平成28年度供給計画の取りまとめについて

平成28年度第2回評議員会資料

平成28年6月24日

電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators,JAPAN
OCCTO

目　次

1. 供給計画について

2. 平成27年度供給計画の取りまとめ状況と対応について

3. 平成28年度供給計画の状況

4. 平成28年度供給計画の取りまとめについて

5. 供給計画取りまとめでの気づき事項

6. 供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題

1. 供給計画について

- 供給計画とは、電気事業法第29条に基づき、電気事業者が作成する今後10年間の電気の供給並びに電気工作物の設置及び運用についての計画であり、毎年、当該年度の開始前に、電力広域的運営推進機関（以下、「広域機関」という。）を経由して国に届け出ることとなっている。

- 広域機関は、電気事業者から供給計画の提出を受けたときは、短期・中長期の電力需給の実績及び見通し、電源や送電線の開発計画等を取りまとめるとともに、その内容について意見があるときは当該意見を付して国に提出する。

- なお、国は、供給計画が広域的運営による電気の安定供給の確保その他の電気事業の総合的かつ合理的な発達を図るため適切でないと認めるときは、電気事業者に対し、その供給計画を変更すべきことを勧告することができる。

2. 平成27年度供給計画の取りまとめ状況と対応について

- 震災以降、昨年度（平成27年度）の供給計画まで、一般電気事業者及び卸電気事業者は、原子力発電の再稼働状況が見通せず、発電計画が立てられないことから、原子力以外も含めて、その供給力を「未定」として提出していた。
- 広域機関が実施した平成27年度供給計画の取りまとめにおいて、供給力の見通しが「未定」であることから、「需給バランス評価を行うことができない」としたことに対し、平成27年6月23日に開催した評議員会で、需給バランスの評価等を行えない状況は望ましくないとのご意見を多数頂いた。
- その意見を受け、理事長見解として「当機関が独自に行う調査等により短期・長期の観点から需給状況の動向把握に努め、適正な供給力確保に向けて取り組む※」ことを公表すると共に、平成28年度供給計画では需給バランス評価ができるように関係各所との調整を行った。

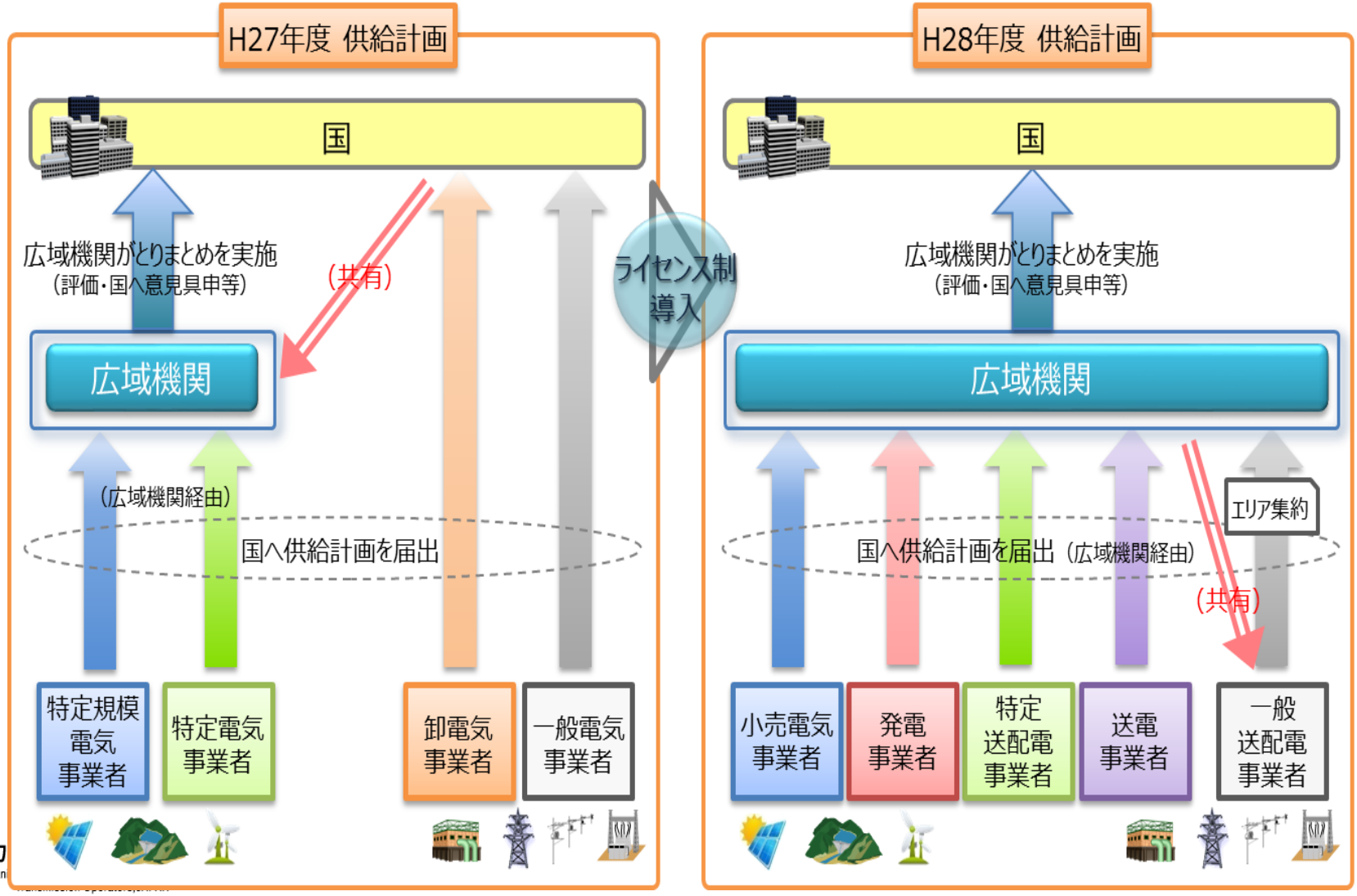
※当機関は、電気供給事業者等から供給力データを聴取し、昨年7月初めに全国及びエリアの夏季の需給見通しを、昨年12月初めに全国及びエリアの冬季の需給見通しを策定し公表した。

- 経済産業省を含め、関係各所と調整した結果、平成２８年度供給計画では、需給バランス評価が行えるように供給力が記載されることとなった。
- 具体的には、「平成２８年度供給計画届出書の記載要領（資源エネルギー庁；平成２８年３月）」にて、「事業者として稼働時期が見通せない原子力発電所・号機については「未定」※とし、その発電所・号機の供給力を「ゼロ」として算定する」こととし、他の電源についてはその前提で供給力を計上することとした。

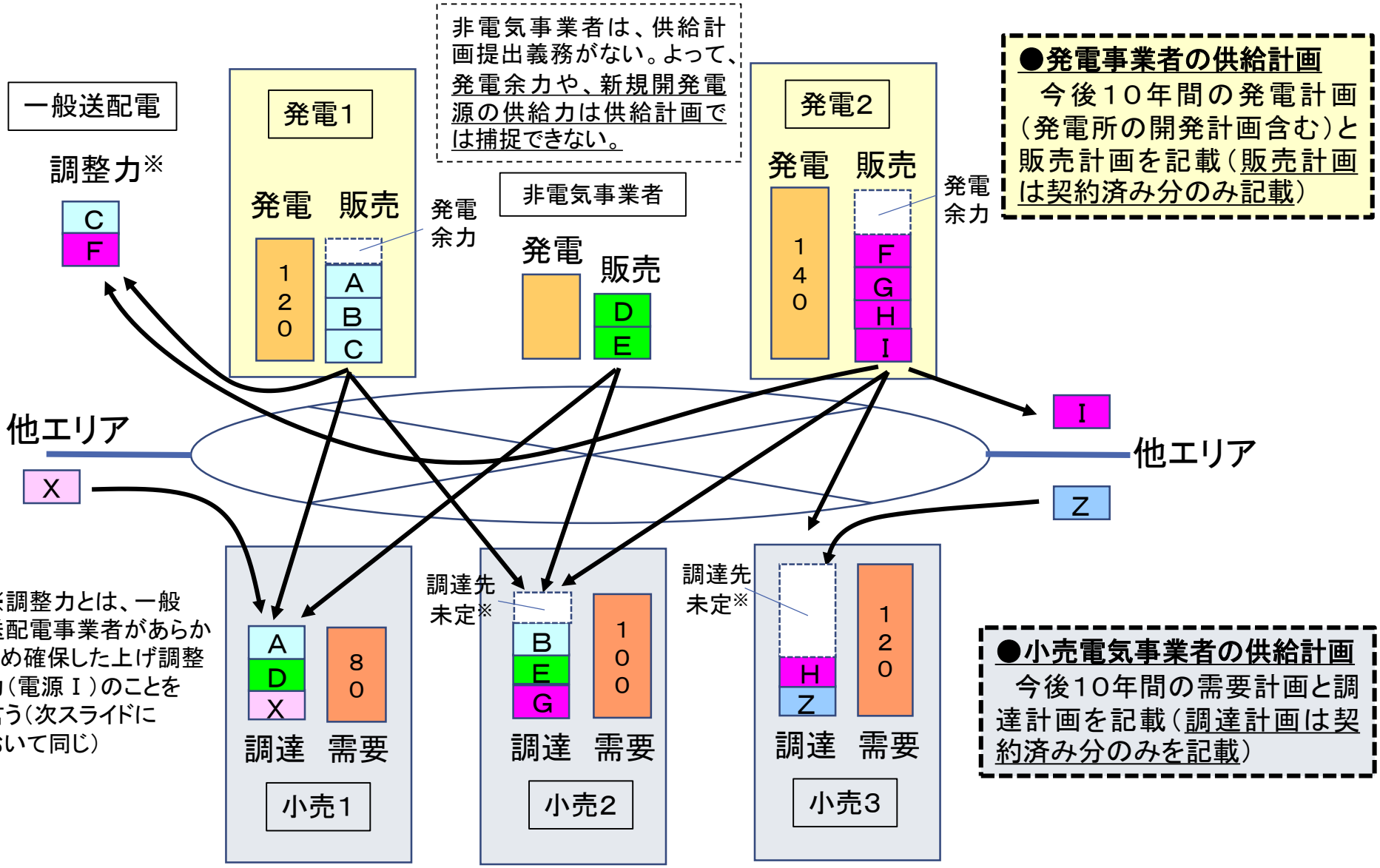
※原子力発電の供給力を「未定」と記載して０と算定するか、再稼働時期を設定して数値を計上するかは事業者が判断して記載する。

3. 平成28年度供給計画の状況　～ライセンス制の導入

- 平成28年度は、ライセンス制の導入に伴い、各電気事業者（小売・発電・送配電事業者）はライセンス毎に供給計画を提出する。広域機関は、これら届出られた供給計画を取りまとめ、意見がある場合は意見を付して国に送付する。



（参考）供給計画届出書での発電・小売電気事業者の需給状況の記載

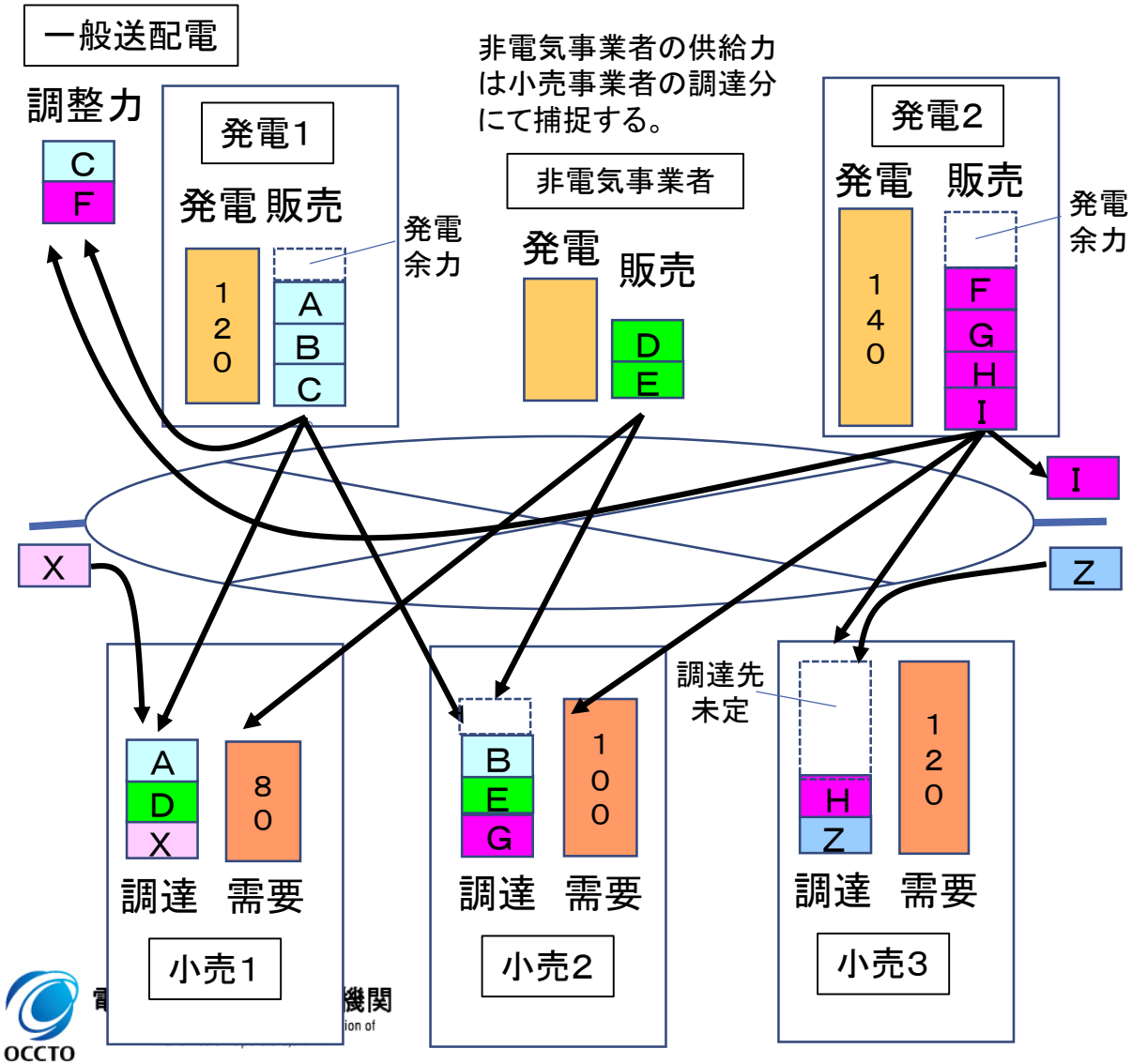


※「調達先未定」とは、小売電気事業者が市場調達等も含め、今後調達を予定しているもの（供給計画届出様式に記載されているもの）

(参考)一般送配電事業者の供給計画での需給状況の記載

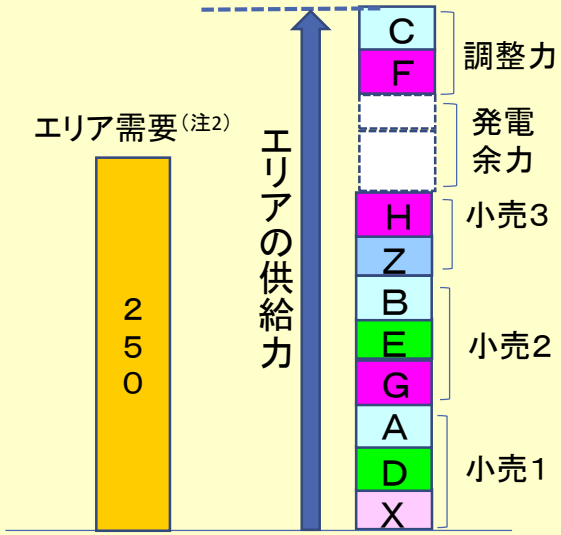
●一般送配電事業者の供給計画

エリア内の発電事業者の発電・販売計画、小売電気事業者の調達・需要計画をとりまとめて、今後10年間のエリアの需給状況を記載する。



一般送配電事業者による エリア内の供給力算出方法(注1)

エリア内の小売電気事業者が集めた供給力、発電事業者が保有している発電余力、一般送配電事業者が調達した供給力を加算してエリア内の供給力とする。



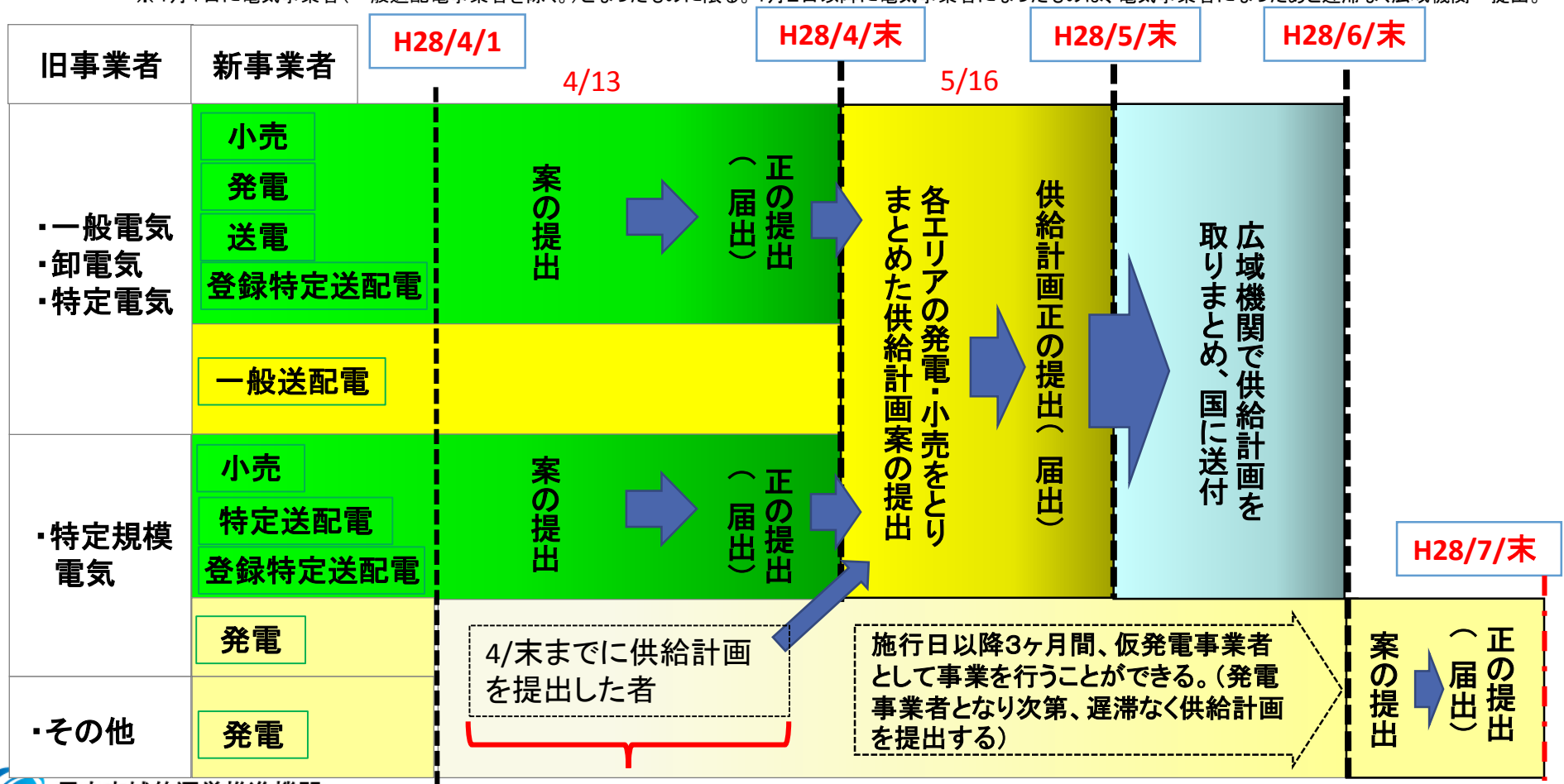
注1)供給力及び発電余力の算出方法は、「需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン(資源エネルギー庁、平成28年3月)」及び「平成28年度供給計画届出書の記載要領(資源エネルギー庁、平成28年3月)」に記載の方法による。

注2)一般送配電事業者が想定したエリア全体の需要想定

3. 平成28年度供給計画の状況　～提出スケジュール

- 供給計画は、通常、年度の開始前までに取りまとめ、国に送付することが必要。ただし、平成28年度については、ライセンス制導入初年度のため、次のとおり経過措置が設けられている。
  - 電気事業者※から広域機関への供給計画提出期限：4月末
  - 一般送配電事業者から広域機関への供給計画提出期限：5月末
  - 広域機関から国への供給計画取りまとめ送付期限：6月末

※4月1日に電気事業者（一般送配電事業者を除く。）となったものに限る。4月2日以降に電気事業者になったものは、電気事業者になったあと遅滞なく広域機関へ提出。



4月末までに供給計画（正）の届出をした発電事業者は、一般送配電事業者の供給計画に反映し、広域機関の供給計画取りまとめに含める

4. 平成28年度供給計画の取りまとめについて　～全般を通して①

■ 以下の供給力は、今回の取りまとめには含まれていないことに留意が必要。

➢ **電気事業法の経過措置により、供給計画を未提出の発電事業者の供給力**

- 現に発電事業となる事業※1を営んでいる者であり、４月２８日までに供給計画の届出がない発電事業者の保有する供給力。
- ただし、需給バランス評価に当たっては、４月２９日以降に供給計画が提出され、６月１０日までに、広域機関として、供給計画の内容の確認ができた事業者の供給力（以下、「追加発電余力」という）は加えて評価している。

➢ **供給計画を届け出ている者が保有等する発電設備のうち、以下のもの**

- 原子力発電のうち、稼働時期が見通せないとして供給力「未定※2」としたもの。現在、再稼働しているものを除き、供給力「未定」となっている。
- 開発計画を有しているものの、発電事業者が意思決定の状況などから、現時点では供給計画には記載しないと判断した発電設備の供給力。

