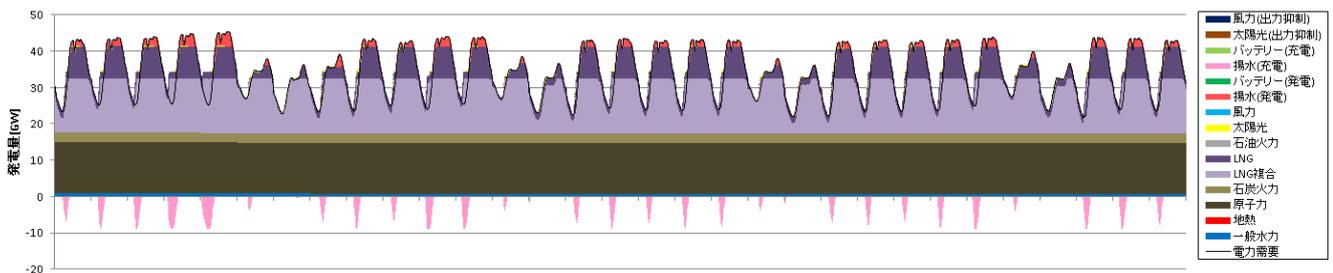


(b) 震災後ケース



8月と10月のそれぞれについて、1か月間の最適電源構成についての結果を示す(図1、図2)。震災後の最大電力を震災前よりも低く設定したことにより、1年間の総電力需要も震災後が震災前を下回る。しかし、シミュレーションの結果、震災後では原発停止により、LNG複合、LNG火力、石油火力など火力発電への依存度が大きく上昇することから、震災後の電力需要が震災前を下回るにもかかわらず、震災後の電源からの年間CO<sub>2</sub>排出量は震災前を上回る(図3)。火力発電の比率(発電量)は、震災前の70%から震災後では89%へ上昇する。その結果、年間CO<sub>2</sub>排出量は、震災前の1億1500万トンから震災後では1億2800万トンへ上昇し、震災後の排出量は震災前に比較して約1割上昇する。ただし、震災後の電力需要は、節電の影響を考慮した経済産業省による今夏の最大電力の想定に基づき、震災前に比較して減少すると想定しているが、今後の発電所の復旧の進捗等の供給サイドの状況により、節電に対する取組にも影響を与え、震災後の電力需要が本稿の想定よりも増加する可能性がある。この結果、震災後の計算結果も若干変化する可能性に留意する必要がある。

図2 10月の1ヵ月間の電源構成  
(a) 震災前ケース



(b) 震災後ケース

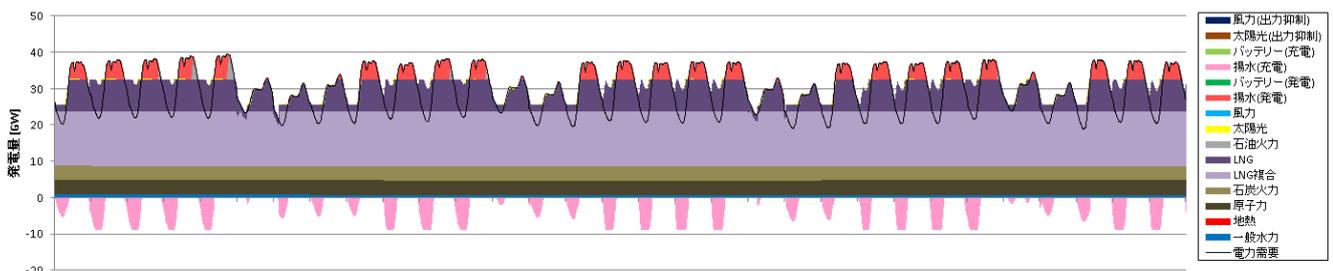
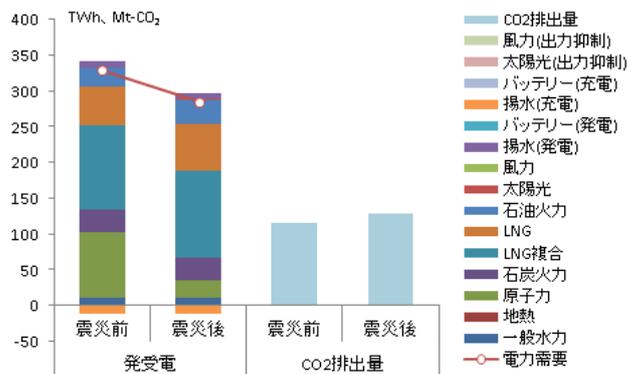


