

# 当面のエネルギー需給安定策

～エネルギー構造改革の先行実施～

平成 23 年 7 月 29 日

エネルギー・環境会議決定

当面のエネルギー需給安定策 目次  
～エネルギー構造改革の先行実施～

はじめに

1. 当面の電力需給動向とピーク時の電力不足、電力コスト上昇の見通し	… 1
(1) 来夏に約1割のピーク時の電力不足のリスク	… 1
(2) 電力コストの約2割上昇のリスク	… 4
2. 基本的な対処方針 5原則	… 6
(1) 原子力発電所の停止が広範に生じた場合でもピーク時の電力不足とコスト上昇を最小化する	
(2) 計画停電、電力使用制限、コストの安易な転嫁を極力回避する。	
(3) 政策支援や規制・制度改革で持続的かつ合理的な国民行動を全面的に支援し、エネルギー構造改革を先行的に実施する。ピークカットとコストカットが持続的に進む経済や社会の仕組みを早急に築く	
(4) 経済活性化策としてエネルギー需給安定策を位置づける	
(5) 国民参加の対策とするため、3年間の工程を提示する	
3. 目標達成へ向けた具体的な対策	… 7
(1) ピーク時の電力不足とコスト抑制に向けて、まずは需要構造の改革に重点を置く	… 7
(2) 効率性と環境性を重視して、あらゆる主体の電力供給への参加を促す	… 9
(3) 電力システムの改革を需要構造改革と供給構造の多様化の視点で実施する	… 10
(4) 再起動も含め原子力安全対策を徹底するという国の姿勢を明示する	… 11
4. エネルギー需給安定策工程表、規制・制度改革リスト	… 12
(1) エネルギー需給安定策工程表とその具体化	
(2) エネルギー需給安定策関連の規制・制度改革リストとその具体化	
5. 対策のレビュー	… 13
別添資料	… 14

当面のエネルギー需給安定策  
～エネルギー構造改革の先行実施～

〔平成 23 年 7 月 29 日  
エネルギー・環境会議決定〕

## はじめに

エネルギー・環境会議は、当面 3 年間を目標期間とするエネルギー需給安定策を以下の通り定める。これにより、原子力発電所の停止が広範に生じた場合に起こるピーク時の電力不足と、電力コストの上昇を最小化する。

政府がこれから講じる政策支援と規制・制度改革、国民各層の社会的な意識改革が車の両輪となり、がまんの節電ではなく、エネルギー需要の合理化と供給力の拡大が持続的に実現する仕組みを築き上げる。これにより、経済活動と国民生活の安定、東日本復興を確かなものとするとともに、我が国のエネルギー構造改革を前倒しで実現する。

## 1. 当面の電力需給動向とピーク時の電力不足、電力コスト上昇の見通し

### (1) 来夏に約 1 割弱のピーク時の電力不足のリスク（別添 1、p. 15）

以下の電力需給動向については、本年 7 月 27 日現在の需給の見通しを前提としている。具体的には、①最大電力需要は、昨年実績または各社の今後の見通しのいずれか高い方、②原子力発電所については、定期検査に入った原子力発電所について、定期検査後の再起動がない場合、③火力発電所等については、本年 7 月 27 日時点の供給力の見通しを想定している。

なお、需給の動向は、発電所の稼働状況等に応じて今後変化する。5. にもあるとおり、秋口以降、定期的に需給動向をフォローアップし、常に見直しを行う。

### ①今夏の電力需給動向とピーク時の電力不足の程度

#### 【東日本】

～▲7.3%(▲585 万 kW)のピーク時の電力不足

～平日昼間における 15%の節電要請と大口需要家への電力使用制限で対処

東日本における今夏の電力供給力は、震災による影響を受けて、東京電力及び東北電力において最大限の供給力増強に努めたところであるが、北海道、東北、東京電力管内の合計で、昨年夏のピーク電力需要 7986 万 kW に対して、▲7.3%(585 万 kW) 不足する見込み<sup>1</sup>である。

政府は、このピーク電力の不足を回避するため、東北電力及び東京電力管内の需要家に、平日昼間の電力消費を前年のピーク比 15%抑制するよう要請するとともに、契約電力 500kW 以上の大口需要家に対しては電気事業法に基づく電力使用制限をかけることとした。これらの結果、現在のところ、東北電力及び東京電力管内においては、前年に比べ 10%超の節電が実現している。

### 【中西日本】

～+1.0% (+102 万 kW) の予備率

～関西電力管内は、平日昼間における 10%超の節電要請で対処

原子力発電所が今後更に定期検査に入り、かつ、原子力発電所の定期検査後の再起動がない場合においては、中西日本 6 社（中部、北陸、関西、中国、四国、九州電力）のピーク時の電力不足も課題になる。電力会社が供給力増強に努めたところ、中西日本における昨年夏のピーク需要 9968 万 kW に対して、供給予備率 +1.0% (+102 万 kW) となる。

適正な予備率（ピーク需要に対して安定した供給を確保するために必要な供給の余裕度）が最低 3%、通常は 8%以上であることを考えれば、厳しい数字であるが、電力使用制限をかけた今夏の東京・東北電力管内（約 8%程度ピーク時の電力不足）ほど深刻ではない。政府は、関西電力管内の需要家に対しては、全体として 10%以上を目途とした節電要請を行うとともに、他の電力会社管内は一般的な節電を行うことでピーク時の電力不足は回避できると判断している。

---

<sup>1</sup>東京・東北電力においては、供給力強化のため、被災火力発電所の復旧、長期停止火力発電所の再起動、緊急設置電源（ガスタービン等）の新設、自家発の導入促進などの措置を追加的に講じたところ。

また、最大電力需要は、東北電力・東京電力管内は、平成22年度夏ピーク（1日最大値）をベースに、「夏期の電力需給対策」（平成23年5月13日電力需給緊急対策本部）で定めたもの。他の電力管内は平成22年度夏ピーク実績または各社の平成23年度夏ピーク見通しのいずれか高い方で想定。今年冬、来年夏の需給動向も同じ。

## ②今冬の電力需給動向とピーク時の電力不足の程度

### 【東日本】

～▲1.1% (▲80 万 kW) のピーク時の電力不足

～平日昼間における節電要請に加えて補正予算などを活用した政策支援で対処

原子力発電所が今後更に定期検査に入り、かつ、原子力発電所の再起動が行われない場合、供給力は夏よりも落ち込む。他方、冬のピーク電力需要は夏の 7986 万 kW から 7149 万 kW に減少する。このため、東日本のピーク時の電力不足は夏の ▲7.3%から▲1.1%(80 万 kW)へと改善する見込みである。

### 【中西日本】

～▲0.4% (▲33 万 kW) 程度のピーク時の電力不足

～平日昼間における節電要請に加えて補正予算などを活用した政策支援で対処

今後更なる原子力発電所が定期検査に入り、かつ、原子力発電所の再起動がない場合、供給力は夏に比べるとさらに落ち込む。他方、冬のピーク需要は夏の 9968 万 kW から 8662 万 kW へと減少する結果、供給力はピーク需要を▲0.4%(▲33 万 kW)程度のピーク時の電力不足になると見込まれる。

## ③来夏の電力需給動向とピーク時の電力不足の程度

### 【東日本、中西日本】

～東日本で▲10.4%、中西日本で▲8.3%のピーク時の電力不足

～東日本で▲834 万 kW、中西日本で▲823 万 kW、全国で▲1656 万 kW のピーク時の電力不足

来夏は更に原子力発電所が定期検査に入り、原子力発電所の再起動が行われないと仮定すると、国内で一基も原子力発電所が稼働していない状態となり、事態は更に深刻化する。東日本においては、夏のピーク需要 7986 万 kW に対してピーク時の電力不足は▲10.4%(▲834 万 kW)と、今年夏以上の厳しさとなる。中西日本においては、夏のピーク需要 9968 万 kW に対して、ピーク時の電力不足は▲8.3%(▲823 万 kW)となる。**日本全国(9 電力管内)で 1656 万 kW のピーク時の電力不足となる。**

## 【来夏のピーク時の電力不足解消に向けた基本的な対応】

～平日昼間における節電要請に加えて補正予算などを活用した政策支援で対応

今夏の東京・東北電力管内における震災に伴う電力不足問題に対しては、時間的な余裕がなかったこともあり、当初は計画停電で対応し、その後、政府をあげて、情報提供などのソフトな支援策と規制の見直しを行うとともに、節電要請と電力使用制限を組み合わせることで、原則計画停電を回避することとした。

来夏において、こうした計画停電や電力使用制限を発動するようなことがあると、生産活動を抑制し、国民生活における快適性を犠牲にしかねない。計画停電や電力使用制限を回避し、生産活動の抑制や快適な国民生活が犠牲になる事態を極力避けることが重要である。

このため、補正予算や当初予算を活用して節電行動や供給拡大への支援策を充実し、さらには規制・制度改革を極力前倒す。これにより、現在東日本で実現しつつある前年比10%以上の節電努力のうち、合理的な節電行動を定着させ、かつ、余力ある自家発のさらなる活用を促し、持続的な需要合理化や供給拡大が実現する仕組みを築くことを主たる対策とする。

### (2) 電力コストの約2割上昇のリスク (別添2、p. 28)

我が国の電力供給量は年間約9000億kWhである。その約3割は原子力発電所が担っている。原子力発電所の再起動がない場合には、火力発電所がこれに代替することとなり、その結果、燃料代の上昇を通じ、約2割の電力コスト上昇を招く可能性がある。

すなわち、現在、我が国の電力供給構造は、燃料費用が安い原子力発電所と石炭発電所が昼夜通して稼働し(ベース電源)、LNG火力と石油火力が主として昼間稼働(ミドル電源、ピーク電源)している。石炭火力は昼夜を問わずフル稼働しており、水力発電所は稼働の制御ができないので、原子力発電の稼働が低まれば、LNG火力か石油火力の稼働率を上げて対応することになる。一定の仮定を置いて試算した場合、仮に全ての原子力発電による発電量をLNG火力や石油火力で全て代替すれば、燃料コストが年間約3兆円以上嵩む可能性がある<sup>2</sup>。

<sup>2</sup> 経済産業省が、原子力発電所が2009年度並みに稼働した場合の発電電力量(約2800億kWh)を全てLNG火力と石油火力でカバーした場合の追加的な燃料コストを年間約3兆円超と試算。日本の原子力発電の発電能力を2745億kWh、燃料代替に伴う価格上昇を11.5円/kWh(現状の燃料価格を前提として、1kWhを発電するのにLNG火力であれば11円、石油火力であれば16円の

