

平成 22 年 3 月 31 日

平成 22 年度電力供給計画の概要について

電気事業法第 29 条第 1 項に基づき、一般電気事業者 10 社及び卸電気事業者 2 社から、今後 10 年間の電気の供給並びに電気工作物の設置及び運用に関する計画（供給計画）が届け出られたので、経済産業省は、概要を取りまとめ公表いたします。

1. 平成 22 年度の電力需給の見通し

- 平成 22 年度の一般電気事業者 10 社合計の自社需要における需要電力量の対前年度伸び率は、景気の回復による商業用需要の増加、世界経済の回復に伴う輸出の増加等により、2.0%増（気温補正後 2.1%増）となる見込み。
- 一方、供給力については、同 10 社合計の自社需要における最大需要電力は 1 億 6,965 万 kW（8 月）と見込まれるのに対し、新設電源の運転開始等の供給力対策を着実に推進すること等により、1 億 9,414 万 kW を確保し、供給予備率は 14.4% となる見込み。

表 1 需要電力量（使用端）、需給バランスの見通し

	平成 20 年度 実績	平成 21 年度 推定実績※ ¹	平成 22 年度 計画
需要電力量 （使用端）※ ²	8,889 億 kWh -3.3% [-2.3%]	8,587 億 kWh -3.4% [-3.5%]	8,756 億 kWh 2.0% [2.1%]
最大需要電力 （8 月最大）※ ²	17,521 万 kW -0.3% [0.8%]	15,512 万 kW -11.5% [-5.0%]	16,965 万 kW 9.4% [2.2%]
供給力	19,313 万 kW	19,540 万 kW	19,414 万 kW
予備力 （予備率）	1,793 万 kW (10.2%)	4,028 万 kW (26.0%)	2,449 万 kW (14.4%)

※ 1. 最大需要電力、供給力及び予備率については実績値

※ 2. 下段は対前年度伸び率（%）、[] は気温・うるう補正後

2. 今後10年間の電力需給の見通し

- 平成20年度から平成31年度までの一般電気事業者10社合計の自社需要における需要電力量(kWh)の年平均伸び率は、平成21年度供給計画と同様に0.8%程度(気温補正後)となる見込み。
- 一方、同期間の一般電気事業者10社合計の自社需要における最大需要電力(kW)の年平均伸び率は、平成21年度供給計画と比べ0.2%減少して、0.4%程度(気温補正後)となる見込み。これは、今後、サービス経済化やIT化の進展等が見込まれるものの、空調機器等の省エネルギーの進展や蓄熱システムの導入等に加え、新規参入事業者との競争等による影響が見込まれるため。
- 年負荷率については、平成20年度実績の61.2%(気温補正後)に対し、平成31年度において64.1%(気温補正後)となる見込み。これは、オール電化住宅等の普及拡大等による負荷平準化対策の効果に加え、空調機器等の省エネルギーの進展による最大需要電力の伸びの鈍化等が見込まれるため。
- このような需要の見通しに対し、供給予備率は、平成26年度で10.8%、平成31年度で11.0%となり、安定的な供給を確保できる見込み。

表2 今後10年間の年平均伸び率及び負荷率(気温・うるう補正後)

	平成21年度供給計画 (平成19~30年度)	平成22年度供給計画 (平成20~31年度)
需要電力量(kWh)	0.8%	0.8%
最大需要電力(kW)	0.6%	0.4%
年負荷率(%)	64.4%(平成30年度)	64.1%(平成31年度)

表3 今後の需給バランス(8月需給バランス、送電端)

[万kW]

	平成21年度 (2009年度)	平成22年度 (2010年度)	平成26年度 (2014年度)	平成31年度 (2019年度)
供給力	19,540	19,414	19,507	20,274
最大需要電力	15,512	16,965	17,603	18,257
供給予備力	4,028	2,449	1,903	2,017
供給予備率(%)	26.0%	14.4%	10.8%	11.0%

3. 今後の電源構成について

○ 平成22年度供給計画によると、平成31年度末における発電設備については、原子力、石炭火力、LNG火力の開発がそれぞれ進展するため、発電設備構成比に大きな変化は認められない。発電電力量については、原子力や水力などの非化石電源比率が約5割となり、火力の割合は減少する見通し。

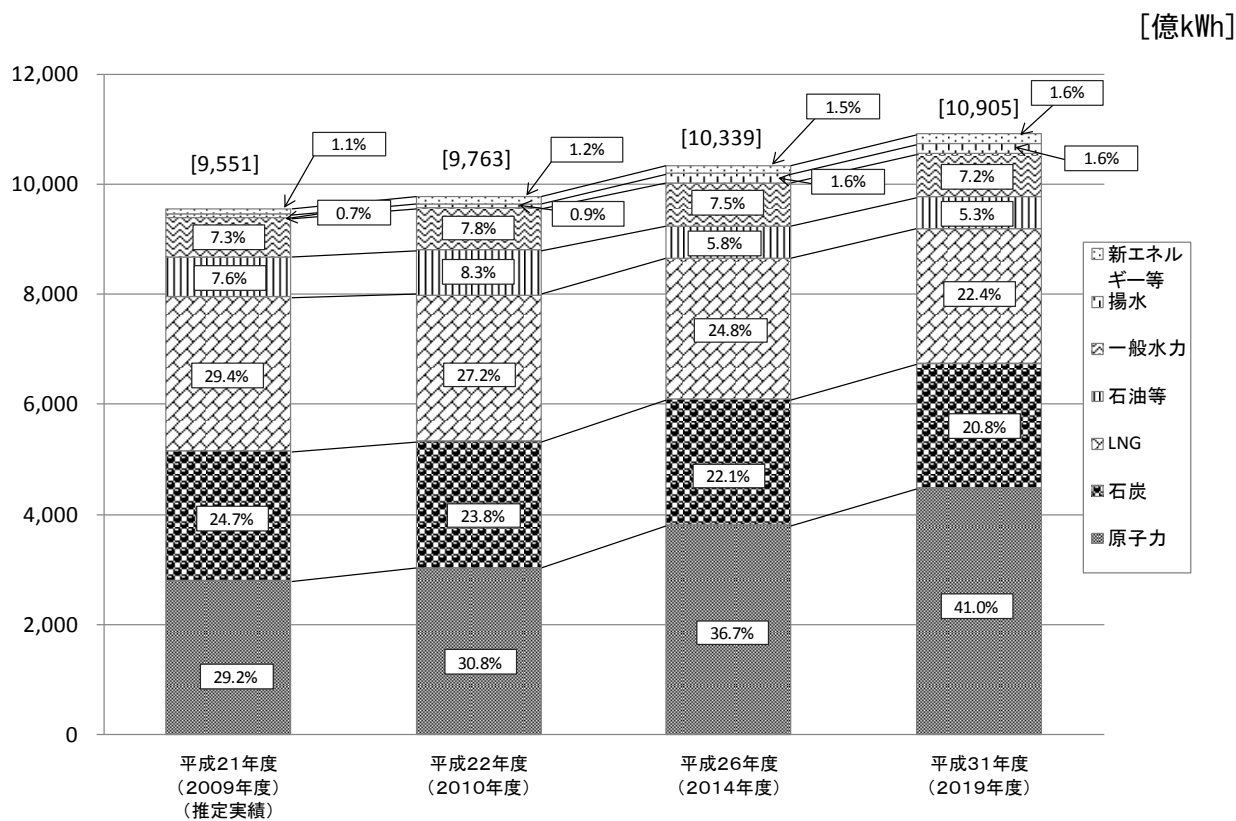


図1 発電電力量構成の推移（一般電気事業用、発電端）

4. 今後の電源開発計画

(1) 原子力発電の開発計画

- 今後10年間で新たに運転開始する予定となっている原子力発電設備は、9基（約1,294万kW）。

(2) 火力、水力及び新エネルギー等発電所の開発・増出力計画（一般電気事業者及び卸電気事業者） （今後10年間）

- 火力発電所については、49基（約1,482万kW）の開発を予定。
- 燃料種別の内訳は、石炭火力が4基（約290万kW）、LNG火力が28基（約1,186万kW）、石油等が17基（約7万kW）。
- 水力発電所については、40地点（約152万kW）の開発を予定。うち一般水力が37地点（約25万kW）、揚水発電所が3地点（約127万kW）。
- 新エネルギー等発電所については、20地点（約10万kW）の開発を予定。うち太陽光発電所が17地点（約6.5万kW）、風力発電所が3地点（約3.5万kW）。

表4 電源開発計画（総括表）

	平成31年度までの 電源開発量		建設中		着工準備中	
	出力(万kW)	基数	出力(万kW)	基数	出力(万kW)	基数
水力	152	40	454	16	7	25
一般	25	37	19	12	7	25
揚水	127	3	435	4	—	—
火力	1,482	49	913	23	1,421	44
石炭	290	4	350	4	40	1
LNG	1,186	28	561	15	1,377	30
石油等	7	17	3	4	4	13
原子力	1,294	9	276	2	1,655	12
新エネルギー等	10	20	6	7	4	13
合計	2,939	118	1,648	48	3,087	94

- (注) 1. 一般電気事業者及び卸電気事業者の電源で集計した。
 2. 水力の基数については地点数を記載した。
 3. 混焼の電源は、主な燃料区分に分類した。
 4. 石油等には、LPG、その他ガス、歴青質混合物を含む。
 5. LNGを主原料とする都市ガスは、LNGに分類した。
 6. 新エネルギー等は、風力発電、太陽光発電の他、地熱発電を含む。
 7. 出力及び基数には増出力を含む。

表5 平成21年度電力供給計画における原子力発電の開発計画

事業者名	発電所名称・設備番号	所在地	出力(万kW)	着工年月	運転開始年月	備考
東北電力	浪江・小高	福島	82.5	平成28年度 (2016年度)	平成33年度 (2021年度)	BWR
	東通2号	青森	138.5	平成28年度以降 (2016年度以降)	平成33年度以降 (2021年度以降)	ABWR
東京電力	福島第一7号	福島	138.0	平成24年4月 (2012年4月)	平成28年10月 (2016年10月)	ABWR
	福島第一8号	福島	138.0	平成24年4月 (2012年4月)	平成29年10月 (2017年10月)	ABWR
	東通1号	青森	138.5	平成22年12月 (2010年12月)	平成29年3月 (2017年3月)	ABWR
	東通2号	青森	138.5	平成26年度以降 (2014年度以降)	平成32年度以降 (2020年度以降)	ABWR
中部電力	浜岡6号	静岡	140級	平成27年度 (2015年度)	平成32年度以降 (2020年度以降)	ABWR
中国電力	島根3号	島根	137.3	平成17年12月 (2005年12月)	平成23年12月 (2011年12月)	ABWR
	上関1号	山口	137.3	平成24年6月 (2012年6月)	平成30年3月 (2018年3月)	ABWR
	上関2号	山口	137.3	平成29年度 (2017年度)	平成34年度 (2022年度)	ABWR
九州電力	川内3号	鹿児島	159.0	平成25年度 (2013年度)	平成31年度 (2019年度)	APWR
電源開発	大間原子力	青森	138.3	平成20年5月 (2008年5月)	平成26年11月 (2014年11月)	ABWR
日本原子力発電	敦賀3号	福井	153.8	平成22年10月 (2010年10月)	平成28年3月 (2016年3月)	APWR
	敦賀4号	福井	153.8	平成22年10月 (2010年10月)	平成29年3月 (2017年3月)	APWR
合 計 1,930.8万kW (14基)						

5. 連系線の整備計画

- 連系線については、今後10年間に2箇所の連系線を強化する計画。
- 特に、中部関西間に新たに関ヶ原北近江線を建設することにより、日本原子力発電(株)敦賀発電所3、4号機から発生する電気の一部を中部電力(株)に送電するとともに、中部関西間連系線の2ルート化による信頼度向上並びに中部電力(株)及び関西電力(株)の地内系統の信頼度向上も図ることが可能となる。

表6 連系線強化策

区間	名称	電圧(kV)	送電容量(MW)	使用開始年月
東京～中部	東清水FC	—	300 (100)	平成26年12月 (平成18年3月)
中部～関西	関ヶ原北近江線	500	6,684 [一回線当たり]	平成28年6月

()内は、一部暫定運用

(本発表資料のお問い合わせ先)

資源エネルギー庁 電力・ガス事業部

電力基盤整備課長 佐藤 悦緒

電力需給政策企画室長 吉野 潤

担当者：田上

電話：03-3501-1511 (内線4761)、03-3501-1749 (直通)

平成22年度電力供給計画の概要

平成22年3月

経済産業省 資源エネルギー庁

はじめに

電力供給計画は、電気事業法第29条第1項に基づき、一般電気事業者10社及び卸電気事業者2社が広域的運営の基礎となる電気の供給や電気工作物の設置及び運用についての計画を策定するものであって、毎年3月末までに経済産業大臣に届出が行われるもの。

今般届け出られた平成22年度供給計画は、電力各社が至近の需要動向、各種燃料の需要・価格等の動向、地球温暖化問題への対応、電源立地の状況や広域的な運営等を考慮し、策定されたものである。

