

供給信頼度評価報告書勉強会

とりまとめ報告書

平成 2 4 年 4 月

電力系統利用協議会

「とりまとめ報告書」の位置づけ

- 本「とりまとめ報告書」は、電力系統利用協議会（以下、「当協議会」という。）内に設置された「供給信頼度評価報告書勉強会」（以下、「本勉強会」という。）において報告・利用された資料および、議論された内容を取りまとめたものである。
- 本勉強会では、東日本大震災の発生に伴う対応実績を振り返るとともに、当協議会が実施する供給信頼度評価について、従来の方法および海外の状況を参照したうえで、新たにシナリオを用いた評価を試みることにした。さらに、当協議会としての今後の課題を取りまとめた。
- 本報告書の内容は、当協議会会員をはじめ、電気事業に係わる事業者、電気の供給を受ける需要者にとって、有益な情報になると考え、当協議会として広く情報発信するものである。

< 目次 >

I	はじめに	1
II	従来の供給信頼度評価	1
	1. 従来の供給信頼度評価	1
	2. 適性予備率	2
	3. 海外の供給信頼度評価手法との比較	3
III	東日本大震災による電力系統への影響とその対応	4
	1. 東日本大震災による電力系統への影響	4
	2. その後の供給力対応	5
IV	東日本大震災を踏まえた稀頻度事故発生時のシナリオ評価	6
	1. シナリオ評価についての主な議論	6
	2. シナリオ評価の前提条件	7
	3. 供給力対策の想定	7
	4. シナリオの評価	9
V	稀頻度事故を踏まえた信頼度評価	11
VI	稀頻度事故を踏まえた対策	20
	1. 供給力側の追加対策	20
	2. 需要側の対策	20
VII	おわりに	24
	メンバー、開催実績	

資料編

< 目次 >

第1回資料抜粋

従来の供給信頼度評価方法 ……………	2
(電力系統利用協議会 事務局)	
3 / 1 1 大震災以降の状況と対応 および今夏に向けた安定供給対策について ……………	4
(東京電力株式会社)	

第2回資料抜粋

海外での供給信頼度に関する評価について ……………	12
(財団法人 電力中央研究所システム技術研究所)	

第3回資料抜粋

自家発電設備の活用状況について ……………	26
(資源エネルギー庁)	
揚水式水力発電所の供給力低下について ……………	28
(中部電力株式会社)	

第4回資料抜粋

3 / 1 1 東日本大震災以降の東京電力の対策と需給状況 (レビュー) ……	31
(東京電力株式会社)	

第5回資料抜粋

家庭用コージェネレーション (CGS) の供給力ポテンシャルについて ……	35
(大阪ガス株式会社)	

I はじめに

当協議会で従来から行っていた供給信頼度評価は、適正予備率を指標として供給信頼度を評価してきた。しかし、平成23年3月11日に発生した東日本大震災を踏まえ、今後も適正予備率を指標とした評価を行うことで十分なのか、従来の考え方とは異なる視点で供給信頼度を評価すべきではないかという観点から、幅広く供給信頼度評価に関する内容について調査・検討を行うため、本勉強会を設置した。

本勉強会では、以下の項目について、調査・検討を行った。

- ・ 従来の供給信頼度評価
- ・ 東日本大震災による電力系統への影響とその対応
- ・ 東日本大震災を踏まえた稀頻度事故発生時のシナリオ評価
- ・ 稀頻度事故を踏まえた信頼度評価
- ・ 稀頻度事故を踏まえた対策

II 従来の供給信頼度評価

1. 従来の供給信頼度評価

現在、当協議会では、毎年、一般電気事業者の管轄制御エリア（以下、「エリア」という。）別（10エリア）の需給バランスを評価し、供給信頼度評価報告書を作成・公表している。（資料編1-2）

（1）需要

エリア別の最大需要電力（送電端）とする。

（2）供給力

エリア別とし、一般電気事業者および特定規模電気事業者の供給計画値ならびに供給先未定供給力の合計値（送電端）とする。なお、供給先未定供給力は、当該電源の連系するエリアに計上する。

（3）評価対象断面（定期評価）

- ・ 第1年度：各月のエリア別需給バランス
- ・ 第2～第10年度：各年度8月（北海道エリアは8月および12月）のエリア別需給バランス

（4）需給バランスの評価・検討

原則として以下の内容で需給バランスを評価している。

- ・ エリアの予備率が適正予備率8～10%（沖縄エリアは最大電源ユニット相当分）を上回る場合、上回っている事実を確認する。
- ・ エリアの予備率が適正予備率を下回る場合、下回っている事実を確認するとともに、地域間連系線の空容量合計（当該エリアの受電方向の空容量合計）および他エリアの供給予備力を考慮して連系効果を評価する。

- ・ 評価に際し、運用委員会は一般電気事業者のマージンの確保状況を確認する。必要なマージンが確保できていない場合（地域間連系線作業停止など）、確保できていないマージンの量を考慮のうえ、評価する。

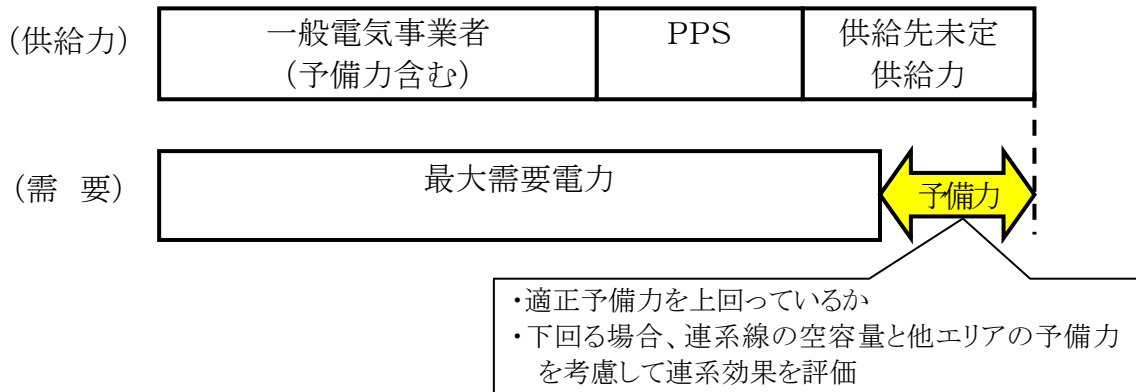


図1 従来の供給信頼度評価のイメージ

(5) 評価報告書の作成・公表

供給信頼度評価報告書を作成し、毎年5月末日までに公表する。

2. 適正予備率

従来の供給信頼度評価では、適正予備率8～10%を指標としている。この適正予備率は、偶発的需給変動対応分7%に持続的需要変動対応分1～3%を加えたものであり、その考え方は次のとおりである。(資料編1-3～5)

(1) 偶発的需給変動

短期的かつ偶発的に発生する需給上の変動として、気象条件などによる需要変動、電源の計画外停止や出水変動を想定している。これらの変動に対して、供給予備力と他社からの応援融通により対応する。

偶発的需給変動を確率的に評価し、供給力不足の発生する日数の期待値（見込不足日数）を一定以下にする供給予備力必要量として7%を保有する。なお、各社単独時と各社連系時の供給予備力必要量の差から連系効果3%が期待され、マージンとして確保している。

(2) 持続的需要変動

循環的景気変動などにより、需要が持続的に想定値を上回る事象を想定している。過去の需要実績から持続的需要変動対応分1～3%を適正予備力の一部として保有する。

3. 海外の供給信頼度評価手法との比較

日本、欧米とも、供給予備率が必要供給予備率によって供給信頼度を評価する考え方は共通している。

(1) 需要

欧米では、想定需要から需要調整分（日本の需給調整契約に相当するもの）を差し引いている例がある。（資料編 2-9、11、15）

また、需要の価格に対する反応による需要抑制については、運用時の調整分として扱い、供給信頼度評価では考慮していない。（資料編 2-21）

(2) 供給力

日本、欧米ともに、供給力として休止電源や計画補修分、水力の出力低下分などは除外し、確実に利用が見込める供給力のみを計上している。特に揚水発電については、池容量や揚水原資により設備容量をすべて供給力に計上することができない場合や、水位制約や作業停止により供給力が低下する場合がある。（資料編 2-10）

将来電源については、実現の可能性を考慮するため、複数のシナリオ（既存のみ、既存+建設中、既存+建設中+計画中）を用いて評価している。（資料編 2-16）

再生可能エネルギー電源のkW価値については、欧米においても様々な手法が採用されており、試行錯誤の段階である。

(3) 想定リスク

供給信頼度評価で想定するリスクは、需要の不確実性（需要変動）と電源の計画外停止等を確率的に評価した需給変動であり、日本、欧米ともに共通である。（資料編 2-24～28）

震災などの災害による大規模な電源停止といった稀頻度事象は、欧米においても常時の供給力に見込むべきリスクとしては扱われておらず、そのような事象が発生した場合には需要抑制が行われる。一部の国では、こうした需要抑制が市場化されている例もある。（資料編 2-34）

Ⅲ 東日本大震災による電力系統への影響とその対応

1. 東日本大震災による電力系統への影響(資料編1-9)

(1) 東日本大震災の概要

発生日時：平成23年3月11日(金) 14時46分頃

震源：三陸沖(北緯38.00度、東経142.90度)

マグニチュード：9.0(深さ10km)

各地の震度：震度7(宮城県栗原市)

震度6強(宮城県、福島県、茨城県、栃木県)

津波の状況：太平洋沿岸を中心に高い津波を観測

(2) 東日本大震災による被害

地震発生後、供給力が大幅に減少したことによって周波数が大幅に低下し、北海道本州連系設備と東京中部間連系設備(FC)を介して他エリアから即時に応援融通が送電されたが、需給ギャップの解消にはならず、周波数低下(48.5Hz以下)が継続した。このため、一部の需要への供給が自動停止(負荷遮断)にいたった。その後、運転を継続している発電機の出力増により、地震発生から約5分後に周波数が50Hzに復帰し、東北・東京エリア全系の停止(ブラックアウト)は回避された。

その後、被害を受けた送配電設備の復旧に着手するとともに、被害のなかった発電機の復旧や他エリアからの応援融通受電などの供給力確保に努めたものの、東京エリアでは地震発生後の休日明けから供給力不足による計画停電を実施することとなった。東北エリアでは、送配電設備の事故や津波などにより供給力減少を上回る需要の減少があったため、地震直後には供給力不足にいたらなかった。(資料編1-10~14)

・地震発生後の供給力の推移

東京エリア：約5,200万kW→約3,100万kW

東北エリア：約1,430万kW→約900万kW

・供給力減に至った主な発電所

東京エリア：福島第一、福島第二、東海第二、鹿島、広野、常陸那珂等

東北エリア：女川、八戸、仙台、新仙台、原町、常磐、相馬等

・最大停電軒数

東京エリア：約405万軒(全軒数の約2割)

東北エリア：約466万軒(全軒数の約7割)

2. その後の供給力対応

東日本大震災により、東京電力管内では2,100万kW程度の電源が脱落し、その後、随時、供給力対策を実施したが、需給ギャップの解消にはいたらず、一時は計画停電を実施せざるを得ない状況となった。(資料編1-16~19)

その後、他社からの応援融通、自家用発電設備の更なる活用、被災電源の復旧、長期計画停止火力の運転再開、緊急設置電源の設置などにより、平成23年夏季の供給力は5,620万kW程度まで回復した。需要者の節電行動等により需要水準が低めであったこともあり、夏季を通して10%以上の予備率を確保でき、計画停電の実施を回避できた。(資料編4-4~9)

表1 震災後の東京電力の追加供給力対策の推移 (単位：万kW)

	震災 前日	数日後	2週間後	1ヶ月後	4ヶ月後 (7月末)	5ヶ月後 (8月末)
	0	424	709	946	1,866	1,958
他社からの応援融通		170	250	150	30	30
自家発電設備の 更なる活用	0	10	80	80	110	110
震災による停止からの復旧 (補修停止電源の復旧含む)	0	244	379	716	1,601	1,601
長期計画停止火力の 運転再開	0	0	0	0	87	87
緊急設置電源の設置	0	0	0	0	37	129

IV 東日本大震災を踏まえた稀頻度事故発生時のシナリオ評価

1. シナリオ評価についての主な議論

海外の供給信頼度評価との比較や東日本大震災による電力系統への影響などを踏まえ、以下のような結論を得た。

- ・ 稀頻度の事象に対して供給力不足が生じないように事前に設備を準備しておくことは必要となるコストを踏まえ、慎重に対応すべき。
- ・ 通常の事象に対しての供給信頼度評価という意味では従来の適正予備率の考え方は妥当である。
- ・ ただし、今回の震災のような稀頻度の事象は確率論的に評価することは不適切であるため、大規模災害といった稀頻度の事象を確定的に捉えたシナリオを通じての評価も必要である。
- ・ 震災による大規模な電源停止といった過酷な事象に対しては、供給力が不足し、需要側対策が必要となることを示すことも重要である。

そこで、大規模災害等の稀頻度事象を確定的に捉えたシナリオ評価を試みることにした。シナリオ評価を行ううえで、以下のような議論があった。

- ・ 確率的にではなく、確定的に大規模な事故を想定しているので、従来の供給信頼度の考え方（例えば見込不足日数など）と外れてもいいのではないか。
- ・ この勉強会を始めた理由は、極めて大規模な自然災害を無視することはできないということがあった。まず、どれぐらいの規模の自然災害を想定するか、前提を明確にすることが必要である。
- ・ 今回の震災の評価が必要。実際にある程度の期間で復旧しているので、この復旧シナリオをベースに評価できるのではないか。
- ・ 事故時には電源停止だけでなく需要も落ちる。今回の震災では太平洋側の発電所が被災したが、東京エリアの需要の減少は少なく、需給ギャップが大きくなった。需要の変動をどう考えるか。
- ・ 電源停止がある一定程度を超えると供給力不足が発生することになる。その時に需要も落ちていると仮定すると、どんな事故でも停電しないことになる。一方で電源だけ停止すると考えると復旧ができないということにもなる。
- ・ 需要者からは、今回の震災のような事象に対してどれぐらいの期間停電するのかがわかれば対応もできるという意見を聞く。例えば1週間は停電が継続するが、1ヶ月後は供給可能といった指標を出せばよいのではないか。
- ・ 具体的な災害をイメージするとなかなか検討が進まないと思われる。まずはボリューム感として「これぐらいの電源が脱落したらどうか」といった観点で検討を進めてみてはどうか。

2. シナリオ評価の前提条件

このような議論を踏まえ、今回のシナリオ想定では具体的な原因事象（例えば、どの地点でどの程度の地震が発生するか）ではなく、「何らかの原因で各エリアの一定割合の電源が停止した場合」を考えることとした。

また、前提となる需給バランスは、例えば再生可能エネルギーが大量導入された場合、需給バランスの想定自体が今後の議論であり不確定な部分が大きいため平成22年度供給信頼度評価報告書（定期評価）の需給バランスをもとに検討を行うこととした。具体的な前提条件は表2のとおり。

表2 シナリオ評価の前提条件

項目	設定内容
評価するエリアの単位	一般電気事業者の管轄制御エリア単位
需要	平成22年8月の最大需要電力(北海道エリアは12月)
事前の供給力	平成22年8月の供給力(北海道エリアは12月)
電源停止量	系統容量の10～50%(10%刻み)で設定
追加供給力	東日本大震災の実績より、仮定を置いて設定 (詳細は表3による)
時系列での検討断面	電源停止当日、数日後、2週間後、1ヶ月後の4断面

時系列での検討を1ヶ月後までとしているのは、それ以上の期間を考えると、想定している需要そのものが変わってくる（例えば8月に電源停止が発生した場合、2ヵ月後には気温の低下に伴って需要そのものが大きく減少することになる）などから、一定の区切りを置いたものである。

3. 供給力対策の想定

今回の震災発生後の東京電力の供給力対策を踏まえ、以下の供給力対策を考えた。供給力対策の考え方は表3のとおりとした。供給力対策には「計画段階で織り込めるもの」と「運用段階で結果として織り込めるもの」があり、後者については今回の震災の実績も参考に一定の仮定を置いた。

- ① 供給予備力
- ② 他社からの応援融通
- ③ 火力増出力運転
- ④ 自家用発電設備の更なる活用
- ⑤ 補修停止電源の稼働
- ⑥ 停止電源の復旧
- ⑦ 長期計画停止火力の運転再開
- ⑧ 緊急設置電源の設置

表3 電源停止後に考慮する追加供給力

(*)：一定の仮定を置いて設定したものの

項目	電源停止後	数日後	2週間後	1ヵ月後	設定内容
① 供給予備力	○	○	○	○	平成22年8月の供給力(北海道エリアは12月)に基づき織り込み。
② 他社からの応援融通	△	○	○	○	連系線のマージンと空容量分の応援融通を織り込み。 (電源停止後はマージン分、数日後以降はマージン+空容量分で設定)
③ 火力増出力運転(*)	×	○	○	○	稼働している火力機の量や個々の発電機の能力によって異なるが、過去の実績等を参考に、自社火力設備量(長期計画停止を除く)の1%と仮定して考慮。
④ 自家発電設備の更なる活用(*)	×	○	○	○	供給先未定供給力(単機容量11.25kW以上の発電機のある発電所分)は、もともと供給力に織り込み済み。 それ以外については、エリアごとにはばらつきはあるが、概ね1%前後であったことから、東日本大震災の対応実績と同じ比率で自家発電を活用すると仮定して考慮。(系統容量に対し、数日後0.2%、2週間後1.4%、1ヵ月後1.4%)
⑤ 補修停止電源の稼動(*)	×	×	×	○	平成22年8月の電源補修量(火力、揚水)について、1ヵ月後に稼働すると仮定し考慮。(北海道エリアは12月)
⑥ 停止電源の復旧(*)	×	○	○	○	東日本大震災の対応実績と同じ比率で被災停止電源が復旧すると仮定して考慮。(電源停止量に対し、2日後11.6%、2週間後18.0%、1ヵ月後34.1%が復旧と仮定)
⑦ 長期計画停止火力の運転再開	×	×	×	×	東日本大震災の対応実績より、対応には1ヶ月以上の時間を要することから、今回の時間軸のレンジ外。
⑧ 緊急設置電源の設置	×	×	×	×	

※ 上記以外にも、家庭用コジェネの供給力ポテンシャルについて検討したが、現状ではシナリオ検討に織り込むほどの影響はないと考えられる。ただし、今後の普及動向等については、注視していく必要がある。(資料編5-1~4)

4. シナリオの評価

(1) シナリオの例

シナリオ評価の一例として、下図に供給力対策による復旧過程のイメージを示す。

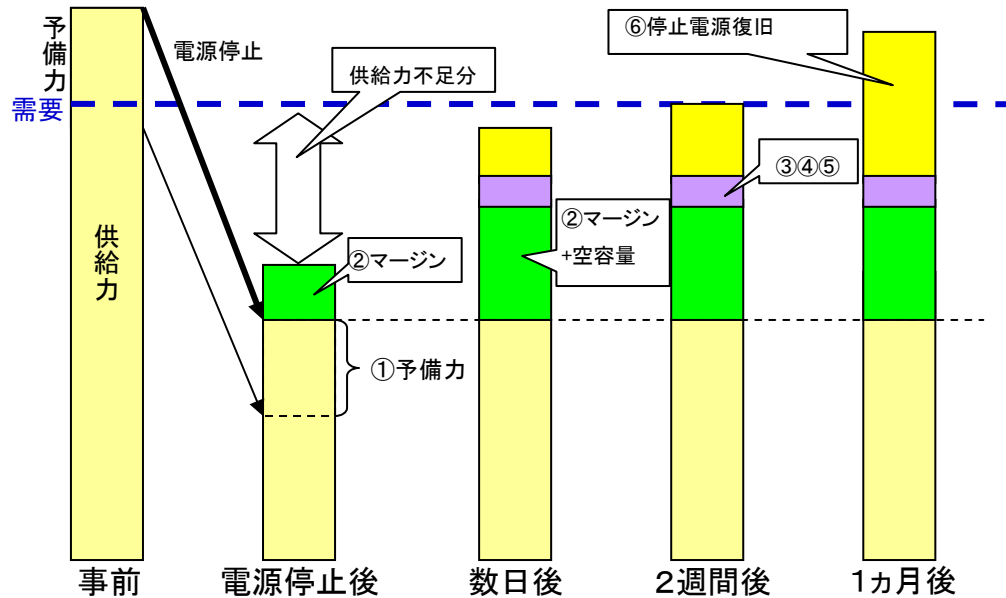


図2 供給力対策による復旧過程のイメージ

この例では、電源停止直後には予備力の活用やマージン分の融通受電を行っても供給力が不足するため、需要側対策が必要となる。数日後、2週間後には空容量を活用した他エリアからの融通受電や停止電源復旧といった供給力対策によって需給ギャップが徐々に解消し、1ヵ月後には供給力不足が解消している。なお、今回のシナリオ評価では需要の脱落は考慮していないが電源停止と同時に需要の脱落がある場合には、その分、需要側対策の必要量が減少することとなる。

(2) シナリオ評価の考え方

今回のシナリオで想定している供給力対策のうち、エリア内で確保している予備力や他社からの応援融通についてはある程度の確度をもって期待できるものと考えられる。しかし、そのほかの火力増出力運転、自家発活用、停止電源復旧などは、どのような原因事象が発生するかによって、その量が大きく変わってくることが予想される。特に停止電源の復旧については、東日本大震災の一例のみから仮定したものであり、実際に期待できないことも十分に考えられる。

一方で、需要が減少することも十分に考えられることをあわせて考えると、ここで実施したシナリオ評価は、どの程度の発電停止であれば、どの程度の供給力不足となるのか、一定の仮定をおいた場合にはその復旧はどのような時系列となるのか、といった概略の影響評価といったものと考えらるべきである。

さらに、供給力対策を行うことで、事故発生後、最大限確保できる供給力（以下、「最大供給能力」という。）を把握できる。この最大供給能力を用いて、例えば、どの程度の発電停止まで耐えられるのかといったことも考えることができる。

