

**第2号議案**

平成29年度供給計画の取りまとめについて

(案)

電気事業法第29条第2項、業務規程第28条第1項及び第29条第1項に基づき、別紙のとおり、平成29年度供給計画を取りまとめ、本機関の意見を付して経済産業大臣に送付するとともに公表する。

送付・公表日 : 平成29年 3月30日

**【添付資料】**

別紙 : 経済産業大臣への送付書類一式

以上

別紙

供給計画の取りまとめ送付書

広域計第●号

平成29年3月30日

経済産業大臣 殿

電力広域的運営推進機関  
理事長 金本 良嗣 ⑩

電気事業法第29条第2項の規定により次のとおり平成29年度の供給計画を取りまとめたので、別添の意見を付して送付します。

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

別添：平成29年度供給計画の取りまとめに関する経済産業大臣への意見について

# 平成29年度供給計画の取りまとめ

平成29年3月

電力広域的運営推進機関

電力広域的運営推進機関

# 目次

ページ

1. 電力需要想定	1
(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	5
(1) 需給バランス評価方法について	
(2) 前年度の推定実績及び当該年度の見通し（短期）	
(3) 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	14
(1) 電源構成（kW）の推移	
(2) 発電端電力量（kWh）の推移	
(3) 電源別設備利用率の推移	
(4) エリア別電源構成および発電電力量	
(5) 電源開発計画	
4. 送配電設備の増強計画	22
(1) 主要送電線路の整備計画	
(2) 主要変電所の整備計画	
(3) 送変電設備の整備計画（総括）	
5. 広域的運営の状況	29

6. 電気事業者の特性分析	32
(1) 小売電気事業者の規模別分布（需要規模）	
(2) 小売電気事業者のエリア展開	
(3) 小売電気事業者の供給力確保状況	
(4) 発電事業者の規模別分布（保有設備規模）	
(5) 発電事業者のエリア展開	
7. その他	41
(1) 供給計画の取りまとめでの気付き事項	
(2) 供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題	
(3) 参考検討（最大需要発生時以外の評価）	
別紙1	当該年度の需給見通し（短期）
別紙2	当該年度以降10年間の需給見通し（長期）

<はじめに>

当機関は、電気事業法第29条に基づき電気事業者が国に届け出た平成29年度供給計画について、同条及び業務規程第28条に基づきこれを取りまとめた。

供給計画は、当機関が送配電等業務指針に基づき各電気事業者より提出を受け、当機関を經由して経済産業大臣に届け出るものとされている。当機関は、これらを取りまとめ、毎年3月末日までに経済産業大臣に送付するものとされている。

なお、平成29年度供給計画取りまとめでは、平成28年12月31日までに電気事業者となった者（936者）と、平成29年に新たに電気事業者となった者のうち、3月1日までに供給計画を本機関へ提出した者（2者）の合計938者を対象に取りまとめを行った。

平成29年度供給計画取りまとめ対象事業者数

事業者区分	事業者数
発電事業者	542
小売電気事業者	367
登録特定送配電事業者	16
特定送配電事業者	1
送電事業者	2
一般送配電事業者	10
合計	938

## 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）

### ① 8月の最大3日平均電力<sup>1</sup>

一般送配電事業者10者が届け出たエリア需要<sup>2</sup>を全国合計したもののうち、平成28年度の実績及び平成29年度の見通し<sup>3</sup>を、表1-1に示す。

平成29年度の見通し15,656万kWは、平成28年度の実績15,617万kWに対して0.2%の増加となった。なお、平成28年度の気温補正<sup>4</sup>後の実績15,576万kWに対して、平成29年度の見通しは0.5%の増加となった。

表1-1 8月の最大3日平均電力（全国の需要、送電端）

平成28年度 実績	平成29年度 見通し
15,617万kW (15,576万kW)	15,656万kW +0.2% (+0.5%) <sup>*</sup>

( )内は気温補正後の値

<sup>\*</sup>平成28年度実績に対する増加率

### ② 当該年度の見通し

一般送配電事業者10者が届け出た各月別のエリア需要を全国合計したものを、表1-2に示す。

夏季最大3日平均電力（8月）が、冬季最大3日平均電力（1月）を1千万kW程度上回っており、全国の需要としては夏季が最大となっている。

表1-2 各月別の最大3日平均電力（全国の需要、送電端）

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月
需要電力	11,794	11,406	12,686	15,607	15,656	14,008
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,802	12,485	13,902	14,618	14,610	13,332

<sup>1</sup> 最大3日平均電力とは、各月における毎日の最大需要電力（1時間平均値）を上位から3日とり、それを平均した値をいう。

<sup>2</sup> エリア需要とは、一般送配電事業者の各供給区域において、小売電気事業者及び一般送配電事業者が一般送配電事業者の流通設備を介して一般の需要に応じて供給する電気の量のうち最大3日平均電力を示したものであり、本機関が業務規程第23条第5項に基づき公表したもの。

<sup>3</sup> 平成29年度以降の見通しは、平年気象を前提に想定されている。そのため、平成28年度の実績又は推定実績とは、前提とする気象条件が異なり得る。

<sup>4</sup> 気温補正とは、冷夏・暖冬など気象条件による冷暖房機器などの稼働増減の影響を控除し、平年気象ベースの実勢需要を把握するために実施するもの。

### ③ 年間需要電力量

一般送配電事業者10者が届け出たエリアの需要電力量を全国合計したもののうち、平成28年度の推定実績<sup>5</sup>及び平成29年度の見通しを、表1-3に示す。

平成29年度の見通し8,805億kWhは、平成28年度の推定実績8,871億kWhに対して0.7%の減少となっている。なお、平成28年度の気温補正後の推定実績8,787億kWhに対して、平成29年度の見通しは0.2%の増加となっている。

表1-3 年間需要電力量（全国の需要、送電端）

平成28年度 推定実績	平成29年度 見通し
8,871 億 kWh (8,787 億 kWh)	8,805 億 kWh ▲0.7% (+0.2%) <sup>*</sup>

( ) 内は気温補正後の値

※平成28年度推定実績に対する増加率

<sup>5</sup> 需要電力量の推定実績としては平成28年4～11月の実績値及び平成28年12月～平成29年3月の推定値を合算している。



(2) 当該年度以降10年間の見通し（長期）

一般送配電事業者がエリア需要を想定するため、本機関が策定・公表した全国の経済見通し（平成28年11月24日公表）の主なものを、表1-4に示す。

国内総生産（実質GDP）<sup>6</sup>の見通しは、平成29年度は540.1兆円、平成38年度は582.0兆円となり、年平均0.8%の増加に、鉱工業生産指数（IIP）<sup>7</sup>の見通しは、平成29年度は99.8、平成38年度は108.2となり、年平均0.9%の増加となった。

表1-4 全国の経済見通し

	平成29年度	平成38年度
国内総生産（実質GDP）	540.1兆円	582.0兆円 [0.8%] <sup>*</sup>
鉱工業生産指数（IIP）	99.8	108.2 [0.9%] <sup>*</sup>

※平成29年度見通しに対する年平均増加率

① 8月の最大3日平均電力

一般送配電事業者10者が届け出たエリア需要を全国合計したもののうち、平成29年度、平成33年度及び平成38年度の見通しを、表1-5に示す。

平成33年度の見通しは15,857万kW、平成38年度の見通しは16,031万kWとなり、平成29年度から平成38年度まで年平均0.3%の増加となっている。

継続的な増加傾向との見通しとしている理由は、節電の取り組みや省エネの進展、人口の減少傾向、負荷平準化対策などによる減少要因はあるものの、経済規模の拡大や電化の進展などの増加要因の方が大きく寄与するものと考えたためである。

なお、昨年度に比べ年平均増加率が低下しているのは、経済指標の水準低下及び至近の省エネ進展等による需要実績の減少傾向の反映が主な要因である。

表1-5 8月の最大3日平均電力（全国の需要、送電端）の見通し

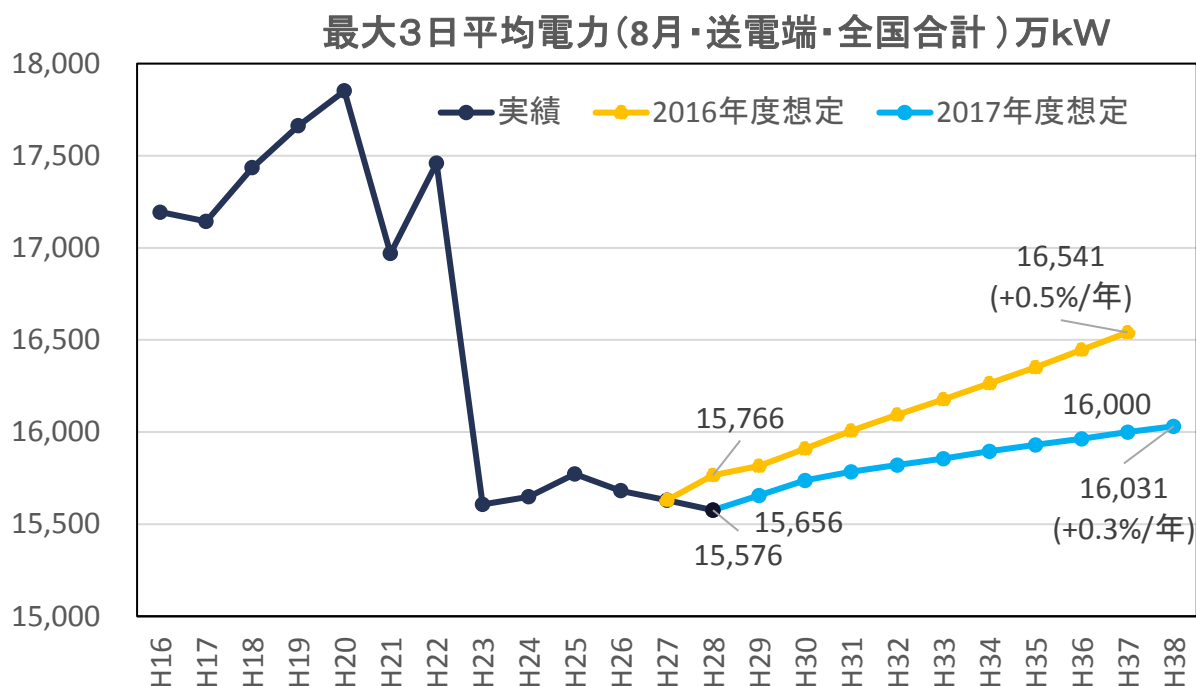
平成29年度 [再掲]	平成33年度	平成38年度
15,656万kW	15,857万kW [0.3%] <sup>*</sup>	16,031万kW [0.3%] <sup>*</sup>

※平成29年度見通しに対する年平均増加率

<sup>6</sup> GDPは平成17暦年連鎖価格である。

<sup>7</sup> IIPは平成22暦年を100とした指数である。

<参考 最大3日平均電力の実績と今後の見通し>



② 年間需要電力量

一般送配電事業者10者が届け出たエリアの需要電力量を全国合計したもののうち、平成29年度、平成33年度及び平成38年度の見通しを、表1-6に示す。

平成33年度の見通しは8,891億kWh、平成38年度の見通しは9,005億kWhとなり、平成29年度から平成38年度まで年平均0.2%の増加となっている。

継続的な増加傾向との見通しとしている理由としては、節電の取り組みや省エネの進展、人口の減少傾向といった減少要因はあるものの、経済規模の拡大や電化の進展などの増加要因の方が大きく寄与するものと考えたためである。

表1-6 年間需要電力量(全国の需要、送電端)の見通し

平成29年度 [再掲]	平成33年度	平成38年度
8,805 億 kWh	8,891 億 kWh [0.2%] <sup>※</sup>	9,005 億 kWh [0.2%] <sup>※</sup>

※平成29年度見通しに対する年平均増加率

## 2. 需給バランス

### (1) 需給バランス評価方法について

各エリアの供給力<sup>8</sup>とエリア需要を基に、各エリア及び全国の需給バランス評価を行う。なお、当機関の「第14回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（平成29年3月23日開催）」での審議を踏まえ、エリアごとに予備率<sup>9</sup>が8%以上あること（沖縄エリアについては、「最大電源ユニット+周波数制御機能あり調整力」を除いた場合の供給力が最大3日平均電力を上回ること）を基準として評価を行った。

需給バランス評価の概要を、図2-1に示す。各エリアの供給力は、小売電気事業者及び一般送配電事業者が各エリア向けに確保した供給力と、発電事業者の発電余力<sup>10</sup>を足し合わせたものとする。ここで、小売電気事業者等が確保した供給力には、地域間連系線を経由して他のエリアから調達したものも含まれる。このため、発電事業者の発電余力や小売電気事業者の予備力は、将来、他のエリアの供給力にもなり得るものである。

平成29年度供給計画届出書の記載要領（平成28年12月；資源エネルギー庁発行）に従い、原子力発電所の稼働状況等が見通せないことに伴い当該供給力を「未定」と計上したものについては、当該発電所・号機の供給力を「ゼロ」として算定している。なお、平成29年度供給計画では、届出時点で再稼働している原子力発電所を除き、供給力を「未定」として届け出されている。

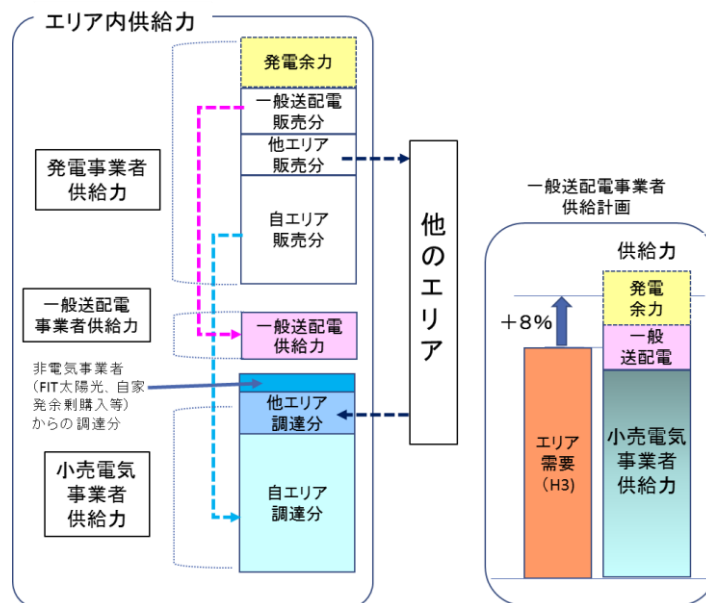


図2-1 需給バランス評価の概要

<sup>8</sup> 供給力とは、最大3日平均電力発生時に安定的に見込める供給能力をいう。

<sup>9</sup> 予備率とは、予備力（供給力-最大3日平均電力）を最大3日平均電力で除したものをいう。

<sup>10</sup> エリア内に発電設備を保有する発電事業者が販売先未定で保有している供給電力をいう。

(2) 前年度の推定実績及び当該年度の見通し（短期）

① 前年度の推定実績

平成28年8月の供給力（全国合計）と最大3日平均電力（全国合計）を元に算出した需給バランス実績を、表2-1に示す。

表2-1 平成28年8月の需給バランス実績（全国合計、送電端）

最大3日平均電力 （気温補正後）[再掲]	供給力 （全国合計）	予備力	予備率
15,576 万 kW	18,040 万 kW	2,464 万 kW	15.8%

なお、各エリア別の需給バランスについても、安定供給の基準とする予備率8%を確保していた。

② 当該年度の需給見通し

平成29年度各月別の全国合計での需給バランス見通しを、表2-2及び図2-2に示す。

全国合計では、各月ともに、予備率8%以上となっている。

表2-2 各月別の需給バランス見通し（全国合計、送電端）

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月
需要電力	11,794	11,406	12,686	15,607	15,656	14,008
供給力	14,368	14,269	15,439	17,727	17,692	16,570
予備率	21.8%	25.1%	21.7%	13.6%	13.0%	18.3%
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,802	12,485	13,902	14,618	14,610	13,332
供給力	14,724	15,064	16,249	16,910	16,720	15,861
予備率	24.8%	20.7%	16.9%	15.7%	14.4%	19.0%

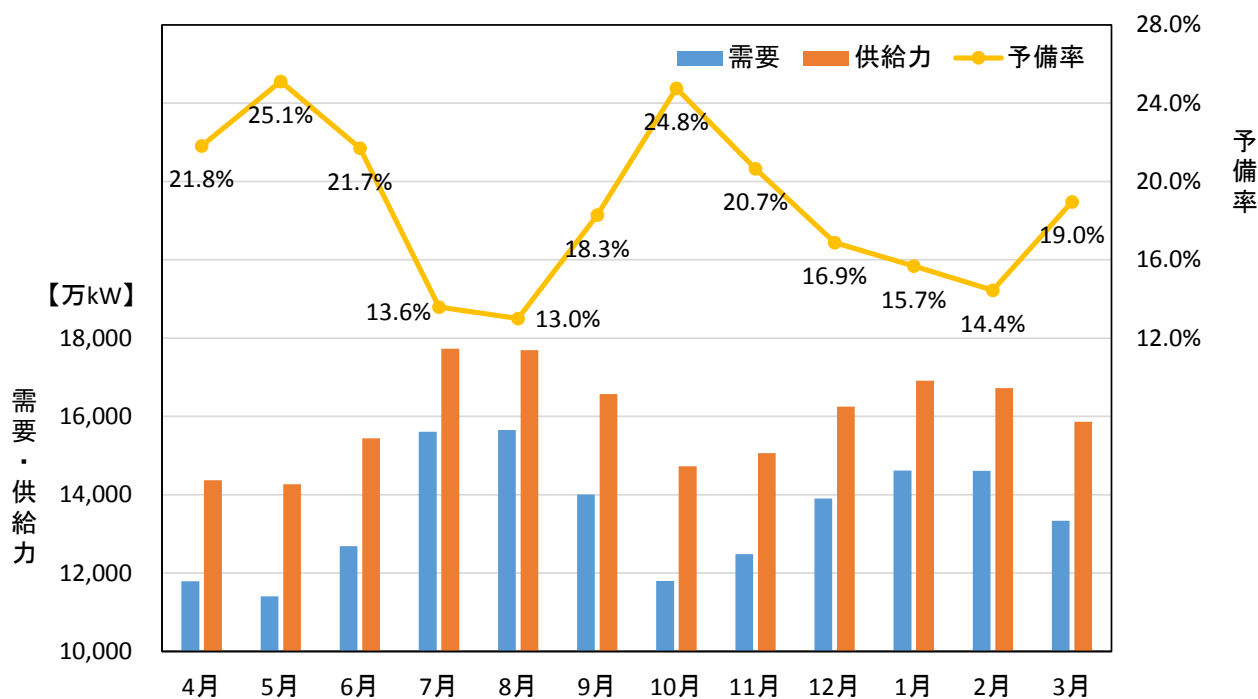


図2-2 各月別の需給バランス見通し（全国合計、送電端）

エリア別の予備率見通しを、表2-3に示す。また、予備率が8%に満たないエリア・月について、連系線空容量<sup>11</sup>を使って他エリアの8%を上回る予備力を考慮した場合の予備率を表2-4に示す。

各エリアの予備率は、一部のエリア・月で8%を下回るものの、連系線を活用した他のエリアからの供給力を考慮することにより、全てのエリアで安定供給の基準とする8%を確保できる見通しとなった。

表2-3 各月別の予備率見通し（エリア別、送電端）

	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	17.4%	30.7%	34.9%	24.0%	19.7%	16.0%	24.7%	19.5%	19.2%	17.0%	16.6%	21.6%
東北	13.6%	19.6%	19.4%	17.5%	17.0%	13.0%	19.8%	14.3%	13.0%	18.1%	19.5%	12.6%
東京	22.2%	25.6%	22.2%	7.0%	8.0%	15.9%	29.7%	22.2%	21.2%	17.3%	13.0%	19.8%
東日本 3社計	20.1%	24.8%	22.5%	9.9%	10.4%	15.4%	27.3%	20.4%	19.3%	17.5%	14.6%	18.4%
中部	12.1%	11.7%	18.2%	9.5%	8.2%	19.8%	14.8%	14.2%	7.7%	7.8%	5.9%	7.8%
北陸	9.4%	22.2%	8.5%	18.4%	9.1%	10.0%	10.8%	9.6%	8.2%	9.1%	9.9%	11.5%
関西	28.3%	30.1%	16.3%	13.6%	13.4%	16.9%	31.5%	28.0%	23.3%	19.1%	18.4%	27.2%
中国	35.2%	31.2%	27.2%	28.9%	28.4%	30.0%	30.2%	23.9%	21.5%	20.4%	19.9%	24.9%
四国	43.4%	56.1%	34.0%	28.4%	25.2%	31.1%	26.0%	17.1%	11.1%	16.2%	30.1%	37.5%
九州	19.6%	24.6%	26.5%	16.9%	15.3%	18.3%	16.9%	19.8%	8.6%	10.4%	9.6%	14.1%
中西日本 6社計	22.7%	24.9%	20.5%	16.0%	14.5%	20.0%	22.1%	20.3%	14.3%	13.7%	13.6%	18.6%
9社合計	21.5%	24.8%	21.4%	13.3%	12.7%	17.9%	24.4%	20.3%	16.5%	15.4%	14.1%	18.5%
沖縄	59.0%	49.3%	51.2%	46.5%	50.4%	54.6%	55.4%	58.2%	61.9%	56.4%	69.2%	81.9%
10社合計	21.8%	25.1%	21.7%	13.6%	13.0%	18.3%	24.8%	20.7%	16.9%	15.7%	14.4%	19.0%