図3 関東圏の年間発電量とCO<sub>2</sub>排出量



### 3. 関東圏における太陽光発電の大規模導入の可能性

現在、太陽光発電の一層の普及拡大が、震災後の関東圏の緊急時対策強化とともに、長期的にもエネルギー自給率向上、温室効果ガス排出削減を達成するうえで有力な電力供給オプションとして位置づけられている。我が国においても、2020 年までに太陽光発電を 2,800 万 kW 普及させることを一つの目標として掲げており(2009 年の導入量:約 263 万 kW)、官民を挙げて積極的な技術開発や政策的取組が行われている。

そこで本節では、太陽光発電導入量にいくつかのシナリオを想定することにより、太陽光発電の導入が関東圏の電源構成に与える影響を評価する。関東圏における太陽光発電の導入量として、100 万 kW、500 万 kW、1,000 万 kW、3,000 万 kW、5,000 万 kW、1 億 kW、2 億 kW を想定し、シミュレーションを実施した<sup>1</sup>。原子力や火力発電設備量に関しては、「震災後ケース」における供給力と電力需要を前提としている。なお、バッテリーに関しては、本稿では NAS 電池を想定している。

なお本研究では、日本全国を対象に、緯度の違い、地形、気象条件等の地域特性を考慮して、短い時間間隔で太陽光出力の推計を行うため、AMeDAS 観測地点 686 箇所において、日照時間、降水量などのデータ<sup>(5)</sup>から、日射量を推計し、10 分間隔で単位面積当りの太陽光発電出力を計算した。対象年は 2007 年とした。文献<sup>(6)(7)</sup>を基に水平面日射量の推計、傾斜面日射量の推計、単位面積あたり太陽光発電出力を推計している。日本各地域の太陽光発電の年間平均稼働率を図 4、関東圏における 1 年間の太陽光発電の稼働率を図 5 に示す。

図 4 太陽光発電の年間平均稼働率

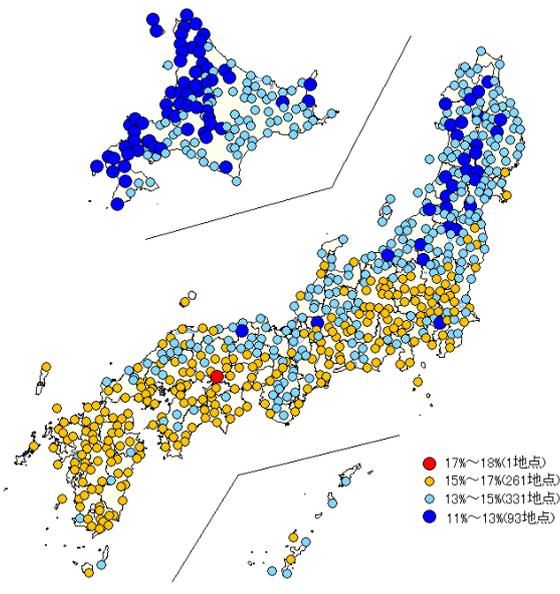
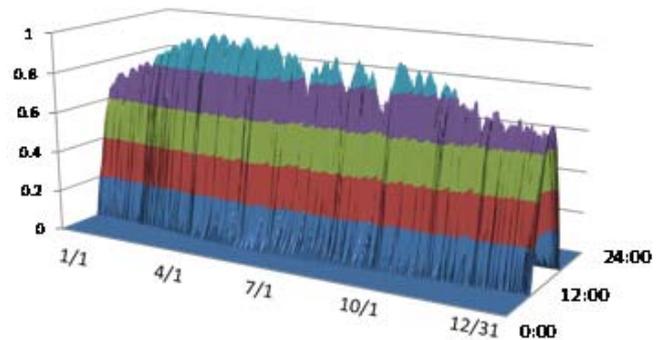