我が国の年間の電気料金は約 15 兆円であり、3 兆円をそのまま転嫁すれば、約 2 割の電気料金の引き上げになる。電力費用の高騰は、消費者の消費抑制や企業の収益悪化をもたらすのみならず、中期的に見れば企業の立地選択や雇用に大きな影響を与えかねない。

原子力発電所の再起動の問題に起因するこのコスト上昇問題に対していかに対処するかが、ピーク時の電力不足対策と並ぶ重要な政策課題となる。

---

追加燃料コストがかかる。LNG 火力と石油火力の発電比率を考慮して設定した加重平均の燃料コスト 12.5/kWh 円から、原子力発電の燃料費の 1 kWh あたりの単価 1 円を引いた額) を前提としている。なお、日本の需要拡大に伴う LNG 価格の上昇や、省エネ対策等に基づく電力量の抑制効果は見込んでおらず、今後調達する燃料の価格や燃料調達量によって変動する。

## 2. 基本的な対処方針 5原則

以上のように、原子力発電所が広範に停止すればピーク電力の不足とコスト上昇問題は深刻になる。計画停電や電力使用制限でこうした課題に対処した場合、がまんの節電を強いることとなり、経済活動や国民生活の質が低下するおそれがある。

また、「東日本大震災からの復興の基本方針骨子」（平成23年7月21日東日本大震災復興対策本部）にもあるように、製造業の空洞化、海外企業の日本離れを防ぐべく、電力の安定供給を確保し、エネルギー戦略を見直すことは、大震災の教訓を踏まえた国作りの基本となるものである。

このため、「当面のエネルギー需給安定策」は、以下の5原則により行う。

### （1）原子力発電所の停止が広範に生じた場合でもピーク時の電力不足とコスト上昇を最小化する

～約1割弱のピーク時の電力不足のリスク、約2割の電力コスト上昇のリスクの回避

### （2）計画停電、電力使用制限、コストの安易な転嫁を極力回避する

～がまんの節電を強いる状態をなるべく早期に脱却する

### （3）政策支援や規制・制度改革で持続的かつ合理的な国民行動を全面的に支援し、エネルギー構造改革を先行的に実施する。ピークカットとコストカットが持続的に進む経済や社会の仕組みを早急に築く

～当面の対策を短期の革新的エネルギー・環境戦略として位置づけ

### （4）経済活性化策としてエネルギー需給安定策を位置づける

～需要構造や供給構造改革への投資を促し経済活性化を狙う

### （5）国民参加の対策とするため、3年間の工程を提示する

～産業、業務、家庭といった部門ごとの対応を具体化し、社会の意識改革と政府の政策を同調



### 3. 目標達成へ向けた具体的な対策

約1割のピーク時の電力不足のリスク、約2割の電力コスト上昇のリスクを回避するため、今後3年間、(1) 需要構造改革、(2) 供給構造の多様化、(3) それを支える電力システムの改革、(4) 再起動を含めた原子力安全対策を重点的に加速する。このため、政策支援や規制・制度改革等、あらゆる政策資源を総動員する。

#### (1) ピーク時の電力不足とコスト抑制に向け、まずは需要構造の改革に重点を置く

今夏、東京電力及び東北電力管内の電力需要は前年比10%程度低下している。これは、生産活動の抑制やがまんの節電の効果が含まれていると見込まれるが、他方で、見える化や国民意識の改革による節電の徹底、LED電球への取替え、就業日・時間のシフトなど、合理的な節電行動も含まれている(別添3、p.29)。また、地域が行う節電プロジェクト(別添4、p.30)についても10%を超える節電を実現している例がある。こうした合理的な節電行動の促進を通じて、日本全国で需要構造の転換を加速する。

需要構造の改革は、①省エネ製品導入の拡大、②省エネ製品の製造能力の拡大、③住宅や工場・ビルの省エネ投資の促進、④需要家による投資促進、⑤料金メニューの多様化を組み合わせる。

こうした需要構造改革を促す対策は、我が国の省エネ関連産業の競争力と雇用創出も生み出す対策となる。

これらの支援策だけでなく、電力消費の見える化や製品・住宅・ビルの省エネ基準強化などをも組み合わせ、社会の意識改革、中でもピーク電力需要の3分の2を占め、節電余力が大きい業務用と家庭用における意識改革を進める。

#### 【主な対策】

##### ①省エネ商品の導入促進

～HEMS・BEMS<sup>3</sup>、高効率空調、LED照明等の高効率照明等。

##### ②産業の省エネ投資の促進

～省エネ製品の開発や製造能力拡大のための投資等。

##### ③住宅や工場・ビルの省エネ投資促進等

～ネット・ゼロエネルギー住宅<sup>4</sup>の普及の加速化、基準等を通じた省エネ促

<sup>3</sup> HEMS (Home Energy Management System) : 住宅のエネルギー管理システム、BEMS (Building Energy Management System) : 建物のエネルギー管理システム

進、省エネ設備導入、省エネ診断。

**④家庭も含む需要家による投資促進**

～蓄電池、電気自動車、太陽光発電やコジェネレーション<sup>5</sup>、燃料電池などの需要地近接型の分散型発電システム等。

**⑤スマートメーター<sup>6</sup>の導入促進及びそれを活用した需要家に対するピークカットを促す料金メニューの普及**

～大口の需給調整契約の普及促進

主として大口需要家を対象とする需給調整契約<sup>7</sup>（電力需給が逼迫する場合に使用電力量を抑制することを条件に電気料金の割引を行う契約）は、ピークカット対策として有効であり、今後、自家発の普及や契約の改善などにより有効性を高めながら、普及を加速する。

～スマートメーターの5年間集中整備プランと小口におけるピークカット契約などの展開

家庭などの小口需要家については、スマートメーターの普及により時間帯別の電力消費が把握できる体制を整備し、ピークカット料金などの導入を加速する。また、2020年代に原則全戸導入としていた目標を思い切って前倒し、今後5年以内に総需要の8割をスマートメーター化する。これによりスマートグリッドの早期実現を目指す。また、電力小売事業の解禁も含めた対応も検討する。

**⑥地域ぐるみの節電行動への支援、地域における分散型エネルギーの地産地消システムの構築や地域主体の発電事業者の育成（東日本大震災からの復興へつなげる観点も考慮）**

**⑦就業日・時間のシフト等、社会行動改革の促進**

---

4 消費電力を上回る発電を行う住宅

5 電熱併給。発電時の熱を併せて利用するシステム。

6 通信機能付き高性能メーター

7 需給調整契約には、計画調整契約と随時調整契約がある。計画調整契約は、ピーク電力のカットのために、電力会社が予め定めた期間（夏期）の中で、使用電力の上限を設定する具体的な日時（平日昼間など）を定める契約であり、常にピーク時の使用電力量を抑制するものであることから電力会社の需要想定に織り込まれている。今夏東京電力と東北電力合計で約292万kW、全国で約559万kWの計画調整契約がある。

随時調整契約は、電力需給逼迫時に電力会社からの事前通告によって電力使用量を抑制する契約であり、需給逼迫時のみの対応であることから需要想定には織り込まれていない。また、随時調整契約については、①需要家が契約電力の上限まで使用していない場合には契約分の需要が減少しない。②契約上、年10回というように調整依頼回数に上限があるといったことから、必ずしも契約と同量の需要カットを行うことはできない。今夏、東京電力と東北電力合計で約178万kW、全国で約491万kWの随時調整契約がある。

## (2) 効率性と環境性を重視して、あらゆる主体の電力供給への参加を促す

供給の拡大は、効率性と環境性に優れた電源の拡大を旨として取り組む。固定価格買取制度の導入などによる再生可能エネルギーの拡大や、高効率火力発電、コジェネレーションシステムなどの拡大を重視する。

このような供給構造の改革を促す対策は、我が国の再生可能エネルギー関連産業の競争力と雇用創出も生み出す対策となる。

ピーク供給力対策として、電力会社の揚水発電の徹底活用や電力系統への蓄電池の設置を促し、夜間電力を活用したピーク電力供給の強化を促す。また、自家発電の余剰のうち合計 128 万 kW 程度（別添 5、p. 31）の活用を促進する。比較的小規模で効率が悪い電力会社の緊急設置電源の増強は、需給が厳しい場合の措置として位置づける。

天然ガス、石油、石炭の円滑かつ合理的な調達等、資源確保戦略を強化する。

一般電気事業者のみならず、自家発電や I P P<sup>8</sup>、P P S<sup>9</sup>、多様な産業やベンチャービジネスが、再生可能エネルギー発電や高効率火力発電などに参入しやすい制度環境を整備する。電力システムや立地規制も含めた規制・制度改革を実行し、固定価格買取制度と相まって、競争的かつ多様な供給構造を実現する。

電力のみならず石油・ガスや熱なども活用した効率性の高い総合的なエネルギー供給構造の構築にも着手する。地域冷暖房システムを始めとした面的なエネルギー供給システムを実現する。このような地域の総合エネルギーシステムの整備は、東日本大震災の被災地域において実施し、復興に役立てることも考えられる。

夜間電力は、自家発電、I P P、P P S、一般電気事業者とも余剰がある。コスト抑制の一環として、夜間電力の競争を促す。供給構造の多様化策は、需要構造の改革と相まって、電力コスト抑制の基本的な戦略とする。

---

<sup>8</sup> Independent Power Producer、電力会社への電力の卸売事業者

<sup>9</sup> Power Producer & Supplier、大口需要家に小売を行う電気事業者

## 【主な対策】

### ①再生可能エネルギーの導入拡大

～固定価格買取制度の導入、系統への優先接続規定の導入、立地規制の見直し等の規制改革の推進

### ②火力発電の増強、高効率化支援等

### ③資源確保戦略の強化

～より一層強固な石油・ガスの安定供給体制の確保

### ④ピーク電力供給力強化

～自家発電等の夜間電力を活用して揚水発電を機動的に活用

揚水発電は全国で2,668万kWあるが、電力会社自身の夜間電力発電によって水をくみ上げる能力に制約があること等から、現時点では1,804万kWのみが来夏の供給力として計上されている。今後、電力会社の夜間電力の更なる活用や自家発電などの夜間電力能力を活用する方策を整備し、揚水発電の活用を促す。