8%未満

※東京エリアの8月については、四捨五入により8.0%となっているが、8%を下回っている。

表2-4 各月別の予備率見通し（連系線及び他エリア予備力考慮、送電端）

	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	17.4%	30.7%	34.9%	24.0%	19.7%	16.0%	24.7%	19.5%	19.2%	17.0%	16.6%	21.6%
東北	13.6%	19.6%	19.4%	13.3%	16.9%	13.0%	19.8%	14.3%	13.0%	18.1%	19.5%	12.6%
東京	22.2%	25.6%	22.2%	8.0%	8.0%	15.9%	29.7%	22.2%	21.2%	17.3%	13.0%	19.8%
東3社計	20.1%	24.8%	22.5%	9.9%	10.4%	15.4%	27.3%	20.4%	19.3%	17.5%	14.6%	18.4%
中部	12.1%	11.7%	18.2%	9.5%	8.2%	19.8%	14.8%	14.2%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%
北陸	9.4%	22.2%	8.5%	18.4%	9.1%	10.0%	10.8%	9.6%	8.2%	9.1%	9.9%	11.5%
関西	28.3%	30.1%	16.3%	13.6%	13.4%	16.9%	31.5%	28.0%	23.0%	18.9%	16.3%	27.1%
中国	35.2%	31.2%	27.2%	28.9%	28.4%	30.0%	30.2%	23.9%	21.5%	20.4%	19.9%	24.9%
四国	43.4%	56.1%	34.0%	28.4%	25.2%	31.1%	26.0%	17.1%	11.1%	16.2%	30.1%	37.5%
九州	19.6%	24.6%	26.5%	16.9%	15.3%	18.3%	16.9%	19.8%	8.6%	10.4%	9.6%	14.1%
中西計	22.7%	24.9%	20.5%	16.0%	14.5%	20.0%	22.1%	20.3%	14.3%	13.7%	13.6%	18.6%
9社合計	21.5%	24.8%	21.4%	13.3%	12.7%	17.9%	24.4%	20.3%	16.5%	15.4%	14.1%	18.5%
沖縄	59.0%	49.3%	51.2%	46.5%	50.4%	54.6%	55.4%	58.2%	61.9%	56.4%	69.2%	81.9%
10社合計	21.8%	25.1%	21.7%	13.6%	13.0%	18.3%	24.8%	20.7%	16.9%	15.7%	14.4%	19.0%

8%以上に改善

応援したエリア

また、沖縄エリア<sup>12</sup>については、小規模単独系統であり、他エリアの供給力を期待できないことから、他エリアと同じ基準を適用するのではなく、「最大電源ユニット＋周波数制御機能あり調整力」（以下、「電源I」という：合計30.1万kW）を除いた場合の供給力が最大3日平均電力を上回ることを基準としている。この時の予備率を表2-5に示す。全ての月で安定供給は確保できる見通しとなった。

表2-5 沖縄エリアにおける電源I控除後の予備率見通し（送電端）

	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	29.8%	25.9%	31.4%	27.5%	31.5%	34.0%	33.1%	35.8%	32.0%	29.3%	41.2%	52.3%

<sup>11</sup> 供給計画に計上されたエリア間取引により空容量を算出した。

<sup>12</sup> 沖縄エリアは、離島も含めた予備率を評価している。

(3) 当該年度以降10年間の見通し（長期）

① 需給バランス

平成29年度以降10年間の需給バランス見通しを、表2-6及び図2-3に示す。

全国合計では、各年度ともに、予備率8%以上となっている。

表2-6 中長期の需給バランス見通し（8月全国合計、送電端）

【万kW】

	H29（再掲）	H30	H31	H32	H33
需要電力	15,656	15,737	15,784	15,822	15,857
供給力	17,692	17,608	17,747	17,755	17,555
供給予備率	13.0%	11.9%	12.4%	12.2%	10.7%
	H34	H35	H36	H37	H38
需要電力	15,896	15,930	15,964	16,000	16,031
供給力	17,763	18,204	18,540	18,571	18,591
供給予備率	11.7%	14.3%	16.1%	16.1%	16.0%

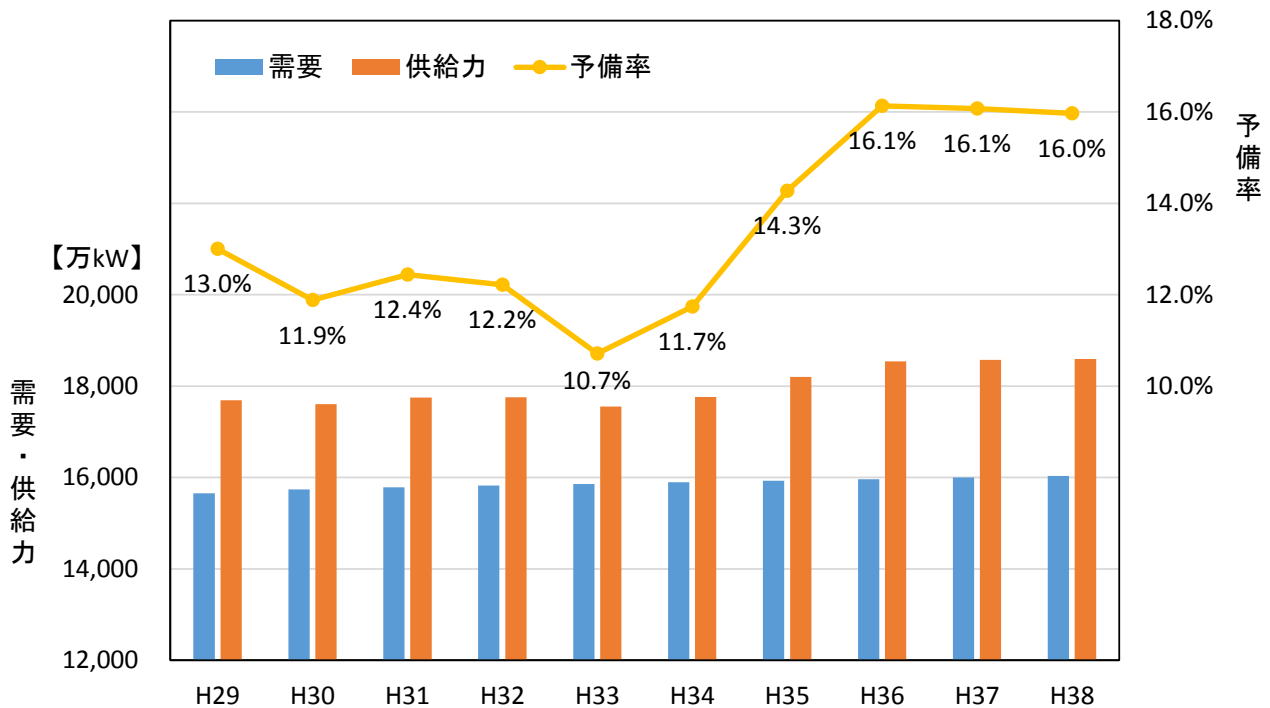


図2-3 中長期の需給バランス見通し（8月エリア需要全国合計、送電端）

エリア別の予備率見通しを、表2-7に示す。また、予備率が8%に満たないエリア・年度について、連系線空容量を使って他エリアの予備率8%を上回る供給力を考慮した場合の予備率を表2-8に示す。

各エリアの予備率は、東京エリアの平成29年度～35年度、中部エリアの平成31年～33年、関西エリアの平成33年に予備率が8%を下回っているものの、連系線を活用した他のエリアからの供給力を考慮することにより、全てのエリアで安定供給の基準とする8%を確保できる見通しとなった。

なお、供給計画の提出義務のない事業者の新規開発電源や、提出義務のある事業者においても供給計画に記載していない新規開発電源などは、供給力として捕捉されていない。これらの計画は、成熟度には差異があるものの、その中には将来見込むことのできる供給力として評価できるものもあるのではないかと考えられる。

表2-7 中長期の予備率見通し（8月全国合計、送電端）

	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37	H38
北海道	19.7%	20.3%	43.8%	44.3%	43.7%	43.0%	41.5%	40.5%	39.5%	38.6%
東北	17.0%	18.4%	23.9%	24.2%	25.5%	25.7%	27.2%	27.1%	26.9%	26.9%
東京	8.0%	6.3%	5.4%	5.3%	1.7%	1.8%	6.3%	11.6%	11.5%	10.9%
東日本3社計	10.4%	9.4%	11.2%	11.2%	8.7%	8.8%	12.4%	16.3%	16.1%	15.6%
中部	8.2%	9.9%	6.5%	5.8%	6.0%	9.5%	9.6%	9.6%	9.6%	9.5%
北陸	9.1%	11.6%	18.8%	12.0%	12.0%	11.9%	11.7%	11.4%	11.2%	11.0%
関西	13.4%	9.8%	11.4%	10.9%	7.8%	10.5%	13.2%	13.5%	13.8%	14.6%
中国	28.4%	21.1%	19.1%	20.0%	20.1%	20.8%	27.0%	26.7%	26.2%	26.0%
四国	25.2%	35.7%	24.8%	29.9%	30.0%	25.3%	26.3%	26.4%	26.5%	26.6%
九州	15.3%	11.9%	15.0%	15.0%	15.7%	16.4%	16.8%	17.8%	17.9%	18.0%
中西日本6社計	14.5%	13.2%	12.8%	12.5%	11.7%	13.5%	15.2%	15.4%	15.4%	15.7%
9社合計	12.7%	11.5%	12.1%	11.9%	10.4%	11.4%	13.9%	15.8%	15.7%	15.7%
沖縄	50.4%	53.5%	52.9%	49.0%	48.7%	52.2%	52.4%	51.8%	50.4%	49.1%
10社合計	13.0%	11.9%	12.4%	12.2%	10.7%	11.7%	14.3%	16.1%	16.1%	16.0%

8%未満

※東京エリアのH29年度については、四捨五入により8.0%となっているが、8%を下回っている。

表2-8 中長期の予備率見通し  
(連系線・他エリア余力考慮、送電端)

	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37	H38
北海道	19.7%	20.3%	43.8%	44.3%	37.2%	36.3%	41.5%	40.5%	39.5%	38.6%
東北	16.9%	11.6%	13.3%	13.2%	8.0%	8.0%	20.3%	27.1%	26.9%	26.9%
東京	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	11.6%	11.5%	10.9%
東3社計	10.4%	9.4%	11.2%	11.2%	9.8%	9.7%	12.4%	16.3%	16.1%	15.6%
中部	8.2%	9.9%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	9.6%	9.6%	9.6%	9.5%
北陸	9.1%	11.6%	18.8%	12.0%	8.0%	11.9%	11.7%	11.4%	11.2%	11.0%
関西	13.4%	9.8%	10.0%	8.7%	8.0%	9.4%	13.2%	13.5%	13.8%	14.6%
中国	28.4%	21.1%	19.1%	20.0%	9.4%	20.8%	27.0%	26.7%	26.2%	26.0%
四国	25.2%	35.7%	24.8%	29.9%	30.0%	25.3%	26.3%	26.4%	26.5%	26.6%
九州	15.3%	11.9%	15.0%	15.0%	15.7%	16.4%	16.8%	17.8%	17.9%	18.0%
中西計	14.5%	13.2%	12.8%	12.5%	10.8%	12.7%	15.2%	15.4%	15.4%	15.7%
9社合計	12.7%	11.5%	12.1%	11.9%	10.4%	11.4%	13.9%	15.8%	15.7%	15.7%
沖縄	50.4%	53.5%	52.9%	49.0%	48.7%	52.2%	52.4%	51.8%	50.4%	49.1%
10社合計	13.0%	11.9%	12.4%	12.2%	10.7%	11.7%	14.3%	16.1%	16.1%	16.0%

8%未満

8%以上に改善

応援したエリア



また、沖縄エリアについて、平成29年度の電源I相当分を除いた場合の予備率を表2-9に示す。全ての年次で安定供給は確保できる見通しとなった。

表2-9 沖縄エリアにおける電源I控除後の予備率見通し（送電端）

	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37	H38
沖縄	29.6%	32.7%	32.2%	28.5%	28.2%	31.8%	32.1%	31.6%	30.3%	29.1%

次に、冬季に最大需要電力の発生を想定している北海道・東北エリアの1月断面における予備率見通しを、表2-10に示す。全ての年次で安定供給の基準とする8%を確保できる見通しとなった。

表2-10 中長期の予備率見通し（1月北海道・東北エリア、送電端）

	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37	H38
北海道	17.0%	21.3%	20.4%	21.8%	20.4%	19.8%	19.2%	18.5%	17.4%	26.6%
東北	18.1%	16.2%	17.5%	16.6%	16.9%	16.1%	16.8%	15.7%	14.7%	13.9%

② 小売電気事業者の供給力確保状況について

平成29年度以降10年間の小売電気事業者の供給力確保状況を、表2-11及び図2-4に示す。

特に中長期断面では、現時点で供給力を「調達先未定<sup>13</sup>」として計画していることがわかる。

表2-11 小売電気事業者の供給力確保状況（8月、送電端）

【万kW %】

	H29	H30	H31	H32	H33
需要電力 (エリア計)	15,656	15,737	15,784	15,822	15,857
確保済 供給力	16,213	15,956	16,187	15,776	15,478
比率*	103.6%	101.4%	102.6%	99.7%	97.6%
	H34	H35	H36	H37	H38
需要電力 (エリア計)	15,896	15,930	15,964	16,000	16,031
確保済 供給力	15,625	15,521	15,365	15,364	15,357
比率	98.3%	97.4%	96.2%	96.0%	95.8%

※需要電力（エリア計）に対する確保済供給力の比率

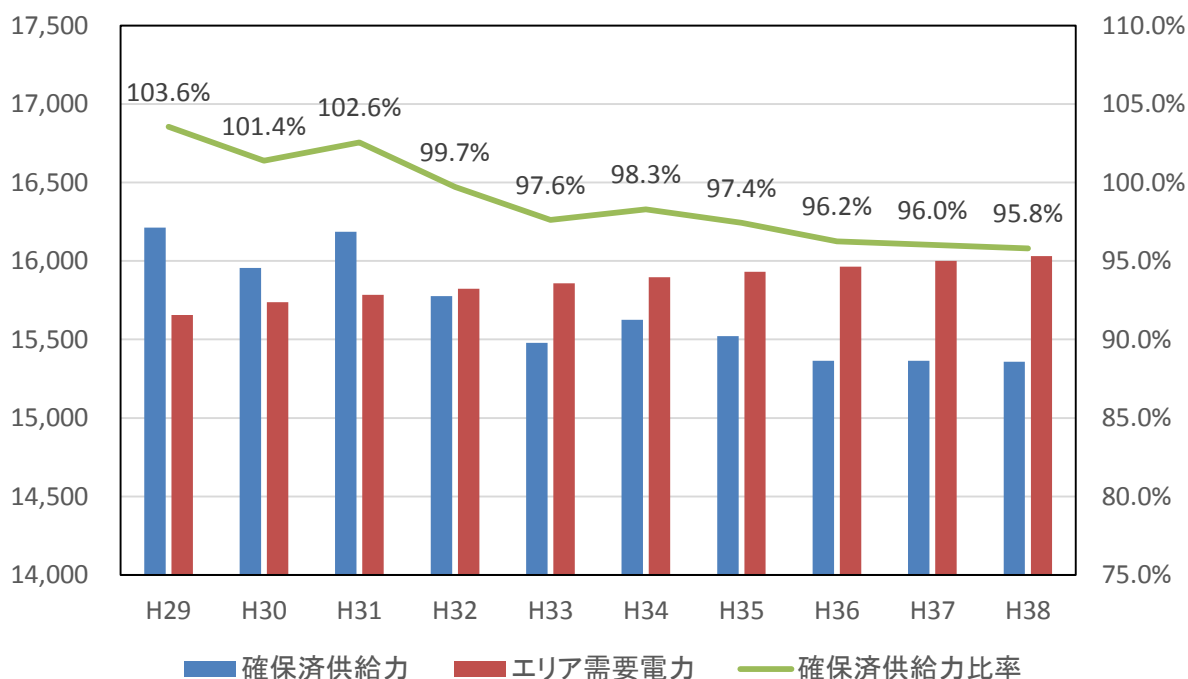


図2-4 小売電気事業者の供給力確保状況（8月、送電端）

<sup>13</sup> 調達先未定とは、供給計画届出書様式に記載されているもので、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をいう。

③ 一般送配電事業者の供給力確保状況について

各一般送配電事業者は、期間を通して離島供給力を確保し、また、平成29年度については、公募によりエリア需要の7%以上の調整力を確保している。各一般送配電事業者が確保した調整力を、表2-12に示す。

表2-12 一般送配電事業者の確保済調整力<sup>14</sup>

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
調整力	7.2%	7.1%	7.6%	7.0%	7.0%	7.3%	7.1%	7.0%	8.7%	20.8%

<sup>14</sup> エリア需要に対する調整力の比率。北海道・東北エリアは1月断面、他エリアは8月断面の比率を示す。

### 3. 電源構成の変化に関する分析

#### (1) 電源構成（kW）の推移

電気事業者の保有発電設備に加えて、小売電気事業者及び一般送配電事業者が「その他事業者」からの調達分として計上した電気事業者以外の者の保有発電設備を集計している。

上記により、各年度の電源構成を合計したものを表3-1及び図3-1に示す。また、年度ごとの電源構成比を図3-2に示す。

太陽光など新エネルギーの大幅な増加のもと、今後予定されている電源開発に伴い、石炭、LNGは、リプレース計画等による増減はあるものの増加している。石油は、廃止が進み減少している。

表3-1 電源構成の推移（全国合計）

【万kW】

種類	平成28年度	平成29年度	平成33年度	平成38年度
水力	4,910 [16.3%]	4,911 [15.9%]	4,917 [15.1%]	4,922 [14.5%]
一般水力	2,163 [ 7.2%]	2,164 [ 7.0%]	2,168 [ 6.7%]	2,174 [ 6.4%]
揚水	2,747 [ 9.1%]	2,747 [ 8.9%]	2,748 [ 8.4%]	2,748 [ 8.1%]
火力	16,485 [54.7%]	16,536 [53.6%]	16,766 [51.5%]	17,687 [52.1%]
石炭	4,335 [14.4%]	4,390 [14.2%]	4,809 [14.8%]	5,168 [15.2%]
LNG	8,212 [27.3%]	8,266 [26.8%]	8,247 [25.3%]	8,812 [25.9%]
石油他 <sup>15</sup>	3,938 [13.1%]	3,880 [12.6%]	3,710 [11.4%]	3,706 [10.9%]
原子力	3,900 [13.0%]	3,900 [12.6%]	3,500 [10.7%]	3,032 [ 8.9%]
新エネルギー等	4,774 [15.9%]	5,491 [17.8%]	7,363 [22.6%]	8,311 [24.5%]
風力	370 [ 1.2%]	390 [ 1.3%]	584 [ 1.8%]	774 [ 2.3%]
太陽光	4,060 [13.5%]	4,740 [15.4%]	6,403 [19.7%]	7,162 [21.1%]
地熱	52 [ 0.2%]	49 [ 0.2%]	48 [ 0.1%]	48 [ 0.1%]
バイオマス	195 [ 0.6%]	210 [ 0.7%]	235 [ 0.7%]	232 [ 0.7%]
廃棄物	96 [ 0.3%]	102 [ 0.3%]	93 [ 0.3%]	95 [ 0.3%]
その他	44 [ 0.1%]	20 [ 0.1%]	24 [ 0.1%]	24 [ 0.1%]
合計	30,114 [100%]	30,859 [100%]	32,569 [100%]	33,976 [100%]

<sup>15</sup> 石油他は、石油・LPG・その他ガス・歴青質混合物の合計値。

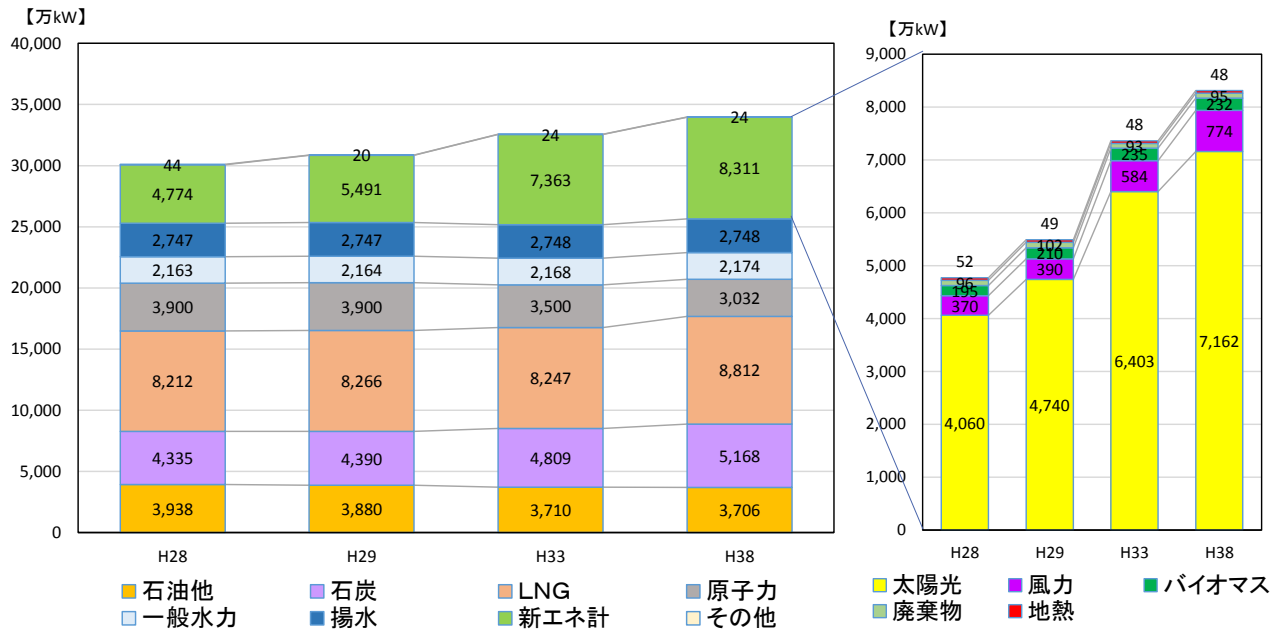


図 3 - 1 電源構成の推移 (全国合計)