図 5 関東圏における 1 年間の太陽光発電の稼働率

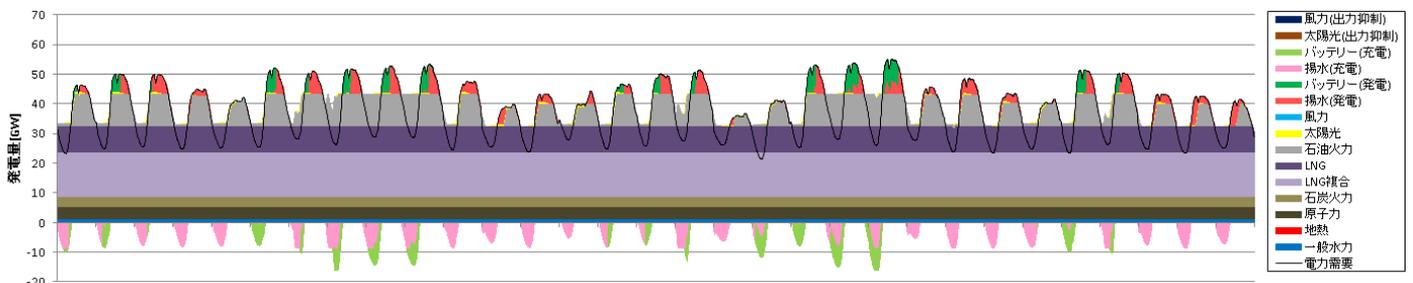


<sup>1</sup> 資料「経済産業省:新エネルギーの大量導入に伴って必要となる系統安定化対策について(平成 20 年)」では、2030 年度の“東京”における太陽光発電設備量の導入見通しを 1,612 万 kW と推定している。

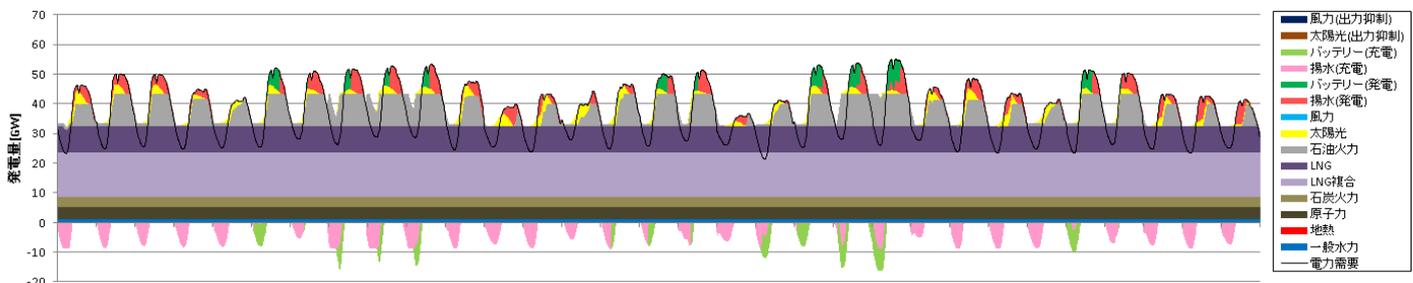
図 6 に、各太陽光発電導入量における関東圏の 1 ヶ月間の電源構成を示す。図より太陽光発電の導入量が 3000 万 kW（太陽光発電が発電量に占める比率：13%）を超えると、火力発電の運転にも影響を及ぼし始めることがわかる。太陽光発電 3000 万 kW の導入を仮定した場合、燃料費の高い LNG 火力の出力が減少する。とくに、需要の小さい休日等における火力発電の運転に、太陽光発電の大規模導入が影響を及ぼす。図 6 の電力日負荷曲線のうち、ピークが相対的に減少する日があるが、それらが土日休日等の需要の小さい負荷曲線に相当する。太陽光発電が 3000 万 kW 導入される場合(図 6(d))、とくに、そのような需要の小さい日に太陽光が増加すると、LNG 火力が減少することが分かる。

図 6 8 月の 1 ヶ月間の電源構成<sup>2</sup>

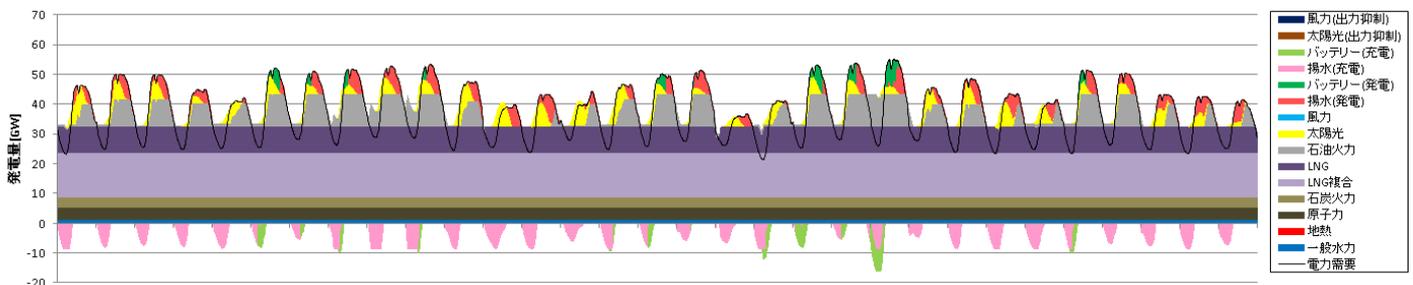
(a) 太陽光発電 100 万 kW 導入（太陽光が年間総発電量に占める比率：0.4%）