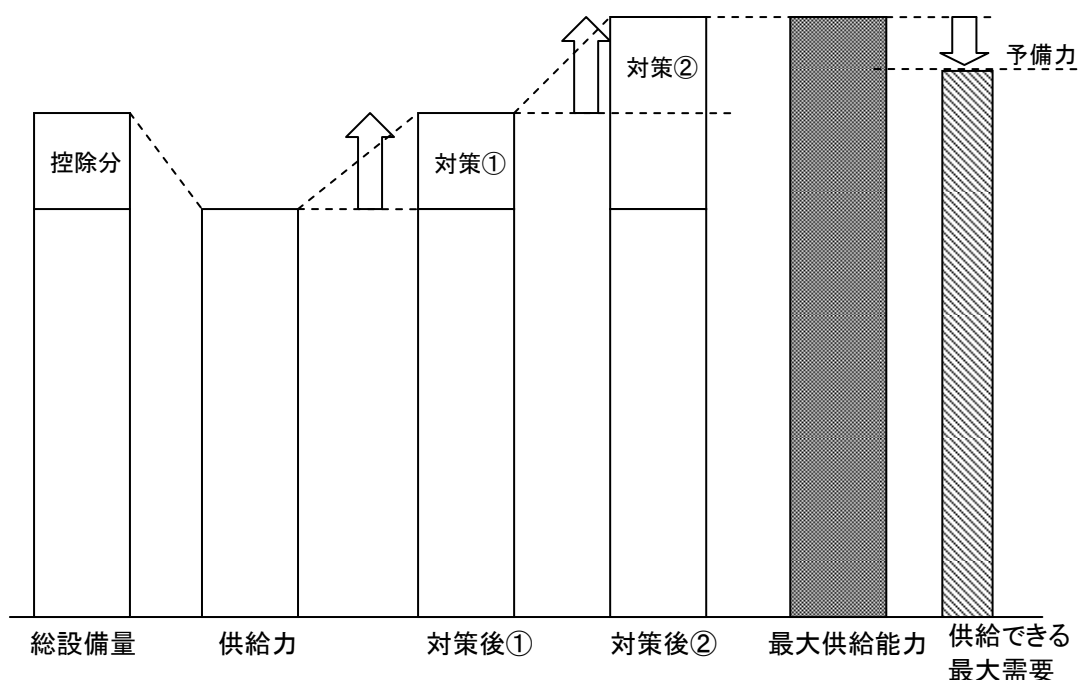


図3 供給力対策実施によって確保できる最大供給能力

上図は、供給力対策によって最大限確保できる供給力の考え方を示したものである。ここで対策後①は、ある程度の確度があると考えられるもので、エリアであらかじめ確保している予備力と連系線による他エリアからの応援融通である。対策後②は①に加え、火力増出力運転、自家発電活用、停止電源復旧といった一定の仮定の下に算出されるものである。

対策①あるいは②によって確保される最大供給能力から必要な予備率を差し引いたものが、実質的に供給できる需要の最大値と考えられる。この需要と想定される最大需要の差分が必要側対策を必要としない発電機停止の最大値とも考えることができる。

例えば、連系線の容量を増やすことによって対策①も増加するし、あらかじめ活用可能な自家発電設備を確保することで対策②を増加させることができる場合もある。

大規模な発電機停止を評価することで、場合によっては需要側対策が必要となるという結果に注目するだけでなく、違う見方をすれば、ある範囲であれば需要側対策は必要ないものと見ることができる。

V 稀頻度事故を踏まえた信頼度評価

各社の稀頻度事故に対する信頼度評価結果を13頁以下に示す。

東日本大震災の発生に伴い、東京電力管内では供給力5,200万kW程度のうち、2,100万kW程度の電源が脱落した。これを踏まえ、電源停止量として系統容量の40%を設定し、復旧過程を考慮した時系列のシナリオ評価をまとめた。

今回考慮した供給力対策の中で計画段階である程度の確度で期待できるものとして、供給予備力と他社からの応援融通のみを考慮し、電源停止量に対する需要側対策必要量の最大値を算出した結果が表4である。

その他の供給力対策として火力増出力運転や自家発電設備からの受電の更なる活用、補修停止電源の稼働、停止電源の復旧、連系線の運用容量を超過した緊急避難的な使用などがあり、需要についても電源停止とあわせて減少することもあるため、実際の需要側対策必要量は表4にある量より少なくなる可能性があることに留意が必要である。

また、各エリアでの最大供給能力をまとめたものが表5である。各エリアの最大供給能力は、そのエリアの最大原子力サイトの停止時にも最大需要電力に加え、必要と考えられる3%の予備力を満足する水準であることがわかる。ただし、今回のシナリオ評価では供給力対策に一定の仮定をおいていること、および電源停止から一定の時間が経過した場合の供給力対策を考えているため、この結果をもって最大原子力サイト停止時にも需要側対策にまでは至らないと結論づけることはできない点に十分注意願いたい。

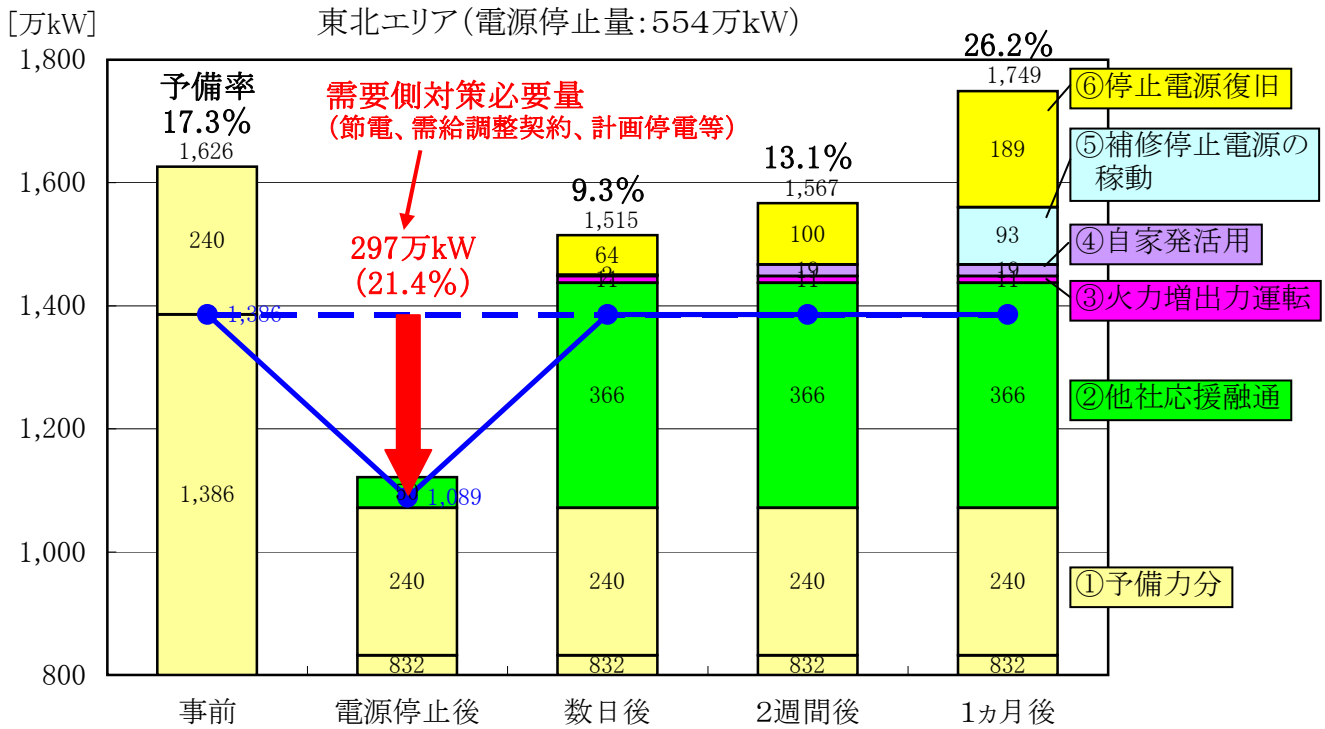
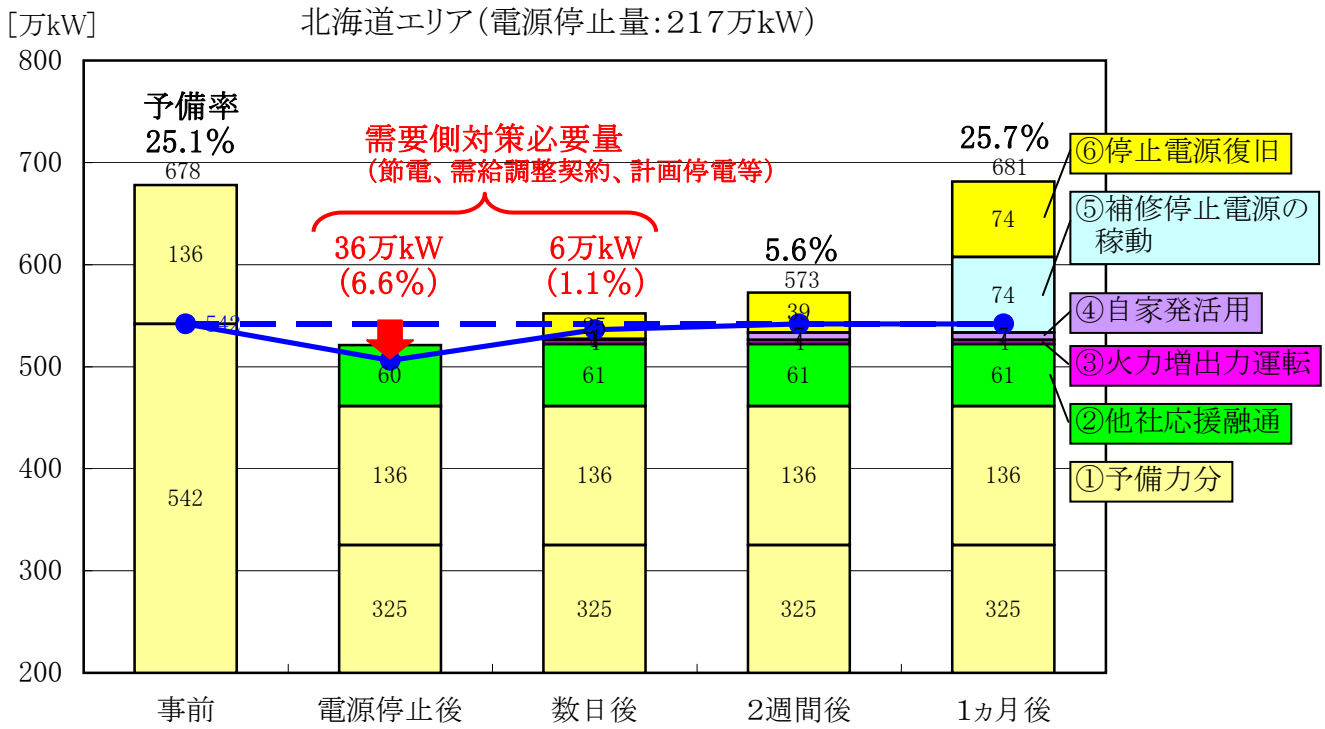
どのレベルの信頼度を確保するか、すなわちどのレベルの過酷事故に対して需要側対策が発生しないよう対策するのかについては、各エリアの特性があり、また本勉強会の場でも「きわめて稀頻度の事象に対してまで、あらかじめ設備対策を講じておく必要があるのか」という議論もあったことから、一律にどのレベルの信頼度が必要かを定めることは困難と考えられる。

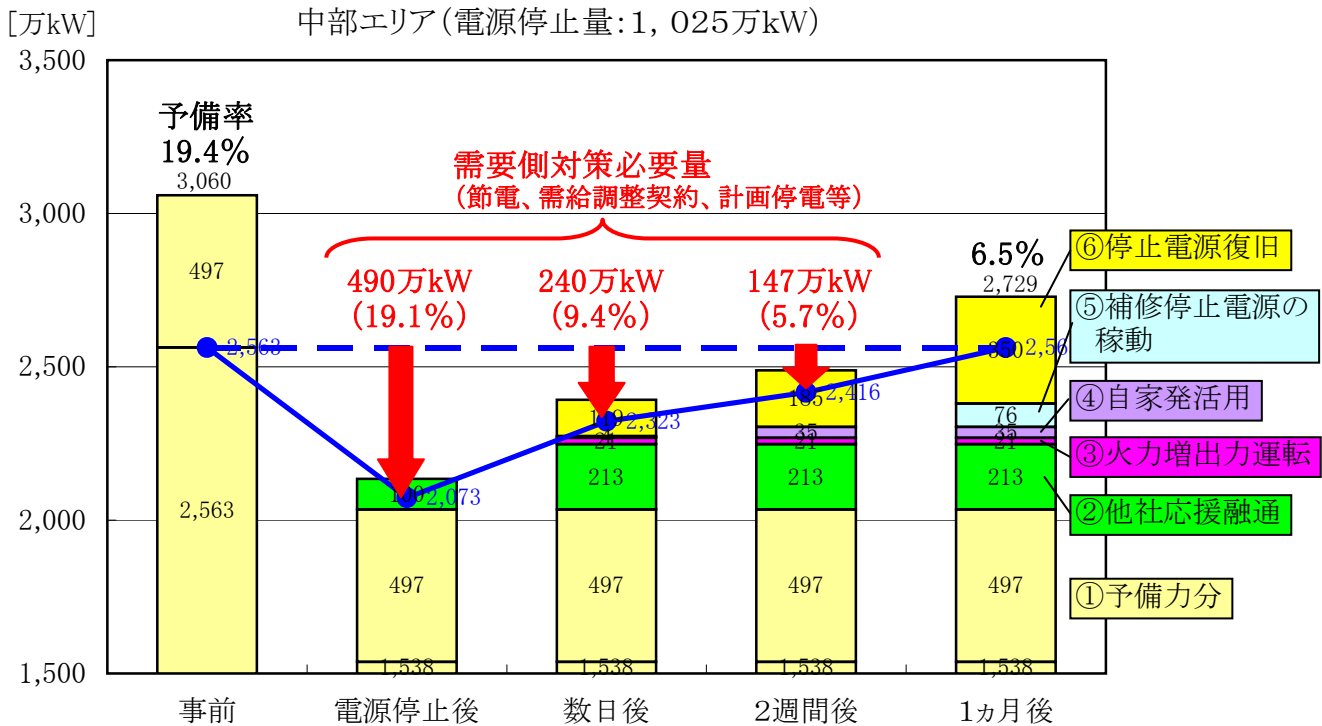
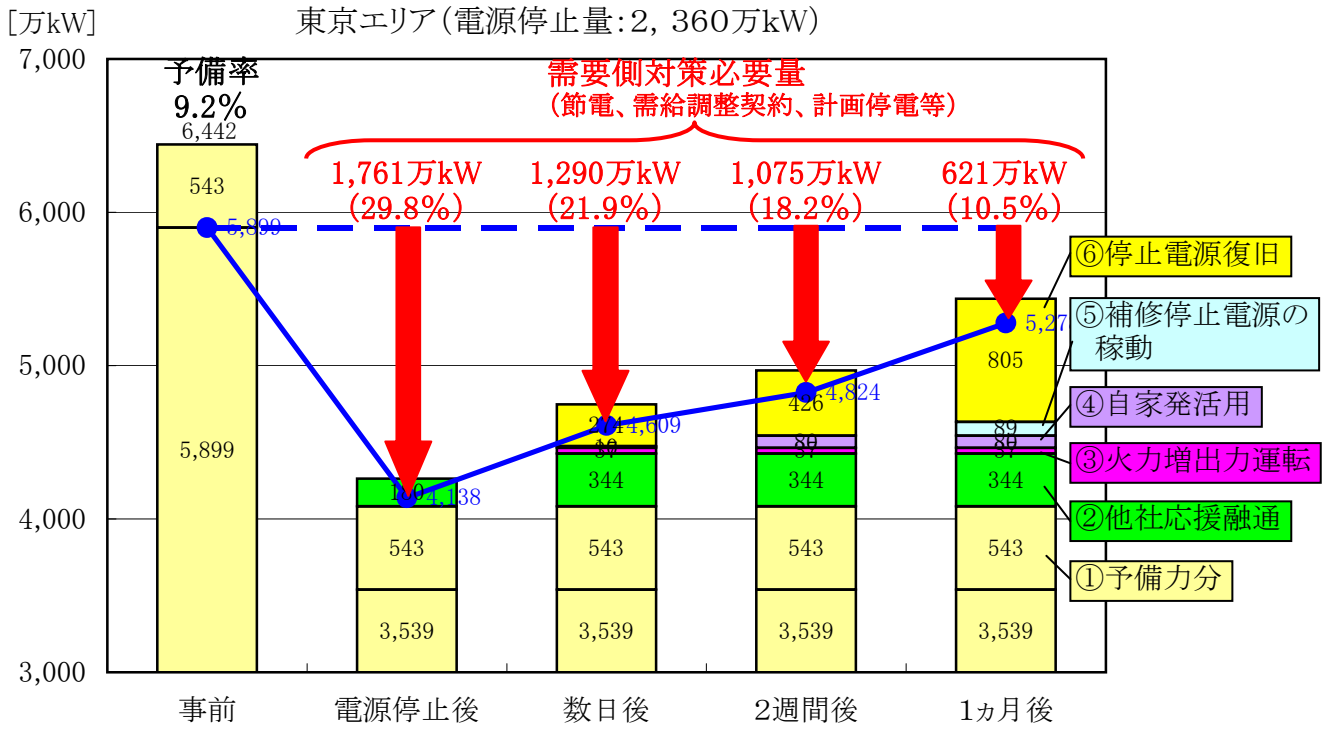
また、本勉強会においては、以下のような点が指摘されており、今後の課題と考えられる。

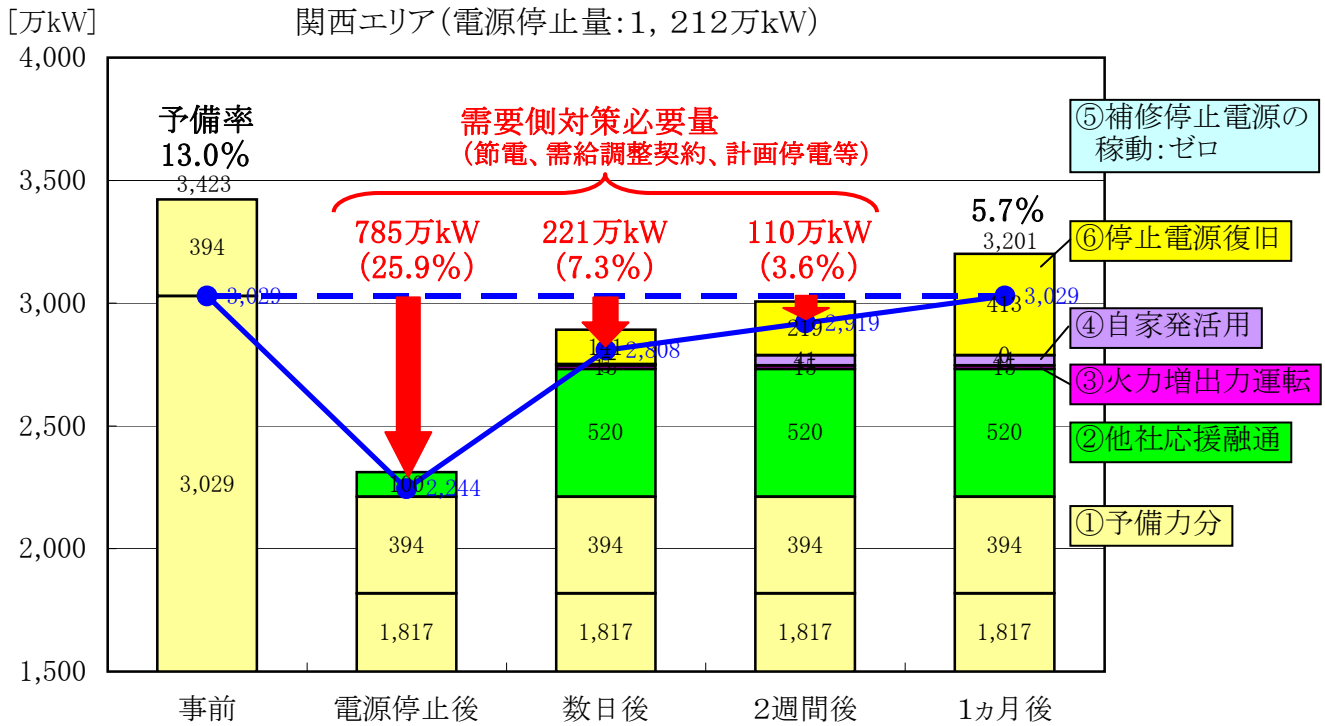
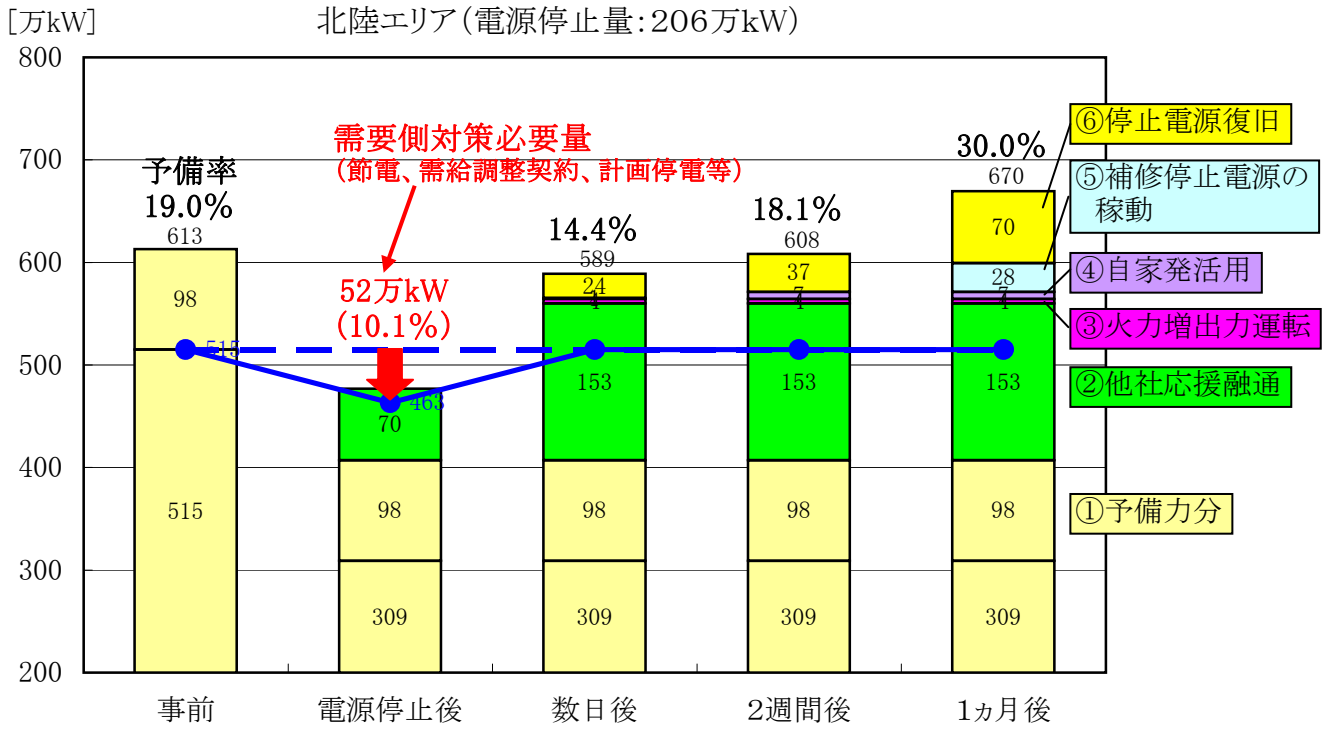
- ・ 地域的な特徴として、電源が多い地域、電源と需要がバランスしている地域、需要が多い地域などがある。稀頻度大規模災害を想定する際には、こうした地域的な特徴を考慮することも必要である。

