

第8号議案

平成28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、別紙の通り、平成28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28年 6月29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●●

平成28年 6月 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28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28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28年度供給計画の取りまとめ

平成28年6月

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	15
(1) 電源構成の推移	
(2) 発電端電力量の推移	
(3) 電源別設備利用率想定の推移	
(4) 電源開発計画	
4. 送配電設備の増強計画	23
5. 広域的運営の状況	29
(1) 広域的取引量の推移	
(2) エリア間潮流の状況	
6. 電気事業者の特性分析	32
(1) 事業者の規模別分析	
(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) 需給調整契約等の契約状況	

7. その他 38

- (1) 供給計画取りまとめ方法について
- (2) 供給計画取りまとめにおいて抽出された現状の課題

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28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。

平成28年度供給計画は、改正電気事業法施行の時期と重なるため、取りまとめ業務等の経過措置（経済産業省令第19号附則）が設けられている。これにより、平成28年4月1日にライセンスを取得した一般送配電事業者を除く電気事業者は平成28年4月28日までに、また、一般送配電事業者は平成28年5月31日までに、供給計画を当機関を経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、6月30日までに経済産業大臣に送付するものとされている。このため、一般送配電事業者を除く4月29日以降に提出される電気事業者の供給計画（主に、旧一般電気事業者・卸電気事業者以外で発電事業者の要件に該当する事業者）は取りまとめの対象外となっている。

なお、本取りまとめの需給バランス評価に関しては、実態に近い供給力を捕捉するために、当機関にて、取りまとめの直近（6月10日）までに供給計画を確認した発電事業者（69者）の供給計画も含めて評価を行った。

平成28年度供給計画取りまとめ対象事業者数

事業者区分	4月28日に 届け出た事業者数	5月31日に 届け出た事業者数	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

※需給バランス評価についてのみ反映した事業者

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¹

一般送配電事業者10者が届け出たエリア需要²を全国合計したもののうち、平成27年度の実績及び平成28年度の見通し³を、表1-1に示す。

平成28年度の見通し15,766万kWは、平成27年度の実績16,120万kWに対して2.2%の減少となった。なお、平成27年度の気温補正⁴後の実績15,630万kWに対して、平成28年度の見通しは0.9%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27年度 実績	平成28年度 見通し
16,120万kW (15,630万kW)	15,766万kW ▲2.2% (+0.9%)※

()内は気温補正後の値

※平成27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	11,988	11,508	13,038	15,721	15,766	14,251
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,926	12,656	14,076	14,853	14,840	13,510

1 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。

2 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。

3 平成28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27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。

4 気温補正とは、気象条件による冷暖房機器などの稼働増減を推測し、この影響を除いた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27年度の推定実績⁵及び平成28年度の見通しを、表1-3に示す。

平成28年度の見通し8,997億kWhは、平成27年度の推定実績8,882億kWhに対して1.3%の増加となっている。なお、平成27年度の気温閏補正後の推定実績8,857億kWhに対して、平成28年度の見通しは1.6%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27年度 推定実績	平成28年度 見通し
8,882 億 kWh (8,857 億 kWh)	8,997 億 kWh +1.3% (+1.6%) [※]

() 内は気温閏補正後の値

※平成27年度推定実績に対する増加率

⁵ 需要電力量の推定実績としては平成27年4～11月の実績値及び平成27年12月～平成28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27年11月30日公表）の主なものを、表1-4に示す。

国内総生産（実質GDP）の見通しは、平成28年度は538.0兆円、平成37年度は583.8兆円となり、年平均1.0%の増加に、鉱工業生産指数（IIP）⁶の見通しは、平成28年度は101.8、平成37年度は114.6となり、年平均1.4%の増加となった。

表1-4 全国の経済見通し

	平成28年度	平成37年度
国内総生産（実質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%] [*]

※平成28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28年度、平成32年度及び平成37年度の見通しを、表1-5に示す。

平成32年度の見通しは16,095万kW、平成37年度の見通しは16,541万kWとなり、平成28年度から平成37年度まで年平均0.5%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要因としては、節電の取り組みや省エネの進展、人口の減少傾向、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しているものと考えられる。

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28年度 [再掲]	平成32年度	平成37年度
15,766万kW	16,095万kW [0.5%] [*]	16,541万kW [0.5%] [*]

※平成28年度見通しに対する年平均増加率

⁶ 平成22年度を100とした指数で記載している。

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28年度、平成32年度及び平成37年度の見通しを、表1-6に示す。

平成32年度の見通しは9,180億kWh、平成37年度の見通しは9,446億kWhとなり、平成28年度から平成37年度まで年平均0.5%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要因としては、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しているものと考えられる。

表1-6 年間需要電力量（全国の需要、送電端）の見通し

平成28年度 [再掲]	平成32年度	平成37年度
8,997 億 kWh	9,180 億 kWh [0.5%] [※]	9,446 億 kWh [0.5%] [※]

※平成28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

一般送配電事業者が届け出た各エリアの供給力⁷とエリア需要をもちいて、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2回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（平成28年5月30日開催）」での審議を踏まえ、エリアごとに予備率⁸が8%以上あること（沖縄エリアについては、最大電源ユニット脱落時に供給力が最大3日平均電力を上回ることを基準として評価を行った）。

なお、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⁹を足し合わせたものとする。需給バランス評価の概要を、図2-1に示す。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なり得るものである。

また、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、平成28年度供給計画届出書の記載要領（平成28年3月；資源エネルギー庁発行）に従い、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28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「未定」として届け出されている。

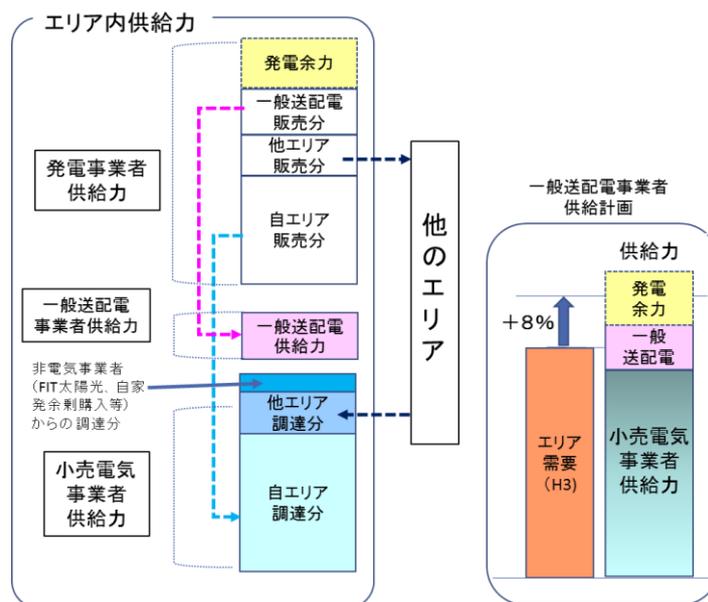


図2-1 需給バランス評価の概要

7 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。

8 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。

9 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27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27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 （気温補正なし）[再掲]	供給力 （全国合計）	予備力	予備率
16,120 万 kW	18,421 万 kW	2,302 万 kW	14.3%

なお、各エリア別の予備率についても、安定供給の基準とする8%を確保していた。

② 当該年度の需給見通し

平成28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	11,988	11,508	13,038	15,721	15,766	14,251
供給力	13,974	13,852	15,139	17,676	17,867	16,909
予備率	16.6%	20.4%	16.1%	12.4%	13.3%	18.7%
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,926	12,656	14,076	14,853	14,840	13,510
供給力	14,594	14,960	16,495	16,935	16,837	16,062
予備率	22.4%	18.2%	17.2%	14.0%	13.5%	18.9%

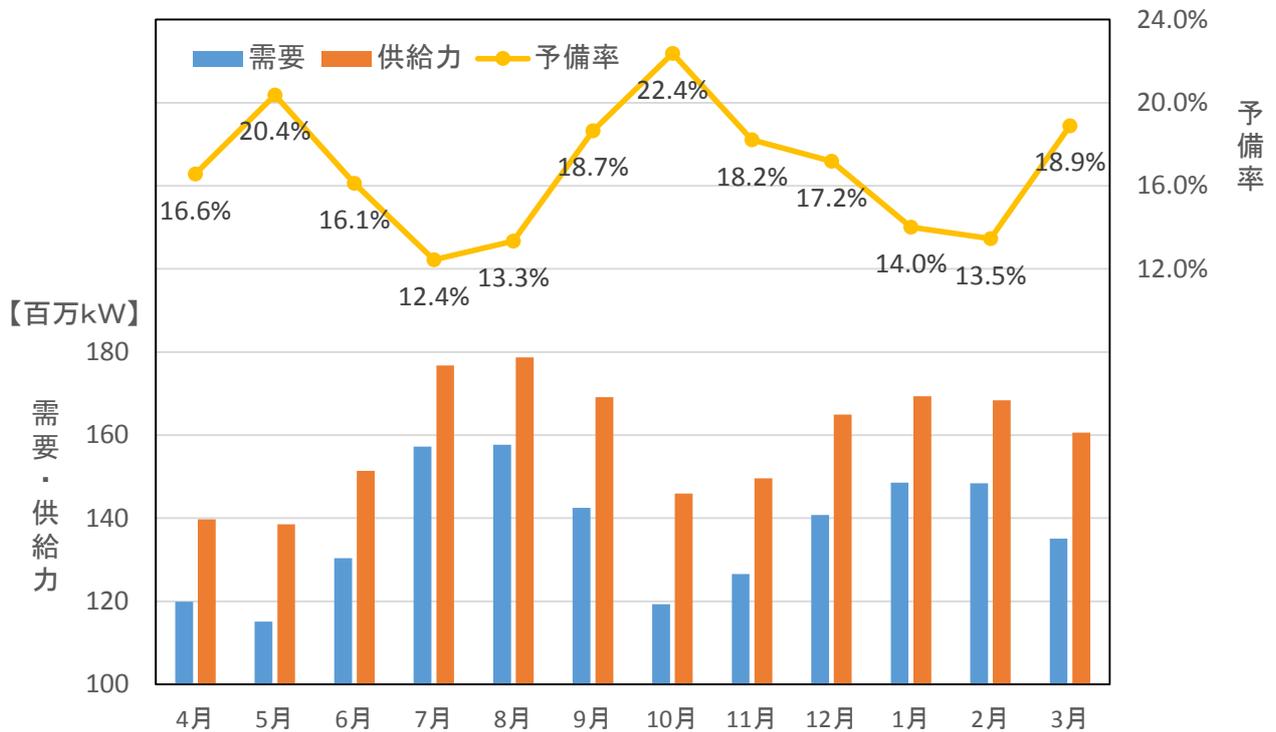


図2-2 各月別の需給バランス見通し（全国合計、送電端）

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¹⁰と他エリアの8%を上回る予備力を考慮した予備率を表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%を確保できる見込み。

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	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%
東日本 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%
中西日本 6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%

8%未満

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	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%
東日本 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%
中西日本 6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%

8%以上に改善

応援したエリア

また、沖縄エリア¹¹については、小規模単独系統であることから、沖縄以外と同じ基準を適用するのではなく、従来の評価と同様に、最大電源ユニット脱落時に供給力が最大3日平均電力を上回ることを基準としている。最大電源ユニット（23.5万kW）脱落時の予備率を表2-5に示す。全ての月で安定供給は確保できる見込み。

表2-5 沖縄エリアにおける最大電源脱落時の予備率見通し（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	37.2%	42.0%	29.8%	28.0%	34.1%	27.7%	24.8%	40.6%	41.4%	37.2%	49.4%	50.9%

¹⁰ 平成28年2月19日時点の連系線空容量により算出した。

¹¹ 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28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】

	H28（再掲）	H29	H30	H31	H32
需要電力	15,766	15,817	15,910	16,008	16,095
供給力	17,868	17,647	17,878	17,755	18,005
供給予備率	13.3%	11.6%	12.4%	10.9%	11.9%
	H33	H34	H35	H36	H37
需要電力	16,178	16,264	16,351	16,447	16,541
供給力	17,768	17,776	18,370	18,639	18,651
供給予備率	9.8%	9.3%	12.3%	13.3%	12.8%