➢ **供給計画を届け出る義務がない者が保有する供給力**

- 小売電気事業等の用に供する電力の合計が１万kW以下の者が保有する発電設備の供給力※3
- 将来、発電事業を営もうとする者が開発を予定している発電設備の供給力

※1　電事業法改正の端境期のため、平成27年度以前から発電事業となる事業を営んでいる者は、６月末日まで発電事業者としての届出をしなくても、仮発電事業者として事業を行うことができる。

※2　平成28年度供給計画記載要領（資源エネルギー庁）において、「事業者として稼働時期が見通せない原子力発電所・号機については、「未定」とし、その発電所・号機の供給力を「ゼロ」として算定する」とされている。

※3　発電事業者の要件に該当しない太陽光・風力発電設備については、各小売電気事業者の導入想定をもとに供給力が計上されている。

4. 平成28年度供給計画の概要　～全般を通して②

●平成28年度供給計画取りまとめ対象事業者数

事業者ライセンス	4月1日～4月28日に提出した事業者数	5月末に提出した一般送配電事業者数	4月29日～6月10日の間に確認した事業者数
小売電気事業者	276	－	－
発電事業者	21	－	69
登録特定送配電事業者	16	－	－
送電事業者	1	－	－
一般送配電事業者	－	10	－
合　　計	314	10	69

今回取りまとめた供給力（324者）

追加発電余力69者

4. 平成28年度供給計画の取りまとめについて　～取りまとめ項目

■ 供給計画で取りまとめる項目は、電気事業法施行規則の「供給計画の取りまとめ送付書」に記載されており、これに従い供給計画の取りまとめを実施した。

電気事業法施行規則 （供給計画の取りまとめ送付書）	概要
１．電力需要想定	―
（１）前年度の推定実績及び当該年度の見通し（短期）	全国大及び各エリアの前年度及び第一年度の電力需要の実績及び見通し
（２）当該年度以降10年間の見通し（長期）	全国大及び各エリアの第二年度～第十年度の電力需要の見通し
２．需給バランス	―
（１）前年度の推定実績及び当該年度の見通し（短期）	全国大及び各エリアの前年度及び第一年度の電力需給バランスを評価
（２）当該年度以降10年間の見通し（長期）	全国大及び各エリアの第二年度～第十年度の電力需給バランスを評価
３．電源構成の変化に関する分析	電源開発（廃止）計画等から全国大の電源構成の変化等を分析
４．送配電設備の増強計画	各エリア及び地域間連系線の増強計画のとりまとめ
５．広域的運営の状況	エリア間の取引計画の状況をとりまとめ
６．電気事業者の特性分析	ライセンス毎の電気事業者の特性を分析
７．その他	とりまとめでの気づき事項・課題など

1. 電力需要想定
   （1）前年度の推定実績及び当該年度の見通し（短期）
   （2）当該年度以降10年間の見通し（長期）
2. 需給バランス
   （1）前年度の推定実績及び当該年度の見通し（短期）
   （2）当該年度以降10年間の見通し（長期）
3. 電源構成の変化に関する分析
4. 送配電設備の増強計画
5. 広域的運営の状況
6. 電気事業者の特性分析
7. その他

4－1. 電力需要想定

■ 今後10年間の人口や経済指標（GDP、IIP等）の見通しを用いて、最大需要電力（8月・送電端・最大3日平均電力）および年間需要電力量（送電端）を想定した。最大需要電力及び年間需要電力量の全国合計値は、今後10年間において＋0．5%／年の増加の見通し。

●需要想定の元とした全国の経済見通し

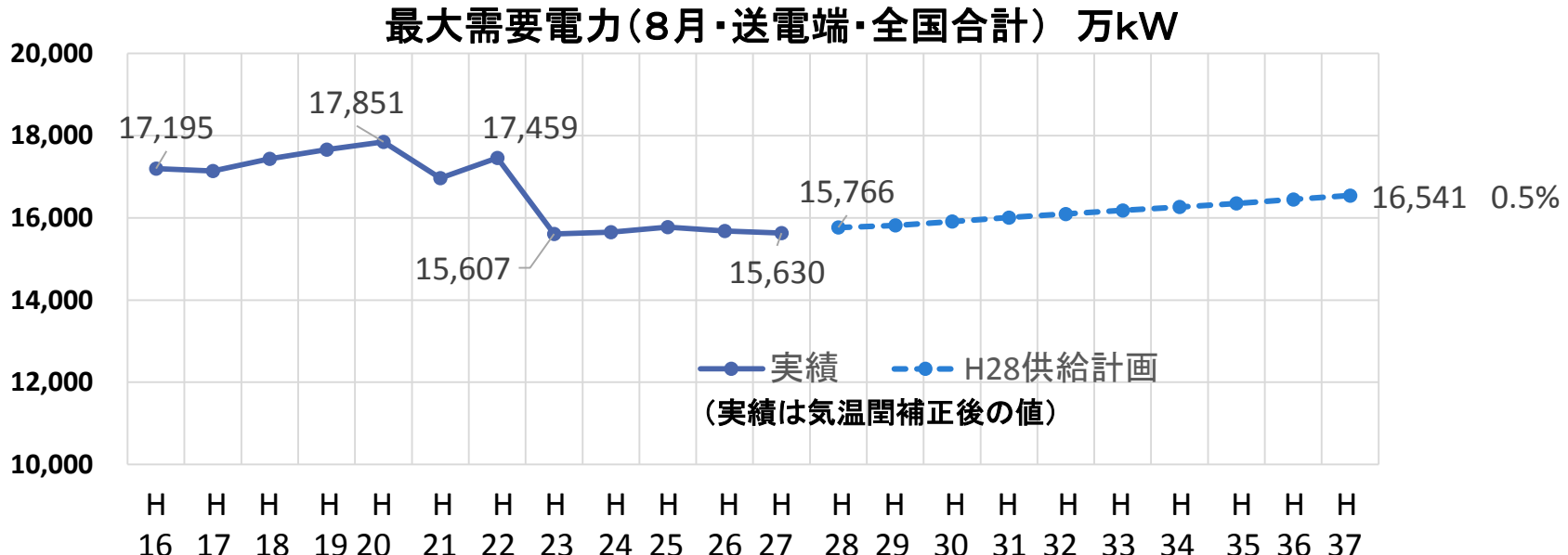
	平成28年度	平成37年度
国内総生産（GDP）	538.0兆円	583.8兆円 [+ 1.0%]
鉱工業生産指数（IIP）	101.8	114.6 [+ 1.4%]

〔 〕内は平成28年度見通しに対する年平均増加率

●需要想定（全国合計、送電端）

	平成27年度実績※	平成28年度見通し	平成37年度見通し
最大需要電力	15,630万kW	15,766万kW	16,541万kW [+0.5%]
年間需要電力量	8,857億kWh	8,997億kWh	9,446億kWh [+0.5%]
年負荷率	64.7%	65.1%	65.2%

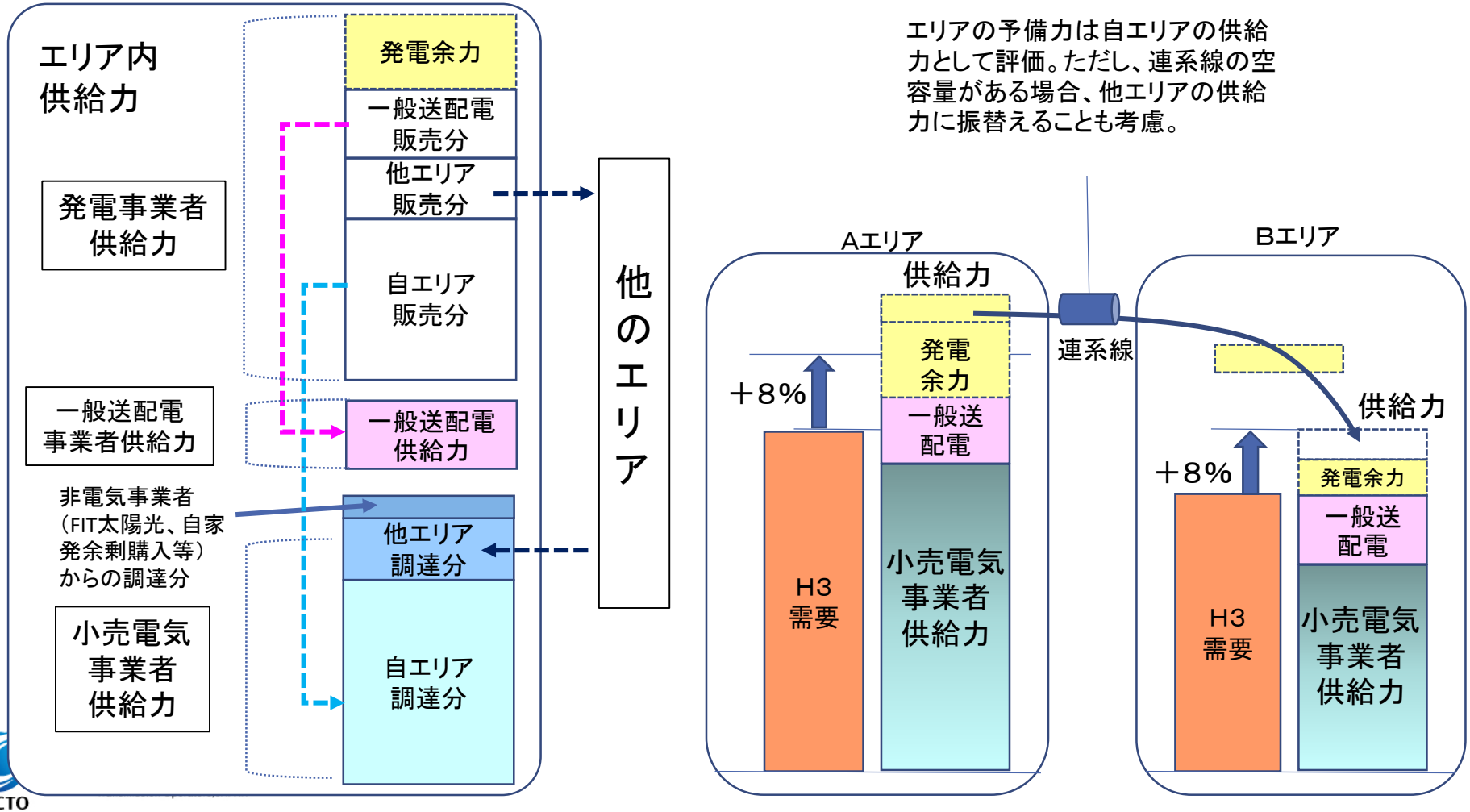
※平成27年度実績欄は気温閏補正後の値。年間需要電力量及び年負荷率は推定実績を示す。
〔 〕内は平成28年度見通しに対する年平均増加率



1. 電力需要想定
   （1）前年度の推定実績及び当該年度の見通し（短期）
   （2）当該年度以降10年間の見通し（長期）
2. 需給バランス
   （1）前年度の推定実績及び当該年度の見通し（短期）
   （2）当該年度以降10年間の見通し（長期）
3. 電源構成の変化に関する分析
4. 送配電設備の増強計画
5. 広域的運営の状況
6. 電気事業者の特性分析
7. その他

4-2-1 需給バランス評価の方法(1)

- ◆ エリア内の供給力は、①小売電気事業者の供給力、②一般送配電事業者の供給力(調整力＋離島供給力)、及び③発電事業者の発電余力を合計したものとする。
- ◆ 需給バランス評価の基準は、エリア毎に「**エリアの最大3日平均電力(以下、H3需要)に対して供給力の予備率が8%以上あること**」とする。ただし、沖縄エリアにおいては、小規模単独系統であることから、最大電源ユニット脱落時に供給力がH3需要を上回ることを基準とする(「第2回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」より)。また、予備力が8%に満たない場合は、連系線に空容量があれば、エリア間の供給力を相互に振り替えた評価も考慮する。



4-2-1 需給バランス評価の方法(2) ～評価の検討ステップ

◆ 短期及び長期の需給バランス評価の検討ステップは以下のとおり。予備率が評価基準を満たすかどうかを確認し、長期の評価においては、一部予備率が基準に満たない箇所があったため、2つの参考検討を加えた。

短期(H28年度)評価の検討ステップ

全国(沖縄以外)

- **4-2-3**:供給計画取りまとめ対象事業者事業者(324者)の需給バランスを評価
- 追加発電余力を加えた場合の需給バランスを評価 ⇒発電余力なし
- **4-2-4**:地域間連系線を活用し、他エリア供給力を振替えた場合の需給バランスを評価

沖縄

- **4-2-5**:沖縄エリアの需給バランスを評価

- **4-2-6**:まとめ

長期(H28～H37年度)評価の検討ステップ

全国(沖縄以外)

- **4-2-8**:供給計画取りまとめ対象事業者事業者(324者)の需給バランスを評価
- **4-2-10**:追加発電余力(**4-2-9**)を加えた場合の需給バランスを評価
- **4-2-11**:地域間連系線を活用し、他エリア供給力を振替えた場合の需給バランスを評価
- **(参考1)**:新たに使用開始予定の地域間連系線を活用し、他エリア供給力を振替えた場合の需給バランスを評価
- **(参考2)**:供給計画に記載されていない電源開発計画を加えた場合の需給バランスを評価

沖縄

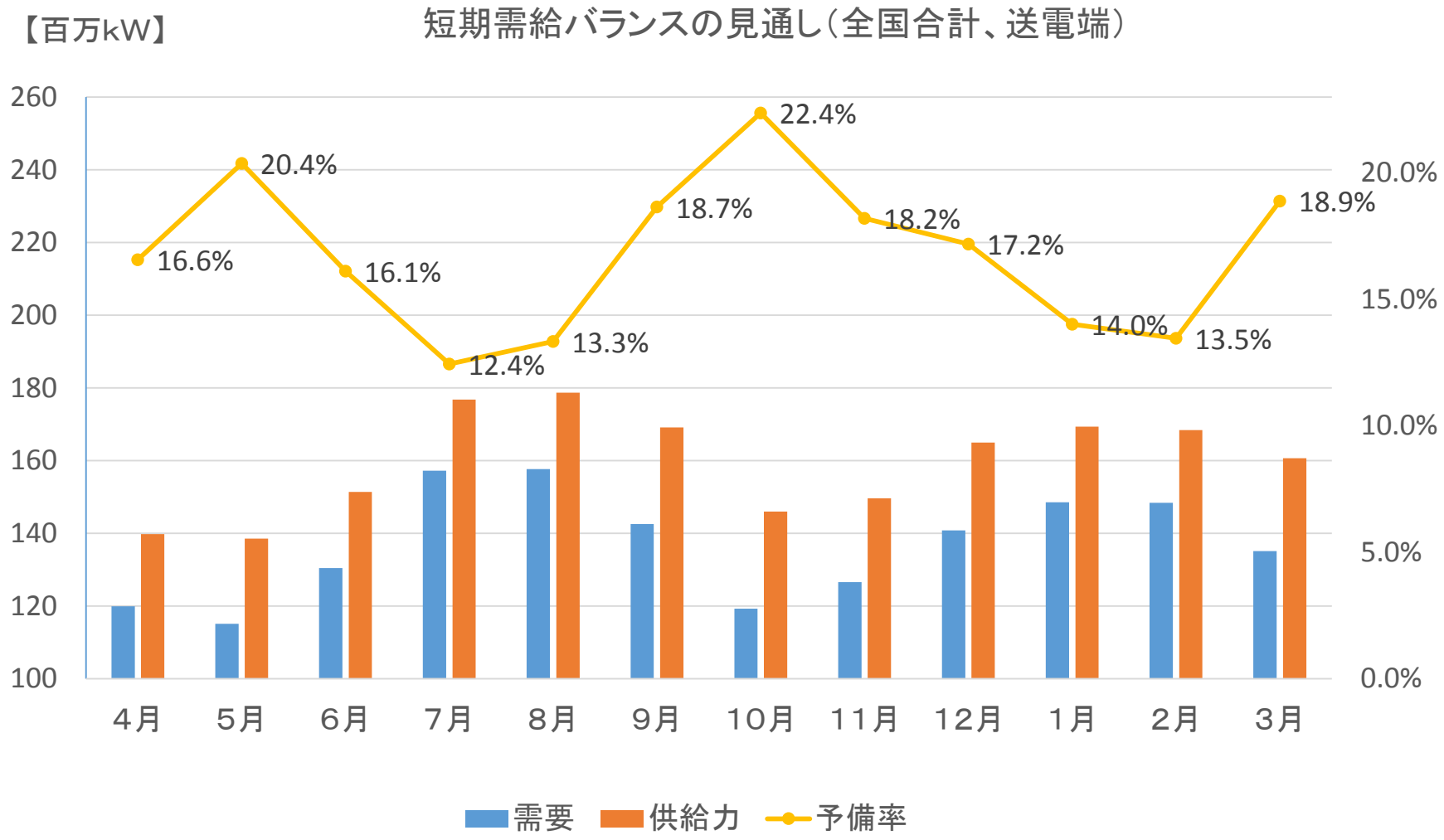
- **4-2-12**:沖縄エリアの需給バランスを評価

- **4-2-13**:まとめ

4-2-2. 需給バランス評価（短期：今年度の月別バランス）

- 平成28年度の月毎の需要※と供給力（全国合計）の見通しを参考に下図に示す。全国大では、最も予備率が低い7月で12．4%であり、通年において8%以上となっている。

※各エリアのH3需要の全国合計



4-2-3. 需給バランス評価（短期：今年度の月別バランス）

- 平成28年度における各エリアの月毎の予備率は下表のとおり。ほとんどのエリアで予備率8%以上を確保できているが、東北・東京・中部エリアでは、一部の月において予備率8%を下回っている。

赤セル：予備率が8%未満のエリア・月

平成28年度　各エリアの月毎の予備率（%）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	12.8%	10.3%	11.0%	17.4%	21.4%	22.1%	19.6%	12.6%	17.1%	17.2%	16.6%	26.9%
東北	7.9%	15.4%	9.2%	12.0%	14.2%	17.3%	13.7%	10.8%	9.7%	10.6%	10.3%	13.4%
東京	15.0%	21.3%	20.1%	7.7%	9.8%	19.7%	23.6%	16.7%	20.9%	15.1%	12.5%	16.9%
東3社計	13.4%	19.3%	17.4%	9.1%	11.3%	19.4%	21.2%	15.1%	18.3%	14.4%	12.4%	16.9%
中部	14.9%	14.5%	10.1%	10.3%	12.3%	13.5%	15.0%	11.3%	7.2%	7.7%	9.7%	11.1%
北陸	14.3%	28.7%	13.3%	16.0%	16.8%	16.5%	24.4%	15.2%	15.6%	17.5%	15.2%	14.2%
関西	9.0%	15.0%	9.9%	11.9%	12.2%	15.6%	24.0%	19.5%	20.3%	15.0%	14.3%	25.2%
中国	32.5%	32.4%	25.9%	20.0%	19.3%	29.5%	36.2%	37.9%	27.6%	22.3%	22.1%	31.1%
四国	14.8%	18.2%	14.8%	14.5%	13.1%	22.4%	29.0%	24.7%	9.6%	9.0%	8.3%	14.0%
九州	35.7%	30.0%	23.4%	22.0%	17.4%	18.8%	23.3%	23.4%	15.2%	11.9%	13.7%	20.8%
中西社計	18.5%	20.5%	14.6%	14.6%	14.3%	17.6%	22.9%	20.1%	15.6%	13.1%	13.6%	19.8%
9社合計	16.2%	19.9%	15.8%	12.1%	13.0%	18.4%	22.1%	17.8%	16.8%	13.7%	13.0%	18.5%
沖縄	60.8%	62.3%	47.2%	44.4%	50.5%	44.8%	44.4%	63.6%	65.7%	61.0%	73.3%	75.7%
10社合計	16.6%	20.4%	16.1%	12.4%	13.3%	18.7%	22.4%	18.2%	17.2%	14.0%	13.5%	18.9%

4-2-4. 需給バランス評価（短期：今年度の月別バランス）～連系線活用後

■ 地域間連系線を活用して、他エリアから予備率8%を下回らない範囲で、供給力を振替えると、いずれの月も予備率8%以上を確保できる見通しとなった。

平成28年度　各エリアの月毎の連系線活用後の予備率（%）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	12.8%	10.3%	11.0%	17.4%	21.4%	22.1%	19.6%	12.6%	17.1%	17.2%	16.6%	26.9%
東北	7.9%	15.4%	9.2%	12.0%	14.2%	17.3%	13.7%	10.8%	9.7%	10.6%	10.3%	13.4%
東京	15.0%	21.3%	20.1%	7.7%	9.8%	19.7%	23.6%	16.7%	20.9%	15.1%	12.5%	16.9%
東3社計	13.4%	19.3%	17.4%	9.1%	11.3%	19.4%	21.2%	15.1%	18.3%	14.4%	12.4%	16.9%
中部	14.9%	14.5%	10.1%	10.3%	12.3%	13.5%	15.0%	11.3%	7.2%	7.7%	9.7%	11.1%
北陸	14.3%	28.7%	13.3%	16.0%	16.8%	16.5%	24.4%	15.2%	15.6%	17.5%	15.2%	14.2%
関西	9.0%	15.0%	9.9%	11.9%	12.2%	15.6%	24.0%	19.5%	20.3%	15.0%	14.3%	25.2%
中国	32.5%	32.4%	25.9%	20.0%	19.3%	29.5%	36.2%	37.9%	27.6%	22.3%	22.1%	31.1%
四国	14.8%	18.2%	14.8%	14.5%	13.1%	22.4%	29.0%	24.7%	9.6%	9.0%	8.3%	14.0%
九州	35.7%	30.0%	23.4%	22.0%	17.4%	18.8%	23.3%	23.4%	15.2%	11.9%	13.7%	20.8%
中西社計	18.5%	20.5%	14.6%	14.6%	14.3%	17.6%	22.9%	20.1%	15.6%	13.1%	13.6%	19.8%
9社合計	16.2%	19.9%	15.8%	12.1%	13.0%	18.4%	22.1%	17.8%	16.8%	13.7%	13.0%	18.5%
沖縄	60.8%	62.3%	47.2%	44.4%	50.5%	44.8%	44.4%	63.6%	65.7%	61.0%	73.3%	75.7%
10社合計	16.6%	20.4%	16.1%	12.4%	13.3%	18.7%	22.4%	18.2%	17.2%	14.0%	13.5%	18.9%

