

第3号議案

冬季電力需給見通し報告書（案）（平成27年度）について

（案）

業務規程第26条に基づき、別紙の通り冬季電力需給見通し報告書（案）（平成27年度）をとりまとめたので本機関ウェブサイトにて公表することとしたい。

【添付資料】

別紙：冬季電力需給見通し報告書（案）（平成27年度）

以 上

冬季電力需給見通し報告書(案)

(平成 27 年度)

平成 27 年 12 月 2 日



電力広域的運営推進機関

Organization for Cross-regional Coordination of
Transmission Operators, JAPAN

- はじめに -

当機関は、業務規程第 26 条において、全国および供給区域（以下「エリア」という。）ごとの電力需要に対する適切な供給力の確保状況等について検討・公表する旨を定めており、これに基づき今年度の冬季（12～2 月）の電力需給見通しを公表する。

通常年度は、電気事業者の供給計画を取りまとめた結果に基づいて検討することとしているが、今年度は、一般電気事業者の供給計画において供給力が「未定」とされており、また電気事業者でない発電設備設置者^{※1}に供給計画の提出義務がないことから、供給計画のみに基づく検討が困難な状況にある。

そこで平成 27 年度夏季（7～9 月）の電力需給については、独自の補足調査を行い、その結果を踏まえて電力需給見通しを公表した。このたび冬季（12～2 月）についても、補足調査を行い、電力需給見通しを公表する。

本報告書では、電力需給検証小委員会^{※2}報告書の検証結果である一般電気事業者の電力需給見通しを併記する。電力需給検証小委員会と当機関の見通しの前提として、厳寒時の一日最大需要電力を評価対象としていることは同じであり、また一般電気事業者の供給力は共通の元データを用いている。

なお、電力需給検証小委員会では一般電気事業者の需給について、需要及び供給力共に発電端値（一般電気事業者の自社発電所で発電される電力と調達する電力の合計値、以下発電端という）を用いて検証している。一方、当機関の見通しでは、評価範囲をエリア全体とし、また、送電端値（自社発電所で発電される電力から発電所内で消費される電力を引いた電力、以下送電端という）を用いて検証している。上記 2 点が電力需給検証小委員会と異なる点である。

更に当機関の独自の調査として、エリアにおける最大電源ユニットが計画外の事象により停止した場合の評価を、地域間連系線を通じた近隣エリアからの電力融通を考慮して分析している。

※1 一般電気事業者、卸電気事業者、特定規模電気事業者および託送供給を受ける特定電気事業者以外で、電力系統へ電力を流入する発電者

※2 東日本大震災後の電力需給を巡る状況に鑑み、安定供給を確保する観点から、電力需給対策の基礎となる電力需給の見通し等について、客観性・透明性を確保しつつ検証を行うことを目的として、総合資源エネルギー調査会基本政策分科会の下に設けられた委員会

- 目次 -

はじめに

1. 前提条件

| | | |
|-----------|-------|---|
| (1) 評価期間 | | 1 |
| (2) 評価内容 | | 1 |
| (3) 使用データ | | 2 |

2. 平成 27 年度冬季電力需給見通し

| | | |
|---------------------------|-------|---|
| (1) 平成 27 年度 冬季電力需給バランス評価 | | 3 |
| (2) 最大電源ユニット停止後の予備率 | | 4 |
| (3) 電力需給検証小委員会との相違 | | 7 |

3. まとめ

| | | |
|--------|-------|----|
| ➤ 別添資料 | | 10 |
|--------|-------|----|

1. 前提条件

以下の前提条件のもと、冬季電力需給見通しの想定を行った。

(1) 評価期間

平成 27 年 12 月～平成 28 年 2 月

(2) 評価内容

以下に定義する需要と供給力を基に冬季の需給バランス評価及び最大電源ユニット停止後の予備率を算出し評価・分析を行った。

需 要…エリア全体の最大需要電力

供 給 力…各エリアの需要向けの供給力^{※3}（エリア外供給力を含む）および当該エリアに接続する発電設備のうち供給先未定分の合計

当機関の評価方法は、厳寒時の 1 日最大需要電力（以下厳寒 H1 という）の送電端を用いる。

図 1 に当機関における冬季電力需給見通しと電力需給検証小委員会との前提の相違を示す。

【図 1. 電力需給検証小委員会との前提の相違】

| | 当機関における冬季電力需給見通し | 電力需給検証小委員会 |
|--------|--------------------------------------------------------------------|-------------------------|
| 需要・供給力 | <p>需要</p> <p>供給力</p> <p>※ 発電設備設置者により供給される電力のうち供給先未定分</p> | <p>需要</p> <p>供給力</p> |
| 前提 | <p>厳寒 H1^{※4}（参考値として平温 H3^{※5} を記載）</p> <p>送電端</p> | <p>厳寒 H1</p> <p>発電端</p> |