「平成22年度電力供給計画の概要」は、資源エネルギー庁が各事業者から届け出られたこれら平成22年度供給計画をとりまとめたものである。

なお、平成22年度供給計画の記載対象年度は、平成22年度（2010年度、初年度）から平成31年度（2019年度、最終年度）までの10年間となっている。

目 次

要点	1
1. 電力需要想定（一般電気事業者の自社需要）	3
(1) 平成21年度推定実績及び平成22年度見通し（短期）	
① 需要電力量	3
② 最大需要電力	4
③ 年負荷率	5
(2) 平成31年度までの見通し（長期）	
① 需要電力量	7
② 最大需要電力	7
③ 年負荷率	8
2. 供給力の確保	
(1) 需給バランス	
① 平成21年度推定実績及び平成22年度需給バランス（短期）	11
② 平成31年度までの需給バランス（長期）	12
(2) 電源構成の多様化	13
(3) 原子力発電所の開発計画	16
3. 送変電設備の増強計画	17
4. 広域運営の推進	17

別表

別表1. 平成31年度までの電力会社別需給バランス	19
別表2. 電源開発計画（水力、火力、原子力、新エネルギー等）	29
別表3. 平成22年度の電力会社間融通計画	36
別表4. 平成22年度に着工を予定している10万kW以上の主要電源	37
別表5. 平成22年度に運転開始を予定している10万kW以上の主要電源	37
別表6. 平成22年度に廃止を予定している10万kW以上の主要電源	37
別表7. 平成31年頃における連系系統概要	38

要 点

1. 電力需給の見通しについて

<短期の需要見通し>

- 一般電気事業者10社合計の自社需要における短期の需要電力量(kWh)及び最大需要電力(kW)の対前年伸び率は下表のとおり。平成22年度計画は、需要電力量及び最大需要電力の伸び率は共に2%強増加(以下、すべて気温補正後)する見込み。

短期の電力需要見通し

	平成20年度 実績	平成21年度 推定実績 ^{※1}	平成22年度 計画
需要電力量 (使用端) ^{※2}	8,889億kWh -3.3% [-2.3%]	8,587億kWh -3.4% [-3.5%]	8,756億kWh 2.0% [2.1%]
最大需要電力 (8月最大) ^{※2}	17,521万kW -0.3% [0.8%]	15,512万kW -11.5% [-5.0%]	16,965万kW 9.4% [2.2%]

※1. 平成21年度(推定実績)は、需要電力量については4月～12月は実績、1～3月は推定。

最大需要電力については実績値。

※2. 下段は対前年度伸び率(%)、[]は気温・うるう補正後

<長期の需要見通し>

- 一般電気事業者10社合計の自社需要における需要電力量(kWh)及び最大需要電力(kW)の平成20年度から平成31年度までの年平均伸び率は下表のとおり。平成21年度供給計画と比べ、需要電力量の伸び率は0.8%で変わらないが、最大需要電力の伸び率は0.2ポイント減少する見込み。
- 年負荷率については、負荷平準化対策効果等を反映し、緩やかな改善基調をたどり、平成20年度実績の61.2%から、平成31年度において64.1%となる見込み。

今後10年間の年平均伸び率及び年負荷率(気温・うるう補正後)

	平成21年度供給計画 (平成19～30年度)	平成22年度供給計画 (平成20～31年度)
需要電力量(kWh)	0.8%	0.8%
最大需要電力(kW)	0.6%	0.4%
年負荷率(%)	64.4%(平成30年度)	64.1%(平成31年度)

<需給見通し>

- このような自社需要の見込みに対し、供給予備率は、平成22年度で14.4%、平成26年度で10.8%、平成31年度で11.0%となり、安定的な供給を確保できる見込み。

2. 原子力発電所の開発計画について

- 今後10年間で新たに運転開始する予定となっている原子力発電所は、9基、出力合計約1,294万kWとなっている。

3. 火力、水力及び新エネルギー等発電所の開発計画について

一般電気事業者及び卸電気事業者が今後10年間で新たに運転開始する発電所

- 火力発電所の出力合計は、約1,482万kW。
(石炭：290万kW、LNG：約1,186万kW、石油等：約7万kW)
- 水力発電所の出力合計は、約152万kW。
(一般：約25万kW、揚水：約127万kW)
- 新エネルギー等発電所の出力合計は、約10万kW。
(太陽光：約7万kW、風力：約3万kW)

1. 電力需要想定（一般電気事業者の自社需要¹⁾）

今回の供給計画の前提となった、平成31年度までの需要電力量、最大需要電力²⁾及び年負荷率³⁾の見通しは、それぞれ次のとおりである。

(1) 平成21年度推定実績及び平成22年度見通し（短期）

① 需要電力量

<平成21年度の実績見通し>

一般電気事業者10社合計の自社需要における平成21年度の需要電力量は、8,587億kWh、対前年度伸び率は3.4%減（気温補正後3.5%減）と20年度に続き2年連続の減少となる見込みである。

特定規模需要以外の需要を用途別に見ると、以下のとおりである。

- 電灯については、対前年度伸び率は0.8%増（気温補正後0.3%増）となる見込みである。これは、オール電化住宅の普及等があるものの、夏期の気温が前年に比較し低く推移したことによる冷房需要の減少などが要因として挙げられる。
- 低圧電力については、対前年度伸び率は4.1%減（気温補正後3.3%減）となる見込みである。これは、中小企業における転廃業の動きに加え、コンビニエンスストア等の需要家においては、原単位⁴⁾の高い需要家向けメニュー⁵⁾（電灯）への移行が引き続き見られることが要因として挙げられる。

特定規模需要については、対前年度伸び率は5.6%減（気温補正後5.5%減）となる見込みである。これは、今般の世界的な金融危機等の影響によるオフィス需要の低下や自動車産業などの生産活動の急落などが要因として挙げられる。

¹⁾ 自社需要：一般電気事業者が自らの顧客に対して供給する需要。いわゆる電源対応需要。

²⁾ 最大需要電力：本概要では、最大3日平均電力（送電端）として表記。

³⁾ 年負荷率：最大需要電力に対する年平均需要電力の比率。数値が高いほど、効率的な電力供給が可能となる。一般的に、負荷率の改善要因としては、省電力型機器の普及拡大、蓄熱システムやオール電化住宅の普及拡大等による負荷平準化対策等の推進などが挙げられる。一方、負荷率の悪化要因としては、冷房機器等の普及拡大や業務用電力の増加などが挙げられる。

⁴⁾ 原単位：契約電力当たりの使用電力量。

⁵⁾ 原単位の高い需要家向けメニュー：負荷平準化を図ることを目的として、平成14年度以降、低圧高負荷型契約が導入されている。基本料金が割高になるものの、電力量料金単価が従量電灯と比べ割安になることから、コンビニエンスストアや長時間営業の飲食店などを中心に加入が進んでいる。

<平成22年度の需要見通し>

平成22年度の需要電力量は、8,756億kWh、対前年度伸び率は2.0%増（気温補正後2.1%増）となる見込みである。

特定規模需要以外の需要を用途別に見ると、以下のとおりである。

- 電灯については、対前年度伸び率は1.1%増（気温補正後1.2%増）となる見込みである。これは、オール電化住宅の普及拡大などが要因として挙げられる。
- 低圧電力については、対前年度伸び率は2.9%減（気温補正後2.1%減）となる見込みである。これは、原単位の高い需要家向けメニュー（電灯）への移行が一段落するものの、中小企業の転廃業に伴う影響から、需要数、原単位共に前年度を下回ることなどが要因として挙げられる。

特定規模需要については、対前年度伸び率は2.8%増（気温補正後2.9%増）となる見込みである。これは、景気の回復による商業用需要の増加、世界経済の回復に伴う輸出の増加などが要因として挙げられる。

②最大需要電力

<平成21年度の実績見通し>

一般電気事業者10社合計の自社需要における平成21年度の最大需要電力（8月）は、10社の合計値では、1億5,512万kW、対前年度伸び率は11.5%減（気温補正後5.0%減）となった。これは、景気低迷の影響で生産活動が低水準で推移したことに加え、8月の最高気温が概ね前年を下回ったこと等により、冷房需要が減少したためである。

また、冬期の最大需要電力は、気温が前年に比べて低めに推移したことや世界経済の回復による生産活動の増加などにより、対前年度伸び率は増加となる見込みである。

<平成22年度の需要見通し>

平成22年度の最大需要電力（8月）は、1億6,965万kW、対前年度伸び率は9.4%増（気温補正後2.2%増）となる見込みである。これは、景気の回復による影響などが要因として挙げられる。

③年負荷率

<平成21年度の実績見通し>

平成21年度の年負荷率は、前年度から5.6ポイントの上昇（気温補正後1.0ポイントの上昇）の66.7%（気温補正後62.2%）となる見込みである。これは、夏期の最大需要電力の減少幅が必要電力量の減少幅を大きく上回る見込みであることが要因として挙げられる。

<平成22年度の見通し>

平成22年度の年負荷率は、平成21年度から4.5ポイントの減少（気温補正後は横這い）の62.2%となる見込みである。これは、景気の回復により需要電力量が増加するものの夏期の最大需要電力を下回る増加幅となる見込みであることが要因として挙げられる。

表 1 - 1 用途別需要電力量見通し（一般電気事業者の自社需要：短期）

[単位：億 kWh]

	平成20年度 (2008年度) (実績)	平成21年度 (2009年度) 推定実績	平成22年度 (2010年度)		
			対前年 伸び率	対前年 伸び率	
需要電力量 (使用端(販売電力量))	8,889 〔8,885〕	8,587 〔8,578〕	-3.4% 〔-3.5%〕	8,756 〔8,756〕	2.0% 〔2.1%〕
特定規模需要 以外の需要	3,320 〔3,326〕	3,329 〔3,325〕	0.3% 〔-0.1%〕	3,349 〔3,349〕	0.6% 〔0.7%〕
電灯	2,853 〔2,864〕	2,875 〔2,874〕	0.8% 〔0.3%〕	2,907 〔2,907〕	1.1% 〔1.2%〕
電力	468 〔462〕	453 〔451〕	-3.0% 〔-2.4%〕	441 〔441〕	-2.6% 〔-2.1%〕
低圧電力	346 〔341〕	332 〔330〕	-4.1% 〔-3.3%〕	323 〔323〕	-2.9% 〔-2.1%〕
その他電力	121 〔121〕	121 〔121〕	0.1% 〔0.0%〕	119 〔119〕	-2.0% 〔-1.8%〕
特定規模需要 (50kW以上)	5,569 〔5,559〕	5,259 〔5,254〕	-5.6% 〔-5.5%〕	5,408 〔5,408〕	2.8% 〔2.9%〕
需要電力量(億kWh) (送電端)	9,380 〔9,367〕	9,062 〔9,050〕	-3.4% 〔-3.4%〕	9,241 〔9,241〕	2.0% 〔2.1%〕
最大需要電力(万kW) (送電端)	17,521 〔17,474〕	15,512 〔16,601〕	-11.5% 〔-5.0%〕	16,965 〔16,965〕	9.4% 〔2.2%〕
年負荷率(%)	61.1 〔61.2〕	66.7 〔62.2〕		62.2 〔62.2〕	

(注) 1. [] 内は、気温補正後。

2. 平成21年度(推定実績)は、4月～12月は実績、1～3月は推定。

(2) 平成31年度までの見通し（長期）

①需要電力量

一般電気事業者10社合計の自社需要における今後の需要電力量については、平成20年度（実績）の8,889億kWhから、平成26年度に9,210億kWh、平成31年度には9,712億kWhとなり、平成20年度から平成31年度までの年平均伸び率は0.8%増（気温補正後0.8%増）と緩やかな伸びが予想される。

特定規模需要以外の需要を用途別に見ると、以下のとおりである。

- 電灯は、平成20年度から平成31年度までの年平均伸び率は1.1%増（気温補正後1.1%増）となる見込みである。これは、人口の減少による需要口数の伸びの鈍化やトップランナー制度等による省エネルギー家電機器の普及による原単位の伸び悩み等があるものの、オール電化住宅等の増加による電化率の上昇等が見込まれることが要因として挙げられる。
- 低圧電力は、平成20年度から平成31年度までの年平均伸び率は1.4%減（気温補正後1.2%減）となる見込みである。これは、省エネルギーの推進や、小規模の商店・工場等の転廃業等の影響が見込まれることが要因として挙げられる。

特定規模需要は、平成20年度から平成31年度までの年平均伸び率は0.8%増（気温補正後0.8%増）となる見込みである。これは、足元の世界的な金融危機等の影響を受けた生産調整等により大幅な減少があるものの、中長期的には、サービス経済化⁶やIT化の進展等、内需・外需の回復に伴う生産水準の緩やかな上昇が見込まれることが要因として挙げられる。

②最大需要電力

最大需要電力については、平成20年度（実績）の1億7,521万kWから、平成26年度に1億7,603万kW、平成31年度には1億8,257万kWとなり、平成20年度から平成31年度までの年平均伸び率は0.4%増（気温補正後0.4%増）と需要電力量の伸びを下回る見込みである。