連系線活用後の予備率

8.0%
14.9%

連系線活用：1.5万kW
（280万kW）

10.7%
8.0%

連系線活用：17.2万kW
（124万kW）

8.0%　8.0%
19.5%　14.7%

連系線活用：17.2万kW
（187万kW）

連系線活用：6.0万kW
（176万kW）

注）（）内の値は連系線の活用可能な量で平成28年2月19日時点での連系線空容量を基に算出した値

4-2-5. 需給バランス評価（短期：今年度の月別バランス）～沖縄エリア

■ 沖縄エリアについて、最大電源ユニット脱落時に、いずれの月も供給力がH3需要を上回る（予備率が0%以上である）見通しである。

※沖縄エリアは離島も含めた予備率を評価している。

平成28年度　沖縄エリアの月毎の予備率（％）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	12.8%	10.3%	11.0%	17.4%	21.4%	22.1%	19.6%	12.6%	17.1%	17.2%	16.6%	26.9%
東北	8.0%	15.4%	9.2%	10.7%	14.2%	17.3%	13.7%	10.8%	9.7%	10.6%	10.3%	13.4%
東京	14.9%	21.3%	20.1%	8.0%	9.8%	19.7%	23.6%	16.7%	20.9%	15.1%	12.5%	16.9%
東3社計	13.4%	19.3%	17.4%	9.1%	11.3%	19.4%	21.2%	15.1%	18.3%	14.4%	12.4%	16.9%
中部	14.9%	14.5%	10.1%	10.3%	12.3%	13.5%	15.0%	11.3%	8.0%	8.0%	9.7%	11.1%
北陸	14.3%	28.7%	13.3%	16.0%	16.8%	16.5%	24.4%	15.2%	15.6%	17.5%	15.2%	14.2%
関西	9.0%	15.0%	9.9%	11.9%	12.2%	15.6%	24.0%	19.5%	19.5%	14.7%	14.3%	25.2%
中国	32.5%	32.4%	25.9%	20.0%	19.3%	29.5%	36.2%	37.9%	27.6%	22.3%	22.1%	31.1%
四国	14.8%	18.2%	14.8%	14.5%	13.1%	22.4%	29.0%	24.7%	9.6%	9.0%	8.3%	14.0%
九州	35.7%	30.0%	23.4%	22.0%	17.4%	18.8%	23.3%	23.4%	15.2%	11.9%	13.7%	20.8%
中西社計	18.5%	20.5%	14.6%	14.6%	14.3%	17.6%	22.9%	20.1%	15.6%	13.1%	13.6%	19.8%
9社合計	16.2%	19.9%	15.8%	12.1%	13.0%	18.4%	22.1%	17.8%	16.8%	13.7%	13.0%	18.5%
沖縄	60.8%	62.3%	47.2%	44.4%	50.5%	44.8%	44.4%	63.6%	65.7%	61.0%	73.3%	75.7%
10社合計	16.6%	20.4%	16.1%	12.4%	13.3%	[illegible]%	22.4%	18.2%	17.2%	14.0%	13.5%	18.9%

最大電源ユニット（23．5万kW）
脱落時の予備率を算出

平成28年度各月の沖縄エリアの最大電源ユニット脱落後の予備率（％）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
沖縄	37.2%	42.0%	29.8%	28.0%	34.1%	27.7%	24.8%	40.6%	41.4%	37.2%	49.4%	50.9%

4-2-6. 需給バランス評価（短期：今年度の月別バランス）～まとめ

- 平成28年度は、以下のとおり、全国で必要な予備率が確保されている。
  - ✓すべてのエリアにおいて、他エリアから地域間連系線を通じて、供給力の融通を受ければ、いずれの月でも予備率8%以上を確保できる見通しである。
  - ✓沖縄エリアにおいて、最大電源ユニット脱落時に、いずれの月でも供給力がH3需要を上回る見通しである。

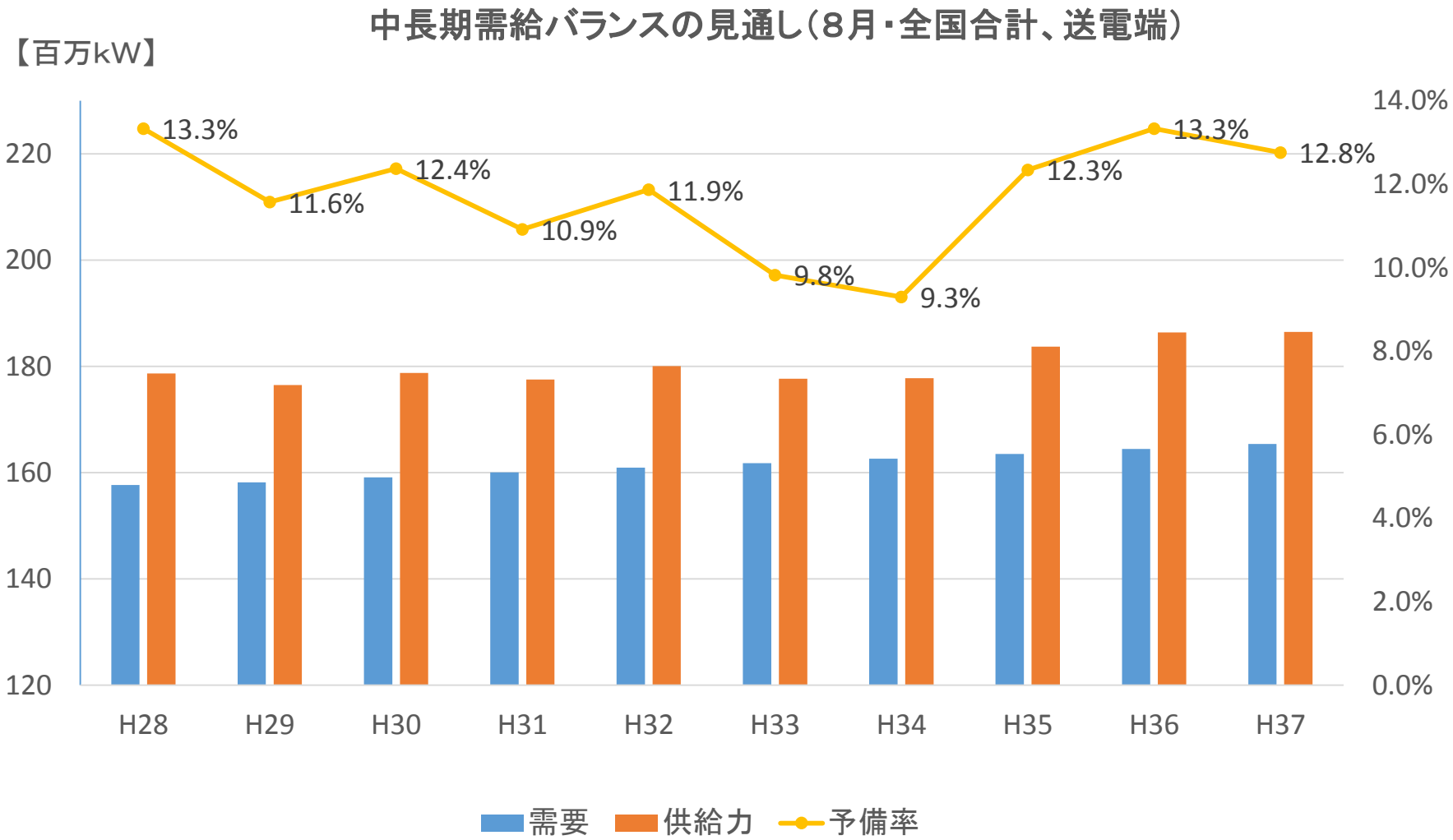
平成28年度　各エリアの月毎の予備率（％）　～地域間連系線活用後～

青：予備率が8%以上に改善したエリア・月　　緑：他エリアへ応援したエリア・月

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	12.8%	10.3%	11.0%	17.4%	21.4%	22.1%	19.6%	12.6%	17.1%	17.2%	16.6%	26.9%
東北	8.0%	15.4%	9.2%	10.7%	14.2%	17.3%	13.7%	10.8%	9.7%	10.6%	10.3%	13.4%
東京	14.9%	21.3%	20.1%	8.0%	9.8%	19.7%	23.6%	16.7%	20.9%	15.1%	12.5%	16.9%
東3社計	13.4%	19.3%	17.4%	9.1%	11.3%	19.4%	21.2%	15.1%	18.3%	14.4%	12.4%	16.9%
中部	14.9%	14.5%	10.1%	10.3%	12.3%	13.5%	15.0%	11.3%	8.0%	8.0%	9.7%	11.1%
北陸	14.3%	28.7%	13.3%	16.0%	16.8%	16.5%	24.4%	15.2%	15.6%	17.5%	15.2%	14.2%
関西	9.0%	15.0%	9.9%	11.9%	12.2%	15.6%	24.0%	19.5%	19.5%	14.7%	14.3%	25.2%
中国	32.5%	32.4%	25.9%	20.0%	19.3%	29.5%	36.2%	37.9%	27.6%	22.3%	22.1%	31.1%
四国	14.8%	18.2%	14.8%	14.5%	13.1%	22.4%	29.0%	24.7%	9.6%	9.0%	8.3%	14.0%
九州	35.7%	30.0%	23.4%	22.0%	17.4%	18.8%	23.3%	23.4%	15.2%	11.9%	13.7%	20.8%
中西社計	18.5%	20.5%	14.6%	14.6%	14.3%	17.6%	22.9%	20.1%	15.6%	13.1%	13.6%	19.8%
9社合計	16.2%	19.9%	15.8%	12.1%	13.0%	18.4%	22.1%	17.8%	16.8%	13.7%	13.0%	18.5%
沖縄	60.8%	62.3%	47.2%	44.4%	50.5%	44.8%	44.4%	63.6%	65.7%	61.0%	73.3%	75.7%
10社合計	16.6%	20.4%	16.1%	12.4%	13.3%	18.7%	22.4%	18.2%	17.2%	14.0%	13.5%	18.9%

4-2-7. 需給バランス評価（長期：平成28～37年度のバランス）

- 平成28年度から平成37年度までの需要と供給力（全国合計）の見通しを参考に下図に示す。全国大では、最も予備率が低い平成34年度でも9．3%と、いずれの年においても8%以上となっている。



4-2-8. 需給バランス評価（長期） ～エリア内事業者を集計した結果

- 平成28年度から平成37年度までの各エリアの年度毎の予備率を下表に示す。なお、H3需要の年間最大値が冬季に想定される北海道・東北エリアは冬季の予備率も示す。
- ほとんどのエリアで予備率8%以上を確保できているが、夏季の東京・中部・関西エリア、冬季の東北エリアについては、複数の年度で予備率8%未満となる見通しである。

平成28～37年度（夏季：8月）の予備率（%）

赤セル：予備率が8%未満のエリア・年度

	H28	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37
北海道	21.4%	19.8%	35.2%	47.5%	45.6%	43.0%	41.3%	40.5%	49.8%	48.3%
東北	14.1%	16.2%	14.8%	14.7%	16.2%	15.5%	15.3%	17.0%	16.9%	16.6%
東京	9.8%	9.8%	11.2%	8.0%	8.4%	4.4%	2.2%	8.3%	10.6%	9.6%
東日本3社計	11.3%	11.6%	13.4%	11.7%	12.1%	8.9%	7.1%	11.9%	14.2%	13.3%
中部	12.3%	8.3%	8.2%	7.9%	8.5%	9.3%	7.2%	7.0%	6.7%	6.5%
北陸	16.8%	13.0%	12.0%	12.7%	12.1%	11.5%	10.7%	10.1%	9.4%	8.7%
関西	12.1%	6.6%	9.6%	9.0%	7.1%	3.1%	7.7%	10.1%	10.3%	10.4%
中国	19.2%	20.4%	21.4%	12.6%	17.8%	17.4%	17.2%	22.9%	22.6%	22.1%
四国	13.1%	15.3%	14.4%	14.3%	14.8%	14.7%	12.1%	17.4%	17.5%	17.5%
九州	17.5%	14.1%	8.7%	8.6%	16.5%	16.0%	15.7%	15.3%	14.9%	14.5%
中西日本6社計	14.3%	11.0%	10.9%	9.6%	11.2%	10.0%	10.6%	12.2%	12.0%	11.8%
9社合計	13.0%	11.2%	12.0%	10.5%	11.6%	9.5%	9.0%	12.1%	13.0%	12.5%
沖縄	50.5%	47.1%	50.5%	53.8%	40.2%	43.9%	43.4%	43.3%	51.9%	41.3%
10社合計	13.3%	11.6%	12.4%	10.9%	11.9%	9.8%	9.3%	12.3%	13.3%	12.8%

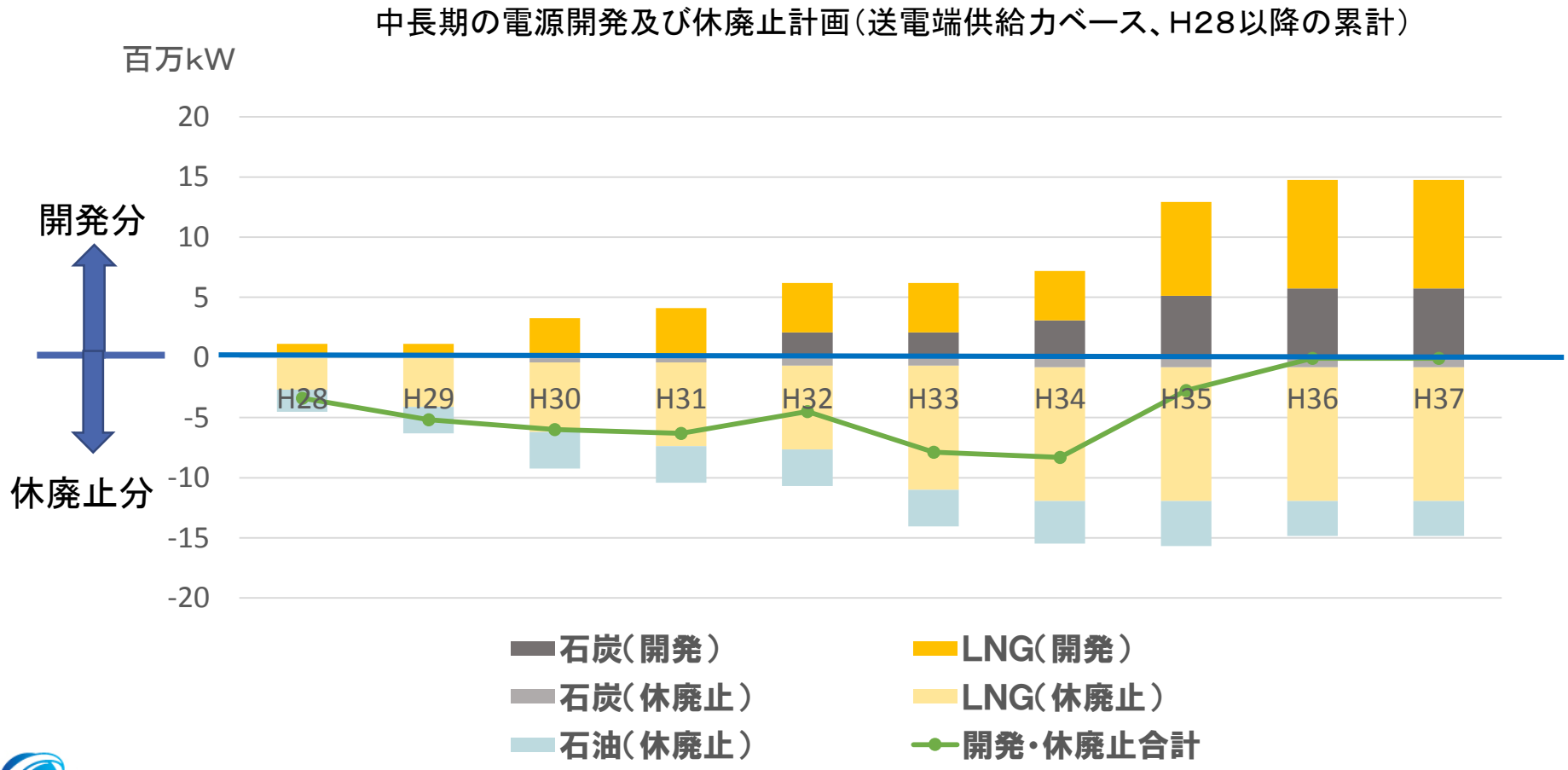
平成28～37年度（冬季：1月）の予備率（%）

（注）8.0%を下回っているが四捨五入の関係で8.0%と表記されているものも赤で記載

	H28	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37
北海道	17.1%	14.2%	11.9%	23.0%	21.5%	19.0%	17.8%	26.2%	24.8%	23.6%
東北	10.7%	9.5%	9.9%	9.0%	9.8%	8.5%	7.6%	9.0%	8.1%	7.2%

（参考）発電事業者の電源開発及び休廃止計画

- 全国における火力発電の今後10年間の電源開発及び休廃止計画を、燃料種別毎に集計した。
- 開発及び休廃止に伴う供給力は、開発に先行して行われる休廃止等に伴い、平成28年度から平成34年度まで減少傾向が続くが、平成35年以降、新規電源等の運転開始に伴い、増加に転じる。



4-2-9. 需給バランス評価（長期） ～追加発電余力について

- 4月29日から6月10日までに広域機関にて供給計画を確認した発電事業者（69者）の発電余力※（以下「追加発電余力」という）を下表に示す。
- 予備率が8%を下回っているエリアにおいて、追加発電余力があることが確認された。

※発電事業者が保有する供給力のうち、既に契約済みとして計上している供給力を除いた発電余力をいう。

平成28～37年度（8月）の追加発電余力

【万kW】

	H28	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37
北海道	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
東北	0	1	5	16	16	16	16	16	16	16
東京	0	1	43	43	44	35	35	35	35	35
東日本3社計	0	2	49	59	60	52	52	52	52	52
中部	0	0	0	23	42	41	41	42	41	41
北陸	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5
関西	31	82	82	76	70	70	70	70	70	70
中国	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
四国	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
九州	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
中西日本6社計	31	82	82	99	111	111	111	111	110	115
9社合計	31	83	131	158	172	163	162	163	162	167
沖縄	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10社合計	31	83	131	158	172	163	162	163	162	167

平成28～37年度（1月）の追加発電余力

【万kW】

	H28	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37
北海道	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
東北	0	1	5	15	15	15	15	15	15	15

4-2-10. 需給バランス評価（長期） ～追加発電余力を加算した結果

- 追加発電余力を加算した後の予備率を下表に示す。
- 東京エリアの平成33，34年度、関西エリアの平成33年度を除き、その他のエリア・年度で8%以上の予備率が確保される見通しとなった。

青セル：予備率が8%以上に改善したエリア・年度

赤セル：予備率が8%未満のエリア・年度

平成28～37年度（8月）の予備率（%） 追加発電余力加算後

	H28	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37
北海道	21.4%	19.8%	35.2%	47.5%	45.8%	43.3%	41.6%	40.8%	50.0%	48.5%
東北	14.1%	16.2%	15.2%	15.9%	17.3%	16.6%	16.5%	18.2%	18.0%	17.7%
東京	9.8%	9.8%	12.1%	8.8%	9.2%	5.1%	2.8%	9.0%	11.2%	10.3%
東日本3社計	11.3%	11.6%	14.1%	12.5%	13.0%	9.6%	7.8%	12.7%	14.9%	14.0%
中部	12.3%	8.3%	8.2%	8.8%	10.2%	11.0%	8.8%	8.6%	8.4%	8.1%
北陸	16.8%	13.0%	12.0%	12.7%	12.1%	11.5%	10.7%	10.1%	9.4%	9.6%
関西	13.3%	9.7%	12.7%	11.9%	9.6%	5.7%	10.3%	12.7%	12.8%	13.0%
中国	19.2%	20.4%	21.4%	12.6%	17.8%	17.4%	17.2%	22.9%	22.6%	22.1%
四国	13.1%	15.3%	14.4%	14.3%	14.8%	14.7%	12.1%	17.4%	17.5%	17.5%
九州	17.5%	14.1%	8.7%	8.6%	16.5%	16.0%	15.7%	15.3%	14.9%	14.5%
中西日本6社計	14.7%	11.9%	11.9%	10.7%	12.4%	11.3%	11.8%	13.4%	13.2%	13.1%
9社合計	13.2%	11.8%	12.9%	11.5%	12.7%	10.5%	10.0%	13.1%	14.0%	13.5%
沖縄	50.5%	47.1%	50.5%	53.8%	40.2%	43.9%	43.4%	43.3%	51.9%	41.3%
10社合計	13.5%	12.1%	13.2%	11.9%	12.9%	10.8%	10.3%	13.3%	14.3%	13.8%

平成28～37年度（1月）の予備率（%） 追加発電余力加算後

	H28	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37
北海道	17.1%	14.2%	11.9%	23.2%	21.8%	19.2%	18.0%	26.4%	25.1%	23.8%
東北	10.7%	9.6%	10.2%	10.1%	10.9%	9.6%	8.7%	10.0%	9.1%	8.2%

4-2-11. 需給バランス評価（長期） ～追加発電余力＋連系線活用を考慮

- 追加発電余力に加え、地域間連系線を活用して、他エリアから予備率8%を下回らない範囲で、供給力を振替えると、関西エリアは予備率8%以上を確保できる見通しとなったが、東京エリアは依然として平成33，34年度において予備率8%を下回る見通し。