※3 供給先未定の供給力は当該接続エリアに計上したが、当該エリアで実際に供給されるとは限らない

※4 各月における厳寒時の 1 日最大需要電力

※5 各月における毎日の最大電力(1時間平均)を上位から 3 日取り平均した最大 3 日平均電力

(3) 使用データ

当機関は以下のデータを使用して、冬季電力需給見通しを想定した。

① 需要

- ・ 一般電気事業者から受領した平温 H3 時のエリア需要（送電端）を基に電力需給検証小委員会の報告徴収資料より、一般電気事業者各社の平温 H3 と厳寒 H1 の需要想定値（発電端）の比率を用いて厳寒 H1（送電端）に換算

② 供給力

以下 3 つを合算

- ・ 一般電気事業者から受領した厳寒 H1 時の供給力^{※6}（自社、調達分）
- ・ 特定規模電気事業者から供給計画にて受領した平温 H3 時の供給力^{※7}（自社、調達分）
- ・ 発電設備設置者から受領した平温 H3 時の供給力^{※8}（供給先未定分、単機容量 11.25 万 KW 以上の電源が対象）

※6 原子力については、営業運転開始済みの九州電力川内原子力発電所 1・2 号機のみを含む

※7、※8 特定規模電気事業者および発電設備設置者に関しては、受領済みの平温 H3 時の供給力を使用（厳寒 H1 時の供給力と大きな差異は無く影響は軽微と想定）

2. 平成 27 年度冬季電力需給見通し

(1) 平成 27 年度 冬季電力需給バランス評価

エリア別の電力需給バランスについて、冬季 12 月、1 月、2 月の厳寒 H1 に対する予備率は最低のエリアでも 3.7%以上、50Hz 地域^{※9}で 7.3%以上、60Hz 地域^{※10}で 6.8%以上および沖縄を除く 9 エリア全体では 7.0%以上となり、電力需給検証小委員会が基準とする安定供給に最低限必要な予備率 3%以上を確保できる見通しである。

表 1 にエリア別の電力需給バランスを示す。

【表 1. エリア別の電力需給バランス】(厳寒 H1) *

➤ 平成 27 年 12 月

| | 北海道 エリア | 東北 エリア | 東京 エリア | 50Hz計 | 中部 エリア | 北陸 エリア | 関西 エリア | 中国 エリア | 四国 エリア | 九州 エリア | 60Hz計 | 9エリア計 |
|------------------------------|------------|-----------|-----------|-------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-------|--------|
| 最大需要電力 (A) [万kW] | 543 | 1,353 | 4,897 | 6,793 | 2,286 | 473 | 2,463 | 983 | 491 | 1,429 | 8,125 | 14,918 |
| 供給力 (B) [万kW] | 621 | 1,471 | 5,584 | 7,676 | 2,453 | 529 | 2,652 | 1,099 | 513 | 1,556 | 8,802 | 16,478 |
| 予備力 (C)=(B)-(A) [万 kW] | 78 | 118 | 687 | 883 | 167 | 56 | 189 | 116 | 22 | 127 | 677 | 1,560 |
| 予備率 (C)/(A) [%] | 14.4 | 8.7 | 14.0 | 13.0 | 7.3 | 11.8 | 7.7 | 11.8 | 4.5 | 8.9 | 8.3 | 10.5 |