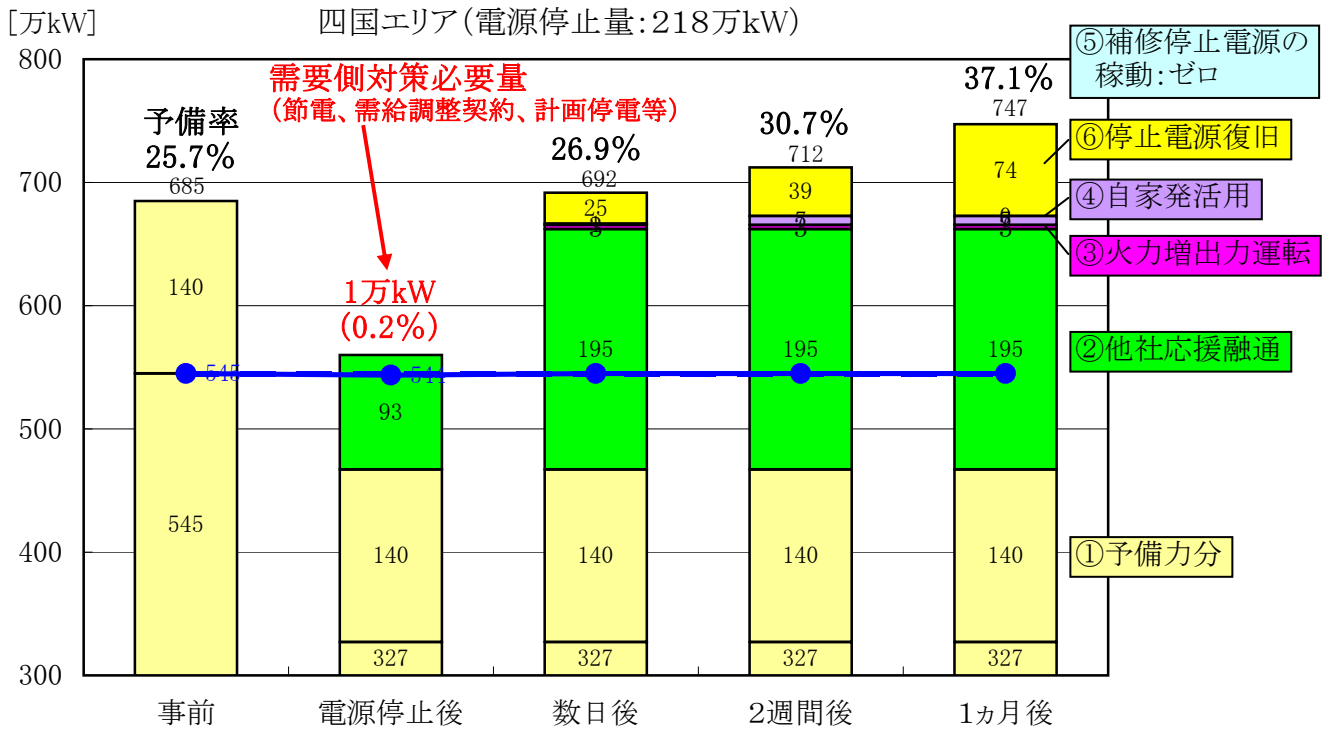
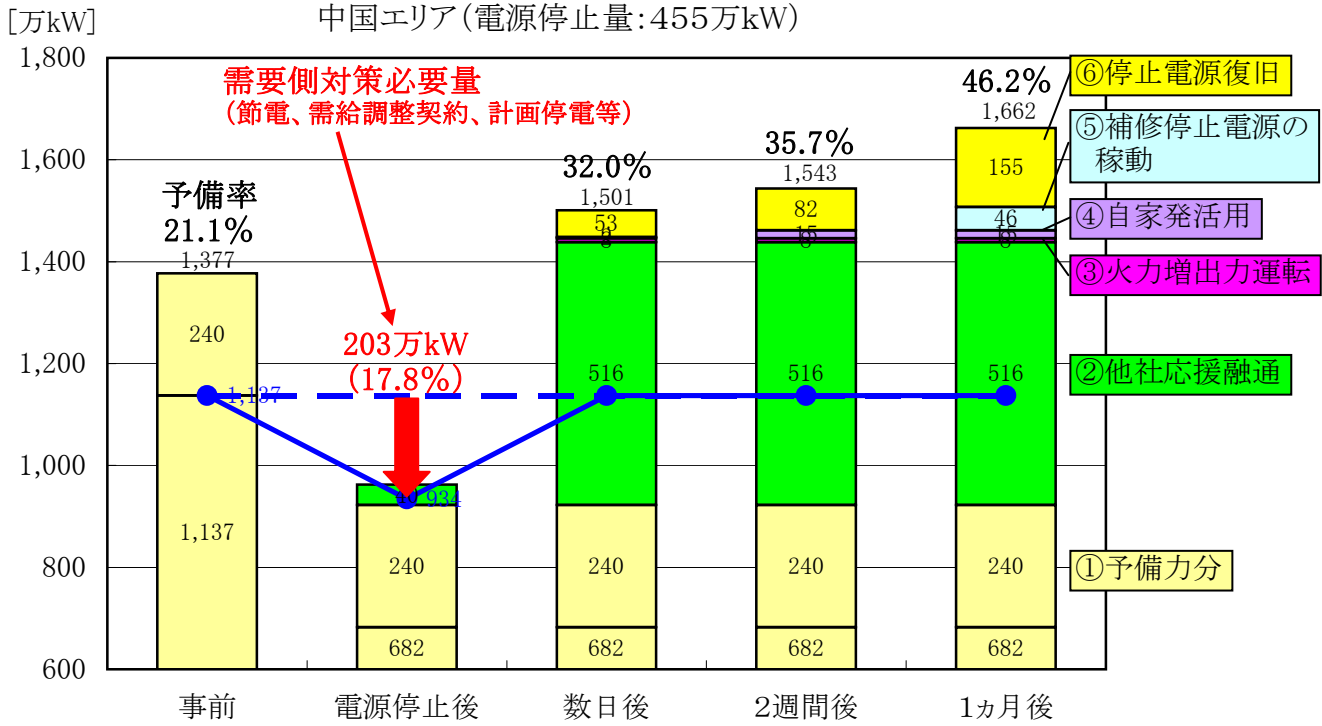
- 今回のシナリオ評価は単一エリアでの事故しか想定していないなど、一定の仮定に基づくものであり、例えば複数エリアでの稀頻度事故など、より厳しい状況を想定することも必要である。
- 連系線必要量について、今回のシナリオ評価がどのように活用できるか検討していくことが必要である。
- 今回のシナリオ評価は、検討断面を1ヶ月で区切ったため、それ以上の時間を要する供給力対策については考慮しなかった。しかし、実際には長期計画停止火力の運転再開や緊急設置電源などで供給力の確保に努めており、今後は設備面での対応についても検討していくことが必要である。

電源停止シナリオ(電源停止量:系統容量の40%)の試算結果









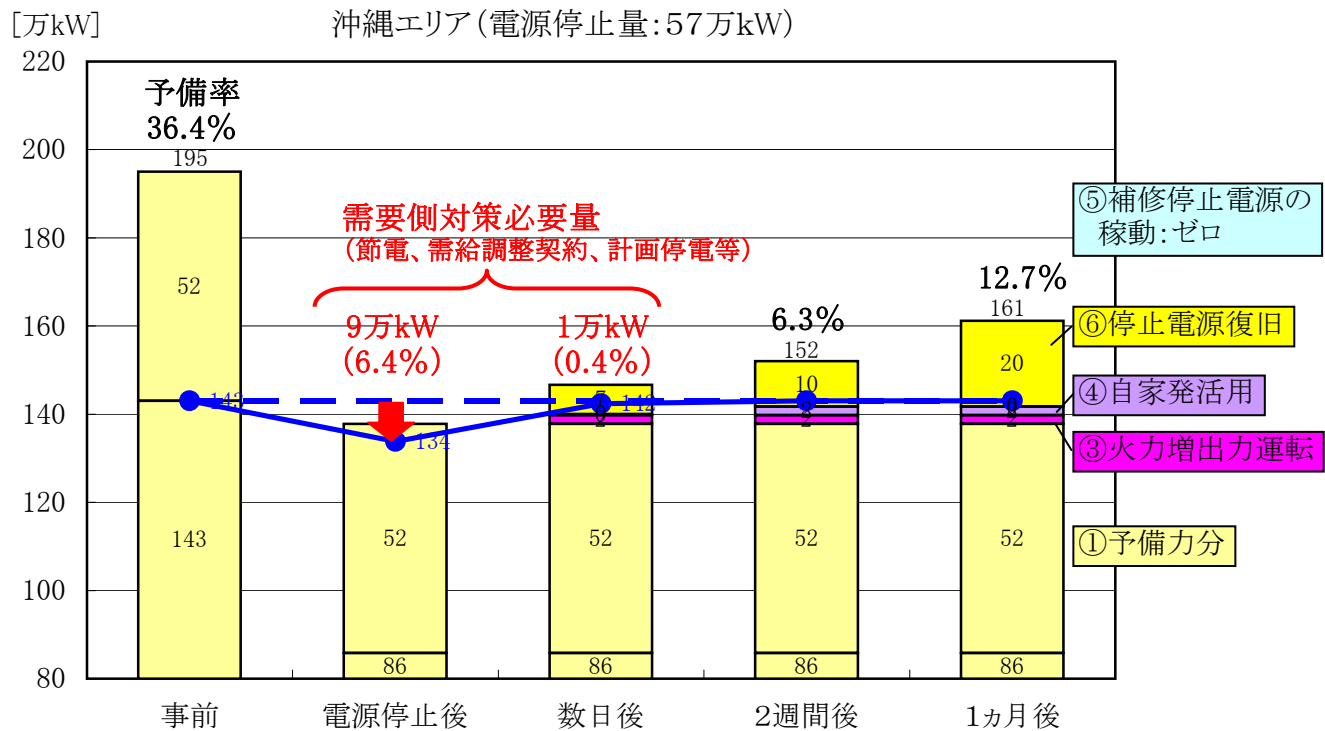
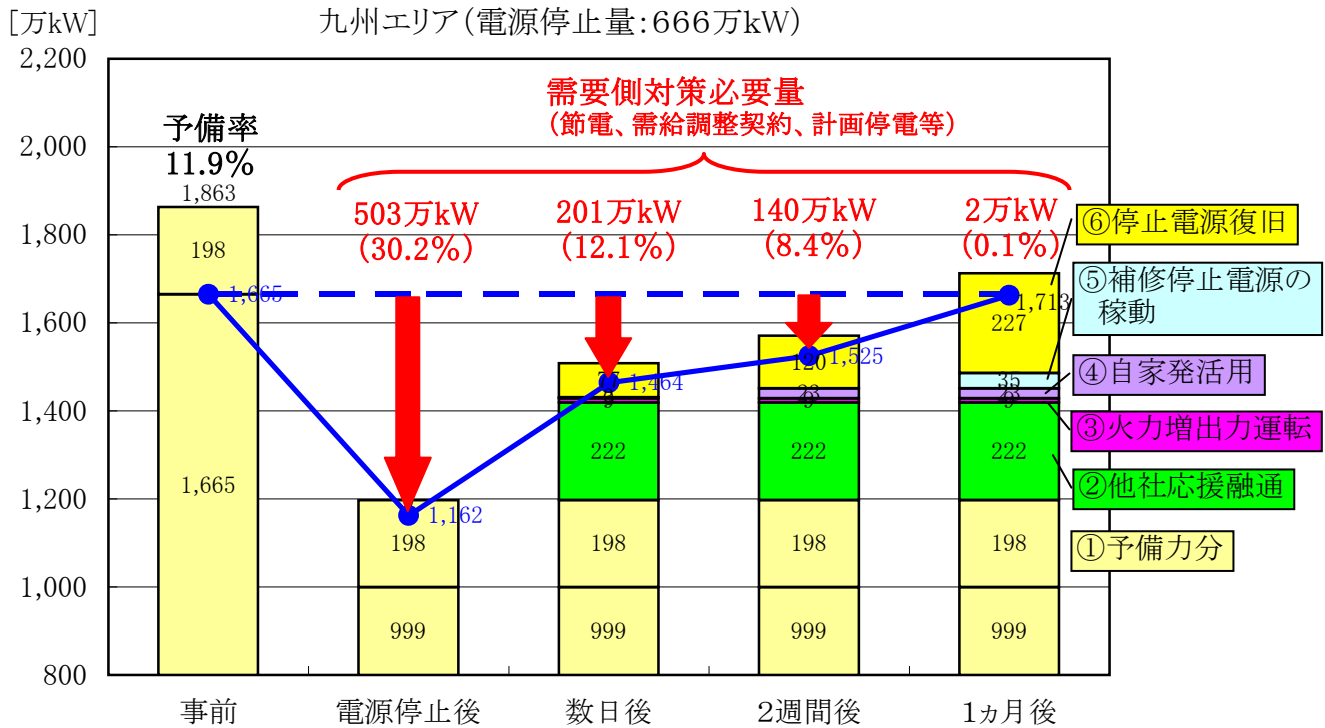


表4 電源停止量に対する需要側対策必要量（最大値）

	最大需要電力 [万kW]	供給力 [万kW]	供給予備力 [万kW]	供給予備率 [%]	応援融通量 [万kW]		電源停止量(系統容量に対する電源停止率)				
							10%	20%	30%	40%	50%
							需要側対策必要量(最大値) 上段:[万kW]、下段:[%]				
北海道	542	678	136	25.2	マージン分	60	0	0	0	36	89
							0.0	0.0	0.0	6.6	16.3
					+空容量分	1	0	0	0	35	88
							0.0	0.0	0.0	6.5	16.2
東北	1,386	1,626	240	17.3	マージン分	50	0	28	163	297	432
							0.0	2.0	11.7	21.4	31.1
					+空容量分	316	0	0	0	0	125
							0.0	0.0	0.0	0.0	9.0
東京	5,899	6,442	543	9.2	マージン分	180	43	615	1,188	1,761	2,333
							0.7	10.4	20.1	29.8	39.6
					+空容量分	164	0	456	1,029	1,602	2,174
							0.0	7.7	17.4	27.1	36.9
中部	2,563	3,060	497	19.4	マージン分	100	0	0	242	490	739
							0.0	0.0	9.4	19.1	28.8
					+空容量分	113	0	0	132	381	630
							0.0	0.0	5.1	14.9	24.6
北陸	515	613	98	19.0	マージン分	70	0	0	2	52	102
							0.0	0.0	0.4	10.1	19.8
					+空容量分	83	0	0	0	0	21
							0.0	0.0	0.0	0.0	4.1
関西	3,029	3,423	394	13.0	マージン分	100	0	197	491	785	1,079
							0.0	6.5	16.2	25.9	35.6
					+空容量分	420 *	0	0	83	377	671
							0.0	0.0	2.7	12.5	22.2
中国	1,137	1,377	240	21.1	マージン分	40	0	0	92	203	313
							0.0	0.0	8.1	17.8	27.5
					+空容量分	476	0	0	0	0	0
							0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
四国	545	685	140	25.7	マージン分	93	0	0	0	1	54
							0.0	0.0	0.0	0.2	9.9
					+空容量分	102	0	0	0	0	0
							0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
九州	1,665	1,863	198	11.9	マージン分	0	18	180	341	503	665
							1.1	10.8	20.5	30.2	39.9
					+空容量分	222	0	0	126	287	449
							0.0	0.0	7.5	17.3	27.0
沖縄	143	195	52	36.3	/	/	0	0	0	9	23
							0.0	0.0	0.0	6.4	16.2

* 他社の供給余力(予備力3%を確保して応援できる量) < マージン(100) + 空容量合計(504)により、他社応援融通が一部制限

表5 各エリアの最大供給能力

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
供給力 [万kW] (A)	678	1,626	6,442	3,060	613	3,423	1,377	685	1,863	195
最大需要電力 [万kW] (B)	542	1,386	5,899	2,563	515	3,029	1,137	545	1,665	143
最大供給能力 [万kW] (C)	824	2,114	6,992	3,405	805	3,999	1,962	891	2,152	199
対応可能な電源停止量 [万kW] ($C - B \times 1.03$) (下段:最大需要電力に対する比率)	266 (49.1%)	687 (49.6%)	916 (15.5%)	765 (29.8%)	275 (53.4%)	879 (29.0%)	791 (69.6%)	329 (60.4%)	437 (26.2%)	52 (36.4%)
(参考)最大原子力サイト[万kW] (下段:サイト名)	207 泊	217 女川	821 柏崎刈羽	362 浜岡	190 志賀	471 大飯	128 島根	202 伊方	348 玄海	

※ 最大供給能力については、供給力対策に一定の仮定をおいていること、および電源停止から一定の時間が経過した場合の供給力対策を考慮しており、上表の結果をもって最大原子力サイト停止時に需要側対策に至らないと結論づけることはできない点に注意願いたい。

VI 稀頻度事故を踏まえた対策

1. 供給力側の追加対策

今回想定したような大規模事故にも対応できるような強靱な供給体制を目指した中長期的な設備対策等を検討するにあたっては、今回行ったようなシナリオ評価や最大供給能力の考え方を活用することができるものと考えられる。

最大供給能力の増加にあたっては、本勉強会での議論にもあったように、極めて稀頻度な事象に対してどのレベルの信頼度を確保するのかを一律に決めることは困難であるが、将来の需要想定などの各エリアの状況やリスク想定などを考慮した上で、対策量を検討することになる。また、最大供給能力を増加させる主な手段である電源の増強あるいは連系線の増強による他エリアからの応援可能量増加について、それぞれのコストや実現性などを考慮することが必要である。

短期的な対応としては、現状の連系線をさらに活用することが考えられる。今回のシナリオ評価では、供給力として見込まなかったものの、例えばエリア全体の供給力不足による計画停電を回避するために緊急避難的に運用容量を超過して連系線を使用するといった方策が考えられる。これは、E S C J ルール上も最終手段として定められているものではあるが、現状、計画段階での期待量について明確に定まったものではなく、エリア全体の需給状況などその時の状況を踏まえ、一般電気事業者が判断しているものである。

また、こうした、計画停電を回避するための運用容量の超過が一定期間継続する場合には、運用容量そのものを一時的に拡大することも供給力確保策としては考えられる。

今後、更なる連系線の活用を考慮する際には、その期待量に関する評価に加えて、運用容量超過が電力系統全体へ与えるリスクも含めて検討することが課題と考えられる。

2. 需要側の対策

(1) 需要抑制策

前章で述べたように、稀頻度事故発生時の供給信頼度のシナリオ評価を通じて、供給力減少の程度によって、停電を回避できるか、どれくらいの期間需要抑制を必要とするか、をエリアごとに概観することができる。

本勉強会において、需要抑制について以下のような議論があった。

- ・ 今回の震災のような大規模な供給力の減少が発生した場合に、計画停電のような緊急制御が必要となるのは、対応すべき予備力の経済合理性を踏まえるとやむを得ない。
- ・ しかし、社会的影響を少しでも和らげるため、事前に需要抑制策に

ついて検討しておくことは重要である。

東日本大震災に際しては、この需要抑制を震災発生直後の①「負荷遮断」、休日明けからの②「計画停電」、そして夏季高需要期の③「法律による使用制限」といった時系列で実施された。このうち、①の負荷遮断については系統安定のための緊急手段として不可欠のものであり、今回の地震によって特段の見直しが必要なものではないと考えられる。

一方、②③については、準備不足により、需要者に多大な経済的損失と迷惑をかけることとなった。この経験から、新技術や合理的な制度の導入により、より影響の小さい新たな需要抑制策の導入が求められている。近年各所で導入が検討されているスマートメーター、スマートグリッドがこうした新たな需要抑制策を実現する手段の一つとして期待されている。

本勉強会で取り上げたような稀頻度大規模事故を考える際に、こうした新たな需要抑制策の検討も供給信頼度評価上重要な項目となってくると考えられるので、本報告書においても、その検討の方向性をとりまとめた。

(2) 東日本大震災における「計画停電」

新たな需要抑制策の検討の方向性については、次節で述べるが、実際、まとまった量の確実な需要抑制を期待できるまでには、ある程度の期間を要するものと考えられる。一方、大規模災害はいつどこで発生するかわからないため、当面は、東日本大震災と同様、「計画停電」の可能性はなくなることはない。

東日本大震災においては、特に初期の計画停電において反省材料があり、予見性の確保、需給状況に関する一層の情報提供、国民生活や産業活動への影響をより少なくするなどの改善措置が講じられた。今後は、どのエリアにおいても、この改善点が考慮された形で実施されることが必要である。

表6 計画停電実施の際の改善措置について

改善措置の内容	改善効果
翌日分のみの計画公表から1週間分の計画公表に変更(3/15～)	予見性の向上
午前分の実施の有無は前日夜に、午後分の実施の有無は当日2時間前に公表(3/18～)	
5グループとなっている計画停電の対象地域を更に細分化し、どのサブグループから実際に停電が行われるか、順番がわかるように見直し(3/26～)	
当日の供給力と1時間ごとの需要電力量をほぼリアルタイムで	需給状況の

東京電力及び経済産業省のホームページで公表(3/22～)	情報提供
当初、東京23区を計画停電の対象外としたが、被災地(茨城県と千葉県の一部)および電鉄、病院等を停電対象外に追加(3/15～)	社会的影響の低減
停電対象となっていた特別高圧の需要家を、大幅なピークカットを条件に停電対象外に変更(6/20～)	
1回の停電時間を3時間から2時間に短縮*(6/20～)	
最大1日2回の停電回数を1日1回に変更*(6/20～)	
停電対象外であった電鉄等の救済に伴う共連れ負荷を、操作方法の改善により停電対象に変更(6/20～)	不公平感の解消

*夏期の需要カーブと供給力の需給ギャップから見直し

また、計画停電については、一般電気事業者だけでなく、全ての系統利用者が認識して、日頃より備えておくべきものである。電力系統利用協議会では、この点も考慮して「系統利用者のための計画停電Q&A」を作成したので、系統利用者においてはぜひ参考にしていきたい。

(3) 新たな需要抑制策の検討の方向性

新たな需要抑制策については、大きく二つの方向性が示唆されている。

- (A) 供給力が不足した場合に、供給者側が料金変化など価格シグナルを発して、需要者に自発的な需要抑制を促すもの
- (B) あらかじめ、万一の場合には、需要抑制を許容できる需要者と契約を締結し、供給力不足が発生した場合に需要を抑制するもの

いずれも全く新しいものではないが、より実効性を持たせることが必要とされている。(A)に関しては、スマートメーターの導入などによる、いわゆる電気使用量の「見える化」によって、価格シグナルに対する需要抑制効果の顕在化が期待されているが、あくまで需要者の自発的な取り組みを促すものであり、長期的にはピーク需要の減少、省エネの推進といった効果が期待できると考えられるが、短期的な需要抑制効果の定量的な把握、あるいは緊急時の有効性などに課題があると考えられる。各所で実証試験が開始されているので、今後、それらの知見を蓄積していくことが望まれる。