平成28～37年度（8月）の予備率（%） 地域間連系線の活用を考慮

	H28	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37
北海道	21.4%	19.8%	35.2%	47.5%	45.8%	43.3%	41.6%	40.8%	50.0%	48.5%
東北	14.1%	16.2%	15.2%	15.9%	17.3%	16.6%	16.5%	18.2%	18.0%	17.7%
東京	9.8%	9.8%	12.1%	8.8%	9.2%	5.1%	2.8%	9.0%	11.2%	10.3%
東日本3社計	11.3%	11.6%	14.1%	12.5%	13.0%	9.6%	7.8%	12.7%	14.9%	14.0%
中部	12.3%	8.3%	8.2%	8.8%	10.2%	11.0%	8.8%	8.6%	8.4%	8.1%
北陸	16.8%	13.0%	12.0%	12.7%	12.1%	11.5%	10.7%	10.1%	9.4%	9.6%
関西	13.3%	9.7%	12.7%	11.9%	9.6%	5.7%	10.3%	12.7%	12.8%	13.0%
中国	19.2%	20.4%	21.4%	12.6%	17.8%	17.4%	17.2%	22.9%	22.6%	22.1%
四国	13.1%	15.3%	14.4%	14.3%	14.8%	14.7%	12.1%	17.4%	17.5%	17.5%
九州	17.5%	14.1%	8.7%	8.6%	16.5%	16.0%	15.7%	15.3%	14.9%	14.5%
中西日本6社計	14.7%	11.9%	11.9%	10.7%	12.4%	11.3%	11.8%	13.4%	13.2%	13.1%
9社合計	13.2%	11.8%	12.9%	11.5%	12.7%	10.5%	10.0%	13.1%	14.0%	13.5%
沖縄	50.5%	47.1%	50.5%	53.8%	40.2%	43.9%	43.4%	43.3%	51.9%	41.3%
10社合計	13.5%	12.1%	13.2%	11.9%	12.9%	10.8%	10.3%	13.3%	14.3%	13.8%

連系線活用：61．9万kW（85万kW）

8.0%
11.7%

連系線活用：10万kW（10万kW）

連系線活用：117.7万kW（122.4万kW）

41.0%	39.4%
8.0%	8.0%
7.4%	5.1%

連系線活用：10万kW（10万kW）

連系線活用：116.3万kW（122.4万kW）

予備率が＋2．3%

注）（）内の値は連系線の活用可能な量で平成28年2月19日時点での連系線空容量を基に算出した値

4-2-12. 需給バランス評価（長期） ～沖縄エリア

■ 沖縄エリアについて、最大電源ユニット脱落時に、いずれの年度も供給力がH3需要を上回る（予備率が0%以上である）見通しである。

平成28～37年度（夏季：8月）の沖縄エリアの予備率（%）

	H28	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37
北海道	21.4%	19.8%	35.2%	47.5%	45.6%	43.0%	41.3%	40.5%	49.8%	48.3%
東北	14.1%	16.2%	14.8%	14.7%	16.2%	15.5%	15.3%	17.0%	16.9%	16.6%
東京	9.8%	9.8%	11.2%	8.0%	8.4%	4.4%	2.2%	8.3%	10.6%	9.6%
東日本3社計	11.3%	11.6%	13.4%	11.7%	12.1%	8.9%	7.1%	11.9%	14.2%	13.3%
中部	12.3%	8.3%	8.2%	7.9%	8.5%	9.3%	7.2%	7.0%	6.7%	6.5%
北陸	16.8%	13.0%	12.0%	12.7%	12.1%	11.5%	10.7%	10.1%	9.4%	8.7%
関西	12.1%	6.6%	9.6%	9.0%	7.1%	3.1%	7.7%	10.1%	10.3%	10.4%
中国	19.2%	20.4%	21.4%	12.6%	17.8%	17.4%	17.2%	22.9%	22.6%	22.1%
四国	13.1%	15.3%	14.4%	14.3%	14.8%	14.7%	12.1%	17.4%	17.5%	17.5%
九州	17.5%	14.1%	8.7%	8.6%	16.5%	16.0%	15.7%	15.3%	14.9%	14.5%
中西日本6社計	14.3%	11.0%	10.9%	9.6%	11.2%	10.0%	10.6%	12.2%	12.0%	11.8%
9社合計	13.0%	11.2%	12.0%	10.5%	11.6%	9.5%	9.0%	12.1%	13.0%	12.5%
沖縄	50.5%	47.1%	50.5%	53.8%	40.2%	43.9%	43.4%	43.3%	51.9%	41.3%
10社合計	13.3%	11.6%	12.4%	10.9%	11.9%	9.8%	9.3%	12.3%	13.3%	12.8%

最大電源ユニット（23．5万kW）脱落時の予備率を算出

平成28年度～37年度の沖縄エリアの最大電源ユニット脱落後の予備率（%）

	H28	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37
沖縄	34.1%	30.8%	34.3%	37.7%	24.2%	27.9%	27.6%	27.5%	36.2%	25.6%

4-2-13. 需給バランス評価（長期） ～まとめ

- 平成28年度から平成37年度までにおける見通しは、以下のとおり。
  - ✓ 東京エリアの平成33，34年度を除き、全国で、他エリアから地域間連系線を通じて、融通を受ければ、いずれの年度でも予備率8%以上を確保できる見通しである。
  - ✓ 沖縄エリアにおいて、最大電源ユニット脱落時に、いずれの年度でも供給力がH3需要を上回る見通しである。

赤：予備率が8%未満のエリア・年度　青：予備率が8%以上に改善したエリア・年度　緑：他エリアへ応援したエリア・年度

平成28～37年度（8月）の予備率（%） 追加発電余力と地域間連系線の活用を考慮

	H28	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37
北海道	21.4%	19.8%	35.2%	47.5%	45.8%	41.0%	39.4%	40.8%	50.0%	48.5%
東北	14.1%	16.2%	15.2%	15.9%	17.3%	8.0%	8.0%	18.2%	18.0%	17.7%
東京	9.8%	9.8%	12.1%	8.8%	9.2%	7.4%	5.1%	9.0%	11.2%	10.3%
東日本3社計	11.3%	11.6%	14.1%	12.5%	13.0%	9.6%	7.8%	12.7%	14.9%	14.0%
中部	12.3%	8.3%	8.2%	8.8%	10.2%	11.0%	8.8%	8.6%	8.4%	8.1%
北陸	16.8%	13.0%	12.0%	12.7%	12.1%	11.5%	10.7%	10.1%	9.4%	9.6%
関西	13.3%	9.7%	12.7%	11.9%	9.6%	8.0%	10.3%	12.7%	12.8%	13.0%
中国	19.2%	20.4%	21.4%	12.6%	17.8%	11.7%	17.2%	22.9%	22.6%	22.1%
四国	13.1%	15.3%	14.4%	14.3%	14.8%	14.7%	12.1%	17.4%	17.5%	17.5%
九州	17.5%	14.1%	8.7%	8.6%	16.5%	16.0%	15.7%	15.3%	14.9%	14.5%
中西日本6社計	14.7%	11.9%	11.9%	10.7%	12.4%	11.3%	11.8%	13.4%	13.2%	13.1%
9社合計	13.2%	11.8%	12.9%	11.5%	12.7%	10.5%	10.0%	13.1%	14.0%	13.5%
沖縄	50.5%	47.1%	50.5%	53.8%	40.2%	43.9%	43.4%	43.3%	51.9%	41.3%
10社合計	13.5%	12.1%	13.2%	11.9%	12.9%	10.8%	10.3%	13.3%	14.3%	13.8%

（参考1） 建設中の連系線が活用できると仮定した場合

- 現在、平成31年3月に使用開始予定で北斗今別直流幹線 （北海道東北間連系設備；30万kW）、平成32年度に使用開始予定で飛騨信濃直流幹線（東京中部間連系設備；90万kW）が建設中である。当該連系線も活用した場合の予備率を参考までに以下に示す。東京エリアの予備率は、平成33年度8．0%、平成34年度6．9%となった。

平成28～37年度（8月）の予備率（％） 新規建設中の地域間連系線の活用を考慮

	H28	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37
北海道	21.4%	19.8%	35.2%	47.5%	45.8%	41.0%	39.4%	40.8%	50.0%	48.5%
東北	14.1%	16.2%	15.2%	15.9%	17.3%	8.0%	8.0%	18.2%	18.0%	17.7%
東京	9.8%	9.8%	12.1%	8.8%	9.2%	7.4%	5.1%	9.0%	11.2%	10.3%
東日本3社計	11.3%	11.6%	14.1%	12.5%	13.0%	9.6%	7.8%	12.7%	14.9%	14.0%
中部	12.3%	8.3%	8.2%	8.8%	10.2%	11.0%	8.8%	8.6%	8.4%	8.1%
北陸	16.8%	13.0%	12.0%	12.7%	12.1%	11.5%	10.7%	10.1%	9.4%	9.6%
関西	13.3%	9.7%	12.7%	11.9%	9.6%	8.0%	10.3%	12.7%	12.8%	13.0%
中国	19.2%	20.4%	21.4%	12.6%	17.8%	11.7%	17.2%	22.9%	22.6%	22.1%
四国	13.1%	15.3%	14.4%	14.3%	14.8%	14.7%	12.1%	17.4%	17.5%	17.5%
九州	17.5%	14.1%	8.7%	8.6%	16.5%	16.0%	15.7%	15.3%	14.9%	14.5%

参考での検討

連系線活用：4．7万kW
（4．7万kW）※

連系線活用：26．7万kW
（90万kW）

40.0%	38.0%
8.0%	8.0%
8.0%	6.9%
10.0%	9.0%
9.9%	8.8%
11.5%	8.8%
8.0%	10.3%
11.7%	9.9%

連系線活用：6．1万kW
（6．1万kW）※

連系線活用：90万kW
（90万kW）

注）（）内の値は連系線の活用可能な量で平成28年2月19日時点での連系線空容量を基に算出した値

※東北東京間連系線の空の量が少ないため、北海道から東京へ流せる潮流が制限されている

（参考2）電気事業者以外の電源開発計画を供給力に加算した場合

■ 東京エリアの平成34年度について、更なる供給力のポテンシャルを探るべく、環境アセスメントを開始している電源開発計画の一覧（下表）から、想定区域の位置が東京エリアで、平成33年度までに運転開始を計画している電源（供給計画の記載案件を除く）をピックアップした。

【参考】火力発電所環境アセスメント情報（METIウェブサイトより）①

（注）2016.5月末時点

環境影響評価書 http://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/sangyo/electric/detail/thermal.html

計画名称	出力	燃料	運開時期	想定区域の位置	事業者
真岡発電所建設計画	124.8万kW	都市ガス	平成31年7月 平成32年1月	栃木県真岡市	（株）コベルコパワー真岡
新居浜北火力発電所建設計画	15万kW	天然ガス 及び 副生ガス（水素）	平成31年度	愛媛県新居浜市	住友共同電力（株）
三菱日立パワーシステムズ高砂工場 実証設備複合サイクル発電所更新計画	51.8万kW	都市ガス 及び 灯油	平成32年7月	兵庫県高砂市	三菱日立パワーシステムズ（株）
石狩湾新港発電所建設計画	170.82万kW程度	天然ガス	平成31年2月 平成33年12月 平成40年12月	北海道小樽市	北海道電力（株）
富山新港火力発電所石炭1号機リプレース計画	42.47万kW	LNG	平成30年度	富山県射水市堀江千石1番地	北陸電力（株）
竹原火力発電所新1号機設備更新計画	60万kW	石炭	平成32年9月	広島県竹原市忠海長浜二丁目1番1号	電源開発（株）
西名古屋火力発電所リフレッシュ計画	220万kW級	天然ガス	平成29年9月 平成30年3月	愛知県海部郡飛鳥村	中部電力（株）
坂出発電所2号機リプレース計画	28.9万kW	LNG	平成28年11月	香川県坂出市番の州町2番地	四国電力（株）
酸素吹石炭ガス化複合発電実証試験発電所設置計画	17万kW級	石炭	平成29年3月	広島県豊田郡大崎上島町	大崎クールジェン（株）
川崎火力発電所2号系列2軸，3軸設備増設計画	71万kW級×2	LNG	平成28年7月 平成29年7月	神奈川県川崎市川崎区千鳥町5番1号	東京電力（株）
JFE千葉西発電所更新・移設計画	25万kW級新設 および 14.9万kW移設	副生ガス 及び 都市ガス	平成26年7月 平成29年1月	千葉県千葉市中央区川崎町1番地	JFEスチール（株）
新仙台火力発電所リプレース計画	95万kW級	天然ガス	平成28年7月 平成29年7月	宮城県仙台市宮城野区港五丁目2番1号	東北電力（株）
川崎発電所リプレース計画（更新及び増設）	21.1万kW×3	天然ガス	平成25年12月 平成31年5月 平成32年2月	神奈川県川崎市川崎区扇町8番3号	東日本旅客鉄道（株）
吉の浦火力発電所	25.1万kW×4	LNG	平成22年度 平成23年度 平成28年度 平成32年度	沖縄県中頭郡中城村字泊509番地の2及び地先	沖縄電力（株）

（注）2016.5月末時点

【参考】火力発電所環境アセスメント情報（METIウェブサイトより）②

環境影響評価方法書

計画名称	出力	燃料	運開時期	想定区域の位置	事業者
西沖の山発電所（仮称）新設計画	約120万kW	石炭	平成35年夏 平成37年夏	山口県宇部市	山口宇部パワー（株）
武豊火力発電所リプレース計画	107万kW	石炭	平成34年3月	愛知県知多郡武豊町	中部電力（株）
清水天然ガス発電所（仮称）建設計画	約170万kW	天然ガス	平成33年7月 平成33年11月 平成36年7月	静岡県静岡市清水区	東燃ゼネラル石油（株）
神戸製鉄所火力発電所（仮称）設置計画	約130万kW	石炭	平成33年度 平成34年度	兵庫県神戸市灘区	（株）神戸製鋼所
相馬港天然ガス発電所（仮称）設置計画	約120万kW	天然ガス	平成32年1月 平成32年4月	福島県相馬郡新地町	福島ガス発電（株）
JFE扇島火力発電所更新計画	25万kW級	副生ガス 及び 都市ガス	平成31年10月	神奈川県川崎市	JFEスチール（株）
高砂火力発電所新1・2号機設備更新計画	120万kW	石炭	平成33年度 平成39年度	兵庫県高砂市	電源開発（株）
ひびき天然ガス発電所（仮称）設置計画	160万kW級	天然ガス	平成32年度 平成33年度 平成36年度 平成38年度頃	北九州市若松区	西部ガス（株）
福島復興大型石炭ガス化複合発電設備実証計画（広野）	約54万kW	石炭	2020年代初頭	福島県双葉郡広野町	東京電力（株）
福島復興大型石炭ガス化複合発電設備実証計画（勿来）	約54万kW	石炭	2020年代初頭	福島県いわき市	東京電力（株） 常磐共同火力（株）
常陸那珂共同火力発電所1号機建設計画	約65万kW	石炭	平成33年前半	茨城県那珂郡東海村	（株）常陸那珂ジェネレーション
鹿島火力発電所2号機建設計画	65万kW程度	石炭	平成32年7月頃	茨城県鹿嶋市	鹿島パワー（株）
五井火力発電所更新計画	71万kW級×3	LNG	平成33年度 平成34年度 平成35年度	千葉県一針市五井海岸1番地	東京電力（株）

計画段階環境配慮書

計画名称	出力	燃料	運開時期	想定区域の位置	事業者
秋田港発電所（仮称）建設計画	約130万kW	石炭		秋田県秋田市	丸紅（株） （株）関電エネルギーソリューション
市原火力発電所建設計画	約100万kW	石炭		千葉県市原市	市原火力発電合同会社
福山共同発電所更新計画	約23万kW	副生ガス		広島県福山市	瀬戸内共同火力（株）
（仮称）千葉袖ケ浦火力発電所1，2号機建設計画	約200万kW	石炭		千葉県袖ケ浦市中袖	（株）千葉袖ヶ浦エナジー
川崎天然ガス発電所3・4号機増設計画	約110万kW	天然ガス		神奈川県川崎市川崎区	川崎天然ガス発電（株）
夢洲天然ガス発電所建設事業	0 300万kW 1,000万kW	天然ガス		大阪市此花区夢洲	（株）エコ・サポート

（参考2）電気事業者以外の電源開発計画を供給力に加算した場合

- 平成33年度までに使用開始予定の建設中の地域間連系線の活用に加え、平成33年度までに東京エリアで運転開始を計画している電源のうち、広域機関で試算した供給計画への未計上分（約150万kW）の供給力を加算すると、平成34年度の予備率は9．6%※となり、予備率8%以上を確保できる。
- これらの供給計画に含まれない供給力については、今後、広域機関で実施する需給変動リスク分析の中で評価していく。

※使用開始済みを含め、地域間連系線の活用をしなかった場合の予備率は5．5%となる。

平成28～37年度（8月）の予備率（%） 電気事業者以外の電源開発計画を考慮

	H28	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37
北海道	21.4%	19.8%	35.2%	47.5%	45.8%	40.0%	38.0%	40.8%	50.0%	48.5%
東北	14.1%	16.2%	15.2%	15.9%	17.3%	8.0%	8.0%	18.2%	18.0%	17.7%
東京	9.8%	9.8%	12.1%	8.8%	9.2%	8.0%	6.9%	9.0%	11.2%	10.3%
東日本3社計	11.3%	11.6%	14.1%	12.5%	13.0%	10.0%	9.0%	12.7%	14.9%	14.0%
中部	12.3%	8.3%	8.2%	8.8%	10.2%	9.9%	8.8%	8.6%	8.4%	8.1%
北陸	16.8%	13.0%	12.0%	12.7%	12.1%	11.5%	8.8%	10.1%	9.4%	9.6%
関西	13.3%	9.7%	12.7%	11.9%	9.6%	8.0%	10.3%	12.7%	12.8%	13.0%
中国	19.2%	20.4%	21.4%	12.6%	17.8%	11.7%	9.9%	22.9%	22.6%	22.1%
四国	13.1%	15.3%	14.4%	14.3%	14.8%	14.7%	12.1%	17.4%	17.5%	17.5%
九州	17.5%	14.1%	8.7%	8.6%	16.5%	16.0%	15.7%	15.3%	14.9%	14.5%
中西日本6社計	14.7%	11.9%	11.9%	10.7%	12.4%	11.0%	10.8%	13.4%	13.2%	13.1%
9社合計	13.2%	11.8%	12.9%	11.5%	12.7%	10.5%	10.0%	13.1%	14.0%	13.5%
沖縄	50.5%	47.1%	50.5%	53.8%	40.2%	43.9%	43.4%	43.3%	51.9%	41.3%
10社合計	13.5%	12.1%	13.2%	11.9%	12.9%	10.8%	10.3%	13.3%	14.3%	13.8%

予備率＋2．7%

9.6%

参考での検討

4-2-14. 需給バランス評価のまとめ

- 短期（平成28年度）の需給バランス評価
  - 全月・全エリアにおいて、安定供給の基準とする予備率8%を確保できる見通し。

- 中長期（平成29年度～平成37年度）の需給バランス評価
  - 地域間連系線を活用した他エリアからの供給力の融通を考慮しても予備率が8%を下回るエリア・年度が存在する。
  - しかし、供給計画の取りまとめの中では、電気事業者ではない事業者※の新規開発電源の供給力が捕捉できないこと、更に、原子力発電の供給力のほとんどが「未定」（＝「ゼロ」）の計上となっていることを考えると、直ちに安定供給に支障があるとは言えない。

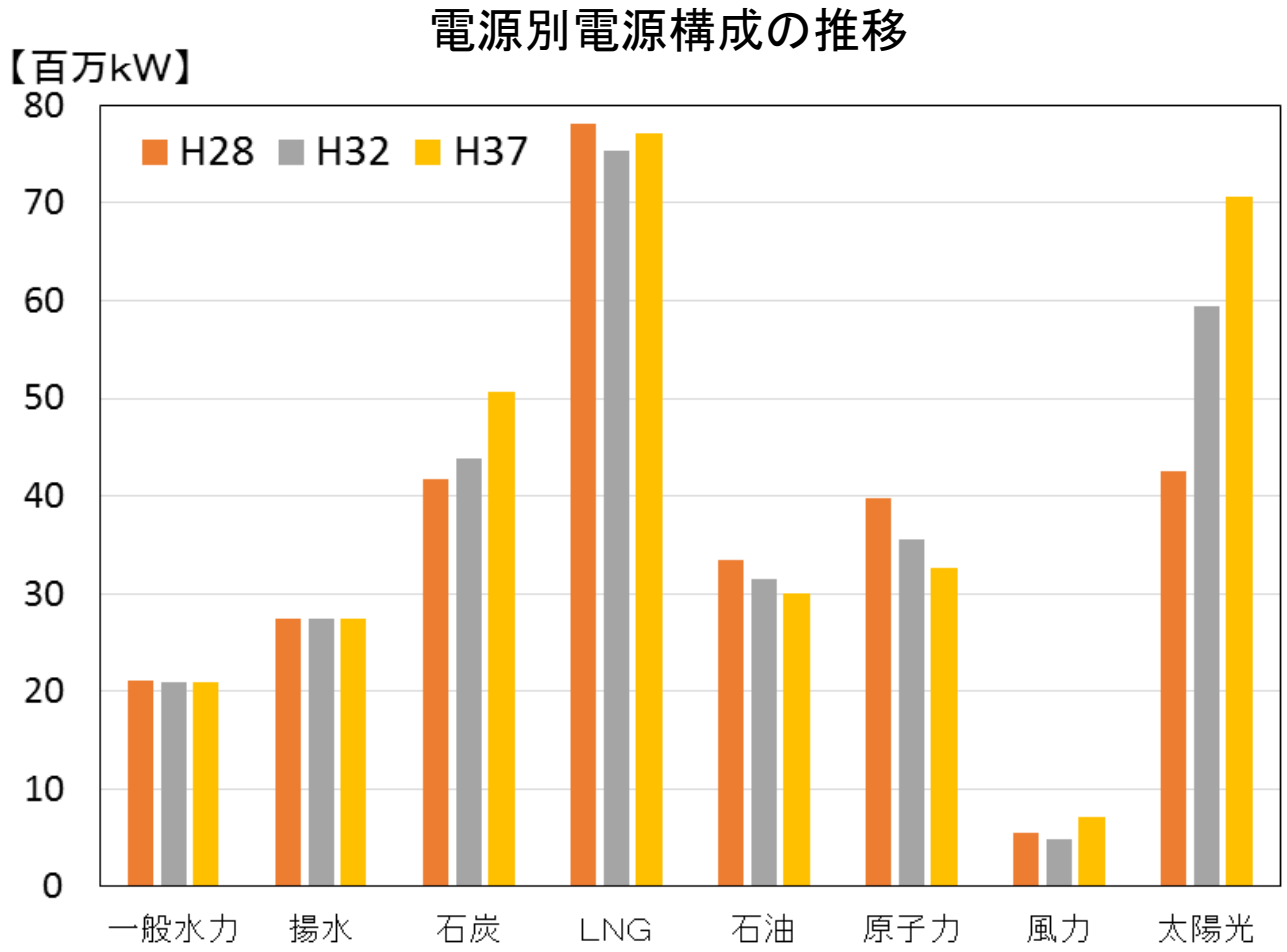
    ※発電事業ライセンスは、発電事業を開始するまでに取得すればよく、大型の新規電源を開発しようとしている事業者でも、供給計画の提出義務がない事業者はいる。