～電力会社における蓄電池の設置促進

～常用自家発電のピーク余力（128万kW程度<sup>10</sup>（別添5、p.31））の活用支援

### ⑤分散型電源（再生可能エネルギー、熱やガスを併給する燃料電池やコージェネレーション等環境性の高いエネルギー）、スマートコミュニティ（次世代エネルギー・社会システム）の導入促進及び面的利用、モデルプロジェクトの実施

## （3）電力システムの改革を需要構造改革と供給構造の多様化の視点で実施する

需要地近接型の分散型電源や蓄電池の普及、送電・配電網のスマート化<sup>11</sup>、再生可能エネルギーの導入拡大や高効率火力の拡充を図るために、電力システムに関する規制・制度改革も同時に着手する。

また、公益事業である送電・配電事業の中立性を高め、発電事業や小売事業への参入を一層進めることで、発送電の分離を促し、多様な主体が電気事業に参入し、創意工夫と競争の中でコストの革新が進む仕組みを構築する。

電力価格については、経営効率化などを通じて燃料費上昇分の需要家への転

<sup>10</sup> なお、既存の非常用自家発電（2300万kW）の活用については、送電線に接続されていない、小規模かつ非効率といった課題があることから、来年夏の需給を見極めた上で、必要に応じて支援しつつ活用する。

<sup>11</sup> 電力情報に関する通信網の整備

嫁を極力抑制する。電力卸売市場を活性化し、競争を通じた価格抑制を図る。

**【主な対策】**

- ①柔軟な料金メニューの設定などの需要家のピークカットの誘引強化、小売事業の自由化などを通じた需要家の選択肢の拡大
- ②電力卸売市場の整備など、電力会社間及び電力会社と自家発の間の競争促進
- ③電力会社の調達改革によるコスト構造のスリム化
- ④送電・配電網のスマート化や連系送電網の整備、再生可能エネルギー導入の基礎となる送電網拡充といった送電・配電システムの機能強化
- ⑤送電・配電事業の中立性・公平性の強化

**(4) 再起動も含め原子力安全対策を徹底するという国の姿勢を明示する**

原子力の活用については、事故の徹底検証を行うとともに、より高い安全性を確保することが大前提である。ストレステストを参考にした新たな安全評価の導入等を示した「我が国原子力発電所の安全性の確認について（平成23年7月11日）」（別添6、p.33）の政府方針に従って対応する。

上記により安全性が確認された原子力発電所の再起動を進める。このことは、ピーク時の電力不足とコスト抑制の双方に効果がある。

#### 4. エネルギー需給安定策工程表、規制・制度改革リスト

政府がこれから講じる政策支援と規制・制度改革、国民各層の社会的な意識改革が車の両輪となり、持続的にエネルギー需要の合理化が進み、供給力の拡大が実現する仕組みを築き上げる一助とするため、工程表（別添7、p.36）及び規制・制度改革リスト（別添8、p.37）を策定する。

##### （1）エネルギー需給安定策工程表とその具体化

エネルギー需給安定策は今後3年間にわたり展開する。エネルギー供給、産業、業務、家庭、運輸の部門別に、成果のターゲットを①今夏、②今冬、③来夏、④来冬、⑤再来夏以降の対策に整理した工程表を策定した。（別添7、p.36）

政府は、この工程表に従い、平成23年度第3次補正、平成24年度予算、規制・制度改革などを通じて、政策を具体化する。エネルギー・環境会議は、規制・制度改革や、工程表に掲げた需要家別の省エネルギー関連対策について、政策的支援措置の具体化などを精査する等、秋を目途にエネルギー需給工程表をより具体化する。

##### （2）エネルギー需給安定策関連規制・制度改革リストとその具体化

工程表には、当面のエネルギー需給安定に有効な規制・制度改革の一覧を添付した。（別添8、p.37）

この着実な実行を図るため、エネルギー・環境会議が関係者の意見を聴きながら、有効な規制・制度改革の具体化を秋までに行う。

## 5. 対策のレビュー

- (1) 上記のとおり、エネルギー・環境会議において、秋を目途に工程表と規制・制度改革リストの具体化と重点化を行う。
- (2) 今冬及び来夏の需給動向は今後も変化すると見込まれることから、定期的に需給動向をフォローする。具体的には、エネルギー・環境会議又は電力需給に関する検討会合が、今冬の需給動向についてはできるだけ早く、来夏の需給動向については来春を目途に各々精査するとともに、必要に応じて対策の見直しや需要抑制の目途を示す。
- (3) なお、当面のエネルギー需給安定策は、エネルギー構造改革を先行的に実施するものであり、革新的エネルギー・環境戦略の短期戦略と位置付ける。

# 別添資料一覧

(別添1) 当面の電力需給動向とピーク電力不足の見通し	・・・p.15
(1) 原子力発電所が再起動しない場合の電力需給動向	・・・p.15
(2) 電力各社の当面の電力需給と電源別供給力	・・・p.16
(別添2) 燃料代替に伴うコスト上昇	・・・p.28
(別添3) ピークカット対策の考え方	・・・p.29
(別添4) 地方自治体等による地域の節電(実証試験取組事例)	・・・p.30
(別添5) 自家発電の活用について	・・・p.31
(1) 自家用発電設備のピーク時の電力供給源としての活用可能性	・・・p.31
(2) 自家発電の活用に関する考え方	・・・p.32
(別添6) 我が国原子力発電所の安全性の確認について	・・・p.33
(別添7) 当面のエネルギー需給安定策工程表	・・・p.36
(別添8) エネルギー需給安定関連の規制・制度改革リスト	・・・p.37



# (別添1) 当面の電力需給動向とピーク電力不足の見通し

## (1) 原子力発電所が再起動しない場合の電力需給動向

<東日本>  
 東京電力及び東北電力において、平日9時～20時のピーク電力が不足するため、  
 ◎大口需要家(500kW以上): **15%**の電力使用制限規制  
 ◎その他の需要家: **15%**の節電要請

東京電力: ▲8.8% (▲530万kW)  
 東北電力: ▲6.6% (▲98万kW)

平成23年7月27日現在

	今夏	今冬	来夏
東日本	▲7.3% (7,986万kWのピーク需要に対し 585万kWの不足)	▲1.1% (7,149万kWのピーク需要に対し 80万kWの不足)	▲10.4% (7,986万kWのピーク需要に対し 834万kWの不足)
中西日本	+1.0% (9,968万kWのピーク需要に対し 102万kWの余剰)	▲0.4% (8,662万kWのピーク需要に対し 33万kWの不足)	▲8.3% (9,968万kWのピーク需要に対し 823万kWの不足)

関西電力: ▲3.9% (▲123万kW)

(注) 最大電力需要は、東北電力・東京電力管内は、平成22年度夏ピーク(1日最大値)をベースに「夏期の電力需給対策について」で定めたもの。他の電力管内は、平成22年度夏ピーク実績又は各社の平成23年度夏ピーク見通しのいずれかが高い方で想定。

<中西日本>  
 定期検査後の原子力発電所が再起動しない場合には、十分な供給予備率が確保できないため、  
 ◎関西電力管内: **10%以上**の節電要請  
 ◎その他の電力管内: 国民生活及び経済活動に支障の生じない範囲での節電取組

### 【前提条件】

- 需要は前年並みを想定



ここに、対策の余地あり

需給調整契約(大口需要家に電力会社がピークカット等を要請できる契約)は織り込まず。今後精査。

- 電力会社による供給力の積み増し、自家発による供給力積み増しについては、精査中。



ここに、対策の余地あり

## (2)電力各社の当面の電力需給と電源別供給力

### 1) 9電力合計

(単位:万kW)		今夏	今冬	来夏
供給予備率※1	供給－需要 (予備率【%】)	▲483 (▲2.7%)	▲113 (▲0.7%)	▲1,656 (▲9.2%)
最大電力需要※2	総需要	17,954	15,811	17,954
供給力※3	供給力合計	17,471	15,698	16,297

供給力の内訳	原子力※4	1,176	409	0
	火力	12,931	12,685	13,200
	被災火力の復旧	1,243	153	135
	定検時期の調整	220	487	194
	長期停止火力の再稼働	196	22	0
	自家発の活用※5	285	206	164
	緊急設置電源の新設※6	151	179	264
	水力	1,287	1,024	1,296
	揚水※7	2,086	1,593	1,804
	地熱等	35	43	47
融通等※8	-44	-57	-49	

※1:安定した電力供給のために最低限必要な供給予備率は3%(通常は8%以上)とされている。

※2:東北電力・東京電力管内の最大電力需要は、平成22年度夏ピーク(1日最大値)をベースに計上。他の電力管内は平成22年度夏ピーク実績又は各社の平成23年度夏ピーク見通しのいずれか高い方で想定。今年冬、来年夏の需給動向も同じ。

なお、今後の需要合理化のための対策については本文3.(1)[7~8ページ]参照。

※3:供給力については、平成23年7月27日時点の供給力見通しを計上。

なお、今後の供給のレビューについては、本文5.(2)[13ページ]参照。

※4:原子力については、定期検査後の原子力発電所が再起動しないものとして計上。

※5:自家発については、今夏は電力会社と契約済のものを計上。

なお、今後追加供給可能な自家発の扱いについては、本文3.(2)[10ページ、別添5]参照。

※6:緊急設置電源については、平成27年7月27日時点の見通しを計上。

なお、今後の扱いについては、本文3.(2)[9ページ]参照。

※7:揚水については、夜間電力によって水を汲み上げられる能力等を踏まえて計上。

なお、揚水の活用についての今後の扱いは、本文3.(2)[10ページ]参照。

※8:融通にはPPS(Power Producer & Supplier,大口需要家に小売を行う電気事業者)への供給が含まれるため、マイナスとなっている。

## 2) 東日本3社

(単位: 万kW)		今夏	今冬	来夏
供給予備率※1	供給－需要 (予備率【%】)	▲585 (▲7.3%)	▲80 (▲1.1%)	▲834 (▲10.4%)
最大電力需要※2	総需要	7,986	7,149	7,986
供給力※3	供給力合計	7,401	7,069	7,152
供給力の内訳	原子力※4	387	232	0
	火力	5,683	5,803	6,048
	被災火力の復旧	1,243	153	135
	定検時期の調整	85	51	16
	長期停止火力の再稼働	120	0	0
	自家発の活用※5	178	140	79
	緊急設置電源の新設※6	151	179	264
	水力	542	439	556
	揚水※7	796	605	555
	地熱等	18	25	30
融通等※8	-24	-35	-37	