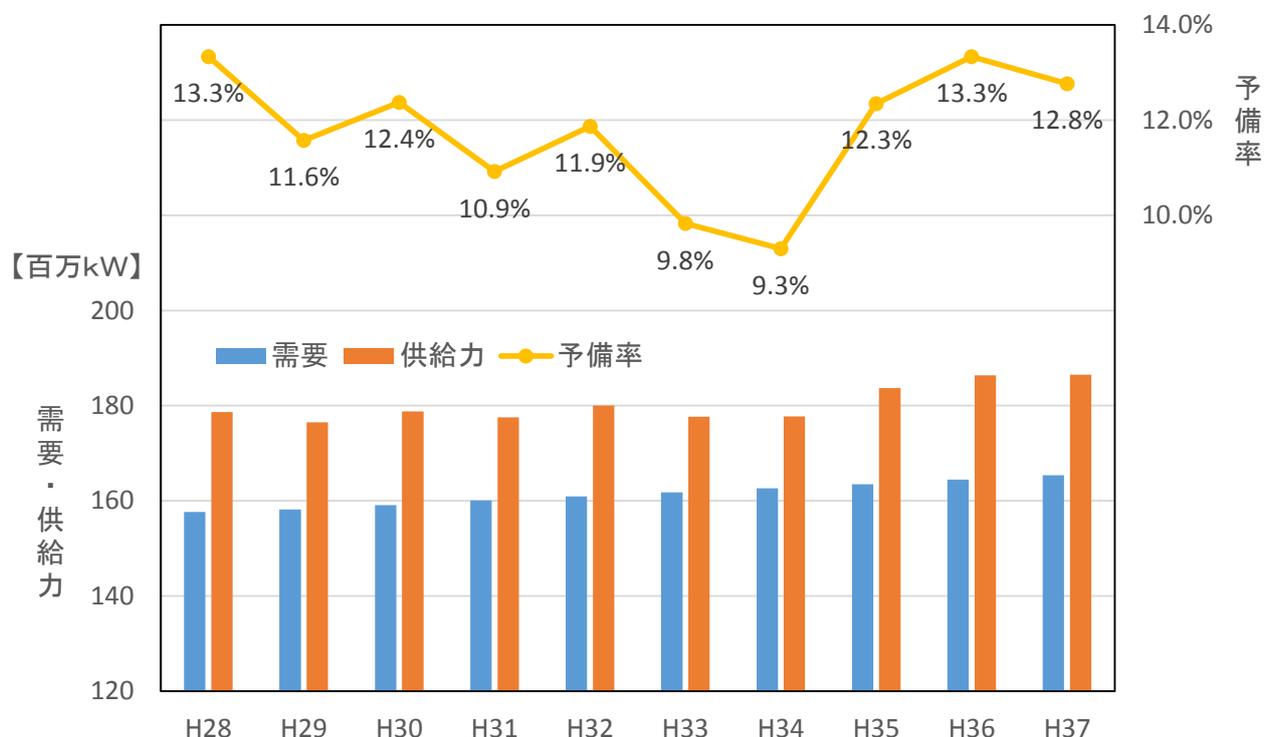


図2-3 中長期の需給バランス見通し（8月エリア需要全国合計、送電端）

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、この予備率の算定に反映されていない¹²供給力として、6月10日までに確認した供給計画から捕捉できた発電余力（以下「追加発電余力」という）を考慮したものを表2-8に示す。更に、この追加発電余力を加えても予備率が8%に満たないエリア・年度について、連系線空容量と他エリアの予備率8%を上回る供給力を考慮した予備率を表2-9に示す。以上の評価においても、東京エリアの予備率は平成33年度、34年度で8%を下回っている。なお、その他のエリア・年度においては予備率が8%以上となっている。

今回、供給計画を取りまとめる中で、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。

また、現状では、今後増強される予定の北海道本州間連系設備（30万kW）及び東京中部間連系設備（90万kW）については、全量マージン相当として扱っており、当機関でその扱いについて検討中である。連系線の空きが増えれば、他エリアの8%を超える予備力を更に東京エリアに活用することができることもあり、今後、この可能性についても検討していくこととする。

以上のように、予備率8%を下回るエリア・年度が存在するものの、電源開発計画の全てを捕捉できていないこと、今後増強される連系線の扱いが検討中であること、更に、原子力発電の供給力のほとんどが「未定」（=0）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。上記の状況などもふまえ、今後の需給バランスの状況を注視していくこととする。

¹² 一般送配電事業者によるエリア需給バランスの集計は、4月28日までに届け出られた発電・小売電気事業者の供給計画を基に算出しているため、4月29日以降に提出された供給計画の情報は反映されていない。

表 2-7 中長期の予備率見通し（8月全国合計、送電端）

	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%

8%未満

※東京エリアのH31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（追加発電余力考慮、送電端）

	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%

8%未満

8%以上に改善

表 2-9 中長期の予備率見通し
(追加発電余力、連系線・他エリア余力考慮、送電端)

	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%

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、最大電源ユニット脱落時の予備率を表 2-10 に示す。全ての年次で安定供給は確保できる見込み。

表 2-10 沖縄エリアにおける最大電源脱落時の予備率見通し (送電端)

	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%

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 2-11 に示す。また、この予備率に反映されていない追加発電余力を考慮したものを表 2-12 に示す。各年度ともに、予備率8%は確保されている。

表 2-11 中長期の予備率見通し (1月北海道・東北エリア、送電端)

	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%

8%未満

表 2-12 中長期の予備率見通し (追加発電余力考慮、送電端)

	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%

8%以上に改善

② 小売電気事業者の供給力確保状況について

平成28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2-13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¹³」として計画していることがわかる。

表2-13 小売電気事業者の供給力確保状況（8月、送電端）

【万kW %】

	H28	H29	H30	H31	H32
需要電力 (エリア計)	15,766	15,817	15,910	16,008	16,095
確保済 供給力	16,553	16,624	16,309	16,266	16,240
比率*	105.0%	105.1%	102.5%	101.6%	100.9%
	H33	H34	H35	H36	H37
需要電力 (エリア計)	16,178	16,264	16,351	16,447	16,541
確保済 供給力	16,058	16,134	16,072	15,961	15,970
比率	99.37%	99.2%	98.3%	97.0%	96.6%

※需要電力（エリア計）に対する確保済供給力の比率

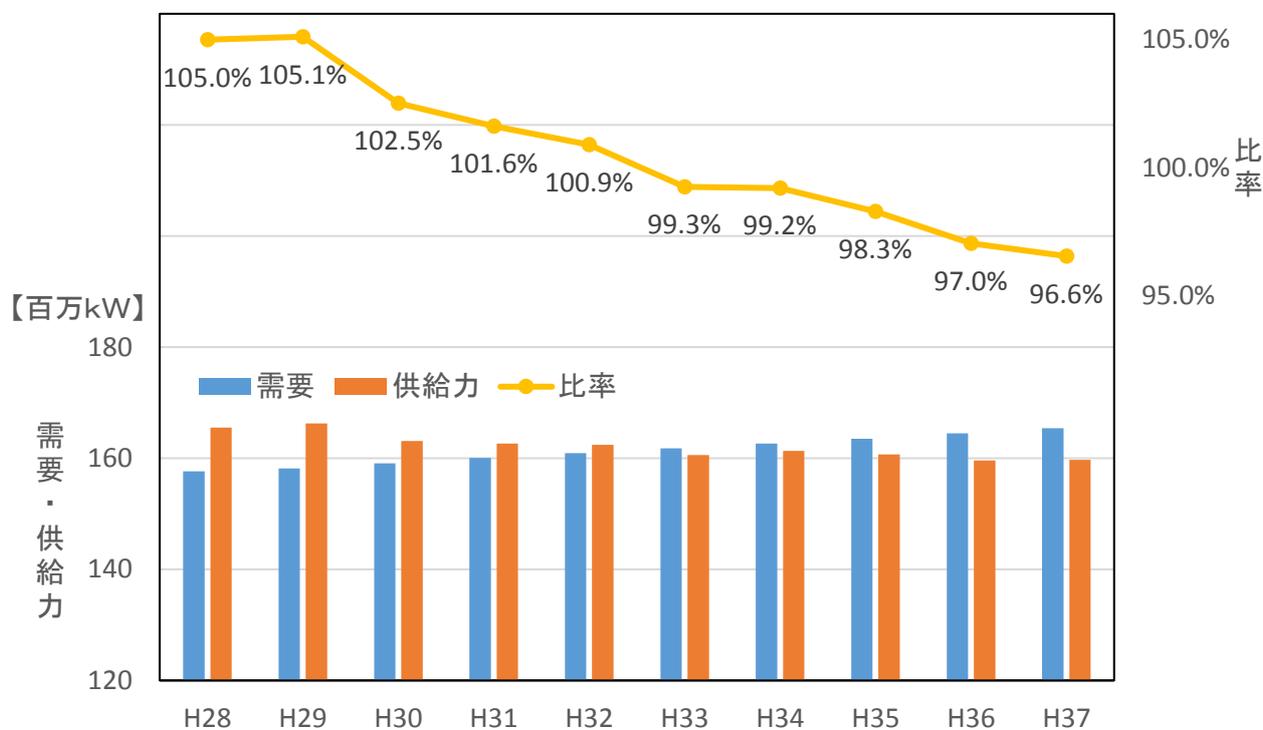


図2-4 小売電気事業者の供給力確保状況（8月、送電端）

¹³ 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28年度についてはエリア需要の6%以上の調整力を確保している。なお、平成29年度以降の調整力については、公募により確保することとしている。

3. 電源構成の変化に関する分析

(1) 電源構成の推移

本年は、すべての発電事業者の供給計画を取りまとめられないことから、ここでは、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に加え、4月28日までに届け出のあった発電事業者の発電余力分の電源を集計している。そのため、4月29日以降に供給計画が提出された発電事業者の発電余力分に相当する電源については、計上されていない。

また、小売電気事業者が調達するもので電源種別が特定できるものについて仕訳し、調達先が決まっていないものや調達する電源の種別が特定できない場合は「その他」欄に区分して記載しているため、実際の電源構成比率を表しているものではない。

なお、原子力については、供給力を「未定」としているものについても、小売電気事業者が調達した電源に対応した設備容量が計上されている。

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。

火力発電については、今後予定されている電源開発に伴い、石炭が増加している。LNGは、リプレース計画等による増減はあるものの、ほぼ横ばいとなっている。石油は、廃止が進み減少している。また、太陽光は、大幅な増加がみられる。

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32年度	平成37年度
水力	4,849 [16.4%]	4,836 [16.0%]	4,828 [15.1%]
一般水力	2,110 [7.2%]	2,097 [6.9%]	2,088 [6.5%]
揚水	2,739 [9.3%]	2,740 [9.1%]	2,740 [8.6%]
火力	15,624 [52.9%]	15,304 [50.5%]	16,017 [49.9%]
石炭	4,178 [14.2%]	4,380 [14.5%]	5,060 [15.8%]
LNG	7,812 [26.5%]	7,535 [24.9%]	7,709 [24.1%]
石油	3,350 [11.4%]	3,146 [10.4%]	3,005 [9.4%]
その他	285 [1.0%]	243 [0.8%]	243 [0.8%]
原子力	3,983 [13.5%]	3,555 [11.7%]	3,260 [10.2%]
新エネルギー等	5,057 [17.1%]	6,629 [21.9%]	7,968 [24.9%]
風力	546 [1.9%]	486 [1.6%]	719 [2.2%]
太陽光	4,250 [14.4%]	5,945 [19.6%]	7,066 [22.1%]
その他	261 [0.9%]	197 [0.7%]	183 [0.6%]
合計	29,513 [100%]	30,325 [100%]	32,073 [100%]