(b) 太陽光発電 500 万 kW 導入（太陽光が年間総発電量に占める比率：2.1%）



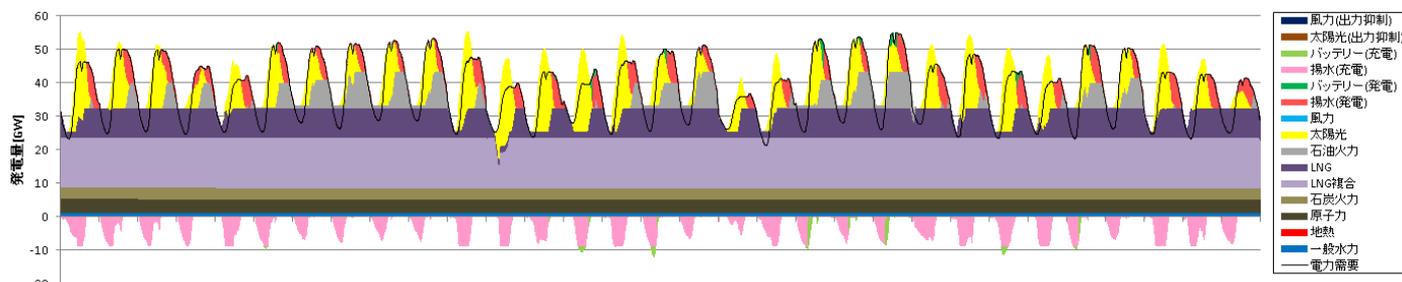
(c) 太陽光発電 1000 万 kW 導入（太陽光が年間総発電量に占める比率：4.3%）



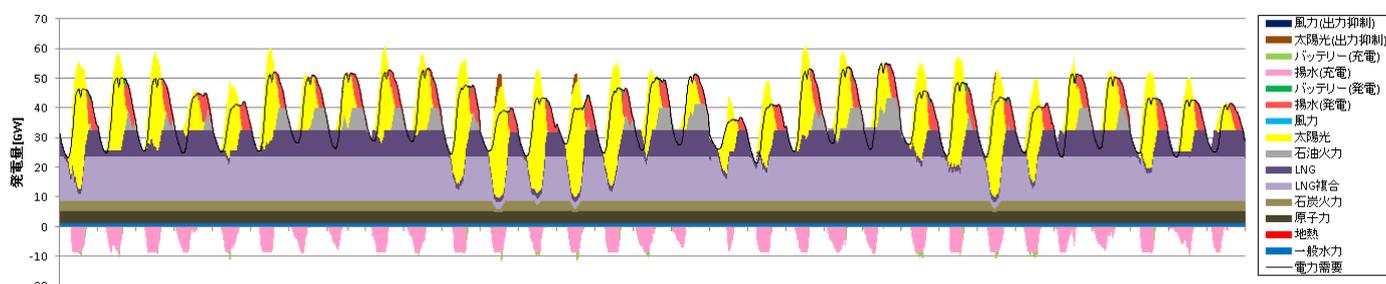
<sup>2</sup> 電力需要の少ない休日等では太陽光発電による余剰電力が発生することが見込まれ、追加的需要が無い限り、蓄電や出力抑制が必要となる。図中の“太陽光(出力抑制)”は、電力機器(パワーコンディショナ等)により発電電力を規定値以下に制御することを想定している。

(図 6 の続き)