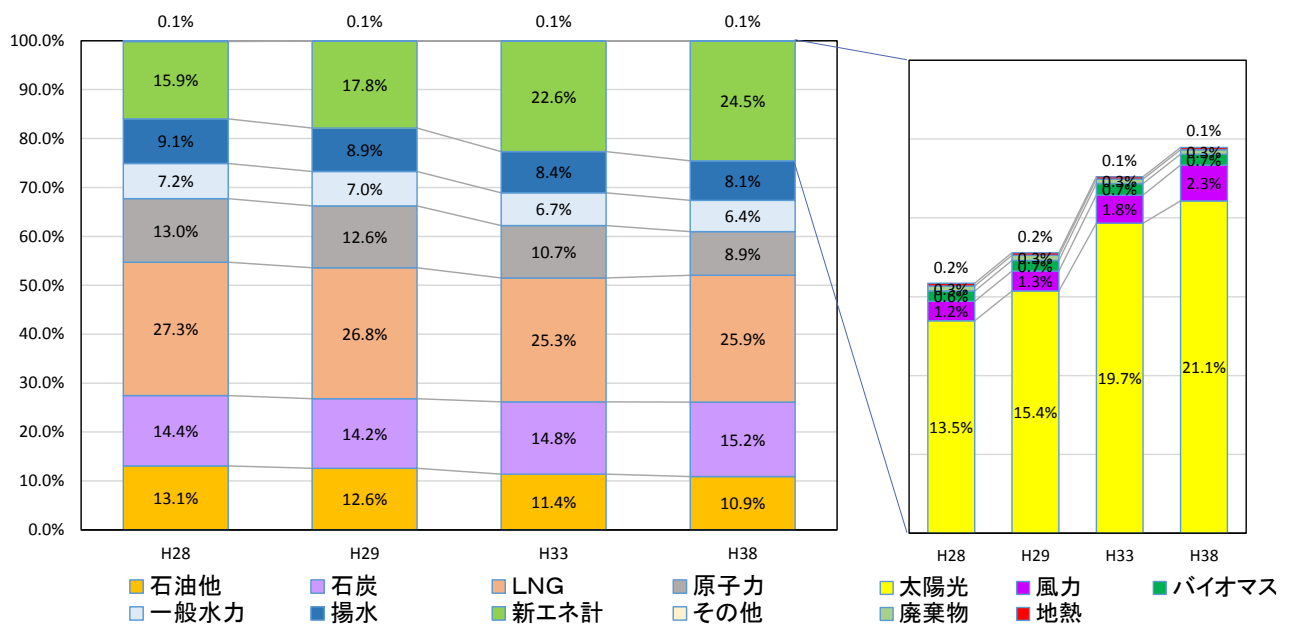


図 3 - 2 電源構成比の推移 (全国合計)

## (2) 発電端電力量 (kWh) の推移

発電事業者が届け出た各年度の発電端電力量の合計に加えて、小売電気事業者及び一般送配電事業者が電気事業者以外の者から調達する発電端電力量を集計したものを表3-2及び図3-3に示す。また、各年度の発電端電力量構成比を図3-4に示す。なお、原子力については、「未定」のものは電力量をゼロとして算定しているため、今後の原子力発電の稼働状況によっては発電端電力量の構成は異なるものとなる。

太陽光など新エネルギーの大幅な増加のもと、今後予定されている電源開発に伴い、石炭火力はほぼ横ばいとなっているものの、LNG火力は大幅に減少している。

表3-2 発電端電力量の推移 (全国合計)

【億 kWh】

種類	平成28年度	平成29年度	平成33年度	平成38年度
水力	788 [ 8.3%]	792 [ 8.5%]	839 [ 9.1%]	884 [ 9.4%]
一般水力	740 [ 7.8%]	764 [ 8.2%]	790 [ 8.5%]	795 [ 8.5%]
揚水	48 [ 0.5%]	28 [ 0.3%]	49 [ 0.5%]	89 [ 1.0%]
火力	7,692 [81.1%]	7,402 [79.4%]	6,592 [71.3%]	6,511 [69.5%]
石炭	2,904 [30.6%]	2,864 [30.7%]	2,942 [31.8%]	3,120 [33.3%]
LNG	4,158 [43.8%]	3,951 [42.4%]	3,200 [34.6%]	2,992 [32.0%]
石油他 <sup>14</sup>	630 [ 6.6%]	586 [ 6.3%]	450 [ 4.9%]	399 [ 4.3%]
原子力	179 [ 1.9%]	198 [ 2.1%]	196 [ 2.1%]	66 [ 0.7%]
新エネルギー等	625 [ 6.6%]	725 [ 7.8%]	1,010 [10.9%]	1,149 [12.3%]
風力	65 [ 0.7%]	71 [ 0.8%]	112 [ 1.2%]	146 [ 1.6%]
太陽光	444 [ 4.7%]	513 [ 5.5%]	730 [ 7.9%]	815 [ 8.7%]
地熱	25 [ 0.3%]	24 [ 0.3%]	26 [ 0.3%]	26 [ 0.3%]
バイオマス	74 [ 0.8%]	99 [ 1.1%]	124 [ 1.3%]	144 [ 1.5%]
廃棄物	17 [ 0.2%]	18 [ 0.2%]	18 [ 0.2%]	17 [ 0.2%]
その他	203 [ 2.1%]	205 [ 2.2%]	269 [ 2.9%]	368 [ 3.9%]
未定分 <sup>16</sup>	0 [ 0.0%]	0 [ 0.0%]	340 [ 3.7%]	385 [ 4.1%]
合計	9,487 [100%]	9,322 [100%]	9,245 [100%]	9,363 [100%]

<sup>16</sup> エリア需要 (全国計・送電端電力量) を発電端値に換算したものに対し、電源別発電端電力量の積算値が不足している分を広域機関にて「未定分」として計上した。

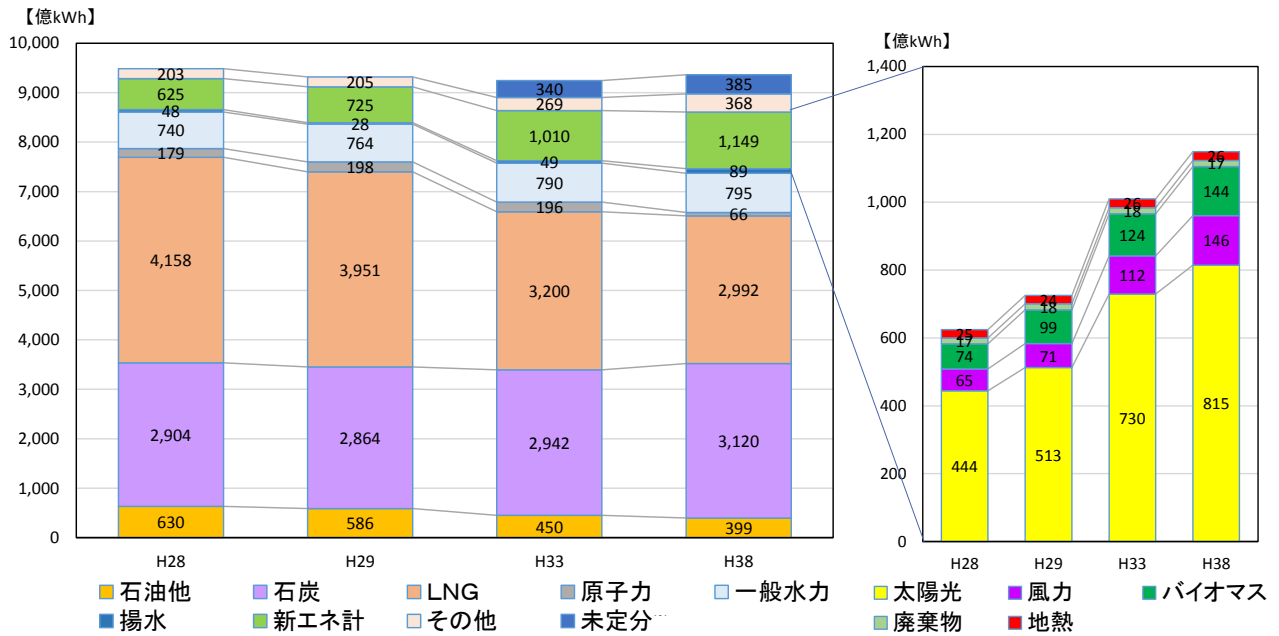


図 3 - 3 電源別発電電力量の推移 (全国合計)

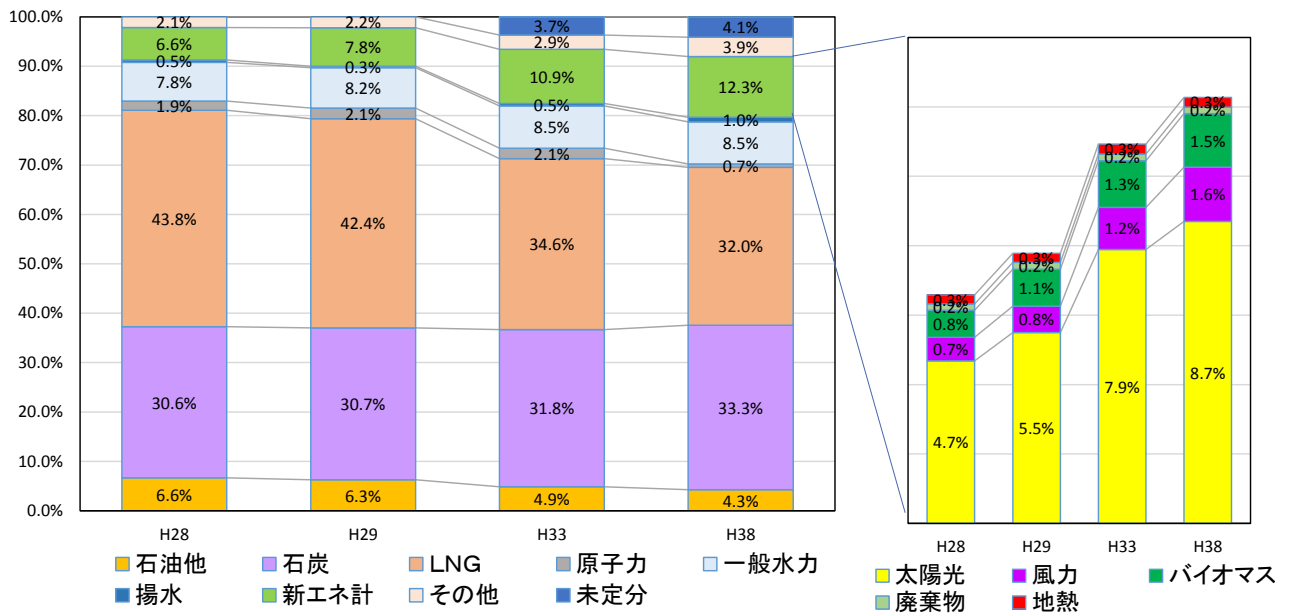


図 3 - 4 電源別発電電力量比の推移 (全国合計)

### (3) 電源別設備利用率の推移

電源別の設備利用率を表3-3及び図3-5に示す。この、電源別の設備利用率は、前述の各電源構成(kW)と発電端電力量(kWh)から当機関にて算定したものである。

火力発電は、設備量が増加する一方で、新エネルギーの大幅な増加のもと、発電電力量は横ばい(石炭)又は減少(LNG)しており、設備利用率は低下している。

なお、原子力については、供給力「未定」のものも含めて設備容量を計上しているため、見かけ上の設備利用率が低くなっているものであり、実際に稼働される発電設備の設備利用率を表すものではない。

表3-3 設備利用率の推移(全国合計)

種類	平成28年度	平成29年度	平成33年度	平成38年度
水力	18.3%	18.4%	19.5%	20.5%
一般水力	39.1%	40.3%	41.6%	41.7%
揚水	2.0%	1.2%	2.0%	3.7%
火力	53.3%	51.1%	44.9%	42.0%
石炭	76.5%	74.5%	69.8%	68.9%
LNG	57.8%	54.6%	44.3%	38.8%
石油他 <sup>14</sup>	18.3%	17.2%	13.9%	12.3%
原子力	5.2%	5.8%	6.4%	2.5%
新エネルギー等	14.9%	15.1%	15.7%	15.8%
風力	19.9%	20.7%	21.9%	21.6%
太陽光	12.5%	12.3%	13.0%	13.0%
地熱	55.1%	55.7%	62.1%	62.0%
バイオマス	43.3%	53.9%	60.4%	71.1%
廃棄物	20.0%	20.7%	21.8%	21.0%
その他	-	-	-	-



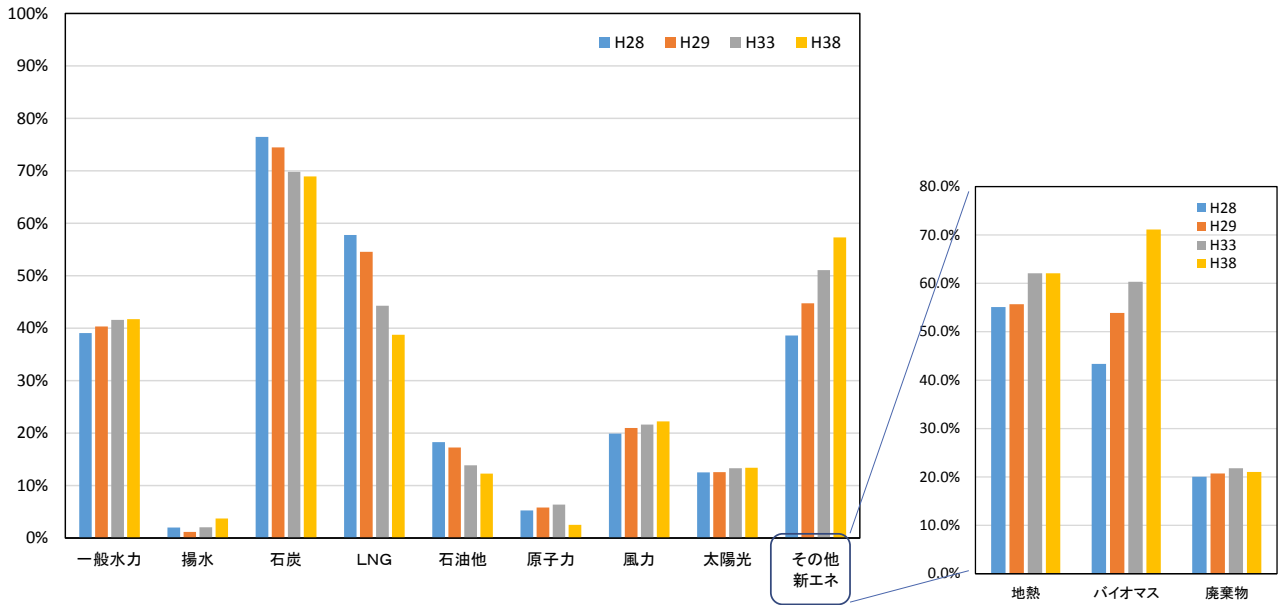


図 3 - 5 電源別設備利用率の推移 (全国合計)

(4) エリア別電源構成および発電電力量

平成28年度末のエリア別の電源構成比を図3-6に示す。また、平成28年度のエリア別の発電電力量構成比を図3-7に示す。

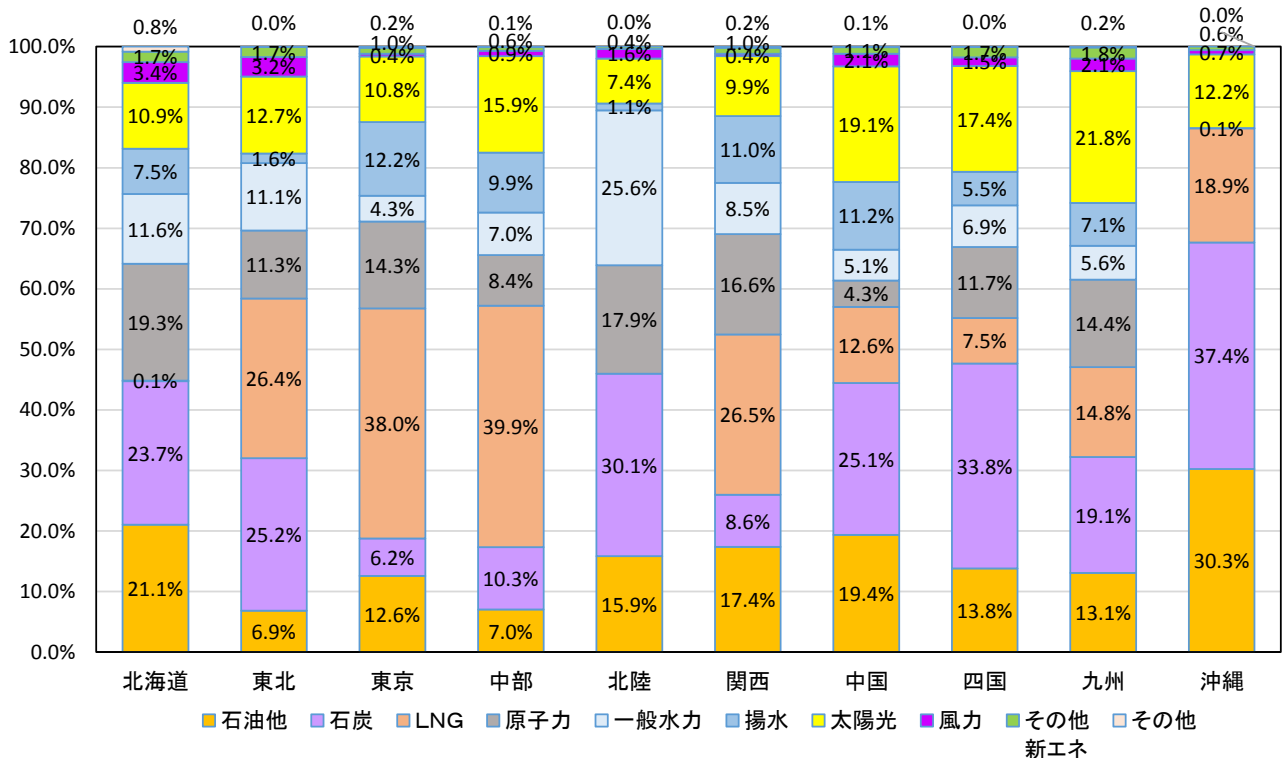


図3-6 平成28年度末のエリア別の電源（kW）構成比

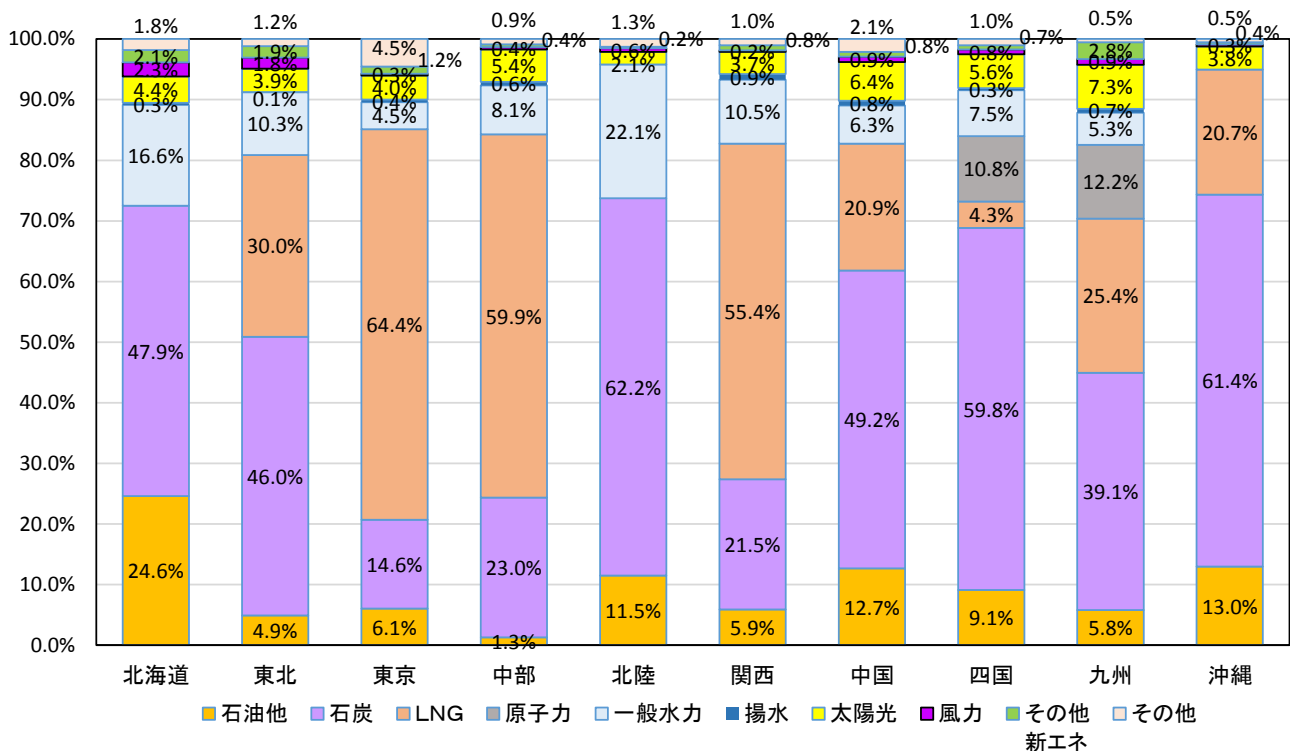


図3-7 平成28年度の各エリア別の発電電力量（kWh）構成比

(5) 電源開発計画

発電事業者が届け出た、平成38年度末までの電源開発計画<sup>17</sup>について、新設計画、増出力計画及び廃止計画の区分けで表3-4に示す。

表3-4 平成38年度末までの電源開発計画（全国合計）

【出力：万kW】

種類	新設計画		増減出力計画		廃止計画	
	出力	地点数	出力	地点数	出力	地点数
水力	29.4	31	5.4	44	△ 21.0	12
一般水力	29.4	31	4.0	43	△ 21.0	12
揚水	-	-	1.4	1	-	-
火力	2,009.0	55	45.3	20.0	△ 1,143.5	62
石炭	726.3	14	4.5	2	△ 106.0	6
LNG	1,243.5	23	40.1	16	△ 751.5	17
石油	5.5	16	0.1	1	△ 262.8	37
LPG	-	-	-	-	-	-
瀝青質	10.6	1	0.7	1	-	-
その他ガス	23.1	1	0.0	0	△ 23.1	2
原子力	1,018.0	7	15.2	1	-	-
新エネルギー等	448.6	353.0	△ 2.4	5.0	△ 26.0	33
風力	102.9	37	-	-	△ 13.3	22
太陽光	296.4	297	1.2	1	-	-
地熱	0.5	1	△ 2.9	3	△ 1.8	2
バイオマス	41.6	13	△ 0.7	1	△ 4.6	5
廃棄物	7.4	5	-	-	△ 6.4	4
合計	3,505.0	446	63.6	70	△ 1,190.5	107

<sup>17</sup> 使用開始年月を「未定」としたものも含めて集計している。

#### 4. 送配電設備の増強計画

一般送配電事業者及び送電事業者が届け出た、主要な送電線路、変電所（変圧器及び変換所）の整備計画<sup>18</sup>を集約し、主要な送電線路、変電所の整備計画を表4-1、電力系統の状況を図4-1に示す。また、（1）主要送電線路の整備計画、（2）主要変電所の整備計画、（3）に送変電設備の整備計画（総括）を示す。

表4-1 主要な送電線路、変電所の整備計画

送電線路の増加こう長 <sup>19</sup> ※ <sup>20</sup>	668km
架空送電線路※	628km
地中送電線路	40km
変圧器の増加容量	18,415MVA
交直変換所の増加容量 <sup>21</sup>	2,100MW
送電線路の減少こう長（廃止）	△ 64km
変圧器の減少容量（廃止）	△ 1,425MVA