これは、今後、サービス経済化やIT化の進展、経済規模の拡大に伴うベース需要の増加等を背景に安定した伸びが見込まれるものの、空調機器等の省エネルギーの進展や蓄熱システムの導入等に加え、新規参入事業者との競争等による影響が見込まれることが要因として挙げられる。

⁶ サービス経済化：商業施設の増加や高齢化社会の進展に伴う医療、福祉関連の需要増加。

③年負荷率

年負荷率については、平成20年度の61.1%（気温補正後61.2%）から、平成31年度において64.1%となる見込みである。これは、オール電化住宅等の普及拡大等による負荷平準化対策の効果に加え、空調機器等の省エネルギーの進展による最大需要電力の伸びの鈍化などが見込まれることが要因として挙げられる。

表 1 - 2 用途別需要電力量見通し（一般電気事業者の自社需要：長期）

[単位：億 kWh]

	平成20年度 (2008年度)	平成26年度 (2014年度)	平成31年度 (2019年度)	
	(実績)		H26/H20 年平均 伸び率	H31/H20 年平均 伸び率
需要電力量 (使用端(販売電力量))	8,889 〔8,885〕	9,210	0.6% 〔0.6%〕	9,712 0.8% 〔0.8%〕
特定規模需要 以外の需要	3,320 〔3,326〕	3,488	0.8% 〔0.8%〕	3,643 0.8% 〔0.8%〕
電灯	2,853 〔2,864〕	3,065	1.2% 〔1.1%〕	3,235 1.1% 〔1.1%〕
電力	468 〔462〕	422	-1.7% 〔-1.5%〕	408 -1.2% 〔-1.1%〕
低圧電力	346 〔341〕	309	-1.9% 〔-1.6%〕	298 -1.4% 〔-1.2%〕
その他電力	121 〔121〕	114	-1.0% 〔-1.0%〕	110 -0.9% 〔-0.9%〕
特定規模需要 (50kW以上)	5,569 〔5,559〕	5,723	0.5% 〔0.5%〕	6,069 0.8% 〔0.8%〕
需要電力量(億kWh) (送電端)	9,380 〔9,367〕	9,721	0.6% 〔0.6%〕	10,251 0.8% 〔0.8%〕
最大需要電力(万kW) (送電端)	17,521 〔17,474〕	17,603	0.1% 〔0.1%〕	18,257 0.4% 〔0.4%〕
年負荷率(%)	61.1 〔61.2〕	63.0		64.1

(注) [] 内は、気温補正後。

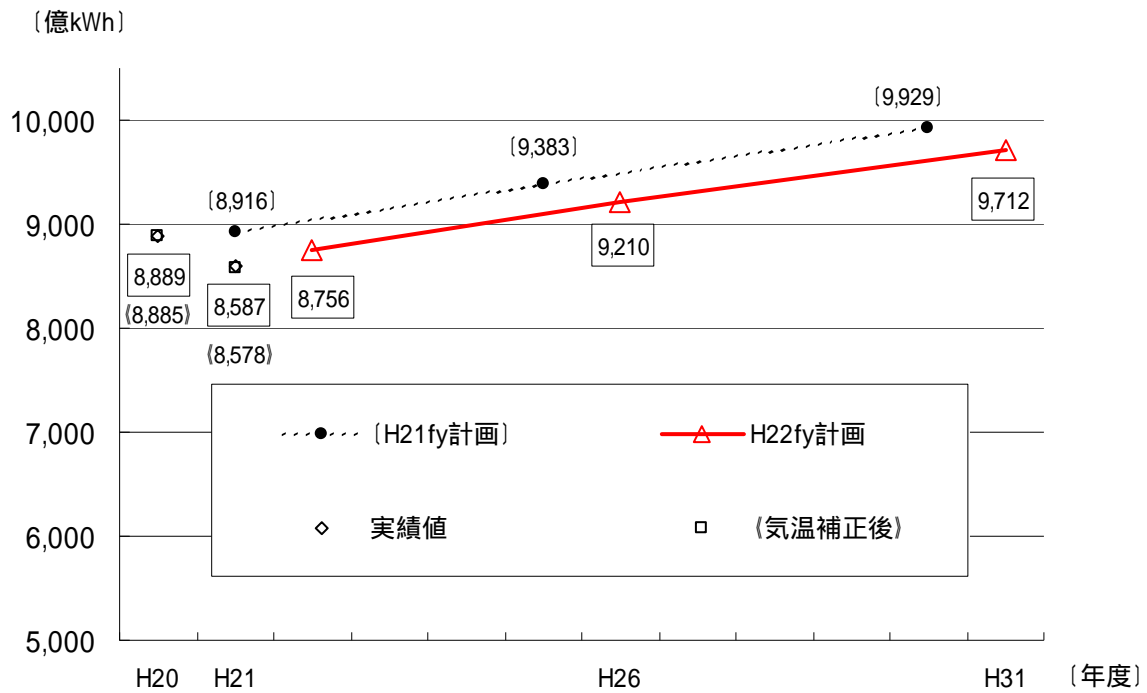


図 1 - 1 需要電力量（販売電力量）の実績及び見通し

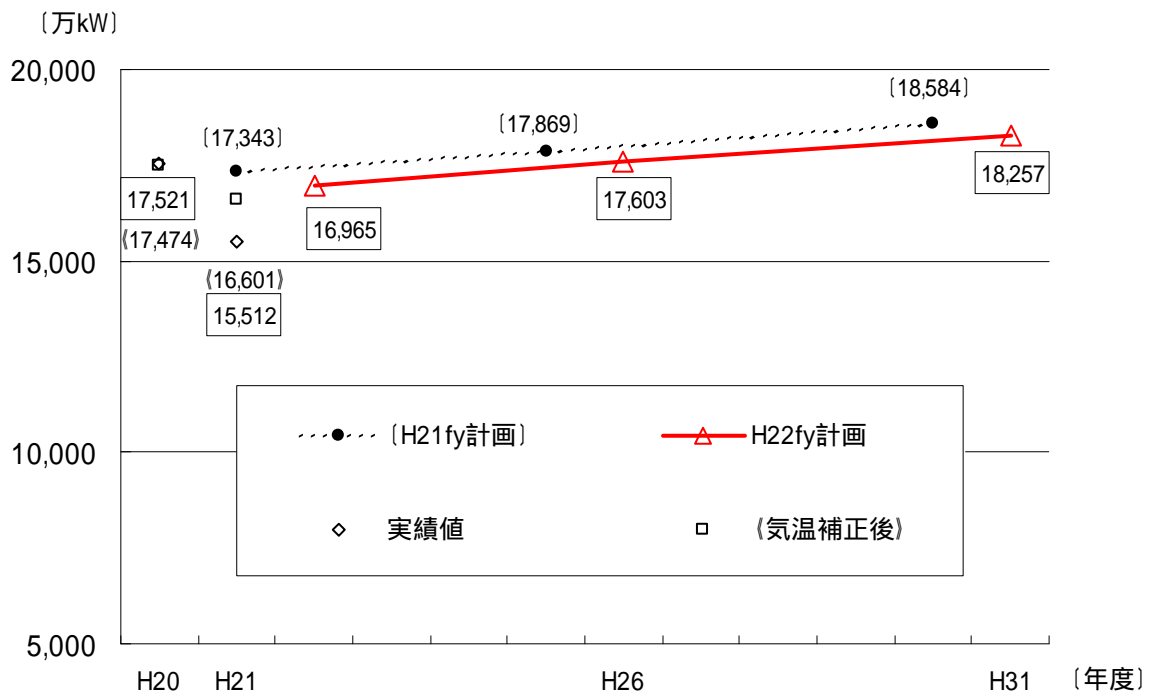


図 1 - 2 最大需要電力の実績及び見通し

2. 供給力の確保

(1) 需給バランス（8月）

電力は、需要に応じ安定的に供給する必要がある、かつ、貯蔵することができないという特性を有しているため、常に最大需要電力に対応し得るよう電源設備を計画的に開発していく必要がある。これを実現するためには、定期検査、水力発電の出力減少等を控除した上で、異常高気温、景気変動等の予期し得ない事態が発生した場合においても電力を安定的に供給することができるように、想定された最大需要電力に対して一定の予備力を加えた供給力を確保する必要がある。

①平成21年度需給実績及び平成22年度需給バランス（短期）

<平成21年度の実績見通し>

一般電気事業者10社合計の平成21年度の最大需要電力（8月）は、1億5,512万kW、対前年度伸び率は11.5%減（気温補正後5.0%減）となった。これは、景気低迷の影響で生産活動が低水準で推移したことに加え、8月の最高気温が概ね前年を下回ったこと等により、冷房需要が減少したためである。

一方、10社合計の供給力については、1億9,540万kWの供給力を確保し、8月の最大需要電力に対して、供給予備率は26.0%であった。

<平成22年度の需給見通し>

平成22年度の最大需要電力が1億6,965万kWと見込まれるのに対し、供給力は、平成21年度実績に比べ約125万kW減の1億9,414万kWを確保し、供給予備率は14.4%となる見込みである。

表2-1 今後の需給バランス（8月需給バランス、送電端）

	平成21年度 (2009年度)	平成22年度 (2010年度)	平成23年度 (2011年度)	平成24年度 (2012年度)	平成25年度 (2013年度)
供給力	19,540	19,414	19,453	19,483	19,466
最大需要電力	15,512	16,965	17,161	17,312	17,460
供給予備力	4,028	2,449	2,292	2,171	2,006
供給予備率(%)	26.0%	14.4%	13.4%	12.5%	11.5%

②平成31年度までの需給バランス（長期）

長期的にも、電源開発計画の着実な推進及び供給力の適切な調達により、平成26年度には1億9,507万kW、平成31年度には2億274万kWの供給力を確保する計画となっている。その結果、最大需要電力に対して、平成26年度で10.8%、平成31年度で11.0%の供給予備率を有しており、安定供給が確保できる計画となっている（表2-1）。

具体的な電源開発計画は、建設中の48基約1,648万kW及び着工準備中の94基約3,087万kWが計画されている（表2-2）。また、平成22年度には、主要電源として約738万kWが新たに着工し、約325万kWが運転開始する計画となっている。

[万kW]

平成26年度 (2014年度)	平成27年度 (2015年度)	平成28年度 (2016年度)	平成29年度 (2017年度)	平成30年度 (2018年度)	平成31年度 (2019年度)
19,507	19,655	19,881	20,154	20,261	20,274
17,603	17,739	17,876	18,008	18,135	18,257
1,903	1,916	2,005	2,147	2,126	2,017
10.8%	10.8%	11.2%	11.9%	11.7%	11.0%

表 2-2 電源開発計画（総括表）

	平成31年度までの 電源開発量		建設中		着工準備中	
	出力(万kW)	基数	出力(万kW)	基数	出力(万kW)	基数
水力	152	40	454	16	7	25
一般	25	37	19	12	7	25
揚水	127	3	435	4	-	-
火力	1,482	49	913	23	1,421	44
石炭	290	4	350	4	40	1
LNG	1,186	28	561	15	1,377	30
石油等	7	17	3	4	4	13
原子力	1,294	9	276	2	1,655	12
新エネルギー等	10	20	6	7	4	13
合 計	2,939	118	1,648	48	3,087	94

- (注) 1. 一般電気事業者及び卸電気事業者の電源で集計した。
 2. 水力の基数については地点数を記載した。
 3. 混焼の電源は、主な燃料区分に分類した。
 4. 石油等には、LPG、その他ガス、歴青質混合物を含む。
 5. LNGを主原料とする都市ガスは、LNGに分類した。
 6. 新エネルギー等は、風力発電、太陽光発電の他、地熱発電を含む。
 7. 出力及び基数には増出力を含む。

(2) 電源構成の多様化

本供給計画が実現した場合の平成31年度末の発電設備の電源構成は表2-3、発電電力量の電源構成は表2-4に示すとおりである。

電源構成については、基幹電源として原子力の開発を推進するとともに、電源の多様化の観点から、原子力に加え、LNG火力、石炭火力、水力（一般及び揚水）等についてバランスのとれた開発を計画している。特に、地球温暖化対策の観点から、CO₂排出原単位の小さい燃料への転換が計画されている他、省エネルギーの観点も含め、新設火力については、熱効率の高いものを採用し発電効率の向上に努めることとしている。

また、国産エネルギーである一般水力・新エネルギー等についても、維持流量発電や設備更新に合わせた水力のリパワリングに加え、太陽光・風力発電や石炭火力へのバイオマス混焼等の着実な開発・導入を進めることとしている。

表 2-3 発電設備構成の推移（一般電気事業用、発電端）

[単位：万 kW]