※1: 安定した電力供給のために最低限必要な供給予備率は3%(通常は8%以上)とされている。

※2: 東北電力・東京電力管内の最大電力需要は、平成22年度夏ピーク(1日最大値)をベースに計上。他の電力管内は平成22年度夏ピーク実績又は各社の平成23年度夏ピーク見通しのいずれか高い方で想定。今年冬、来夏夏の需給動向も同じ。

なお、今後の需要合理化のための対策については本文3. (1)[7~8ページ]参照。

※3: 供給力については、平成23年7月27日時点の供給力見通しを計上。

なお、今後の供給のレビューについては、本文5. (2)[13ページ]参照。

※4: 原子力については、定期検査後の原子力発電所が再起動しないものとして計上。

※5: 自家発については、今夏は電力会社と契約済のものを計上。

なお、今後追加供給可能な自家発の扱いについては、本文3. (2)[10ページ、別添5]参照。

※6: 緊急設置電源については、平成27年7月27日時点の見通しを計上。

なお、今後の扱いについては、本文3. (2)[9ページ]参照。

※7: 揚水については、夜間電力によって水を汲み上げられる能力等を踏まえて計上。

なお、揚水の活用についての今後の扱いは、本文3. (2)[10ページ]参照。

※8: 融通にはPPS(Power Producer & Supplier, 大口需要家に小売を行う電気事業者)への供給が含まれるため、マイナスとなっている。

### 3) 北海道電力

(単位: 万kW)		今夏	今冬	来夏
供給予備率※1	供給－需要 (予備率【%】)	43 (8.5%)	79 (13.6%)	▲32 (▲6.4%)
最大電力需要※2	総需要	506	579	506
供給力※3	供給力合計	549	658	474

供給力の内訳	原子力※4	138	91	0
	火力	379	454	369
	被災火力の復旧	－	－	－
	定検時期の調整	－	51	16
	長期停止火力の再稼働	－	－	－
	自家発の活用※5	－	－	－
	緊急設置電源の新設※6	－	－	－
	水力	66	76	70
	揚水※7	27	37	35
	地熱等	0	1	1
融通等※8	-61	-1	-1	

※1: 安定した電力供給のために最低限必要な供給予備率は3%(通常は8%以上)とされている。

※2: 東北電力・東京電力管内の最大電力需要は、平成22年度夏ピーク(1日最大値)をベースに計上。他の電力管内は平成22年度夏ピーク実績又は各社の平成23年度夏ピーク見通しのいずれか高い方で想定。今年冬、来年度夏の需給動向も同じ。

なお、今後の需要合理化のための対策については本文3. (1)[7～8ページ]参照。

※3: 供給力については、平成23年7月27日時点の供給力見通しを計上。

なお、今後の供給のレビューについては、本文5. (2)[13ページ]参照。

※4: 原子力については、定期検査後の原子力発電所が再起動しないものとして計上。

※5: 自家発については、今夏は電力会社と契約済のものを計上。

なお、今後追加供給可能な自家発の扱いについては、本文3. (2)[10ページ、別添5]参照。

※6: 緊急設置電源については、平成27年7月27日時点の見通しを計上。

なお、今後の扱いについては、本文3. (2)[9ページ]参照。

※7: 揚水については、夜間電力によって水を汲み上げられる能力等を踏まえて計上。

なお、揚水の活用については今後の扱いは、本文3. (2)[10ページ]参照。

※8: 融通にはPPS(Power Producer & Supplier, 大口需要家に小売を行う電気事業者)への供給が含まれるため、マイナスとなっている。

## 4) 東北電力

(単位: 万kW)		今夏	今冬	来夏
供給予備率※1	供給－需要 (予備率【%】)	▲98 (▲6.6%)	▲103 (▲7.3%)	5 (0.3%)
最大電力需要※2	総需要	1,480	1,420	1,480
供給力※3	供給力合計	1,382	1,317	1,485

供給力の内訳	原子力※4	0	0	0
	火力	957	1,084	1,225
	被災火力の復旧	81	94	88
	定検時期の調整	85	—	—
	長期停止火力の再稼働	35	—	—
	自家発の活用※5	22	15	13
	緊急設置電源の新設※6	2	9	87
	水力	167	148	169
	揚水※7	69	68	69
	地熱等	18	23	29
	融通等※8	171	－7	－7

※1: 安定した電力供給のために最低限必要な供給予備率は3%(通常は8%以上)とされている。

※2: 東北電力・東京電力管内の最大電力需要は、平成22年度夏ピーク(1日最大値)をベースに計上。他の電力管内は平成22年度夏ピーク実績又は各社の平成23年度夏ピーク見通しのいずれか高い方で想定。今年冬、来年夏の需給動向も同じ。

なお、今後の需要合理化のための対策については本文3. (1)[7～8ページ]参照。

※3: 供給力については、平成23年7月27日時点の供給力見通しを計上。

なお、今後の供給のレビューについては、本文5. (2)[13ページ]参照。

※4: 原子力については、定期検査後の原子力発電所が再起動しないものとして計上。

※5: 自家発については、今夏は電力会社と契約済のものを計上。

なお、今後追加供給可能な自家発の扱いについては、本文3. (2)[10ページ、別添5]参照。

※6: 緊急設置電源については、平成27年7月27日時点の見通しを計上。

なお、今後の扱いについては、本文3. (2)[9ページ]参照。

※7: 揚水については、夜間電力によって水を汲み上げられる能力等を踏まえて計上。

なお、揚水の活用についての今後の扱いは、本文3. (2)[10ページ]参照。

※8: 融通にはPPS(Power Producer & Supplier, 大口需要家に小売を行う電気事業者)への供給が含まれるため、マイナスとなっている。

## 5) 東京電力

(単位: 万kW)		今夏	今冬	来夏
供給予備率※1	供給－需要 (予備率【%】)	▲530 (▲8.8%)	▲56 (▲1.1%)	▲807 (▲13.4%)
最大電力需要※2	総需要	6,000	5,150	6,000
供給力※3	供給力合計	5,470	5,094	5,193
供給力の内訳	原子力※4	249	140	0
	火力	4,347	4,265	4,455
	被災火力の復旧	1,162	59	47
	定検時期の調整	0	－	－
	長期停止火力の再稼働	85	－	－
	自家発の活用※5	156	125	67
	緊急設置電源の新設※6	149	171	177
	水力	308	215	316
	揚水※7	700	500	450
	地熱等	0	0	0
融通等※8		-134	-27	-28

※1: 安定した電力供給のために最低限必要な供給予備率は3%(通常は8%以上)とされている。

※2: 東北電力・東京電力管内の最大電力需要は、平成22年度夏ピーク(1日最大値)をベースに計上。他の電力管内は平成22年度夏ピーク実績又は各社の平成23年度夏ピーク見通しのいずれか高い方で想定。今年冬、来年夏の需給動向も同じ。

なお、今後の需要合理化のための対策については本文3. (1)[7～8ページ]参照。

※3: 供給力については、平成23年7月27日時点の供給力見通しを計上。

なお、今後の供給のレビューについては、本文5. (2)[13ページ]参照。

※4: 原子力については、定期検査後の原子力発電所が再起動しないものとして計上。

※5: 自家発については、今夏は電力会社と契約済のものを計上。

なお、今後追加供給可能な自家発の扱いについては、本文3. (2)[10ページ、別添5]参照。

※6: 緊急設置電源については、平成27年7月27日時点の見通しを計上。

なお、今後の扱いについては、本文3. (2)[9ページ]参照。

※7: 揚水については、夜間電力によって水を汲み上げられる能力等を踏まえて計上。

なお、揚水の活用についての今後の扱いは、本文3. (2)[10ページ]参照。

※8: 融通にはPPS(Power Producer & Supplier, 大口需要家に小売を行う電気事業者)への供給が含まれるため、マイナスとなっている。

## 6) 中西日本6社

(単位: 万kW)		今夏	今冬	来夏
供給予備率※1	供給－需要 (予備率【%】)	102 (1.0%)	▲33 (▲0.4%)	▲823 (▲8.3%)
最大電力需要※2	総需要	9,968	8,662	9,968
供給力※3	供給力合計	10,070	8,629	9,145
供給力の内訳	原子力※4	790	178	0
	火力	7,248	6,882	7,152
	被災火力の復旧	0	0	0
	定検時期の調整	135	436	178
	長期停止火力の再稼働	75	22	0
	自家発の活用※5	107	66	85
	緊急設置電源の新設※6	0	0	0
	水力	745	585	740
	揚水※7	1,290	988	1,249
	地熱等	17	18	17
融通等※8	-20	-21	-13	

※1: 安定した電力供給のために最低限必要な供給予備率は3%(通常は8%以上)とされている。

※2: 東北電力・東京電力管内の最大電力需要は、平成22年度夏ピーク(1日最大値)をベースに計上。他の電力管内は平成22年度夏ピーク実績又は各社の平成23年度夏ピーク見通しのいずれか高い方で想定。今年冬、来年夏の需給動向も同じ。

なお、今後の需要合理化のための対策については本文3. (1)[7～8ページ]参照。

※3: 供給力については、平成23年7月27日時点の供給力見通しを計上。

なお、今後の供給のレビューについては、本文5. (2)[13ページ]参照。

※4: 原子力については、定期検査後の原子力発電所が再起動しないものとして計上。

※5: 自家発については、今夏は電力会社と契約済のものを計上。

なお、今後追加供給可能な自家発の扱いについては、本文3. (2)[10ページ、別添5]参照。

※6: 緊急設置電源については、平成27年7月27日時点の見通しを計上。

なお、今後の扱いについては、本文3. (2)[9ページ]参照。

※7: 揚水については、夜間電力によって水を汲み上げられる能力等を踏まえて計上。

なお、揚水の活用についての今後の扱いは、本文3. (2)[10ページ]参照。

※8: 融通にはPPS(Power Producer & Supplier, 大口需要家に小売を行う電気事業者)への供給が含まれるため、マイナスとなっている。

## 7) 中部電力

(単位: 万kW)		今夏	今冬	来夏
供給予備率※1	供給－需要 (予備率【%】)	92 (3.4%)	143 (6.1%)	41 (1.5%)
最大電力需要※2	総需要	2,709	2,342	2,709
供給力※3	供給力合計	2,801	2,485	2,750
供給力の内訳	原子力※4	0	0	0
	火力	2,243	2,059	2,179
	被災火力の復旧	—	—	—
	定検時期の調整	68	—	—
	長期停止火力の再稼働	75	0	0
	自家発の活用※5	—	—	—
	緊急設置電源の新設※6	—	—	—
	水力	143	90	143
	揚水※7	401	329	400
	地熱等	0	0	0
融通等※8	15	7	28	