➤ 平成 28 年 1 月

| | 北海道 エリア | 東北 エリア | 東京 エリア | 50Hz計 | 中部 エリア | 北陸 エリア | 関西 エリア | 中国 エリア | 四国 エリア | 九州 エリア | 60Hz計 | 9エリア計 |
|--------------------------|------------|-----------|-----------|-------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-------|--------|
| 最大需要電力 (A) [万kW] | 532 | 1,403 | 5,251 | 7,186 | 2,356 | 501 | 2,616 | 1,063 | 491 | 1,515 | 8,542 | 15,728 |
| 供給力 (B) [万kW] | 612 | 1,531 | 5,564 | 7,707 | 2,523 | 541 | 2,734 | 1,158 | 532 | 1,638 | 9,125 | 16,832 |
| 予備力 (C)=(B)-(A) [万kW] | 80 | 128 | 313 | 521 | 167 | 40 | 118 | 95 | 41 | 123 | 583 | 1,104 |
| 予備率 (C)/(A) [%] | 15.0 | 9.1 | 6.0 | 7.3 | 7.1 | 8.0 | 4.5 | 8.9 | 8.4 | 8.1 | 6.8 | 7.0 |

➤ 平成 28 年 2 月

| | 北海道 エリア | 東北 エリア | 東京 エリア | 50Hz計 | 中部 エリア | 北陸 エリア | 関西 エリア | 中国 エリア | 四国 エリア | 九州 エリア | 60Hz計 | 9エリア計 |
|--------------------------|------------|-----------|-----------|-------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-------|--------|
| 最大需要電力 (A) [万kW] | 532 | 1,391 | 5,251 | 7,174 | 2,356 | 501 | 2,615 | 1,063 | 491 | 1,511 | 8,537 | 15,711 |
| 供給力 (B) [万kW] | 609 | 1,509 | 5,586 | 7,704 | 2,526 | 531 | 2,712 | 1,178 | 526 | 1,643 | 9,116 | 16,820 |
| 予備力 (C)=(B)-(A) [万kW] | 77 | 118 | 335 | 530 | 170 | 30 | 97 | 115 | 35 | 132 | 579 | 1,109 |
| 予備率 (C)/(A) [%] | 14.5 | 8.5 | 6.4 | 7.4 | 7.2 | 6.0 | 3.7 | 10.8 | 7.1 | 8.7 | 6.8 | 7.1 |

*平成 23 年度並(北海道エリアについては平成 22 年度並み、東北及び東京エリアは平成 25 年度並み)の厳寒時における需給状況を想定

※9 北海道エリア、東北エリア、東京エリアをいう。

※10 中部エリア、北陸エリア、関西エリア、中国エリア、四国エリア、九州エリアをいう。

(2) 最大電源ユニット停止後の予備率

表2に最大電源ユニット停止後の予備率を示す。各エリアの最大電源ユニットの停止を考慮した場合でも、北陸エリアと中国エリアおよび四国エリアを除き供給力が最大需要電力を上回っている。また、北陸エリアと中国エリアおよび四国エリアを含み最大電源ユニット停止後の予備率が3%を下回るエリアにおいても、次の通り冬季12月、1月、2月の中で地域間連系線[※]の空容量およびマージンを通じた近隣エリアからの電力融通を考慮すると、供給力が最大需要電力見通しを上回り、電力需給検証小委員会が基準とする安定供給に最低限必要な予備率は3%以上を確保できる見通しである。

- ・北海道エリアは、北海道本州間連系設備から
12月、1月、2月の各月とも空容量1万kWおよびマージン60万kWを活用して電力融通が受けられる。
- ・北陸エリアは、北陸関西間連系線および中部北陸間連系設備から
12月は空容量67万kWおよびマージン70万kW、1月は空容量60万kWおよびマージン70万kW、2月は空容量61万kWおよびマージン70万kWを活用して電力融通が受けられる。
- ・関西エリアは、中部関西間連系線と北陸関西間連系線と関西中国間連系線および関西四国連系設備から
1月は空容量512万kWおよびマージン80万kW、2月は空容量521万kWおよびマージン80万kWを活用して電力融通が受けられる。
- ・中国エリアは、関西中国間連系線と中国四国間連系線および中国九州間連系線から
12月は空容量513万kWおよびマージン30万kW、1月は空容量517万kWおよびマージン35万kW、2月は空容量512万kWおよびマージン35万kWを活用して電力融通が受けられる。
- ・四国エリアは、関西四国連系設備および中国四国間連系線から
12月は空容量51万kWおよびマージン93万kW、1月は空容量52万kWおよびマージン93万kW、2月は空容量52万kWおよびマージン93万kWを活用して電力融通が受けられる。
- ・九州エリアは、中国九州間連系線から
12月は空容量268万kW、1月は空容量270万kWを活用して電力融通が受けられる。