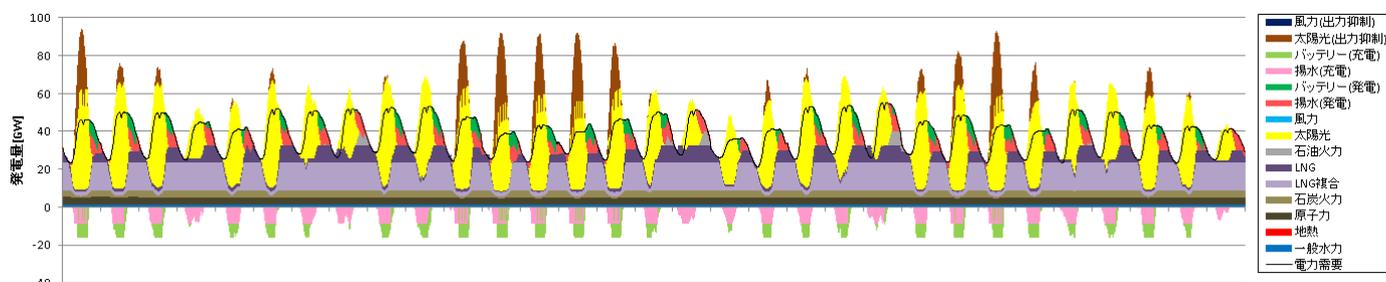
(d) 太陽光発電 3000 万 kW 導入 (太陽光が年間総発電量に占める比率 : 13%)



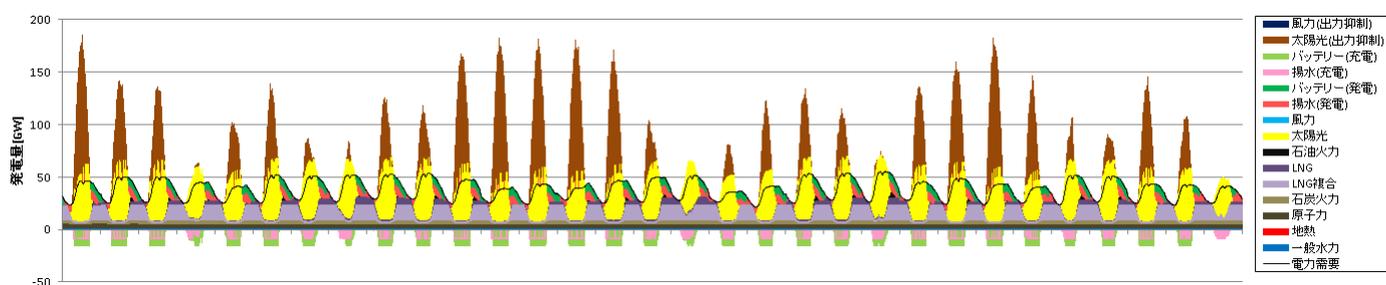
(e) 太陽光発電 5000 万 kW 導入 (太陽光が年間総発電量に占める比率 : 21%)



(f) 太陽光発電 1 億 kW 導入 (太陽光が年間総発電量に占める比率 : 37%)

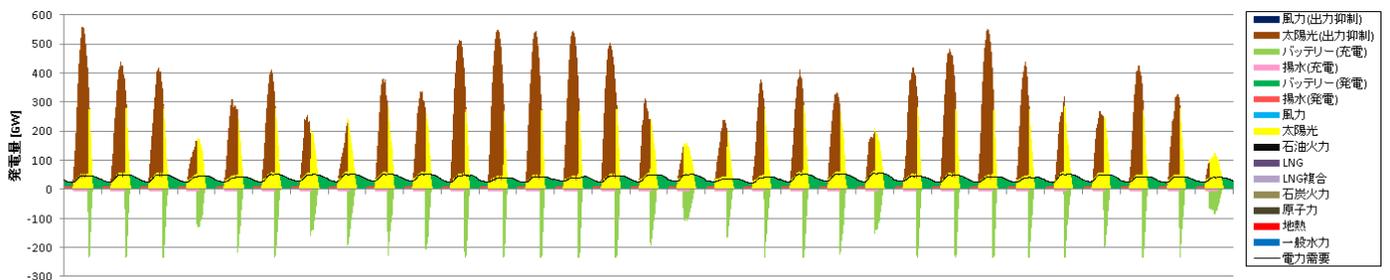


(g) 太陽光発電 2 億 kW 導入 (太陽光が年間総発電量に占める比率 : 59%)