【百万kW】

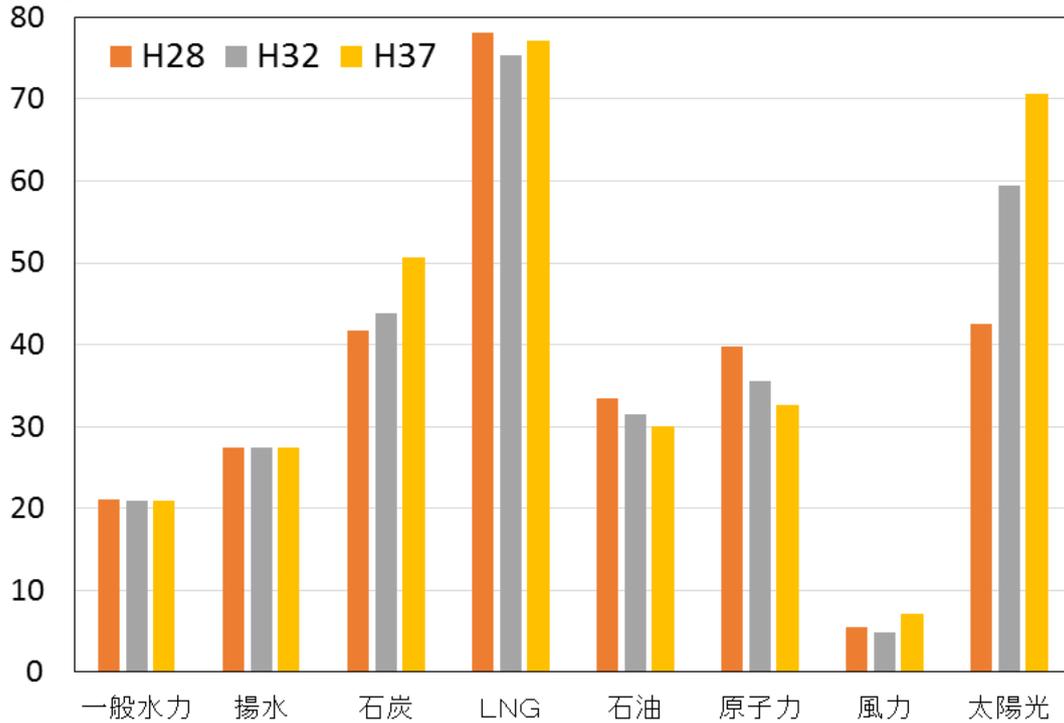


図3-1 電源構成の推移（全国合計）

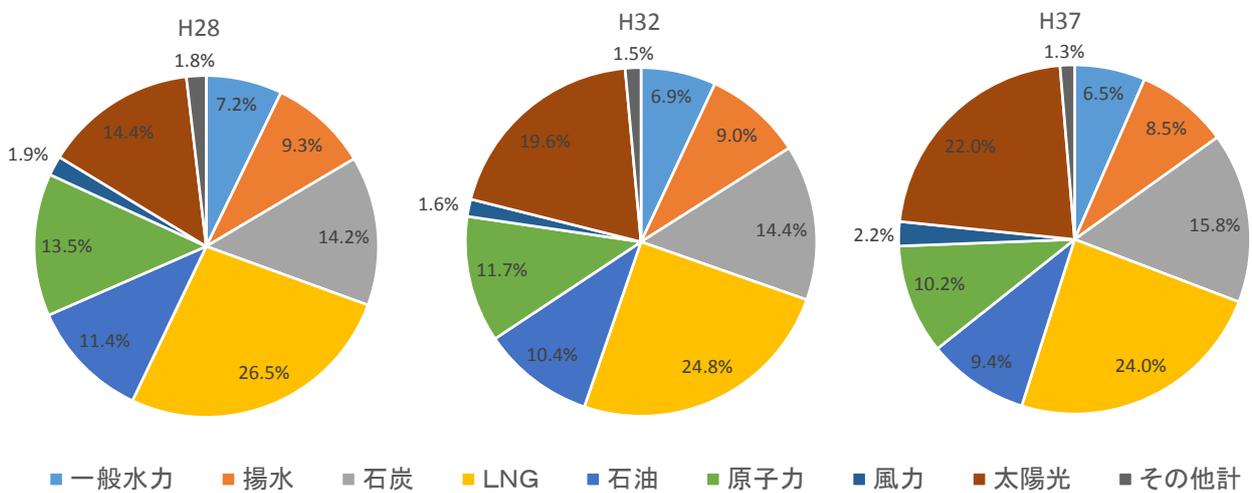


図3-2 電源構成比の推移（全国合計）

(2) 発電端電力量の推移

小売電気事業者が届け出た各年度の発電端電力量を合計したものを表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、当発電端電力量は小売電気事業者が調達するもので電源種別が特定できるものについて仕訳し、調達先が決まっていないものや調達する電源の種別が特定できない場合は「その他」欄に区分して記載している。また、原子力については、供給力「未定」のものは電力量をゼロとして算定しているため、今後の原子力の稼働状況によっては発電端電力量構成は異なるものとなる。

今後予定されている電源開発に伴い、石炭が増加している。また、「その他」については各小売電気事業者が、現時点で、中長期断面の供給力を調達先未定と計画しているものが計上されているため増加している。また、太陽光は今後の導入量拡大に伴い、大幅な増加がみられる。

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32年度	平成37年度
水力	811 [8.7%]	839 [8.8%]	892 [9.1%]
一般水力	757 [8.1%]	768 [8.1%]	763 [7.8%]
揚水	54 [0.6%]	71 [0.7%]	129 [1.3%]
火力	7,522 [80.4%]	6,623 [69.4%]	6,344 [64.6%]
石炭	2,805 [30.0%]	2,856 [29.9%]	3,135 [31.9%]
LNG	4,013 [42.9%]	3,237 [33.9%]	2,809 [28.6%]
石油	561 [6.0%]	388 [4.1%]	266 [2.7%]
その他	142 [1.5%]	142 [1.5%]	134 [1.4%]
原子力	126 [1.4%]	129 [1.4%]	43 [0.4%]
新エネルギー等	657 [7.0%]	934 [9.8%]	1,082 [11.0%]
風力	62 [0.7%]	91 [0.9%]	132 [1.3%]
太陽光	419 [4.5%]	658 [6.9%]	773 [7.9%]
その他	176 [1.9%]	185 [1.9%]	177 [1.8%]
その他 ¹⁴	238 [2.6%]	1,020 [10.7%]	1,461 [14.9%]
合計	9,355 [100%]	9,546 [100%]	9,822 [100%]

¹⁴ エリア需要（全国の需要、送電端）を、「電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン（平成28年3月；資源エネルギー庁発行）」に記載の手法に基づき発電端値に換算したもののから、小売電気事業者の計上した電源種別の仕分けができるものを控除した残余分を計上した。

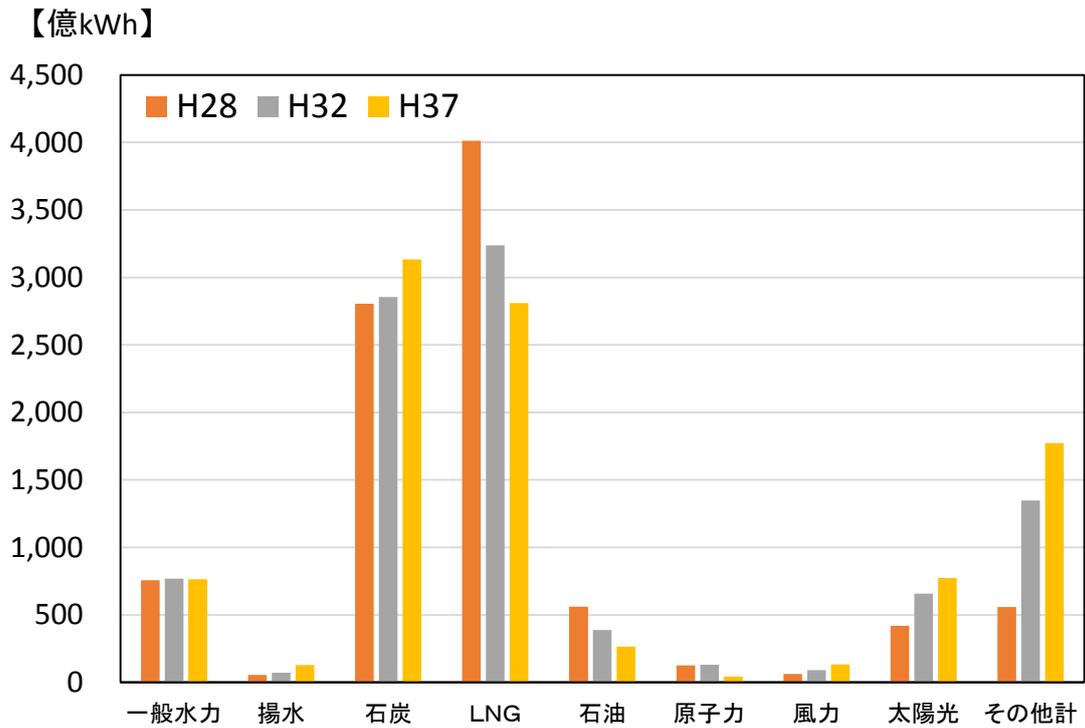


図 3 - 3 電源別発電電力量の推移 (全国合計)

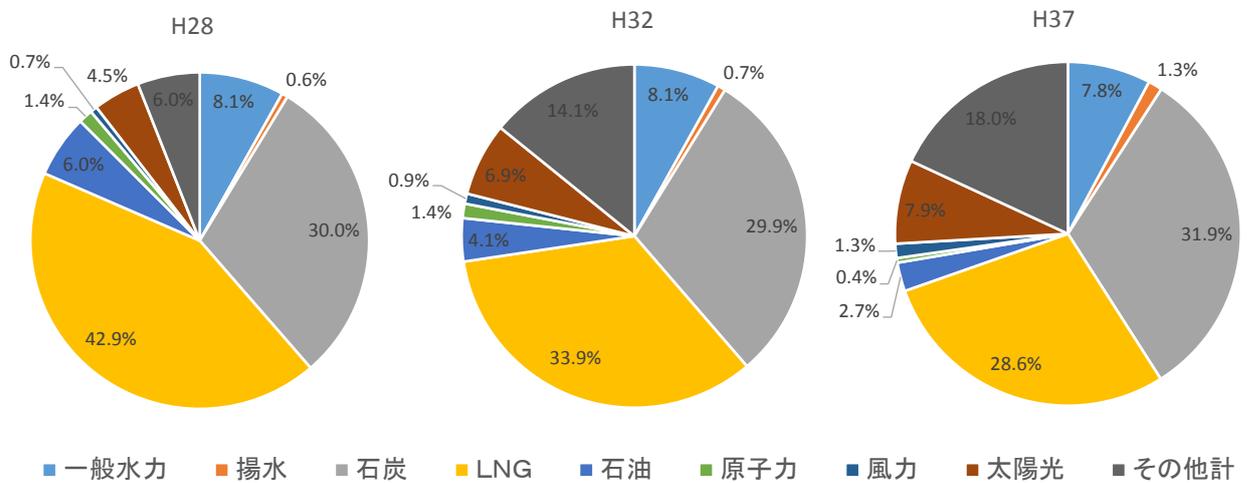


図 3 - 4 電源別発電電力量比の推移 (全国合計)

(3) 電源別設備利用率想定の推移

電源別の設備利用率想定を表3-3及び図3-5に示す。この、電源別の設備利用率想定は、前述の各電源構成と発電端電力量から当機関にて算定したものである。

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32年度	平成37年度
水力	19.1%	19.8%	21.1%
一般水力	40.9%	41.8%	41.7%
揚水	2.3%	2.9%	5.4%
火力	55.0%	49.6%	45.4%
石炭	76.6%	74.4%	70.7%
LNG	58.6%	49.0%	41.6%
石油	19.1%	14.1%	10.1%
その他	-	-	-
原子力	3.6%	4.2%	1.5%
新エネルギー等	14.8%	16.1%	15.5%
風力	12.9%	21.3%	20.9%
太陽光	11.3%	12.6%	12.5%
その他	-	-	-
その他	-	-	-

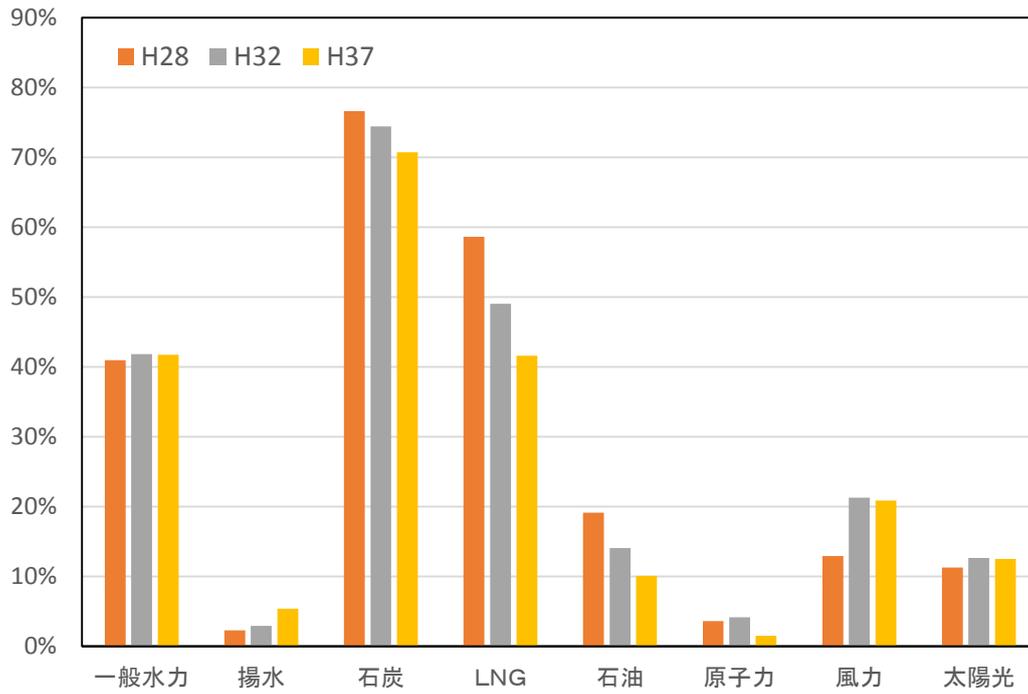


図 3 - 5 電源別設備利用率の推移 (全国合計)

(4) 電源開発計画

発電事業者が届け出た、平成37年度末までの電源開発計画¹⁵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～表3-6に示す。

表3-4 平成37年度末までの電源新設計画（全国合計）

種類	合計		建設中		着工準備中	
	出力【万kW】	地点数	出力【万kW】	地点数	出力【万kW】	地点数
水力	7.6	9	2.2	4	5.5	5
一般水力	7.6	9	2.2	4	5.5	5
揚水	—	—	—	—	—	—
火力	1,563.7	33	630.3	11	933.4	22
石炭	607.0	7	220.0	3	387.0	4
LNG	952.5	11	410.3	7	542.2	4
石油他	4.2	15	0.1	1	4.2	14
原子力	1,018.0	7	414.1	3	603.9	4
新エネルギー等	0.8	1	0.8	1	—	—
風力	—	—	—	—	—	—
太陽光	0.8	1	0.8	1	—	—
その他	—	—	—	—	—	—
合計	2,590.1	50	1,047.3	19	1,542.8	31