※1: 安定した電力供給のために最低限必要な供給予備率は3%(通常は8%以上)とされている。

※2: 東北電力・東京電力管内の最大電力需要は、平成22年度夏ピーク(1日最大値)をベースに計上。他の電力管内は平成22年度夏ピーク実績又は各社の平成23年度夏ピーク見通しのいずれか高い方で想定。今年冬、来年夏の需給動向も同じ。

なお、今後の需要合理化のための対策については本文3. (1)[7～8ページ]参照。

※3: 供給力については、平成23年7月27日時点の供給力見通しを計上。

なお、今後の供給のレビューについては、本文5. (2)[13ページ]参照。

※4: 原子力については、定期検査後の原子力発電所が再起動しないものとして計上。

※5: 自家発については、今夏は電力会社と契約済のものを計上。

なお、今後追加供給可能な自家発の扱いについては、本文3. (2)[10ページ、別添5]参照。

※6: 緊急設置電源については、平成27年7月27日時点の見通しを計上。

なお、今後の扱いについては、本文3. (2)[9ページ]参照。

※7: 揚水については、夜間電力によって水を汲み上げられる能力等を踏まえて計上。

なお、揚水の活用についての今後の扱いは、本文3. (2)[10ページ]参照。

※8: 融通にはPPS(Power Producer & Supplier, 大口需要家に小売を行う電気事業者)への供給が含まれるため、マイナスとなっている。



## 8) 北陸電力

(単位: 万kW)		今夏	今冬	来夏
供給予備率※1	供給－需要 (予備率【%】)	11 (2.0%)	13 (2.4%)	▲9 (▲1.5%)
最大電力需要※2	総需要	573	528	573
供給力※3	供給力合計	584	541	565
供給力の内訳	原子力※4	0	0	0
	火力	435	435	435
	被災火力の復旧	－	－	－
	定検時期の調整	25	140	165
	長期停止火力の再稼働	－	－	－
	自家発の活用※5	－	－	－
	緊急設置電源の新設※6	－	－	－
	水力	140	117	140
	揚水※7	11	10	11
	地熱等	0	0	0
融通等※8	－1	－21	－21	

※1: 安定した電力供給のために最低限必要な供給予備率は3%(通常は8%以上)とされている。

※2: 東北電力・東京電力管内の最大電力需要は、平成22年度夏ピーク(1日最大値)をベースに計上。他の電力管内は平成22年度夏ピーク実績又は各社の平成23年度夏ピーク見通しのいずれかが高い方で想定。今年冬、来夏夏の需給動向も同じ。

なお、今後の需要合理化のための対策については本文3。(1)[7～8ページ]参照。

※3: 供給力については、平成23年7月27日時点の供給力見通しを計上。

なお、今後の供給のレビューについては、本文5。(2)[13ページ]参照。

※4: 原子力については、定期検査後の原子力発電所が再起動しないものとして計上。

※5: 自家発については、今夏は電力会社と契約済のものを計上。

なお、今後追加供給可能な自家発の扱いについては、本文3。(2)[10ページ、別添5]参照。

※6: 緊急設置電源については、平成27年7月27日時点の見通しを計上。

なお、今後の扱いについては、本文3。(2)[9ページ]参照。

※7: 揚水については、夜間電力によって水を汲み上げられる能力等を踏まえて計上。

なお、揚水の活用についての今後の扱いは、本文3。(2)[10ページ]参照。

※8: 融通にはPPS(Power Producer & Supplier, 大口需要家に小売を行う電気事業者)への供給が含まれるため、マイナスとなっている。

## 9) 関西電力

(単位: 万kW)		今夏	今冬	来夏
供給予備率※1	供給－需要 (予備率【%】)	▲123 (▲3.9%)	▲225 (▲8.4%)	▲605 (▲19.3%)
最大電力需要※2	総需要	3,138	2,665	3,138
供給力※3	供給力合計	3,015	2,440	2,533

供給力の内訳	原子力※4	337	87	0
	火力	1,873	1,776	1,854
	被災火力の復旧	—	—	—
	定検時期の調整	7	196	3
	長期停止火力の再稼働	—	—	—
	自家発の活用※5	93	56	75
	緊急設置電源の新設※6	—	—	—
	水力	243	195	238
	揚水※7	449	338	395
	地熱等	0	0	0
	融通等※8	114	44	47

※1: 安定した電力供給のために最低限必要な供給予備率は3%(通常は8%以上)とされている。

※2: 東北電力・東京電力管内の最大電力需要は、平成22年度夏ピーク(1日最大値)をベースに計上。他の電力管内は平成22年度夏ピーク実績又は各社の平成23年度夏ピーク見通しのいずれか高い方で想定。今年冬、来夏夏の需給動向も同じ。

なお、今後の需要合理化のための対策については本文3. (1)[7～8ページ]参照。

※3: 供給力については、平成23年7月27日時点の供給力見通しを計上。

なお、今後の供給のレビューについては、本文5. (2)[13ページ]参照。

※4: 原子力については、定期検査後の原子力発電所が再起動しないものとして計上。

※5: 自家発については、今夏は電力会社と契約済のものを計上。

なお、今後追加供給可能な自家発の扱いについては、本文3. (2)[10ページ、別添5]参照。

※6: 緊急設置電源については、平成27年7月27日時点の見通しを計上。

なお、今後の扱いについては、本文3. (2)[9ページ]参照。

※7: 揚水については、夜間電力によって水を汲み上げられる能力等を踏まえて計上。

なお、揚水の活用についての今後の扱いは、本文3. (2)[10ページ]参照。

※8: 融通にはPPS(Power Producer & Supplier, 大口需要家に小売を行う電気事業者)への供給が含まれるため、マイナスとなっている。

## 10) 中国電力

(単位: 万kW)		今夏	今冬	来夏
供給予備率※1	供給一需要 (予備率【%】)	62 (5.1%)	90 (8.4%)	33 (2.7%)
最大電力需要※2	総需要	1,201	1,074	1,201
供給力※3	供給力合計	1,263	1,164	1,234
供給力の内訳	原子力※4	82	69	0
	火力	1058	964	1,023
	被災火力の復旧	—	—	—
	定検時期の調整	—	—	—
	長期停止火力の再稼働	—	—	—
	自家発の活用※5	—	—	—
	緊急設置電源の新設※6	—	—	—
	水力	49	51	49
	揚水※7	148	83	162
	地熱等	0	0	0
融通等※8	-74	-2	0	

※1: 安定した電力供給のために最低限必要な供給予備率は3%(通常は8%以上)とされている。

※2: 東北電力・東京電力管内の最大電力需要は、平成22年度夏ピーク(1日最大値)をベースに計上。他の電力管内は平成22年度夏ピーク実績又は各社の平成23年度夏ピーク見通しのいずれか高い方で想定。今年冬、来年夏の需給動向も同じ。

なお、今後の需要合理化のための対策については本文3. (1)[7~8ページ]参照。

※3: 供給力については、平成23年7月27日時点の供給力見通しを計上。

なお、今後の供給のレビューについては、本文5. (2)[13ページ]参照。

※4: 原子力については、定期検査後の原子力発電所が再起動しないものとして計上。

※5: 自家発については、今夏は電力会社と契約済のものを計上。

なお、今後追加供給可能な自家発の扱いについては、本文3. (2)[10ページ、別添5]参照。

※6: 緊急設置電源については、平成27年7月27日時点の見通しを計上。

なお、今後の扱いについては、本文3. (2)[9ページ]参照。

※7: 揚水については、夜間電力によって水を汲み上げられる能力等を踏まえて計上。

なお、揚水の活用についての今後の扱いは、本文3. (2)[10ページ]参照。

※8: 融通にはPPS(Power Producer & Supplier, 大口需要家に小売を行う電気事業者)への供給が含まれるため、マイナスとなっている。

## 11) 四国電力

(単位:万kW)		今夏	今冬	来夏
供給予備率※1	供給－需要 (予備率【%】)	24 (4.0%)	▲17 (▲3.3%)	▲67 (▲11.3%)
最大電力需要※2	総需要	597	520	597
供給力※3	供給力合計	621	503	529

供給力の内訳	原子力※4	113	22	0
	火力	466	454	484
	被災火力の復旧	—	—	—
	定検時期の調整	35	—	—
	長期停止火力の再稼働	—	22	—
	自家発の活用※5	14	10	10
	緊急設置電源の新設※6	—	—	—
	水力	60	46	60
	揚水※7	52	28	52
	地熱等	0	0	0
融通等※8	—70	—47	—67	

※1:安定した電力供給のために最低限必要な供給予備率は3%(通常は8%以上)とされている。

※2:東北電力・東京電力管内の最大電力需要は、平成22年度夏ピーク(1日最大値)をベースに計上。他の電力管内は平成22年度夏ピーク実績又は各社の平成23年度夏ピーク見通しのいずれか高い方で想定。今年冬、来年夏の需給動向も同じ。

なお、今後の需要合理化のための対策については本文3.(1)[7～8ページ]参照。

※3:供給力については、平成23年7月27日時点の供給力見通しを計上。

なお、今後の供給のレビューについては、本文5.(2)[13ページ]参照。

※4:原子力については、定期検査後の原子力発電所が再起動しないものとして計上。

※5:自家発については、今夏は電力会社と契約済のものを計上。

なお、今後追加供給可能な自家発の扱いについては、本文3.(2)[10ページ、別添5]参照。

※6:緊急設置電源については、平成27年7月27日時点の見通しを計上。

なお、今後の扱いについては、本文3.(2)[9ページ]参照。

※7:揚水については、夜間電力によって水を汲み上げられる能力等を踏まえて計上。

なお、揚水の活用についての今後の扱いは、本文3.(2)[10ページ]参照。

※8:融通にはPPS(Power Producer & Supplier,大口需要家に小売を行う電気事業者)への供給が含まれるため、マイナスとなっている。

## 12) 九州電力

(単位: 万kW)		今夏	今冬	来夏
供給予備率※1	供給－需要 (予備率【%】)	36 (2.1%)	▲37 (▲2.4%)	▲216 (▲12.3%)
最大電力需要※2	総需要	1,750	1,533	1,750
供給力※3	供給力合計	1,786	1,496	1,534
供給力の内訳	原子力※4	257	0	0
	火力	1,174	1,194	1,178
	被災火力の復旧	－	－	－
	定検時期の調整	－	100	10
	長期停止火力の再稼働	－	－	－
	自家発の活用※5	－	－	－
	緊急設置電源の新設※6	－	－	－
	水力	110	85	110
	揚水※7	230	200	230
	地熱等	17	18	17
融通等※8	－2	－2	0	