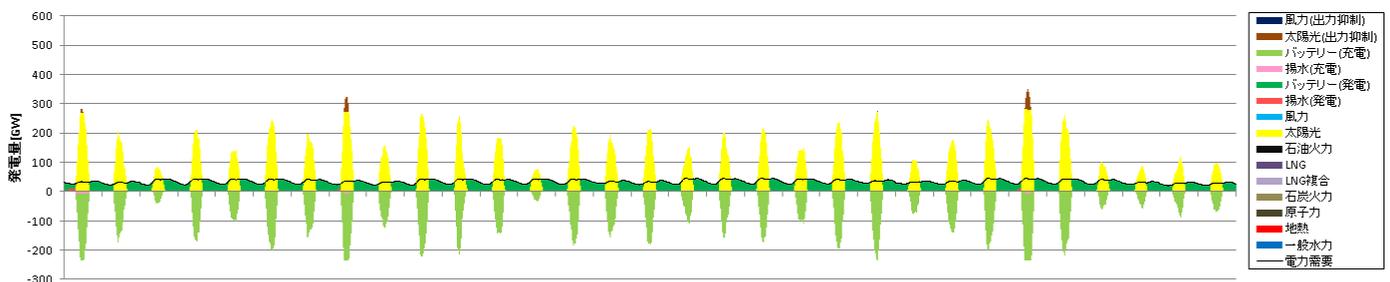


最後に、関東圏の原子力発電、火力発電を全て廃止した場合、電力需要を賄うために必要な太陽光発電の導入量を推計する。シミュレーションの結果(図 7)、関東圏の原子力発電、火力発電を全て廃止した場合に必要な太陽光発電の設備量は 6.5 億 kW、バッテリーの設備容量は 2.5 億 kWh、19 億 kWh となることが分かった(バッテリーは NAS 電池を想定している)。この時、太陽光発電への投資額は約 450 兆円(太陽光発電システム価格約 70 万円/kW)、バッテリーへの投資額は約 70 兆円に上り、発電コスト(1 年間の発電部門の総コスト(固定費+可変費)を総発電量で割った値)は約 160 円/kWh に達する。太陽光発電システム価格が約 30 万円/kW(27 万円/kWh)<sup>⑧</sup>まで低下した場合、発電コストは約 70 円/kWh まで低下する(太陽光発電への投資額は約 180 兆円)。本稿では太陽光発電の導入が無い場合の発電コストが約 10 円/kWh であるので、原子力、火力を廃止し、代わりに太陽光発電を導入した場合、発電コストは 7 倍(太陽光価格 27 万円/kW)~16 倍(同 70 万円/kW)へ高騰する。また図 7 を見ると、8 月は太陽光発電の出力抑制が行われるが、12 月は太陽光発電の出力抑制はほとんど見受けられず、ほぼ全量が利用され、バッテリーの活用が最大となる。

図 7 原子力、火力発電を全て廃止した場合の関東圏の電源構成  
(a) 8 月の 1 ヶ月間の電源構成



(b) 12 月の 1 ヶ月間の電源構成



本稿では、関東圏での太陽光発電の導入量として 100 万 kW から 2 億 kW を想定し、関東圏の火力、原子力を廃止した場合に必要な太陽光発電設備量を 6.5 億 kW として計算した。ただし、太陽光発電の大規模導入を実際に考える場合、物理的限界を考慮することが大変重要となる。例えば、本稿の計算結果では、太陽光が 3000 万 kW(太陽光が年間総発

電量に占める比率：13%)導入されると LNG 火力の運転に影響を及ぼすが、3000 万 kW を導入するためには、山手線域内約 3 地域分(200km<sup>2</sup>)の面積が必要であり(太陽光の日射強度を 1kW/m<sup>2</sup>、発電効率 15%と仮定すれば 3000 万 kW÷(1kW/m<sup>2</sup>×15%)=200km<sup>2</sup>)、これは関東圏の耕作放棄地 961km<sup>2</sup>(出所：「2010 年世界農林業センサス結果の概要」より筆者推計)の約 5 分の 1 に達する。また、日射量のよし悪しを考慮せず、関東圏の一戸建て住宅約 900 万戸(出所：平成 20 年住宅・土地統計調査)に全て 3kW の太陽光発電を導入しても 2700 万 kW であり、現実には日射の良好な住宅はこの数値よりも小さいと考えられるため、太陽光発電を 3000 万 kW 導入するためには、戸建て住宅やメガソーラーの適地での大規模な展開が必要になると考えられる。