一方(B)は稀頻度事故により供給力不足が発生し、計画停電が必要となるような緊急時においても、抑制量がより明確に期待できる可能性があり、供給信頼度評価にあたっては、こちらの需要側対策について検討することが重要である。

(B) の一例としては、需給調整契約がある。このような需要抑制をスマートメーターによって例えば、双方向通信機能を活用して供給者側から何らかの制御を行うなど、さらに効率的に実現することが可能となると考えられる。これによって、抑制量が供給者から明確に把握できることや、東日本大震災時の計画停電のようなフィーダー単位の需要抑制とは異なり、需要を抑制できる需要者が、たまたま需要を抑制できない鉄道などの需要と同じ配電線に接続されているため、抑制できないといった不都合が解消されるなどのメリットが考えられる。

大口需要家の一部についてはすでに30分計量用に通信設備が構築されているものの、その他の需要家にスマートメーターを設置するまでの期間、双方向通信回線の構築、供給者からの遠隔制御を可能とする場合には、内線（自家用設備）と電力系統設備（電気事業用設備）の設備分界点における保安上の責任区分の考え方を越えた操作となるため、保安上の検討など実現にあたっての課題の整理が必要と考えられる。

また、現在の需給調整の仕組みは、一般電気事業者の営業部門が需要者に提示する契約に基づくものであるが、エリア全体の供給力不足への対応としては、これとは別に需要者が供給者を問わず、万一の需要抑制に対応する方法も検討課題として考えられる。この一例として、エリア全体の需給状況を把握している立場にある、一般電気事業者の系統運用部門（送配電部門）が、供給者によらず、託送の仕組みを利用した料金対応という形で提示するという新しい需給調整の仕組みも考えられる。このような考え方は系統運用部門がエリア全体の需給に最終的な責任を持つという意味では合理的な考え方であるという意見もあった。

本勉強会においては、需要側対策には、計画停電など社会的損失を伴うものもあり、その社会的損失を把握した上で対策を考えることが必要との意見や、(B) の抑制効果について平常時から織り込むという考え方もあるのではないかとの意見もあった。今後はこのような点に留意した新たな需要抑制対策についての検討が課題と考えられる。

Ⅶ おわりに

今回行った新たな信頼度評価は、さまざまな課題を残してはいるが、今まで行われなかった稀頻度大規模事故が発生した場合に、各エリアでどのような需給状況になるかを概観できた点で意味があったと思われる。

また、今回の評価はエリアごとの特性を概観したものであり、毎年定期的に行うという性質のものではなく、数年おき、あるいは電源構成や連系設備に大きな変更があった場合などに行うべきものと考えられる。

現在、政府でも将来のエネルギー政策や連系設備の強化についての議論が行われており、この結果によって、今後の供給信頼度評価の枠組みも大きく変わってくるものと思われる。

例えば、平成24年3月7日に開催された総合資源エネルギー調査会総合部会電力システム改革専門委員会「地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会」(第2回)の資料である「震災を踏まえた供給信頼度とFC必要量について」の中でも稀頻度事故発生時のシナリオ評価の考え方が盛り込まれており、この資料では、50Hz地域、60Hz地域ごとの電源停止を想定したシナリオでFCの追加必要量を評価している。なお、同研究会において当協議会から「地域間連系線の運用容量に関する新たな評価について」報告しており、緊急時における運用容量の新たな評価について今後検討を進めることとしている。

本勉強会はこの報告書をもって一旦の区切りとするが、これが供給信頼度評価の最終的なものではなく、エネルギー政策や連系線に関する議論の結果を踏まえ、供給信頼度評価について更なる検討を行っていくことが必要である。

最後に、本勉強会に参加いただき熱心に議論いただいたメンバーに御礼申し上げますとともに、資料提供・資料作成に多大なご協力をいただいた方々にこの場を借りて御礼申し上げます。

供給信頼度評価報告書勉強会 メンバー名簿

座長	岩本 伸一	早稲田大学大学院先進理工学研究科 教授
メンバー	大橋 弘	東京大学大学院経済学研究科 教授
	大山 力	横浜国立大学大学院工学研究院 教授
	泉水 文雄	神戸大学大学院法学研究科 教授
	林 泰弘	早稲田大学大学院先進理工学研究科 教授
	松村 敏弘	東京大学社会科学研究所 教授
	横山 明彦	東京大学大学院新領域創成科学研究科 教授
	鈴木 秀夫	東京電力株式会社
	西田 篤史	関西電力株式会社
	横井 克明	中部電力株式会社
	安達 拓也	サミットエナジー株式会社
	前田 尚	株式会社エネット
	森 康雄	ダイヤモンドパワー株式会社
	川崎 斉司	大阪ガス株式会社
	寺島 一希	電源開発株式会社
	松島 聡	日本風力開発株式会社
オブザーバー	永田 真幸	財団法人電力中央研究所

(座長以下順不同、敬称略)

供給信頼度評価報告書勉強会 開催実績

開催回	開催日時	テーマ	参加者
第1回	23年6月29日(水) 18:00～20:10	<ul style="list-style-type: none"> ・震災以降の需給バランス、連系線利用実績 ・現在の供給信頼度評価方法 ・3.11 大震災以降の対応と今夏に向けた安定供給対策 	メンバー:15名 傍聴者:16名
第2回	23年9月21日(水) 10:00～12:00	<ul style="list-style-type: none"> ・今夏の需給バランス、連系線利用実績 ・今夏の需給状況 ・海外の供給信頼度評価 	メンバー:16名 傍聴者:15名
第3回	23年11月11日(金) 18:00～20:00	<ul style="list-style-type: none"> ・第2回勉強会での質問について ・供給力の算出方法について ・シナリオ評価について 	メンバー:16名 傍聴者:9名
第4回	23年12月22日(木) 9:30～11:20	<ul style="list-style-type: none"> ・3/11 東日本大震災以降の東京電力の対策と需給状況 ・電源停止のシナリオ検討について ・デマンドサイド対策について ・シナリオ評価に係わる報告書の作成について 	メンバー:17名 傍聴者:12名
第5回	24年2月14日(火) 18:00～19:50	<ul style="list-style-type: none"> ・家庭用コージェネレーションの供給力ポテンシャルについて ・供給信頼度評価報告書勉強会報告書(案)について 	メンバー:16名 傍聴者:11名
第6回	24年3月27日(火) 15:00～16:30	<ul style="list-style-type: none"> ・供給信頼度評価報告書勉強会報告書(案)について 	メンバー:14名 傍聴者:7名
メール 審議	24年3月29日(木) ～ 24年4月16日(月)	<ul style="list-style-type: none"> ・供給信頼度評価報告書勉強会報告書(案)について 	メンバー:17名

メンバー参加人数にはオブザーバー、代理出席者を含む

供給信頼度評価報告書勉強会
取りまとめ報告書

資料編

平成 2 4 年 4 月
電力系統利用協議会

第1回

供給信頼度評価報告書勉強会

資料抜粋

(参考) LOLP解析のイメージ

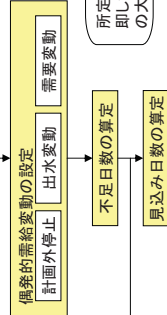
資料編 1-5

○ LOLP解析のイメージ

- ① 下記の計算フローにより、設定された供給予備力による見込不足日数を計算する。
- ② 計算結果に応じて供給予備力を変更し、不足日数が0.3 (日/月)となるような供給予備力を探し出す。

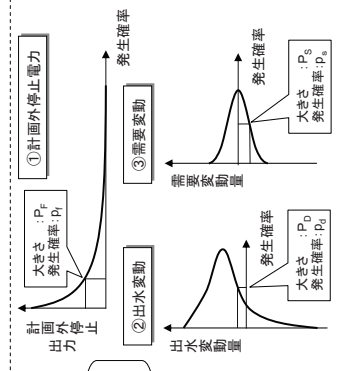
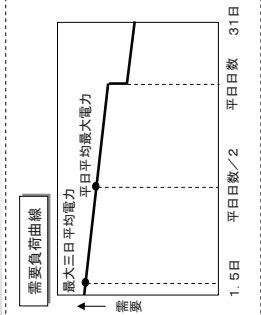
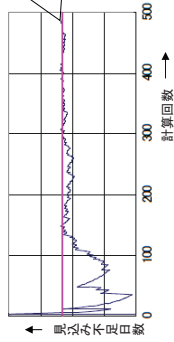
十分な回数の繰り返し計算により、発生しうる供給変動を網羅

必要負荷曲線設定
供給予備力設定



所定の確率(右図)に即した乱数により変動の大きさを設定

計算を十分に繰り返すことにより、確率的に評価された見込不足日数に収束



3/11大震災以降の状況と対応および 今夏に向けた安定供給対策について

平成23年6月29日
東京電力株式会社



東京電力株式会社 平成23年6月29日

1

目次

1. 東日本大震災による被害および復旧状況

- (1) 東日本大震災の概要
- (2) 系統状況

2. 大震災直後の計画停電

- (1) 計画停電を計画せざるを得なかった状況
- (2) 計画停電の実施状況
- (3) 計画停電の実施方法

3. 今夏に向けた安定供給対策

- (1) 需要面の対策
- (2) 供給力増加対策
- (3) 設備復旧状況
- (4) 今夏に向けた計画停電
- (5) 節電等への協力依頼

参考

- ・設備被害状況【工務設備】
- ・設備被害状況【配電設備】



東京電力株式会社 平成23年6月29日

2

目次

1. 東日本大震災による被害および復旧状況

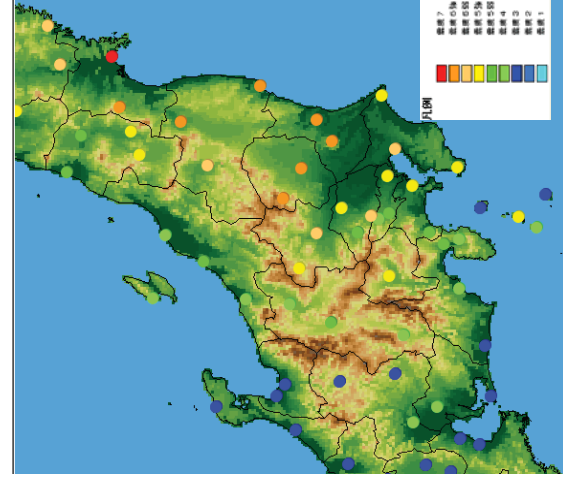
- (1) 東日本大震災の概要
- (2) 系統状況



東京電力株式会社 平成23年6月29日

3

(1) 東日本大震災の概要



【地震の概要】

発生日時：平成23年3月11日（金）14時46分頃
震源：三陸沖（北緯38.00度，東経142.90度）

マグニチュード：9.0（深さ10km）

各地の震度：福島沖の
南部
南相模
相模
群馬県南部
埼玉県南部
千葉県北西部
群馬県北西部
千葉県北西部
千葉県東部
東京都23区
神奈川県東部
山梨県北西部
東京都多摩西部
神奈川県西部
静岡県東部

6強
6強
6強
6強
6弱
6弱
5強
5強
5強
5強
5強
5強
5強
5強
5弱
5弱
5弱

概要：3月11日14時46分頃に三陸沖を震源とする
マグニチュード9.0の巨大地震が発生し、
この地震により宮城県栗原市で震度7、宮城県、
福島県、茨城県、栃木県で震度6強など広い
範囲で強い揺れを観測。

また、太平洋沿岸を中心に高い津波を観測し、
特に東北地方から関東地方の太平洋沿岸では
大きな被害が発生。



東京電力株式会社 平成23年6月29日

4

(2) 系統状況

資料編1-10 [1/5]

◆ 震災当日 (3/11) の停電エリア

停電戸数合計 **404.6万軒***

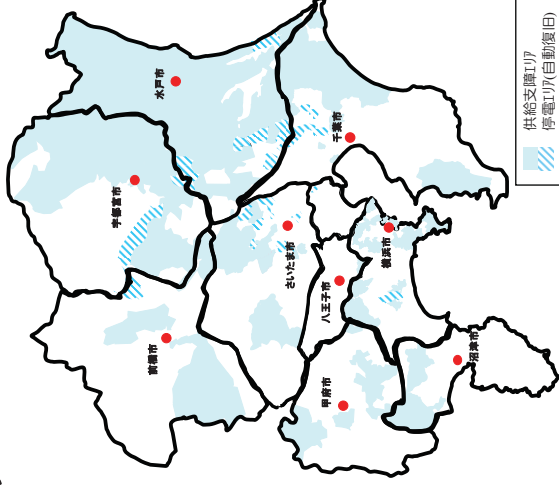
(3月11日 16時30分現在)

※佐野野嶺の一部(27軒)含む

<都県別停電戸数>

都県名	停電戸数
栃木県	56.8万軒
群馬県	23.4万軒
茨城県	87.0万軒
埼玉県	34.5万軒
千葉県	35.3万軒
東京都	12.0万軒
神奈川県	129.2万軒
山梨県	14.6万軒
静岡県	11.8万軒
(富士川以東)	

<停電エリア図は、配電線事故による停電を除いてある>



(2) 系統状況

資料編1-12 [3/5]

◆ 地震発生前後 (14時48分~15時まで) の需給状況の変化

- ① **運転中の当社電源脱落量**
(他社、融通含む) **約1,500万kW**
- ② **供給支障および需要減少**
流通設備事故による供給支障 (再閉路, 自動切替による復旧を除く) **約 320万kW**
地震の影響による需要減少 **約 390万kW**
UFR遮断による供給支障 **約 570万kW**
- ③ **最大周波数低下幅**
地震前 (14:47) : 49.99Hz → 地震後 (14:48) : 48.44Hz [1.55Hz低下]
EPPS (緊急応答制御), UFR遮断, 揚水発電機並列等により14時51分頃には50Hzに回復。
- ④ **FC関連**
中西系統 : 新信濃・佐久間FCのEPPS1.2段が動作し, 中西系統から50万kW受電。
2分後に275kV佐久間東幹山線1,2号線が事故により佐久間FCがトリップし, 20万kW受電に減少。
15:50~16:00に佐久間, 東清水, 新信濃FCにて50Hz向け100万kW受電。
北海道系統 : 北本緊急時AFCが動作し, 北海道系統から約20万kW受電。
1分後に双煙トリップし, 融通停止。 (3月13日3時00分融通再開)

(2) 系統状況

資料編1-11 [2/5]

◆ 翌日 (3/12) の停電エリア

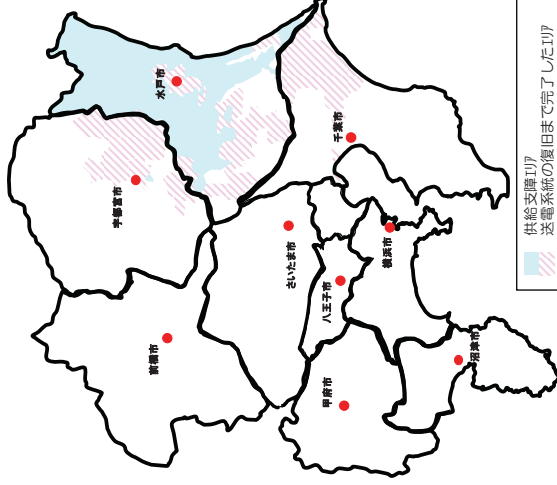
停電継続戸数合計 **60万軒**

(3月12日 15時現在)

<都県別停電戸数>

都県名	停電戸数
栃木県	3.0万軒
群馬県	-
茨城県	53.7万軒
埼玉県	-
千葉県	3.6万軒
東京都	-
神奈川県	-
山梨県	-
静岡県	-

供給支障11/7
送電系統の復旧まで完了した11/7



(2) 系統状況

資料編1-13 [4/5]

◆ 震災当日の電源脱落量, 供給支障量

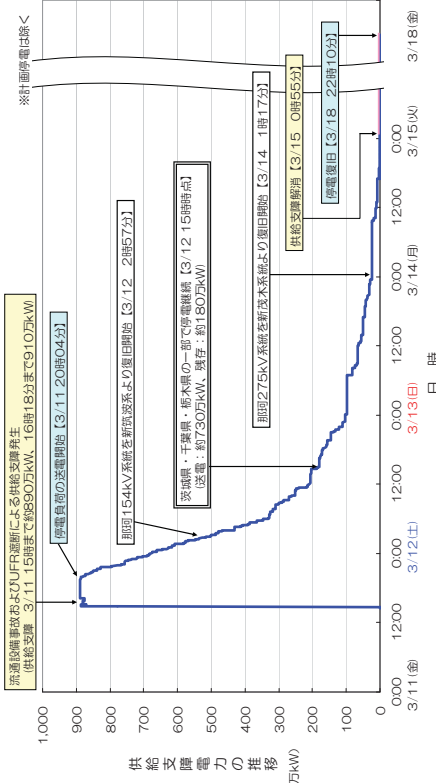
- ① **電源脱落量**
原子力炉機 (福島第一-1,2,3T, 福島第二-1,2,3,4T, 東海第二)
火力機 **約2,100万kW**
約 730万kW
約 1,260万kW
他
- ② **供給支障量**
流通設備事故による供給支障 (再閉路, 自動切替による復旧を除く) **約 340万kW**
<16時18分までの事故による供給支障増加
UFR遮断による供給支障 **約 20万kW**
約 570万kW

(2) 系統状況

資料編1-14 [5/5]

◆ 停電復旧状況（供給支障の復旧経過）

- 茨城県で停電していた配電線を配電用変電所よりの送電し、供給支障が解消。
【3月15日（火）0時55分】
＜配電線の一部区間で停電継続＞
- 停電継続していた配電線の一部区間を送電し、供給エリア（1都8県）の停電が全て解消。
【3月18日（金）22時10分】

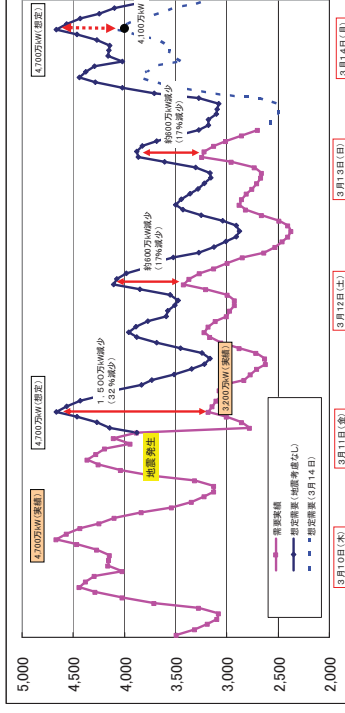


(1) 計画停電を計画せざるを得なかった状況

資料編1-16 [1/2]

◆ 地震直後の需要状況（3月14日需要想定）

- 地震直後の3月10日は、最大電力約4,700万kW（※）を記録。
（※）本年3月上旬は、平均気温が平年を下回る状況。週初めの7日（月）には、ミソシマじりの天候により、最大電力が、この時期としては非常に高水準となる5,023万kWを記録するなど、震災直前の需要水準は、この時期としては比較的高めの需要水準であった。
- 週末の12日、13日は、地震の影響で想定に対し、600万kW程度の需要減少を記録。
- 震災後初日の平日となる14日（月）の需要想定は、直近の需要実績4,700万kWから、地震の影響分と推定される600万kWを差し引いた4,100万kWと想定。



目次

資料編1-15

2. 大震災直後の計画停電

- (1) 計画停電を計画せざるを得なかった状況
- (2) 計画停電の実施状況
- (3) 計画停電の実施方法

(1) 計画停電を計画せざるを得なかった状況

資料編1-17 [2/2]

- 節電や大口工場等の電力使用抑制だけでは需給ギャップを解消し切れず
⇒ **広域停電を回避**するために「計画停電」をやる必要（3/14～3/28 平日10日間）

計画停電の対象	<ul style="list-style-type: none"> 約500万kW単位で分けた5グループを、さらに5つのサブグループに細分化 超高压変電所または一次変電所の単位で停電を実施（必ずしもグループ全体が同時に停電するとは限らない） 変電所ごとに手動で遮断器を開閉
停電時間	<ul style="list-style-type: none"> 3時間単位で6:20～22:00の間の7つの時間帯に割り振り 需給状況等を勘案し、時間帯ごとに実施を決定
事前予告	<ul style="list-style-type: none"> 週間予定：一週間前に発表（グループを特定） 翌日予定：前日夕刻を日途に翌日の停電予定を発表 当日予定：各時間帯の2時間前までに実施有無を発表

✓ 計画停電の周知：会見や当社HPにて周知。



第1グループ	第2グループ	第3グループ	第4グループ	第5グループ
第1サブグループ	第2サブグループ	第3サブグループ	第4サブグループ	第5サブグループ

(2) 計画停電の実施状況

資料編1-18

[1/1]

◆ 計画停電の実施状況

- ▶ 3月で延べ10日、約7,000万軒のお客さまに停電を実施。
- ▶ 計画停電の実施日は、3/14,15,16,17,18,22,23,24,25,28のいずれも平日。
- ▶ 停電する各グループ（1G～5G）の停電実施回数は、5回～7回。
- ▶ 3/17については、一部のグループのお客さまに対し1日2回（合計6時間）の停電を実施。
- ▶ 3/26以降は、5グループ内を更に5つのグループに細分化し運用。

時間帯別、グループ別停電実施状況概要

計画停電日	3/10	3/11	3/12	3/13	3/14	3/15	3/16	3/17	3/18	3/19	3/20	3/21	3/22	3/23	3/24	3/25	3/26	3/27	3/28	3/29	3/30	3/31	
1G～2G						0	4	5	0														
3G～4G					0	4	5	0	2														
5G～6G					5	0	2	3	2														
7G～8G					5	0	2	3	4														
9G～10G					2	3	4	5	0	2													
11G～12G								5															

(3) 計画停電の実施方法

資料編1-19

[1/1]

◆ 計画停電の操作方法

2次側ブスタイCBで全バンク負荷を一旦に手動遮断

- ▶ 予定時間とおりに計画停電を実施するため、極力、計画停電操作を少なくして操作時間を短縮。
- ▶ 1,000万kWの大きな需給ギャップに対応するため、一次変電所単位で実施。

◆ 計画停電対象としない負荷

- ▶ 当初（3/14）東京23区を対象外とした。
 - ✓ 東京23区は、人口が密集していることに加え、交通システム（鉄道・道路・港湾・空港）などの社会インフラが複雑かつ集中的に存在していることから、停電による社会的影響が極めて甚大であると考慮して対象外。

＜被災地の計画停電、および電鉄の運休により社会的影響が大きかった。＞

- ▶ 3/15以降
 - ✓ 被災地（茨城県と千葉県の一部）を対象外とした。
 - ✓ 電鉄、病院等は、送電線単位で対象外とした。

目次

資料編1-20

3. 今夏に向けた安定供給対策

- (1) 需要面の対策
- (2) 供給力増加対策
- (3) 設備復旧状況
- (4) 今夏に向けた計画停電
- (5) 節電等への協力依頼

(1) 需要面の対策

資料編1-21

[1/1]