【表2. 最大電源ユニット停止後の予備率】(厳寒H1)

➤ 平成27年12月

| | 北海道 エリア | 東北 エリア | 東京 エリア | 中部 エリア | 北陸 エリア | 関西 エリア | 中国 エリア | 四国 エリア | 九州 エリア |
|--------------------------------------|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| 最大需要電力 (A) [万kW] | 543 | 1,353 | 4,897 | 2,286 | 473 | 2,463 | 983 | 491 | 1,429 |
| 最大電源ユニット [万kW] | 66 | 58 | 97 | 95 | 64 | 86 | 95 | 66 | 85 |
| 最大電源ユニット 停止後の供給力(B) [万kW] | 555 | 1,413 | 5,487 | 2,358 | 465 | 2,566 | 1,004 | 447 | 1,471 |
| 最大電源ユニット 停止後の予備力(C)=(B)-(A) [万kW] | 12 | 60 | 590 | 72 | -8 | 103 | 21 | -44 | 42 |
| 最大電源ユニット 停止後の予備率[%] | 2.2 | 4.4 | 12.0 | 3.1 | -1.7 | 4.2 | 2.1 | -9.0 | 2.9 |
| 地域間連系線の空容量 ^{※11} [万kW] | 1 | 308 | 27 | 272 | 67 | 507 | 513 | 51 | 268 |
| 地域間連系線のマージン ^{※11} [万kW] | 60 | 60 | 150 | 105 | 70 | 80 | 30 | 93 | 0 |

(参考)

➤ 平成 28 年 1 月

| | 北海道 エリア | 東北 エリア | 東京 エリア | 中部 エリア | 北陸 エリア | 関西 エリア | 中国 エリア | 四国 エリア | 九州 エリア |
|--------------------------------------|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| 最大需要電力 (A) [万kW] | 532 | 1,403 | 5,251 | 2,356 | 501 | 2,616 | 1,063 | 491 | 1,515 |
| 最大電源ユニット [万kW] | 66 | 58 | 97 | 95 | 64 | 86 | 95 | 66 | 85 |
| 最大電源ユニット 停止後の供給力(B) [万kW] | 546 | 1,473 | 5,467 | 2,428 | 477 | 2,648 | 1,063 | 466 | 1,553 |
| 最大電源ユニット 停止後の予備力(C)=(B)-(A) [万kW] | 14 | 70 | 216 | 72 | -24 | 32 | 0 | -25 | 38 |
| 最大電源ユニット 停止後の予備率[%] | 2.6 | 5.0 | 4.1 | 3.1 | -4.8 | 1.2 | 0.0 | -5.1 | 2.5 |
| 地域間連系統線の空容量※11 [万kW] | 1 | 358 | 61 | 257 | 60 | 512 | 517 | 52 | 270 |
| 地域間連系統線のマージン※11 [万kW] | 60 | 65 | 150 | 110 | 70 | 80 | 35 | 93 | 0 |

(参考)

➤ 平成 28 年 2 月

| | 北海道 エリア | 東北 エリア | 東京 エリア | 中部 エリア | 北陸 エリア | 関西 エリア | 中国 エリア | 四国 エリア | 九州 エリア |
|--------------------------------------|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| 最大需要電力 (A) [万kW] | 532 | 1,391 | 5,251 | 2,356 | 501 | 2,615 | 1,063 | 491 | 1,511 |
| 最大電源ユニット [万kW] | 66 | 58 | 97 | 95 | 64 | 86 | 95 | 66 | 85 |
| 最大電源ユニット 停止後の供給力(B) [万kW] | 543 | 1,451 | 5,489 | 2,431 | 467 | 2,626 | 1,083 | 460 | 1,558 |
| 最大電源ユニット 停止後の予備力(C)=(B)-(A) [万kW] | 11 | 60 | 238 | 75 | -34 | 11 | 20 | -31 | 47 |
| 最大電源ユニット 停止後の予備率[%] | 2.1 | 4.3 | 4.5 | 3.2 | -6.8 | 0.4 | 1.9 | -6.3 | 3.1 |
| 地域間連系統線の空容量※11 [万kW] | 1 | 293 | 6 | 254 | 61 | 521 | 512 | 52 | 269 |
| 地域間連系統線のマージン※11 [万kW] | 60 | 65 | 150 | 110 | 70 | 80 | 35 | 93 | 0 |