※1: 安定した電力供給のために最低限必要な供給予備率は3%(通常は8%以上)とされている。

※2: 東北電力・東京電力管内の最大電力需要は、平成22年度夏ピーク(1日最大値)をベースに計上。他の電力管内は平成22年度夏ピーク実績又は各社の平成23年度夏ピーク見通しのいずれか高い方で想定。今年冬、来年夏の需給動向も同じ。

なお、今後の需要合理化のための対策については本文3. (1)[7～8ページ]参照。

※3: 供給力については、平成23年7月27日時点の供給力見通しを計上。

なお、今後の供給のレビューについては、本文5. (2)[13ページ]参照。

※4: 原子力については、定期検査後の原子力発電所が再起動しないものとして計上。

※5: 自家発については、今夏は電力会社と契約済のものを計上。

なお、今後追加供給可能な自家発の扱いについては、本文3. (2)[10ページ、別添5]参照。

※6: 緊急設置電源については、平成27年7月27日時点の見通しを計上。

なお、今後の扱いについては、本文3. (2)[9ページ]参照。

※7: 揚水については、夜間電力によって水を汲み上げられる能力等を踏まえて計上。

なお、揚水の活用についての今後の扱いは、本文3. (2)[10ページ]参照。

※8: 融通にはPPS(Power Producer & Supplier, 大口需要家に小売を行う電気事業者)への供給が含まれるため、マイナスとなっている。

## (別添2) 燃料代替に伴うコスト上昇

経済産業省試算:

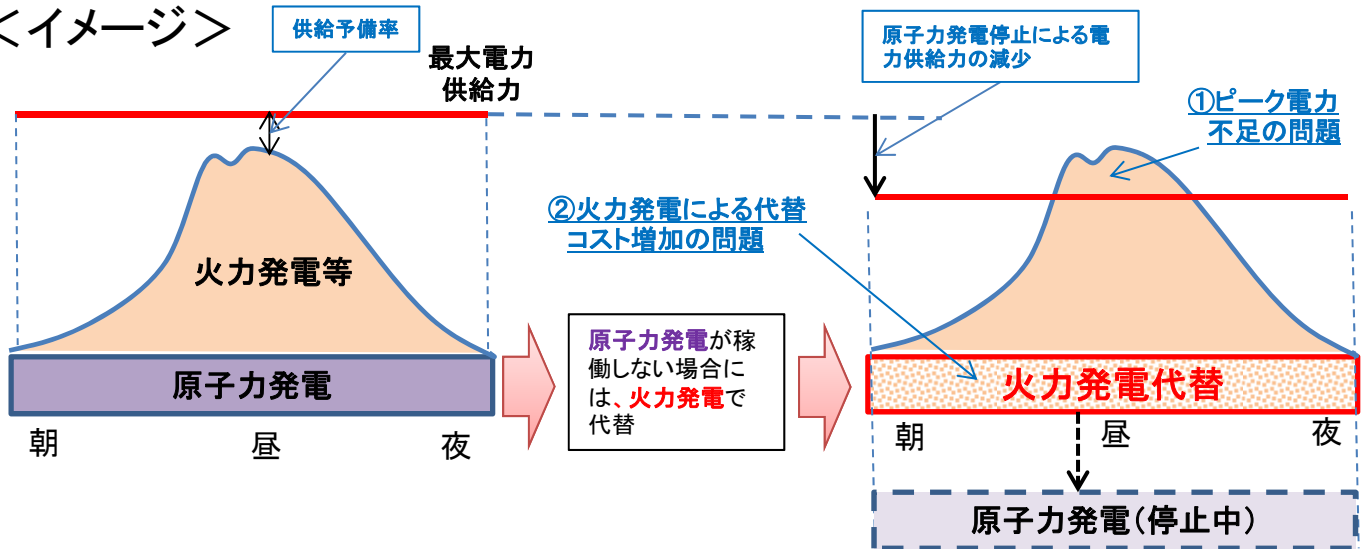
原子力発電所が稼働しない場合には、ピーク時のみならず、夜間も含めて、1日の電力供給を火力発電によって代替することが必要となる。

原子力発電所が2009年度並みに稼働した場合の発電電力量(約2,800億kWh)を全てLNG火力と石油火力でカバーした場合の追加的な燃料コストを試算

**約3兆円超**

(日本の需要拡大に伴うLNG価格の上昇や、省エネ対策に基づく電力量の抑制効果は見込んでいない。)

<イメージ>



【そもそも3兆円超なのか、3兆円超をかけて燃料輸入を行った場合に活用できる火力発電の能力があるのか等、要精査】

### コスト増(経産省試算)

日本の原発の発電量 × 燃料代替に伴う価格上昇 = **3.16兆円**  
 (2745億kWh) (12.5-1)円/kWh

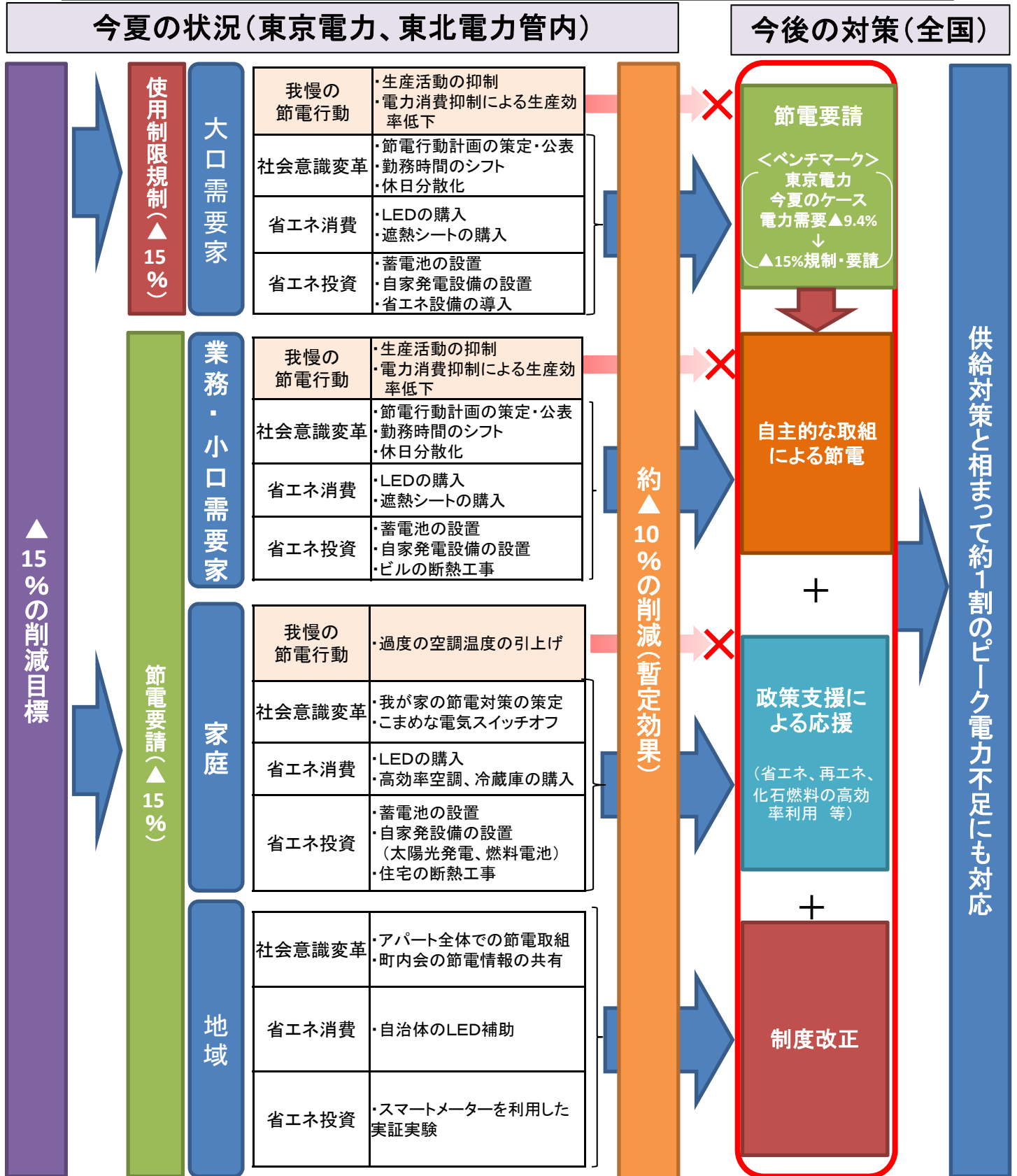
【2009年度実績の稼働率が前提】

火力の燃料費のkWh当たりの単価  
 (LNG11円/kWh、石油16円/kWhとして)  
 平均12.5円/kWhを設定

原発の燃料費のkWh当たりの単価

# (別添3) ピークカット対策の考え方

国民経済に抑制をもたらす対策から、抑制が生じない対策へ



※これらはいくまでも対策例であり、実際にどのような対策が効果的だったのかは精査が必要。

# (別添4) 地方自治体等による地域の節電(実証試験取組事例)

山形県

## 『山形方式節電の社会実験の実施』

○実施方法:

①節電の実施日程を決定

- ②-1 説明会の開催(5/11~13、県内4カ所)
- ②-2 報道機関、各種媒体(プレスリリース、県等の公共機関のHP、タウン誌等)の活用
- ②-3 ポスター・チラシによる周知
- ②-4 節電の取組事例等を参考に節電への協力を呼びかけ

③実証試験終了後、東北電力からデータを収集し節電率を分析

○削減目標: 昨年同時期比のピーク時▲15%

○対象: 山形県内の全需要家 (サンプル調査として、公募により県内企業・事業所23社、一般家庭8世帯を選定。)

○実施時期: 5/23, 31

○実験結果: 削減率▲12%(1回目)、▲12%(2回目)(東北電力の協力を得て県内エリアの需要データより算出)