◆ 需要抑制活動

- ▶ 計画停電の不実施にむけ、各層のお客さまに対し、節電のお願いを含め、需要抑制活動を展開
 - ✓ 大口のお客さま : 個別訪問を通じた需要抑制策のお願い、自家用発電設備活用のおお願い
 - ✓ 小口のお客さま : 契約電力引き下げによる需要抑制方を勧奨
 - ✓ 家庭用分野のお客さま : あらゆる機会を捉えての節電のご協力を呼びかけ

◆ 需給調整契約の確保

- ▶ 計画調整契約および随時調整契約の更なる加入・拡大活動を展開

◆ 電気事業法第27条の発動（H23年5月25日経済産業省）

- ▶ 対象者 : 当社および当社供給区域内で供給している特定規模電気事業者と直接、需給契約を締結している大口需要家（契約電力500kW以上）
- ▶ 期間・時間帯 : 7月1日～9月22日（平日）の9時～20時
- ▶ 具体的内容 : 「前年の上記期間・時間帯における使用最大電力の値（1時間単位）」の15%削減した値を使用電力の上限。

(2) 供給力増加対策

資料編1-22 [1/1]

◆ 7月末で5,520万kW、8月末で5,620万kWを確保の見通し

- 被災で停止したユニットの復旧に加え、これまで取り組んできた供給力増加対策
 - 長期計画停止中の火力発電所の運転再開（機須賀火力合計約90万kW）
 - 新たなガスタービン等の設置（6地点合計約150万kW）
 - 揚水発電のさらなる活用
 - 自家発電の購入増など
- 今後も更に追加供給力の確保に努める予定
 - 経年火力の連続稼働等による計画外停止や、異常な猛暑による需要の急増などが発生した場合に、供給の安定確保に支障をきたす可能性があることから、今後も、計画停電の「原則不実施」を継続していくため、これまで検討してきた追加供給力対策を着実に実施するとともに、引き続き追加供給力の確保に努める。

(3) 設備復旧状況

- 流通設備については、基本的にすべて復旧する見通し。

(4) 今夏に向けた計画停電

資料編1-23 [1/1]

◆ 3月からの変更点

計画停電の「原則不実施」を継続するため、需給面への対策を着実に進めてまいりますが、方が一計画停電を実施せざるを得ない場合に備え、お客さまのご負担を可能な限り軽減するために、今夏に向けて計画停電の運用を見直した。

	3月	今夏（6/20～見直し）	改善方法
不公平感	<停電対象外> ・電鉄等の救済に伴う共連れ負荷 ・特高のお客さまは停電対象 ・停電時間：3時間 ・停電回数：最大1日2回	<停電対象化> ・電鉄等の救済に伴う共連れ負荷 ・大幅なピークカットを条件に停電対象外 ・停電時間：2時間 ・停電回数：1日1回	・特高操作法の改善・配電線単位操作のシステム化により電鉄等をピンポイントで電鉄等として実効停電量確保 →結果として実効停電量確保 ・大幅なピークカットを条件に一定程度の連続稼働を可能 ・夏期の需要カーブと供給力の需給ギャップから →2時間×5グループ
社会的影響			

【補足】計画停電の見直しにあたっては、政府見解も踏まえつつ、改善方を検討（参考）H23.5.13 政府発表「夏期の電力需給対策について」

(5) 節電等への協力依頼

資料編1-24 [1/2]

◆ 需給状況の情報開示による節電要請

名称	「でんき予報」	「需給逼迫警報」（仮称）
発信者	東京電力	政府
概要	夏期（7月1日～9月30日）電力需要を「見える化」し、節電意識の維持・啓発を目指す。	需給が逼迫する緊急時に限り、即効性の高い媒体を通じて、徹底した節電を呼びかけるとともに、計画停電の実施の可能性について周知を図る。
発信内容	・「電力の使用状況グラフ」 ・翌日の予想最大電力、ピーク時供給力・節電のお願い ・当社ホームページ（PC・モバイル） ・ツイッター ※計画停電の実施可能性の発信はプレスリリース	・需給見通し・供給予備率見直し ・計画停電の実施可能性 ・徹底した節電のお願い ・テレビ・ラジオ ・記者会見 ・防災無線 ・携帯・パソコンによる情報提供を検討中
発信媒体		
発信のタイミング	適宜、上記の当社ホームページ等を通じて最新情報を夕方と朝に発信 ※計画停電の実施は、遅くとも開始時間の2時間前まで	前日夜（18時頃） 第一報 当日朝（8～9時頃） 第二報

(5) 節電等への協力依頼

資料編1-25 [2/2]

◆ 需給状況の情報開示による節電要請

毎日18時目録に翌日の見通しを掲載する
でんき予報表示イメージ

- 前日18時に、翌日のピーク時供給力と予想最大電力をお知らせ
- 平日朝8時に、電力の使用状況グラフに需電予測値（9～20時）を表示
- 6分間隔の電力使用実績を追加表示しリアルタイムで実績を表示
- 前日18時に需給状況に専じた節電のお願い文を表示

<需給温度合わせに応じた節電のお願い文の例>

暑い
夏
夏
夏
寒い

前日にご厚いご声援いただき、ありがとうございます。暑い日が続くにつれて、需電の増減は、比較的急激な変化のある一日となりそうです。

電気の供給は、厳しくなることが予想されます。ご迷惑をおかけしますが、9時～20時までの間、電気の供給を確保するために、需電のご削減をお願いします。

電気の供給は、大変厳しい状況です。9時～20時までの間、電気の供給を確保するために、需電のご削減をお願いします。

◆需給温度合わせ（価格）を参考にしてください。

需電が不足する可能性があります。9時～20時までの間、需電のご削減をお願いします。ようご協力をお願いします。

※電力の需給超過が予想される場合は、政府から「需給逼迫警報（仮称）」が発表される予定です。

以上

参考 設備被害状況【工務設備】

◆ 変電設備



【新福島変電所】500kV断路器損傷



【新福島変電所】275kV遮断器損傷

参考 設備被害状況【工務設備】

◆ 変電設備



【新茂木変電所】500kV計器用変流器損傷



【鹿島変電所】275kV遮断器損傷

参考 設備被害状況【工務設備】

◆ 送電設備

【275kV東海原子力線 No.38鉄塔】
がいに折損【66kV平井線】
路盤崩壊による管路損傷

【夜の森線No.27鉄塔倒壊】

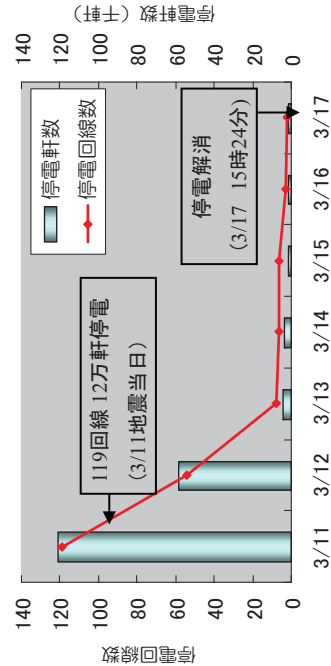


◆ 停止状況

地震当日、茨城県や千葉県を中心に、6kV配電線119回線のリレーが動作し、約12万軒の停電が発生。最終的には、3月17日15時24分までに供給支障を解消した。
 なお、茨城県潮来市内については、液状化の影響により配電線の一部区間で送電を止めていたが、3月18日22時10分に停電は解消した。

＜支店別 停電回線数＞

支店	停電回線数
栃木	5
群馬	2
茨城	78
埼玉	10
千葉	17
東京	4
多摩	-
神奈川	3
山梨	-
沼津	-
合計	119



◆ 被害状況

津波で押し添されたがれき等により、電柱が被害を受けた。また、液状化では、電柱や地中機器の陥没・傾斜が多数発生。



第2回

供給信頼度評価報告書勉強会

資料抜粋

海外での供給信頼度に関する評価について

平成23年9月21日
 (財)電力中央研究所 システム技術研究所

紹介内容

- 供給信頼度に関する評価の位置づけ
- 最大電力バランス評価の考え方
 - 既存電源の供給力の扱い
 - 将来電源の供給力の扱い
 - 想定する需要レベル、需要調整の扱い
- 供給信頼度評価
 - 信頼度基準と適正予備率
 - 供給信頼度評価の方法
 - 希頻度大リスク事象の扱い
- まとめ

本報告での紹介内容

- 平成22年度に実施した経済産業省からの委託調査「平成22年度電力系統関連設備形成等調査(諸外国における供給信頼度等に関する調査)」(*)の結果を基に、以下の点について米国、欧州における現状を紹介する
 - 現地訪問調査を実施 米(PJM, Midwest ISO(MISO), ERCOT), 欧州(英, 仏, 独)
- 最大電力バランス評価
 - 供給力の扱い, 需要の扱い, 需要調整(DSM)
- 供給信頼度評価
 - 信頼度基準, 適正予備率, 評価手法

(*) 本調査は(財)エネルギー総合工学研究所と(財)電力中央研究所の共同で実施した。

- 供給信頼度に関する評価の位置づけ
- 最大電力バランス評価の考え方
 - 既存電源の供給力の扱い
 - 将来電源の供給力の扱い
 - 想定する需要レベル、需要調整の扱い
- 供給信頼度評価
 - 信頼度基準と適正予備率
 - 供給信頼度評価の方法
 - 希頻度大リスク事象の扱い
- まとめ

供給信頼度に関する評価

- 最大電力バランス評価と供給信頼度評価
- これらの評価内容、基本的な考え方は欧米も日本と共通

最大電力バランス評価	供給信頼度評価
<ul style="list-style-type: none"> ピーク時の供給力と需要のkWバランスの評価 長期的に適正予備率が確保できるかどうかの見直し 統一された手法に基づく評価 (北米大: NERCによる信頼度報告書, 欧州大: ENTSO-Eによる信頼度報告書) 	<ul style="list-style-type: none"> 需給のバランスに関するリスク評価 基準となる信頼度を維持するために必要な適正予備率の評価 具体的な方法論等は国、地域により異なる点も多い

5

- 供給信頼度に関する評価の位置づけ
- 最大電力バランス評価の考え方
 - 既存電源の供給力の扱い
 - 将来電源の供給力の扱い
 - 想定する需要レベル、需要調整の扱い
- 供給信頼度評価
 - 信頼度基準と適正予備率
 - 供給信頼度評価の方法
 - 希頻度大リスク事象の扱い
- まとめ

7

供給信頼度に係わる状況の違い

	日本	欧米
長期的な供給バランスの確保	<ul style="list-style-type: none"> 一般電気事業者が主体となって確保 長期の供給信頼度の確保と電源計画は密接にリンク 	<ul style="list-style-type: none"> 自由化の進展により、長期的な供給信頼度確保に責任を有する事業者、組織がない 長期の供給信頼度は市場等への情報提供として評価。電源計画との直接的なリンクはなし。
再生可能エネルギー	<ul style="list-style-type: none"> 現状では供給信頼度評価上の主たる要素とはならない 	<ul style="list-style-type: none"> 導入が進展している地域があり、供給信頼度上の扱いについて、試行錯誤がなされている段階

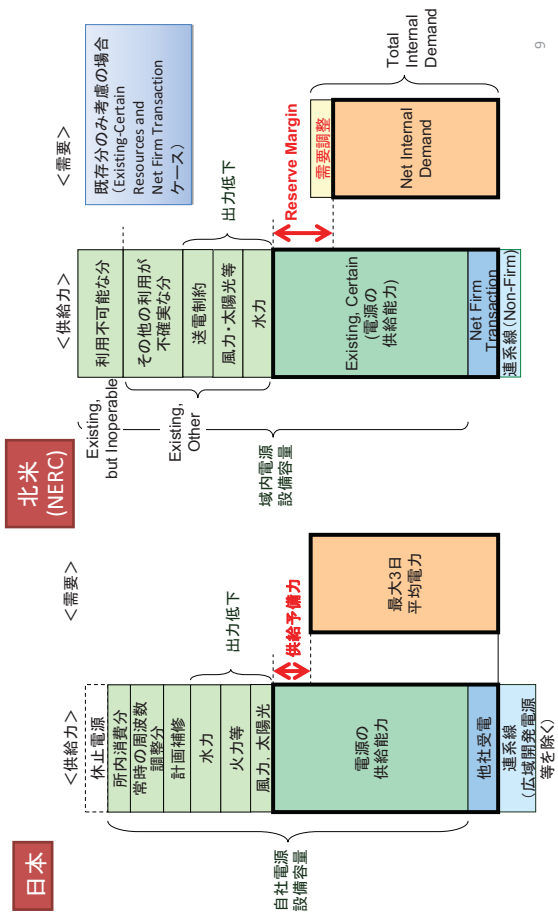
6

最大電力バランス評価の考え方 — 共通点と相違点

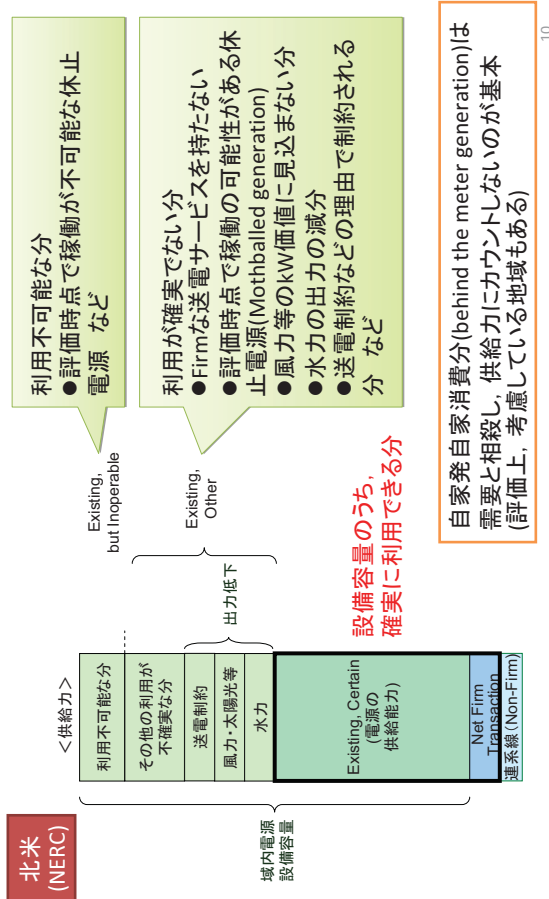
日米欧で共通する点	日米欧で相違する点
<ul style="list-style-type: none"> 供給力と需要の差分(供給予備力に相当)を評価指標とする 供給力として「確実に見込める能力」のみをカウントする 設備容量から確実にでない分の割引 休止電源の除外 など 	<ul style="list-style-type: none"> 供給予備力の定義 考慮する要素とその具体的扱い <ul style="list-style-type: none"> 需要調整 連系線の寄与 電源の計画外停止分 アンシラリーサービス分 など

8

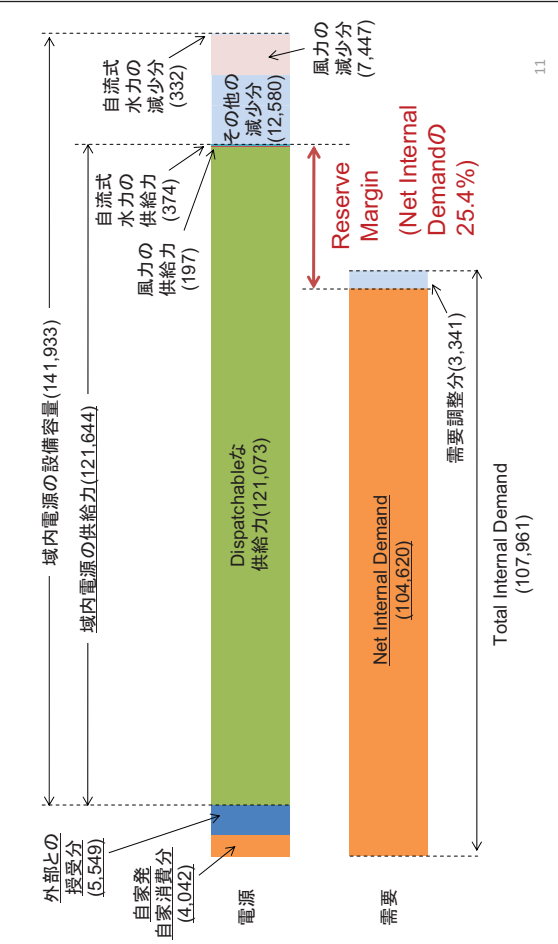
最大電力バランスの考え方の比較(日米)



米NERCでの供給力(供給能力)の考え方

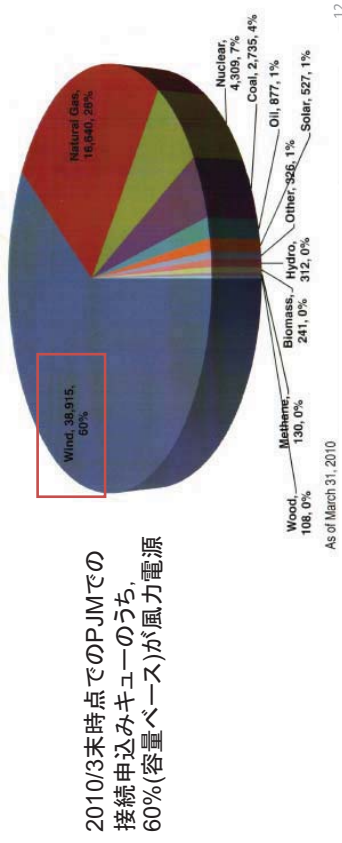


米MISOでの例 (2010)



再生可能エネルギー電源の扱い

- ・ 欧米での導入は風力中心であり、連系申込みのある電源の中でも風力の占める割合が大きい
- ・ 風力の供給力をどのように扱うかを中心に議論がなされている



風力電源の供給力の扱いの現状

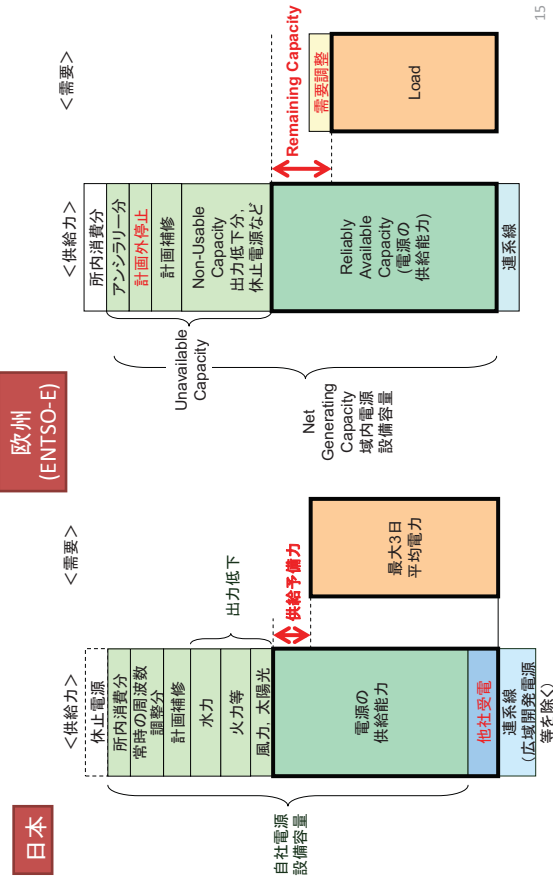
最大電力バランスでの考慮	供給力の評価方法、値(%)
フランス	平均出力法等を検討中。25%
イギリス	シナリオで0,3,40,100%の各ケースを考慮
ドイツ	公開できない。5-10%が妥当という意見もあり。
スイス	0%
スペイン	パーセントイル法(90%値)。5%
米ERCOT	ELCC法
米WECC	地域による
米MRO	ELCC法(MISO)
米RFC	PJMは平均出力法、MISOはELCC法
米SERC	×
米SPP	パーセントイル法
米NPCC	平均出力法

考慮の有無、
評価手法は、
一本化されていない。
試行錯誤の段階

風力電源のkW価値の評価手法

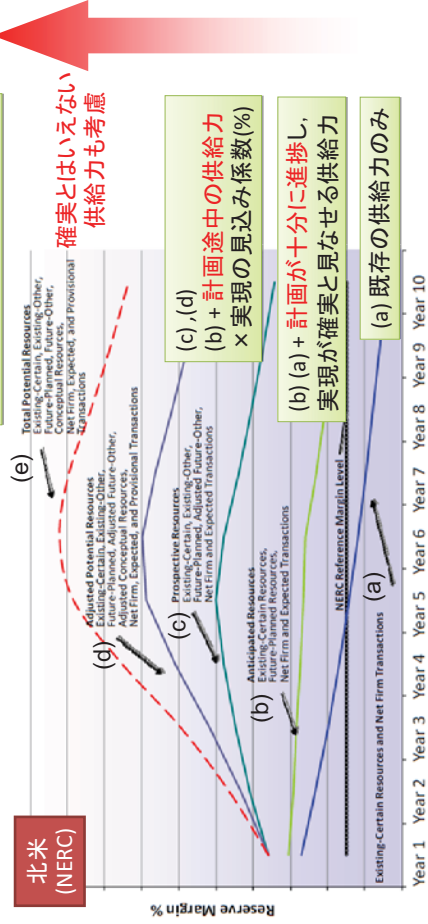
手法	考え方	ベースとなるデータ、評価	採用地域
ELCC法	①風力発電導入時、②(風力に代わり)在来型電源導入時の2ケースを考慮、同じ信頼度となる両者の導入設備容量比からkW価値を算出する	供給信頼度評価	米MISO, 米ERCOT
平均出力法	(夏季ピーク時間帯など特定の時間帯での出力の平均値)/(設備容量)をkW価値とする	着目時間帯での実績値	米PJM, 米NPCC
パーセントイル法	(夏季ピーク時間帯など特定の時間帯での出力のパーセントイル値)/(設備容量)をkW価値とする	着目時間帯での実績値	スペイン, 米SPP

最大電力バランスの考え方の比較(日欧)