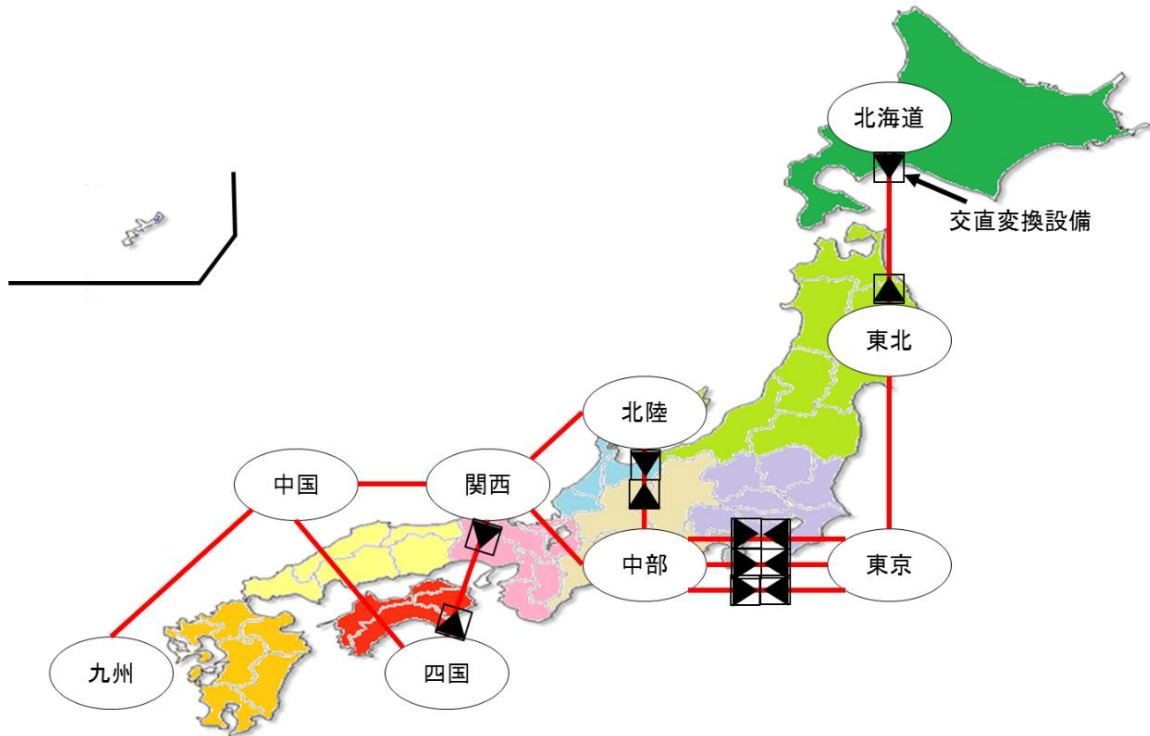
(参考)

※11 当該エリアに接続する地域間連系統線における、平日昼間の受電方向の値を使用(平成 27 年 10 月 9 日時点の系統情報公開システムより)

※図 2 に地域間連系統線の名称を示す。

【図 2. 地域間連系線】

地域間連系線とは異なる供給区域を相互に接続する系統設備のことをいう。これにより供給区域を超えた電力融通が可能となる。各供給区域内での供給力不足時等には、地域間連系線を利用した電力融通により、電力需給のバランスが保たれる