表3-5 平成37年度末までの電源増減出力計画（全国合計）

種類	合計		建設中		着工準備中	
	出力【万kW】	地点数	出力【万kW】	地点数	出力【万kW】	地点数
水力	3.5	22	3.0	16	0.5	6
一般水力	3.5	22	3.0	16	0.5	6
揚水	—	—	—	—	—	—
火力	39.4	6	39.4	6	—	—
石炭	3.8	1	3.8	1	—	—
LNG	35.5	4	35.5	4	—	—
石油他	0.0	1	0.0	1	—	—
原子力	15.2	1	15.2	1	—	—
新エネルギー等	△ 2.9	3	△ 3.5	1	0.6	2
風力	—	—	—	—	—	—
太陽光	—	—	—	—	—	—
その他	△ 2.9	3	△ 3.5	1	0.6	2
合計	55.2	32	54.0	24	1.1	8

¹⁵ 使用開始年月を「未定」としたものも含めて集計している。

表 3-6 平成 37 年度末までの電源廃止計画（全国合計）

種類	合計	
	出力【万kW】	地点数
水力	9.0	5
一般水力	9.0	5
揚水	—	—
火力	1,163.9	42
石炭	75.6	3
LNG	702.5	4
石油他	385.8	35
原子力	56.6	1
新エネルギー等	2.3	2
風力	—	—
太陽光	0.8	1
その他	1.5	1
合計	1,231.8	50

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、平成37年度末までに使用を開始する主要な送電線路、変電所（変圧器及び変換所）の整備計画¹⁶を集約し、主要な送電線路、変電所の整備計画を表4、電力系統の状況を図4に示す。また、4-1に主要送電線路の整備計画、4-2に主要変電所の整備計画、4-3に送変電設備の整備計画（総括）を示す。

表4 平成37年度末までの主要な送電線路、変電所の整備計画

送電線路の増加こう長 ¹⁷ ※ ¹⁸	423km
架空送電線路※	384km
地中送電線路	39km
変圧器の増加容量	15,440MVA
交直変換所の増加容量 ¹⁹	1,200MW
送電線路の減少こう長（廃止）	△ 72km
変圧器の減少容量（廃止）	△ 2,000MVA

¹⁶ 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。

¹⁷ 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。

¹⁸ ※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。

¹⁹ 直流送電連系に該当するため、片端変換所の設備容量を計上した。

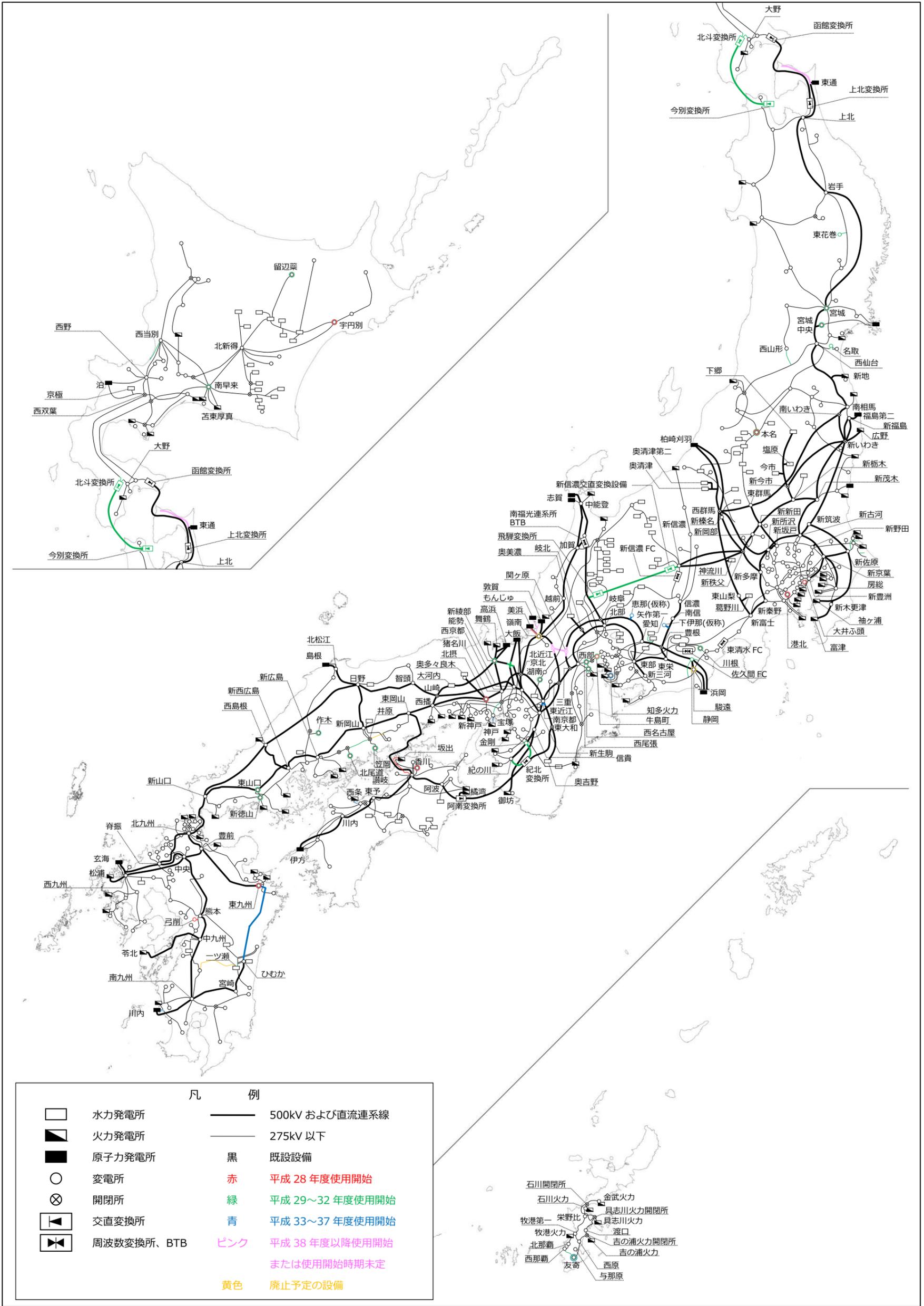


図 4 電力系統の状況

4-1 主要送電線路の整備計画

表4-1-1 平成37年度末までに使用開始する工事中地点

届出事業者	名称	電圧	こう長 ^{20,21}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ²²
北海道電力株式会社	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
	北斗今別直流幹線	DC250kV	97.5km 24.4km※1	単極1	平成26年4月	平成31年3月	安定供給対策※3
東北電力株式会社	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
	南山形幹線	275kV	22.5km	2	平成27年4月	平成30年6月	安定供給対策
東京電力パワーグリッド株式会社	大井ふ頭線	275kV	0.1km※1	2	平成26年11月	平成28年12月	電源対応
中部電力株式会社	海部名城線(牛島町変電所π引込)	275kV	0.1km※1	2	平成26年2月	平成28年6月 平成28年12月	需要対策
	静岡東分岐線	275kV	2km	2	平成13年7月	平成31年10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10月	高経年化対策 系統対策
関西電力株式会社	美浜線改良	275kV	19.4km※2	2	平成25年3月	平成28年7月	高経年化対策
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
九州電力株式会社	弓削分岐線	220kV	1km	2	平成26年10月	平成28年6月	需要対策 高経年化対策
	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
	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
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4-1-2 平成37年度末までに使用開始する着工準備中地点

届出事業者	名称	電圧	こう長	回線数	着工年月	使用開始年月	理由
北海道電力株式会社	道南幹線	275kV	0.3km	2	平成28年5月	平成29年10月	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	安定供給対策※3
東北電力株式会社	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
	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
東京電力パワーグリッド株式会社	G3060016アクセス線(仮称)	275kV	0.6km	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	5.6km	2	平成29年1月	平成31年1月	電源対応
	飛騨信濃直流幹線	DC±200kV	89km	双極1	平成30年2月	平成32年度	安定供給対策※3

20 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。

21 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4-1の計上対象外とした。

22 理由欄は以下の区分で記載。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	回線数	着工年月	使用開始年月	理由
中部電力株式会社	飛騨分岐線	500kV	0.4km	2	平成31年度	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4月	平成32年11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
	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
	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
関西電力株式会社	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
	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
	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
	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
	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
	神戸製鉄所火力線(仮称)新設	275kV	4.2km※1	2	平成29年2月	平成34年2月	電源対応
	敦賀線北側改良	275kV	9.3km※2	2	平成32年度以降	平成35年度以降	高経年化対策
	北近江開閉所新設	500kV	—	6	未定	未定	電源対応※3
四国電力株式会社	北近江線北近江(開)π引込	500kV	0.5km	2	未定	未定	電源対応※3
	讃岐坂出線	187kV	4.6km※2	2	平成28年8月	平成28年11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	新鹿児島線川内原子力(発)π引込	220kV	5km※2	1→2	平成32年8月	平成35年7月	系統対策

表4-1-3 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
中国電力株式会社	岡山幹線(一部区間)	220kV	△11km	2	平成28年12月	系統対策
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

4-2 主要変電所の整備計画

表4-2-1 平成37年度末までに使用開始する工事中地点

届出事業者	名称 ²³	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由
北海道電力株式会社	宇田別変電所	187/66kV	75MVA→100MVA	1→1	平成28年4月	平成28年11月	高経年化対策
	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
東北電力株式会社	本名変電所	275/154kV	120MVA×2→150MVA	2→1	平成27年8月	平成28年9月	高経年化対策 系統対策
	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
東京電力パワーグリッド株式会社	大井ふ頭変電所※4	275/154kV	300MVA×3	3	平成26年11月	平成29年1月	電源対応
	港北変電所	275/154kV	450MVA	1	平成27年10月	平成29年3月	電源対応
	新信濃交直変換設備※4	—	900MW	—	平成28年2月	平成32年度	安定供給対策※3
中部電力株式会社	牛島町変電所※4	275/77kV	300MVA×2	2	平成25年12月	平成29年1月	需要対策
	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
	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10月	高経年化対策 系統対策
関西電力株式会社	北摂変電所	500/275kV	1000MVA	1	平成27年3月	平成28年10月	系統対策
	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
四国電力株式会社	香川変電所	187/66kV	120MVA→150MVA	1→1	平成27年9月	平成28年6月	高経年化対策
九州電力株式会社	東九州変電所	500/220kV	1,500MVA	1	平成26年9月	平成28年6月	電源対応
	弓削変電所※4	110/66kV→220/110/66kV	90MVA+60MVA→300MVA	2→1	平成23年9月	平成28年6月	需要対策 高経年化対策

表4-2-2 平成37年度末までに使用開始する着工準備中地点

届出事業者	名称	電圧	容量 ²⁴	台数	着工年月	使用開始年月	理由
北海道電力株式会社	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
	南早来変電所	187/66kV	200MVA	1	平成30年1月	平成30年9月	電源対応
	宇田別変電所	187/66kV	75MVA→100MVA	1→1	平成30年1月	平成30年11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
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8月	高経年化対策
	宮城変電所(位相調整器)	—	850MVA×2※5	2	平成28年7月	平成30年12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

²³ 名称欄に※4があるものは、地点を新設する変電所又は変換所(最上位電圧を上げる電気所を含む)。

²⁴ 容量欄に※5があるものは、位相調整器であるため、表4-2の計上対象外とした。

届出事業者	名称	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由
中部電力株式会社	西尾張変電所	275/154kV	450MVA×2→500MVA×2	2→2	平成28年7月	平成29年4月	高経年化対策
	飛騨変換所※4	—	900MW	—	平成29年度	平成32年度	安定供給対策※3
	知多火力変電所	275/154kV	300MVA×1→450MVA×1	1→1	平成30年11月	平成33年4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
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30年12月	高経年化対策
	湖南変電所	275/77kV	300MVA→200MVA	1→1	平成30年11月	平成31年6月	高経年化対策
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29年12月	需要対策 電源対応
	東山口変電所	500/220kV	1,000MVA	1	平成28年12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
	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

表4-2-3 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	△1,000MVA	△1	平成31年10月	高経年化対策
関西電力株式会社	嶺南変電所	500/275kV	△1,000MVA	△1	平成28年10月	高経年化対策

4-3 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、平成37年度末までに使用を開始又は能力を変更する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4-3-1～3に示す。

表4-3-1 主要な送電線路の整備計画

区分	電圧	種別	こう長 ²⁵	こう長の総延長 ²⁶	こう長（合計）	こう長の総延長（合計）
新增設	500kV	架空	131 km※ ²⁷	262 km※	131 km※	262 km※
		地中	0 km	0 km		
	275kV	架空	66 km	126 km	70 km	135 km
		地中	4 km	9 km		
	220kV	架空	1 km	2 km	1 km	2 km
		地中	0 km	0 km		
	187kV	架空	0 km	0 km	0 km	0 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	384 km	577 km	423 km	630 km	
	地中	39 km	53 km			
廃止	220kV	架空	△ 72 km	△ 83 km	△ 72 km	△ 83 km
		地中	0 km	0 km		