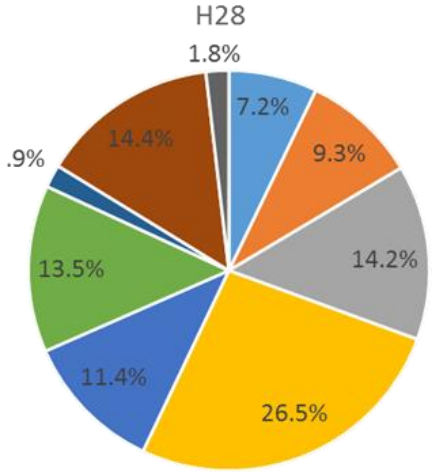
- 今後実施する需給変動リスク分析もふまえ、需給バランスの状況について注視が必要。

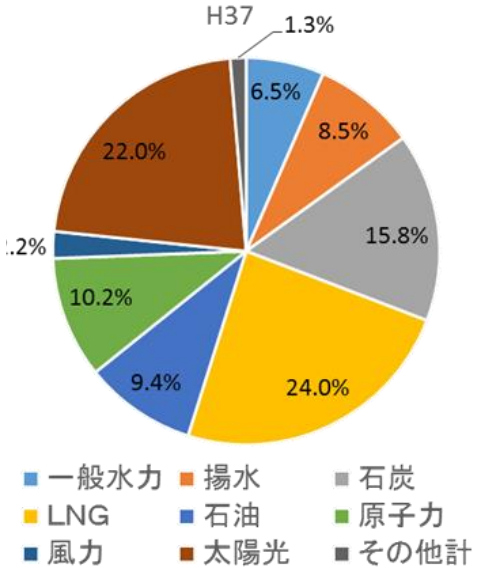
1. 電力需要想定
（1）前年度の推定実績及び当該年度の見通し（短期）
（2）当該年度以降10年間の見通し（長期）
2. 需給バランス
（1）前年度の推定実績及び当該年度の見通し（短期）
（2）当該年度以降10年間の見通し（長期）
3. 電源構成の変化に関する分析
4. 送配電設備の増強計画
5. 広域的運営の状況
6. 電気事業者の特性分析
7. その他

4-3-1. 電源構成の変化

- 全国の電源構成※の変化を下図に示す。新エネ（太陽光）の伸びが顕著であること、ベース電源では石炭火力が増加する傾向を示している。



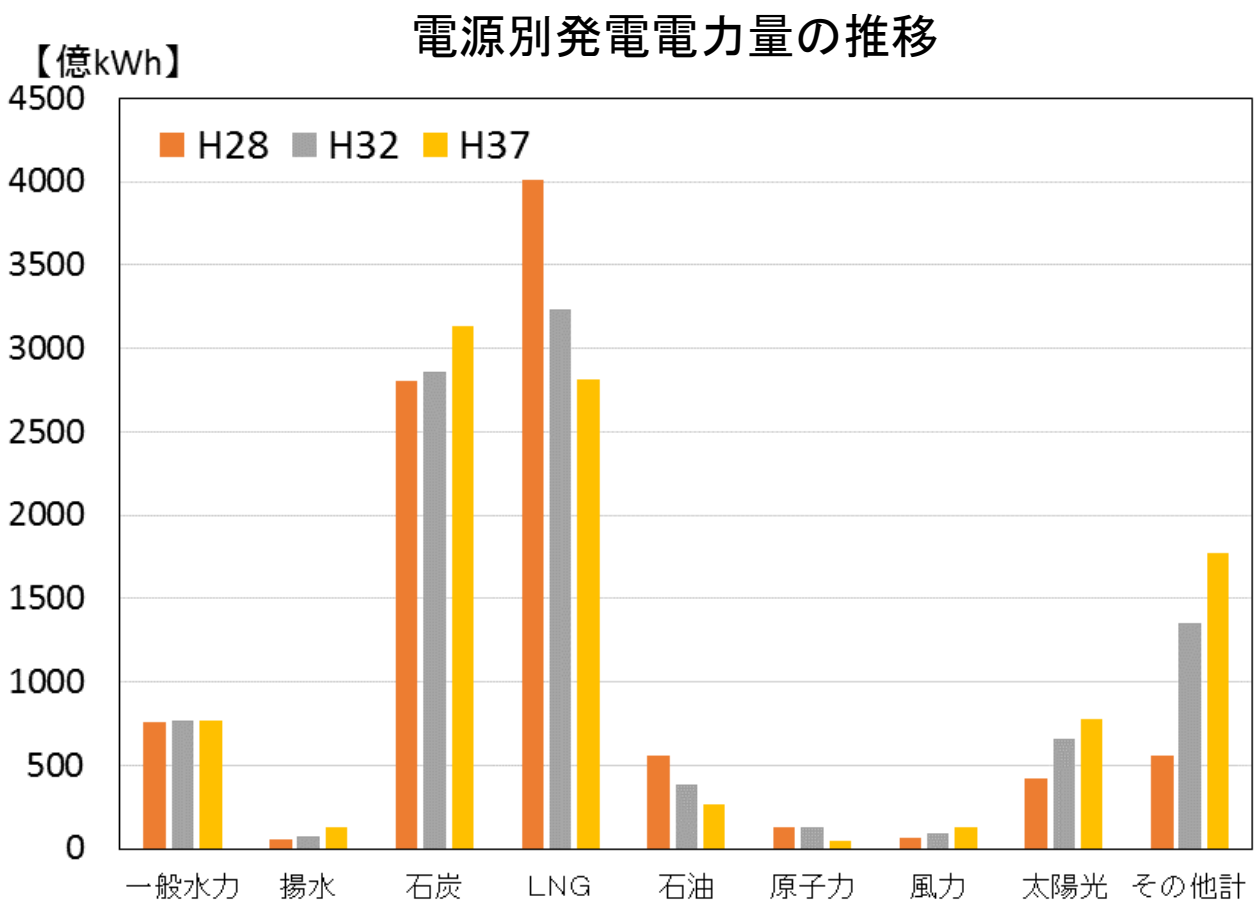


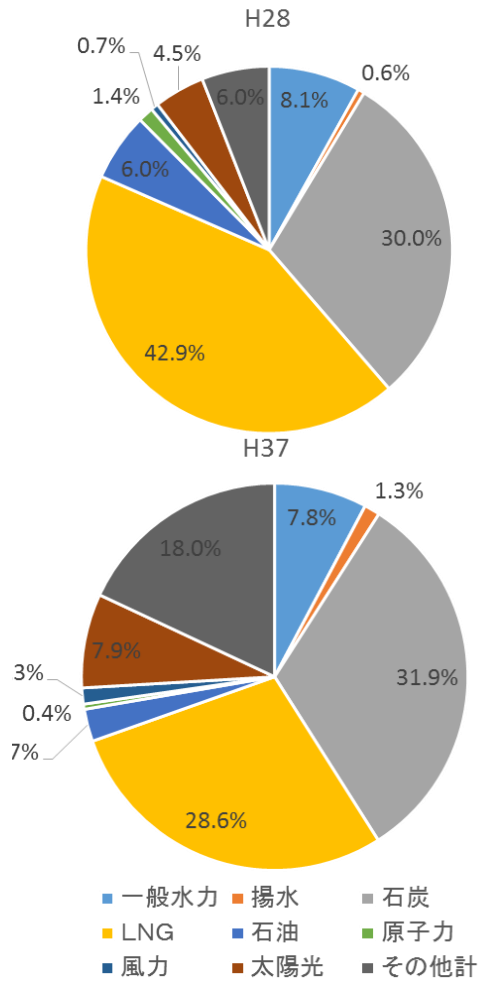


※小売電気事業者及び一般送配電事業者が調達した電源のうち電源種別がわかるもの及び4月28日までに届けのあった発電事業者の発電余力分を集計している。

4-3-2. 発電電力量の変化

- 今後10年間における発電電力量（全国合計、発電端）※の推移の状況は下図のとおり。
- 今後の原子力発電の稼働状況によって、発電端電力量構成は異なるものとなる。

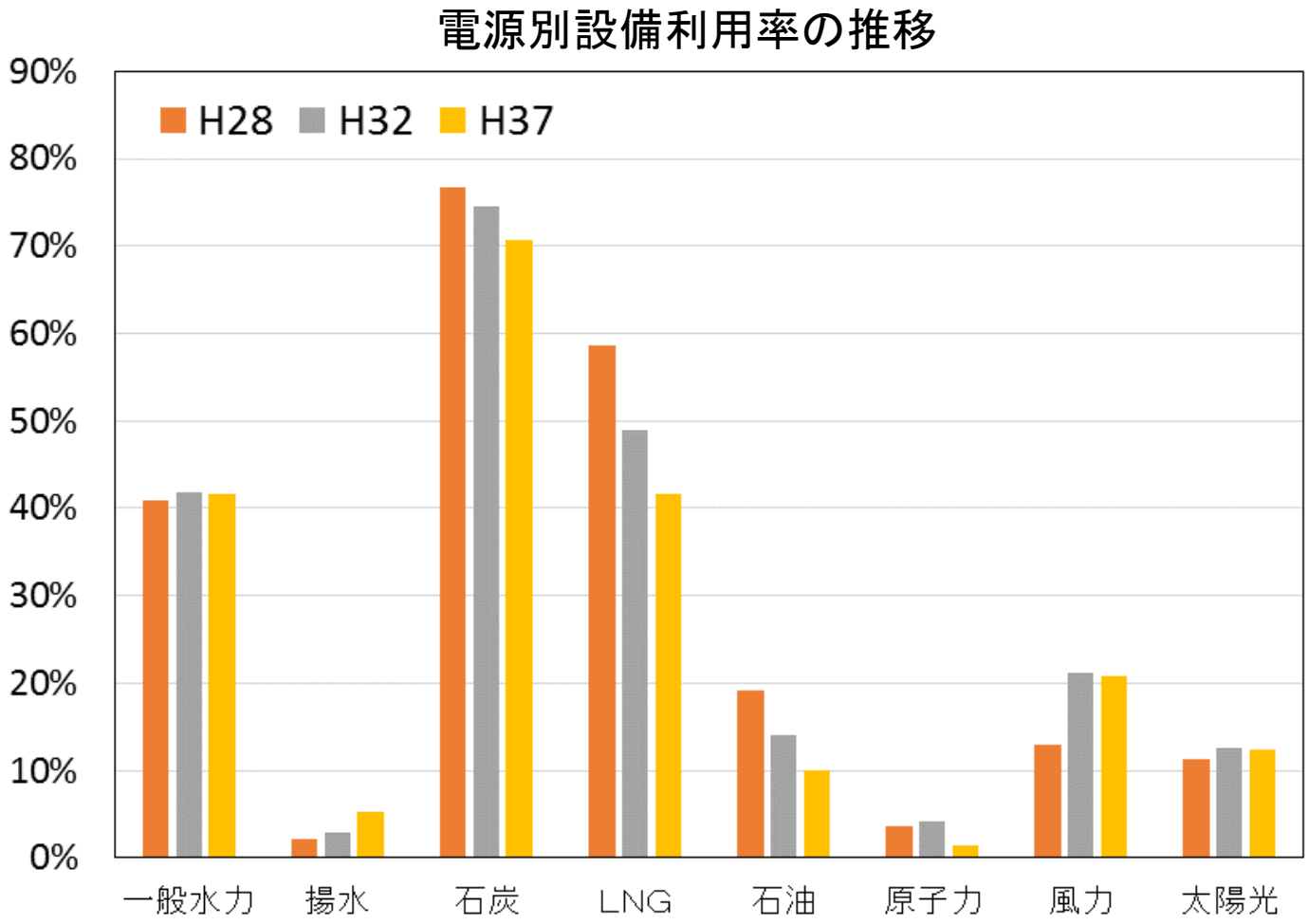




※小売電気事業者が調達する電力量（発電端ベース）を電源種類別に分類したもの。
今後調達するものや調達する電源種別が特定できないもの等を「その他計」に計上している。

4-3-3. 分析結果（火力発電所の利用率）

- 今後10年間における各電源別の設備利用率を試算した結果は以下の通り。
- 小売電気事業者の「調達先未定」分に対する将来の各電源の稼働が反映されていないことや、本年の供給計画では、原子力発電が、一部を除き「未定」（＝「ゼロ」）となっていることに留意が必要。



1. 電力需要想定
（1）前年度の推定実績及び当該年度の見通し（短期）
（2）当該年度以降10年間の見通し（長期）
2. 需給バランス
（1）前年度の推定実績及び当該年度の見通し（短期）
（2）当該年度以降10年間の見通し（長期）
3. 電源構成の変化に関する分析
4. 送配電設備の増強計画
5. 広域的運営の状況
6. 電気事業者の特性分析
7. その他

4-4-1. 送変電設備の整備計画

- 平成37年度末までの主要送電線路・変電設備の整備計画を取りまとめた。平成37年度末までに423kmの主要送電線路、15,440MVAの主要変電所、1,200MWの変換所の新増設が計画されている。
- 地域間連系線の整備計画については、①北斗今別直流幹線、②飛騨信濃直流幹線及び③関ケ原北近江線の3計画が記載されており、平成27年度供給計画から、変更のないことを確認した。

○主要な送電線路の整備計画（こう長）

区分	架空（km）	地中（km）	合計（km）
新増設	384	39	423
廃止	△72	△0	△72
合計	312	39	351

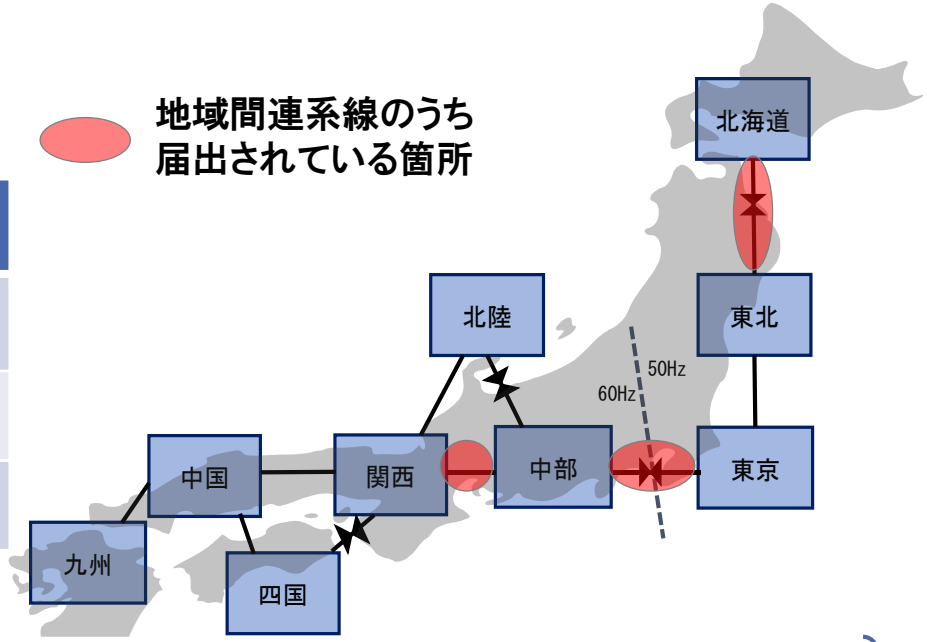
※使用開始年月が未定のものはカウントしていない。

○主要な変電設備の整備計画

区分	変電所（MVA）	変換所（MW）
新増設	15,440	1,200
廃止	△2,000	0
合計	13,440	1,200

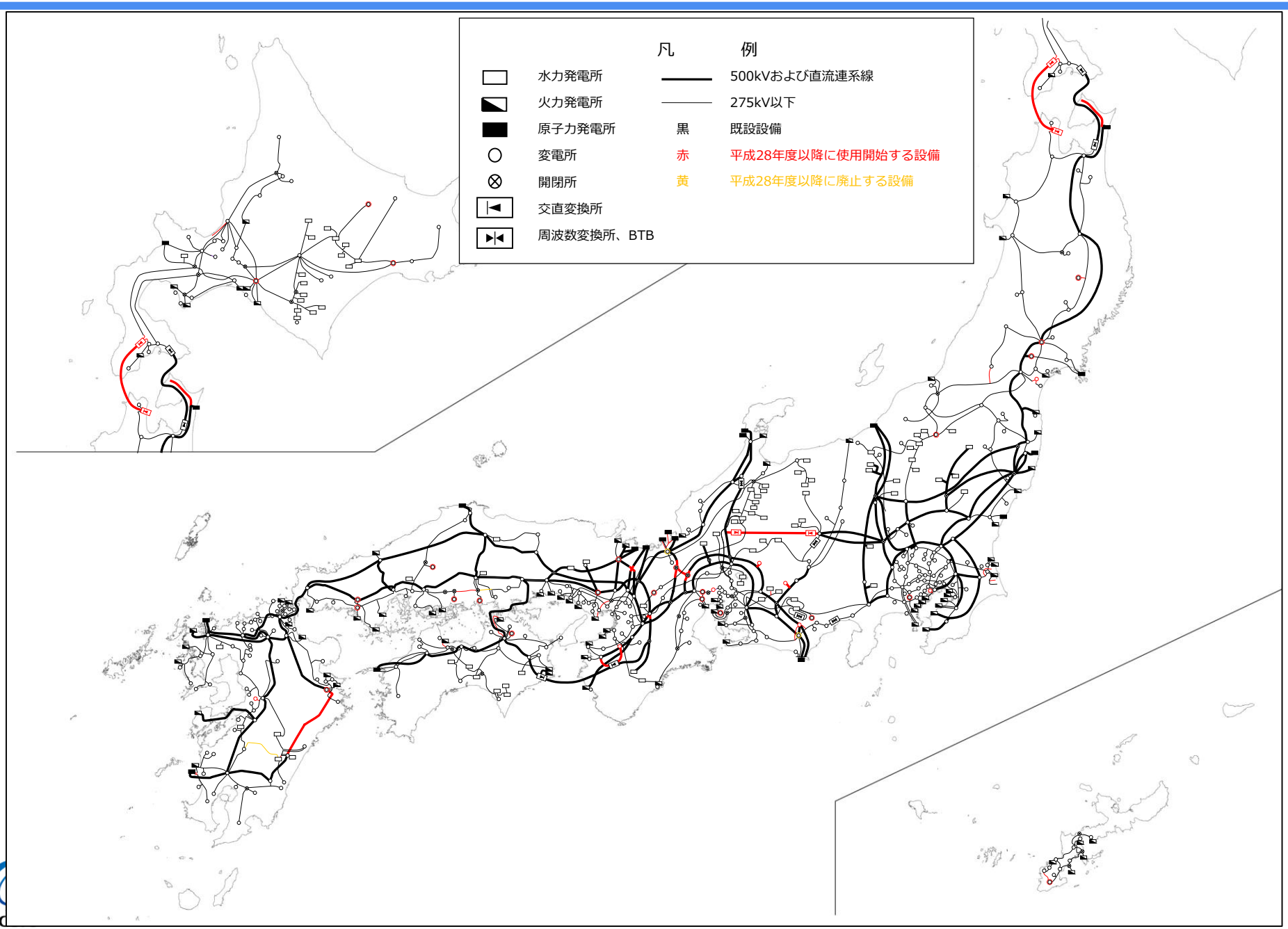
○地域間連系線の整備計画

連系エリア	名称	容量	使用開始年月
北海道～東北	北斗今別直流幹線	300MW	平成31年3月
東京～中部	飛騨信濃直流幹線	900MW	平成32年度
中部～関西	関ケ原北近江線	―	未定



届出対象：使用電圧が250kV以上のもの及び供給区域における最上位電圧から2階級までのもの
（ただし、沖縄電力株式会社の供給区域にあっては132kV以上のもののみ）