将来電源の供給力の扱い—不確実性への対応

- ① 複数シナリオの考慮

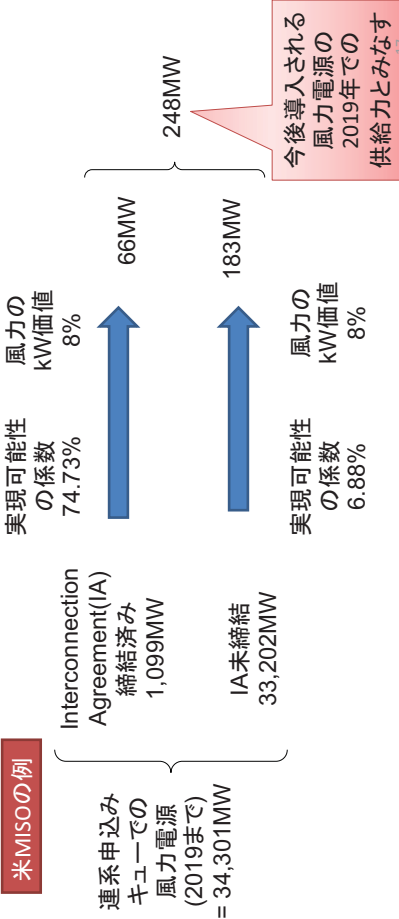


- ② 保守的(悲観サイド)シナリオと最尤シナリオの2種

将来電源の供給力の扱い—不確実性への対応

② 電源建設プロジェクトの実現性の考慮

- 過去実績に基づき、建設の実現可能性の係数を設定



17

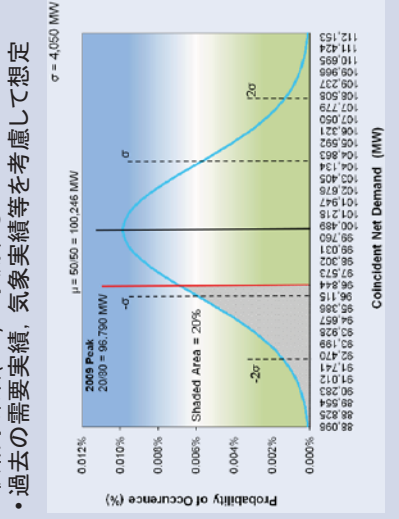
- ・ 供給信頼度に関する評価の位置づけ
- ・ 最大電力バランス評価の考え方
 - 既存電源の供給力の扱い
 - 将来電源の供給力の扱い
 - 想定する需要レベル、需要調整の扱い
- ・ 供給信頼度評価
 - 信頼度基準と適正予備率
 - 供給信頼度評価の方法
 - 希頻度大リスク事象の扱い
- ・ まとめ

18

需要レベルの想定

米

- ・ 「50/50」と呼ばれる、実際の需要が予測を上回る確率が50%、下回る確率が50%となる最大需要
- 供給事業者(LSE)が予測する
- ・ 過去の需要実績、気象実績等を考慮して想定



19

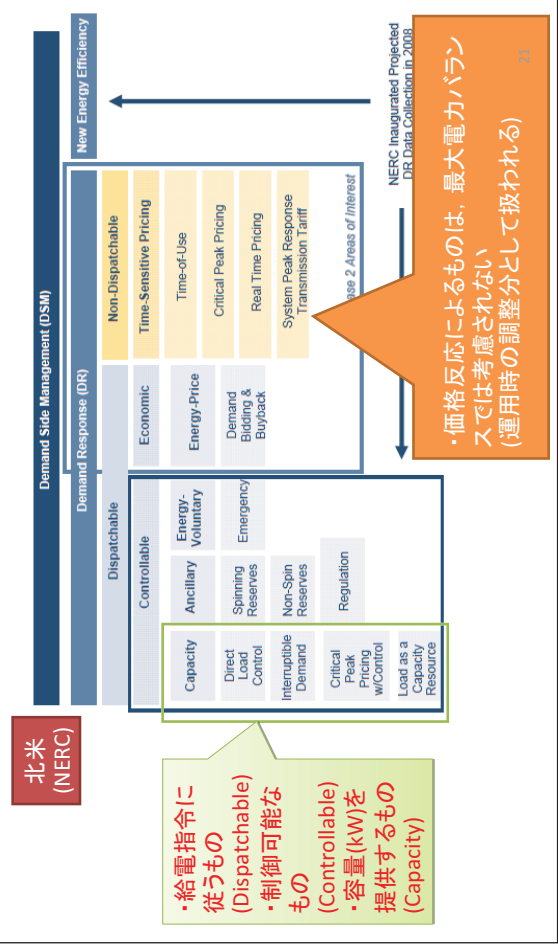
- ・ 国の通常の気象条件下での最良推定値
- ・ 年間の代表3断面(1月第3水曜の11時および19時, 7月第3水曜の11時)
- この推定値からの上ぶれ分は"Margin Against Peak Load"として必要余力評価時に考慮される

需給調整分の例

考慮する需要調整方法	長期の信頼度評価での値(例)	(参考) 最大需要
米PJM 需給運用上、調整可能な需要 (Demand Resources, Interruptible Load for Reliability)	3923-7,372MW (2010-2020) ※ 2012以降は同じ値	144-167GW
米MISO 需給運用上、調整可能な需要 (Direct Control Load Management (DCLM), Interruptible Load (IL))	DCLMが467MW, ILが2,874MW (2010-2019) ※評価期間を通じて同じ値	105-116GW
フランス	3.0GW (2010-2025) ※評価期間を通じて同時値	82-94GW
イギリス	1.0GW (2010-2025) ※評価期間を通じて同じ値	57-58GW
ドイツ	0.3GW (2010-2025) ※評価期間を通じて同じ値	77-81GW

20

最大電力バランスで考慮される需給調整



給電指令に従うもの (Dispatchable)
制御可能なもの (Controllable)
容量(kW)を提供するもの (Capacity)

DSMに対するコメント(訪問調査時)

- 新規電源開発には困難であり、需給バランス維持に資するものとして期待
- 中間期の調整資源として期待する
- スマートメータ導入の進展によりDR(Demand Response)の重要性が高まる
- × 期間が短い契約(1年)が多く、2年後から先は見通しが効かない
- × 何年かすると止めてしまう需要家が出てくる
- × 頻度が高いと需要家が反応しなくなる(Response Fatigue)*

*) ただし、影響の如何については確たる結論が出ていない模様

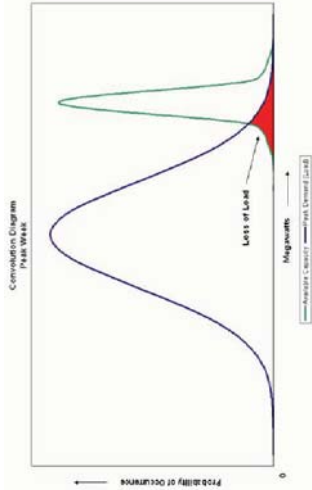
- 供給信頼度に関する評価の位置づけ
- 最大電力バランス評価の考え方
 - 既存電源の供給力の扱い
 - 将来電源の供給力の扱い
 - 想定する需要レベル、需要調整の扱い
- 供給信頼度評価
 - 信頼度基準と適正予備率
 - 供給信頼度評価の方法
 - 希頻度大リスク事象の扱い
- まとめ

信頼度基準

	日本	米国	欧州
信頼度の指標	見込み不足回数 (kWベース)	LOLE (Loss of Load Expectation)	供給力が不足する確率
基本となる信頼度基準 (米NERC, 欧州ENTSO-E)	0.3[日/月]	10年に1回(1日)	1%
国, 地域独自の基準	米, 欧では国, 地域により異なる場合がある	あり (NERC基準には強制力なし) ● ERCOTでは LOLH(Loss of Load Hours), EUE (Expected Unserved Energy) も評価 ● WECCではLOLEを用いない	あり ● 仏ではLOLEが年間3時間以下 ● 英では設備率に相当するPlant Marginで評価 ● 基準値が存在しない

供給信頼度の指標

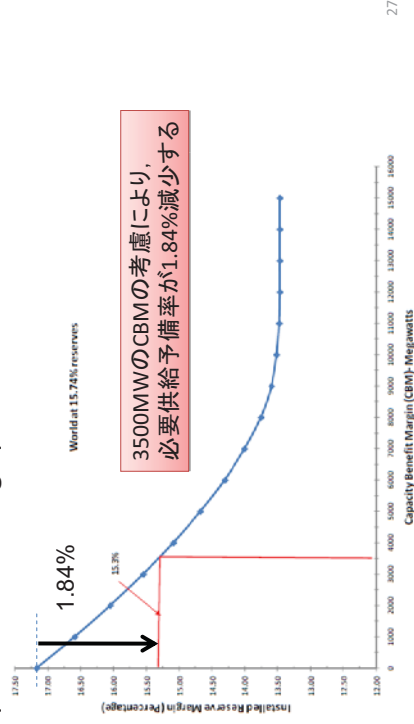
- 確率論的な評価指標(リスク指標)



着目するもの	主な指標
供給支障頻度、確率	LOLE, LOLP (Loss of Load Probability)
供給支障継続時間	LOLH, EDNS (Expected Duration Not Supplied)
供給支障電力	EPSN (Expected Power Not Supplied)
供給支障電力量	EUE, EENS (Expected Energy Not Supplied)

供給信頼度評価での連系線の扱い

- PJMの例
- 外部の系統からの緊急時の応援のための連系容量としてCBM(Cost Benefit Margin)を考慮



必要供給予備率

	日本	米国	欧州
目標値	8-10%	NERCの参考値 • 火力中心の地域 15% • 水力中心の地域 10%	ENTSO-E • 各国で5%ないし10% • 地域ブロックおよび欧州大で5%
予備率の基準	最大3日平均電力	PJM 15% ERCOT 12.5% MISO 12.7%	Net Generating Capacity
		Net Internal Demandが基本だが、地域により相違あり 例えばERCOTではPeak Load + Sales	

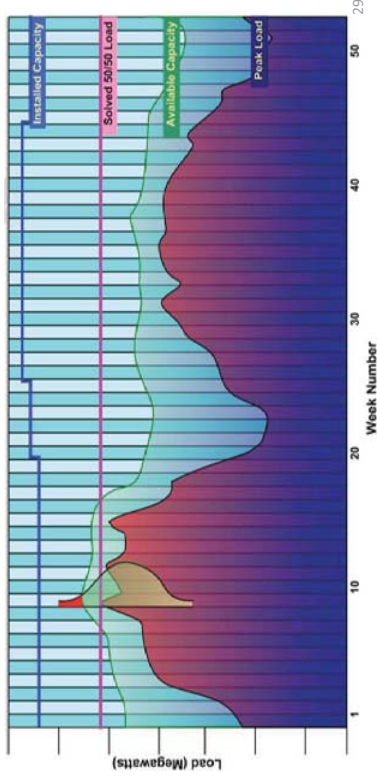
計算条件、手法、基準となる値が異なり、同列に比較できるものではない

供給信頼度評価の方法 — 共通点と相違点

日米欧で共通する点	日米欧で相違する点
<ul style="list-style-type: none"> 評価上のリスク要因として、 ①将来の需要の不確実性、 ②電源の確率的な計画外停止を扱う 	<ul style="list-style-type: none"> 米国大、欧州大での基本となる手法がない ➢ 確率論的な評価が多いが、これを用いない国、地域もある ➢ 手法は同じでも評価上の各要素の扱いが異なる場合がある 日本では年間ピーク月のピーク時間帯を対象に評価するが、欧米では通年(52週、8760時間)での評価が行われる場合がある

通年での評価

- PJMでの例
 - 年間260日(各週平日5日×52週)のピーク時での評価により、年間のLOLEを求め
 - これが10年に1日となるよう、需要のレベルを調整する



29

信頼度基準、評価方法に関するコメント

信頼度基準の今後の方向性

- 風力電源の導入拡大などにより、今後はEUEなどEnergyベースの指標を組み合わせるなど、異なった観点から評価も必要

国、地域による違い

- それぞれの国、地域で経験的に積み上げられてきたもので、違つて当然との認識 統一の必要性はない
- 地域間の比較は意味がない

31

米での供給信頼度評価の方法の違いの例

- 確率論的なLOLE評価という点では共通だが、細部の扱いは地域により異なる

	PJM	MISO	ERCOT
需要変動のモデル	気象条件に関する多数のシナリオ(各日について455)	正規分布で表現される確率的モデル	過去の気象実績から作成した5つのシナリオ
需要変動に考慮する実績データ	過去35年分の気象実績	過去数年分の需要実績	過去14年分(1996年からの)気象実績
風力の出力変動の扱い	確定的	確定的(ただし、年による相違を考慮)	確率的に一日分のカーブを選択
「10年に1日」となるレベルの求め方	ピーク需要を変える	供給力を変える	供給力を変える(一律にscale up/down)

30

信頼度基準、評価方法に関するコメント

通年評価、時系列モデルでの評価の必要性

- **ピーク期以外**のリスクも(小さいが)0ではない
- 風力電源の導入が進んだ場合、ピーク期以外でこの種の電源があることがプラスとなることもあり、これも評価する必要がある
- 風力の出力と需要との相関を扱う上で、時系列モデルなら**過去の実績時系列データが利用できる**

32

- 供給信頼度に関する評価の位置づけ
- 最大電力バランス評価の考え方
 - 既存電源の供給力の扱い
 - 想定する需要レベル、需要調整の扱い
 - 将来電源の供給力の扱い
- 供給信頼度評価
 - 信頼度基準と適正予備率
 - 供給信頼度評価の方法
 - 希頻度大リスク事象の扱い
- まとめ

33

欧米での供給力不足事例

- 輪番停電の実施に至る供給力不足が生じた事例は皆無ではない
 - 2001 カリフォルニア電力危機
 - 2006/4 テキサス 異常高温による空調負荷増による
 - 2011/2 テキサス extreme cold weatherによる供給力喪失 など
- ただし、供給力喪失に起因する事例は少ない(上記テキサスの事例のみか)。また、供給力の大規模な喪失が長期にわたる事例は生じていないと思われる
 - ⇒ 震災後の日本の状況は極めて特殊

35

希頻度大リスク事象の扱い

- 常時の供給力が対応すべきリスクとは扱われていない

	考慮の有無	コメント
PJM	×	需要の極端な上振れは評価上考慮している
MISO	×	現状の枠組みで十分secureと考えている 全てのリスクに備えることも不可能
ERCOT	×	大災害等による大規模な供給力の停止は考慮していない
英	×	生じる可能性は否定できないものの、その確率的確に評価することが困難である大きな擾乱(例: ある種の電源すべてに影響するトラブル、燃料の途絶)などは排除している
仏	×	必要性の議論はない (欧州大でカバーし合えるし、緊急時には需要抑制できるとのコメントも)
独	×	

34

- 供給信頼度に関する評価の位置づけ
- 最大電力バランス評価の考え方
 - 既存電源の供給力の扱い
 - 将来電源の供給力の扱い
 - 想定する需要レベル、需要調整の扱い
- 供給信頼度評価
 - 信頼度基準と適正予備率
 - 供給信頼度評価の方法
 - 希頻度大リスク事象の扱い
- まとめ

36

まとめ — 最大電力バランスの考え方

- 評価上の細部には、地域による差異はあるものの、**基本的な考え方**、**方法論は共通**
- 供給力は「確実に見込めるもののみを考慮する」は基本原則。
- 変動電源(風力)の供給力については確たるものがない。
 - まずは採れるデータをきちんと積み上げることが肝要
- 需要調整分を組み込むかどうかは、おそらくポロシシーの問題。
 - ただし、組み込むとしても「確実に見込めるもの」が原則。長期での確実性を上げる努力も必要と思われる。

37

まとめ — 供給信頼度評価

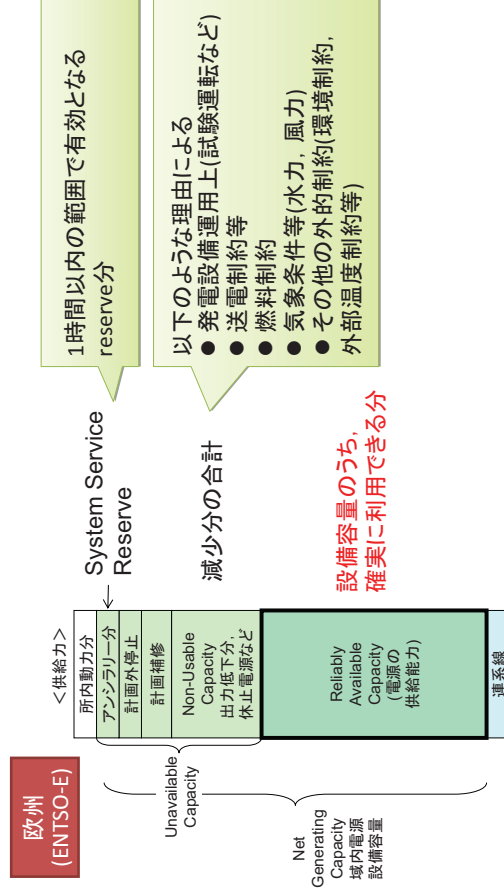
- リスク評価の利用、頻度・確率に着目する点、考慮するリスク要素といった**基本的な考え方**、**方法論は共通**
 - ただし、**各論での地域的なばらつきは大きい**
- 風力電源の導入拡大などに伴って、頻度・確率以外の評価指標の考慮、時系列での評価といった変化が生じてきているのは注目すべき点
- 震災のような希頻度大リスク事象は、常時の供給力を扱う供給信頼度評価とは異なる観点から扱うべきと思われる。
 - 例えば、確実とはいえない供給力も含めたシナリオ評価も有用か

38

以下、参考

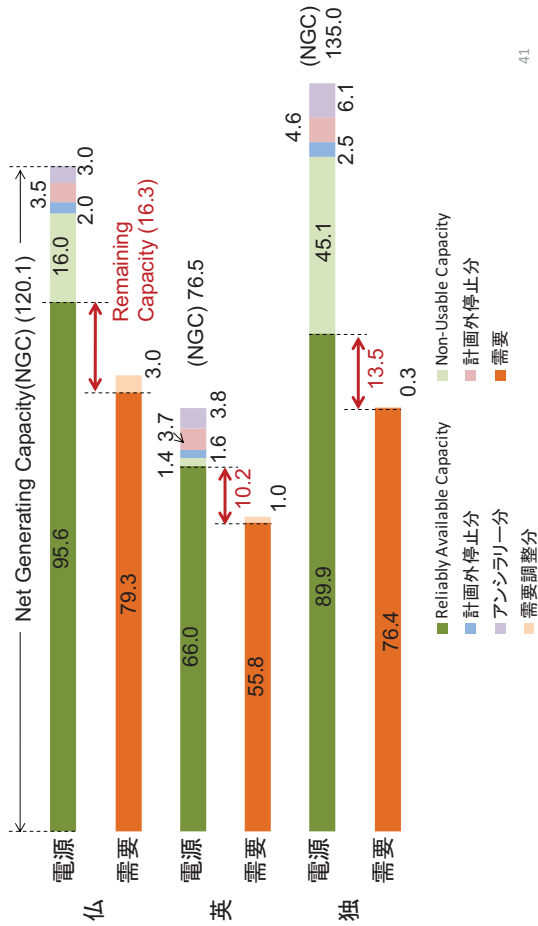
39

欧州ENTSO-Eでの供給力(供給能力)の考え方



40

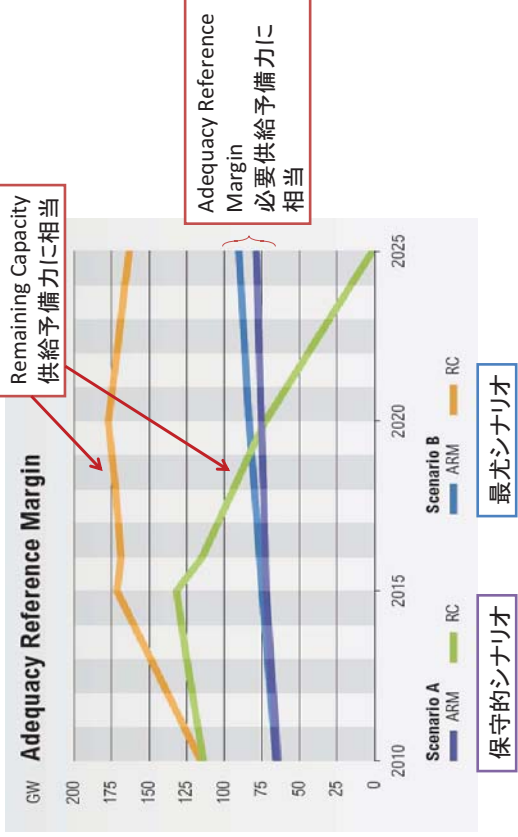
仏、英、独の例(2010)



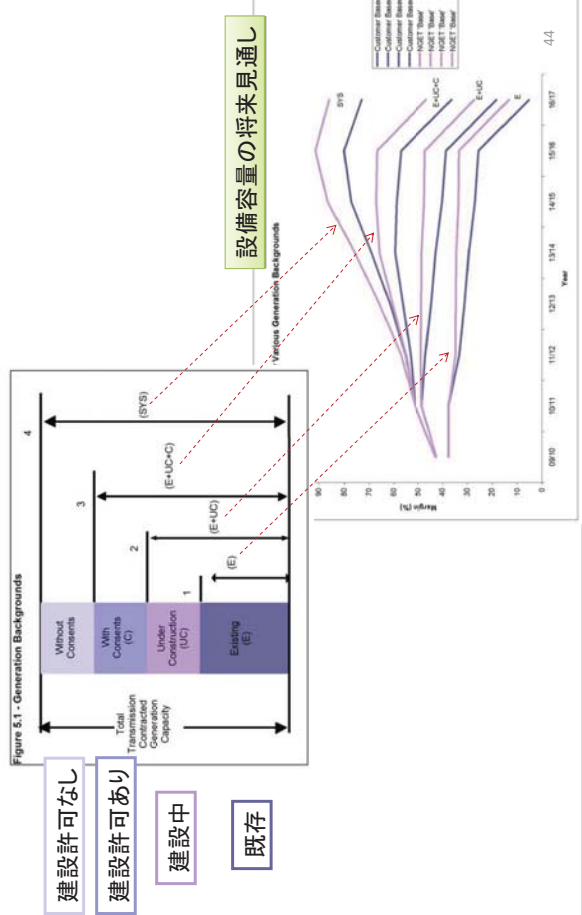
揚水の供給力の考え方

- 欧、米とも通常の貯水池式水力と同じ扱い、が基本と思われる
 - 揚水に特化した扱いの記述はなし
 - 貯水地や水系の運用上等の制約を考慮して供給力を評価
 - 米では運用実績や試験結果を基に決定

欧ENTSO-Eでのシナリオ評価



英でのプロジェクトの進捗状況に基づくシナリオ評価



米PJMでの50/50需要の想定

- 気温条件による需要の変化を考慮するため、ある日の需要について、過去35年間の当該日および前後6日ずつの計13日の気象を考慮し、455(=13x35)の気象シナリオを作成
- 各シナリオでのピーク需要を気温、湿度、経済予測等を考慮した多変数の線形回帰モデルにより推定
- 得られた455の需要の中央値を50/50値とする

45

必要供給予備率評価の頻度

- 米では、RTO/ISOのエリア拡大などの状況の変化があるため、頻度が高い
PJMでの例(毎年実施)

Delivery Year	IRM	Updated IRM
1999/2000	20.0%	
2000/2001	19.5%	
2001/2002	19.0%	
2002/2003	19.0%	
2003/2004	17.0%	
2004/2005	16.0%	
2005/2006	15.0%	
2006/2007	15.0%	
2007/2008	15.0%	
2008/2009	15.0%	
2009/2010	15.0%	
2010/2011	15.5%	
2011/2012	15.5%	
2012/2013	16.2%	
2013/2014	15.3%	