なお、連系線に関する増強計画について、昨年から2件の届出があり概要は以下の通り。

##### ○東京中部間連系設備等概要

FC 増設	<ul style="list-style-type: none"> <li>・新佐久間周波数変換所(仮称) :30万kW</li> <li>・東清水変換所:30万kW→90万kW</li> </ul>
275kV 送電線新設	<ul style="list-style-type: none"> <li>・東清水線(仮称):20km</li> <li>・佐久間東幹線新佐久間FC分岐線(仮称):1km</li> <li>・佐久間西幹線新佐久間FC分岐線:1km</li> <li>・新豊根東栄線:1km</li> <li>・佐久間西幹線東栄分岐線(仮称):2km</li> </ul>
275kV 送電線増強	<ul style="list-style-type: none"> <li>・佐久間東幹線:125km</li> <li>・佐久間西幹線:11km</li> </ul>
500kV 変圧器増設	<ul style="list-style-type: none"> <li>・新富士変電所 1500MVA×1</li> <li>・静岡変電所 1000MVA×1</li> <li>・東栄変電所 800MVA×1 →1,500MVA×2</li> </ul>

##### ○東北東京間連系線等概要

500kV 送電線新設	<ul style="list-style-type: none"> <li>・(仮)広域連系北幹線:81km</li> <li>・(仮)広域連系南幹線:62km</li> <li>・相馬双葉幹線接続変:15km</li> <li>・新地火力線(仮)広域連系開閉所引込:1km</li> <li>・常磐幹線(仮)広域連系開閉所Dπ引込:1km</li> </ul>
開閉所新設	500kV 開閉所新設:10回線

<sup>18</sup> 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のもののみ）が届出対象となっている。なお、合計値が合わないのは四捨五入の関係によるもの。

<sup>19</sup> 整備計画のうち、線種変更、回線数変更に該当するものについては、こう長の変更はないものとみなし、増加こう長に計上していない。

<sup>20</sup> ※がある箇所については、使用開始年月が未定のものがあり、増加こう長に計上していない。

<sup>21</sup> 直流送電連系の場合は、片端変換所の設備容量を計上した。

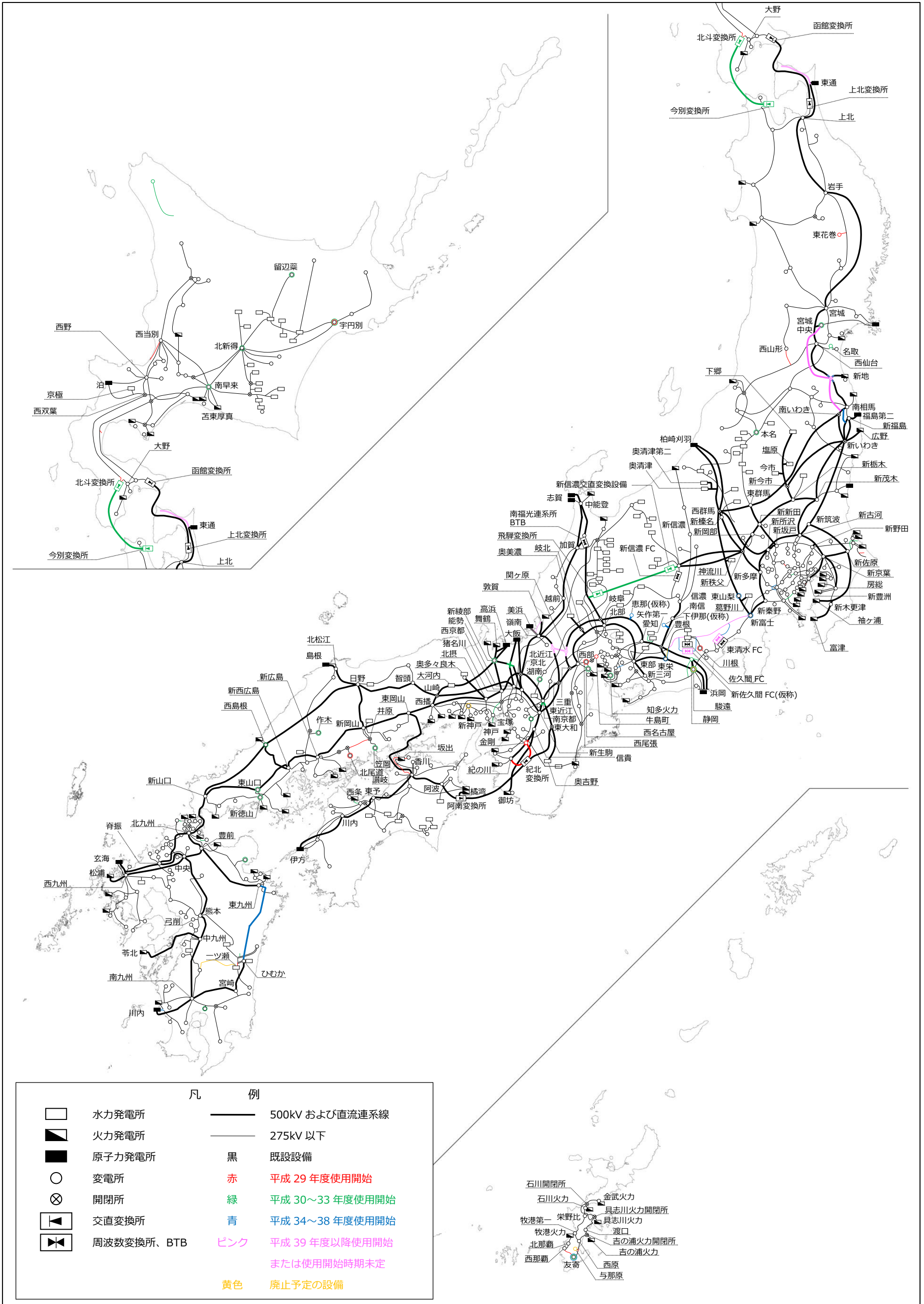


図 4-1 電力系統の状況

(1) 主要送電線路の整備計画

表4-2 工事中地点

届出事業者	名称	電圧	こう長 <sup>22,23</sup>	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 <sup>24</sup>
北海道電力株式会社	北斗今別直流幹線	DC250kV	97.7km	単極1	平成26年4月	平成31年3月	安定供給対策※3
		DC250kV	24.4km※1				
	石狩火力幹線	275kV	21km	2	平成27年4月	平成30年2月	電源対応
	道南幹線	275kV	0.3km	2	平成28年5月	平成29年10月(2号線) 平成29年11月(1号線)	安定供給対策※3
	北斗幹線	275kV	0.6km	2	平成28年5月	平成29年10月(2号線) 平成29年11月(1号線)	安定供給対策※3
	今金中里支線	187kV	0.1km	1	平成29年3月	平成29年5月	電源対応
	東北電力株式会社	南山形幹線	275kV	22.5km	2	平成27年4月	平成29年12月
東花巻支線		275kV	3.3km	2	平成28年2月	平成29年10月	需要対策
需要家線交直変換所Dπ引込		275kV	2.2km	2	平成28年8月	平成30年6月	安定供給対策※3
東京電力パワグリッド株式会社	G3060016 アクセス線(仮称)	275kV	1km	1	平成29年1月	平成29年12月	電源対応
	G3060006 アクセス線(仮称)	275kV	6km	2	平成29年1月	平成31年1月	電源対応
	北武蔵野線	275kV	7km※1※2	3→2	平成28年12月	平成29年6月	安定供給対策
中部電力株式会社	静岡東分岐線	275kV	2km	2	平成13年7月	平成31年6月	高経年化対策 系統対策
	静岡西分岐線	275kV	3km	2	平成13年7月	平成31年6月	高経年化対策 系統対策
関西電力株式会社	金剛線500kV昇圧	500kV	2.4km	2	平成28年10月	平成29年12月	系統対策 安定供給対策
	和泉線金剛(変)π引込	500kV	0.1km	2	平成28年10月	平成29年6月	系統対策 安定供給対策
中国電力株式会社	広島東幹線	220kV	33km※2	2	平成27年5月	平成29年12月	需要対策 電源対応
四国電力株式会社	坂出火力線	187kV	4.6km※2	2	平成29年2月	平成29年5月	高経年化対策
九州電力株式会社	日向幹線	500kV	124km	2	平成26年11月	平成34年6月	安定供給対策 系統対策
	ひむかーつ瀬線	220kV	3km※2	1→2	平成27年10月	平成30年2月	高経年化対策 系統対策
沖縄電力株式会社	西那覇友寄幹線	132kV	10km※1	2	平成27年6月	平成29年10月	系統対策
電源開発株式会社	大間幹線	500kV	61.2km	2	平成18年5月	未定	電源対応

表4-3 着工準備中地点

届出事業者	名称	電圧	こう長 <sup>21,22</sup>	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 <sup>23</sup>
東北電力株式会社	需要家線名取変電所Dπ引込	275kV	0.4km	2	平成30年4月	平成31年6月	需要対策
	1408G02支線新設	500kV	3.0km	2	平成29年8月	平成31年7月	電源対応
	(仮)広域連系北幹線新設	500kV	81km	2	平成34年9月	平成39年11月	電源対応 安定供給対策※3
	(仮)広域連系南幹線新設	500kV	62km	2	平成36年9月	平成39年11月	電源対応 安定供給対策※3
	相馬双葉幹線接続変更	500kV	15km	2	平成34年4月	平成37年11月	電源対応 安定供給対策※3
	新地火力線(仮)広域連系開閉所引込	500kV	1km	2	平成36年7月	平成38年6月	電源対応 安定供給対策※3
	常磐幹線(仮)広域連系開閉所Dπ引込	500kV	1km	2	平成37年5月	平成38年7月	電源対応 安定供給対策※3
	(仮)広域連系開閉所新設	500kV	-	10	平成35年5月	平成39年11月(平成38年6月)	電源対応 安定供給対策※3
	飛騨信濃直流幹線	DC±200kV	89km	双極1	平成29年7月	平成32年度	安定供給対策※3
東京電力パワグリッド株式会社	新宿城南線	275kV	16.4km※1※2	3	平成29年11月	平成30年7月(1番線) 平成31年4月(2番線) 平成32年4月(3番線)	高経年化対策
	南川崎線	275kV	29km※1※2	3→4	平成30年1月	平成34年1月	電源対応
	G7060005 アクセス線(仮称)	275kV	1km※1	2	平成32年8月	平成33年8月	電源対応
	京浜線1・2号接続変更	275kV	22.7km→23.1km	2	平成33年7月	平成34年4月	電源対応
	東清水線(仮称)	275kV	13km7km	2	平成33年度	平成38年度	安定供給対策※3
	西群馬幹線1号東山梨(変)T引込	500kV	1km	1	平成34年11月	平成35年10月	需要対策
	飛騨分岐線	500kV	0.4km	2	平成30年4月	平成32年度	安定供給対策※3
	矢作第一分岐線	275kV	4km	1	平成31年7月	平成33年2月	高経年化対策 系統対策
	恵那分岐線(仮称)	500kV	1km	2	平成33年9月	平成36年10月	需要対策
中部電力株式会社	下伊那分岐線(仮称)	500kV	1km	2	平成33年9月	平成36年10月	需要対策
	東名古屋東部線	275kV	8km※2	2	平成31年4月	平成38年6月	高経年化対策 系統対策
	関ヶ原北近江線	500kV	2km	2	未定	未定	電源対応※3
	関ヶ原開閉所	500kV	-	6	未定	未定	電源対応※3
	三岐幹線関ヶ原(開)π引込	500kV	1km	2	未定	未定	電源対応※3

22 こう長欄に※1があるものは、地中送電線路、その他は架空送電線路。

23 こう長欄に※2があるものは、線種変更、回線数変更に該当するため、表4の計上対象外とした。

24 理由欄は右欄の区分で記載。また、理由欄に※3があるものは、地域間連系線増強関連。

需要対策	電力需要の増加(減少)に伴い実施するもの
電源対応	電源設置(廃止)に伴い実施するもの
高経年化対策	設備の高経年化(劣化状況を評価して適切な時期に更新する場合を含む)に伴い実施するもの
安定供給対策	供給信頼度向上や安定供給を確保するために実施するもの
系統対策	送電ロス低減や設備スリム化等の経済性を理由とするもの 系統安定性を高めるために実施するもの等

届出事業者	名称	電圧	こう長 <sup>21,22</sup>	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 <sup>23</sup>
関西電力株式会社	敦賀線北側改良	275kV	9.8km→ 9.3km※2	2	平成32年度以降	平成35年度以降	高経年化対策
	大飯幹線・新綾部線系統変更	500kV	1.9km	2	平成31年2月	平成31年12月	系統対策
	北大和線南京都(変)引込変更	500kV	0.1km	2	平成33年6月	平成33年12月	系統対策
	北近江開閉所新設	500kV	—	6	未定	未定	電源対応※3
	北近江線北近江(開)π引込	500kV	0.5km	2	未定	未定	電源対応※3
	神戸製鉄所火力線(仮称)新設	275kV	4.4km※1	3	平成29年4月	平成33年2月(1号線) 平成34年2月(2・3号線)	電源対応
	新神戸線増強	275kV	20.2km※2	2	平成31年4月	平成32年3月	電源対応
四国電力株式会社	需要家線	187kV	0.7km※1 ※2	1	平成29年5月	平成29年8月	高経年化対策
	西条火力線	187kV	6.5km※2	2	平成32年2月	平成33年5月	電源対応
九州電力株式会社	電源アクセス線	220kV	0.3km	1	平成30年11月	平成31年7月	電源対応
	新鹿児島線川内原子力(発)π引込	220kV	2→5km※2	1→2	平成32年8月	平成35年7月	系統対策
	需要家線	220kV	4km※1※2	1	平成29年10月	平成31年1月	高経年化対策
	電源アクセス線	220kV	4km	2	平成31年7月	平成33年7月	電源対応
沖縄電力株式会社	132kV与那原幹線・132kV友寄幹線接続変更	132kV	0.1km	1	平成29年11月	平成29年12月	高経年化対策 系統対策
電源開発株式会社	佐久間東幹線 新佐久間FC分岐線(仮称)	275kV	1km	2	平成34年度	平成38年度	安定供給対策※3
	佐久間西幹線 新佐久間FC分岐線(仮称)	275kV	1km	2	平成34年度	平成38年度	安定供給対策※3
	新豊根東栄線	275kV	1km	1	平成34年度	平成38年度	安定供給対策※3
	佐久間西幹線 東栄分岐線(仮称)	275kV	2km	2	平成34年度	平成38年度	安定供給対策※3
	佐久間東幹線	275kV	125km※2	2	平成34年度	平成39年度	安定供給対策※3
	佐久間西幹線	275kV	11km※2	2	平成34年度	平成39年度	安定供給対策※3
北海道北部 風力送電株式会社	北部送電豊富中川幹線(仮称)	187kV	50km	2	平成31年4月	平成33年10月	電源対応

表4-4 廃止計画

届出事業者	名称	電圧	こう長	回線数	廃止年月	理由 <sup>7</sup>
九州電力株式会社	人吉幹線	220kV	△61km	1	平成30年2月	高経年化対策
電源開発株式会社	新豊根東栄線	275kV	△2.6km	1	平成38年度	安定供給対策※3

(2) 主要変電所の整備計画

表4-5 工事中地点

届出事業者	名称 <sup>25</sup>	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 <sup>23</sup>
北海道電力株式会社	北斗変換所※4	—	300MW	—	平成27年3月	平成31年3月	安定供給対策※3
	今別変換所※4	—	300MW	—	平成28年3月	平成31年3月	安定供給対策※3
	宇田別変電所	187/66kV	75MVA→100MVA	1→1	平成28年4月	平成29年11月	高経年化対策
東北電力株式会社	東花巻変電所※4	275/154kV	300MVA×2	2	平成27年3月	平成29年10月	需要対策
	宮城中央変電所	500/275kV	1,000MVA	1	平成28年2月	平成30年11月	系統対策
	名取変電所※4	275/154kV	450MVA×2	2	平成29年2月	平成31年6月	需要対策
東京電力 パワーグリッド株式会社	新信濃交直変換設備※4	—	900MW	—	平成28年3月	平成32年度	安定供給対策※3
中部電力株式会社	川根変電所	275/154kV	200MVA×2→ 300MVA×2	2→2	平成27年8月	平成29年4月	高経年化対策
	西尾張変電所	275/154kV	450MVA×2→ 500MVA×2	2→2	平成28年8月	平成29年4月	高経年化対策
	牛島町変電所	154/33kV→ 275/33kV	150MVA×2	2→2	平成25年12月	平成29年5月	系統対策
	西名古屋変電所	275/154kV	450MVA	1	平成23年4月	平成30年6月	系統対策
	静岡変電所※4	500/275kV	1000MVA	1	平成13年8月	平成31年6月	高経年化対策 系統対策
関西電力株式会社	金剛変電所※4	500/275kV	1,000MVA×2	2	平成26年6月	平成29年4月	系統対策 安定供給対策
中国電力株式会社	北尾道変電所	220/110kV	300MVA	1	平成28年9月	平成30年1月	需要対策 電源対応

表4-6 着工準備中地点

届出事業者	名称 <sup>24</sup>	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 <sup>23</sup>
北海道電力株式会社	宇田別変電所	187/66kV	75MVA→ 100MVA	1→1	平成31年3月	平成31年11月	高経年化対策
	留辺蘂変電所	187/66kV	60MVA→ 100MVA	1→1	平成29年6月	平成30年7月	高経年化対策
	留辺蘂変電所	187/66kV	60MVA×2→ 100MVA	2→1	平成31年3月	平成31年10月	高経年化対策
	南早来変電所	187/66kV	200MVA	1	平成30年8月	平成31年6月	電源対応
	北新得変電所	275/187kV	450MVA	1	平成30年7月	平成31年11月	電源対応
	東北電力株式会社	本名変電所	275/154kV	120MVA→ 150MVA	1→1	平成29年8月	平成30年9月
東京電力 パワーグリッド株式会社	新富士変電所	500/275kV	1500MVA	1	平成35年度	平成38年度	安定供給対策※3
	東山梨変電所	500/154kV	750MVA	1	平成31年4月	平成34年12月	需要対策

<sup>25</sup> 名称欄に※4があるものは、地点を新設する変電所または変換所(最上位電圧を上げる電気書を含む)。



届出事業者	名称 <sup>24</sup>	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 <sup>23</sup>
中部電力株式会社	飛驒変換所※4	—	900MW	—	平成29年7月	平成32年度	安定供給対策※3
	駿遠変電所	275/154kV	450MVA×1→300MVA×1	1→1	平成29年12月	平成32年6月	高経年化対策
	知多火力変電所	275/154kV	300MVA×1→450MVA×1	1→1	平成30年12月	平成33年3月	高経年化対策
	知多火力変電所	275/154kV	450MVA×2	2	平成30年12月	平成33年8月	電源対応
	恵那変電所(仮称)※4	500/154kV	200MVA×2	2	平成33年4月	平成36年10月	需要対策
	下伊那変電所(仮称)※4	500/154kV	300MVA×2	2	平成33年4月	平成36年10月	需要対策
	東栄変電所	500/275kV	800MVA×1→1,500MVA×2	1→2	平成32年度	平成38年度	安定供給対策※3
	静岡変電所	500/275kV	1,000MVA×1→1,000MVA×2	1→2	平成36年度	平成38年度	安定供給対策※3
	東清水変換所	—	300MW→900MW	—	平成32年度	平成39年度	安定供給対策※3
関西電力株式会社	新綾部変電所	275/77kV	200MVA→300MVA	1→1	平成30年4月	平成31年3月	高経年化対策
	湖南変電所	275/77kV	300MVA→200MVA	1→1	平成30年8月	平成31年6月	高経年化対策
	東大阪変電所	275/77kV	300MVA→200MVA	1→1	平成31年9月	平成32年6月	高経年化対策
中国電力株式会社	東山口変電所	500/220kV	1,000MVA	1	平成29年4月	平成31年4月	需要対策 電源対応
	新徳山変電所	220/110kV	150MVA→300MVA	1→1	平成30年6月	平成31年4月	高経年化対策 電源対応
	笠岡変電所	220/110kV	250MVA→300MVA	1→1	平成30年8月	平成31年6月	高経年化対策
	作木変電所	220/110kV	200MVA	1	平成31年6月	平成32年4月	電源対応
	西島根変電所	500/220kV	1,000MVA	1	平成32年7月	平成34年3月	電源対応
九州電力株式会社	速見変電所	220/66kV	250MVA	1	平成31年4月	平成32年6月	電源対応
	霧島変電所	220/66kV	300MVA	1	平成31年11月	平成33年9月	電源対応
沖縄電力株式会社	友寄変電所	132/66kV	125MVA×2→200MVA×2	2→2	平成29年10月	平成32年6月 平成35年10月	高経年化対策
電源開発株式会社	新佐久間周波数変換所(仮称)	—	300MW	—	平成33年度	平成39年度	安定供給対策※3
北海道北部風力送電株式会社	北豊富変電所(仮称)	187/66kV	155MVA×3	3	平成31年4月	平成33年10月	電源対応

表4-7 廃止計画

届出事業者	名称	電圧	容量	台数	廃止年月	理由
中部電力株式会社	駿遠変電所	500/275kV	△1,000	△1	平成31年6月	高経年化対策
関西電力株式会社	新加古川変電所	275/77kV	△300	△1	平成30年9月	高経年化対策
沖縄電力株式会社	与那原変電所	132/66kV	△125	△1	平成29年11月	高経年化対策

○その他(供給計画届出対象外)

供給計画届出対象には該当しないものの、地域間連系線の機能向上に係る工事として、中部電力株式会社及び北陸電力株式会社にて、以下の工事を行う。

- ◇ 南福光連系所・変電所500kV交流連絡母線増設(使用開始年月:平成31年9月)



### (3) 送変電設備の整備計画（総括）

一般送配電事業者及び送電事業者が届け出た、主要な送電線路及び変電所（変圧器及び変換所）の整備計画の総括を、表4-8～11に示す。

表4-8 主要な送電線路の整備計画

区分	電圧	種別	こう長 <sup>26</sup>	こう長の総延長 <sup>27</sup>	こう長(合計)	こう長の総延長(合計)
新增設	500kV	架空	295 km※ <sup>28</sup>	589 km※	295 km※	589 km※
		地中	0 km	0 km		
	275kV	架空	92 km	177 km	97 km	193 km
		地中	5 km	15 km		
	220kV	架空	4 km	8 km	4 km	8 km
		地中	0 km	0 km		
	187kV	架空	50 km	100 km	50 km	100 km
		地中	0 km	0 km		
	132kV	架空	0 km	0 km	10 km	20 km
		地中	10 km	20 km		
	直流	架空	187 km	187 km	211 km	211 km
		地中	24 km	24 km		
合計	架空	628 km	1,061 km	668 km	1,121 km	
	地中	40 km	60 km			
廃止	275kV	架空	△3km	△3km	△3km	△3km
		地中	0km	0km		
	220kV	架空	△61 km	△61 km	△61 km	△61 km
		地中	0 km	0 km		
	合計	架空	△64 km	△64 km	△64 km	△64 km
		地中	0 km	0 km		