表4-3-2 主要な送電線路の線種変更・回線数変更計画²⁸

電圧	変更後のこう長	変更後の総延長
500kV	0 km	0 km
275kV	49 km	98 km
220kV	41 km	82 km
187kV	11 km	22 km
132kV	0 km	0 km
直流	0 km	0 km
合計	101 km	202 km

²⁵ 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4-3-1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。

²⁶ 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4-3-1においては、総延長に計上していない。

²⁷ ※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。

²⁸ 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 4-3-3 主要な変圧器の整備計画

区分 ²⁹	電圧階級 ³⁰	増加台数	増加容量
新增設	500kV	11 [7]	8,500 MVA [4,000MVA]
	275kV	14 [11]	5,490 MVA [3,300MVA]
	220kV	3 [1]	1,000 MVA [300MVA]
	187kV	0 [0]	300 MVA [0MVA]
	132kV	0 [0]	150 MVA [0MVA]
	新增設計	28 [19]	15,440 MVA [7,600MVA]
廃止	500kV	△ 2	△ 2,000 MVA
	275kV	0	0 MVA
	220kV	0	0 MVA
	187kV	0	0 MVA
	132kV	0	0 MVA
	廃止計	△ 2	△ 2,000 MVA

※ []: 変電所地点の新設（既設変電所において最上位電圧を変更するものを含む）に伴う変圧器の増加分を再掲した。

表 4-3-4 主要な交直変換所の整備計画

区分	地点数	容量 ³¹
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 1	900MW

²⁹ 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。

³⁰ 変圧器の一次側電圧により分類した。

³¹ 直流送電線の両端変換所の設備容量を計上した。

5. 広域的運営の状況

(1) 広域的取引量の推移

小売電気事業者が各エリアの小売需要向けに調達した供給力（平成28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28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。