| 連系線 | 区間・方向 | | 対象設備 | 直流・交流 |
|------------|-------|----------|----------------------------------------|-------|
| 北海道本州間連系設備 | 順方向 | 北海道 → 東北 | 北海道・本州間電力連系設備 | 直流 |
| | 逆方向 | 東北 → 北海道 | | |
| 東北東京間連系線 | 順方向 | 東北 → 東京 | 相馬双葉幹線 | 交流 |
| | 逆方向 | 東京 → 東北 | | |
| 東京中部間連系設備 | 順方向 | 東京 → 中部 | 佐久間周波数変換設備 新信濃周波数変換設備 東清水周波数変換設備 | 直流 |
| | 逆方向 | 中部 → 東京 | | |
| 中部関西間連系線 | 順方向 | 中部 → 関西 | 三重東近江線 | 交流 |
| | 逆方向 | 関西 → 中部 | | |
| 中部北陸間連系設備 | 順方向 | 中部 → 北陸 | 南福光連系所、南福光変電所の連系設備 | 直流 |
| | 逆方向 | 北陸 → 中部 | | |
| 北陸関西間連系線 | 順方向 | 北陸 → 関西 | 越前嶺南線 | 交流 |
| | 逆方向 | 関西 → 北陸 | | |
| 関西中国間連系線 | 順方向 | 関西 → 中国 | 西播東岡山線 山崎智頭線 | 交流 |
| | 逆方向 | 中国 → 関西 | | |
| 関西四国間連系設備 | 順方向 | 関西 → 四国 | 紀北変換所、阿南変換所間の連系設備 | 直流 |
| | 逆方向 | 四国 → 関西 | | |
| 中国四国間連系線 | 順方向 | 中国 → 四国 | 本四連系線 | 交流 |
| | 逆方向 | 四国 → 中国 | | |
| 中国九州間連系線 | 順方向 | 中国 → 九州 | 関門連系線 | 交流 |
| | 逆方向 | 九州 → 中国 | | |

(3) 電力需給検証小委員会の結果との比較

電力需給検証小委員会の検証結果では、今年度の冬季電力需給について「いずれの電力会社においても、電力の安定供給に最低限必要な予備率3%以上を確保できる見通しである」としている。

これに対し当機関の分析でも同様に、今年度の冬季電力需給について、各月の予備率が最低のエリアでも3.7%以上、沖縄を除く9エリア全体で7.0%以上を確保できる見通しを得た。

尚、発電端で検証している電力需給検証小委員会に対して、送電端を用いている当機関の評価では、一般電気事業者の発電所所内電力分が控除されるため、送電端を用いることは最大需要電力・供給力ともに値が小さくなる要素となる。一方で、一般電気事業者のみの需給バランスを評価対象としている電力需給検証小委員会に対して、当機関ではエリア全体の評価を行っているため、この分については最大需要電力・供給力ともに値が大きくなる要素となる。なお、エリア毎に電源構成の違いによる発電所所内電力や一般電気事業者以外の需要割合が異なることにより、エリア毎の電力需給検証小委員会に対する当機関の評価の増減は異なる。

表3および表4に電力需給検証小委員会の1・2月データと比較した当機関の分析値を示す。

【表3. 電力需給検証小委員会の結果との比較（1月）】

本報告書では、電力需給検証小委員会報告書の検証結果を、参考として併記する。

➤ 経済産業省「電力需給検証小委員会報告書」より引用^{*12}（厳寒H1）

| | 北海道電力 | 東北電力 | 東京電力 | 中部電力 | 北陸電力 | 関西電力 | 中国電力 | 四国電力 | 九州電力 | 9社計 |
|-------------------------|-------|-------|-------|-------|------|-------|-------|------|-------|--------|
| 最大需要電力 (A)[万kW] 発電端 | 543 | 1,416 | 4,840 | 2,356 | 529 | 2,496 | 1,067 | 497 | 1,515 | 15,259 |
| 供給力 (B)[万kW] 発電端 | 622 | 1,516 | 5,150 | 2,496 | 567 | 2,604 | 1,151 | 535 | 1,634 | 16,275 |
| 予備力 (C)=(B)-(A)[万kW] | 79 | 100 | 310 | 140 | 38 | 108 | 84 | 38 | 119 | 1,016 |
| 予備率 (C)/(A)[%] | 14.5 | 7.1 | 6.4 | 6.0 | 7.3 | 4.3 | 7.8 | 7.5 | 7.8 | 6.7 |

- ✓ 九州電力については川内原発原子力発電所1号機に加え、営業運転開始済みの2号機（89万kW）を供給力に計上した評価結果を引用

➤ 今回検証した電力需給見通し（厳寒H1） 算定値

| | 北海道エリア | 東北エリア | 東京エリア | 中部エリア | 北陸エリア | 関西エリア | 中国エリア | 四国エリア | 九州エリア | 9エリア計 |
|-------------------------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|
| 最大需要電力 (A)[万kW] 送電端 | 532 | 1,403 | 5,251 | 2,356 | 501 | 2,616 | 1,063 | 491 | 1,515 | 15,728 |
| 供給力 (B)[万kW] 送電端 | 612 | 1,531 | 5,564 | 2,523 | 541 | 2,734 | 1,158 | 532 | 1,638 | 16,832 |
| 予備力 (C)=(B)-(A)[万kW] | 80 | 128 | 313 | 167 | 40 | 118 | 95 | 41 | 123 | 1,104 |
| 予備率 (C)/(A)[%] | 15.0 | 9.1 | 6.0 | 7.1 | 8.0 | 4.5 | 8.9 | 8.4 | 8.1 | 7.0 |