表4-9 主要な送電線路の線種変更・回線数変更計画<sup>29</sup>

電圧	変更後のこう長	変更後の総延長
500kV	0 km	0 km
275kV	215 km	493 km
220kV	45 km	86 km
187kV	12 km	23 km
132kV	0 km	0 km
直流	0 km	0 km
合計	272 km	602 km

<sup>26</sup> こう長とは、新增設においては増加こう長を、廃止においては減少こう長を示している。整備計画のうち、線種変更、回線数変更に該当するものは、こう長の変更はないものとみなし、表4-8においては、こう長に計上していない。なお、合計値が合わないのは四捨五入の関係によるもの。

<sup>27</sup> 総延長とは、個別整備計画におけるこう長と回線数を乗じたものを、全整備計画分合計したものをいう。こう長と同様に、整備計画のうち、線種変更、回線数変更に該当するものは、総延長の変更はないものとみなし、表4-8においては、総延長に計上していない。

<sup>28</sup> ※がある箇所については、使用開始年月が未定のものがあり、こう長およびこう長の総延長へ計上していない。

<sup>29</sup> 整備計画のうち、線種変更、回線数変更に該当するものについて、変更後のこう長および総延長を集計した。

表 4 - 1 0 主要な変圧器の整備計画

区分 <sup>30</sup>	電圧階級 <sup>31</sup>	増加台数	増加容量
新增設	500kV	14 [7]	12,450 MVA [4,000MVA]
	275kV	10 [4]	3,830 MVA [1,500MVA]
	220kV	4 [0]	1,250 MVA [0MVA]
	187kV	3 [3]	735 MVA [465MVA]
	132kV	0 [0]	150 MVA [0MVA]
	新增設計	31 [14]	18,415 MVA [5,965MVA]
廃止	500kV	△ 1	△ 1,000 MVA
	275kV	△ 1	△ 300 MVA
	220kV	0	0 MVA
	187kV	0	0 MVA
	132kV	△ 1	△ 125 MVA
	廃止計	△ 3	△ 1,425 MVA

※ [ ] : 変電所地点の新設に伴う変圧器の増加分を再掲した。

表 4 - 1 1 主要な交直変換所の整備計画

区分	地点数	容量 <sup>32</sup>
新增設	北海道電力株式会社 2	各 300MW
	東京電力パワーグリッド株式会社 1	900MW
	中部電力株式会社 2	900MW 600MW
	電源開発株式会社 1	300MW

<sup>30</sup> 変圧器の設置を伴う撤去については、新增設に区分のうえ、増加台数及び増加容量の欄においては負値として計上した。

<sup>31</sup> 変圧器の一次側電圧により分類した。

<sup>32</sup> 直流送電線の場合は、両端変換所の設備容量を計上した。

## 5. 広域的運営の状況

電気事業者が各エリア向けに調達した供給力（平成29年8月、15時断面）のうち、エリア外からの調達電力比率を図5-1、調達電力を図5-2に示す。同様に平成29年度のエリア外からの調達電力量比率を図5-3、調達電力量を図5-4に示す。

中国・四国・関西エリアは、エリア外からの供給電力（量）の調達比率が高くなっている。また、東北・四国・九州エリアは、エリア外への供給電力（量）が多くなっている。

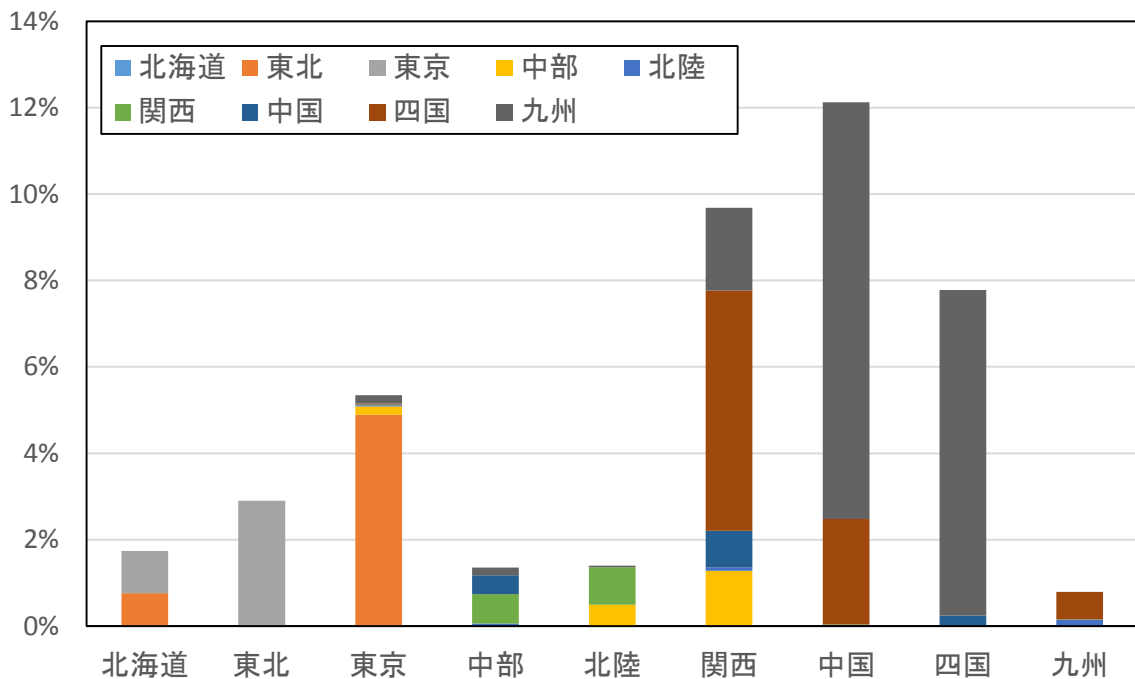


図5-1 エリア外調達電力比率

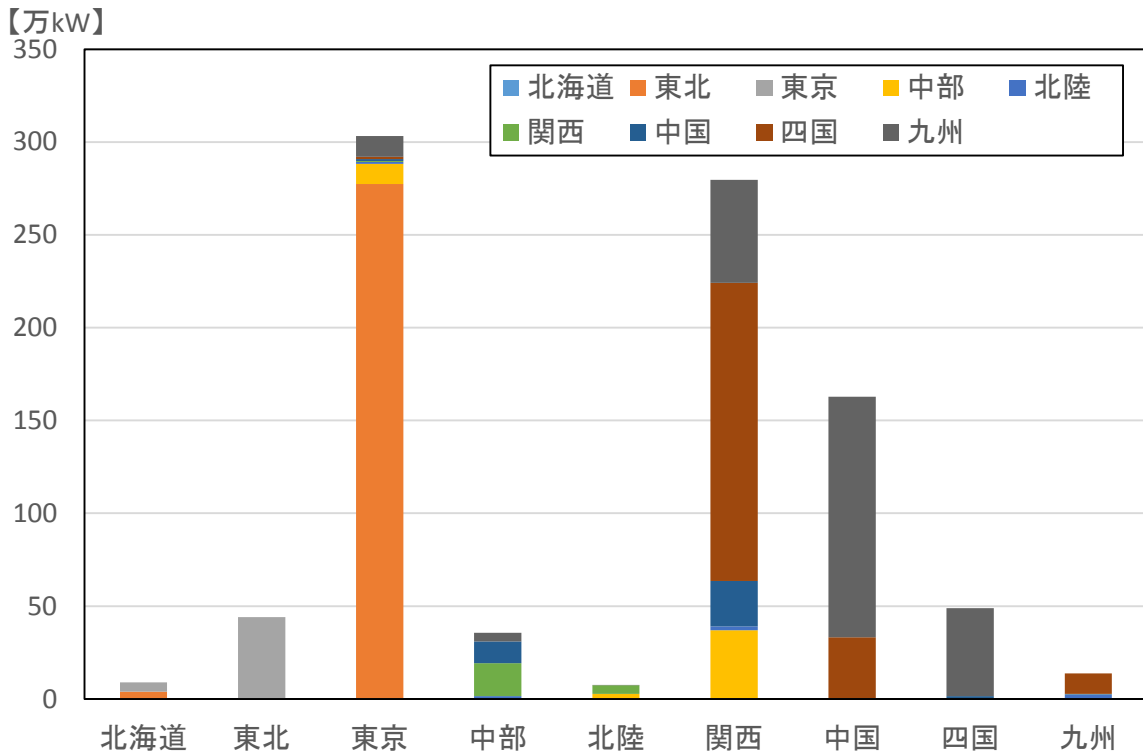


図5-2 エリア外調達電力

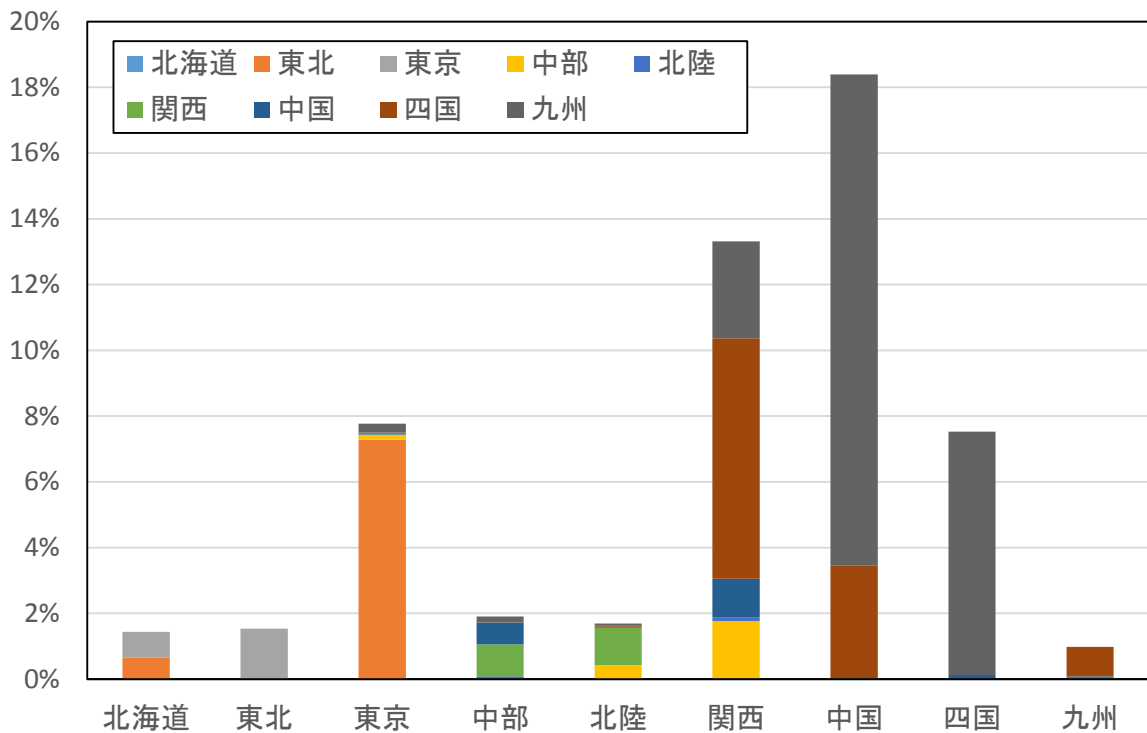


図5-3 エリア外調達電力量比率

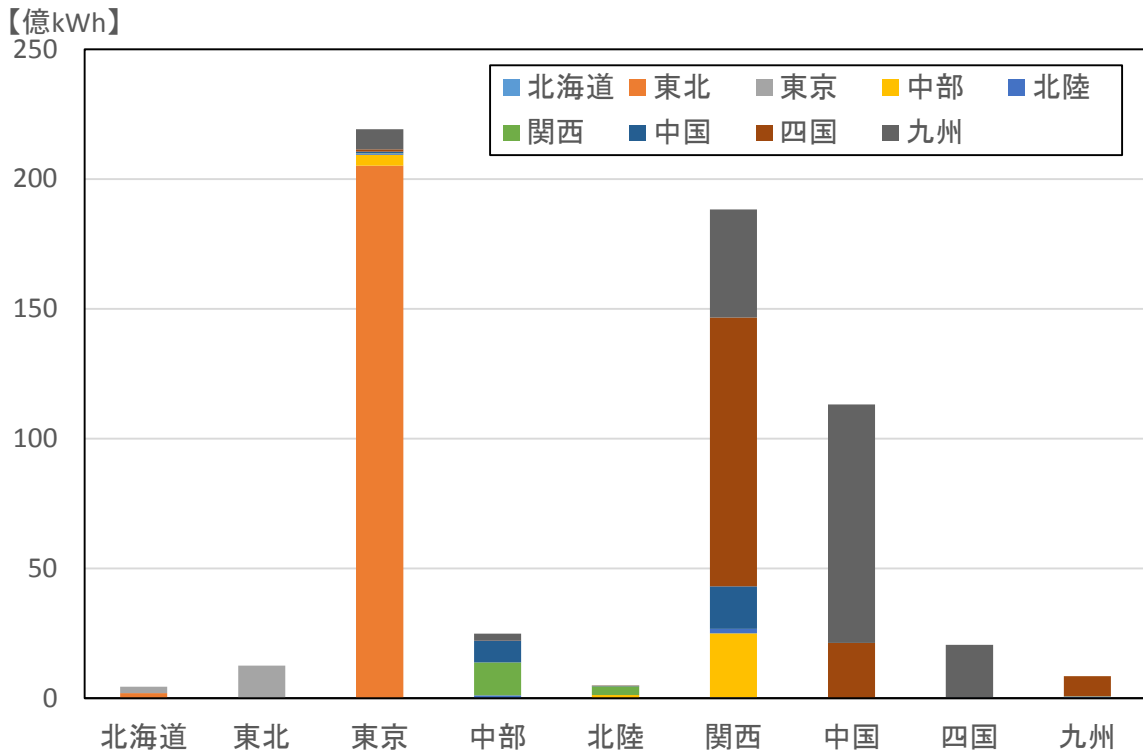


図5-4 エリア外調達電力量

## 6. 電気事業者の特性分析

### (1) 小売電気事業者の規模別分布（需要規模）

小売電気事業者367者を、当該小売電気事業者が見込む需要電力の規模に応じて分類した。事業者数を規模別に分類したものを図6-1、各規模の小売電気事業者が見込む需要電力を積算したものを図6-2に示す。

規模の小さい事業者が、需要規模を拡大する計画としている。

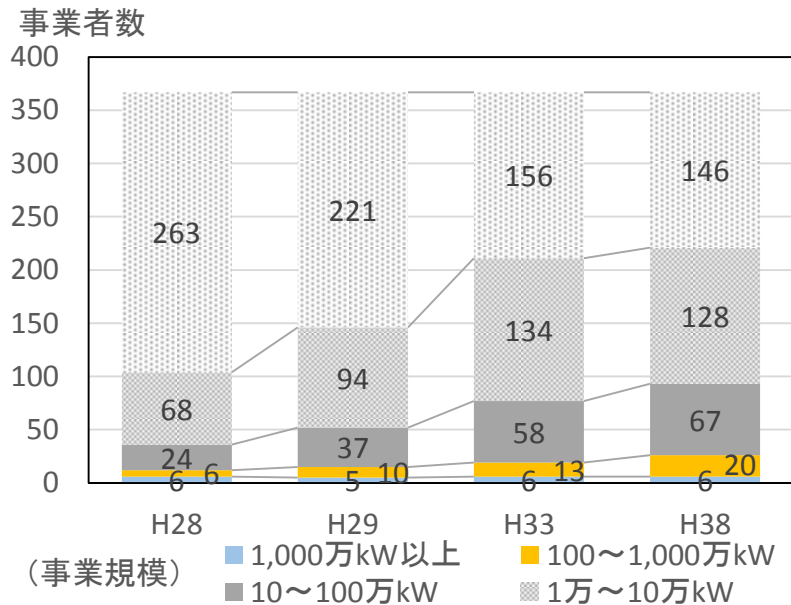


図6-1 需要電力別の小売電気事業者数

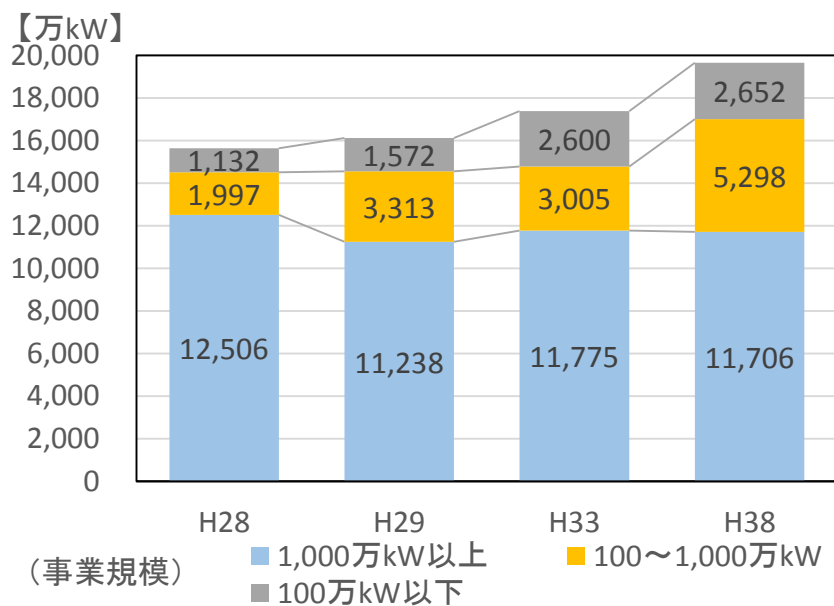


図6-2 各規模別の需要電力（積算）

同様に、各小売電気事業者が見込む需要電力量の規模に応じて分類した。事業者数を規模別に分類したものを図6-3、各規模の小売電気事業者が見込む需要電力量を積算したものを図6-4に示す。中小規模の事業者が規模を拡大する計画としている。

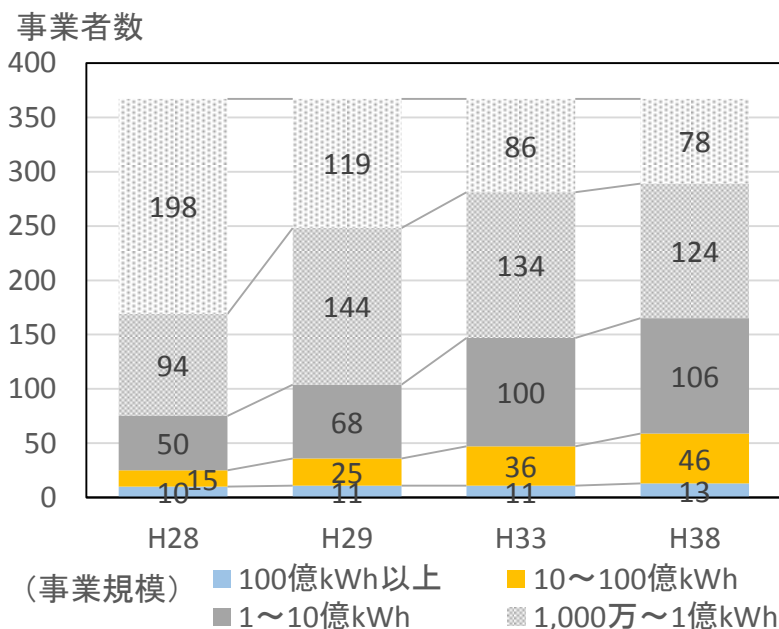


図6-3 需要電力量別の小売電気事業者数

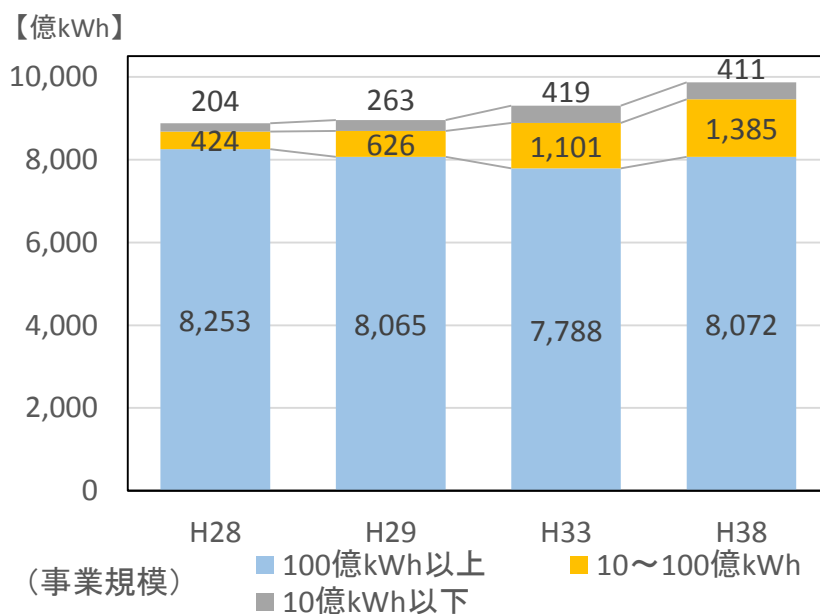


図6-4 各規模別の需要電力量 (積算)

(2) 小売電気事業者のエリア展開

平成29年度において、小売を計画しているエリア数別の小売電気事業者比率を図6-5、事業者数を図6-6に示す。なお、平成29年度時点で小売計画を計上していない事業者（36社）を除いて集計している。半数以上の事業者が、単一エリアでの事業を計画している。