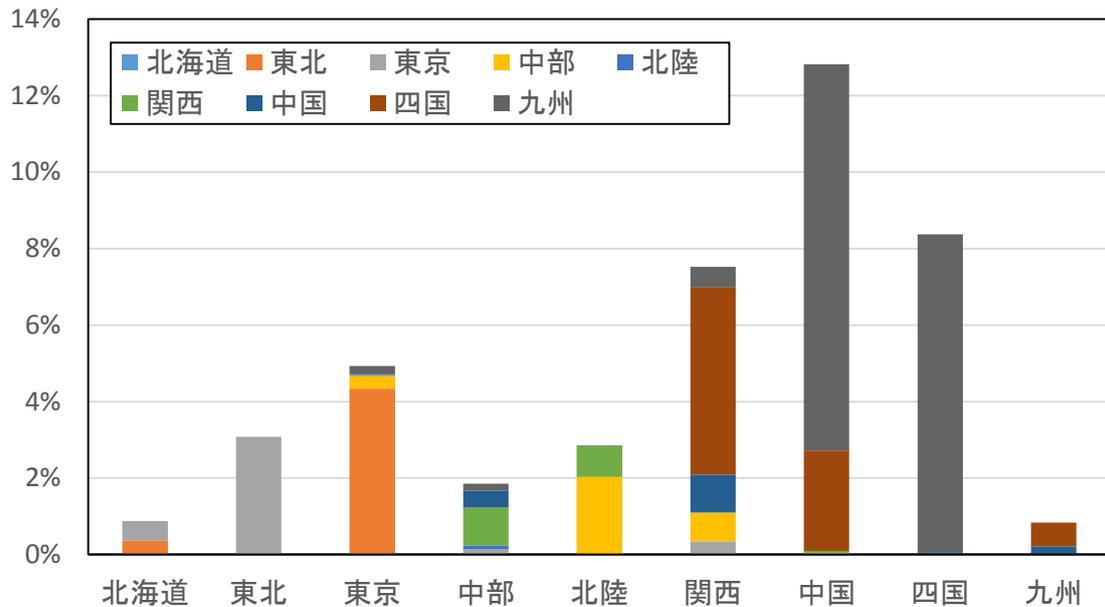


図5-1 エリア外調達電力比率

【百万kW】

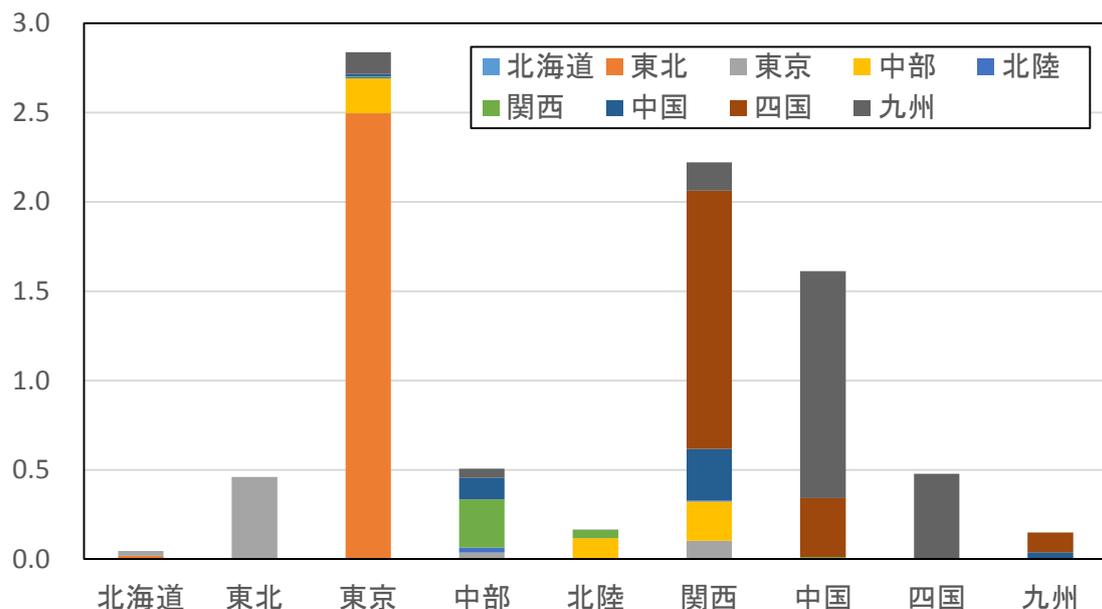


図5-2 エリア外調達電力

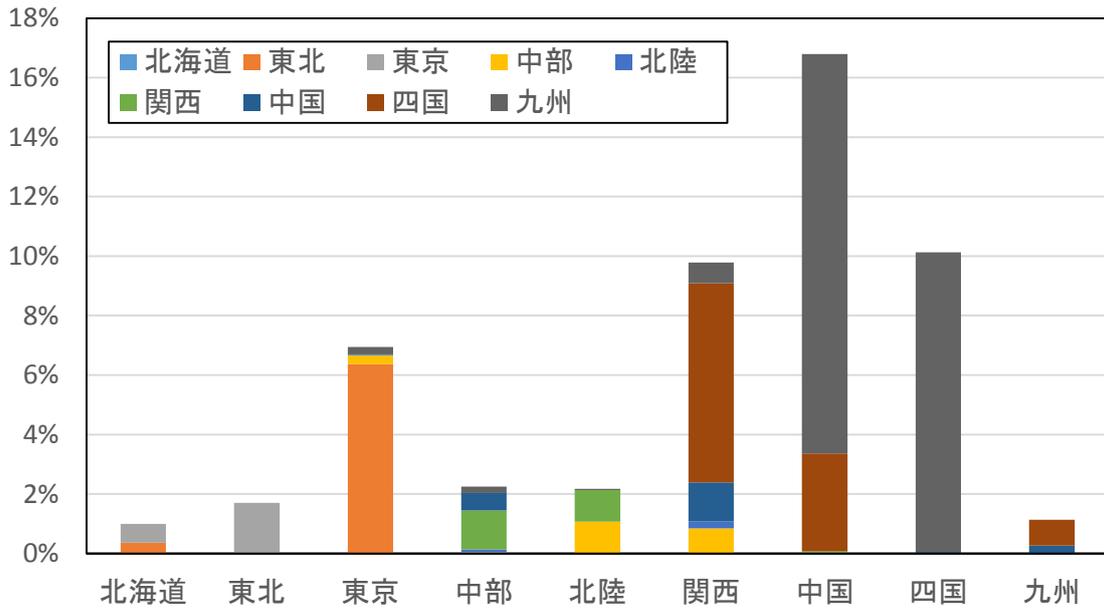


図5-3 エリア外調達電力量比率

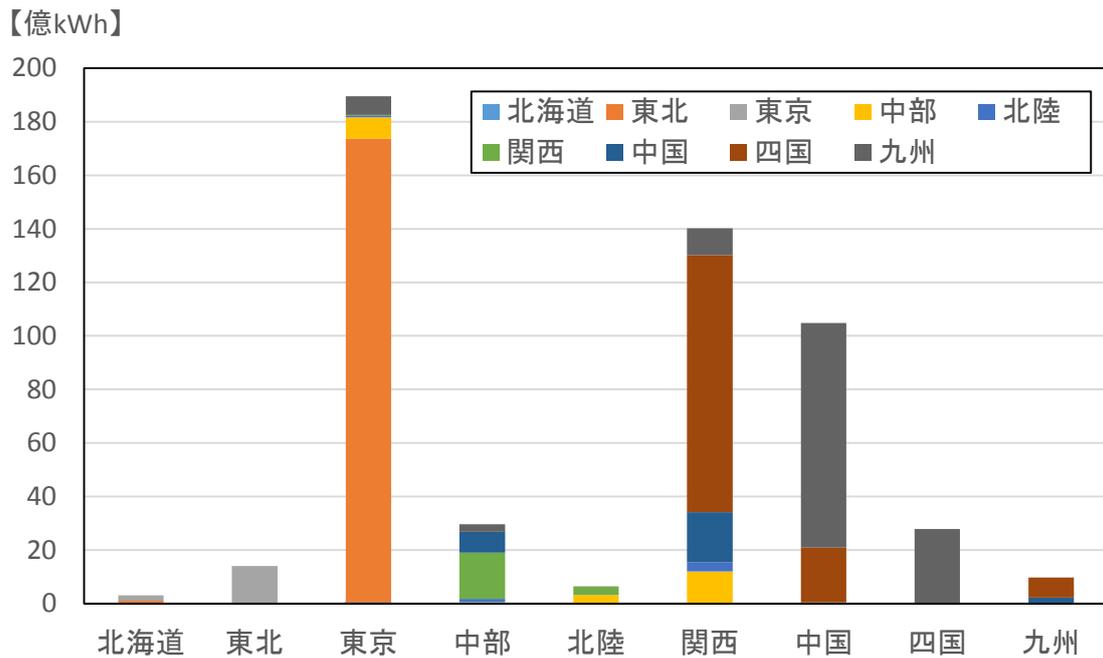


図5-4 エリア外調達電力量

(2) エリア間潮流の状況

一般送配電事業者が届け出たエリア間潮流計画³²（8月、15時断面）の状況を、図5-5に示す。

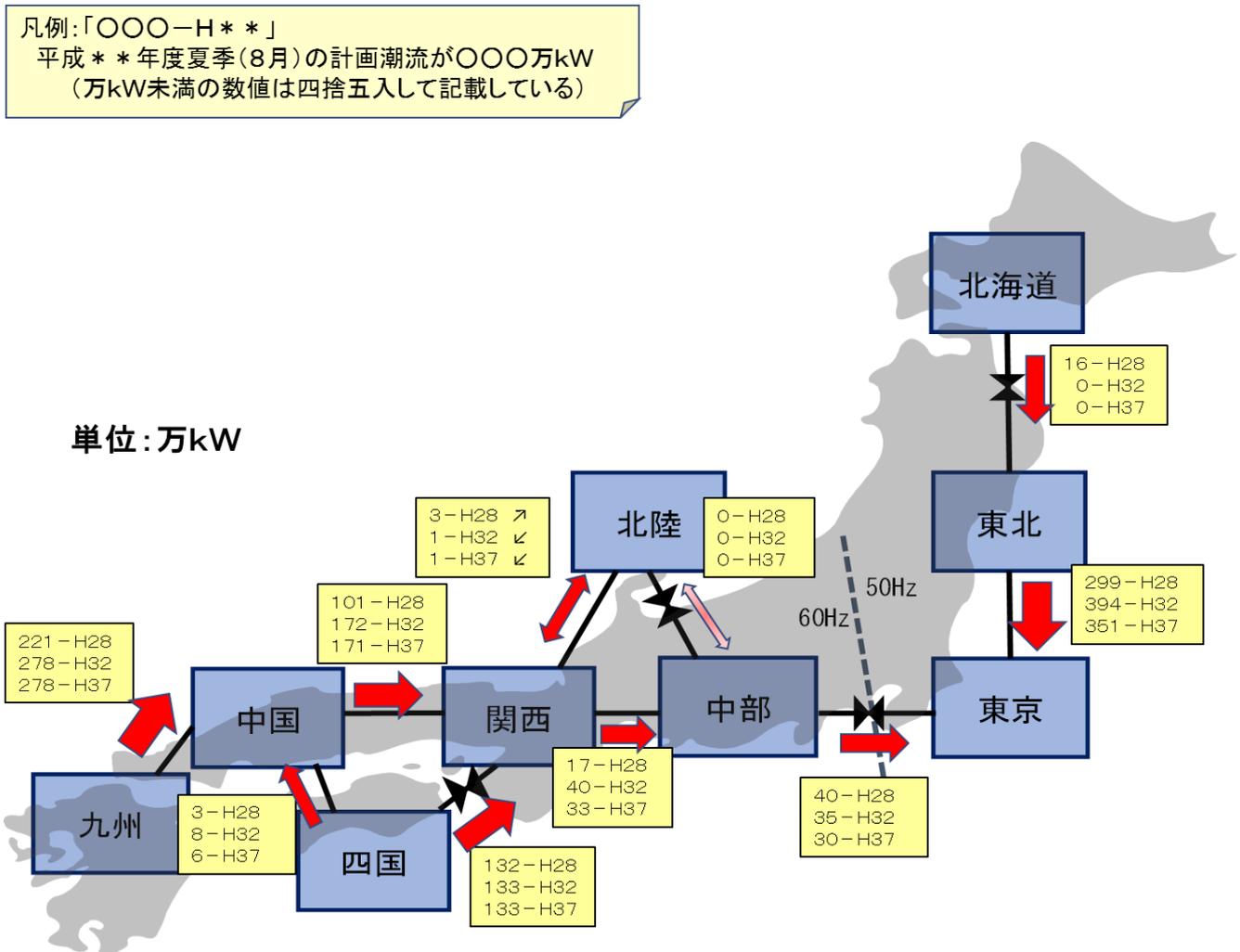


図5-5 エリア間潮流計画の状況

³² 供給力「未定」により、供給力を「ゼロ」として算定している原子力の計画潮流は含まれていない。

6. 電気事業者の特性分析

(1) 事業者の規模別分布（需要規模）

小売電気事業者276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、需要拡大の見通しを計上している。

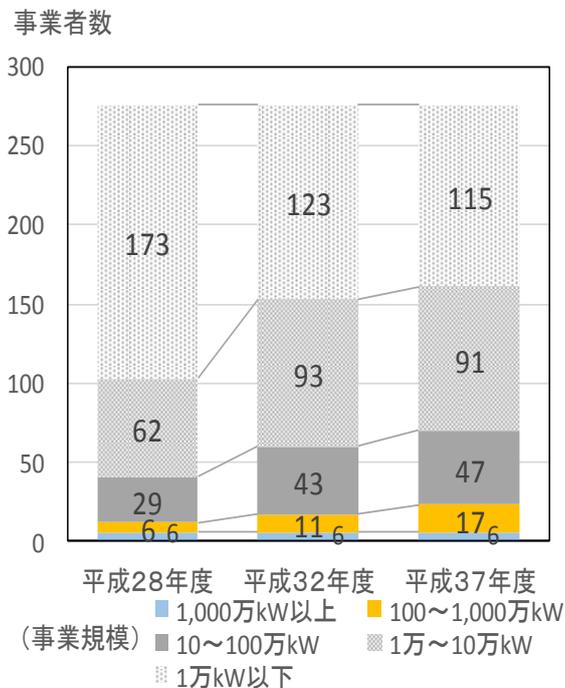


図6-1 需要電力別の電気事業者数

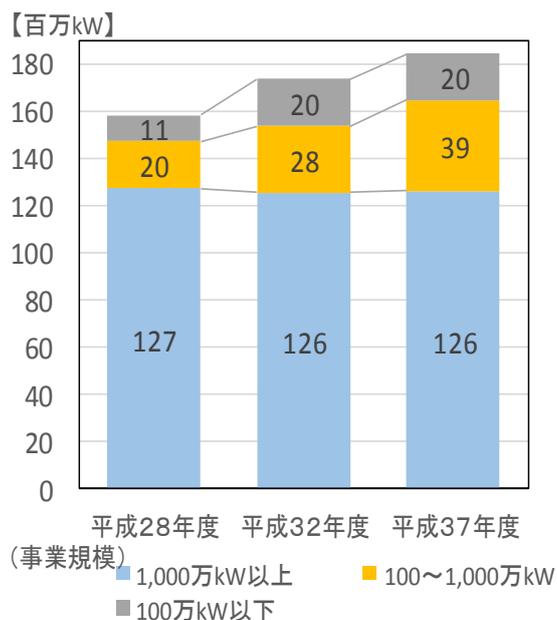


図6-2 各規模別の需要電力（積算）

同様に、当該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。

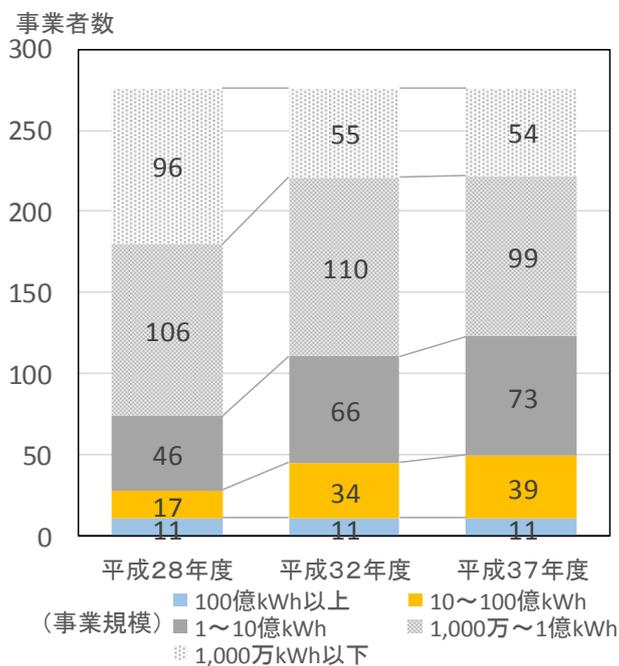


図6-3 需要電力量別の電気事業者数

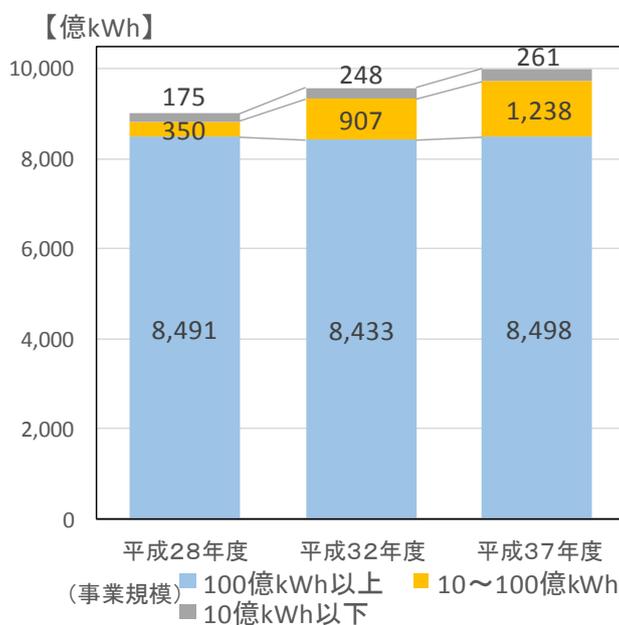


図6-4 各規模別の需要電力量（積算）

(2) 小売電気事業者のエリア展開

平成28年度における、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。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。

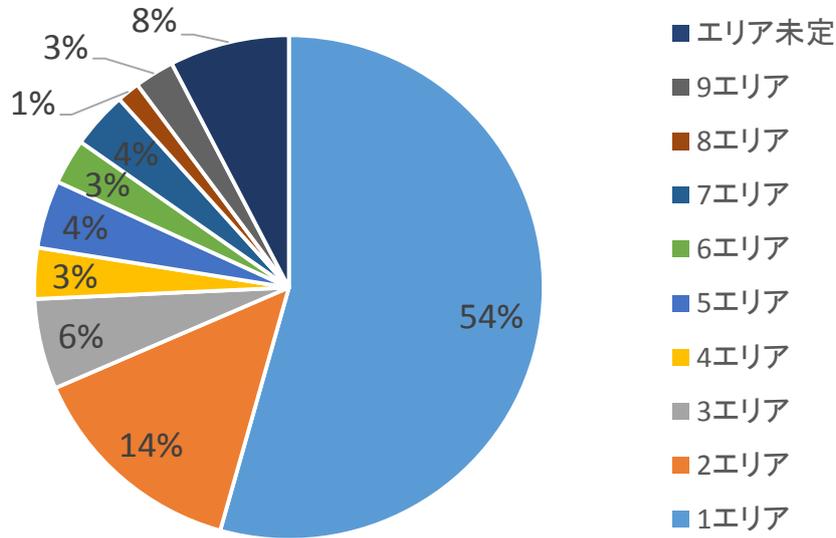


図6-5 事業エリア数毎の小売電気事業者比率

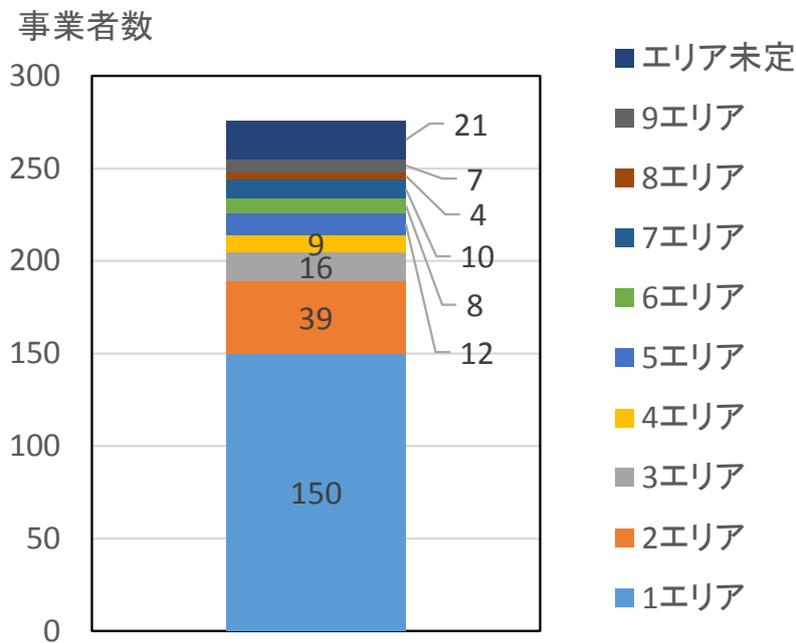


図6-6 事業エリア数毎の小売電気事業者数

また、平成28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。

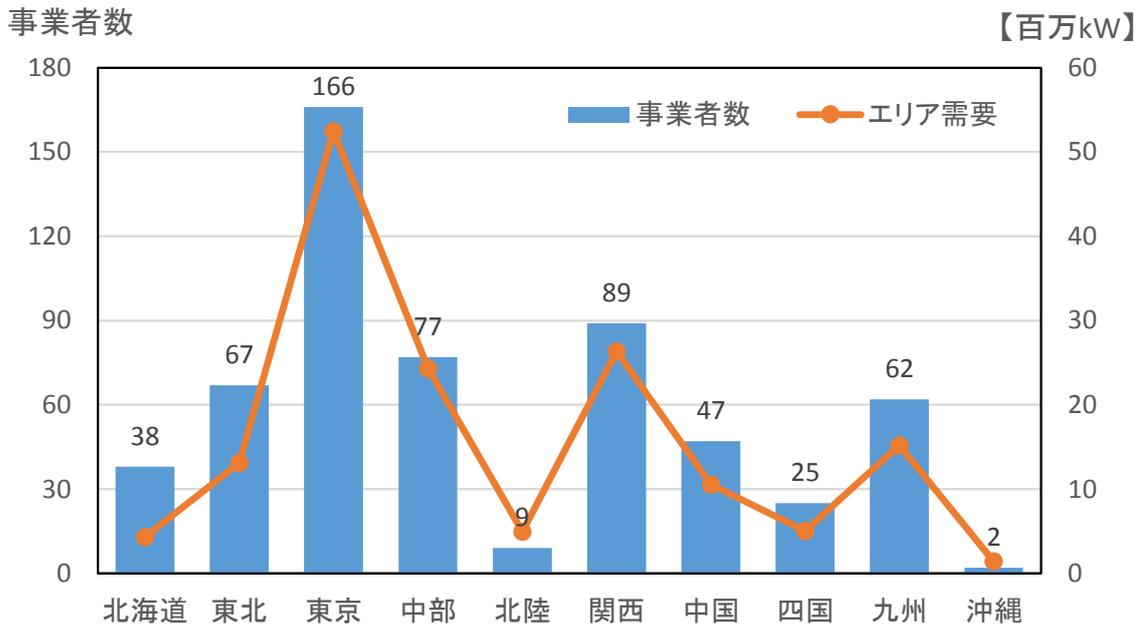


図6-7 各エリアで事業を展開する小売電気事業者数およびエリア需要

(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。

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。

【百万kW】

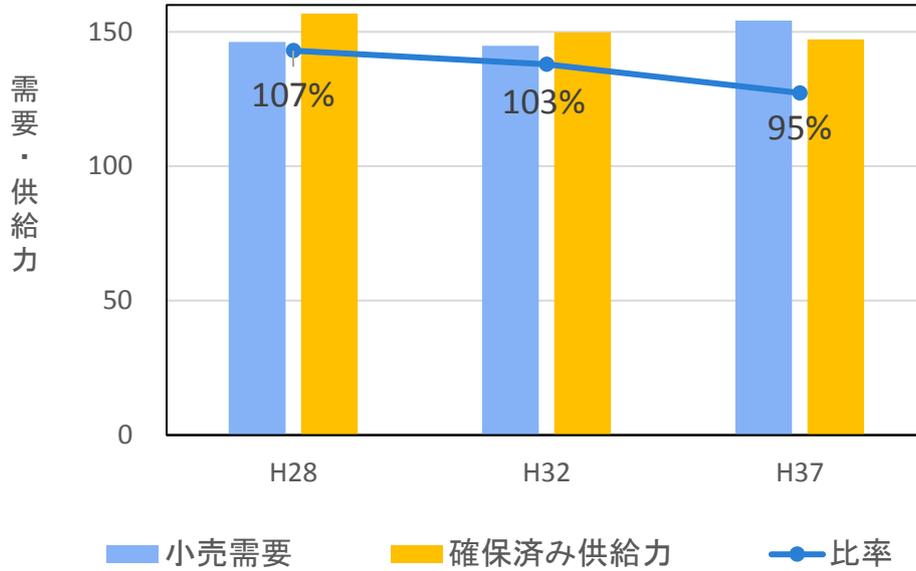


図6-8 小売電気事業者が確保している供給力 (最大需要電力が200万kW以上の事業者を集計)