エリア拡大に伴う変化

至近年では大きくは変動していない

15.4%

年	必要供給予備率
~2005	12.5%
2007	12.9% or 13.6%
2010	13.75%

注1) 2007年の2つの値は増設シナリオの違いによる
注2) 2007、2010年では評価方法も変更

47

米PJMでの50/50需要の想定

- 気温条件による需要の変化を考慮するため、ある日の需要について、過去35年間の当該日および前後6日ずつの計13日の気象を考慮し、455(=13x35)の気象シナリオを作成
- 各シナリオでのピーク需要を気温、湿度、経済予測等を考慮した多変数の線形回帰モデルにより推定
- 得られた455の需要の中央値を50/50値とする

45

電源建設プロジェクトの実現可能性の係数の例

	Status	
	Completed IA	Other Queued
Biomass	80.16%	16.00%
Biomass & Natural Gas	80.16%	19.00%
Coal	54.85%	13.67%
Combined Cycle	80.16%	19.00%
Gas	99.47%	31.44%
Hydro	100.00%	0.17%
Landfill Gas	80.16%	19.00%
Natural Gas	80.16%	19.00%
Nuclear	100.00%	4.65%
Wind	74.72%	6.86%
Wood	80.16%	19.00%
AVERAGE	82%	16%

Based on an evaluation of historic generation queue information from 1999-2010

PJM

MISO

46

(参考) 2011/2のテキサスでの停電事例

- 日時: 2011/2/2および2/3
- 原因: 寒波による多数の電源の稼働不能
- 2/2の時系列
 - 12-5:20AM 50ユニット以上の電源の稼働不能が判明(7,000MW以上)
 - 5:20 Level 2のアラート。市場ベースのDRプログラムの発動
 - 5:43 Level 3のアラート。以後、送配電事業者が必要に応じて輪番停電を実施
 - 5:43-6:23 Emergency Interruptible Loadsの遮断。段階的に4,000MWのFirm Loadの遮断。
 - 午前中および午後、節電呼びかけ。
 - 13:57 Level 3のアラート解除(輪番停電終了)
 - 19-20 需要56,334MW (冬季最大を更新)

48

(参考) ERCOTでの緊急時アラートのレベル

- Energy Emergency Alert (EEA): 供給力不足に関するアラート

レベル	目標	ERCOTが実施する対策
Level 1	PRC ^{*)} を2,300MWに維持	<ul style="list-style-type: none"> • 適切な時間内に並列可能な電源の起動の要請 • 直流連系からの可能なimportの利用 • 予定されていた電源解列のキャンセル
Level 2A	PRCを1,750MWに維持	<ul style="list-style-type: none"> • 上記に加え、 • 電圧低め運用による需要低減 • DSMによる需要家側の調整力の利用
Level 2B	周波数を60Hzに維持	<ul style="list-style-type: none"> • 上記に加え、 • 緊急時負荷遮断(Emergency Interruptible Load Service, EILS)の利用 • (未実施なら)メディアを通じた節電の呼びかけ
Level 3	周波数を59.8Hz以上に維持	<ul style="list-style-type: none"> • 上記に加え、 • Firm Loadの遮断(100MWブロックで)・・・輪番停電

*) Physical Responsive Capability: ERCOTにおける予備力に関する指標の一つ

(参考) 2011/2のテキサスでの停電事例 (続)

- 2/3も寒波は継続し、南部で電源のトリップに伴う電圧低下が生じ、300MWのFirm Loadの遮断と10PM過ぎから輪番停電を実施 (2/4 1AM過ぎまで継続)
- FERCおよびNERCによるレポート(2011/8)
 - 停電につながった要素として、①ERCOTと発電事業者の連絡が遅く、事態の把握と対応が遅れた、②補機の多くが屋外に設置されている電源が多い、が挙げられている。
 - Recommendationとして
 - ERCOTが電源の計画停止をrejectできるようルールを見直し
 - ERCOTはextreme weatherに対する予備力要求を増やす
 - 寒波が予想される場合には、ERCOTが電源に対しoperational warmingの実施を指示できるようにする
 - ERCOTが電源の寒波への対策をverifyできるようにする
 - 発電事業者は寒波への対策を実施・強化する など

(参考) ERCOTにおける緊急時負荷遮断(EILS)

- 市場化されている
 - 4ヶ月単位(2-5月, 6-9月, 10-1月)の市場
 - 4時間帯
 - 平日の8AM-1PM, 1PM-4PM, 4PM-8PM, これら以外
 - 需要側から量[MW]と価格[\$/MW/hr]を提示
 - ERCOTがコスト最小となるように調達
 - 利用されたEILSに応じて事後精算
- Level 2Bのアラートで発動
 - ERCOTから終了指示があるまで継続。また、契約時間帯の終了などがない限り、ERCOTのrecallによる再実施義務あり。
- 入札者に対しては、過去12ヶ月分、15分単位の需要実績データの提供などの要求事項あり。また、ERCOTが契約期間内に事前通知なく遮断試験ができる。

第3回

供給信頼度評価報告書勉強会

資料抜粋

自家発電設備の活用状況について

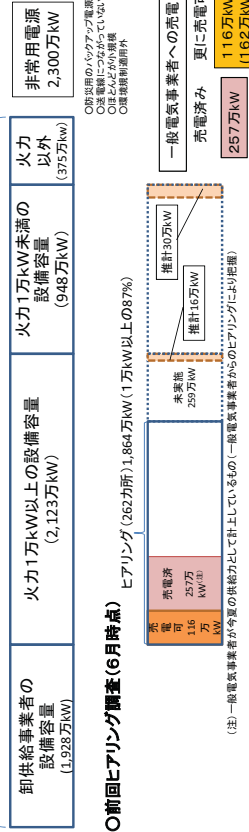
平成23年7月29日
資源エネルギー庁

調査の概要

- ◆ 自家発電設備(電気事業者以外の者が事業用に保有する発電設備)については、電気事業法に基づき自家発電設備保有者から経済産業省に届出がなされており(届出対象は、設備容量1000kW以上)、それによれば、3,141カ所、5,373万kW(平成23年3月末)となっている。なお、いわゆる非常用電源は届出対象外である。
- ◆ 本年6月、設備容量1万kW以上の火力の自家発電設備を保有する事業者に対し、電気事業者への更なる売電が可能か否かについて緊急ヒアリング調査を実施した(対象事業者の87%、262カ所から聞き取り)。
- ◆ その結果、売電を可とする回答は116万kWあり、これにヒアリング未実施の火力設備保有者を推計加算したところ、自家発全体で162万kWが売電可能と推計した。これとは別に、一般電気事業者がヒアリングしたところ、今夏に自家発からの調査を決定し供給力として計上しているものは257万kWであった。この「売電済み」に「売電可」を合計すると、419万kWとなる。
- ◆ 自家発の活用状況について網羅的に把握するため、今般(7月11日～15日)、電気事業法による届出を行っている自家発電設備保有事業者全てを対象にアンケート調査を実施し、自家発設備の用途、余剰電力発生の有無、余剰電力発生の場合の売電可能性及び売電不可の場合の理由などを調査した(回答率は89%(設備容量ベース))。
- ◆ その結果、「余剰があり電気事業者に売電可」とする回答は114万kWであり、これに未回収分を推計加算したところ、自家発全体で128万kWが売電可能と推計した。また、「一般電気事業者へ売電済み」との回答は324万kWあった。この「売電済み」に「売電可」を合計すると、452万kWとなる。
- ◆ 以上の調査の概要を2～4頁に、また、類型毎の説明を5～6頁に整理した。

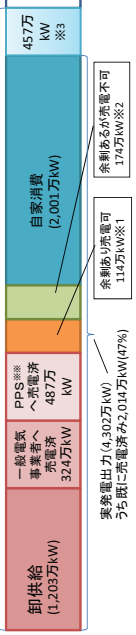
電気事業法第106条に基づく自家発電設備保有事業者からの届出(平成23年3月末)

自家発電設備容量 5,373万kW(3,141カ所、設備容量1000kW以上)



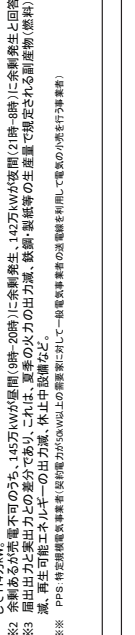
○前回ヒアリング調査(6月時点)

ヒアリング(262カ所)1,864万kW(1万kW以上の87%)



○今回アンケート調査(7月時点)

4,760万kW(上記届出全体の89%)

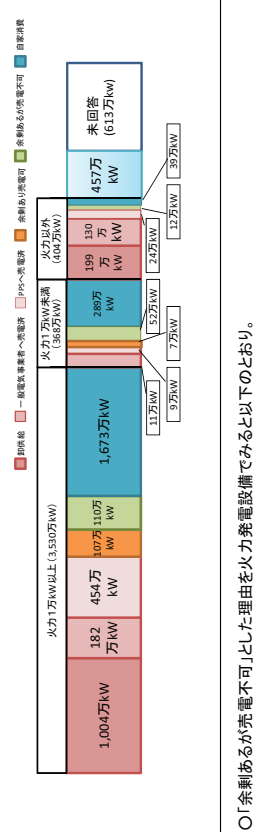


※1 余剰あり売電可能のうち、437万kWが昼間(9時～20時)に売電可能、91万kWが夜間(21時～8時)に売電可能と回答。重複排除して114万kW。

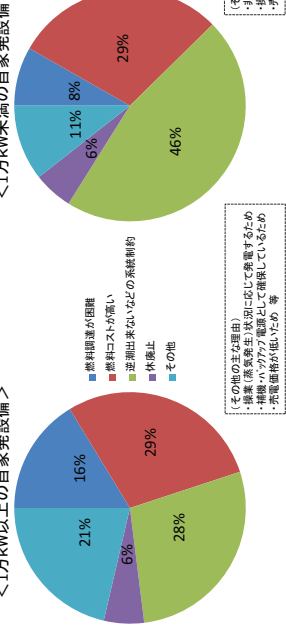
※2 余剰があるが売電不可のうち、1,457万kWが昼間(9時～20時)に売電可能(21時～8時)に余剰発生と回答。届出先と売電可との差分であり、これは、夏季の火力の出力減、鉄鋼、製紙等の生産で設定される副産物(燃料)の減、再生可能エネルギーの出力減、休止中設備など。

※※ PPS※:特定調度電気事業者契約電力が50MW以上の需要家に対して一般電気事業者の送電線を利用して電気の小売を行う事業者)

○今回の調査結果について、火力1万kW以上、火力1万kW未満、火力以外を分けてみると以下のとおり。



○「余剰があるが売電不可」とした理由を火力発電設備でみると以下のとおり。



○「その他の主な理由」
・非常用・ヒートポンプとして確保しているため
・事業(高気圧)が原因として確保しているため
・売電価格が低いため、等

○「その他の主な理由」
・燃料調達が高額
・燃料コストが高い
・近海に採れないなどの系統制約
・休止
・その他

資料編 3-5

(参考)管区毎の内訳

電気事業法に基づく届出(自家用発電設備) (平成23年3月末)	(千kW)									
	北海道	東北	関東	中部	北陸 近畿 中国 四国 九州 合計					
設備容量(kW)	2,360	7,316	16,568	5,050	714	6,844	7,268	2,201	5,407	53,728
発電所数	204	383	872	456	87	416	276	125	322	3,141
今回のアンケート調査回収実績										
設備容量(kW)	2,545	5,287	14,258	4,229	706	6,552	6,805	1,988	5,227	47,597
発電所数	174	267	452	429	85	350	232	102	285	2,376
カバ率(件数)	85%	70%	84%	94%	98%	84%	84%	82%	89%	76%
カバ率(出力)	108%	72%	86%	84%	99%	96%	94%	90%	97%	88%
用途に分類										
①卸供給	624	2,082	3,561	473	200	1,943	1,218	485	1,443	12,029
②一般電気事業者向け発電	202	829	689	216	159	643	120	97	289	3,244
③PPS向け発電	58	343	2,774	144	0	2,62	806	141	342	4,870
④自家消費	1,065	1,288	5,354	2,791	262	2,600	3,377	954	2,319	20,010
合計	1,943	4,542	12,378	3,624	621	5,448	5,521	1,677	4,393	40,153
発電あり発電可能	30	10	672	39	22	157	40	41	108	1,120
うち昼間(9時から20時)	31	10	130	30	22	114	39	41	8	425
うち夜間(21時から8時)	1	8	557	36	2	153	39	8	104	908
発電あり発電不可	12	73	225	187	15	501	388	50	180	1,740
うち昼間(9時から20時)	68	66	154	156	14	447	367	44	132	1,449
うち夜間(21時から8時)	105	42	156	123	15	480	353	39	106	1,419
休止中	50	46	15	154	18	144	107	101	138	773
再稼働により発電可能	0	0	5	1	2	0	8	0	0	16




資料編 3-7

自家発電導入の態様	発電の可能性	電気事業者への売電料金・発電コスト	自家発電設備のイメージ
<p>自家消費目的設備</p> <p>自家発電設備</p> <p>上記以外</p>	<p>> 系統への売電を想定していないため、逆潮流設備は設置していない場合が多い。</p> <p>> 発電するには、燃料コストの相填と逆潮流設備の設置が必要。</p> <p>> そもそも系統と接続しておらず、売電は不可。</p>	<p>(発電コスト)</p> <p>> 約34円/kWh(ガスタービン)</p> <p>> 約21円/kWh(ディーゼル)</p> <p>(A重油 88円/リットル)</p>	 
<p>< 中規模工場・事業場 ></p> <p>> ①ピーク時の需要が電力会社との契約電力を上回った場合、②自家発電設備が電気料金を抑える場合に使用。</p> <p>> 最近の燃料費の高騰により自家発電を停止しているケースが多い。</p> <p>例: 中小工場、スキーム、製菓場など</p> <p>(1万kW以下がほとんど。内燃力発電設備協会の販売量データに基づく、約300万kW)</p> <p>< 非常用電源 > 2,300万kW</p> <p>> 停電時に備えた防災目的用のバックアップ電源。意識は低い。</p> <p>例: 店舗、旅館、病院など (全国で約17万台あり、ほとんどが小規模)</p>	<p>> 系統への売電を想定していないため、逆潮流設備は設置していない場合が多い。</p> <p>> 発電するには、燃料コストの相填と逆潮流設備の設置が必要。</p>	<p>(発電コスト)</p> <p>> 通常 約7円/kWh</p> <p>~</p> <p>(発電料金)</p> <p>> 通常 約7円/kWh</p> <p>~</p>	 

(注)写真はイメージであり、当該期間に該当する可能性のあるもの一例として載せています。

資料編 3-6

類型ごとの整理

自家発電導入の態様	発電の可能性	電気事業者への売電料金・発電コスト	自家発電設備のイメージ
<p>電力会社の卸供給</p> <p>< 卸供給事業者 ></p> <p>> 一般電気事業者やPPSなどへ売電するために設置されるもの。</p> <p>例: 共同火力、IPP用電源、PPS用電源等</p> <p>(注) PPS(特定電気事業者) IPP(独立発電事業者)</p>	<p>> 売電目的であり、すでに供給力と供給余力を確保している。</p> <p>> 系統への売電に必要な逆潮流設備は設置されている。</p>	<p>(売電料金)</p> <p>> 通常 約7円/kWh</p> <p>~</p> <p>(発電料金)</p> <p>> 通常 約7円/kWh</p> <p>~</p>	 
<p>自家消費目的設備</p> <p>< 大規模工場 ></p> <p>> 生産工程から回収された副生ガス、ハルブ廃液や生産工程で用いた蒸気などを利用して発電し、工場内の電力として利用。</p> <p>> 出力規模は比較的大きく、生産活動に依って発電量が変動。</p> <p>> 大口自家発電施設設置促進会のアンケートでは85%分を自家消費用として使用。</p> <p>例: 鉄鋼、化学、製紙など</p> <p>(注) 大口自家発電施設設置促進会(1万kW以上の設備保有者)5社で1,770万kWの容量。</p>	<p>> 生産状況によっては余剰電力が発生し、売電の可能性あり。</p> <p>> 逆潮流設備が設置されている場合が多い。</p>	<p>(発電料金)</p> <p>> 通常 約7円/kWh</p> <p>~</p>	 

揚水式水力発電所の供給力低下について

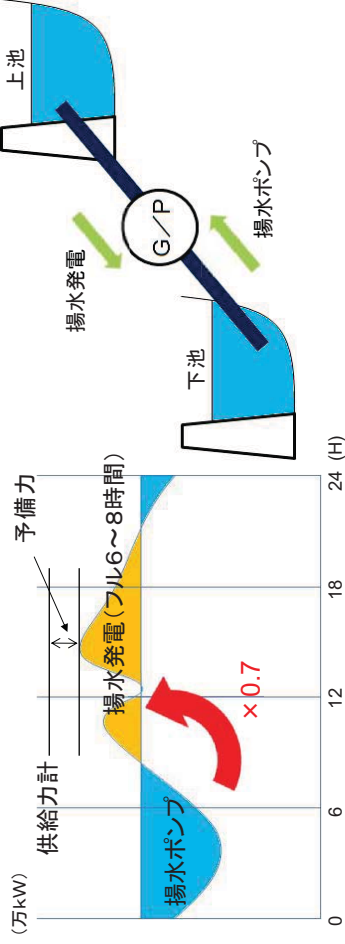
平成23年11月11日

中部電力株式会社

1. 池容量、揚水原資による供給力低下 ①, ②
(参考) 原子力発電停止による揚水発電の供給力低下
2. 水位制約による供給力低下
3. 作業停止による供給力低下

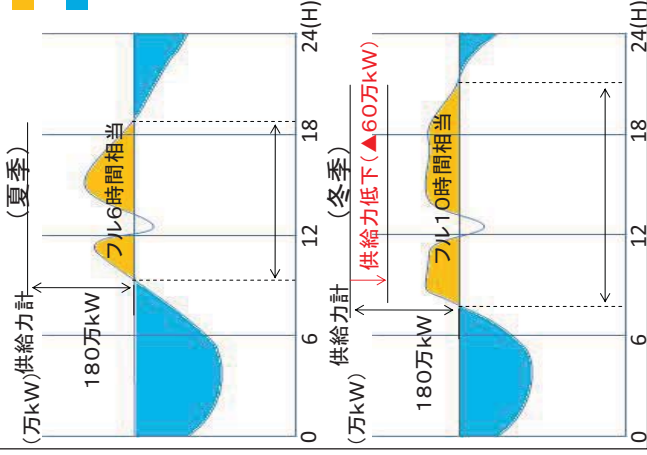
揚水式水力発電

夜間の火力余力を活用し水を上池へ汲み上げ、電力需要の大きい昼間帯に発電する水力発電方式



- > 揚水発電による発電量は、揚水ポンプ量の7割程度である。
- > 池容量や揚水ポンプ量(揚水原資)によって、1日の発電電力量に制約がある。
- > 各電力の池容量は、フル運転で6~8時間程度である。

1. 池容量、揚水原資による供給力低下① (通常時)



夏季はピーク時間が短く、揚水発電時間も短い
ため、供給力が低下するケースは少ない。

$$1200\text{万kWh} \div 6\text{h} = 200\text{万kW} \Rightarrow \text{供給力低下なし}$$

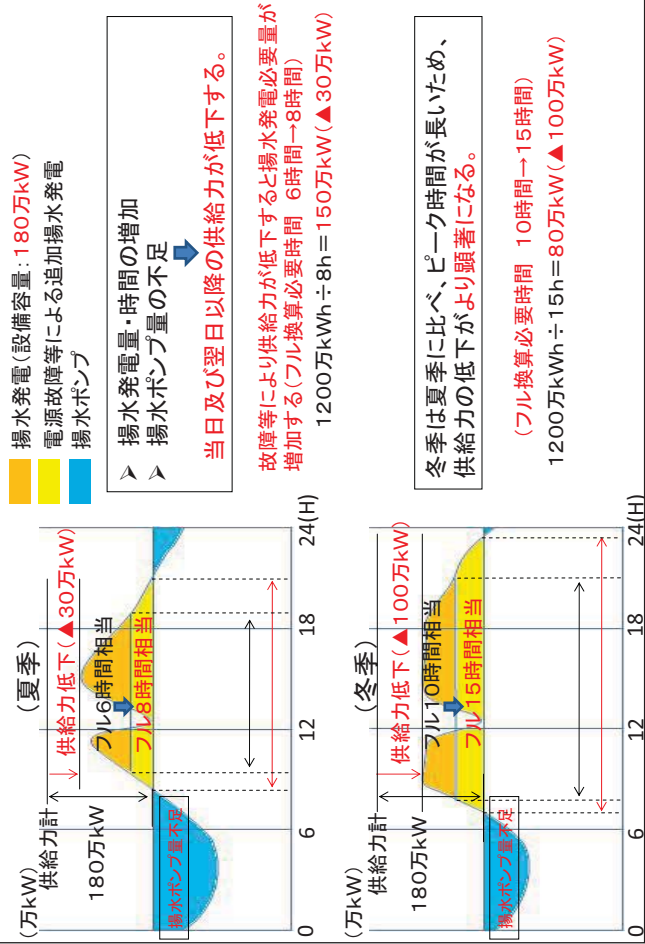
冬季はピーク時間が長く、揚水発電時間も長い
ため、供給力が低下するケースがある。

$$1200\text{万kWh} \div 10\text{h} = 120\text{万kW} (\triangle 60\text{万kW})$$

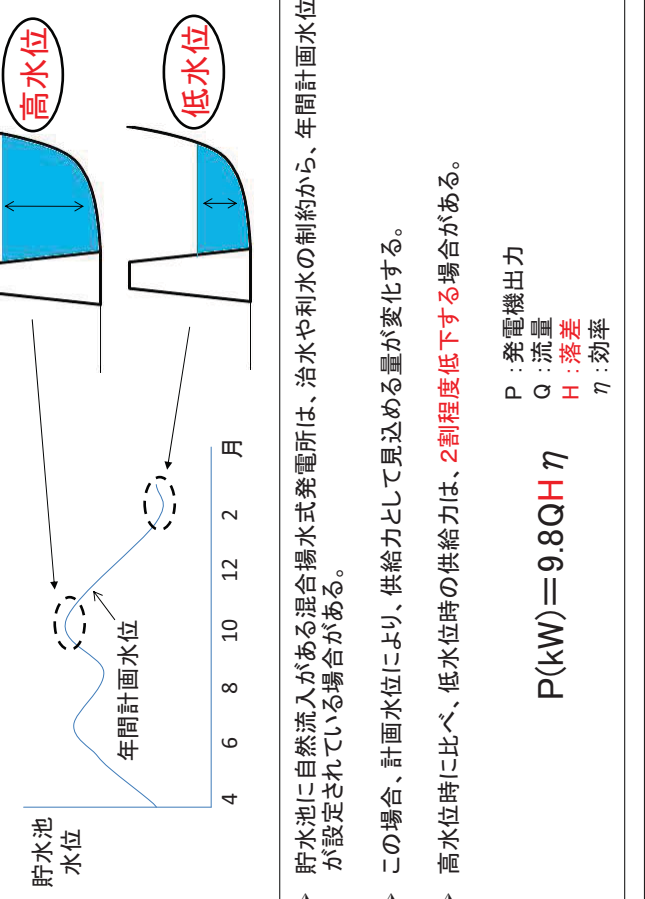


資料編3-12

1. 池容量、揚水原資による供給力低下②(揚水ポンプ量不足時)