	平成21年度 (2009年度) (推定実績)		平成22年度 (2010年度)		平成26年度 (2014年度)		平成31年度 (2019年度)	
水力	4,638	19.2%	4,670	19.2%	4,781	19.2%	4,787	18.3%
一般水力	2,073	8.6%	2,076	8.5%	2,090	8.4%	2,096	8.0%
揚水	2,564	10.6%	2,594	10.7%	2,691	10.8%	2,691	10.3%
火力	14,572	60.3%	14,741	60.5%	14,854	59.7%	15,115	57.9%
石炭	3,795	15.7%	3,887	16.0%	4,037	16.2%	4,059	15.5%
LNG	6,161	25.5%	6,253	25.7%	6,414	25.8%	6,755	25.9%
石油等	4,617	19.1%	4,601	18.9%	4,404	17.7%	4,300	16.5%
原子力	4,885	20.2%	4,896	20.1%	5,187	20.9%	6,170	23.6%
新エネルギー等	53	0.2%	53	0.2%	53	0.2%	53	0.2%
合計	24,147		24,359		24,875		26,124	

表 2-4 発電電力量構成の推移（一般電気事業用、発電端）

[単位：億 kWh]

	平成21年度 (2009年度) (推定実績)		平成22年度 (2010年度)		平成26年度 (2014年度)		平成31年度 (2019年度)	
水力	769	8.1%	848	8.7%	946	9.1%	961	8.8%
一般水力	699	7.3%	765	7.8%	777	7.5%	781	7.2%
揚水	70	0.7%	83	0.9%	168	1.6%	179	1.6%
火力	5,892	61.7%	5,791	59.3%	5,447	52.7%	5,299	48.6%
石炭	2,356	24.7%	2,323	23.8%	2,290	22.1%	2,272	20.8%
LNG	2,808	29.4%	2,657	27.2%	2,560	24.8%	2,447	22.4%
石油等	727	7.6%	811	8.3%	597	5.8%	580	5.3%
原子力	2,785	29.2%	3,004	30.8%	3,794	36.7%	4,468	41.0%
新エネルギー等	106	1.1%	119	1.2%	152	1.5%	178	1.6%
小計	9,551		9,763		10,339		10,905	
その他	-23		-37		0		0	
合計	9,528		9,726		10,339		10,905	

- (注) 1. 『石油等』は、石油の他、LPG、その他ガス、歴青質混合物を含む。
 2. 『新エネルギー等』は、風力発電、太陽光発電、バイオマス発電、廃棄物発電の他、地熱発電を含む。
 3. 『その他』は、卸電力取引所における取引等の電源種別が不明なもの。
 4. 四捨五入の関係で合計と一致しない場合がある。

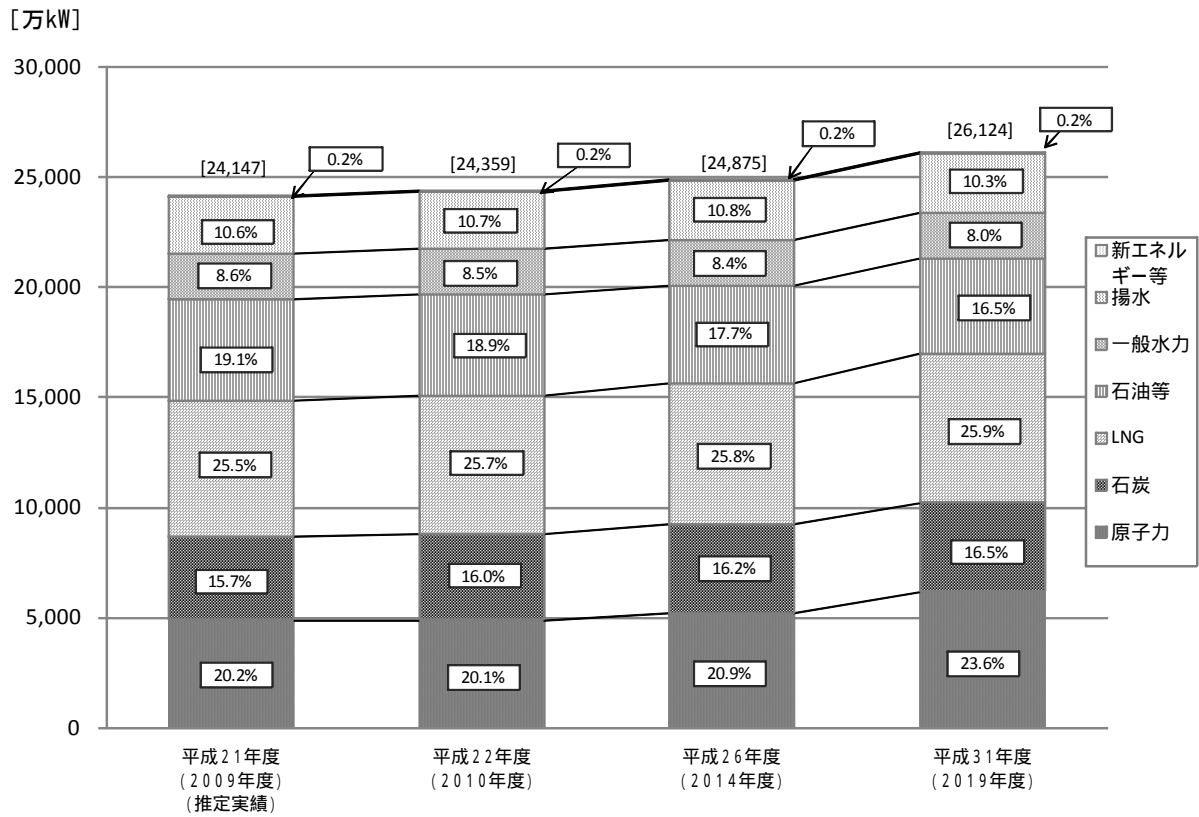


図2-1 発電設備構成の推移（一般電気事業用、発電端）

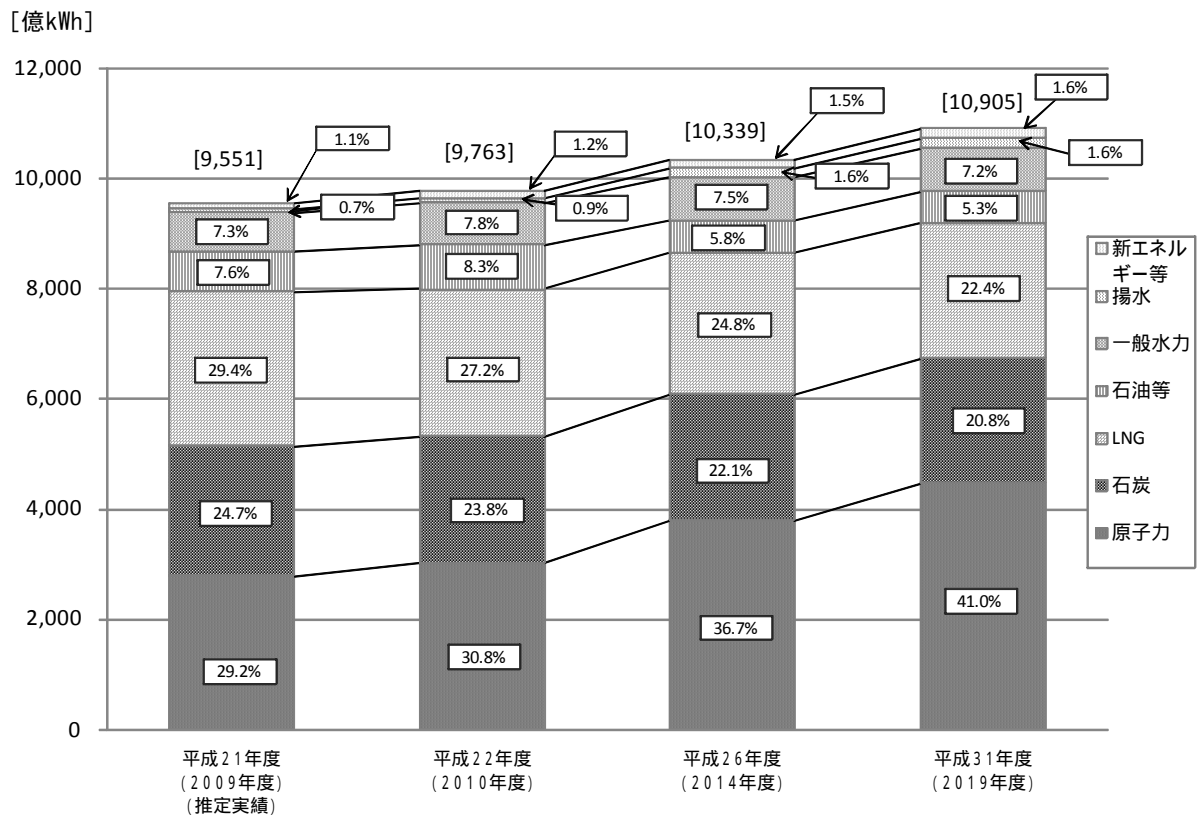


図2-2 発電電力量構成の推移（一般電気事業用、発電端）

(3) 原子力発電の開発計画

平成31年度（2019年度）までに9基（約1,294万kW）が運転開始し、現在運転中のものも含めると同年度末合計で62基⁷（約6,170万kW）になると計画されている。また、平成31年度以降に運転開始する地点を含めると14基（約1,931万kW）（表2-5）となり、原子力発電全体の合計は67基（約6,806万kW）となる。

表2-5 原子力発電開発計画

事業者名	発電所名称 ・設備番号	所在地	出力 (万kW)	着工年月	運転開始年月	備考
東北電力	浪江・小高	福島	82.5	平成28年度 (2016年度)	平成33年度 (2021年度)	BWR
	東通2号	青森	138.5	平成28年度以降 (2016年度以降)	平成33年度以降 (2021年度以降)	ABWR
東京電力	福島第一7号	福島	138.0	平成24年4月 (2012年4月)	平成28年10月 (2016年10月)	ABWR
	福島第一8号	福島	138.0	平成24年4月 (2012年4月)	平成29年10月 (2017年10月)	ABWR
	東通1号	青森	138.5	平成22年12月 (2010年12月)	平成29年3月 (2017年3月)	ABWR
	東通2号	青森	138.5	平成26年度以降 (2014年度以降)	平成32年度以降 (2020年度以降)	ABWR
中部電力	浜岡6号	静岡	140級	平成27年度 (2015年度)	平成32年度以降 (2020年度以降)	ABWR
中国電力	島根3号	島根	137.3	平成17年12月 (2005年12月)	平成23年12月 (2011年12月)	ABWR
	上関1号	山口	137.3	平成24年6月 (2012年6月)	平成30年3月 (2018年3月)	ABWR
	上関2号	山口	137.3	平成29年度 (2017年度)	平成34年度 (2022年度)	ABWR
九州電力	川内3号	鹿児島	159.0	平成25年度 (2013年度)	平成31年度 (2019年度)	APWR
電源開発	大間原子力	青森	138.3	平成20年5月 (2008年5月)	平成26年11月 (2014年11月)	ABWR
日本原子力発電	敦賀3号	福井	153.8	平成22年10月 (2010年10月)	平成28年3月 (2016年3月)	APWR
	敦賀4号	福井	153.8	平成22年10月 (2010年10月)	平成29年3月 (2017年3月)	APWR
合 計			1,930.8万kW	(14基)		

⁷ 運転中の54基（平成22年3月31日現在）のうち、日本原子力発電(株)敦賀1号機については、平成28年に運転を終了する計画となっている。

3. 送変電設備の増強計画

今後見込まれている電力需要の増加に対応するとともに、供給信頼度の確保等を図るため、送変電設備について、基幹系統の強化、拡充が図られる計画となっている。

主な、送変電設備の計画は、表3のとおり。

表3 主な送変電設備の計画

	平成21年度末 (推定実績)	平成21年度末～ 平成31年度末までの増加量
架空線亘長(注1)	8,293 km	726 km
地中線回線延長 (注2)	1,908 km	81 km
変電所(設備容量) (注1)	20,996万kVA	1,305万kVA

(注1) 50万V以上の設備を記載。

(注2) 18.7万V～50万Vの設備を記載

4. 広域運営の推進

電力需給の状況が地域ごとに異なるという状況を踏まえ、従来の突発的需給変動リスクへの対応及び経済性確保の観点だけではなく、長期的供給力の確保という観点から広域電源開発、広域流通等の広域運営を推進することが望ましい。

(1) 広域電源

今後10年間に合計で約446万kWを開発する計画となっている(表4)。

表4 広域開発電源(再掲)

事業者名	発電所名称 ・設備番号	出力 (万kW)	運転開始年月	備考
電源開発	大間原子力	138.3	平成26年11月 (2014年11月)	ABWR
日本原子力 発電	敦賀3号	153.8	平成28年3月 (2016年3月)	APWR
	敦賀4号	153.8	平成29年3月 (2017年3月)	APWR
445.9万kW(3基)				

(2) 連系線

今後10年間に2箇所の連系線を強化する計画となっている(表5)。

特に、中部関西間に新たに関ヶ原北近江線を建設することにより、日本原子力発電(株)敦賀発電所3、4号機から発生する電気の一部を中部電力(株)に送電するとともに、中部関西間連系線の2ルート化による信頼度向上ならびに中部電力(株)及び関西電力(株)の地内系統の信頼度向上も図ることが可能となる。