○要因分析: 電力中央研究所では、サンプル調査等を基に達成未達の要因を以下のように分析。

- ①一般家庭、中小企業に対するPR不足及び周知期間が短かったこと
- ②一般家庭のケースでは、具体的に何をすれば節電になるのかわからなかった 等

新潟県

## 『ピークカット15%大作戦トライアル』

○実施方法

①節電の実施日程を決定(3/31)

- ②-1 地域別説明会の開催(4/4,5、県内4カ所)
- ②-2 知事が取組企業の状況視察(4/13)
- ②-3 報道機関、各種媒体(プレスリリース、県等の公共機関のHP等)の活用
- ②-4 実施日の電力使用量を最小限にすることへの協力を依頼

③実証試験終了後、東北電力からデータを収集し節電率を分析

○削減目標: 昨年同時期比のピーク時▲15%

○対象: 新潟県内の全需要家 (サンプリング調査として、公募により県民、企業・事業者等を選定。)

○実施時期: 4/13, 4/27, 6/21

○実験結果: 削減率▲17%(1回目)、▲5.4%(2回目)、▲9.1%(3回目)

(東北電力の協力を得て県内エリアの需要データより算出)

○要因分析: 数値の公表のみ

神奈川県

## 『節電チャレンジ』

○実施方法:

①節電の実施日程を決定(5/17)

- ②-1 報道機関、各種媒体(プレスリリース、県等の公共機関のHP等)の活用
- ②-2 NHK・FMによる周知(6/21)
- ②-3 県民・事業者に節電の取組を呼びかけ

③実証試験終了後、東京電力からデータを収集し節電率を分析

○削減目標: 前年同日比▲15%

○対象: 神奈川県内の全需要家

(サンプル調査として公募により県民(8世帯)、モニター校(10校)、民間企業等を選定。)

○実施時期: 6/22

○実験結果: 削減率▲13.4%(東京電力の協力を得て県内エリアの需要データより算出)

○要因分析: 数値の公表のみ

荒川区

## 『停電予防連絡ネットワークによるシステム実証試験』

○実施方法:

① 科学技術振興機構が自治体(荒川区、柏市、川崎市、横浜市)と節電実証試験に関して連携

- ②-1 モニター家庭の選定及び説明会の実施
- ②-2 アンケート及び「省エネナビ」(消費電力量が記録されるメータ)の配布・設置

③ 実証試験終了後、科学技術振興機構にてデータ等を収集・分析

○削減目標: 停電予防のための連絡ネットワークの構築及び電力削減効果の確認

○実施体制: 荒川区、柏市、川崎市、横浜市による連携(科学技術振興機構が事業主体となり各自治体はサイトを提供)

○対象: 各自治体が選定した約500世帯のモニター家庭(うち実測調査は約100世帯)

○実施時期: 5/25, 6/16, 6/22

○実験結果: 8割以上の家庭が節電行動を実施。また、「省エネナビ」を取り付けた家庭は、約2割の消費電力量の削減効果があった(省エネナビの消費電力量データより算出)。

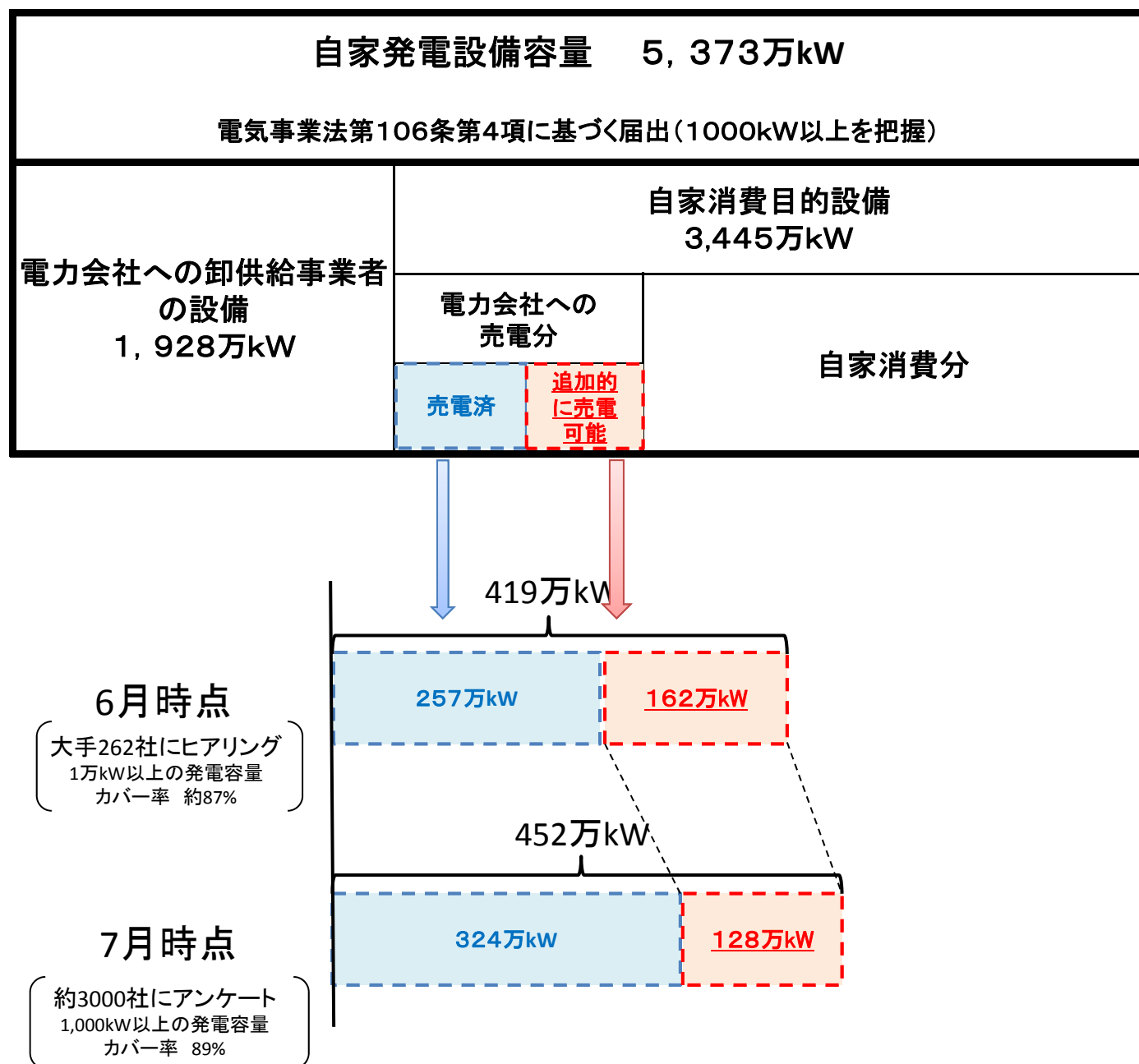
(参考) その他、節電実証試験を実施している自治体: 秋田県、栃木県、長野県



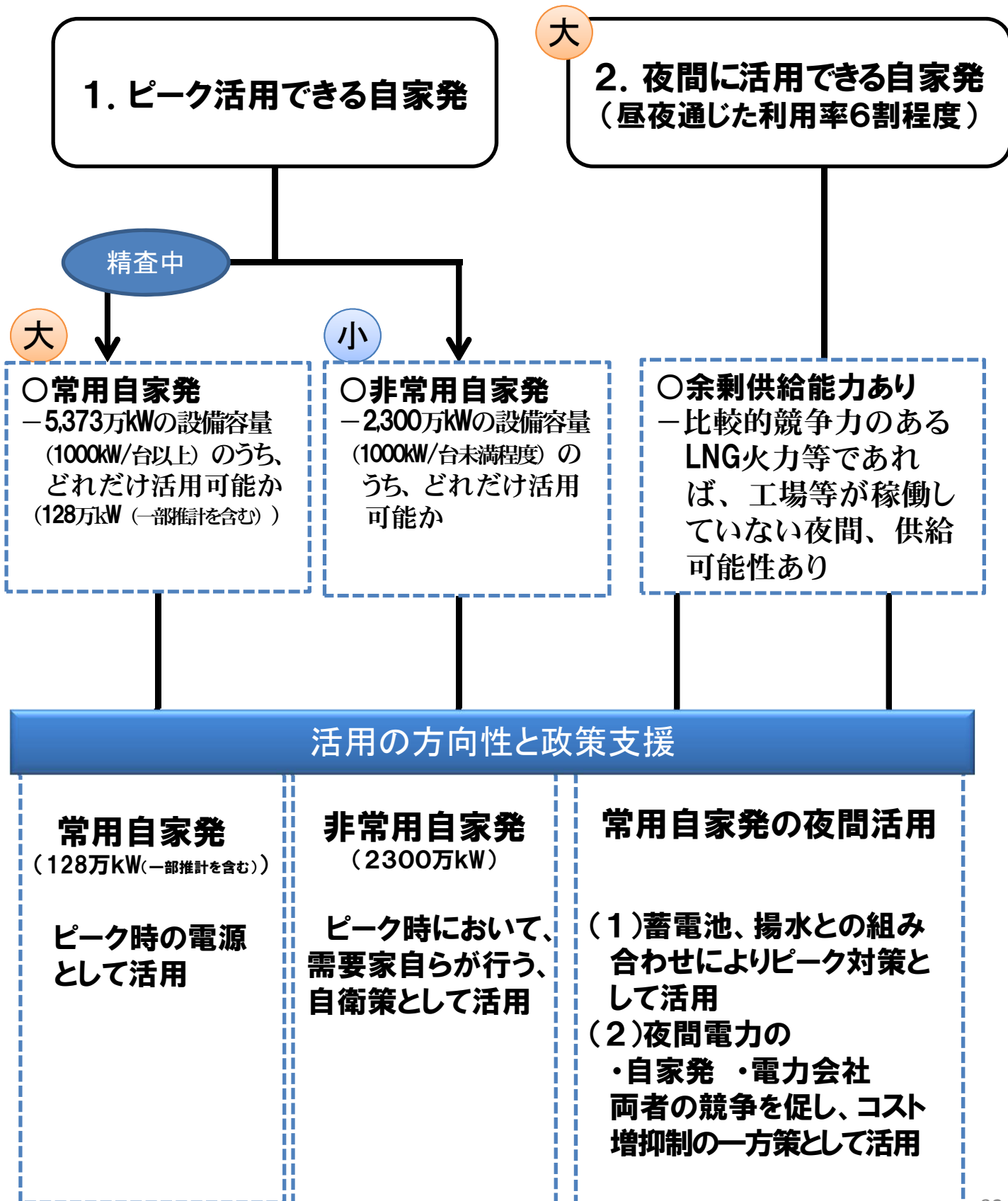
## (別添5) 自家発電の活用について

### (1) 自家用発電設備のピーク時の電力供給源としての活用可能性

平成23年7月27日現在  
(沖縄を除く9電力合計)