【百万kW】

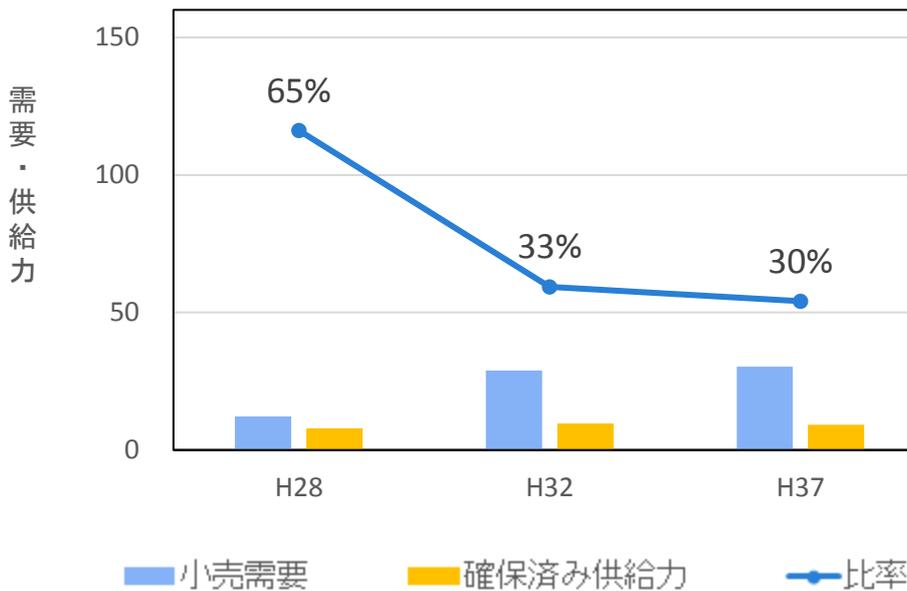


図6-9 小売電気事業者が確保している供給力 (最大需要電力が200万kW未満の事業者を集計)

(4) 需給調整契約等の契約状況

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)の推移を図6-10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。

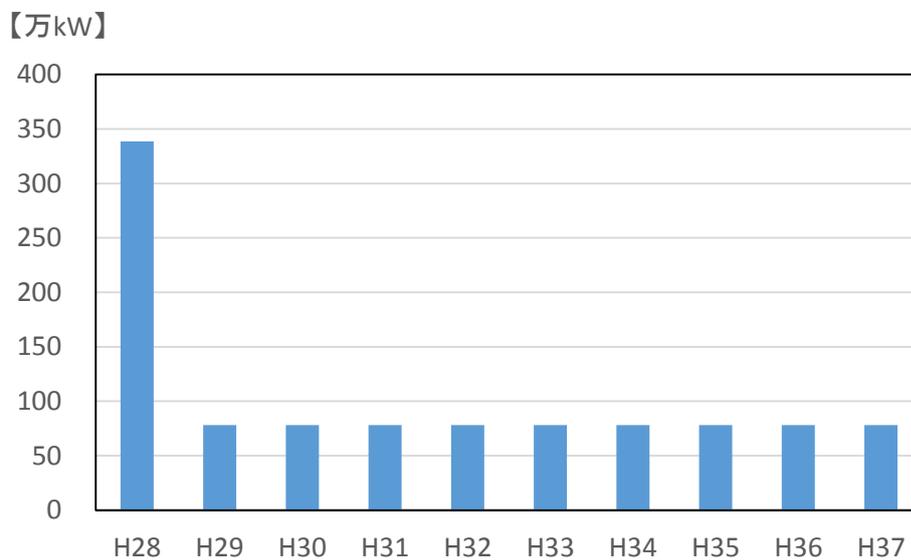


図6-10 ひっ迫時需要抑制電力の推移

7. その他

平成28年度供給計画取りまとめを通じての課題等について以下に示す。

(1) 供給計画取りまとめ方法について

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³³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³⁴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。

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。

(2) 供給計画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・入替えが行われら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。

³³ 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。

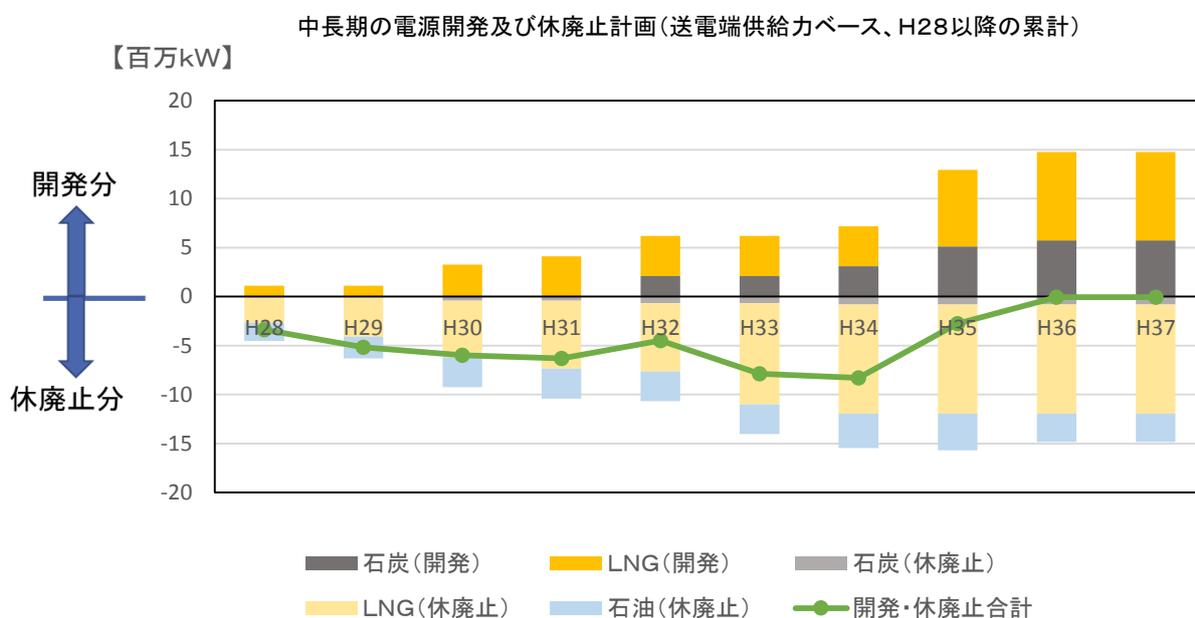
³⁴ 新規開発電源を供給計画に記載するかどうかは事業者判断となっている。

<参考> ～供給計画ヒアリングより

○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。



②稀頻度リスクへの対応について

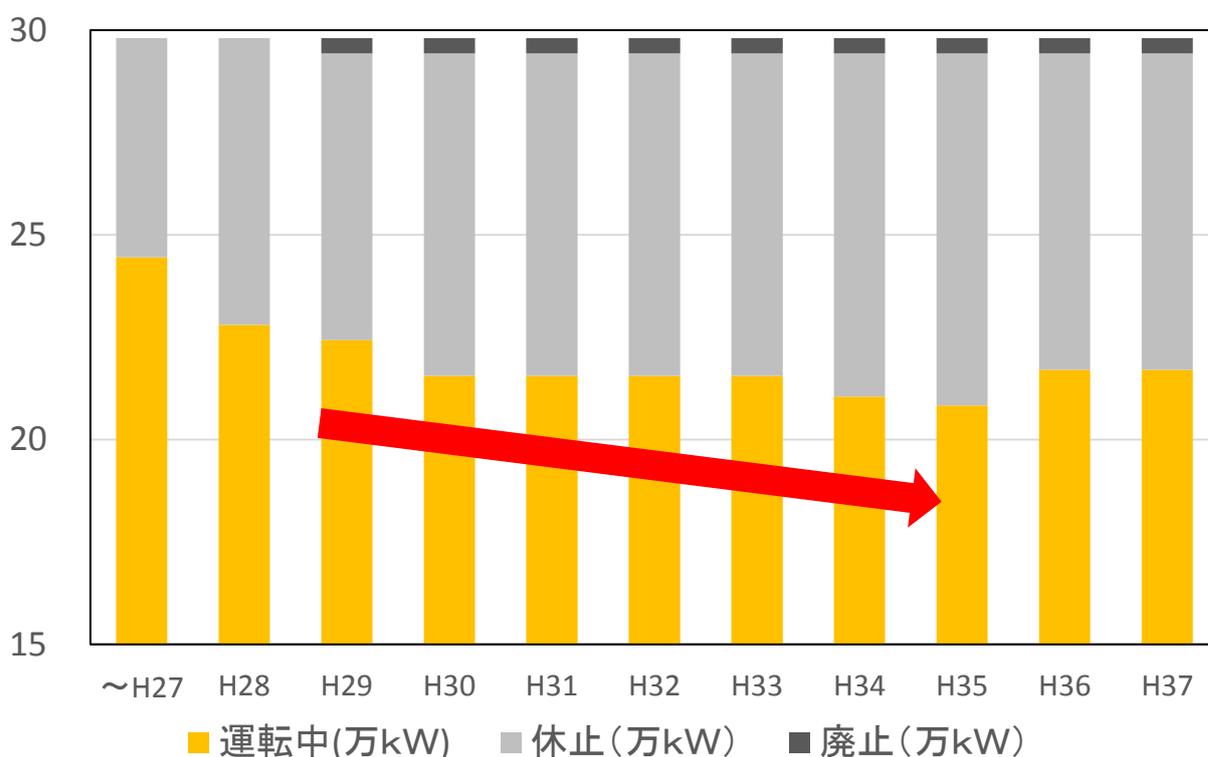
供給計画の取りまとめを通じて、電気事業者から、以下の懸念が示され、当機関としてもリスク対応の観点から重要な課題と認識したところ。

- ✓ 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。

<参考1 経年火力の状況> ～供給計画ヒアリングより

- 東日本大震災のあと、原子力が停止していく中、火力電源を最大限活用して、需給を何とか保ってきた。
- 今後も非常時のリスク対応として火力発電設備の維持が期待されるものの、電力自由化の進展に伴い、供給力の確保とともに、経年化や相対的な競争力が低下した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。