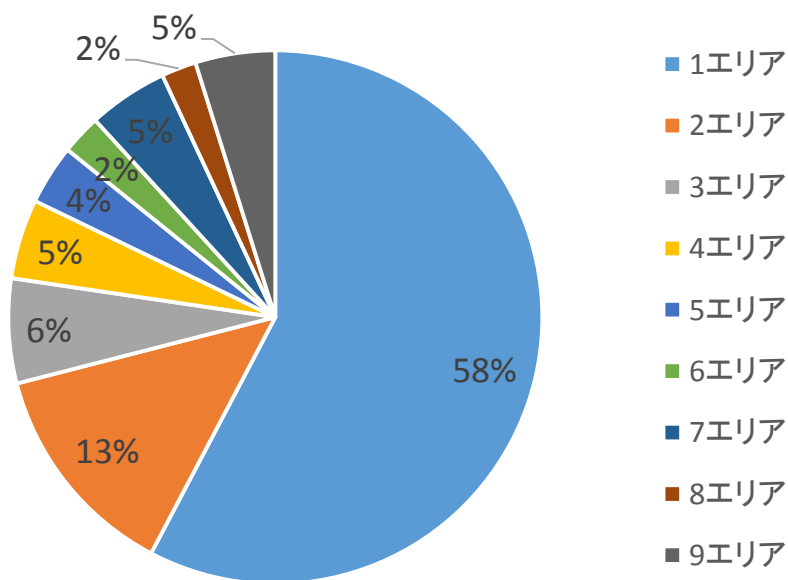


図6-5 事業エリア数毎の小売電気事業者比率

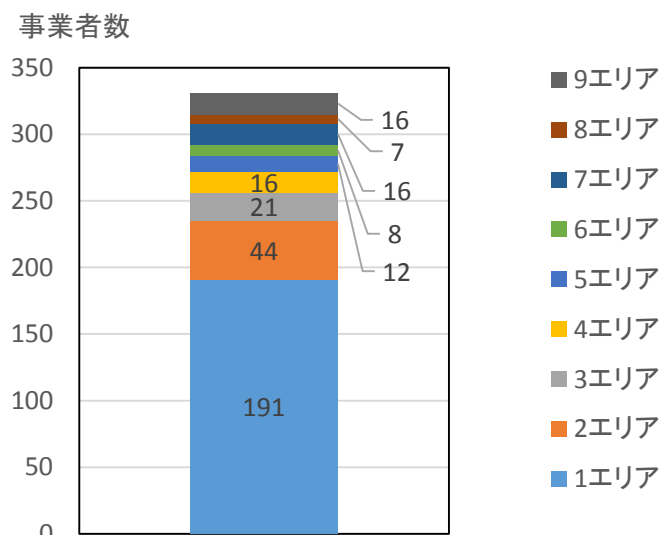


図6-6 事業エリア数毎の小売電気事業者数



また、平成29年度において、各エリアで事業を展開する小売電気事業者数およびエリア需要を図6-7に示す。概ね、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。

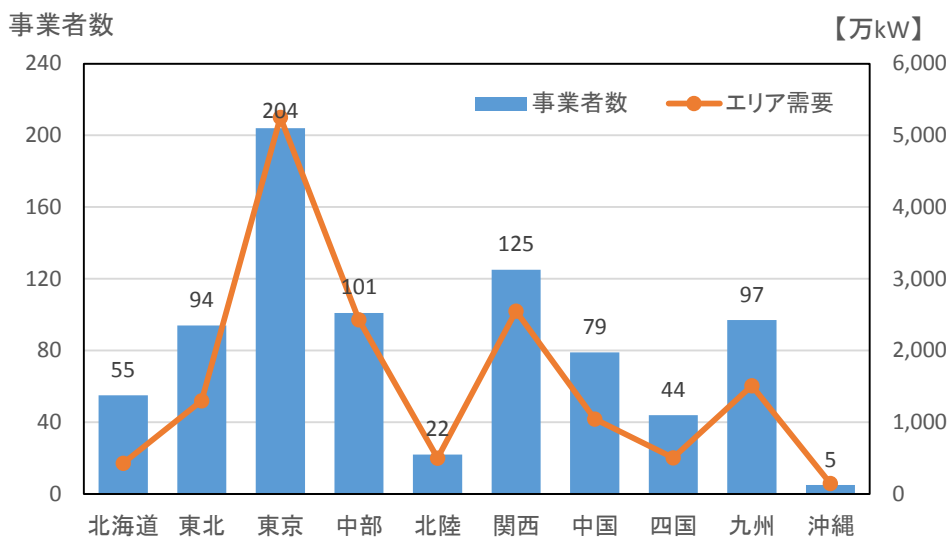


図6-7 各エリアで事業を展開する小売電気事業者数およびエリア需要

### (3) 小売電気事業者の供給力確保状況

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量及び比率を事業者規模別に表したものを図6-8、図6-9に示す。

特に中小規模の事業者は、昨年度に増して、中長期の供給力を「調達先未定」として計画し、その結果、「確保済供給力比率」は下がっていることがわかる。

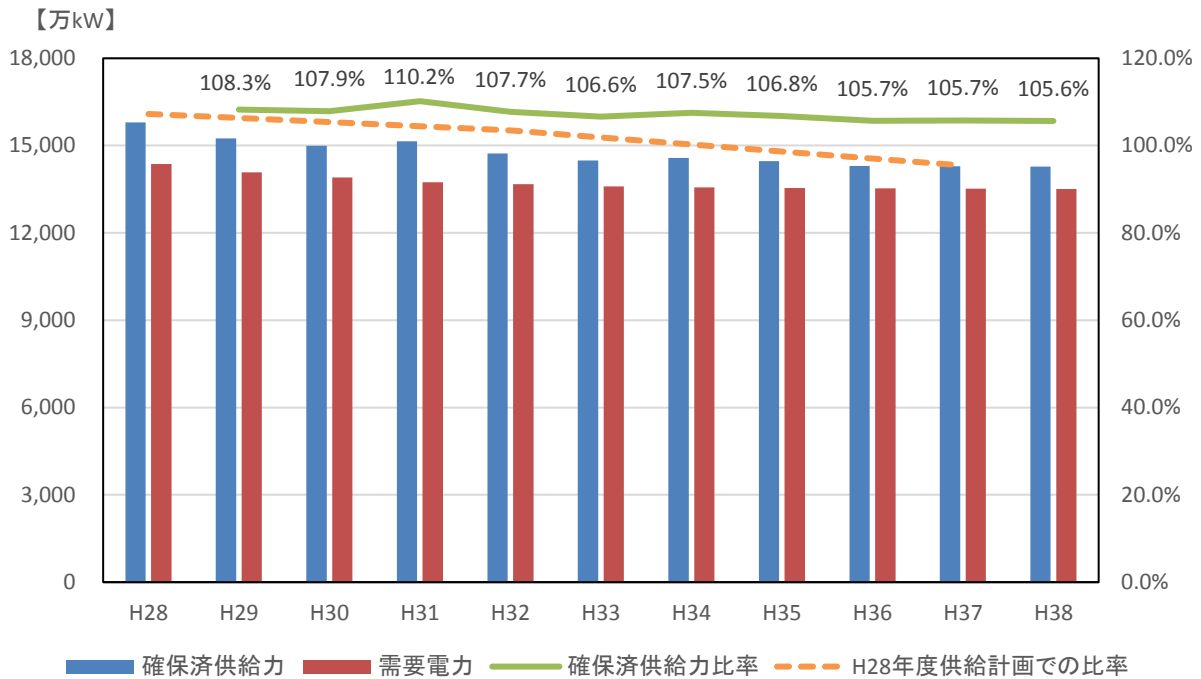


図6-8 小売電気事業者が確保している供給力  
(最大需要電力が200万kW以上の事業者を集計)

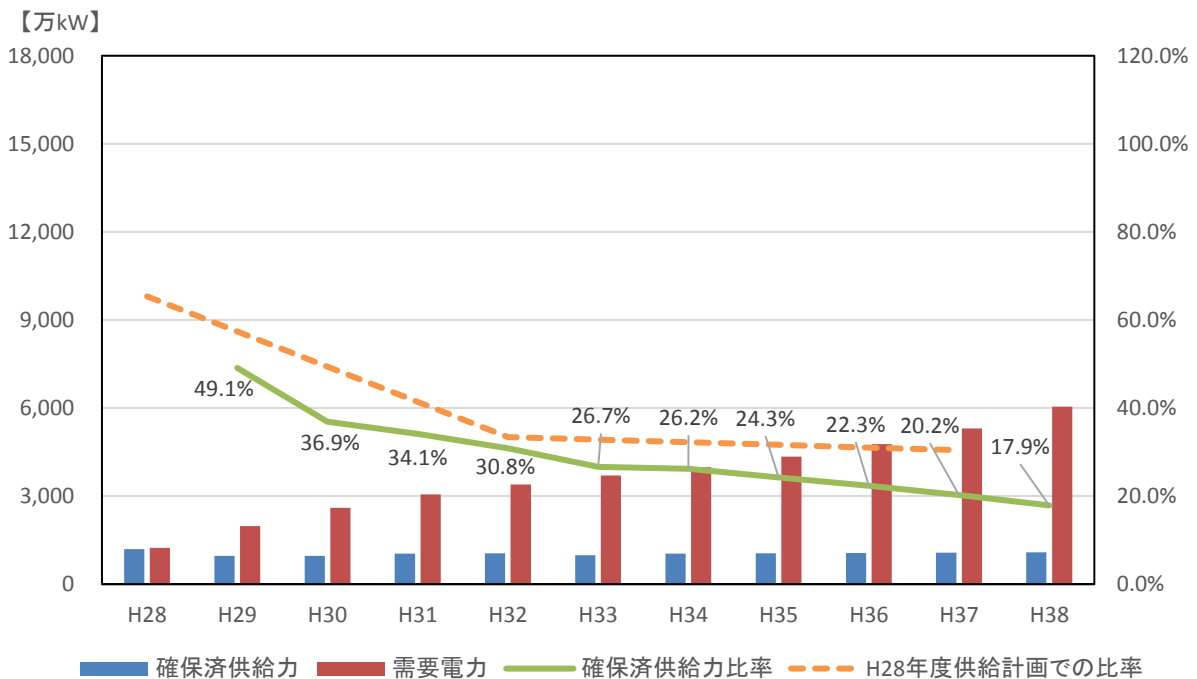


図6-9 小売電気事業者が確保している供給力  
(最大需要電力が200万kW未満の事業者を集計)

(4) 発電事業者の規模別分布（保有設備規模）

発電事業者542者を、当該発電事業者が保有する発電設備による供給電力の規模に応じて分類した。事業者数を規模別に分類したものを図6-10、各規模の発電事業者が見込む供給電力を積算したものを図6-11に示す。

事業規模が1,000万kW未満の事業者が規模を拡大する計画としている。

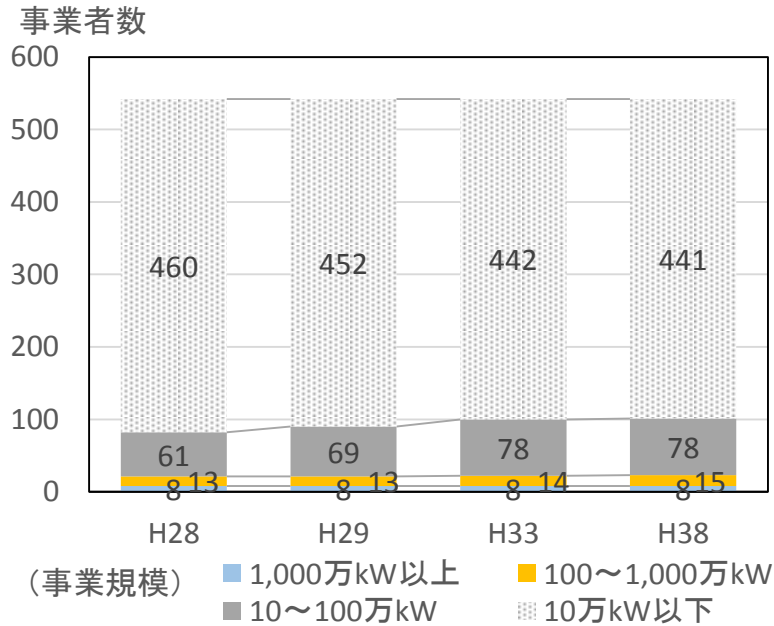


図6-10 供給電力別の発電事業者数

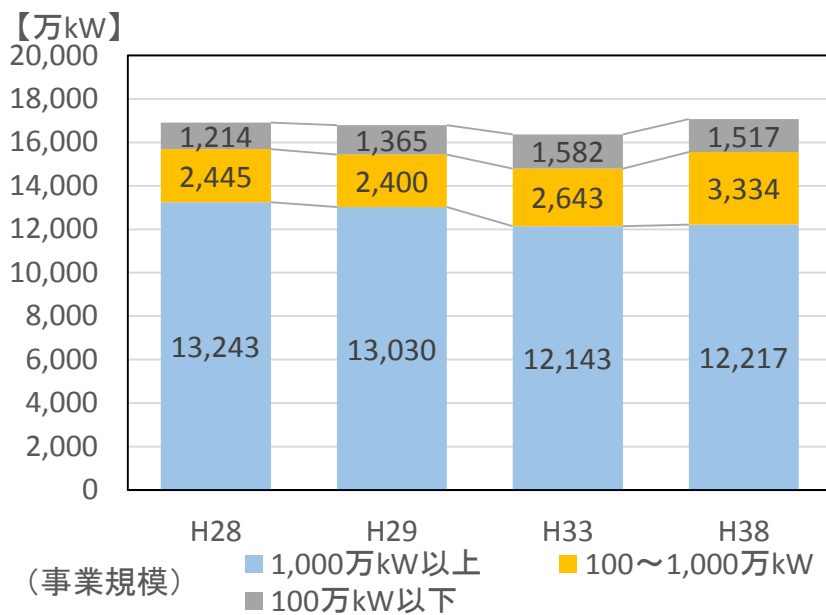


図6-11 各規模別の供給電力（積算）

同様に、当該発電事業者が保有する発電設備の供給電力量の規模に応じて分類した。事業者数を規模別に分類したものを図6-12、各規模の発電事業者が見込む供給電力量を積算したものを図6-13に示す。

供給電力量が10億kWh未満の事業者が規模を拡大する計画としている。

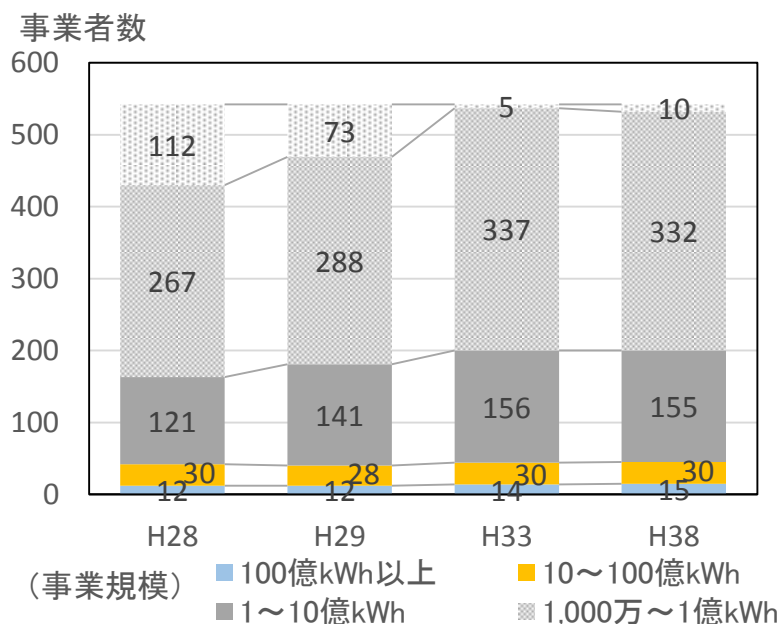


図6-12 供給電力量別の発電事業者数

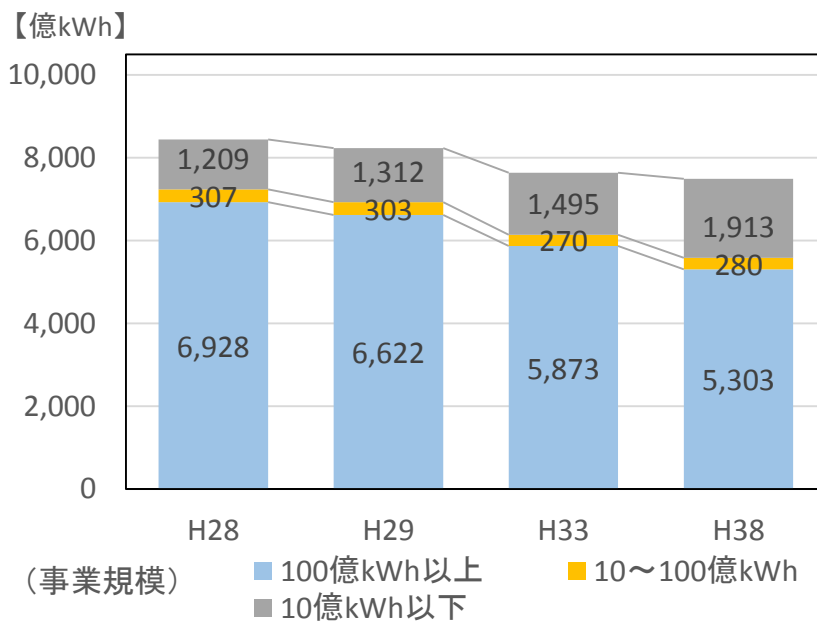


図6-13 各規模別の供給電力量 (積算)

(5) 発電事業者のエリア展開

平成29年度末において、発電設備を保有しているエリア数別の発電事業者比率を図6-14、事業者数を図6-15に示す。なお、平成29年度末時点での保有設備を計上していない事業者(62者)を除いて集計している。全体の4分の3程度の事業者が単一エリアのみでの事業を計画している。

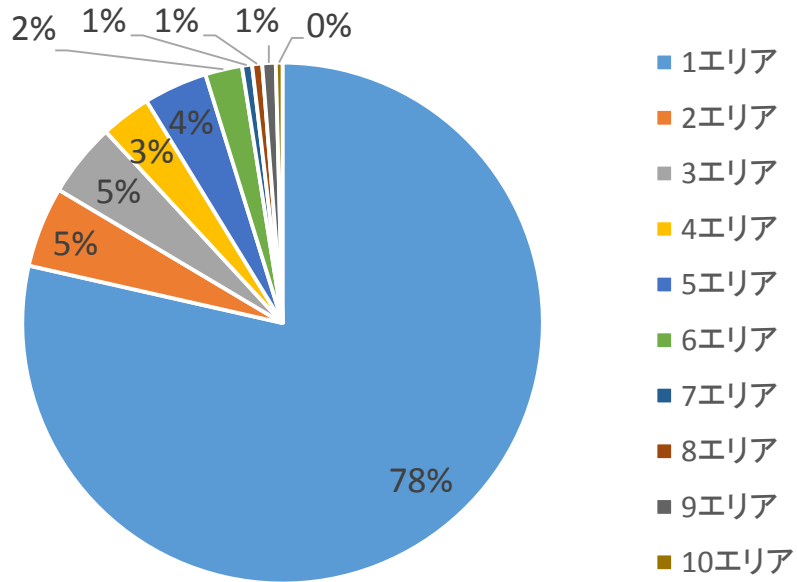


図6-14 事業エリア数毎の発電電気事業者比率

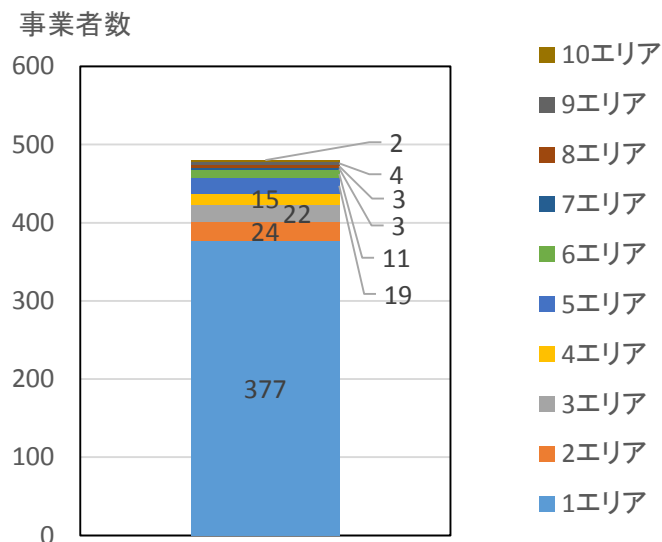


図6-15 事業エリア数毎の発電電気事業者数

また、平成29年度において、各エリアで事業を展開する発電事業者数および保有設備の供給力を図6-16に示す。北海道・東北・九州エリアでは、規模の小さい事業者が多く、事業者数に対して供給力が小さい結果となっている。

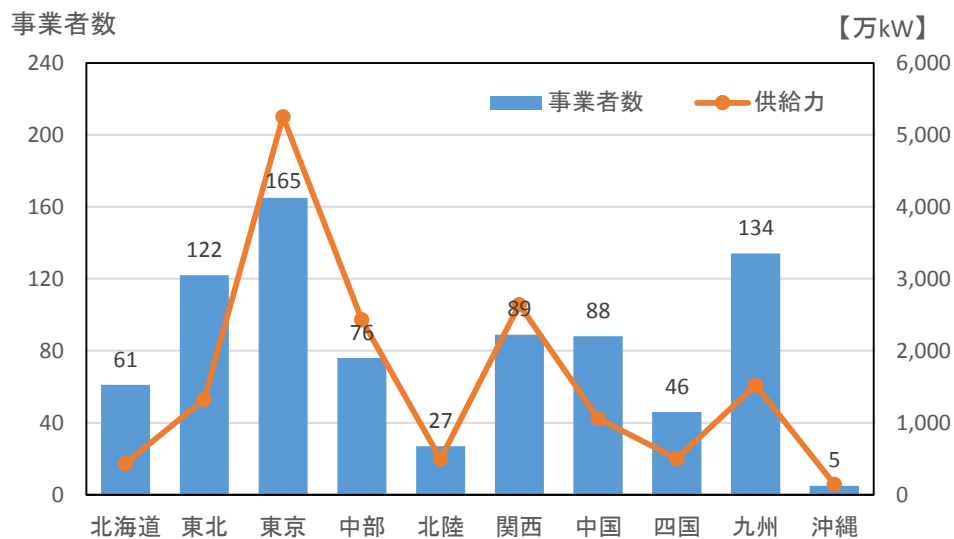


図6-16 各エリアで事業を展開する発電事業者数およびエリア供給力

## 7. その他

### (1) 供給計画の取りまとめでの気付き事項

再生可能エネルギーの大量導入などによる電源構成の変化や、新規事業者の参入動向及び各種制度の変更等もあり、供給計画の取りまとめを通じて、供給計画・需給バランス評価の在り方について、以下の課題を認識した。