## (2) 自家発の活用に対する考え方



## (別添6)

### 我が国原子力発電所の安全性の確認について (ストレステストを参考にした安全評価の導入等)

平成23年7月11日

内閣官房長官 枝野 幸男

経済産業大臣 海江田万里

内閣府特命担当大臣 細野 豪志

#### <現状認識>

1. 我が国の原子力発電所については、

○稼働中の発電所は現行法令下で適法に運転が行われており、

○定期検査中の発電所についても現行法令に則り安全性の確認が行われている。

さらに、これら発電所については、福島原発事故を受け、緊急安全対策等の実施について原子力安全・保安院による確認がなされており、従来以上に慎重に安全性の確認が行われている。

#### <問題点>

2. 他方、定期検査後の原子力発電所の再起動に関しては、原子力安全・保安院による安全性の確認について、理解を示す声もある一方で、疑問を呈する声も多く、国民・住民

の方々に十分な理解が得られているとは言い難い状況にある。

#### <解決方法>

3. こうした状況を踏まえ、政府(国)において、原子力発電所の更なる安全性の向上と、安全性についての国民・住民の方々の安心・信頼の確保のため、欧州諸国で導入されたストレステストを参考に、新たな手続き、ルールに基づく安全評価を実施する。

具体的には、原子力安全委員会の要求(7月6日)を受け、次のような安全評価を行う。これらの安全評価においては、(現行法令では関与が求められていない)原子力安全委員会による確認の下、評価項目・評価実施計画を作成し、これに沿って、事業者が評価を行う。その結果について、原子力安全・保安院が確認し、さらに原子力安全委員会がその妥当性を確認する。

#### ○一次評価(定期検査で停止中の原子力発電所について 運転の再開の可否について判断)

定期検査中で起動準備の整った原子力発電所について順次、安全上重要な施設・機器等が設計上の想定を超える事象に対しどの程度の安全裕度を有するかの評価を実施する。

○二次評価（運転中の原子力発電所について運転の継続  
又は中止を判断）

さらに、欧州諸国のストレステストの実施状況、福島原子力発電所事故調査・検証委員会の検討状況も踏まえ、稼働中の発電所、一次評価の対象となった発電所を含めた全ての原子力発電所を対象に、総合的な安全評価を実施する。

(別添7)

当面のエネルギー需給安定策工程表

施策名	着手時期と効果発現時期					対象部門				
	今夏	今冬	来夏	来冬	再来夏以降	エネ供給	産業	業務	家庭	運輸
<b>1. ピーク対策とコスト抑制に着目した需要構造の改革</b>										
○省エネ機器の導入促進										
-省エネ投資促進 -省エネ製品・システム導入促進とこれを通じたピークカット (HEMS-BEMS、高効率空調、LED等の高効率照明、蓄電池・EV、コジェネ、燃料電池等)	→						○	○	○	○
-リース等を通じた省エネ機器の導入促進	→	→				○	○	○	○	○
-公共施設等による率先導入 (蓄電池、太陽光発電等)	→	→	→					○		
-政府調達時等に省エネ認証取得を考慮	→	→						○		
-省エネに関するポテンシャル診断	→	→					○	○		
○省エネ製品の開発や製造能力拡大のための投資の促進										
-国内立地支援 (産業空洞化防止)	→	→					○	○	○	○
○基準等を通じた省エネ促進										
-省エネ基準の徹底強化 (特に家庭、業務の省エネ促進)	→	→					○	○	○	○
-住宅・建築物の基準適合の段階的義務化等	→	→	→					○	○	
-熱エネルギーの有効利用の促進	→	→					○	○		
○化石燃料課税										
-地球温暖化対策のための税の導入	→	→				○	○	○	○	○
○ライフスタイルの変革等										
-普及啓発・広報活動	→	→				○	○	○	○	○
-終業日・時間のシフト等の取組	→	→					○	○	○	○
-地域ぐるみの節電行動への支援	→	→					○	○	○	
<b>2. 効率性と環境性を重視したあらゆる主体の電力供給への参加</b>										
○再生可能エネルギー導入促進										
-固定価格買取制度の導入	→	→	→			○	○	○	○	
-分散型電源システム導入促進	→	→				○	○	○	○	
-再生可能熱・未利用熱の促進 (木質バイオマス等)	→	→				○	○	○	○	
○地域での再生可能エネルギー導入										
-スマートコミュニティの構築、農山漁村における分散型エネルギーの地産地消等	→	→				○	○	○	○	○
-地域の防災拠点等への再生可能エネルギー等の導入促進	→	→					○	○	○	
○立地規制										
-地熱、風力発電の適地のゾーニング	→	→	→			○				
-農地・林地・漁業区域等における太陽光・風力発電等の立地の調整	→	→				○				
-国立・国定公園内における風力発電施設・地熱発電施設の立地の調整	→	→				○				
-地熱発電の開発のための温泉法上の規制許可に係るガイドライン策定	→	→				○				
○火力発電等										
-火力発電所の復旧・立上げ及び増設	→	→				○				
-緊急設置電源 (ガスタービン等) の導入	→	→				○				
-災害復旧のための発電設備の設置に係る環境影響評価法の適用除外	→	→				○				
-既存火力発電所、自家発電等の高効率化及びその支援	→	→				○				
-環境影響評価手続の適用除外の対象として設置されたガスタービン緊急設置電源のコンバインドサイクル化・環境性能の向上	→	→	→			○				
-熱やガスを利用した分散型電源 (自家発、コジェネ、燃料電池など) の導入促進	→	→				○	○	○	○	
-最先端技術で化石燃料を徹底的効率利用	→	→	→			○	○			
-揚水発電、蓄電池の活用等	→	→				○	○	○	○	
○資源確保戦略										
-石油・ガスの安定供給体制 (より一層強固な石油・ガスの供給体制の確立、広域ガスパイプラインの拡充等)	→	→	→			○				
-安定供給に向けた資源確保戦略	→	→				○				
<b>3. 電力システムの改革</b>										
○電力市場										
-柔軟な料金メニューの設定と需要家によるピークカットの誘引強化	→	→					○	○	○	○
-電力卸売市場の整備、卸取引の活性化 (発電、小売りにおける競争環境の整備)	→	→				○				
○送配電システムの機能強化										
-送配電システムの機能強化 (送電容量の確保と広域的電力供給確保の強化 (電力融通強化のマスタープラン策定等)) (スマートグリッド、スマートメーター導入促進など配電制の高度化)	→	→	→			○		○	○	
-蓄電池の設置 (系統側への導入促進、需要側における活用)	→	→				○	○	○	○	
○系統運用										
-再生可能エネルギー、分散型電源、自家発電などの導入促進のための系統運用ルールの見直し (託送制度、接続制度、自家発電供給契約の見直し、再エネの優先接続規定の整備、など)	→	→	→			○				
-東北電力と東京電力等の広域的な系統の一体運用による風力発電の連系増	→	→				○				36
-送配電利用についての中立性・公平性の確保	→	→				○				

# (別添8) エネルギー需給安定関連の規制・制度改革リスト

## 需要

### 分散型電源

- 需要家が保有する電源の系統接続の円滑化
  - ・安定した電気使用のための周波数維持等のサービス料金の見直し
  - ・系統接続ルールや運用ルールの見直し
- 需要家が保有する電源による余剰電力や不足電力の売買ルールの明確化
  - ・電力会社の需要変動に合わせた発電ルール(同時同量規制)の見直し
  - ・部分供給の見直しやバックアップ料金制度の見直し
  - ・電力卸売市場の整備
- 需要家群による需給管理の推進
  - ・蓄電池活用等による需給管理を行うバランシング・グループや地域単位等での需給の一括管理を行うアグリゲーター等に対応した託送制度の検討
- 需要家の選択肢拡大
  - ・小売事業解禁も含めた小売自由化範囲の拡大
  - ・部分供給の見直し(再掲)

### 蓄電池

- 蓄電池の安全規制の適正化

### 省エネルギー

- 省エネ規制の徹底・強化(住宅・建築物等)
- 熱利用推進のための制度整備(熱導管の整備に関する規制緩和等の検討)
- 電気料金制度の見直し
  - ・柔軟な料金メニューによる需要家のピークカット誘因の強化(スマートメーターにも対応)

## 供給

### 再生可能エネルギー

- 固定価格買取制度の創設
- 系統への優先接続規定の導入
- 立地規制の改革
  - [立地可能地域の拡大]
  - [再エネ事業者に公益性付与]
  - ・自然公園、温泉地域、保安林・国有林、農地(耕作放棄地)との調整円滑化・立地柔軟化
  - ・港湾・海岸への設置に関する手続き合理化
  - ・漁場利用との調整円滑化
  - ・水利権許可手続きの合理化
  - ・バイオマス資源の利用円滑化
- 保安・環境関連制度の合理化
  - ・主任技術者選任範囲の合理化
  - ・環境アセスメントの迅速化
- 蓄電池の安全規制の適正化(再掲)

### 系統利用

- 連系線の整備
- 電力の広域融通の強化
- 系統利用関連ルールの見直し

### 自家発電・燃料等

- 自家発の電力事業参入促進
  - ・新規電源の入札実施
  - ・コジェネ(発電時の熱を併せて利用するシステム)推進策
- 保安・環境関連制度の合理化
- リスクに強い供給体制整備(ガスパイプライン整備、備蓄等)

## 電力システム

### 供給システム

- 多様な電源参入に向けた制度整備
  - ・分散型電源対策(再掲)
  - ・再生可能エネルギー対策(再掲)
  - ・電力卸売市場の整備
  - ・卸電力取引所の法定化・中立化
- 競争促進のためのインフラ整備
  - ・系統運用ルールの見直し
  - ・系統接続ルールの見直し
  - ・これらを含む送電部門の中立化
  - ・連系線の整備
  - ・広域融通の強化
  - ・送配電網のスマート化
  - ・スマートメーター(通信機能付メーター)普及
  - ・蓄電池活用のための安全規制の適正化(再掲)
- 公益事業と競争事業の峻別(官民の分水嶺)

### 原子力

- 原子力損害賠償制度の整備
- 原子力の安全規制の検証