【百万kW】 石油火力の休廃止計画の見通し

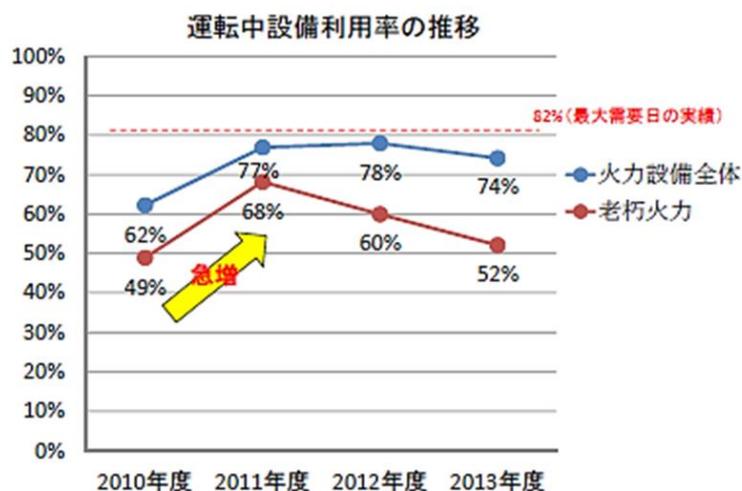


< 参考 2 >

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。



(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

6

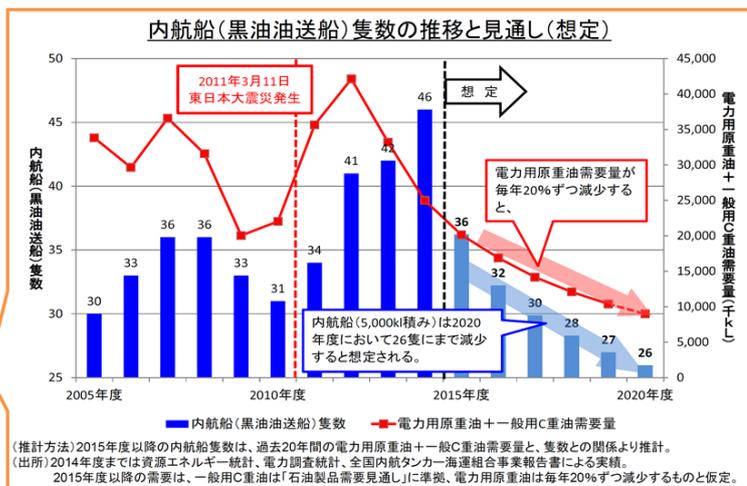
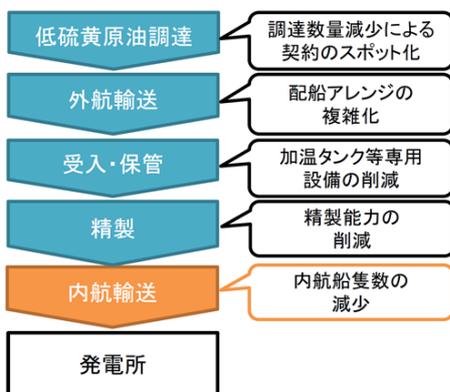
出典 総合資源エネルギー調査会 資源・燃料分科会 第17回 資料6(石油連盟:平成28年5月17日)
http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/shigen_nenryo/pdf/017_06_00.pdf

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)



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28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	421	385	378	416	432	432	427	460	510	510	510	471
東北	1,091	1,000	1,089	1,280	1,309	1,193	1,084	1,191	1,310	1,353	1,346	1,253
東京	3,912	3,648	4,128	5,247	5,247	4,580	3,786	4,124	4,524	4,811	4,811	4,427
東日本 3社計	5,424	5,033	5,595	6,943	6,988	6,205	5,297	5,775	6,344	6,674	6,667	6,151
中部	1,876	1,872	2,157	2,428	2,428	2,278	1,959	1,945	2,183	2,257	2,257	2,100
北陸	395	367	413	495	495	466	382	417	464	484	484	462
関西	1,998	1,929	2,245	2,634	2,634	2,435	1,930	2,040	2,255	2,477	2,477	2,166
中国	770	761	860	1,056	1,056	929	764	833	948	997	997	896
四国	358	347	401	504	504	440	351	375	466	466	466	407
九州	1,064	1,080	1,230	1,518	1,518	1,360	1,120	1,165	1,316	1,396	1,390	1,230
中西日本 6社計	6,461	6,356	7,306	8,635	8,635	7,908	6,506	6,775	7,632	8,077	8,071	7,261
9社合計	11,885	11,389	12,901	15,578	15,623	14,113	11,803	12,550	13,976	14,751	14,738	13,412
沖縄	103	119	137	143	143	138	122	106	100	102	102	98
10社合計	11,988	11,508	13,038	15,721	15,766	14,251	11,925	12,656	14,076	14,853	14,840	13,510

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	475	425	419	488	524	527	511	518	597	598	595	598
東北	1,177	1,154	1,189	1,434	1,495	1,400	1,232	1,320	1,437	1,497	1,485	1,421
東京	4,498	4,425	4,958	5,650	5,762	5,483	4,678	4,811	5,470	5,538	5,414	5,173
東日本 3社計	6,149	6,003	6,566	7,572	7,781	7,410	6,421	6,649	7,504	7,632	7,493	7,192
中部	2,156	2,144	2,376	2,679	2,727	2,585	2,254	2,165	2,340	2,432	2,476	2,333
北陸	451	472	468	574	578	543	475	481	536	569	558	528
関西	2,177	2,218	2,466	2,948	2,954	2,814	2,393	2,438	2,712	2,848	2,831	2,712
中国	1,020	1,007	1,083	1,268	1,260	1,203	1,041	1,149	1,210	1,220	1,218	1,175
四国	411	410	460	577	570	538	453	468	511	508	505	464
九州	1,444	1,404	1,518	1,852	1,782	1,615	1,381	1,438	1,515	1,562	1,580	1,486
中西日本 6社計	7,659	7,656	8,371	9,898	9,872	9,299	7,996	8,138	8,825	9,139	9,167	8,697
9社合計	13,808	13,659	14,937	17,470	17,653	16,709	14,417	14,787	16,329	16,770	16,660	15,889
沖縄	166	193	201	206	215	200	177	173	166	165	177	172
10社合計	13,974	13,852	15,139	17,676	17,867	16,909	14,594	14,960	16,495	16,935	16,837	16,062

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	54	40	41	72	92	95	84	58	87	88	85	127
東北	86	154	100	154	186	207	148	129	127	144	139	168
東京	586	777	830	403	515	903	892	687	946	727	603	746
東日本 3社計	725	970	971	629	793	1,205	1,124	874	1,160	958	826	1,041
中部	280	272	219	251	299	307	295	220	157	175	219	233
北陸	56	105	55	79	83	77	93	64	72	85	74	66
関西	179	289	221	314	320	379	463	398	457	371	354	546
中国	250	246	223	212	204	274	277	316	262	223	221	279
四国	53	63	59	73	66	98	102	93	45	42	39	57
九州	380	324	288	334	264	255	261	273	199	166	190	256
中西日本 6社計	1,198	1,300	1,065	1,263	1,237	1,391	1,490	1,363	1,193	1,062	1,096	1,436
9社合計	1,923	2,270	2,036	1,892	2,030	2,596	2,614	2,237	2,353	2,019	1,922	2,477
沖縄	63	74	65	63	72	62	54	67	66	62	75	74
10社合計	1,986	2,344	2,101	1,955	2,102	2,658	2,668	2,304	2,419	2,082	1,997	2,552

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	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%
東日本 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%
中西日本 6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%

8%未満

表(別) 1-5 エリア間の供給力送受の内訳

【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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
東北	2	0	0	-17	0	0	0	0	0	0	0	0
東京	-2	0	0	17	0	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	17	6	0	0
北陸	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
関西	0	0	0	0	0	0	0	0	-17	-6	0	0
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	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%
東日本 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%
中西日本 6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%

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28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、エリア別のバランスに反映されていない発電余力のうち、6月10日までに確認した供給計画から捕捉できた追加発電余力を考慮したものを表（別）2-5、供給予備率を表（別）2-6、この発電余力を加えても予備率が8%に満たないエリアについて、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）2-7、供給予備率を表（別）2-8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）2-9、供給力を表（別）2-10、供給予備力を表（別）2-11、供給予備率を表（別）2-12に示す。また、エリア別のバランスに反映されていない発電余力のうち、6月10日までに提出のあった供給計画を考慮したものを表（別）2-13、供給予備率を表（別）2-14に示す。

表（別）2-1 中長期の需要電力見通し（8月）

【万kW】

	H28	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37
北海道	432	434	435	437	441	445	449	452	456	460
東北	1,309	1,325	1,334	1,343	1,353	1,363	1,373	1,383	1,393	1,403
東京	5,247	5,253	5,293	5,334	5,376	5,417	5,459	5,505	5,555	5,605
東日本 3社計	6,988	7,012	7,062	7,114	7,170	7,225	7,281	7,340	7,404	7,468
中部	2,428	2,434	2,441	2,448	2,455	2,462	2,469	2,476	2,483	2,489
北陸	495	497	499	501	505	508	511	514	518	521
関西	2,634	2,642	2,663	2,686	2,692	2,698	2,704	2,710	2,716	2,722
中国	1,056	1,062	1,069	1,076	1,083	1,089	1,095	1,101	1,108	1,116
四国	504	503	503	503	503	503	503	503	503	503
九州	1,518	1,523	1,528	1,534	1,541	1,547	1,553	1,559	1,566	1,572
中西日本 6社計	8,635	8,661	8,703	8,748	8,779	8,807	8,835	8,863	8,894	8,923
9社合計	15,623	15,673	15,765	15,862	15,949	16,032	16,116	16,203	16,298	16,391
沖縄	143	144	145	146	146	147	148	148	149	150
10社合計	15,766	15,817	15,910	16,008	16,095	16,178	16,264	16,351	16,447	16,541

表（別）2-2 中長期の供給力見通し（8月）

【万kW】

	H28	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37
北海道	524	520	588	644	642	637	635	635	683	682
東北	1,494	1,539	1,531	1,541	1,572	1,574	1,583	1,619	1,628	1,636
東京	5,762	5,765	5,888	5,761	5,826	5,656	5,578	5,963	6,142	6,144
東日本 3社計	7,781	7,824	8,007	7,945	8,040	7,867	7,796	8,217	8,453	8,462
中部	2,728	2,636	2,641	2,641	2,665	2,692	2,646	2,648	2,650	2,650
北陸	578	562	559	565	566	566	566	566	566	566
関西	2,954	2,817	2,919	2,929	2,882	2,782	2,913	2,984	2,995	3,006
中国	1,259	1,279	1,298	1,211	1,275	1,279	1,284	1,353	1,358	1,363
四国	570	580	575	575	577	577	564	590	591	591
九州	1,783	1,738	1,662	1,665	1,795	1,795	1,796	1,798	1,799	1,801
中西日本 6社計	9,872	9,611	9,654	9,586	9,760	9,690	9,768	9,940	9,960	9,977
9社合計	17,653	17,436	17,661	17,531	17,800	17,557	17,564	18,157	18,413	18,440
沖縄	215	211	218	224	205	211	212	212	226	211
10社合計	17,868	17,647	17,878	17,755	18,005	17,768	17,776	18,370	18,639	18,651

表(別) 2-3 中長期の供給予備力見通し(8月)

【万kW】

	H28	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37
北海道	92	86	153	207	201	192	186	183	227	222
東北	185	214	197	198	219	211	210	236	235	233
東京	515	512	595	427	450	239	119	458	587	539
東日本 3社計	793	812	945	831	870	642	515	877	1,049	994
中部	300	202	200	193	210	230	177	172	167	161
北陸	83	65	60	64	61	58	55	52	49	45
関西	320	175	256	243	190	84	209	274	279	284
中国	203	217	229	135	192	190	189	252	250	247
四国	66	77	72	72	74	74	61	87	88	88
九州	265	215	134	131	254	248	243	239	233	229
中西日本 6社計	1,237	950	951	838	982	884	933	1,077	1,066	1,054
9社合計	2,030	1,763	1,896	1,669	1,852	1,525	1,448	1,954	2,116	2,049
沖縄	72	68	73	78	59	64	64	64	77	62
10社合計	2,102	1,830	1,969	1,748	1,911	1,590	1,513	2,019	2,193	2,111

表(別) 2-4 中長期の供給予備率見通し(8月)【再掲】

	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%

8%未満

表(別) 2-5 6月10日までに確認した追加発電余力(8月)

【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

追加発電余力

表（別） 2－6 追加発電余力を考慮した供給予備率（8月）【再掲】

	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%

8%未満

8%以上に改善

表（別） 2－7 エリア間の供給力送受の内訳

【万kW】

	H28	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37
北海道	0	0	0	0	0	-10	-10	0	0	0
東北	0	0	0	0	0	-118	-116	0	0	0
東京	0	0	0	0	0	128	126	0	0	0
東日本 3社計	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
中部	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
北陸	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
関西	0	0	0	0	0	62	0	0	0	0
中国	0	0	0	0	0	-62	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	0	0	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） 2－8 エリア間の供給力送受を考慮した供給予備率【再掲】

	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%

8%未満

8%以上に改善

応援したエリア

表(別) 2-9 中長期の需要電力見通し(1月)

【万kW】

	H28	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37
北海道	510	512	513	516	521	527	532	537	543	548
東北	1,353	1,372	1,385	1,398	1,411	1,424	1,438	1,452	1,466	1,480

表(別) 2-10 中長期の供給力見通し(1月)

【万kW】

	H28	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37
北海道	597	585	574	634	633	627	627	678	678	677
東北	1,498	1,502	1,522	1,524	1,550	1,546	1,548	1,582	1,584	1,587

表(別) 2-11 中長期の供給予備力見通し(1月)

【万kW】

	H28	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37
北海道	87	73	61	118	112	100	95	141	135	129
東北	145	130	137	126	139	122	110	130	118	107

表(別) 2-12 中長期の供給予備率見通し(1月)【再掲】

	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%

8%未満

表(別) 2-13 6月10日までに提出のあった供給計画の追加発電余力(1月)

【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

追加発電余力

表(別) 2-14 追加発電余力を考慮した供給予備率(1月)【再掲】

	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%

8%以上に改善

平成28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28年度の供給計画の取りまとめにあたって、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. 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。

2. 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。

- ①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。
- ②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。

以上