#### ①需給バランス評価断面の扱い

現在、供給計画における需給バランス評価は、各エリアの需要電力が最大となる断面について行っている。

太陽光供給力の急速な拡大により、点灯時間帯など太陽光供給力の活用が期待できない時間帯の評価の必要性についても課題であったものの、揚水供給力の配分等により点灯時間帯の予備率を確保できるという考え方のもと、当該時間帯について特段の評価は実施していなかった。

しかし、今般の事業者ヒアリングにより、一部のエリアにおいて、需要電力が最大となる断面以外で予備率がより小さくなることが確認された。

今後、太陽光供給力の導入量が更に拡大することにより、この傾向はより顕著になると想定されるため、次年度以降の需給バランス評価では、この点についても考慮して検討していくことが必要。(後述の「(3) 参考検討」を参照)

<参考1>最大需要発生時以外で予備率最低となるエリアと予備率 (%)

エリア	夏季最大需要発生時予備率 (8月15時等) ①	8月17時		8月20時	
		予備率 ②	予備率 低下ポイント (=①-②)	予備率 ③	予備率 低下ポイント (=①-③)
北海道	19.7	18.8	△0.9	—	—
東北	17.0	15.3	△1.7	—	—
東京	8.0	—	—	—	—
中部	8.2	—	—	—	—
北陸	9.1	9.1	△0.0	—	—
関西	13.4	11.0	△2.4	—	—
中国	28.4	—	—	—	—
四国	25.2	—	—	—	—
九州	15.3	—	—	10.6	△4.7
沖縄	50.4	—	—	45.6	△4.8

#### ②最小需要時（軽負荷期）における需給バランス評価の必要性

既に離島で生じている再生可能エネルギーの抑制が、離島以外でも発生する可能性があることから、最小需要での需給バランス評価を供給計画で実施又は確認できるようにすることが必要。

### ③供給計画で補足できない供給力の把握方法

供給計画の提出義務のない事業者の新規開発電源などについて、その供給力を供給計画の取りまとめで捕捉し、一体的に評価できるようにすることが必要。

### ④連系線利用ルール変更に伴うエリアを越えた供給力確保状況の確認方法

新しい連系線利用ルールでは、エリアを跨ぐ供給力はすべて前日スポット市場で取り引きされることになるが、契約に基づき計上する現状のルールでは、前日スポット取引は供給計画に計上できないため、この供給力の扱いについて整理が必要。

## (2) 供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題

### I. 容量市場創設の必要性がより鮮明に

○連系線による供給力の融通を考慮する前の需給バランスにおいて、特に事業者間競争の激しい東京・中部・関西エリア（中央3エリア）において予備率8%を下回る年度があり、その要因を調査したところ、以下のことが明らかになった。

✓中央3エリアでは、

- ・旧一般電気事業者である小売電気事業者は、供給者変更需要（いわゆるスイッチング）に伴い自社需要が減少していくと想定し、
- ・旧一般電気事業者である発電事業者は、経年火力の休廃止を進めることにより、保有する供給力を減少させていく予定であること

✓昨年度と同様、中小規模の小売電気事業者は、自社で確保する供給力の割合が低いこと

○こうした状況にあっても、新規の電源開発も計画されているため、これらがすべて計画どおりに建設されれば、安定供給の確保は可能な状況にある。

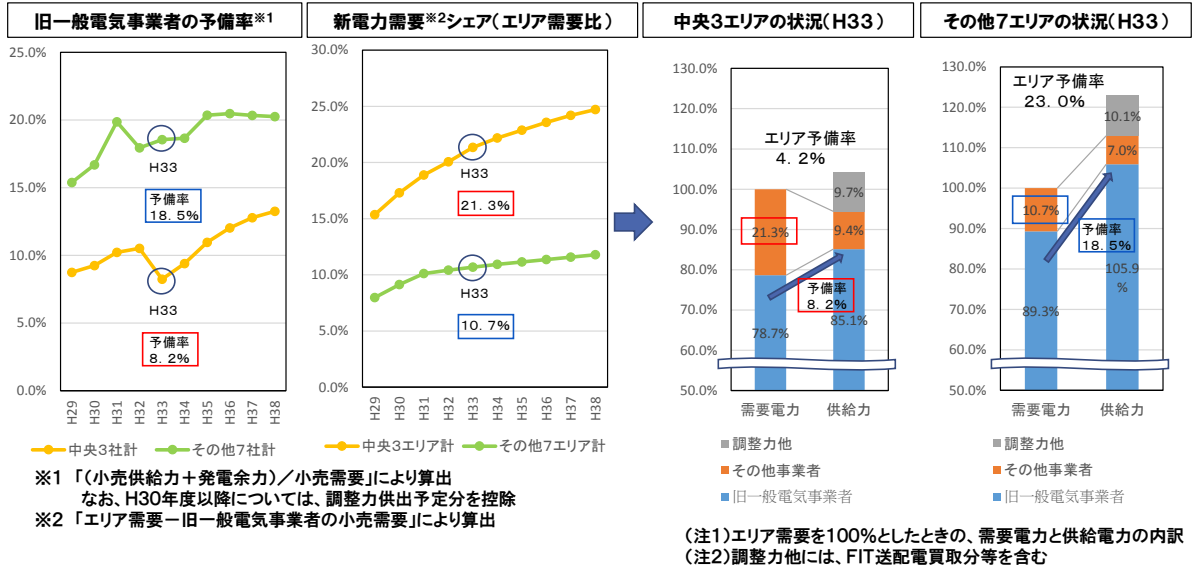
○しかしながら、事業者間競争の激しいエリアにおいて、相対的に予備率が低下している事実を踏まえれば、今後、更なる競争の進展に伴い、次第に需給がひっ迫し、ひいては電力市場価格の乱高下が生ずるおそれがある。また、電源の投資決定から運転開始までのリードタイムを考慮すれば、電源投資が適切なタイミングで行われなかった場合、電力市場価格の高止まりが発生する可能性も否定できない。

○このため、電力システム改革貫徹のための政策小委員会中間とりまとめにおいては、すでに、中長期的に必要な供給力及び調整力を、最も効率的に確保するための手段として、容量市場の創設が提言されているところ。

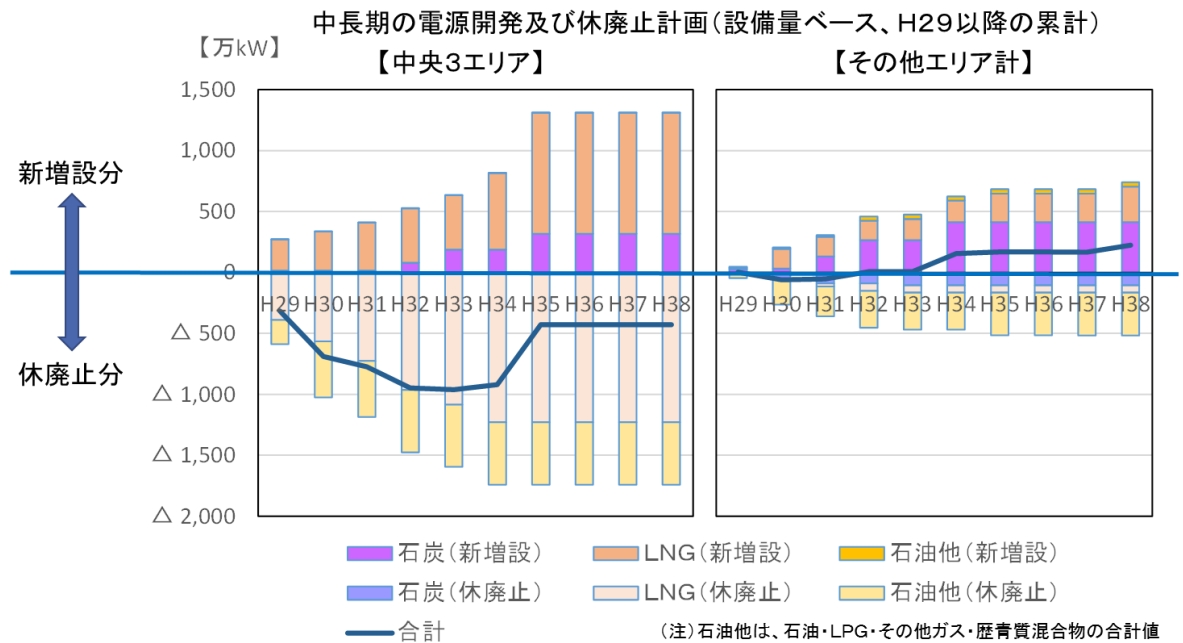
○本機関としては、今般の供給計画の取りまとめを通じて明らかになった状況を踏まえ、これまで以上に需給バランス状況にも目を配りつつ、同中間とりまとめに基づき、容量市場の検討を着実に進めていく。国においても、詳細検討を深めるに当たっての基本的な考え方について、同中間とりまとめにおいて示されたスケジュールどおりに容量市場が創設されるよう、引き続き検討を進められたい。



<参考2-1> 中央3エリアの状況について



<参考2-2> 中央3エリアの状況について



## II. 広域運用における再生可能エネルギーの出力抑制回避に向けた対応について

- 再生可能エネルギーの設備量は年々増加傾向にあり、特に太陽光発電の伸びが顕著となっている。
- 今後、再生可能エネルギーは各エリアで設定している30日等出力制御枠を超えて連系していくことが見込まれており、離島以外でもエリア内の下げ調整力が不足し、再生可能エネルギーの出力抑制が行われる可能性が生じている。
- 再生可能エネルギーの出力抑制を可能な限り回避し、効率的に再生可能エネルギーの導入を図るためには、他エリアの下げ調整力を活用した連系線等の既存流通設備の最大限の活用が必要である。また、既存流通設備を最大限活用してもなお再生可能エネルギーの抑制が相当量行われる場合には、系統増強が必要と判断される場合もあり得る。
- このため、国においては再生可能エネルギーの最大限の導入拡大に向けて、他エリアの下げ調整力を使用するために必要な仕組み<sup>33</sup>や、連系線を含む流通設備増強の在り方、その費用負担の考え方等について検討されたい。

## III. 実効性のある調整力確保の仕組みについて

- 太陽光発電等の導入が拡大し、調整電源の必要性が高まっている一方、発電電力量に占めるLNG火力及び石油火力等の割合は、今後、減少していく傾向が認められた。また、「I. 容量市場創設の必要性がより鮮明に」で記載したとおり、今後、更なる競争の進展に伴い、事業者が、新規電源の開発時期を遅らせたり、経年火力の休廃止を加速させたりする可能性もある。
- こうした中、供給計画の取りまとめを通じて、今後の調整力の確保について、将来的に競争がより一層進んだ場合、十分な量の調整力が確保できないおそれや、今後建設される電源が、調整力として必要な機能を具備しなくなるおそれがあるのではないかと懸念が、一般送配電事業者から示された。
- 一般送配電事業者が必要な調整力を確実に確保できる仕組みの構築は重要であるとの認識の下、今後、一般送配電事業者が、調整力公募等の既存の仕組みや、新たに創設する予定の市場（容量市場や需給調整（リアルタイム）市場）などを通じて、広域調達の選択肢も含め、確実かつ経済合理的に調整力を確保できる仕組みを整備していく必要がある。
- 本機関としては、広域的な調整力運用も視野に入れた必要な調整力の量・質等条件の検討など技術的な検討を進めていく。国においても、引き続き、基本的な考え方を整理するとともに、本機関と連携して制度設計について検討を進められたい。

<sup>33</sup> 他エリアにおいて、経済性によることなく、最低負荷がより小さい火力設備を運転（例えば石炭設備を停止して石油設備を運転）することや、本来は上げ調整力に活用すべき揚水の上池容量を空けておくことなどにより、下げ調整力を準備した場合の費用回収の在り方など

### (3) 参考検討（最大需要発生時以外の評価）

今回の供給計画取りまとめにおいて、「需給バランス評価断面の扱い」について課題となったため、最大需要発生時以外の断面（17時断面及び20時断面）についての需給バランスを試算<sup>34</sup>した。この結果、東京エリアの平成33年度、34年度を除き、予備率8%以上を確保できる見通しとなった。なお、東京エリアについては、自エリアの評価では当該時間帯において予備率低下の影響がないものの、東北エリアの予備率が低下したことにより東京エリア向けの送電量が減少したことで、8%を若干下回る結果となった。

#### <参考3> 8月17時断面予備率（融通前）

融通前										
8月のエリア予備率(エリア予備力/エリア需要)										
	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37	H38
北海道	18.8%	19.0%	42.2%	42.6%	42.1%	41.4%	39.8%	38.8%	37.8%	36.9%
東北	15.3%	15.8%	20.8%	20.7%	21.6%	21.4%	22.6%	22.1%	21.5%	21.2%
東京	8.2%	6.5%	5.5%	5.4%	1.8%	1.9%	6.4%	11.8%	11.7%	11.2%
東日本3社計	10.2%	9.0%	10.6%	10.5%	8.0%	8.0%	11.5%	15.5%	15.2%	14.7%
中部	8.4%	10.1%	6.7%	5.9%	6.1%	9.8%	9.8%	9.9%	9.8%	9.7%
北陸	9.1%	11.2%	18.1%	10.9%	10.8%	10.6%	10.4%	10.1%	9.9%	9.7%
関西	11.0%	7.0%	8.1%	7.3%	4.1%	6.8%	9.4%	9.5%	9.7%	10.5%
中国	28.4%	21.1%	19.1%	20.0%	20.1%	20.8%	27.0%	26.7%	26.2%	26.0%
四国	25.2%	35.7%	24.8%	29.9%	30.0%	25.3%	26.3%	26.4%	26.5%	26.6%
九州	15.3%	11.9%	15.0%	15.0%	15.7%	16.4%	16.8%	17.8%	17.9%	18.0%
中西日本6社計	13.9%	12.4%	11.9%	11.4%	10.6%	12.4%	14.1%	14.3%	14.3%	14.5%
9社合計	12.2%	10.9%	11.3%	11.0%	9.4%	10.4%	12.9%	14.8%	14.7%	14.6%
沖縄	47.7%	50.4%	49.4%	45.3%	44.6%	47.9%	47.8%	47.2%	45.8%	44.6%
10社合計	12.6%	11.3%	11.7%	11.3%	9.8%	10.8%	13.3%	15.1%	15.0%	14.9%

#### <参考4> 8月17時断面予備率（融通後）

融通後										
	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37	H38
北海道	18.8%	19.0%	42.2%	42.6%	32.6%	31.9%	39.8%	38.8%	37.8%	36.9%
東北	15.3%	9.7%	10.8%	10.2%	8.0%	8.0%	16.3%	22.1%	21.5%	21.2%
東京	8.2%	8.0%	8.0%	8.0%	7.8%	7.9%	8.0%	11.8%	11.7%	11.2%
東3社計	10.2%	9.0%	10.6%	10.5%	9.4%	9.4%	11.5%	15.5%	15.2%	14.7%
中部	8.4%	10.1%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	9.8%	9.9%	9.8%	9.7%
北陸	9.1%	11.2%	12.4%	8.0%	8.0%	8.0%	10.4%	10.1%	9.9%	9.7%
関西	11.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	9.4%	9.5%	9.7%	10.5%
中国	28.4%	18.6%	19.1%	15.0%	8.0%	13.7%	27.0%	26.7%	26.2%	26.0%
四国	25.2%	35.7%	24.8%	29.9%	9.1%	25.3%	26.3%	26.4%	26.5%	26.6%
九州	15.3%	11.9%	15.0%	15.0%	15.7%	16.4%	16.8%	17.8%	17.9%	18.0%
中西社計	13.9%	12.4%	11.9%	11.4%	9.4%	11.2%	14.1%	14.3%	14.3%	14.5%
9社合計	12.2%	10.9%	11.3%	11.0%	9.4%	10.4%	12.9%	14.8%	14.7%	14.6%
沖縄	47.7%	50.4%	49.4%	45.3%	44.6%	47.9%	47.8%	47.2%	45.8%	44.6%
10社合計	12.6%	11.3%	11.7%	11.3%	9.8%	10.8%	13.3%	15.1%	15.0%	14.9%

<sup>34</sup> 今後10年間の太陽光発電の導入量拡大とエリア需要の変化は考慮し、需要カーブは平成29年度から変化せず、太陽光発電・揚水発電以外の供給力も時刻によって変化しないと仮定して試算した。

<参考5> 8月20時断面予備率（融通前）

**融通前**

8月のエリア予備率(エリア予備力/エリア需要)

	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37	H38
北海道	20.5%	20.6%	44.0%	44.4%	43.8%	43.1%	41.5%	40.5%	39.4%	38.5%
東北	25.6%	25.7%	30.9%	30.4%	31.2%	30.7%	31.7%	30.9%	30.0%	29.4%
東京	8.9%	7.1%	6.0%	5.9%	1.9%	2.1%	7.0%	12.9%	12.8%	12.2%
東日本 3社計	12.8%	11.4%	13.1%	12.9%	10.1%	10.1%	13.9%	18.1%	17.8%	17.1%
中部	9.5%	11.5%	7.6%	6.7%	6.9%	11.1%	11.1%	11.1%	11.1%	11.0%
北陸	21.8%	24.0%	31.4%	23.2%	23.0%	22.8%	22.5%	22.1%	21.8%	21.5%
関西	17.1%	12.4%	13.5%	12.4%	8.8%	11.7%	14.6%	14.7%	14.9%	15.7%
中国	28.4%	21.1%	19.1%	20.0%	20.1%	20.8%	27.0%	26.7%	26.2%	26.0%
四国	25.2%	35.7%	24.8%	29.9%	30.0%	25.3%	26.3%	26.4%	26.5%	26.6%
九州	10.6%	5.8%	7.9%	7.0%	6.8%	6.7%	6.6%	7.5%	7.4%	7.4%
中西日本 6社計	15.9%	14.0%	13.1%	12.4%	11.3%	13.1%	14.8%	15.0%	14.9%	15.1%
9社合計	14.5%	12.8%	13.1%	12.6%	10.8%	11.7%	14.4%	16.4%	16.2%	16.0%
沖縄	45.6%	48.1%	47.0%	42.6%	41.8%	44.9%	44.7%	44.0%	42.7%	41.5%
10社合計	14.8%	13.1%	13.5%	12.9%	11.1%	12.1%	14.7%	16.7%	16.5%	16.3%

<参考6> 8月20時断面予備率（融通後）

**融通後**

応援したエリア  
8%に改善したエリア

	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37	H38
北海道	20.5%	20.6%	44.0%	44.4%	43.8%	43.1%	41.5%	40.5%	39.4%	38.5%
東北	25.6%	22.0%	22.8%	21.9%	9.2%	8.4%	27.7%	30.9%	30.0%	29.4%
東京	8.9%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	12.9%	12.8%	12.2%
東3社計	12.8%	11.4%	13.1%	12.9%	10.6%	10.4%	13.9%	18.1%	17.8%	17.1%
中部	9.5%	11.5%	8.0%	8.0%	8.0%	10.1%	11.1%	11.1%	11.1%	11.0%
北陸	21.8%	24.0%	31.4%	23.2%	14.4%	22.8%	22.5%	22.1%	21.8%	21.5%
関西	17.1%	12.4%	13.1%	11.2%	8.0%	11.7%	14.6%	14.7%	14.9%	15.7%
中国	28.4%	17.7%	18.8%	18.4%	18.3%	18.9%	25.0%	25.9%	25.3%	25.1%
四国	25.2%	35.7%	24.8%	29.9%	30.0%	25.3%	26.3%	26.4%	26.5%	26.6%
九州	10.6%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%
中西社計	15.9%	14.0%	13.1%	12.4%	10.9%	12.9%	14.8%	15.0%	14.9%	15.1%
9社合計	14.5%	12.8%	13.1%	12.6%	10.8%	11.7%	14.4%	16.4%	16.2%	16.0%
沖縄	45.6%	48.1%	47.0%	42.6%	41.8%	44.9%	44.7%	44.0%	42.7%	41.5%
10社合計	14.8%	13.1%	13.5%	12.9%	11.1%	12.1%	14.7%	16.7%	16.5%	16.3%

また、取りまとめの関連資料として、以下を添付する。

ページ

別紙1 当該年度の需給見通し（短期）・・・・・・・・・・・・・・・・ 別1

別紙2 当該年度以降10年間の需給見通し（長期）・・・・・・・・ 別3

## 別紙 1. 当該年度の需給見通し（短期）

平成29年度エリア別の需要電力を表（別）1-1、供給力を表（別）1-2、供給予備力を表（別）1-3、供給予備率を表（別）1-4に示す。また、連系線空容量と他エリアの8%を上回る供給予備力を考慮した、エリア間の供給力送受の内訳を表（別）1-5、エリア間の供給力送受を考慮した供給予備率を表（別）1-6に示す。

表（別）1-1 各月別の需要電力見通し

	【万kW】											
	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	413	376	371	406	426	426	419	460	502	502	502	465
東北	1,069	990	1,070	1,270	1,299	1,186	1,054	1,180	1,298	1,341	1,334	1,242
東京	3,853	3,643	4,073	5,253	5,253	4,528	3,721	4,057	4,438	4,715	4,715	4,323
東日本 3社計	5,335	5,009	5,514	6,929	6,978	6,140	5,194	5,697	6,238	6,558	6,551	6,030
中部	1,842	1,849	2,011	2,429	2,429	2,215	1,974	1,922	2,163	2,260	2,260	2,095
北陸	398	370	413	498	498	463	380	420	467	490	490	464
関西	1,923	1,866	2,138	2,548	2,548	2,330	1,847	1,951	2,163	2,321	2,321	2,076
中国	772	757	858	1,045	1,045	924	769	837	932	985	985	892
四国	356	352	401	502	502	439	355	375	458	458	458	408
九州	1,065	1,082	1,212	1,511	1,511	1,358	1,159	1,174	1,381	1,443	1,443	1,269
中西日本 6社計	6,356	6,276	7,033	8,533	8,533	7,729	6,484	6,679	7,564	7,957	7,957	7,204
9社合計	11,691	11,285	12,547	15,462	15,511	13,869	11,678	12,376	13,802	14,515	14,508	13,234
沖縄	103	121	139	145	145	139	124	110	100	104	103	99
10社合計	11,794	11,406	12,686	15,607	15,656	14,008	11,802	12,485	13,902	14,618	14,610	13,332