また、関東圏の火力、原子力を廃止した場合に必要な太陽光発電設備量は 6.5 億 kW となったが、導入に必要な敷地面積は約 4,300km<sup>2</sup>(山手線域内面積の 65 地域分、関東圏の電力供給管内面積約 4 万 km<sup>2</sup>の約 1 割)であり、これは関東圏の耕作放棄地の面積を超える(太陽光の日射強度を 1kW/m<sup>2</sup>、発電効率 15%と仮定すれば 6.5 億 kW÷(1kW/m<sup>2</sup>×15%)=4,333km<sup>2</sup>)。このように、原子力、火力を廃止し、太陽光発電ですべて代替するには、大規模な設置面積が必要なため、物理的な難易度は非常に高いと考えられる。

また、太陽光発電の大規模導入に伴い、バッテリーも大量導入する必要があるが、これらの導入の物理的限界や、バッテリー生産供給の資源的限界も実際には十分に精査することが必要である。

#### 4. まとめ

本稿では、東日本大震災後の当面の電力供給見通しを考慮したうえで、政府による政策措置、経済成長、技術面での対策の進捗など様々な不確定要素が存在するが、関東圏の電源構成の数値シミュレーションを実施した。ただし本稿では、実際の電力需要や発電技術データ等が公開されていないため、これらのデータに関して各種資料からの推定値を用いている。また、これらのデータの利用可能性に応じて、モデルの構築を行い、分析を行っている。そのため、本稿での分析結果が実際の電力需給を十分に反映していない可能性があるため、今後、一層の情報収集、使用データの信頼性の向上、各種感度分析の実施等を通じて、より詳細な検討が必要であることに留意を要する。

分析の結果、震災後では原発停止により火力発電への依存度が 89%へ上昇することから(震災前 70%)、震災後の関東圏の電源からの年間 CO<sub>2</sub> 排出量は震災前に比較して約 1 割上昇する。また、関東圏における太陽光発電の導入可能性を検討した結果、太陽光発電の導入量が 3,000 万 kW (太陽光発電が発電量に占める比率：13%)を超えると、火力発電の運転に影響を及ぼし、需要の小さい休日における火力発電の運転に、太陽光発電の大規模導入が影響を及ぼすことが分かった。

そして、関東圏の原子力発電、火力発電を全て廃止した場合、電力需要を賄うために必要な太陽光発電の導入量を計算した結果、太陽光発電の設備量は 6.5 億 kW(投資額約 450

兆円)、バッテリーの容量は2.5億kW(投資額約70兆円)となり、発電コストは約160円/kWh(太陽光価格70万円/kWh)、約70円/kWh(太陽光価格27万円/kWh)まで上昇することが分かった。太陽光発電の導入が無い場合の発電コストが約10円/kWhであるので、原子力、火力を廃止し、代わりに太陽光発電を導入した場合、発電コストは7倍(太陽光価格27万円/kWh)～16倍(同70万円/kWh)へ高騰する。短期的な太陽光発電の大規模導入は、電源の低炭素化に貢献することが期待されるが、電力料金の高騰を招き、物価や経済成長に悪影響を及ぼす可能性がある。そのため、研究開発による太陽光発電の今後の発電効率向上、コストの低下の可能性等を考慮し、時間軸を十分に踏まえた太陽光発電の導入を検討することが重要であると考えられる。

#### 参考文献

- (1) 柴田、中村、小宮山、藤井: “PV システムと蓄電池の導入量の変化が電源構成に与える影響の評価”、第27回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス、エネルギー資源学会、No.31-1(2011)
- (2) 電気利用系統協議会([http://www1.escj.or.jp/escj\\_ippan](http://www1.escj.or.jp/escj_ippan))(アクセス日:2010年9月6日)
- (3) 東京電力、数表でみる東京電力、平成22年度
- (4) 経済産業省、“東京電力管内における当面の需給見通し”、平成23年3月
- (5) 気象庁 業務支援センター: “アメダス10分値データ”(2007)
- (6) 日本気象協会: “太陽光発電利用システム・周辺技術の研究開発(最適設計のための気象データの調査研究)”平成11年度NEDO委託業務成果報告書(2000)
- (7) 藤井: “全国気象データに基づく家庭用太陽光発電のポテンシャル評価”第27回エネルギー・資源学会研究発表会、大阪(2008)
- (8) 経済産業省、低炭素電力供給システムに関する研究会新エネルギー大量導入に伴う系統安定化対策・コスト負担検討小委員会(第4回)-配付資料