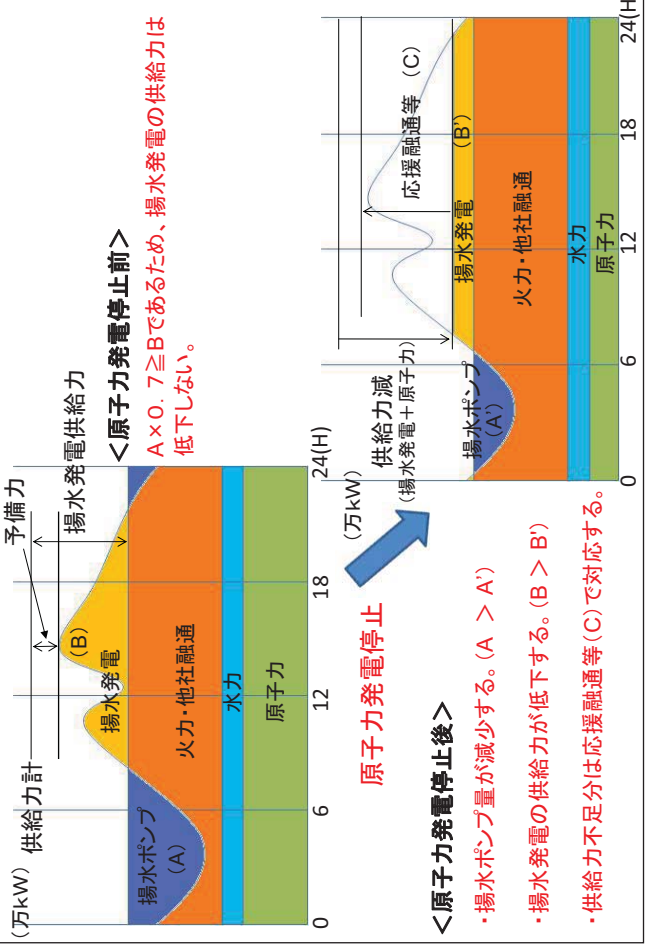


2. 水位制約による供給力低下

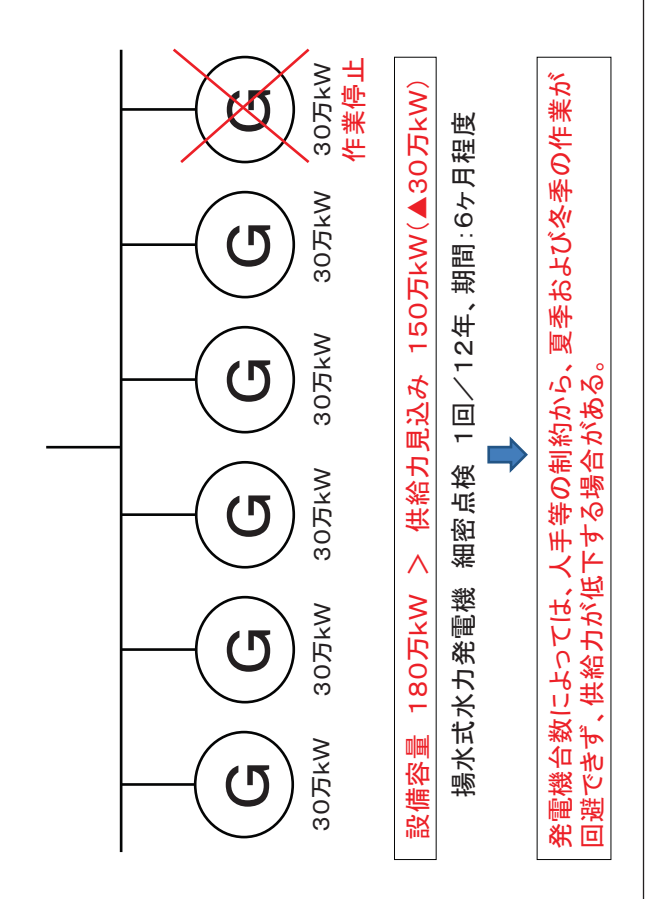


資料編3-13

(参考) 原子力発電停止による揚水発電の供給力低下



3. 作業停止による供給力低下



第4回

供給信頼度評価報告書勉強会

資料抜粋

3/11東日本大震災以降の 東京電力の対策と需給状況 (レビュー)

資料編4-1

1. 東日本大震災による被害および復旧状況

- (1) 東日本大震災の概要
- (2) 停電復旧状況
- (3) 震災当日の延べ電源脱落量、供給支障量

2. 供給面の対策

- (1) 震災による電源脱落状況
- (2) 夏期の供給力見通しの推移
- (3) 対策母の推移

3. 今夏の需要実績

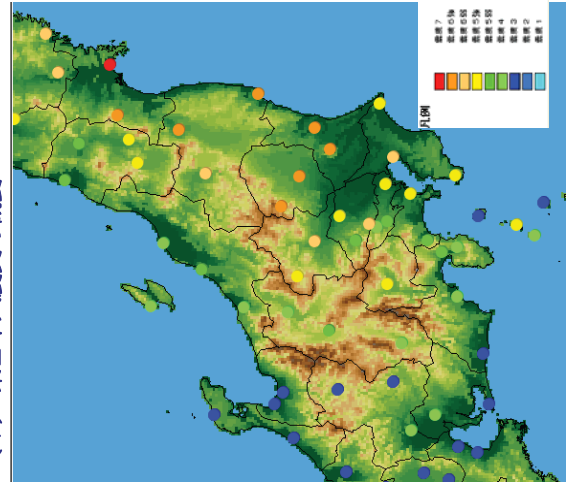
- (1) 発電電実績
- (2) 最大電力の動向

4. 東日本大震災以降の需給状況 [総括]

平成23年12月22日
東京電力株式会社

1. 東日本大震災による被害および復旧状況

(1) 東日本大震災の概要



【地震の概要】

発生日時：平成23年3月11日（金）14時46分頃
震源：三陸沖（北緯38.00度、東経142.90度）
初エピソード：9.0（深さ10km）

各地の震度：福島沿岸の

(震度6以上)	茨城県北部	栃木県北部	群馬県南部	埼玉県南部	千葉県北部	群馬県北部	埼玉県北部	千葉県北部	東京都23区	神奈川県西部	東京都多摩西部	神奈川県西部	静岡県西部
6強													
6弱													
5強													
5弱													
4強													
4弱													
3強													
3弱													
2強													
2弱													
1													

概要：3月11日14時46分頃、三陸沖を震源とするマグニチュード9.0の巨大地震が発生し、この地震により宮城県栗原市で震度7、宮城県、福島県、茨城県、栃木県で震度6強など広い範囲で強い揺れを観測。また、太平洋沿岸を中心に高い津波を観測し、特に東北地方から関東地方の太平洋沿岸では大きな被害が発生。

東京電力株式会社 平成23年12月22日

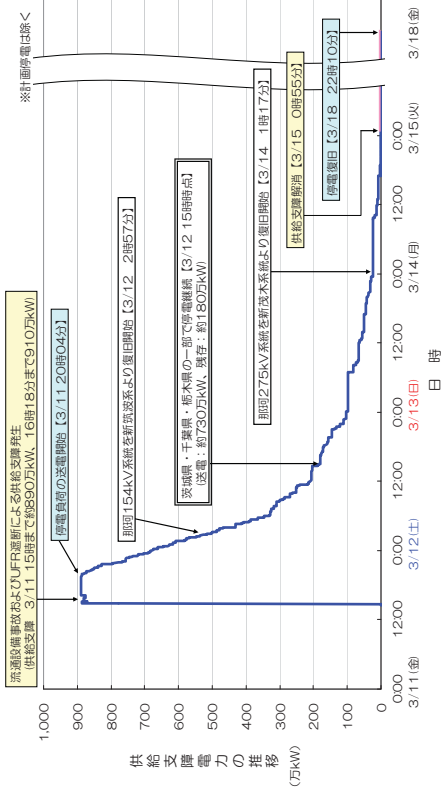
1

1. 東日本大震災による被害および復旧状況 (続き)

資料編4-3

(2) 停電復旧状況 (供給支障の復旧経過)

- > 宮城県で停電していた配電線を配電用変電所より送電し、供給支障が解消。【3月15日（火）0時55分】
< 配電線の一部区間で停電継続 >
- > 停電継続していた配電線の一部区間を送電し、供給エリア（1都8県）の停電が全て解消。【3月18日（金）22時10分】



東京電力株式会社 平成23年12月22日

2

1. 東日本大震災による被害および復旧状況 (続き)

資料編4-4

(3) 震災当日の電源脱落量、供給支障量

- ① 電源脱落量
原子力機（福島第一1,2,3,T, 福島第二1,2,3,4,T, 東海第二） 約2,100万kW
火力機（約730万kW、約1,260万kW、他） 約 340万kW
約 20万kW
- ② 供給支障量
約 910万kW
流通設備事故による供給支障（再閉路、自動切替による復旧を除く） 約 340万kW
< 16時18分までの事故による供給支障増加 約 20万kW >
UFR遮断による供給支障 約 570万kW

東京電力株式会社 平成23年12月22日

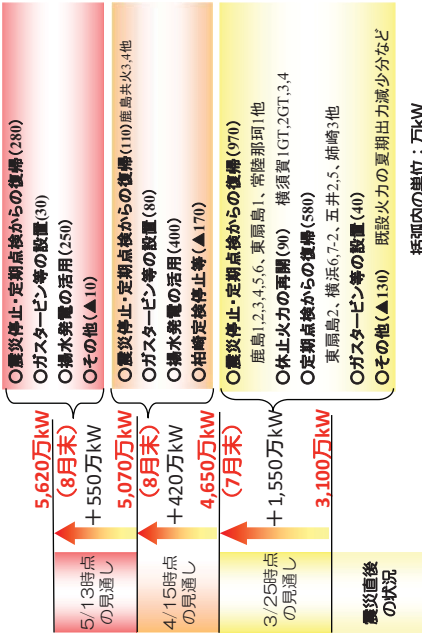
3

2. 供給面の対策

(1) 震災による電源脱落状況

震災により2,100万kW程度の電源が脱落し、供給力が3,100万kW程度へ低下
 (震災前供給力：5,200万kW程度)
 (震災後供給力：3,100万kW程度)

(2) 夏の供給力見通しの推移



2. 供給面の対策 (続き)

(3) 対策毎の推移

対策毎の推移	(注)四捨五入の関係で合計が合わない場合がある (万kW)					備考	
	震災前日	震災後	2週間後	1ヶ月後	4ヶ月後 (7月末)		5ヶ月後 (8月末)
他社からの応援融通	0	424	709	946	1,866	1,958	
自家用発電設備の更なる活用	0	170	250	150	30	30	
震災による停止からの復旧 (神修停止電源の復旧を含む)	0	244	379	716	1,601	1,601	自社：8箇所, 18台 千葉2-1T, 横浜8-4T, 五井4T, 大井2-3T, 東扇島1T, 鹿島1~6T, 広野1~5T, 常陸那珂1T 他社：14箇所, 19台
長期計画停止火力の運転再開	0	0	0	0	87	87	横須賀3T,4T,1GT,2GT
緊急設置電源の設置	0	0	0	0	37	129	姉崎, 横須賀, 袖ヶ浦, 川崎, 常陸那珂, 大井, 千葉

3. 今夏の需要実績

(1) 発電電実績

◆今夏(7,8月)の最大電力は、節電の要請、需給調整(計画調整)契約、電気使用制限令(電気事業法第27条)の発令の影響等から、**前年比82%の4,922万kW**(8月18日(木)15時, 加重最高気温36.0℃, 東京最高気温36.1℃)を記録。
 ※前年実績：5,999万kW (H22年7月23日(金)15時, 加重最高気温35.7℃, 東京最高気温35.7℃)

◆7,8月の累計の発電電力量は、**前年比84%の517億kWh**を記録。
 ※前年実績：615億kWh (前年は、7,8月の累計として過去第1位)

◆原子力の発電電力量の減少(▲90億kWh, 前年比41%)を節電等の需要の減少(▲98億kWh, 前年比84%)で補った状況。

	7月実績		8月実績		7,8月累計	
	実績	前年比	実績	前年比	実績	前年比
最大電力	4,638 [万kW]	77 [%]	4,922 [万kW]	84 [%]	4,922 [万kW]	82 [%]
発電電力量	258 [億kWh]	86 [%]	259 [億kWh]	82 [%]	517 [億kWh]	84 [%]
水力	11 [億kWh]	84 [%]	11 [億kWh]	89 [%]	21 [億kWh]	86 [%]
火力	175 [億kWh]	105 [%]	180 [億kWh]	99 [%]	355 [億kWh]	102 [%]
原子力	37 [億kWh]	48 [%]	26 [億kWh]	34 [%]	63 [億kWh]	41 [%]
他社・融通他	36 [億kWh]	79 [%]	42 [億kWh]	98 [%]	78 [億kWh]	88 [%]

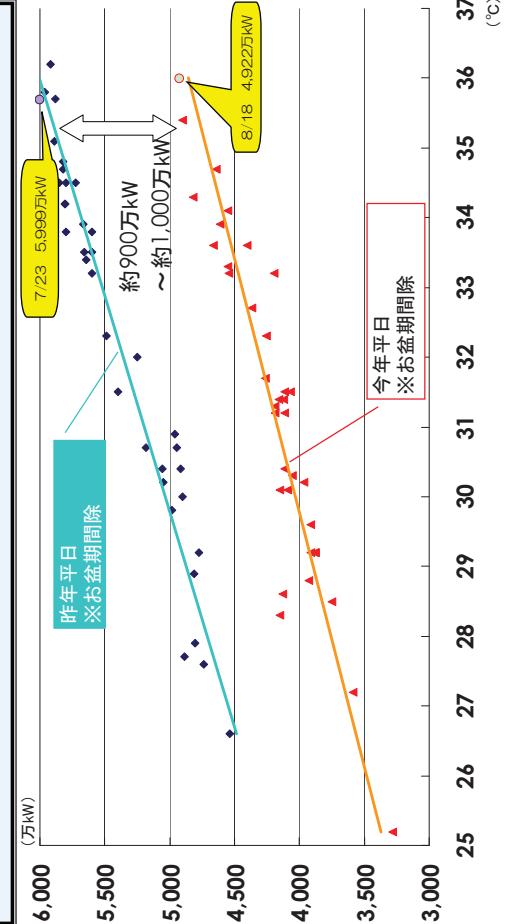
(*) 項目毎の合計が含まれないのは、四捨五入の關係

資料編4-8

3. 今夏の需要実績 (続き)

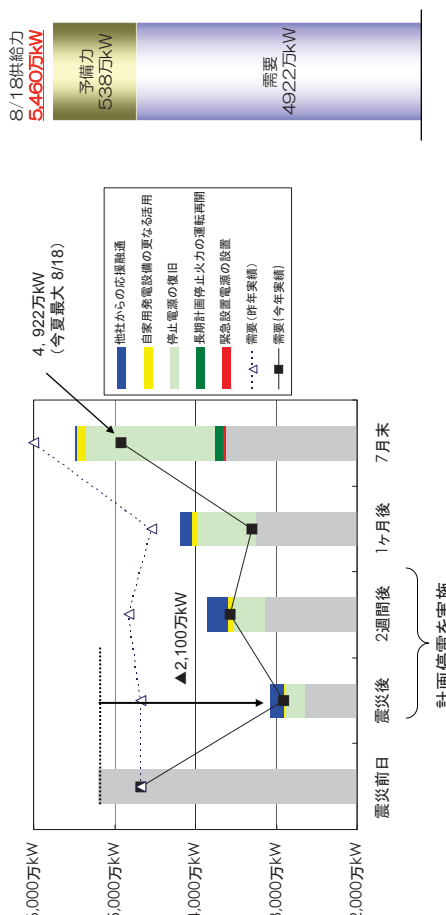
(2) 最大電力の動向

◆今夏(7,8月)の最高気温発生時の需要水準は、昨夏の同じような気温の時と比較すると、**900万kW~1,000万kW程度低い水準**。



4. 東日本大震災以降の需給状況 [総括]

◆当社は、今夏の安定供給確保のため、需給面の対策を進めてきた。
 ◆夏期を通して、概ね20%前後の予備率を確保でき、計画停電不実施を継続できた。
 ◆なお、予備力最小日は、最大電力発生日の8月18日（最大電力：4,922万kW）で、500万kW程度の予備力を保持し、10.99%の予備率（使用率90%）を確保。
 【参考】計画停電原則不実施以降の予備力最小日は、6月29日（4,571万kW）で、予備率7.2%（使用率93%）。



参考. 供給面の対策内訳

- (1) 自社被災火力の復旧状況・・・被災した電源はすべて復旧完了
 - ・地震により停止したユニット・・・13台 848万kW (すべて復旧済み(7月))
 - ・停止中に被災したユニット・・・5台 340万kW (すべて復旧済み(7月))
 - (2) 緊急設置電源の状況
 - ・今夏設置の緊急電源ユニット・・・7箇所 129万kW
 9月中に残り2箇所営業運転開始予定(2箇所運開後：171万kW)
 - (3) 他社被災電源の復旧状況 (水力) 電源開発・・・1箇所 68万kW (復旧済み(7月)) (火力)
 - ・共同火力・・・3箇所(8台) 163万kW (8台復旧済み(7月))
 2箇所(3台)は、本年末の運転再開を目指し復旧作業中
 - ・IPP・・・10箇所 184万kW (すべて復旧済み(7月)) (原子力) 日本原電・・・1箇所 88万kW 復旧未定
 - (4) 自家発からの受電状況
 - ・約160万kWを供給力として確保(震災後の増分は約110万kW)
- (注)四捨五入の関係でシート5と合わない場合がある

以上

以

参考. 供給面の対策内訳 (続き)

- (5) 長期計画停止設備の再開状況
- | ユニット | 設備量(万kW) | 再開日時 |
|--------|----------|--------|
| 横須賀3T | 35 | 6月運転再開 |
| 横須賀4T | 35 | 7月運転再開 |
| 横須賀1GT | 3 | 6月運転再開 |
| 横須賀2GT | 14.4 | 4月運転再開 |
| 合計 | 97.4万kW | |
- (6) 追加供給力対策の状況
 万一の需給逼迫となった場合、計画停電を回避するため、以下の緊急時の追加供給力対策を準備。
 - ◆火力増出力運転
 自他社ともに定格出力を一時的に超えて運転を行う、火力の増出力運転を準備。
 - ◆塩原発電所の緊急運転
 需給逼迫時に限り、緊急的に運転することを国交省に承認いただいた。
 (*）貯水量や運転時間により確保できる供給力は変動する。

第5回

供給信頼度評価報告書勉強会

資料抜粋

家庭用コージェネレーション(CGS)の供給力ポテンシャルについて

2012年2月14日
大阪ガス株式会社

家庭用CGSの供給力ポテンシャルと逆潮運転方案

- 逆潮運転が可能になれば、最大約13万kWの供給力ポテンシャルがある。
- 機種特性(熱電比率)の違いにより、逆潮時の運転方法が異なるが、例えば下記のような運転方法が考えられる。

【家庭用CGSの導入台数と供給力ポテンシャル(全国)】

2011年11月末集計

導入台数	容量	供給力ポテンシャル
エコウィル	11.4万台	1.0KW
エネファーム	2.3万台	0.7KW
		1.6万KW

※容量は現行機種のものであり、逆潮を前提とした場合は容量見直しが必要あり

【逆潮運転方案】

(現状)熱主で定格運転(熱を余らせないようにON/OFF運転)

↓

- 熱主で定格運転し、電力負荷を超える発電量を逆潮
- 13:00~15:00の2時間程度は優先的に発電(現状は夏季ピーク時は停止していることが多い)

(現状)熱主で電力負荷追従運転(基本的に24時間運転)だが、熱を余らせないように発電出力を電力負荷より低下させる場合あり

↓

- 定格運転(700W)と最小出力運転(250W)の選択で熱主運転(24時間運転で熱を余らせない)、電力負荷を超える発電量を逆潮
- 13:00~15:00の2時間程度は優先的に定格運転

3

家庭用CGSの導入量

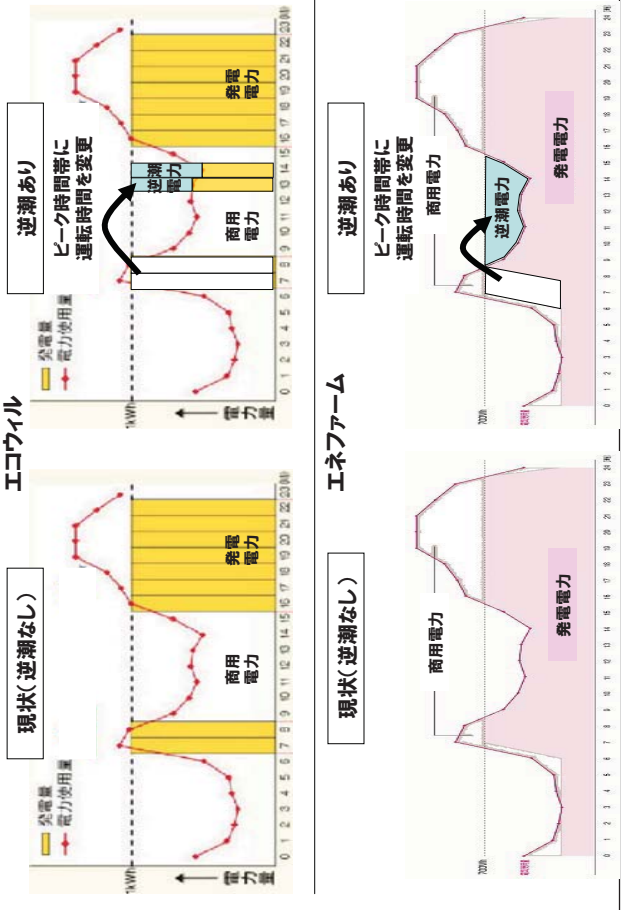
- 現時点(2011年11月末集計)での家庭用CGS(エコウィル、エネファーム)の導入量は全国で約14万台。
- 現在は逆潮ができないが、系統から見た需要を削減できる(ネガワット)効果があり、供給力とも言える。
- なお、逆潮のための既設設備の改造には客先工事の発生、系統連系照会手続きが生じ、お客さまにかなりの負担がかかる。

【家庭用CGSのバリエーション】



※PEFC: 固体高分子形燃料電池
※SOFC: 固体酸化物形燃料電池

(参考) 家庭用CGSの運転パターン例



複製・利用される場合には、下記までご連絡いただきますようお願いいたします。

連絡先

一般社団法人 電力系統利用協議会

電話 03-3512-2213／企画部