【表 4. 電力需給検証小委員会の結果との比較（2月）】

本報告書では、電力需給検証小委員会報告書の検証結果を、参考として併記する。

➤ 経済産業省「電力需給検証小委員会報告書」より引用^{※12}（厳寒 H1）

| | 北海道電力 | 東北電力 | 東京電力 | 中部電力 | 北陸電力 | 関西電力 | 中国電力 | 四国電力 | 九州電力 | 9社計 |
|-------------------------|-------|-------|-------|-------|------|-------|-------|------|-------|--------|
| 最大需要電力 (A)[万kW] 発電端 | 543 | 1,408 | 4,840 | 2,356 | 529 | 2,496 | 1,067 | 497 | 1,515 | 15,251 |
| 供給力 (B)[万kW] 発電端 | 619 | 1,493 | 5,160 | 2,499 | 557 | 2,579 | 1,170 | 528 | 1,648 | 16,254 |
| 予備力 (C)=(B)-(A)[万kW] | 76 | 85 | 320 | 143 | 28 | 83 | 103 | 31 | 133 | 1,003 |
| 予備率 (C)/(A)[%] | 14.0 | 6.1 | 6.6 | 6.1 | 5.3 | 3.3 | 9.6 | 6.2 | 8.8 | 6.6 |

- ✓ 九州電力については川内原発原子力発電所 1号機に加え、営業運転開始済みの 2号機（89万 kW）を供給力に計上した評価結果を引用

➤ 今回検証した電力需給見通し（厳寒 H1） 算定値

| | 北海道エリア | 東北エリア | 東京エリア | 中部エリア | 北陸エリア | 関西エリア | 中国エリア | 四国エリア | 九州エリア | 9エリア計 |
|-------------------------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|
| 最大需要電力 (A)[万kW] 送電端 | 532 | 1,391 | 5,251 | 2,356 | 501 | 2,615 | 1,063 | 491 | 1,511 | 15,711 |
| 供給力 (B)[万kW] 送電端 | 609 | 1,509 | 5,586 | 2,526 | 531 | 2,712 | 1,178 | 526 | 1,643 | 16,820 |
| 予備力 (C)=(B)-(A)[万kW] | 77 | 118 | 335 | 170 | 30 | 97 | 115 | 35 | 132 | 1,109 |
| 予備率 (C)/(A)[%] | 14.5 | 8.5 | 6.4 | 7.2 | 6.0 | 3.7 | 10.8 | 7.1 | 8.7 | 7.1 |

※12 出典:「電力需給検証小委員会報告書」(経済産業省)平成 27 年 10 月 26 日

http://WWW.meti.go.jp/committee/sougouenergy/kihonseisaku/denryoku_jukyu/report_005.html

3. まとめ

当機関の平成 27 年度冬季の電力需給見通しを以下の通りまとめる。

平成 23 年度並^{※13}の厳寒時における需給状況を想定した結果、全てのエリアで電力需給検証小委員会が基準とする安定供給に最低限必要な予備率 3%以上を確保できる見通しである。(冬季 12 月、1 月、2 月各月の予備率は沖縄を除く 9 エリア全体 7.0%以上、50Hz 地域 7.3%以上、60Hz 地域 6.8%以上)

また、各エリアの最大電源ユニットが脱落した場合でも、地域間連系線の空容量およびマージンを通じた他エリアからの電力融通を考慮すると、全てのエリアにおいて予備率 3%以上を確保できる見通しである。

この上で当機関としては、大規模電源の脱落時や想定外の厳寒・荒天時には電力需給が悪化する可能性があることに留意し、需給状況の監視業務を引き続き徹底するとともに、需給状況が悪化しまたは悪化するおそれがある場合において、業務規程に基づく広域的な融通指示・要請等を通じ、電力の最大限効率的な需給調整に努める。