表（別）1-2 各月別の供給力見通し

	【万kW】											
	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	485	491	500	504	510	494	523	550	598	587	585	565
東北	1,214	1,184	1,277	1,492	1,520	1,340	1,262	1,349	1,466	1,583	1,594	1,398
東京	4,708	4,576	4,978	5,620	5,672	5,250	4,827	4,959	5,379	5,532	5,329	5,178
東日本 3社計	6,407	6,252	6,756	7,615	7,702	7,084	6,612	6,857	7,444	7,703	7,508	7,141
中部	2,065	2,066	2,377	2,659	2,627	2,655	2,266	2,194	2,329	2,436	2,394	2,259
北陸	436	452	448	589	543	509	421	460	505	534	538	517
関西	2,467	2,428	2,487	2,894	2,889	2,724	2,429	2,496	2,667	2,764	2,747	2,641
中国	1,044	993	1,092	1,347	1,342	1,202	1,002	1,037	1,133	1,186	1,181	1,114
四国	511	550	537	644	629	576	447	439	509	532	596	561
九州	1,274	1,348	1,533	1,766	1,742	1,606	1,355	1,406	1,500	1,593	1,582	1,448
中西日本 6社計	7,796	7,837	8,473	9,900	9,772	9,272	7,919	8,033	8,642	9,045	9,038	8,540
9社合計	14,203	14,089	15,229	17,515	17,474	16,355	14,531	14,890	16,086	16,748	16,546	15,681
沖縄	164	180	210	212	218	215	193	174	163	162	174	180
10社合計	14,368	14,269	15,439	17,727	17,692	16,570	14,724	15,064	16,249	16,910	16,720	15,861

表（別）1-3 各月別の供給予備力見通し

	【万kW】											
	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	72	115	129	98	84	68	104	90	96	85	83	100
東北	145	194	207	222	221	154	208	169	168	242	260	156
東京	855	933	905	367	419	722	1,106	902	941	817	614	855
東日本 3社計	1,072	1,243	1,242	686	724	944	1,418	1,160	1,206	1,145	957	1,111
中部	223	217	366	230	198	440	292	272	166	176	134	164
北陸	38	82	35	91	45	46	41	40	38	45	49	53
関西	544	562	349	346	341	394	582	545	504	443	426	565
中国	272	236	234	302	297	278	233	200	201	201	196	222
四国	155	198	136	142	127	137	92	64	51	74	138	153
九州	209	266	321	255	231	248	196	232	119	150	139	179
中西日本 6社計	1,440	1,561	1,440	1,367	1,239	1,543	1,435	1,355	1,078	1,088	1,081	1,336
9社合計	2,512	2,804	2,682	2,053	1,963	2,486	2,854	2,515	2,284	2,233	2,038	2,447
沖縄	61	59	71	67	73	76	69	64	62	59	71	81
10社合計	2,573	2,863	2,753	2,121	2,036	2,562	2,922	2,579	2,346	2,292	2,110	2,528

表（別） 1－4 各月別の供給予備率見通し【再掲】

	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	17.4%	30.7%	34.9%	24.0%	19.7%	16.0%	24.7%	19.5%	19.2%	17.0%	16.6%	21.6%
東北	13.6%	19.6%	19.4%	17.5%	17.0%	13.0%	19.8%	14.3%	13.0%	18.1%	19.5%	12.6%
東京	22.2%	25.6%	22.2%	7.0%	8.0%	15.9%	29.7%	22.2%	21.2%	17.3%	13.0%	19.8%
東日本 3社計	20.1%	24.8%	22.5%	9.9%	10.4%	15.4%	27.3%	20.4%	19.3%	17.5%	14.6%	18.4%
中部	12.1%	11.7%	18.2%	9.5%	8.2%	19.8%	14.8%	14.2%	7.7%	7.8%	5.9%	7.8%
北陸	9.4%	22.2%	8.5%	18.4%	9.1%	10.0%	10.8%	9.6%	8.2%	9.1%	9.9%	11.5%
関西	28.3%	30.1%	16.3%	13.6%	13.4%	16.9%	31.5%	28.0%	23.3%	19.1%	18.4%	27.2%
中国	35.2%	31.2%	27.2%	28.9%	28.4%	30.0%	30.2%	23.9%	21.5%	20.4%	19.9%	24.9%
四国	43.4%	56.1%	34.0%	28.4%	25.2%	31.1%	26.0%	17.1%	11.1%	16.2%	30.1%	37.5%
九州	19.6%	24.6%	26.5%	16.9%	15.3%	18.3%	16.9%	19.8%	8.6%	10.4%	9.6%	14.1%
中西日本 6社計	22.7%	24.9%	20.5%	16.0%	14.5%	20.0%	22.1%	20.3%	14.3%	13.7%	13.6%	18.6%
9社合計	21.5%	24.8%	21.4%	13.3%	12.7%	17.9%	24.4%	20.3%	16.5%	15.4%	14.1%	18.5%
沖縄	59.0%	49.3%	51.2%	46.5%	50.4%	54.6%	55.4%	58.2%	61.9%	56.4%	69.2%	81.9%
10社合計	21.8%	25.1%	21.7%	13.6%	13.0%	18.3%	24.8%	20.7%	16.9%	15.7%	14.4%	19.0%

8%未満

※東京エリアの8月については、四捨五入により8.0%となっているが、8%を下回っている。

表（別） 1－5 エリア間の供給力送受の内訳

	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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
東北	0	0	0	-53	-1	0	0	0	0	0	0	0
東京	0	0	0	53	1	0	0	0	0	0	0	0
東日本 3社計	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
中部	0	0	0	0	0	0	0	0	7	4	47	3
北陸	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
関西	0	0	0	0	0	0	0	0	-7	-4	-47	-3
中国	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
四国	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
九州	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
中西日本 6社計	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9社合計	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
沖縄	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10社合計	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

8%未満

応援するエリア

表（別） 1－6 エリア間の供給力送受を考慮した供給予備率【再掲】

	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	17.4%	30.7%	34.9%	24.0%	19.7%	16.0%	24.7%	19.5%	19.2%	17.0%	16.6%	21.6%
東北	13.6%	19.6%	19.4%	13.3%	16.9%	13.0%	19.8%	14.3%	13.0%	18.1%	19.5%	12.6%
東京	22.2%	25.6%	22.2%	8.0%	8.0%	15.9%	29.7%	22.2%	21.2%	17.3%	13.0%	19.8%
東3社計	20.1%	24.8%	22.5%	9.9%	10.4%	15.4%	27.3%	20.4%	19.3%	17.5%	14.6%	18.4%
中部	12.1%	11.7%	18.2%	9.5%	8.2%	19.8%	14.8%	14.2%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%
北陸	9.4%	22.2%	8.5%	18.4%	9.1%	10.0%	10.8%	9.6%	8.2%	9.1%	9.9%	11.5%
関西	28.3%	30.1%	16.3%	13.6%	13.4%	16.9%	31.5%	28.0%	23.0%	18.9%	16.3%	27.1%
中国	35.2%	31.2%	27.2%	28.9%	28.4%	30.0%	30.2%	23.9%	21.5%	20.4%	19.9%	24.9%
四国	43.4%	56.1%	34.0%	28.4%	25.2%	31.1%	26.0%	17.1%	11.1%	16.2%	30.1%	37.5%
九州	19.6%	24.6%	26.5%	16.9%	15.3%	18.3%	16.9%	19.8%	8.6%	10.4%	9.6%	14.1%
中西計	22.7%	24.9%	20.5%	16.0%	14.5%	20.0%	22.1%	20.3%	14.3%	13.7%	13.6%	18.6%
9社合計	21.5%	24.8%	21.4%	13.3%	12.7%	17.9%	24.4%	20.3%	16.5%	15.4%	14.1%	18.5%
沖縄	59.0%	49.3%	51.2%	46.5%	50.4%	54.6%	55.4%	58.2%	61.9%	56.4%	69.2%	81.9%
10社合計	21.8%	25.1%	21.7%	13.6%	13.0%	18.3%	24.8%	20.7%	16.9%	15.7%	14.4%	19.0%

8%以上に改善

応援したエリア

## 別紙2. 当該年度以降10年間の需給見通し（長期）

平成29年度以降10年間のエリア別の需要電力を表（別）2-1、供給力を表（別）2-2、供給予備力を表（別）2-3、供給予備率を表（別）2-4に示す。また、連系線空容量と他エリアの8%を上回る供給予備力を考慮した、エリア間の供給力送受の内訳を表（別）2-5、供給予備率を表（別）2-6に示す。

また、冬季に最大需要電力の発生を想定している北海道・東北エリアの1月断面の需要電力を表（別）2-7、供給力を表（別）2-8、供給予備力を表（別）2-9、供給予備率を表（別）2-10に示す。

表（別）2-1 中長期の需要電力見通し（8月）

	【万kW】									
	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37	H38
北海道	426	428	430	433	436	439	443	446	449	452
東北	1,299	1,303	1,312	1,321	1,330	1,339	1,348	1,357	1,366	1,375
東京	5,253	5,328	5,347	5,366	5,382	5,399	5,413	5,427	5,442	5,455
東日本 3社計	6,978	7,059	7,089	7,120	7,148	7,177	7,204	7,230	7,257	7,282
中部	2,429	2,442	2,445	2,449	2,452	2,456	2,460	2,463	2,466	2,469
北陸	498	499	504	505	506	507	508	509	510	511
関西	2,548	2,531	2,529	2,526	2,524	2,522	2,519	2,517	2,514	2,512
中国	1,045	1,046	1,055	1,059	1,064	1,070	1,075	1,080	1,086	1,090
四国	502	503	504	504	503	503	502	502	502	502
九州	1,511	1,512	1,512	1,513	1,513	1,514	1,514	1,514	1,515	1,515
中西日本 6社計	8,533	8,533	8,549	8,556	8,562	8,572	8,578	8,585	8,593	8,599
9社合計	15,511	15,592	15,638	15,676	15,710	15,749	15,782	15,815	15,850	15,881
沖縄	145	145	146	147	147	148	149	149	150	150
10社合計	15,656	15,737	15,784	15,822	15,857	15,896	15,930	15,964	16,000	16,031

表（別）2-2 中長期の供給力見通し（8月）

	【万kW】									
	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37	H38
北海道	510	515	618	625	627	628	627	627	626	626
東北	1,520	1,542	1,626	1,640	1,669	1,683	1,714	1,725	1,733	1,745
東京	5,672	5,666	5,636	5,650	5,474	5,498	5,754	6,054	6,067	6,050
東日本 3社計	7,702	7,723	7,880	7,915	7,770	7,809	8,095	8,406	8,427	8,421
中部	2,627	2,683	2,605	2,590	2,598	2,690	2,696	2,699	2,702	2,703
北陸	543	557	599	565	566	567	567	567	567	567
関西	2,889	2,780	2,817	2,802	2,720	2,787	2,852	2,856	2,860	2,879
中国	1,342	1,267	1,256	1,271	1,278	1,293	1,365	1,369	1,370	1,373
四国	629	683	629	655	654	630	634	635	635	636
九州	1,742	1,692	1,740	1,740	1,750	1,762	1,768	1,783	1,786	1,788
中西日本 6社計	9,772	9,661	9,644	9,622	9,566	9,729	9,883	9,908	9,919	9,946
9社合計	17,474	17,385	17,524	17,537	17,336	17,538	17,977	18,314	18,346	18,367
沖縄	218	223	223	218	219	225	226	226	225	224
10社合計	17,692	17,608	17,747	17,755	17,555	17,763	18,204	18,540	18,571	18,591

表（別） 2－3 中長期の供給予備力見通し（8月）

【万kW】

	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37	H38
北海道	84	87	188	192	191	189	184	181	177	174
東北	221	239	314	319	339	344	366	368	367	370
東京	419	338	289	284	92	99	341	627	625	595
東日本 3社計	724	664	791	795	622	632	891	1,176	1,170	1,139
中部	198	241	160	141	146	234	236	236	236	234
北陸	45	58	95	60	61	60	59	58	57	56
関西	341	249	288	276	196	265	333	339	346	367
中国	297	221	201	212	214	223	290	289	284	283
四国	127	180	125	151	151	127	132	133	133	134
九州	231	180	228	227	237	248	254	269	271	273
中西日本 6社計	1,239	1,128	1,095	1,066	1,005	1,157	1,305	1,323	1,326	1,347
9社合計	1,963	1,793	1,886	1,861	1,627	1,789	2,196	2,499	2,496	2,486
沖縄	73	78	77	72	72	77	78	77	75	74
10社合計	2,036	1,870	1,963	1,933	1,698	1,866	2,274	2,576	2,571	2,560

表（別） 2－4 中長期の供給予備率見通し（8月）【再掲】

	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37	H38
北海道	19.7%	20.3%	43.8%	44.3%	43.7%	43.0%	41.5%	40.5%	39.5%	38.6%
東北	17.0%	18.4%	23.9%	24.2%	25.5%	25.7%	27.2%	27.1%	26.9%	26.9%
東京	8.0%	6.3%	5.4%	5.3%	1.7%	1.8%	6.3%	11.6%	11.5%	10.9%
東日本 3社計	10.4%	9.4%	11.2%	11.2%	8.7%	8.8%	12.4%	16.3%	16.1%	15.6%
中部	8.2%	9.9%	6.5%	5.8%	6.0%	9.5%	9.6%	9.6%	9.6%	9.5%
北陸	9.1%	11.6%	18.8%	12.0%	12.0%	11.9%	11.7%	11.4%	11.2%	11.0%
関西	13.4%	9.8%	11.4%	10.9%	7.8%	10.5%	13.2%	13.5%	13.8%	14.6%
中国	28.4%	21.1%	19.1%	20.0%	20.1%	20.8%	27.0%	26.7%	26.2%	26.0%
四国	25.2%	35.7%	24.8%	29.9%	30.0%	25.3%	26.3%	26.4%	26.5%	26.6%
九州	15.3%	11.9%	15.0%	15.0%	15.7%	16.4%	16.8%	17.8%	17.9%	18.0%
中西日本 6社計	14.5%	13.2%	12.8%	12.5%	11.7%	13.5%	15.2%	15.4%	15.4%	15.7%
9社合計	12.7%	11.5%	12.1%	11.9%	10.4%	11.4%	13.9%	15.8%	15.7%	15.7%
沖縄	50.4%	53.5%	52.9%	49.0%	48.7%	52.2%	52.4%	51.8%	50.4%	49.1%
10社合計	13.0%	11.9%	12.4%	12.2%	10.7%	11.7%	14.3%	16.1%	16.1%	16.0%

8%未満

※東京エリアのH29年度については、四捨五入により8.0%となっているが、8%を下回っている。

表（別） 2－5 エリア間の供給力送受の内訳

	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37	H38
北海道	0	0	0	0	-28	-30	0	0	0	0
東北	-1	-88	-139	-145	-233	-236	-92	0	0	0
東京	1	88	139	145	338	333	92	0	0	0
東日本 3社計	0	0	0	0	77	66	0	0	0	0
中部	0	0	36	55	50	-38	0	0	0	0
北陸	0	0	0	0	-20	0	0	0	0	0
関西	0	0	-36	-55	6	-29	0	0	0	0
中国	0	0	0	0	-113	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	0	0	0	0	-77	-66	0	0	0	0
9社合計	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
沖縄	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10社合計	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

8%未満

応援するエリア



表（別） 2－6 エリア間の供給力送受を考慮した供給予備率【再掲】

	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37	H38
北海道	19.7%	20.3%	43.8%	44.3%	37.2%	36.3%	41.5%	40.5%	39.5%	38.6%
東北	16.9%	11.6%	13.3%	13.2%	8.0%	8.0%	20.3%	27.1%	26.9%	26.9%
東京	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	11.6%	11.5%	10.9%
東日本 3社計	10.4%	9.4%	11.2%	11.2%	9.8%	9.7%	12.4%	16.3%	16.1%	15.6%
中部	8.2%	9.9%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	9.6%	9.6%	9.6%	9.5%
北陸	9.1%	11.6%	18.8%	12.0%	8.0%	11.9%	11.7%	11.4%	11.2%	11.0%
関西	13.4%	9.8%	10.0%	8.7%	8.0%	9.4%	13.2%	13.5%	13.8%	14.6%
中国	28.4%	21.1%	19.1%	20.0%	9.4%	20.8%	27.0%	26.7%	26.2%	26.0%
四国	25.2%	35.7%	24.8%	29.9%	30.0%	25.3%	26.3%	26.4%	26.5%	26.6%
九州	15.3%	11.9%	15.0%	15.0%	15.7%	16.4%	16.8%	17.8%	17.9%	18.0%
中西日本 6社計	14.5%	13.2%	12.8%	12.5%	10.8%	12.7%	15.2%	15.4%	15.4%	15.7%
9社合計	12.7%	11.5%	12.1%	11.9%	10.4%	11.4%	13.9%	15.8%	15.7%	15.7%
沖縄	50.4%	53.5%	52.9%	49.0%	48.7%	52.2%	52.4%	51.8%	50.4%	49.1%
10社合計	13.0%	11.9%	12.4%	12.2%	10.7%	11.7%	14.3%	16.1%	16.1%	16.0%

8%未満

8%以上に改善

応援したエリア

表（別） 2－7 中長期の需要電力見通し（1月）

【万kW】

	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37	H38
北海道	502	504	505	508	512	515	518	521	525	528
東北	1,341	1,345	1,361	1,377	1,393	1,409	1,425	1,441	1,457	1,472

表（別） 2－8 中長期の供給力見通し（1月）

【万kW】

	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37	H38
北海道	587	612	608	619	617	617	617	618	617	668
東北	1,583	1,563	1,599	1,606	1,629	1,636	1,664	1,667	1,671	1,677

表（別） 2－9 中長期の供給予備力見通し（1月）

【万kW】

	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37	H38
北海道	85	108	103	111	105	102	99	97	92	140
東北	242	218	238	229	236	227	239	226	214	205

表（別） 2－10 中長期の供給予備率見通し（1月）【再掲】

	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37	H38
北海道	17.0%	21.3%	20.4%	21.8%	20.4%	19.8%	19.2%	18.5%	17.4%	26.6%
東北	18.1%	16.2%	17.5%	16.6%	16.9%	16.1%	16.8%	15.7%	14.7%	13.9%

平成29年度供給計画の取りまとめに関する経済産業大臣への意見について

平成29年度の供給計画の取りまとめに当たって、電気事業法第29条第2項の規定に基づき、下記のとおり意見します。

記

1. 容量市場創設の必要性がより鮮明に

連系線による供給力の融通を考慮する前の需給バランスにおいて、特に事業者間競争の激しい東京・中部・関西エリア（中央3エリア）において予備率8%を下回る年度があり、その要因を調査したところ、以下のことが明らかになった。

①中央3エリアでは、

- ・旧一般電気事業者である小売電気事業者は、供給者変更需要（いわゆるスイッチング）に伴い自社需要が減少していくと想定し、
- ・旧一般電気事業者である発電事業者は、経年火力の休廃止を進めることにより、保有する供給力を減少させていく予定であること

②昨年度と同様、中小規模の小売電気事業者は、自社で確保する供給力の割合が低いこと

こうした状況にあっても、新規の電源開発も計画されているため、これらがすべて計画どおりに建設されれば、安定供給の確保は可能な状況にある。

しかしながら、事業者間競争の激しいエリアにおいて、相対的に予備率が低下している事実を踏まえれば、事業者は、今後、更なる競争の進展に伴い、新規電源の開発時期を遅らせたり、経年火力の休廃止を加速させたりする可能性があると考えられる。このような事象が起これば、次第に需給がひっ迫し、ひいては電力市場価格の乱高下が生ずるおそれがある。また、電源の投資決定から運転開始までのリードタイムを考慮すれば、電力市場価格の高止まりが発生する可能性も否定できない。

このため、電力システム改革貫徹のための政策小委員会中間とりまとめにおいては、すでに、中長期的に必要な供給力及び調整力を、最も効率的に確保するための手段として、容量市場の創設が提言されているところ。

本機関としては、今般の供給計画の取りまとめを通じて明らかになった状況を踏まえ、これまで以上に需給バランス状況にも目を配りつつ、同中間とりまとめに基づき、容量市場の検討を着実に進めていく。国においても、詳細検討を深めるに当たっての基本的な考え方について、同中間とりまとめにおいて示されたスケジュールどおりに容量市場が創設されるよう、引き続き検討を進められたい。

2. 広域運用における再生可能エネルギー出力抑制回避に向けた対応について

再生可能エネルギーの設備量は年々増加傾向にあり、特に太陽光発電の伸びが顕著となっている。

今後、再生可能エネルギーは、各エリアで設定している30日等出力制御枠を超えて連系されていくことが見込まれており、離島以外でもエリア内の下げ調整力が不足し、再生可能エネルギーの出力抑制が行われる可能性が生じている。

再生可能エネルギーの出力抑制を可能な限り回避し、効率的に再生可能エネルギーの導入を図るため

には、他エリアの下げ調整力を活用した連系線等の既存流通設備の最大限の活用が必要である。また、既存流通設備を最大限活用してもなお再生可能エネルギーの抑制が相当量行われる場合には、系統増強が必要と判断される場合もあり得る。

このため、国においては、更なる再生可能エネルギーの最大限の導入拡大に向けて、他エリアの下げ調整力を使用するために必要な仕組み<sup>※</sup>や、連系線を含む流通設備増強の在り方、その費用負担の考え方等について、国民負担の最小化に配慮しつつ、具体的な対応を検討されたい。

※他エリアにおいて、経済性によることなく、最低負荷がより小さい火力設備を運転（例えば石炭設備を停止して石油設備を運転）することや、本来は上げ調整力に活用すべき揚水の上池容量を空けておくことなどにより、下げ調整力を準備した場合の費用回収の在り方など

### 3. 実効性のある調整力確保の仕組みについて

太陽光発電等の導入が拡大し、調整電源の必要性が高まっている一方、発電電力量に占めるLNG火力及び石油火力等の割合は、今後、減少していく傾向が認められた。また、上記1のとおり、今後、更なる競争の進展に伴い、事業者が、新規電源の開発時期を遅らせたり、経年火力の休廃止を加速させたりする可能性もある。

こうした中、供給計画の取りまとめを通じて、今後の調整力の確保について、将来的に競争がより一層進んだ場合、十分な量の調整力が確保できないおそれや、今後建設される電源が、調整力として必要な機能を具備しなくなるおそれがあるのではないかとの懸念が、一般送配電事業者から示された。

一般送配電事業者が必要な調整力を確実に確保できる仕組みの構築は重要であるとの認識の下、今後、一般送配電事業者が、調整力公募等の既存の仕組みや、新たに創設する予定の市場（容量市場や需給調整（リアルタイム）市場）などを通じて、広域調達の実現も含め、確実にかつ経済合理的に調整力を確保できる仕組みを整備していく必要がある。

本機関としては、広域的な調整力運用も視野に入れた必要な調整力の量・質等条件の検討など技術的な検討を進めていく。国においても、引き続き、基本的な考え方を整理するとともに、本機関と連携して制度設計について検討を進められたい。

以 上