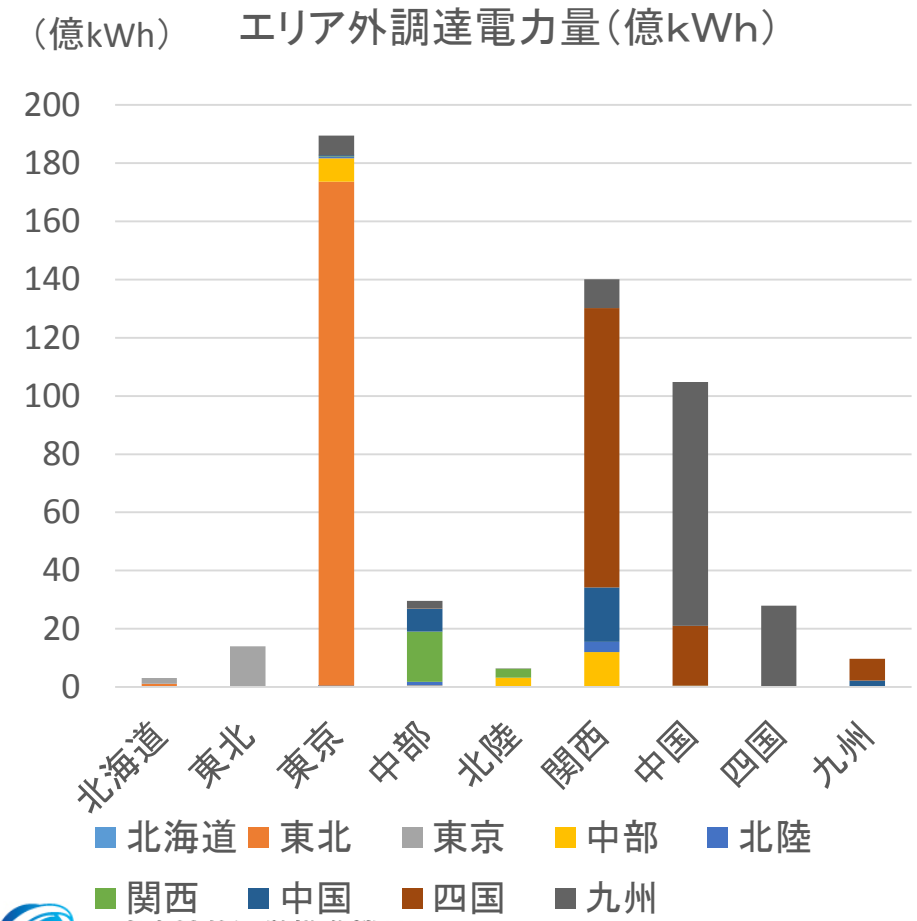
4-4-2. 送変電設備の整備計画（系統概要図）

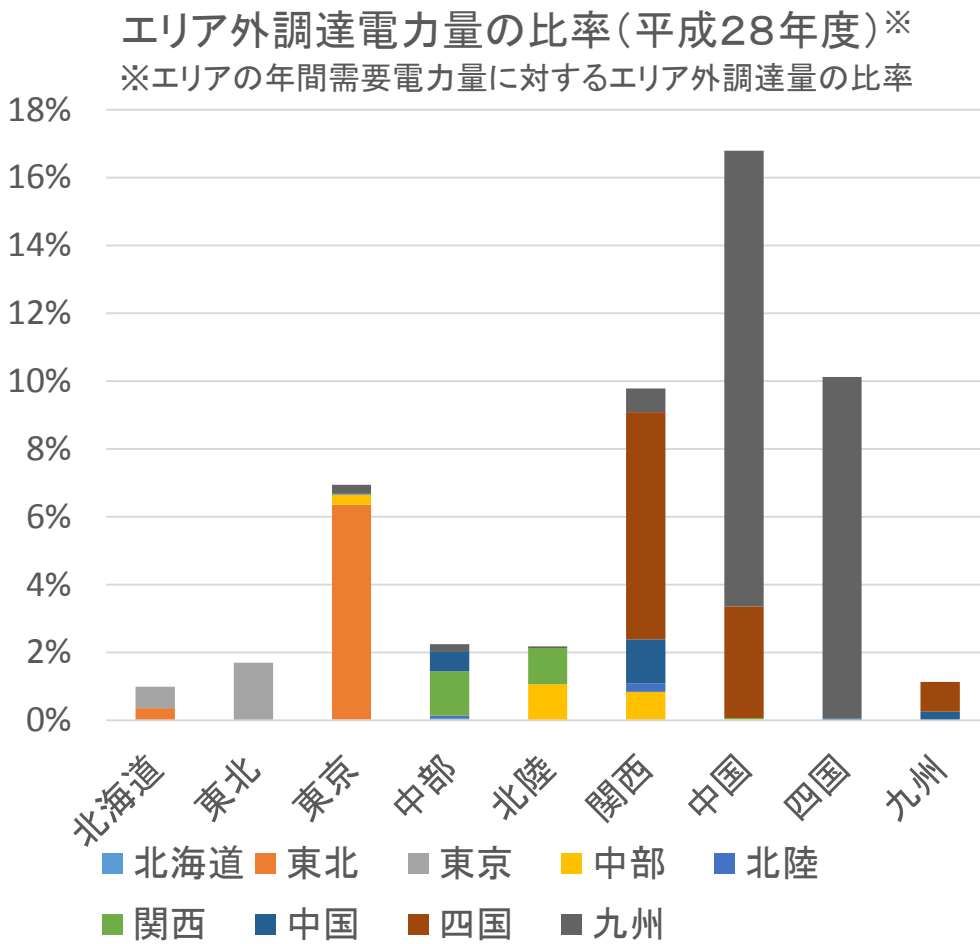


1. 電力需要想定
（1）前年度の推定実績及び当該年度の見通し（短期）
（2）当該年度以降10年間の見通し（長期）
2. 需給バランス
（1）前年度の推定実績及び当該年度の見通し（短期）
（2）当該年度以降10年間の見通し（長期）
3. 電源構成の変化に関する分析
4. 送配電設備の増強計画
5. 広域的運営の状況
6. 電気事業者の特性分析
7. その他

4-5-1. 広域的運営の状況

- 各エリアの小売電気事業者が、エリア外から調達を計画している電力量（平成28年度、年間合計）を集計した。
- エリア外からの調達電力量は、東京・関西・中国エリアが多く、逆に、エリア外へ供給している電力量は東北、四国、九州エリアが多い。
- エリア外からの調達電力量の比率は、関西・中国・四国エリアが高い（10%程度以上）。



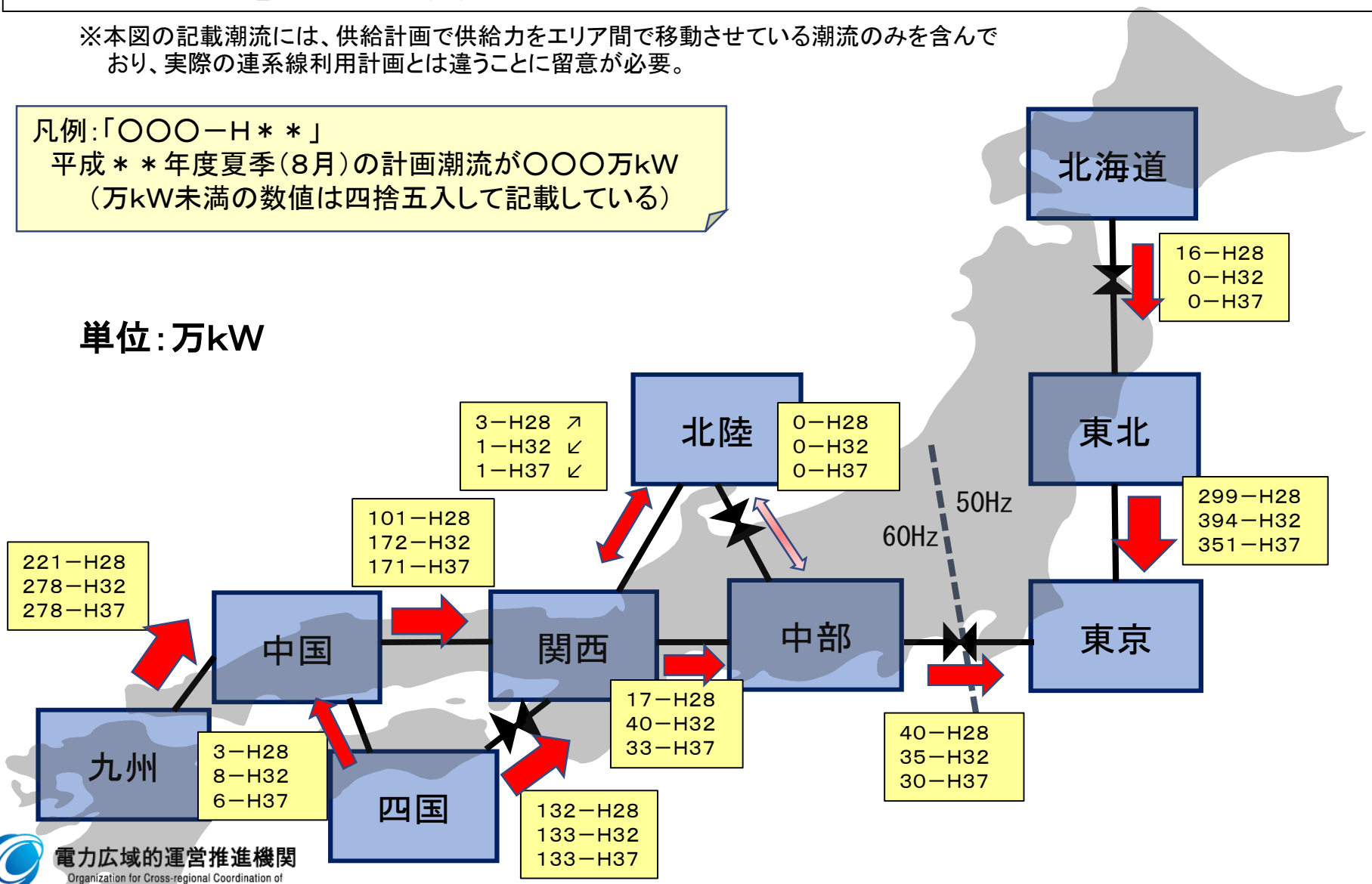


4-5-2. 広域的運営の状況（需要ピーク時のエリア間潮流状況）

- 平成28年度、平成32年度、平成37年度における夏季（8月15時）のエリア間潮流計画※の状況を以下に示す。

※本図の記載潮流には、供給計画で供給力をエリア間で移動させている潮流のみを含んでおり、実際の連系線利用計画とは違うことに留意が必要。

凡例：「〇〇〇－H＊＊」
平成＊＊年度夏季（8月）の計画潮流が〇〇〇万kW
（万kW未満の数値は四捨五入して記載している）



4－6 供給計画取りまとめ ～目次～

1. 電力需要想定

（1）前年度の推定実績及び当該年度の見通し（短期）

（2）当該年度以降10年間の見通し（長期）

2. 需給バランス

（1）前年度の推定実績及び当該年度の見通し（短期）

（2）当該年度以降10年間の見通し（長期）

3. 電源構成の変化に関する分析

4. 送配電設備の増強計画

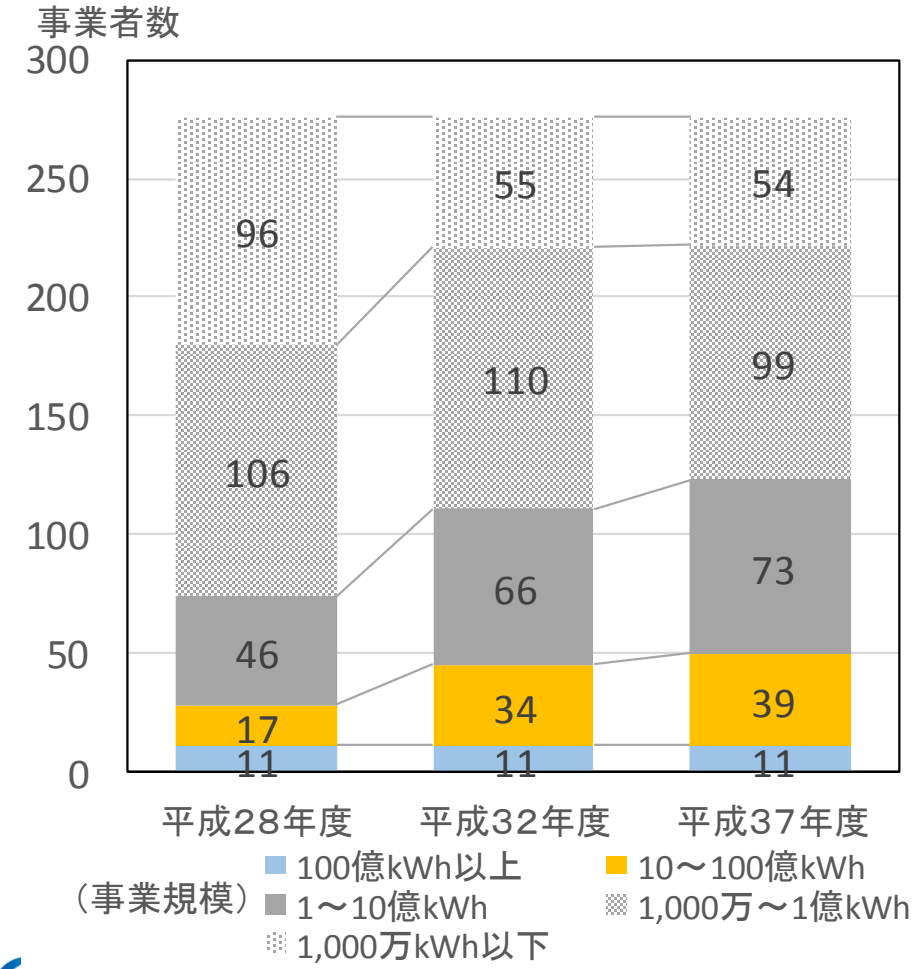
5. 広域的運営の状況

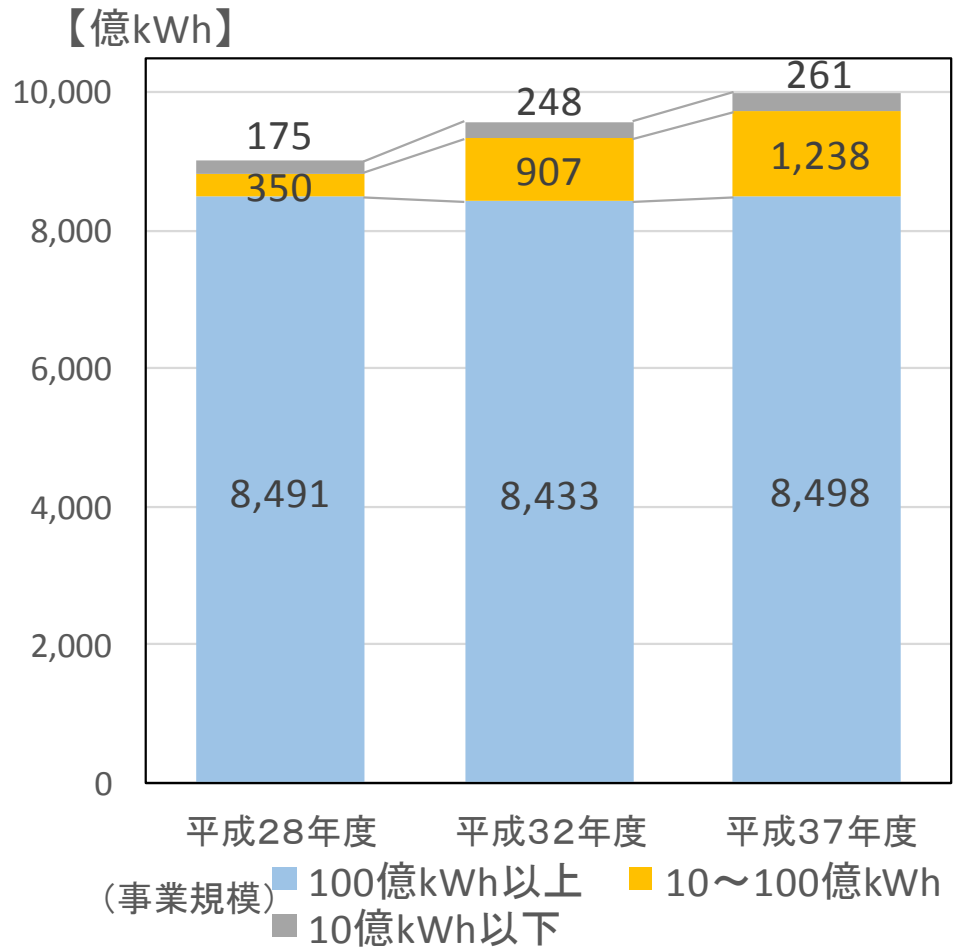
6. 電気事業者の特性分析

7. その他

4-6-1. 電気事業者の特性分析（小売電気事業者のkWh規模別分析）

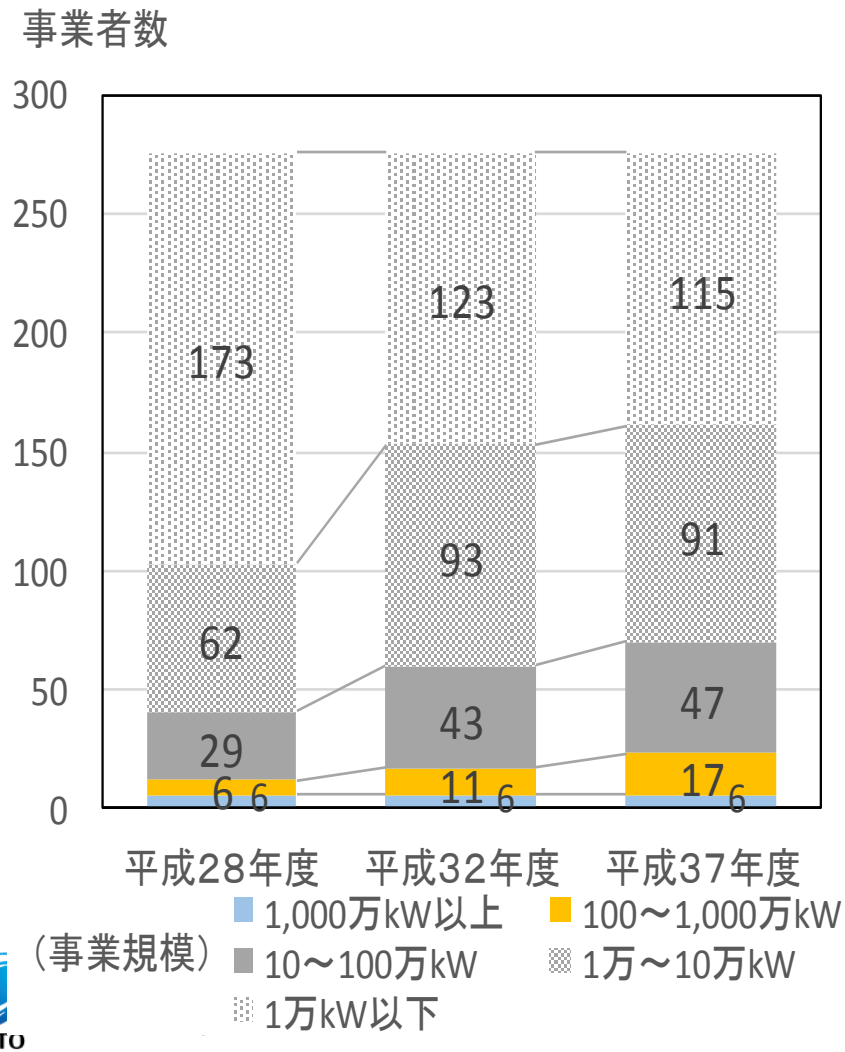
- 平成28年度、平成32年度、平成37年度の小売電気事業者が見込む年間需要電力量に応じて事業者を分類した。
- 平成28年度の年間需要電力量の見込みが10億kWh以下の中小規模の事業者が、それぞれ需要規模の拡大を目指していることがわかる。

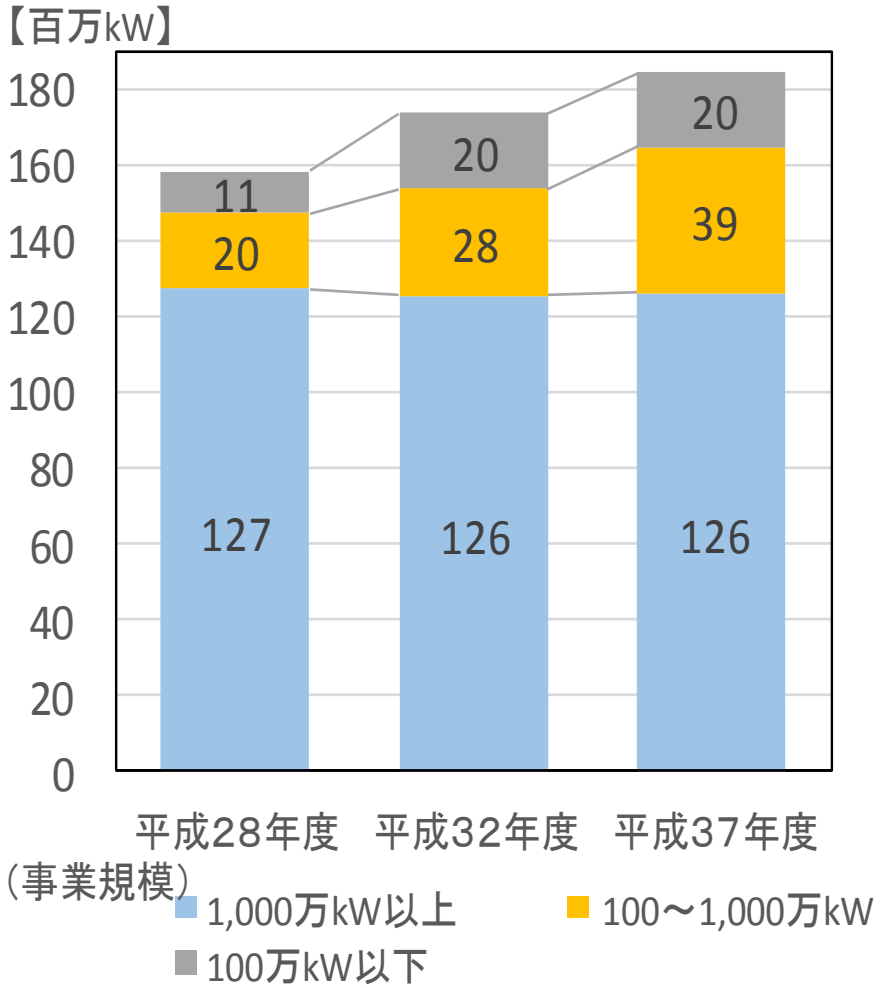




4-6-2. 電気事業者の特性分析（小売電気事業者のkW規模別分析）

- 平成28年度、32年度、37年度の小売電気事業者を、当該事業者が見込む最大需要電力（H3需要）の規模に応じて分類した。
- 平成28年度の最大需要電力が100万kW以下を見込む中小規模の事業者が、それぞれ需要規模の拡大を目指していることがわかる。