以上

※13 北海道エリアについては平成 22 年度並み、東北及び東京エリアは平成 25 年度並み。

➤ 別添資料

- ・「別表 5. 電力需給の見通し (参考値：平温 H3)」

【別表 5. エリア別の電力需給の見通し】（参考値：平温 H3）

➤ 平成 27 年 12 月

| | 北海道 エリア | 東北 エリア | 東京 エリア | 50Hz計 | 中部 エリア | 北陸 エリア | 関西 エリア | 中国 エリア | 四国 エリア | 九州 エリア | 60Hz計 | 9エリア計 | 沖縄 エリア | 10エリア計 |
|--------------------------|------------|-----------|-----------|-------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-------|--------|-----------|--------|
| 最大需要電力 (A) [万kW] | 526 | 1,308 | 4,530 | 6,364 | 2,190 | 454 | 2,344 | 943 | 468 | 1,353 | 7,752 | 14,116 | 92 | 14,208 |
| 供給力 (B) [万kW] | 621 | 1,458 | 5,574 | 7,653 | 2,439 | 524 | 2,731 | 1,094 | 513 | 1,547 | 8,848 | 16,501 | 147 | 16,648 |
| 予備力 (C)=(B)-(A) [万kW] | 95 | 150 | 1,044 | 1,289 | 249 | 70 | 387 | 151 | 45 | 194 | 1,096 | 2,385 | 55 | 2,440 |
| 予備率 (C)/(A) [%] | 18.0 | 11.5 | 23.0 | 20.3 | 11.4 | 15.4 | 16.5 | 16.0 | 9.6 | 14.3 | 14.1 | 16.9 | 59.8 | 17.2 |

➤ 平成 28 年 1 月

| | 北海道 エリア | 東北 エリア | 東京 エリア | 50Hz計 | 中部 エリア | 北陸 エリア | 関西 エリア | 中国 エリア | 四国 エリア | 九州 エリア | 60Hz計 | 9エリア計 | 沖縄 エリア | 10エリア計 |
|--------------------------|------------|-----------|-----------|-------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-------|--------|-----------|--------|
| 最大需要電力 (A) [万kW] | 516 | 1,356 | 4,857 | 6,729 | 2,257 | 481 | 2,489 | 1,020 | 468 | 1,435 | 8,150 | 14,879 | 94 | 14,973 |
| 供給力 (B) [万kW] | 612 | 1,518 | 5,554 | 7,684 | 2,509 | 535 | 2,827 | 1,159 | 532 | 1,623 | 9,185 | 16,869 | 149 | 17,018 |
| 予備力 (C)=(B)-(A) [万kW] | 96 | 162 | 697 | 955 | 252 | 54 | 338 | 139 | 64 | 188 | 1,035 | 1,990 | 55 | 2,045 |
| 予備率 (C)/(A) [%] | 18.7 | 11.9 | 14.4 | 14.2 | 11.2 | 11.2 | 13.6 | 13.6 | 13.7 | 13.1 | 12.7 | 13.4 | 58.5 | 13.7 |

➤ 平成 28 年 2 月

| | 北海道 エリア | 東北 エリア | 東京 エリア | 50Hz計 | 中部 エリア | 北陸 エリア | 関西 エリア | 中国 エリア | 四国 エリア | 九州 エリア | 60Hz計 | 9エリア計 | 沖縄 エリア | 10エリア計 |
|--------------------------|------------|-----------|-----------|-------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-------|--------|-----------|--------|
| 最大需要電力 (A) [万kW] | 516 | 1,345 | 4,857 | 6,718 | 2,257 | 481 | 2,488 | 1,020 | 468 | 1,431 | 8,145 | 14,863 | 92 | 14,955 |
| 供給力 (B) [万kW] | 609 | 1,497 | 5,576 | 7,682 | 2,511 | 525 | 2,815 | 1,177 | 526 | 1,627 | 9,181 | 16,863 | 141 | 17,004 |
| 予備力 (C)=(B)-(A) [万kW] | 93 | 152 | 719 | 964 | 254 | 44 | 327 | 157 | 58 | 196 | 1,036 | 2,000 | 49 | 2,049 |
| 予備率 (C)/(A) [%] | 18.1 | 11.3 | 14.8 | 14.4 | 11.3 | 9.1 | 13.1 | 15.4 | 12.4 | 13.7 | 12.7 | 13.5 | 53.3 | 13.7 |

電力広域の運営推進機関

<http://www.occto.or.jp>