表5 連系線強化策

区間	名称	電圧 (kV)	送電容量 (MW)	使用開始年月
東京～中部	東清水FC	-	300 (100)	平成26年12月 (平成18年3月)
中部～関西	関ヶ原北近江線	500	6,684 (一回線当たり)	平成28年6月

()内は、一部暫定運用

なお、平成21年3月26日に電力系統利用協議会(ESCJ)において、平成19年7月16日に発生した新潟県中越沖地震に起因した関東圏の電力需給ひっ迫に関し、広域流通を通じた安定供給の向上に資するものとして、東京中部間連系設備(FC)を30万kW増強することが望ましいとの提言がなされている。

別表1 平成31年度までの電力会社別需給バランス(1/5)

		平成21年度 (2009年度)	平成22年度 (2010年度)	平成23年度 (2011年度)	平成24年度 (2012年度)	平成25年度 (2013年度)	
北海道電力	供給力 (万kW)	549(652)	646(677)	631(677)	636(685)	640(693)	
	最大需要電力 (万kW)	445(530)	471(540)	475(545)	479(551)	485(557)	
	供給予備率 (%)	23.3%(22.9%)	37.2%(25.4%)	32.9%(24.2%)	32.9%(24.4%)	32.1%(24.4%)	
	新規電源	自社電源 (万kW)		H21.12 泊3号 91.2(原子力) H21.11 苫小牧1号(原重油 原重油・天然ガス)25		H23年度 伊達ソーラー 0.1(太陽光)	H25.3 朱鞠内 0.088(一般水力)
		他社受電 (万kW)					
	東北電力	供給力 (万kW)	1,608(1,672)	1,609	1,597	1,571	1,592
最大需要電力 (万kW)		1,270(1,395)	1,379	1,385	1,395	1,406	
供給予備率 (%)		26.5%(19.9%)	16.7%	15.3%	12.6%	13.2%	
新規電源		自社電源 (万kW)		H22.7 仙台4号 44.6(LNG)	H23.5 森吉 1.1(一般水力) H23.7 新潟5号系列 10.9(LNG)	H24.1 八戸太陽光 0.15(太陽光) H24.1 仙台太陽光 0.2(太陽光)	
		他社受電 (万kW)	H21.7 磯子新2号 10.0/60.0 (電発)(石炭)	H22.2 北ノ又第三 0.0061(岩手県) (一般水力) H22.6 新野川第一 1.0(山形県) (一般水力)	H22.12 広神 0.16(新潟県) (一般水力)		

供給力、最大需要電力は送電端 9月以降の新規主要電源及び運転開始月が未定の電源は次年度に記載 印は平成22年度着工予定
 最大需要電力を8月以外で記録する場合、括弧書きで記載。(北海道電力の最大需要電力は12月に、東北電力の21年度最大電力は1月に発生)

平成26年度 (2014年度)	平成27年度 (2015年度)	平成28年度 (2016年度)	平成29年度 (2017年度)	平成30年度 (2018年度)	平成31年度 (2019年度)
634(708)	599(654)	636(679)	651(679)	623(675)	610(663)
490(564)	495(570)	501(576)	506(583)	511(589)	517(596)
29.4%(25.7%)	20.9%(14.8%)	27.0%(18.0%)	28.7%(16.6%)	21.9%(14.6%)	18.1%(11.3%)
	H26.10 京極1号 20.0(揚水)				
H25.10 サンプル 0.1/0.1 (ほくでんエコエナ ジー)(一般水力)	H26.11 大間 4.9/138.3 (電発)(原子力) H27.4 シューパロ 2.66/2.66 (北海道)(一般水力)	H28.3 新桂沢 1.68/1.68 (電発)(一般水力)			
1,593	1,619	1,627	1,669	1,669	1,669
1,417	1,428	1,444	1,460	1,476	1,492
12.4%	13.4%	12.7%	14.3%	13.1%	11.8%
H25年度 原町太陽光 0.1級(太陽光) H25.12 H1 0.023(一般水力)	H27.7 H2 0.45(一般水力)	H28.7 新仙台3-1 49.0/98.0 (LNG) H28.5 津軽 0.85(一般水力)	H29.7 新仙台3-2 49.0/98.0 (LNG)		
H25.12 胎内第四 0.26(新潟県) (一般水力) H26.7 胆沢第一 1.42(電発) (一般水力) H26.7 胆沢第三 0.15(岩手県) (一般水力)	H26.11 大間 12.4/138.3 (電発)(原子力)			H30.4 成瀬 0.39 (秋田)(一般水力)	

別表1 平成31年度までの電力会社別需給バランス(2/5)

		平成21年度 (2009年度)	平成22年度 (2010年度)	平成23年度 (2011年度)	平成24年度 (2012年度)	平成25年度 (2013年度)	
東京電力	供給力 (万kW)	6,459(6,400)	6,132	6,240	6,327	6,405	
	最大需要電力 (万kW)	5,025(5,254)	5,665	5,755	5,813	5,872	
	供給予備率 (%)	28.5%(21.8%)	8.3%	8.4%	8.8%	9.1%	
	新規電源	自社電源 (万kW)	H21.2 川崎1号1軸 50.0/150.0(LNG)	H21.11 富津4号2軸 50.7/152.0(LNG)	H22.10 富津4号3軸 50.7/152.0(LNG) H22.12 栃川 0.1(一般水力) H23.1 砥川 0.024(一般水力) H23.8 浮島 0.7(太陽光)	H23.11 h4 0.025(一般水力) H24.6 日向山 0.1(一般水力) H24.3 東伊豆 1.837(風力) H24.7 神流川2号 47/282(揚水) H23.12 扇島 1.3(太陽光) H23年度 米倉山 (第1期) 0.5 (太陽光)	H25.2 川崎2号1軸 50.0/192.0(LNG)
		他社受電 (万kW)	H21.7 磯子新2号 50.0/60.0 (電発)(石炭)	H22.2 道志第4 0.0059(神奈川県)(一般水力) H22.4 塩川第二 0.0082(山梨県)(一般水力) H22.4 若彦トンネル湧水 0.008(山梨県)(一般水力)	H23.2 華川 0.013(東京発電) (一般水力) H23.6 新利南 0.1(群馬県) (一般水力)	H24.6 君津共同6号 7.645/15.29 (君津共火)(その他)	
	供給力 (万kW)	2,989(2,941)	3,040	2,903	2,891	2,839	
最大需要電力 (万kW)	2,313(2,317)	2,540	2,570	2,591	2,612		
供給予備率 (%)	29.2%(27.0%)	19.7%	13.0%	11.6%	8.7%		
中部電力	新規電源	自社電源 (万kW)	H20.10 新名古屋8号系列 40/153.44(LNG)	H22.2 御前崎(1期) 0.6(風力)	H22.11 御前崎(2期) 1.6(風力) H22.9 須佐渡 0.023(一般水力) H23.2 メガソーラーいいだ 0.1(太陽光)	H23.10 メガソーラーたけとよ 0.75(太陽光) H24.7 上越1号系列 第1軸 59.5/119.0(LNG)	H25.1 上越1号系列 第2軸 59.5/119.0(LNG) H25.7 上越2号系列 第1軸 59.5/119.0(LNG)
		他社受電 (万kW)				H23年度以降 川上 0.12 (三重県)(一般水力)	

最大需要電力を8月以外で記録した場合、括弧書きで記載。(東京電力及び中部電力の21年度最大需要電力は7月に発生)

平成26年度 (2014年度)	平成27年度 (2015年度)	平成28年度 (2016年度)	平成29年度 (2017年度)	平成30年度 (2018年度)	平成31年度 (2019年度)
6,463	6,517	6,565	6,620	6,670	6,702
5,927	5,979	6,028	6,073	6,114	6,150
9.0%	9.0%	8.9%	9.0%	9.1%	9.0%
H26.6 h2 0.1(一般水力) H25.12 広野6号 60.0(石炭) H25.12 常陸那珂2号 100.0(石炭) H25年度 米倉山 (第2期) 0.5 (太陽光)			H28.10 福島第一7号 138.0(原子力) H29.3 東通1号 138.5(原子力) H28年度 川崎2号2軸 71.0/192.0 (LNG)	H29.10 福島第一8号 138.0(原子力) H29年度 川崎2号3軸 71.0/192.0(LNG)	
H25.11 鹿島共同5号 15.0/30.0 (鹿島共火)(その他)	H26.11 大間原子力 46.2/138.3 (電発)(原子力)				
2,903	2,902	2,952	3,013	3,013	3,012
2,633	2,654	2,675	2,695	2,715	2,735
10.2%	9.4%	10.3%	11.8%	11.0%	10.1%
H26.5 上越2号系列 第2軸 59.5/119.0 (LNG) H26.6 徳山 15.34 (一般水力)					
	H26.11 大間原子力 20.5/138.3 (電発)(原子力)	H28.3 敦賀3号 72.3/153.8 (原電)(原子力)	H29.3 敦賀4号 72.3/153.8 (原電)(原子力)		

別表1 平成31年度までの電力会社別需給バランス(3 / 5)

		平成21年度 (2009年度)	平成22年度 (2010年度)	平成23年度 (2011年度)	平成24年度 (2012年度)	平成25年度 (2013年度)	
北陸電力	供給力 (万kW)	588	613	618	623	620	
	最大需要電力 (万kW)	473	515	520	526	531	
	供給予備率 (%)	24.2%	19.0%	18.9%	18.5%	16.7%	
	新規電源	自社電源 (万kW)			H22.11 仏原ダム 0.021(一般水力)	H23年度 有峰ダム 0.017(一般水力) H23年度 富山太陽光 (太陽光) 0.1 H23年度 志賀太陽光 (太陽光) 0.1	H24年度 新猪谷ダム 0.047(一般水力) H24年度 珠洲太陽光 (太陽光) 0.1 H24年度 三国太陽光 (太陽光) 0.1
		他社受電 (万kW)					
	関西電力	供給力 (万kW)	3,312	3,331	3,293	3,354	3,266
最大需要電力 (万kW)		2,701	2,926	2,955	2,973	2,988	
供給予備率 (%)		22.6%	13.8%	11.4%	12.8%	9.3%	
新規電源		自社電源 (万kW)	H21.4,7 堺港1,2号 40.0×2(LNG)	H21.10,H22.4 堺港3,4号 40.0×2(LNG) H22.8 舞鶴2号 90.0(石炭) H22.3 原 0.5(一般水力)	H22.9 堺港5号 40.0(LNG) H23.6 大桑野尻 0.048(一般水力)	H23.10 堺第7-3区(仮称) 1.0(太陽光) H24.6 大滝 0.05/1.05(一般水力)	H24.12 新黒薙第二(仮称) 0.19(一般水力)
		他社受電 (万kW)			H23.2 関工ネ淡路風力 2.4/2.4(風力)		

平成26年度 (2014年度)	平成27年度 (2015年度)	平成28年度 (2016年度)	平成29年度 (2017年度)	平成30年度 (2018年度)	平成31年度 (2019年度)
620	620	623	630	630	630
537	543	549	554	560	565
15.4%	14.2%	13.6%	13.7%	12.6%	11.5%
H25年度 H1 0.01 (一般水力)					
	H26.11 大間原子力 4.3/138.3 (電発)(原子力)	H28.3 敦賀3号 7.69/153.8 (原電)(原子力)	H29.3 敦賀4号 7.69/153.8 (原電)(原子力)		
3,251	3,343	3,373	3,437	3,437	3,437
3,001	3,012	3,021	3,031	3,040	3,050
8.3%	11.0%	11.7%	13.4%	13.0%	12.7%
H25.10,H26.3.7 姫路第二1,2,3号 48.65 × 3 (LNG)	H26.11,H27.6 姫路第二4,5号 48.65 × 2 (LNG)	H27.10 姫路第二6号 48.65 (LNG)			
	H26.11 大間原子力 23.4/138.3 (電発)(原子力)	H28.3 敦賀3号 73.8/153.8 (原電)(原子力)	H29.3 敦賀4号 73.8/153.8 (原電)(原子力)		

別表1 平成31年度までの電力会社別需給バランス(4/5)

		平成21年度 (2009年度)	平成22年度 (2010年度)	平成23年度 (2011年度)	平成24年度 (2012年度)	平成25年度 (2013年度)	
中国電力	供給力 (万kW)	1,283	1,336	1,344	1,380	1,335	
	最大需要電力 (万kW)	1,026	1,128	1,136	1,151	1,162	
	供給予備率 (%)	25.1%	18.5%	18.3%	19.9%	14.9%	
	新規電源	自社電源 (万kW)	H21.4 水島1号(改造) 28.5(石炭 LNG)			H23.12 島根3号 137.3(原子力) H23.12 福山太陽光 0.3(太陽光)	
		他社受電 (万kW)		H22.5 志津見 0.17/0.17(島根県) (一般水力)	H23.6 袋川 0.11/0.11(鳥取県) (一般水力)		
四国電力	供給力 (万kW)	644	667	651	634	671	
	最大需要電力 (万kW)	515	542	548	550	553	
	供給予備率 (%)	25.0%	23.1%	18.7%	15.3%	21.3%	
	新規電源	自社電源 (万kW)		H22.3 坂出4号(改造) 35(石油 LNG) H22.4 蔭平2号 0.015(一般水力) H22.8 坂出1号 29.6(LNG)	H23.1 松山太陽光 0.1742(太陽光)		
		他社受電 (万kW)					