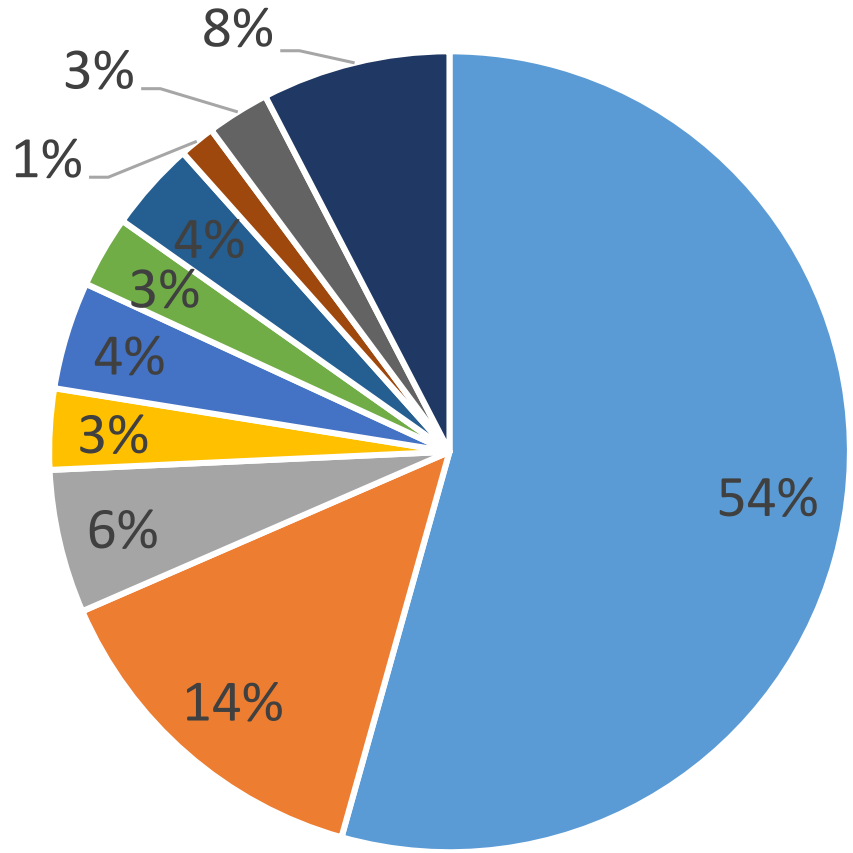




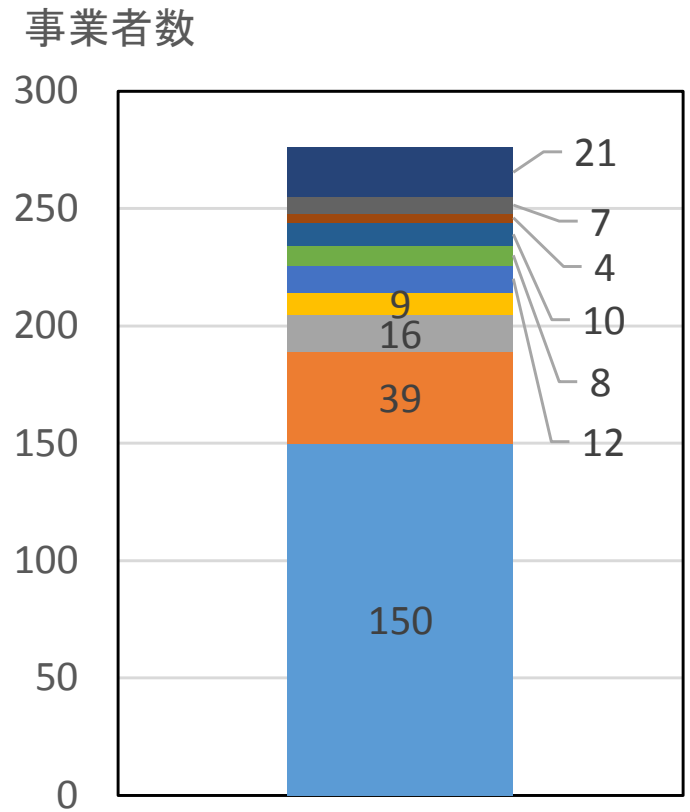
4-6-3. 電気事業者の特性分析（小売電気事業者の営業エリア数）

- 小売電気事業者（全276者）を、平成28年度における営業展開エリア数で分類したグラフを示す。
- 半数程度の事業者は、単一エリアでの事業を計画していることがわかる。

営業展開エリア数で区分した小売電気事業者数（%）



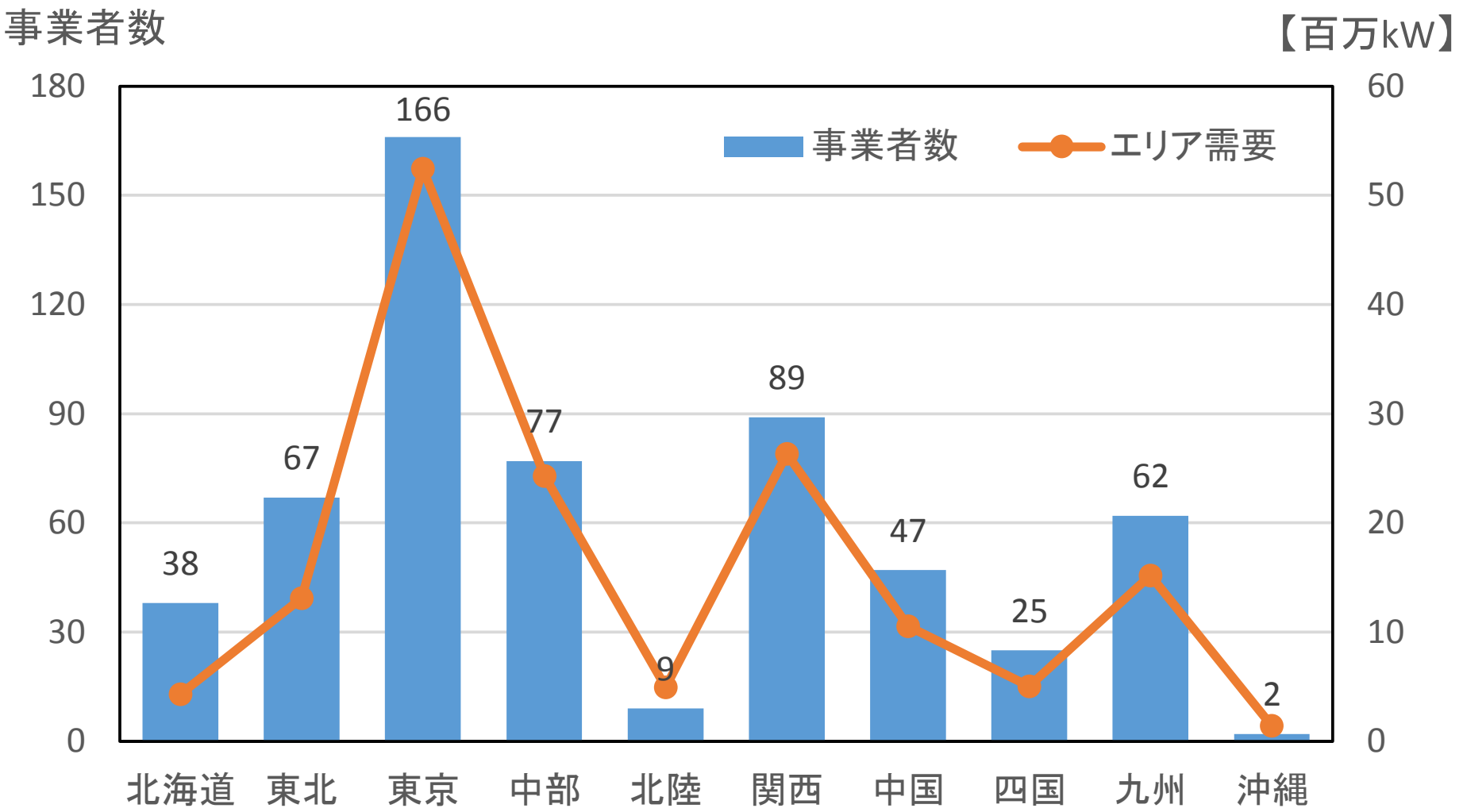
営業展開エリア数で区分した小売電気事業者数



1エリア　2エリア　3エリア　4エリア　5エリア
6エリア　7エリア　8エリア　9エリア　エリア未定

4-6-4. 電気事業者の特性分析（各エリアの小売電気事業者数）

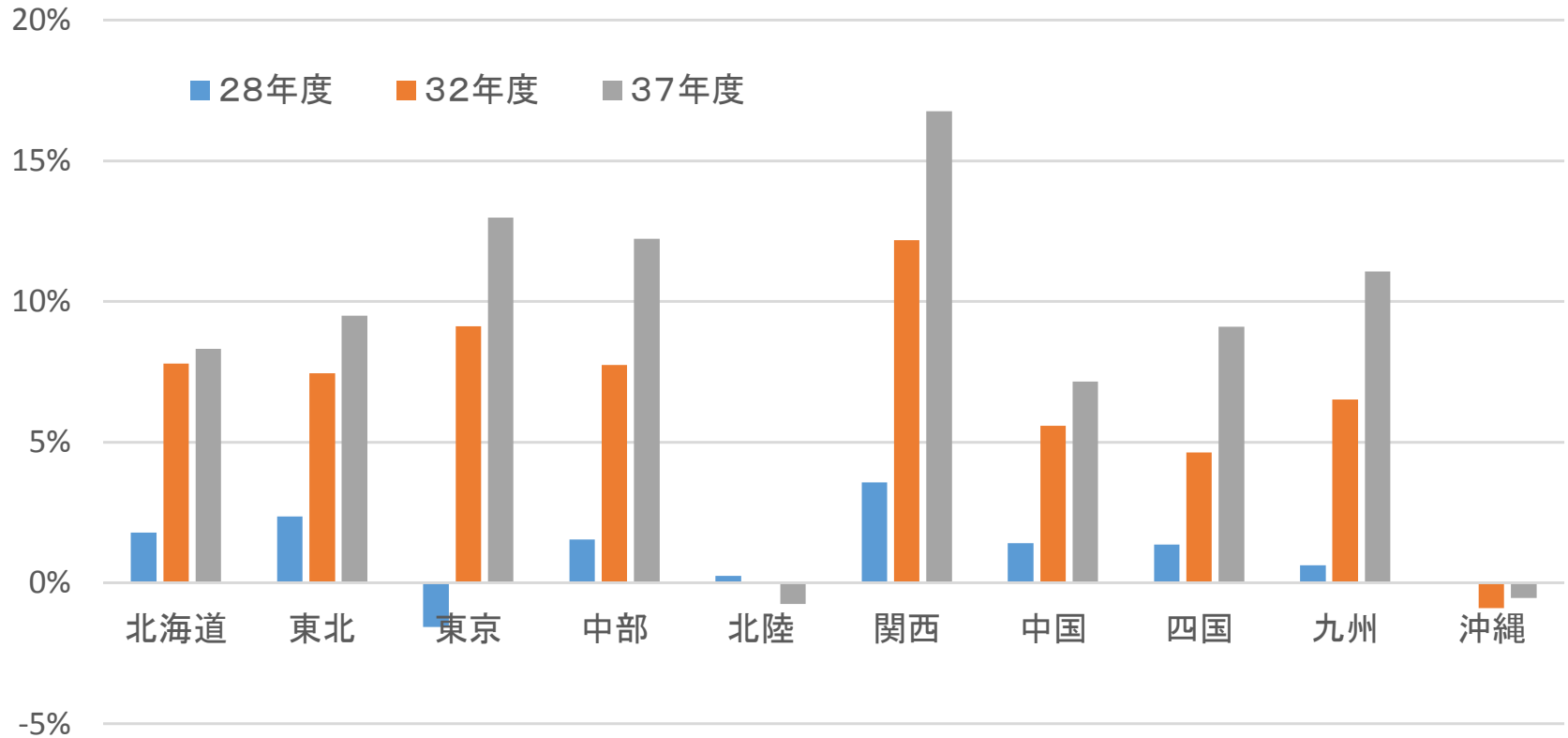
- 平成28年度における、各エリアで事業を展開する小売電気事業者数を集計した。
- 北陸・沖縄エリアを除き、ほぼ各エリアの電力需要規模に応じた事業者数となっている。



4-6-5. 電気事業者の特性分析（各エリアの小売電気事業者の想定需要）

- 各エリアにおいて、小売電気事業が想定する自社の最大需要電力（8月・H3需要）と一般送配電事業者が想定するエリアの最大需要電力（8月・H3需要）との差を比率※で表したグラフを以下に示す。
- 北陸・沖縄エリアを除いて、概ね小売電気事業者の自社最大需要電力の合計値が、エリアの最大需要電力を上回っており、乖離は年度が進むほど、大きくなっている。

（Σ小売自社最大需要電力－エリア最大需要電力）／エリア最大需要電力×100%



※エリア最大需要電力に対する比率で、①「Σ小売自社最大需要電力＞エリア最大需要電力」の場合、比率がプラスに、②「Σ小売自社最大需要電力＜エリア最大需要電力」の場合、比率がマイナスになる。

5. 供給計画の取りまとめでの気づき事項

（課題1）発電事業ライセンス未取得者等の供給力について

- 供給計画の提出義務のない事業者※1の新規開発電源や、供給計画の提出義務のある事業者が供給計画に記載しない新規開発電源※2は、供給力として捕捉できない。報道情報等によれば、これらの新規開発電源には、10万kWを超える計画が多数あり、これらの計画も、供給計画に記載される計画と同様に評価していく必要がある。

※1：発電事業者の届出は発電事業を開始するまでに求められているものであり、発電所の開発準備等を行っている事業者が必ずしも発電事業者になる必要はなく、供給計画を提出する義務もない。

※2：新規開発電源を供給計画に記載するかどうかは事業者判断となっている。

（課題2）電源開発計画の不確実性について

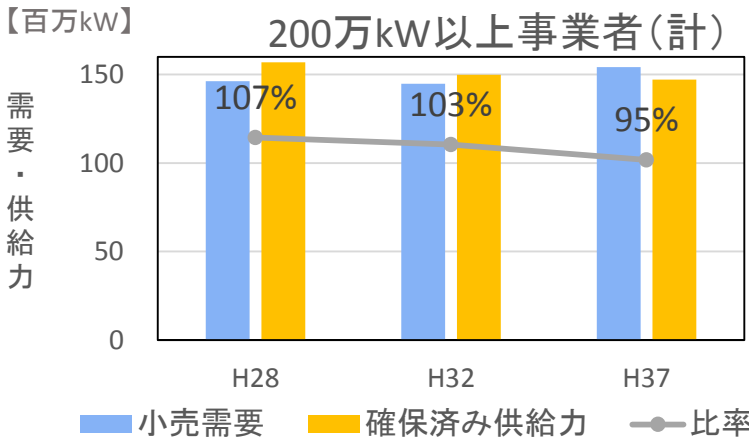
- 新規開発電源について、現状、供給計画に記載されたものはすべて供給力に計上し、供給計画に記載がないものは供給力に計上しないルールとなっている。
- 今後は、電源開発を行う多様な事業者がいる中で、電源開発計画の不確実性に対するシナリオ評価等も考慮し、供給力を計上する方法を検討していく必要がある。

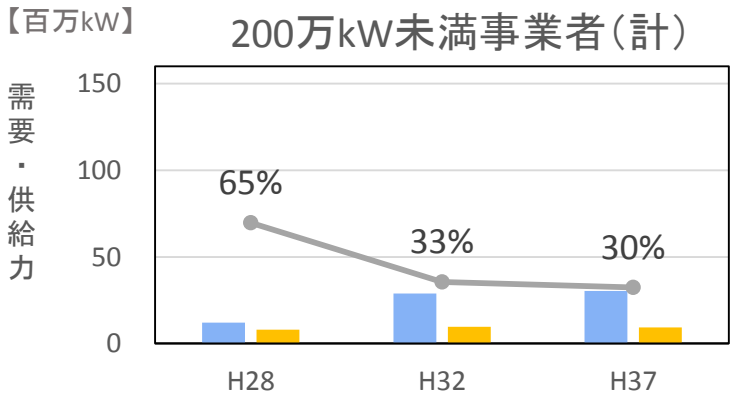
課題1、課題2について、当機関が7月から実施する予定である、電源入札等の検討開始の必要性判断のための「需給バランス評価」「需給変動リスク分析」の中で検討する予定。

6. 供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題①

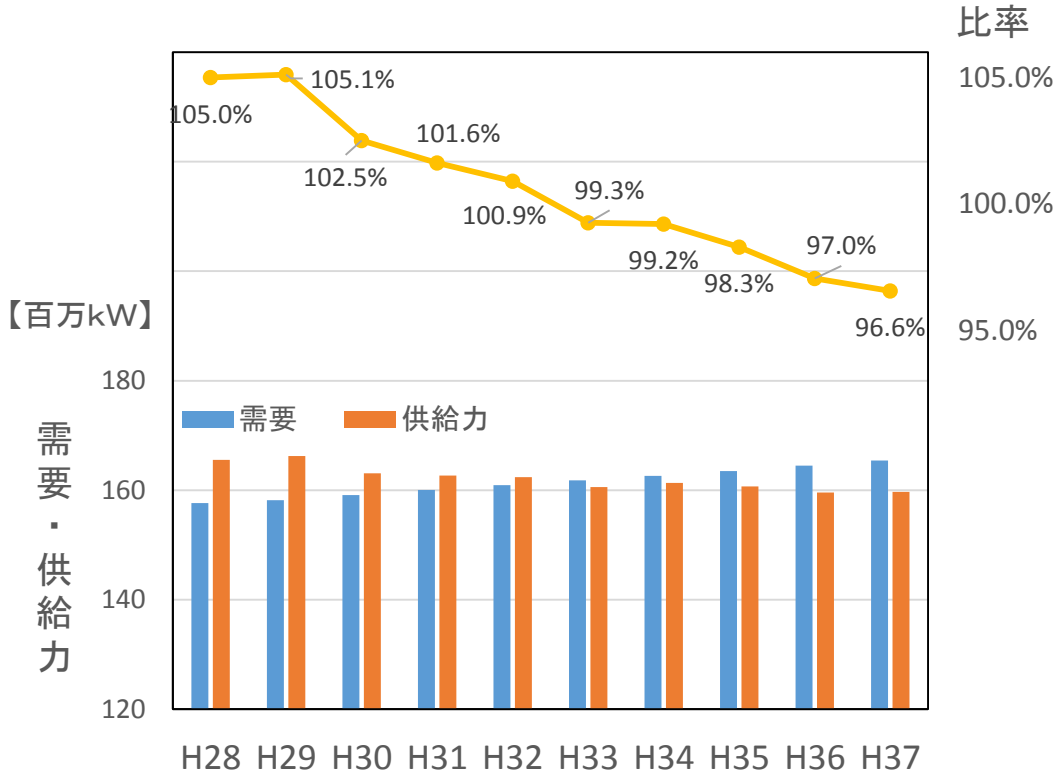
- 小売電気事業者各社の自社想定需要に対し、契約等で既に確保している供給力の比率を表したグラフ（事象者規模別）、及び、エリア需要に対する全小売電気事業者の確保済供給力比率を表したグラフを以下に示す。
- 多くの小売電気事業者、特に中小規模の事業者は、現時点では中長期の供給力を「調達先未定」として計画していることがわかる。

小売電気事業者が現時点で既に確保している供給力の比率（自社需要想定に対する比率）
※各年度の想定需要を基に分類





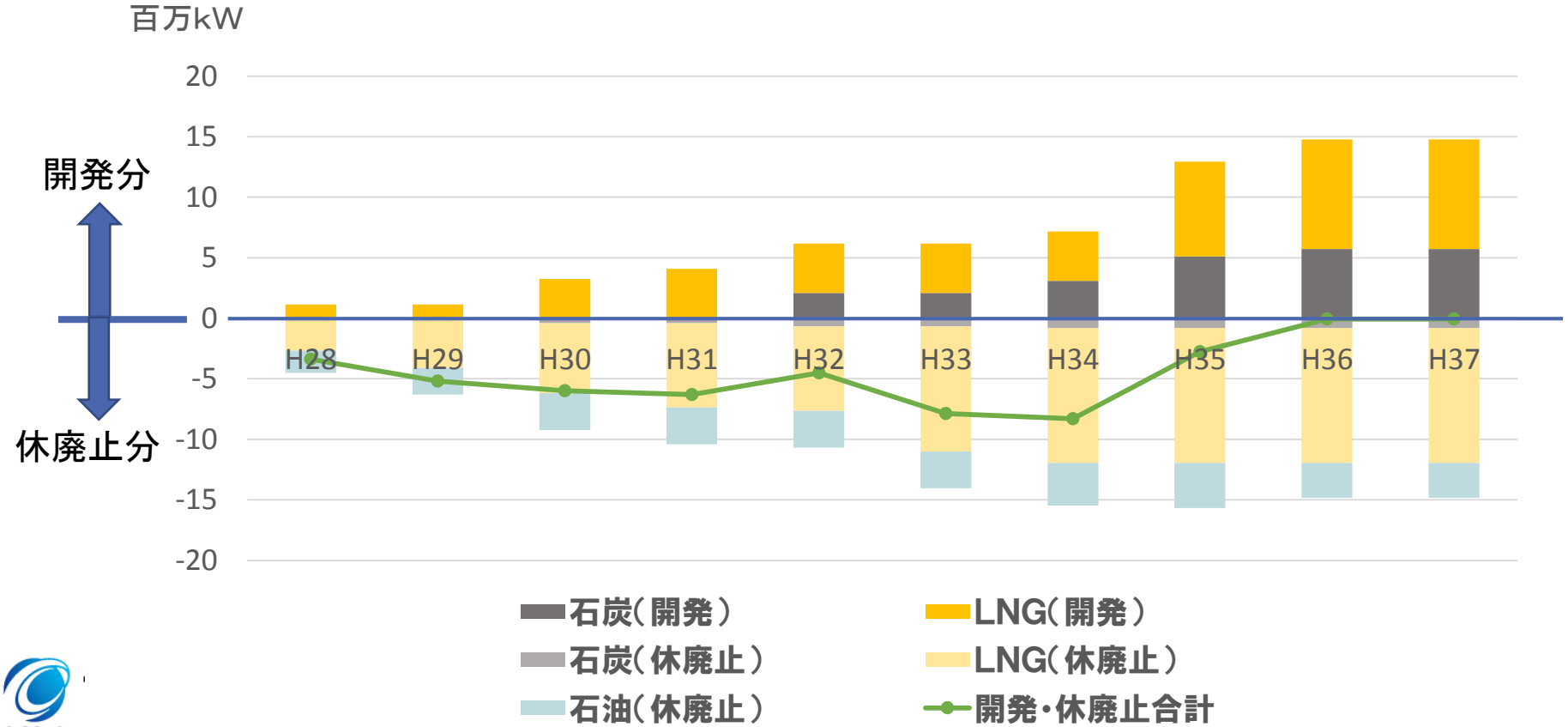
小売電気事業者が現時点で既に確保している供給力の比率（エリア需要に対する比率）



（課題①参考）発電事業者の電源開発及び休廃止計画

- 全国における火力発電の今後10年間の電源開発及び休廃止計画を、燃料種別毎に集計した。
- 開発及び休廃止に伴う供給力は、開発に先行して行われる休廃止等に伴い、平成28年度から平成34年度まで減少傾向が続くが、平成35年以降、新規電源等の運転開始に伴い、増加に転じる。
- これらの新規電源の開発計画が計画どおりに進まなかった場合（運転開始時期の遅延、計画取り止め等）には、需給は今回の評価よりも厳しいものとなるため、状況を注視する必要がある。