平成26年度 (2014年度)	平成27年度 (2015年度)	平成28年度 (2016年度)	平成29年度 (2017年度)	平成30年度 (2018年度)	平成31年度 (2019年度)
1,287	1,287	1,321	1,321	1,406	1,406
1,173	1,184	1,195	1,206	1,217	1,228
9.7%	8.7%	10.5%	9.5%	15.5%	14.5%
H26.7 H1 0.019(一般水力)				H29年度 三隅2号 40.0 (石炭) H30.3 上関1号 137.3 (原子力)	
	H26.11 大間原子力 9.3/138.3 (電発)(原子力) H27.4 平瀬 0.12/0.12(山口県) (一般水力)				
657	657	623	647	646	646
556	559	561	563	565	567
18.2%	17.5%	11.0%	14.8%	14.4%	14.0%
			H28年度 坂出2号 28級(LNG)		
	H26.11 大間原子力 4.4/138.3 (電発)(原子力)				

別表1 平成31年度までの電力会社別需給バランス(5/5)

		平成21年度 (2009年度)	平成22年度 (2010年度)	平成23年度 (2011年度)	平成24年度 (2012年度)	平成25年度 (2013年度)	
九州電力	供給力 (万kW)	1,914	1,844	1,983	1,875	1,886	
	最大需要電力 (万kW)	1,601	1,656	1,672	1,687	1,702	
	供給予備率 (%)	19.5%	11.4%	18.6%	11.2%	10.8%	
	新規電源	自社電源 (万kW)	H21.1 小丸川3号 30.0/120.0 (揚水) H21.3 尾鈴 0.033(一般水力)	H22.7 小丸川1号 30.0/120.0 (揚水)	H23.5 川原2号 0.015(一般水力) H23.7 小丸川2号 30.0/120.0 (揚水) H22.11 メガソーラー大牟田 0.3(太陽光)	H24.3 嘉瀬川 0.28 (一般水力)	H25.3 上椎葉3号 0.031 (一般水力)
		他社受電 (万kW)					
沖縄電力	供給力 (万kW)	196	195	192	191	213	
	最大需要電力 (万kW)	142	143	145	147	150	
	供給予備率 (%)	37.5%	36.3%	32.5%	29.6%	42.1%	
	新規電源	自社電源 (万kW)			H23.1 南大東可倒式風力発 電設備 0.0245×2 (風 力)		H24.11 吉の浦1号 25.1 (LNG) H25.5 吉の浦2号 25.1 (LNG)
		他社受電 (万kW)					
10社計	供給力 (万kW)	19,540	19,414	19,453	19,483	19,466	
	最大需給電力 (万kW)	15,512	16,965	17,161	17,312	17,460	
	供給予備率 (%)	26.0%	14.4%	13.4%	12.5%	11.5%	

平成26年度 (2014年度)	平成27年度 (2015年度)	平成28年度 (2016年度)	平成29年度 (2017年度)	平成30年度 (2018年度)	平成31年度 (2019年度)
1,886	1,898	1,934	1,934	1,932	1,934
1,717	1,731	1,746	1,761	1,776	1,790
9.8%	9.7%	10.8%	9.8%	8.8%	8.1%
H25.10 一ツ瀬3号 0.027 (一般水力)	H26.10 新甲佐 0.72 (一般水力)	H28.7 新大分3号系列 第4軸 40級/169.5 (LNG)			
	H26.11 大間原子力 12.9/138.3 (電発)(原子力)				
	H27.2 大分共火3号 7.25/14.5 (その他ガス)				
214	214	227	235	236	228
152	154	157	159	161	164
40.4%	38.3%	45.1%	47.5%	46.1%	39.1%
		H28.5 吉の浦3号 25.1 (LNG)			
19,507	19,655	19,881	20,154	20,261	20,274
17,603	17,739	17,876	18,008	18,135	18,257
10.8%	10.8%	11.2%	11.9%	11.7%	11.0%

別表2 電源開発計画
 2-1 水力発電所
 2-1-1 建設中地点

事業者名	発電所名称 ・設備番号	所在地	出力 (万kW)	着工年月	運転開始年月	備考
北海道電力	京極1号	北海道	20.0/60.0	平成13年9月 (2001年9月)	平成26年10月 (2014年10月)	揚水
	京極2・3号		20.0×2 /60.0		平成32年度以降 (2020年度以降)	
東北電力	森吉	秋田	1.10	平成19年8月 (2007年8月)	平成23年5月 (2011年5月)	一般
東京電力	栢川	長野	0.1	平成21年3月 (2009年3月)	平成22年12月 (2010年12月)	一般
	神流川2号	群馬	47.0/282.0	平成9年2月 (1997年2月)	平成24年7月 (2012年7月)	揚水
	神流川 3~6号		47.0×4 /282.0		平成32年度以降 (2020年度以降)	
葛野川3・4号	山梨	40.0×2 /160.0	平成9年8月 (1997年8月)	平成32年度以降 (2020年度以降)	揚水	
中部電力	徳山1・2号	岐阜	15.34	平成20年9月 (2008年9月)	平成26年6月 (2014年6月)	一般
	須砂渡	長野	0.023	平成21年6月 (2009年6月)	平成22年9月 (2010年9月)	一般
北陸電力	仏原ダム	福井	0.021	平成21年11月 (2009年11月)	平成22年11月 (2010年11月)	一般
関西電力	大滝	奈良	0.05/1.05	平成11年10月 (1999年10月)	平成24年6月 (2012年6月)	一般
四国電力	蔭平2号	徳島	0.015	平成21年8月 (2009年8月)	平成22年4月 (2010年4月)	一般
九州電力	小丸川1号	宮崎	30.0/120.0	平成11年2月 (1999年2月)	平成22年7月 (2010年7月)	揚水
	小丸川2号		30.0/120.0		平成23年7月 (2011年7月)	
	嘉瀬川	佐賀	0.28	平成20年6月 (2008年6月)	平成24年3月 (2012年3月)	一般
合 計			451.9万kW (12地点)			

2-1-2 着工準備中地点

事業者名	発電所名称・設備番号	所在地	出力(万kW)	着工年月	運転開始年月	備考
北海道電力	朱鞠内	北海道	0.088	—	平成25年3月 (2013年3月)	一般
東北電力	H1		0.023	平成25年2月 (2013年2月)	平成25年12月 (2013年12月)	一般
	H2		0.45	平成25年4月 (2013年4月)	平成27年7月 (2015年7月)	一般
	津軽	青森	0.85	平成22年8月 (2010年8月)	平成28年5月 (2016年5月)	一般
東京電力	h2		0.1	平成24年11月 (2012年11月)	平成26年6月 (2014年6月)	一般
	日向山	長野	0.1	平成22年8月 (2010年8月)	平成24年6月 (2012年6月)	一般
	砥川	栃木	0.024	—	平成23年1月 (2011年1月)	一般
	h4		0.025	—	平成23年11月 (2011年11月)	一般
北陸電力	有峰ダム	富山	0.017	平成22年7月 (2010年7月)	平成23年度 (2011年度)	一般
	新猪谷ダム	岐阜	0.047	平成22年9月 (2010年9月)	平成24年度 (2012年度)	一般
	H1		0.01	平成24年度 (2012年度)	平成25年度 (2013年度)	一般
関西電力	大桑野尻	長野	0.048	—	平成23年6月 (2011年6月)	一般
	新黒薙第二 (仮称)	富山	0.19	平成24年4月 (2012年4月)	平成24年12月 (2012年12月)	一般
中国電力	H1		0.019	—	平成26年7月 (2014年7月)	一般
九州電力	川原2号	宮崎	0.015	平成22年6月 (2010年6月)	平成23年5月 (2011年5月)	一般
	上椎葉3号	宮崎	0.031	平成23年6月 (2011年6月)	平成25年3月 (2013年3月)	一般
	一ツ瀬3号	宮崎	0.027	平成24年6月 (2012年6月)	平成25年10月 (2013年10月)	一般
	新甲佐	熊本	0.72	平成24年6月 (2012年6月)	平成26年10月 (2014年10月)	一般
電源開発	胆沢第一	岩手	1.42	平成23年4月 (2011年4月)	平成26年7月 (2014年7月)	一般
	新桂沢	北海道	1.68	平成25年4月 (2013年4月)	平成28年3月 (2016年3月)	一般
合計			5.884万kW	(20地点)		

2-2 火力発電所

2-2-1 建設中地点

事業者名	発電所名称・設備番号	所在地	出力 (万kW)	着工年月	運転開始年月	備考
東北電力	仙台4号	宮城	44.6	平成19年9月 (2007年9月)	平成22年7月 (2010年7月)	LNG
	新潟5-1号	新潟	5.45 /10.9	平成21年7月 (2009年7月)	平成23年7月 (2011年7月)	LNG
	新潟5-2号		5.45 /10.9			
東京電力	富津4号系列 第3軸	千葉	50.7/152.0	平成10年3月 (1998年3月)	平成22年10月 (2010年10月)	LNG
	広野6号	福島	60.0	平成20年10月 (2008年10月)	平成25年12月 (2013年12月)	石炭
	常陸那珂2号	茨城	100.0	平成12年5月 (2000年5月)	平成25年12月 (2013年12月)	石炭
	川崎2号系列 第1軸	神奈川	50.0/192.0	平成21年7月 (2009年7月)	平成25年2月 (2013年2月)	LNG
中部電力	上越1号系列 第1軸	新潟	59.5/119.0	平成19年3月 (2007年3月)	平成24年7月 (2012年7月)	LNG
	上越1号系列 第2軸		59.5/119.0		平成25年1月 (2013年1月)	
	上越2号系列 第1軸	新潟	59.5/119.0	平成20年4月 (2008年4月)	平成25年7月 (2013年7月)	LNG
	上越2号系列 第2軸		59.5/119.0	平成22年2月 (2010年2月)	平成26年5月 (2014年5月)	
関西電力	舞鶴2号	京都	90.0	平成11年3月 (1999年3月)	平成22年8月 (2010年8月)	石炭
	堺港4号	大阪	40.0	平成18年10月 (2006年10月)	平成22年4月 (2010年4月)	LNG
	堺港5号		40.0	平成18年10月 (2006年10月)	平成22年9月 (2010年9月)	
四国電力	坂出1号	香川	29.6	平成19年11月 (2007年11月)	平成22年8月 (2010年8月)	LNG
九州電力	松浦2号	長崎	100.0	平成13年3月 (2001年3月)	平成35年度以降 (2023年度以降)	石炭
沖縄電力	吉の浦火力 1号	沖縄	25.1	平成18年10月 (2006年10月)	平成24年11月 (2012年11月)	LNG
	吉の浦火力 2号		25.1	平成18年10月 (2006年10月)	平成25年5月 (2013年5月)	LNG
火力一括		4基	2.7			
合 計			906.7万kW (22基)			

2-2-2 着工準備中地点

事業者名	発電所名称・設備番号	所在地	出力(万kW)	着工年月	運転開始年月	備考
東北電力	新仙台3-1号	宮城	49.0/98.0	平成23年11月 (2011年11月)	平成28年7月 (2016年7月)	LNG
	新仙台3-2号		49.0/98.0		平成29年7月 (2017年7月)	
	上越1号	新潟	144	平成31年度 (2019年度)	平成35年度 (2023年度)	LNG
東京電力	川崎2号系列 第2軸	神奈川	71.0/192.0	平成24年度 (2012年度)	平成28年度 (2016年度)	LNG
	川崎2号系列 第3軸		71.0/192.0		平成29年度 (2017年度)	
	五井1号系列	千葉	71.0×3 /213.0	平成29年度以降 (2017年度以降)	平成32年度以降 (2020年度以降)	LNG
関西電力	姫路第二 1号	兵庫	48.65	平成22年5月 (2010年5月)	平成25年10月 (2013年10月)	LNG
	姫路第二 2号		48.65		平成26年3月 (2014年3月)	
	姫路第二 3号		48.65		平成26年7月 (2014年7月)	
	姫路第二 4号		48.65		平成26年11月 (2014年11月)	
	姫路第二 5号		48.65		平成27年6月 (2015年6月)	
	姫路第二 6号		48.65		平成27年10月 (2015年10月)	
	和歌山 1・2号系列	和歌山	82.2×4, 41.1/370	平成27年度以降 (2015年度以降)	平成32年度以降 (2020年度以降)	LNG
中国電力	三隅2号	島根	40.0	平成26年度 (2014年度)	平成29年度 (2017年度)	石炭
四国電力	坂出2号	香川	28級	平成26年度 (2014年度)	平成28年度 (2016年度)	LNG
九州電力	新大分3号系列 第4軸	大分	40級	平成25年7月 (2013年7月)	平成28年7月 (2016年7月)	LNG
沖縄電力	吉の浦火力 3号	沖縄	25.1	平成25年11月 (2013年11月)	平成28年5月 (2016年5月)	LNG
	吉の浦火力 4号		25.1	平成28年11月 (2016年11月)	平成32年5月 (2020年5月)	LNG
火力一括		13基	4.2			
合 計 1,421.3万kW (44基)						

2-3 原子力発電所

2-3-1 建設中地点

事業者名	発電所名称 ・設備番号	所在地	出力 (万kW)	着工年月	運転開始年月	備考
中国電力	島根3号	島根	137.3	平成17年12月 (2005年12月)	平成23年12月 (2011年12月)	ABWR
電源開発	大間原子力	青森	138.3	平成20年5月 (2008年5月)	平成26年11月 (2014年11月)	ABWR
合 計			275.6万kW (2基)			

2-3-2 着工準備中地点

事業者名	発電所名称 ・設備番号	所在地	出力 (万kW)	着工年月	運転開始年月	備考
東北電力	浪江・小高	福島	82.5	平成28年度 (2016年度)	平成33年度 (2021年度)	BWR
	東通2号	青森	138.5	平成28年度以降 (2016年度以降)	平成33年度以降 (2021年度以降)	ABWR
東京電力	福島第一7号	福島	138.0	平成24年4月 (2012年4月)	平成28年10月 (2016年10月)	ABWR
	福島第一8号	福島	138.0	平成24年4月 (2012年4月)	平成29年10月 (2017年10月)	ABWR
	東通1号	青森	138.5	平成22年12月 (2010年12月)	平成29年3月 (2017年3月)	ABWR
	東通2号	青森	138.5	平成26年度以降 (2014年度以降)	平成32年度以降 (2020年度以降)	ABWR
中部電力	浜岡6号	静岡	140級	平成27年度 (2015年度)	平成32年度以降 (2020年度以降)	ABWR
中国電力	上関1号	山口	137.3	平成24年6月 (2012年6月)	平成30年3月 (2018年3月)	ABWR
	上関2号	山口	137.3	平成29年度 (2017年度)	平成34年度 (2022年度)	ABWR
九州電力	川内3号	鹿児島	159.0	平成25年度 (2013年度)	平成31年度 (2019年度)	APWR
日本原子力 発電	敦賀3号	福井	153.8	平成22年10月 (2010年10月)	平成28年3月 (2016年3月)	APWR
	敦賀4号	福井	153.8	平成22年10月 (2010年10月)	平成29年3月 (2017年3月)	APWR
合 計			1,655.2万kW (12基)			

2-4 新エネルギー等発電所

2-4-1 建設中地点

事業者名	発電所名称 ・設備番号	所在地	出力 (万kW)	着工年月	運転開始年月	備考
東京電力	浮島太陽光	神奈川	0.7	平成22年2月 (2010年2月)	平成23年8月 (2011年8月)	太陽光
	扇島太陽光	神奈川	1.3	平成22年2月 (2010年2月)	平成23年12月 (2011年12月)	太陽光
中部電力	御前崎(2期)	静岡	1.6	平成21年7月 (2009年7月)	平成22年11月 (2010年11月)	風力
	メガソーラー たけとよ	愛知	0.75	平成21年9月 (2009年9月)	平成23年10月 (2011年10月)	太陽光
関西電力	堺第7-3区(仮 称)	大阪	1.0	平成21年9月 (2009年9月)	平成23年10月 (2011年10月)	太陽光
九州電力	メガソーラー 大牟田	福岡	0.3	平成21年11月 (2009年11月)	平成22年11月 (2010年11月)	太陽光
合 計			5.65万kW (6地点)			

2-4-2 着工準備中地点

事業者名	発電所名称 ・設備番号	所在地	出力 (万kW)	着工年月	運転開始年月	備考
北海道電力	伊達ソーラー	北海道	0.1	平成22年6月 (2010年6月)	平成23年度 (2011年度)	太陽光
東北電力	八戸太陽光	青森	0.15	平成23年2月 (2011年2月)	平成24年1月 (2012年1月)	太陽光
	仙台太陽光	宮城	0.20	平成23年2月 (2011年2月)	平成24年1月 (2012年1月)	太陽光
	原町太陽光	福島	0.1級	平成23年度 (2011年度)	平成25年度 (2013年度)	太陽光
東京電力	東伊豆風力	静岡	1.837	平成22年6月 (2010年6月)	平成24年3月 (2012年3月)	風力
	米倉山太陽光 (第1期)	山梨	0.5	平成22年度 (2010年度)	平成23年度 (2011年度)	太陽光
	米倉山太陽光 (第2期)	山梨	0.5	平成22年度 (2010年度)	平成25年度 (2013年度)	太陽光
中部電力	メガソーラー いいだ	長野	0.10	平成22年8月 (2010年8月)	平成23年2月 (2011年2月)	太陽光
北陸電力	富山太陽光	富山	0.1	平成23年2月 (2011年2月)	平成23年度 (2011年度)	太陽光
	志賀太陽光	石川	0.1	平成23年2月 (2011年2月)	平成23年度 (2011年度)	太陽光
	珠洲太陽光	石川	0.1	平成23年度 (2011年度)	平成24年度 (2012年度)	太陽光
	三国太陽光	福井	0.1	平成23年度 (2011年度)	平成24年度 (2012年度)	太陽光
中国電力	福山太陽光	広島	0.3	平成22年11月 (2010年11月)	平成23年12月 (2011年12月)	太陽光
沖縄電力	南大東可倒式風 力発電設備1・2号	沖縄	0.0245 × 2 /0.049	平成22年6月 (2010年6月)	平成23年1月 (2011年1月)	風力
合 計			4.236万kW (13地点)			

2 - 5 - 1 水力発電所の増出力計画

建設中地点

事業者名	発電所名称 ・設備番号	所在地	出力 (万kW)	着工年月	運転開始年月	備考
東北電力	大池第二	青森	1.07 (+0.07)		平成22年12月 (2010年12月)	一般
	豊実1, 2号	新潟	6.18 (+0.54)		平成25年9月 (2013年9月)	一般
中国電力	土居	広島	0.820 (+0.02)	平成20年5月 (2008年5月)	平成22年5月 (2010年5月)	一般
電源開発	田子倉3号	福島	10 (+0.5)		平成22年5月 (2010年5月)	一般
	田子倉1号		10 (+0.5)		平成24年5月 (2012年5月)	一般
合計			+1.63万kW (4地点)			

着工準備中地点

事業者名	発電所名称 ・設備番号	所在地	出力 (万kW)	着工年月	運転開始年月	備考
東北電力	鹿瀬1, 2号	新潟	5.41 (+0.46)		平成27年3月 (2015年3月)	一般
東京電力	駒橋	山梨	2.22 (+0.1)		平成22年12月 (2010年12月)	一般
	清津川	新潟	1.63 (+0.03)		平成24年11月 (2012年11月)	一般
関西電力	黒部川第二1号	富山	7.22 (+0.02)		平成25年9月 (2013年9月)	一般
九州電力	塚原	宮崎	6.389 (+0.08)		平成30年9月 (2018年9月)	一般
合計			+0.69万kW (5地点)			

2 - 5 - 2 火力発電所の増出力計画

建設中地点

事業者名	発電所名称 ・設備番号	所在地	出力 (万kW)	着工年月	運転開始年月	備考
中部電力	新名古屋 8号系列	愛知	160.0 (+6.56)		平成22年10月 (2010年10月)	LNG
合計			+6.56万kW (1地点)			

2 - 5 - 3 新エネルギー等発電所の増出力計画

建設中地点

事業者名	発電所名称 ・設備番号	所在地	出力 (万kW)	着工年月	運転開始年月	備考
四国	松山太陽光	愛媛	0.2042 (+0.1742)	平成22年2月 (2010年2月)	平成23年1月 (2011年1月)	太陽光
合計			+0.1742万kW (1地点)			

別表3 平成22年度の電力会社間融通計画

[単位 : 万 kW、億 kWh]

	平成20年度実績		平成21年度推定実績		平成22年度計画	
	8月 最大電力	年間 電力量	8月 最大電力	年間 電力量	8月 最大電力	年間 電力量
全国融通	0	0	0	0	-	-
二社間融通	856	508	729	458	711	468
融通合計	856	508	729	458	711	468

融通種別の内容は、以下のとおり

- ・全国融通電力：電力各社間で電力系統の安定維持を図り、広域運営を円滑に行うことを目的として締結された全国融通契約書に基づき受給される融通。
- ・二社間融通電力：電力二社間で相互に電力設備の有効利用を図ることを目的として締結された二社間融通契約書に基づき受給される融通。

別表4 平成22年度に着工を予定している10万kW以上の主要電源

事業者名	発電所名称 ・設備番号	所在地	出力 (万kW)	着工年月	備考
東京電力	東通1号	青森	138.5	平成22年12月 (2010年12月)	ABWR
関西電力	姫路第二 1号	兵庫	48.65	平成22年5月 (2010年5月)	LNG
	姫路第二 2号		48.65		
	姫路第二 3号		48.65		
	姫路第二 4号		48.65		
	姫路第二 5号		48.65		
	姫路第二 6号		48.65		
日本原子力 発電	敦賀3号	福井	153.8	平成22年10月 (2010年10月)	APWR
	敦賀4号	福井	153.8	平成22年10月 (2010年10月)	

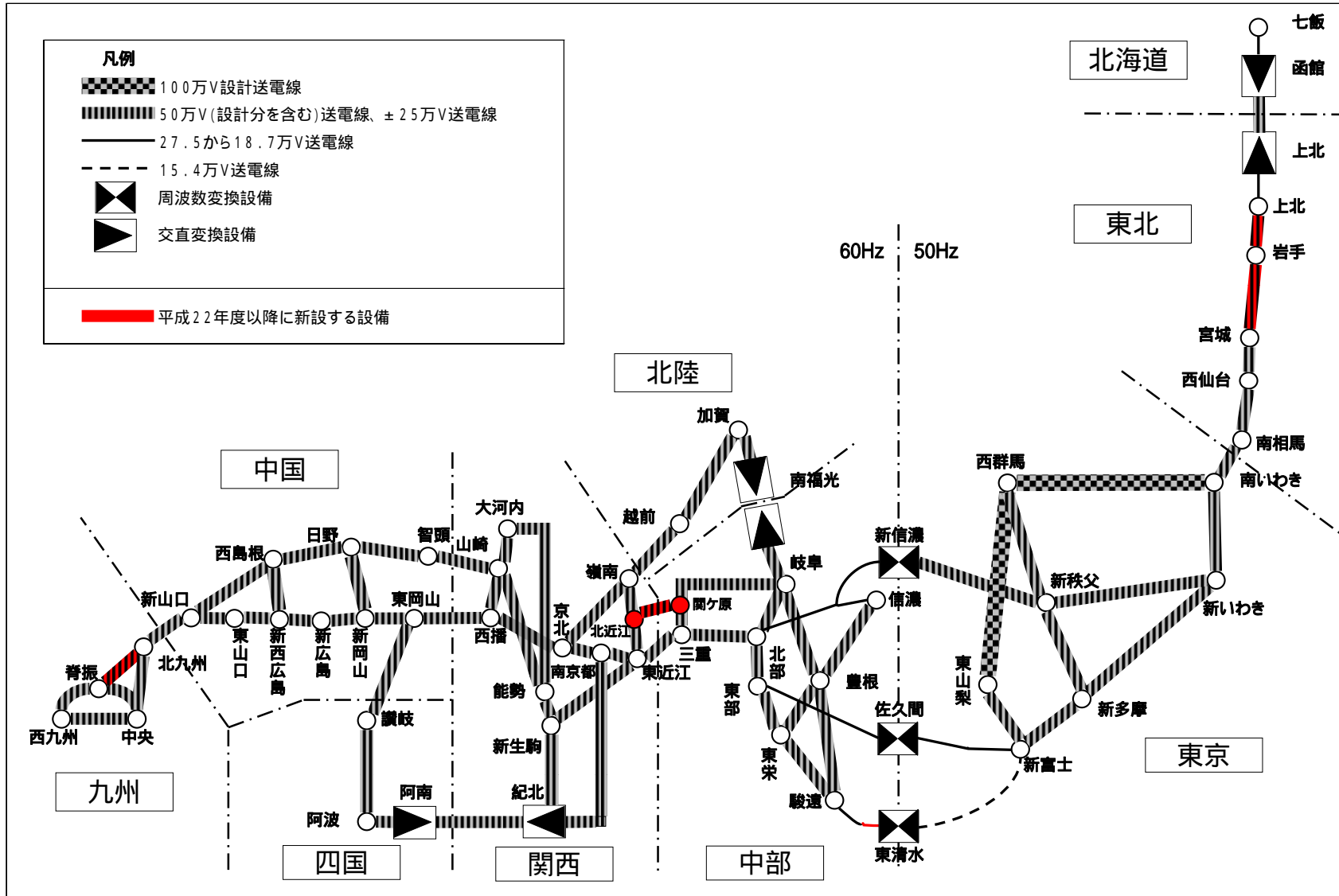
別表5 平成22年度に運転開始を予定している10万kW以上の主要電源

事業者名	発電所名称 ・設備番号	所在地	出力 (万kW)	運転開始年月	備考
東北電力	仙台4号	宮城	44.6	平成22年7月 (2010年7月)	LNG
東京電力	富津4号系列 第3軸	千葉	50.7/152.0	平成22年10月 (2010年10月)	LNG
関西電力	舞鶴2号	京都	90.0	平成22年8月 (2010年8月)	石炭
	堺港4号	大阪	40.0	平成22年4月 (2010年4月)	LNG
	堺港5号		40.0	平成22年9月 (2010年9月)	
四国電力	坂出1号	香川	29.6	平成22年8月 (2010年8月)	LNG
九州電力	小丸川1号	宮崎	30.0/120.0	平成22年7月 (2010年7月)	揚水