中長期の電源開発及び休廃止計画（送電端供給力ベース、H28以降の累計）



OCCTO

小売電気事業者の供給力確保の実効性について

- 今回の供給計画からは、小売電気事業者の多くが、中長期の供給力を「調達先未定」として計画していることがわかった。この調達先未定の供給力については、小売電気事業者が、現時点において相対契約等で長期に亘る供給力を確保していないものの、今後、卸電力取引市場や新たな相対契約等の締結を通じて、調達されていくものである。
- 今後、原子力発電の再稼働や新規電源の導入により、経年火力は停止され、電源が入れ替わっていくことが想定される。しかし、発電事業者にとって、小売電気事業者との間に長期契約等がない場合、保有する電源を期待通りに稼働させられるのかどうかの確証が得られず、結果として計画通りに電源の新設・入替えが行われない可能性があり、将来、市場調達可能な供給力が、需要に対して十分に確保されないことも懸念される。
- このため、当機関としては、上記の状況を注視しながら、今後実施する需給変動リスク分析において、将来の電力需給の見通しや、電源入札等の実施の必要性などについて検討を深めていくこととする。国においては、将来の安定供給を確実に確保するため、国民負担とのバランスに配慮しつつ、容量メカニズムの導入等も含め、実効性のある供給力確保の在り方について検討を進められたい。

（まとめ①参考）容量メカニズムについて

容量メカニズムとは

出典　総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力基本政策小委員会（第5回）資料6（平成28年3月30日）
http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/denryoku_gas/kihonseisaku/pdf/005_06_00.pdf

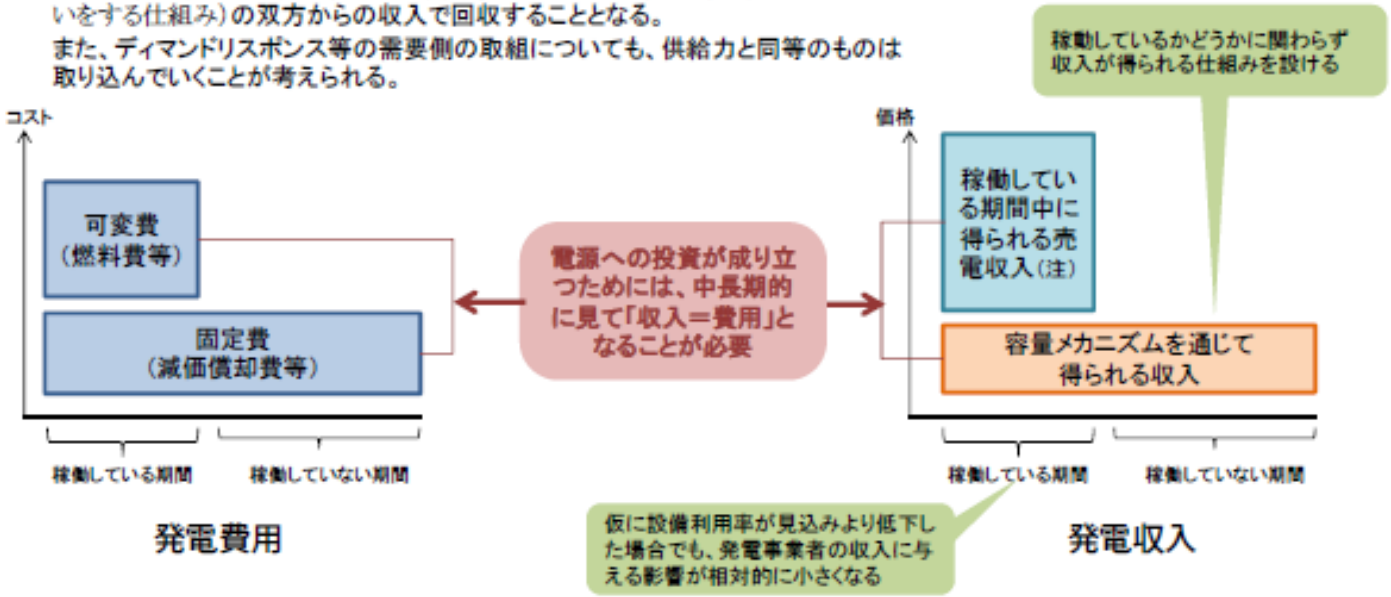
- 小売全面自由化により、従来の安定供給を担っていた一般電気事業者の供給義務と料金規制が撤廃され、発電設備の投資回収の不確実性が増し、ひいては中長期的に必要となる供給力が確保されない状況となることが懸念される。
- 容量メカニズムとは、小売電気事業者や発電事業者に将来必要となる供給力を確実に確保することを求めることで、発電投資を促しつつ、国全体で将来必要となる供給力を確保する仕組みである。

出典　総合資源エネルギー調査会　基本政策分科会　電力システム改革小委員会　制度設計ワーキンググループ（第5回）資料4－4（平成26年1月20日）
http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/kihonseisaku/denryoku_system/seido_sekkei_wg/pdf/005_04_04.pdf

○ 市場で電気（kWh）を販売して得る収入を補完するメカニズムを作ることにより、電源に係る投資回収の予見性を高めることが、容量メカニズムの基本的な考え方。

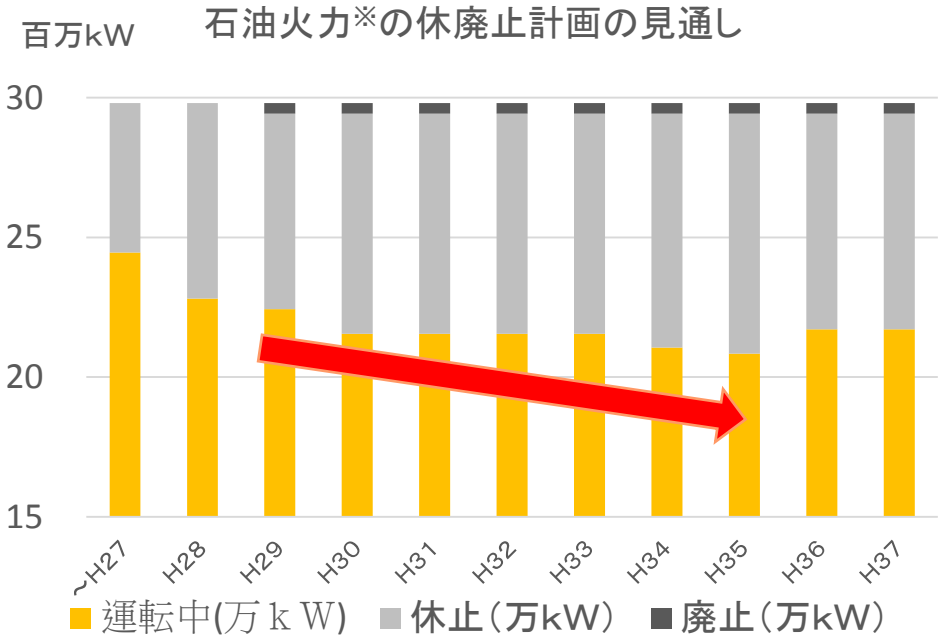
○ 諸外国では、容量メカニズムの創設により市場の効率性が損なわれないようにするため、制度設計の検討が慎重に行われている。

容量メカニズムを導入した場合、発電に要するコストを、エネルギー市場（実際の発電量（kWh）を売買する卸電力市場）と容量メカニズム（容量（kW）に応じた支払いをする仕組み）の双方からの収入で回収することとなる。
また、ディマンドリスポンス等の需要側の取組についても、供給力と同等のものは取り込んでいくことが考えられる。



6. 供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題②－1　～経年火力の状況

- 東日本大震災のあと、原子力が停止していく中、経年火力を含めた火力電源を最大限活用して、需給を何とか保ってきた。
- しかし、電力自由化の進展に伴い、経年化や相対的な競争力が低下した火力電源は休廃止されていく可能性が高いことが今回の供給計画の取りまとめでわかった。また、事業者からもその旨指摘を受けているところ。
- 特に石油火力は、LNG火力等に比べ、燃料調達・運用の柔軟性が高く、ベース電源の電力量（kWh）の代替として活用できるメリットがあり、非常時のリスク対応の観点で活用が期待できる一方で、その経年化、競争力の低さから更なる休廃止が進む可能性が高い（下図「石油火力の休廃止計画の見通し」参照）。また、今後、石油火力の休廃止が進めば、石油消費量の減少に伴い、燃料サプライチェーンが先細ることが懸念される。



※他燃料（石炭・LNG）へのリプレース計画がない現存する石油火力（単純廃止となる可能性があるもの）を集計している

（課題②－1参考）震災以降の火力設備利用率の状況について

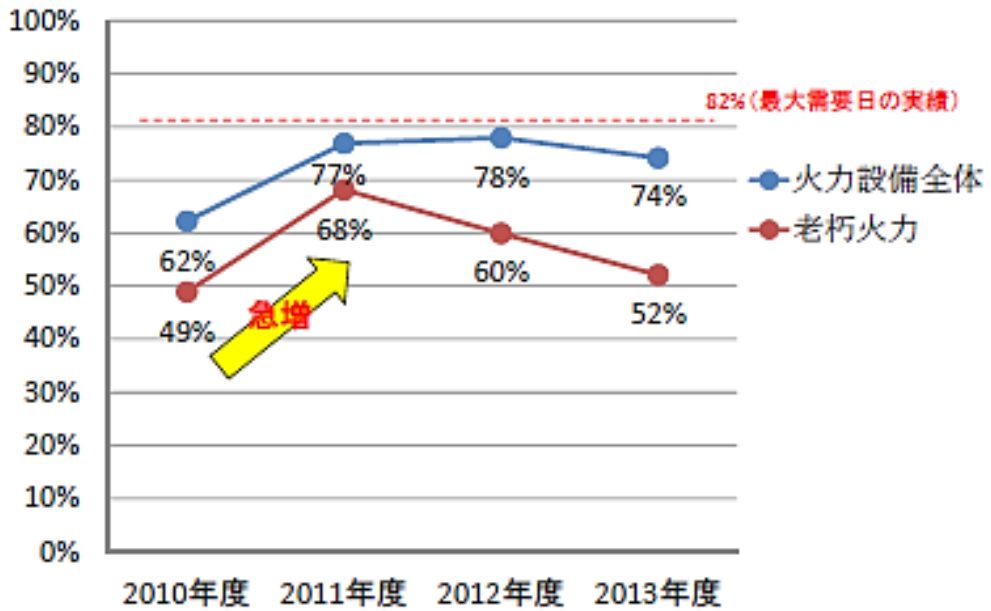
出典　総合資源エネルギー調査会　基本政策分科会　電力需給検証小委員会　第5回　資料2（平成26年4月17日）
http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/kihonseisaku/denryoku_jukyu/pdf/005_02_00.pdf

1．④火力発電所の稼働状況

○ 震災後、運転中設備利用率の推移は急増。最大需要発生日以外も火力設備の高稼働状態が継続している。

○ なお、震災後の節電や離脱による需要の減少や新規火力の立ち上げに伴い、老朽火力の運転中設備利用率は徐々に減少していると考えられる。

運転中設備利用率の推移



（注1）各年度の対象期間は、各年度の夏季（7～9月）、冬季（12～2月）
（注2）対象設備は沖縄電力を除く一般電気事業者9社が保有する自社設備
（注3）運転中設備利用率は、発電電力量を「定期検査及び計画外停止による停止期間を除いた時間×発電出力（コンバインドサイクル等は大気気温による出力低下を考慮）」で除した値

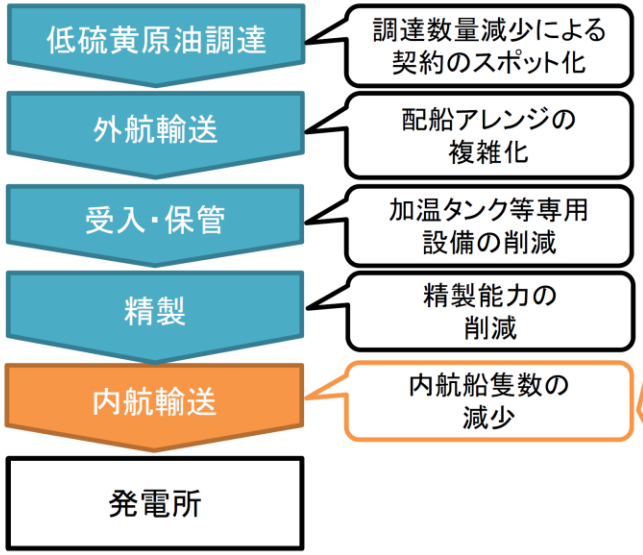
（課題②－1参考）石油火力と石油燃料のサプライチェーンについて

出典　総合資源エネルギー調査会 資源・燃料分科会　第17回　資料6（石油連盟：平成28年5月17日）
http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/shigen_nenryo/pdf/017_06_00.pdf

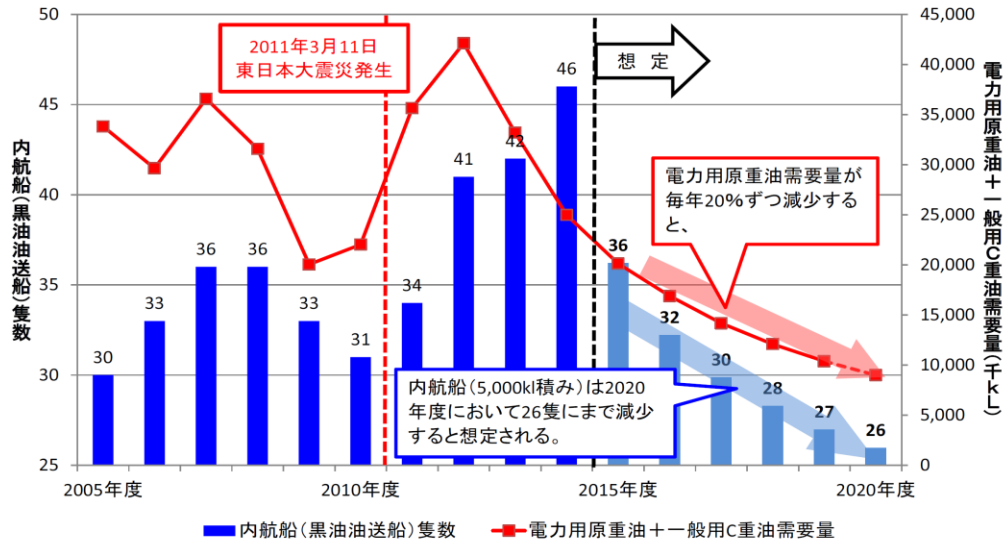
7.「石油火力」向け石油燃料のサプライチェーンについて

- 「石油火力」向け石油燃料の需要が減少していけば、こうした燃料のサプライチェーンが先細り、緊急時のバックアップ電源としての役割を果たせなくなることは確実です。
- ①短期的な系統安定化、②太陽光などの再エネの導入拡大、③大規模自然災害等による電源の長期的な計画外停止等、に備えた調整力・予備力として、どのような電源を位置付けていくか、その中で「石油火力」をどう位置付けるかを早急に検討することが必要です。
- こうした検討の結果、調整力・予備力として「石油火力」を位置付けるならば、緊急時のみの運用ではサプライチェーンを維持できないため、「石油火力」の平時からの一定稼働が必要です。

「石油火力」向け石油燃料の需要減少に伴う
サプライチェーンの脆弱化（低硫黄原油の例）



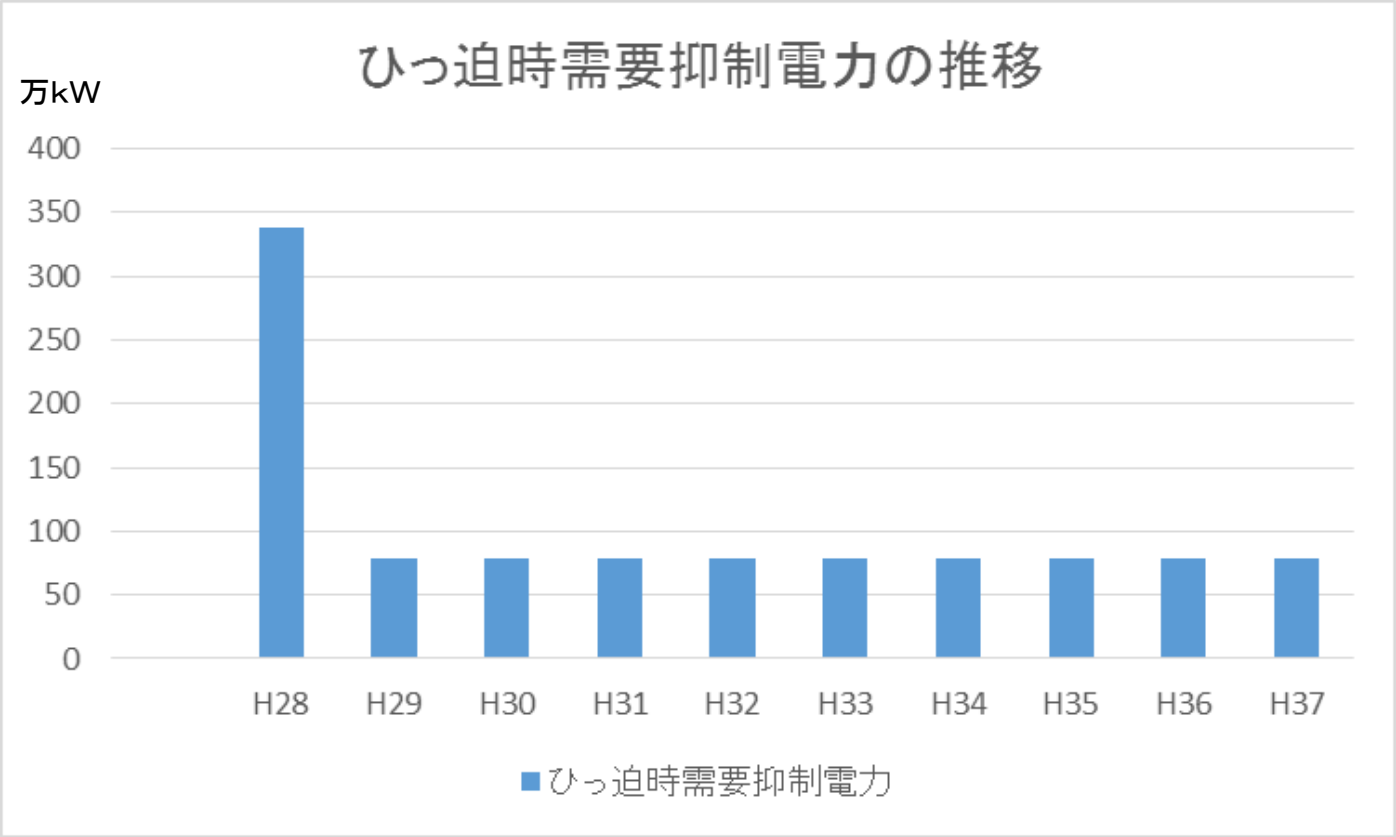
内航船（黒油油送船）隻数の推移と見通し（想定）



（推計方法）2015年度以降の内航船隻数は、過去20年間の電力用原重油＋一般C重油需要量と、隻数との関係より推計。
（出所）2014年度までは資源エネルギー統計、電力調査統計、全国内航タンカー海運組合事業報告書による実績。
2015年度以降の需要は、一般用C重油は「石油製品需要見通し」に準拠、電力用原重油は毎年20%ずつ減少するものと仮定。

6. 供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題②－2
～需給調整契約等について

- 平成28年度供給計画で確認された「ひっ迫時需要抑制電力」（需給調整契約等）の推移を下図に示す。平成28年度は全国で350万kW程度の契約量を確保しているものの、平成29年度以降は契約の見通しが不透明であり、現状では、このうちの多くが計上されていない。
- 現状、需給調整契約等は、旧一般電気事業者が非常時のリスク対応の観点等から契約しているものの、コスト面の議論がされておらず、現状のままでは契約を維持していくことは困難であることが指摘されている。
- このように、電力自由化が進展していく中、非常時のリスク対応力が失われつつある現状が明らかとなった。



稀頻度リスクへの対応について

- 供給計画の取りまとめを通じて、電気事業者から、以下の懸念が示された。
  - ✓ 原子力発電の再稼働や再生可能エネルギーの導入により、競争力が相対的に低い石油火力等の経年火力は徐々に廃止されていくこととなる。その場合に、例えば、東日本大震災のように大規模かつ長期間に亘り供給力が減少するような稀頻度事象が発生すると、電力需給は極めて厳しい状況になることが想定される。こうした事態が発生する可能性（稀頻度リスク）を踏まえた、石油火力発電等の供給力の確保のあり方を検討することが必要ではないか。
  - ✓ 需給調整契約等の非常時に供給力の代替として使い得る手段については、平成28年度については、旧一般電気事業者としての非常時のリスク対応等の観点から、従来と同程度の契約を維持している。しかし、競争環境の変化やコスト面も鑑み、今後保有し続けることが難しいと考えており、平成29年度以降の取扱いについては未定となっている。そのため、今後はこの取扱いについて、改めて整理する必要があるのではないか。
- 上記について、当機関としても重要な課題と認識したことから、稀頻度リスクをどう考えるべきか、また、その対応として電源入札その他の手段を講ずるべきかについて議論を進めていく。国においても、稀頻度リスクについての考え方を整理し、その対応について検討を進められたい。