別表6 平成22年度に廃止を予定している10万kW以上の主要電源

事業者名	発電所名称 ・設備番号	所在地	出力 (万kW)	廃止年月	備考
関西電力	堺港8号	大阪	25.0	平成22年9月 (2010年9月)	LNG
	姫路第二1号	兵庫	25.0	平成22年10月 (2010年10月)	LNG
	姫路第二2号		32.5	平成22年10月 (2010年10月)	
	姫路第二3号		32.5	平成22年10月 (2010年10月)	

別表7 平成31年度末における連系系統概要



電力需要想定（一般電気事業者の供給区域の電力需要）

今回の供給計画における一般電気事業者の供給区域の電力需要¹について、平成31年度までの需要電力量、最大需要電力²及び年負荷率³の見通しは、それぞれ次のとおりである。

（1）平成21年度推定実績及び平成22年度見通し（短期）

① 需要電力量

＜平成21年度の実績見通し＞

平成21年度の供給区域における需要電力量10社合計は、8,739億kWh、対前年度伸び率は3.3%減（気温補正後⁴3.3%減）と20年度に引き続き2年連続の減少となる見込みである。

特定規模需要以外の需要を用途別に見ると、以下のとおりである。

- 電灯については、対前年度伸び率は0.8%増（気温補正後0.3%増）となる見込みである。これは、オール電化住宅の普及等があるものの、夏期の気温が前年に比較し低く推移したことによる冷房需要の減少などが要因として挙げられる。
- 低圧電力については、対前年度伸び率は4.1%減（気温補正後3.3%減）となる見込みである。これは、中小企業における転廃業の動きに加え、コンビニエンスストア等の需要家においては、原単位⁵の高い需要家向けメニュー⁶（電灯）への移行が引き続き見られることが要因として挙げられる。

特定規模需要については、対前年度伸び率は5.3%減（気温補正後5.2%減）となる見込みである。これは、今般の世界的な金融危機等の影響によるオフィス需要の低下や自動車産業などの生産活動の急落などが要因として挙げられる。

¹ 供給区域の電力需要：一般電気事業者が自らの供給区域において、自らの顧客に対して供給する需要（自社需要）に加え、特定規模電気事業者（PPS）の顧客に対して接続供給を行う需要を合計した需要。いわゆる流通対応需要。

² 最大需要電力：本概要では、最大3日平均電力（送電端）として表記。

³ 年負荷率：最大需要電力に対する年平均需要電力の比率。数値が高いほど、効率的な電力供給が可能となる。一般的に、負荷率の改善要因としては、省電力型機器の普及拡大、蓄熱システムやオール電化住宅の普及拡大等による負荷平準化対策等の推進などが挙げられる。一方、負荷率の悪化要因としては、冷房機器等の普及拡大や業務用電力の増加などが挙げられる。

⁴ 気温・うるう補正後：猛暑（冷夏）、厳冬（暖冬）による冷暖房機器等の稼働増減の影響を除くことにより、平年気温ベースの実態需要の把握するために行うもの。

⁵ 原単位：契約電力当たりの使用電力量。

⁶ 原単位の高い需要家向けメニュー：負荷平準化を図ることを目的として、平成14年度以降、低圧高負荷型契約が導入されている。基本料金が割高になるものの、電力量料金単価が従量電灯と比べ割安になることから、コンビニエンスストアや長時間営業の飲食店などを中心に加入が進んでいる。

<平成22年度の需要見通し>

平成22年度の供給区域における需要電力量10社合計は、8,933億kWh、対前年度伸び率は2.2%増（気温補正後2.3%増）となる見込みである。

特定規模需要以外の需要を用途別に見ると、以下のとおりである。

- 電灯については、対前年度伸び率は1.1%増（気温補正後1.2%増）となる見込みである。これは、オール電化住宅の普及拡大などが要因として挙げられる。
- 低圧電力については、対前年度伸び率は2.9%減（気温補正後2.1%減）となる見込みである。これは、原単位の高い需要家向けメニュー（電灯）への移行が一段落するものの、中小企業の転廃業に伴う影響から、需要数、原単位共に前年度を下回ることなどが要因として挙げられる。

特定規模需要については、対前年度伸び率は3.2%増（気温補正後3.3%増）となる見込みである。これは、景気の回復による商業用需要の増加、世界経済の回復に伴う輸出の増加などが要因として挙げられる。

②最大需要電力

<平成21年度の実績見通し>

平成21年度の供給区域における最大需要電力（8月）の10社合計値では、1億5,841万kW、対前年度増減率は11.3%減（気温補正後4.9%減）となった。これは、景気低迷の影響で生産活動が低水準で推移したことに加え、8月の最高気温が概ね前年を下回ったこと等により、冷房需要が減少したためである。

また、冬期の最大需要電力は、気温が前年に比べて低めに推移したことや世界経済の回復による生産活動の増加などにより、対前年度伸び率は増加となる見込みである。

<平成22年度の需要見通し>

平成22年度の最大需要電力（8月）は、1億7,355万kW、対前年度伸び率は9.6%増（気温補正後2.3%増）となる見込みである。これは、景気の回復による影響などが要因として挙げられる。

③年負荷率

<平成21年度の実績見通し>

平成21年度の年負荷率は、前年度から5.5ポイントの増加（気温補正後1.1ポイントの増加）の66.4%（気温補正後61.9%）となる見込みである。これは、夏期の最大需要の減少幅が必要電力量の減少幅を大きく上回る見込みであることが原因として挙げられる。

<平成22年度の見通し>

平成22年度の年負荷率は、平成21年度から4.4ポイントの低下（気温補正後は21年度から0.1ポイントの増加）の62.0%となる見込みである。これは、景気の回復により需要電力量が増加するものの、夏期の最大需要電力を下回る増加幅となる見込みであることが要因として挙げられる。

表 1-1 用途別需要電力量見通し（一般電気事業者の供給区域の需要：短期）

[単位：億 kWh]

	平成20年度 (2008年度) (実績)	平成21年度 (2009年度) 推定実績		平成22年度 (2010年度)	
			対前年 伸び率		対前年 伸び率
需要電力量 〔使用端(販売電力量)〕	9,033 〔9,029〕	8,739 〔8,730〕	-3.3% 〔-3.3%〕	8,933 〔8,933〕	2.2% 〔2.3%〕
特定規模需要 以外の需要	3,320 〔3,326〕	3,329 〔3,325〕	0.3% 〔-0.1%〕	3,349 〔3,349〕	0.6% 〔0.7%〕
電灯	2,853 〔2,864〕	2,875 〔2,874〕	0.8% 〔0.3%〕	2,907 〔2,907〕	1.1% 〔1.2%〕
電力	468 〔462〕	453 〔451〕	-3.0% 〔-2.4%〕	441 〔441〕	-2.6% 〔-2.1%〕
低圧電力	346 〔341〕	332 〔330〕	-4.1% 〔-3.3%〕	323 〔323〕	-2.9% 〔-2.1%〕
その他電力	121 〔121〕	121 〔121〕	0.1% 〔0.0%〕	119 〔119〕	-2.0% 〔-1.8%〕
特定規模需要 (50kW以上)	5,712 〔5,702〕	5,410 〔5,406〕	-5.3% 〔-5.2%〕	5,585 〔5,585〕	3.2% 〔3.3%〕
業務用	2,162 〔2,152〕	2,135 〔2,130〕	-1.3% 〔-1.0%〕	2,162 〔2,162〕	1.2% 〔1.5%〕
産業用その他	3,550 〔3,550〕	3,275 〔3,275〕	-7.7% 〔-7.7%〕	3,423 〔3,423〕	4.5% 〔4.5%〕
需要電力量(億kWh) 〔送電端〕	9,529 〔9,515〕	9,220 〔9,208〕	-3.2% 〔-3.2%〕	9,425 〔9,425〕	2.2% 〔2.4%〕
最大需要電力(万kW) 〔送電端〕	17,855 〔17,851〕	15,841 〔16,969〕	-11.3% 〔-4.9%〕	17,355 〔17,355〕	9.6% 〔2.3%〕
年負荷率(%)	60.9 〔60.8〕	66.4 〔61.9〕		62.0 〔62.0〕	

(注) 1. [] 内は、気温・うるう補正後。

2. 平成21年度(推定実績)は、4月～12月は実績、1～3月は推定。

(2) 平成31年度までの見通し（長期）

①需要電力量

今後の供給区域における需要電力量10社合計値については、平成20年度（実績）の9,033億kWhから、平成26年度に9,412億kWh、平成31年度には9,930億kWhとなり、平成19年度から平成30年度までの年平均伸び率は0.9%増（気温・うるう補正後0.9%増）と緩やかな伸びが予想される。

特定規模需要以外の需要を用途別に見ると、以下のとおりである。

- 電灯における平成20年度から平成31年度までの年平均伸び率は1.1%増（気温補正後1.1%増）となる見込みである。これは、人口の減少による需要口数の伸びの鈍化やトップランナー制度等による省エネルギー家電機器の普及による原単位の伸び悩み等があるものの、オール電化住宅等の増加による電化率の上昇等が見込まれることが要因として挙げられる。
- 低圧電力における平成20年度から平成31年度までの年平均伸び率は1.4%減（気温補正後1.2%減）となる見込みである。これは、省エネルギーの推進や、小規模の商店・工場等の転廃業等の影響が見込まれることが要因として挙げられる。

特定規模需要については、平成20年度から平成31年度までの年平均伸び率は0.9%増（気温・うるう補正後も0.9%増）となる見込みである。これは、足元の世界的な金融危機等の影響を受けた生産調整等により大幅な減少があるものの、中長期的には、サービス経済化⁷やIT化の進展等、内需・外需の回復に伴う生産水準の緩やかな上昇が見込まれることが要因として挙げられる。

②最大需要電力

最大需要電力については、平成20年度（実績）の1億7,855万kWから、平成26年度に1億8,052万kW、平成31年度には1億8,747万kWとなり、平成20年度から平成31年度までの年平均伸び率は0.4%増（気温補正後0.4%増）となる見込みである。これは、今後、サービス経済化やIT化の進展、経済規模の拡大に伴うベース需要の増加等を背景に安定した伸びが見込まれるものの、空調機器等の省エネルギーの進展や蓄熱システムの導入等による影響が見込まれることが要因として挙げられる。

⁷ サービス経済化：商業施設の増加や高齢化社会の進展に伴う医療、福祉関連の需要増加などが挙げられる。

③年負荷率

年負荷率については、平成20年度の60.9%（気温補正後60.8%）から、平成31年度において63.8%となる見込みである。これは、オール電化住宅等の普及拡大等による負荷平準化対策の効果に加え、空調機器等の省エネルギーの進展による最大需要電力の伸びの鈍化などが見込まれることが要因として挙げられる。

表 1-2 用途別需要電力量見通し（一般電気事業者の供給区域の需要：長期）

[単位：億 kWh]

	平成20年度 (2008年度)	平成26年度 (2014年度)		平成31年度 (2019年度)	
	(実績)		H26/H20 年平均 伸び率		H31/H20 年平均 伸び率
需要電力量 〔使用端(販売電力量)〕	9,033 〔9,029〕	9,412	0.7% 〔0.7%〕	9,930	0.9% 〔0.9%〕
特定規模需要 以外の需要	3,320 〔3,326〕	3,488	0.8% 〔0.8%〕	3,643	0.8% 〔0.8%〕
電灯	2,853 〔2,864〕	3,065	1.2% 〔1.1%〕	3,235	1.1% 〔1.1%〕
電力	468 〔462〕	422	-1.7% 〔-1.5%〕	408	-1.2% 〔-1.1%〕
低圧電力	346 〔341〕	309	-1.9% 〔-1.6%〕	298	-1.4% 〔-1.2%〕
その他電力	121 〔121〕	114	-1.0% 〔-1.0%〕	110	-0.9% 〔-0.9%〕
特定規模需要 (50kW以上)	5,712 〔5,702〕	5,925	0.6% 〔0.6%〕	6,287	0.9% 〔0.9%〕
業務用	2,162 〔2,152〕	2,304	1.1% 〔1.1%〕	2,490	1.3% 〔1.3%〕
産業用その他	3,550	3,620	0.3%	3,797	0.6%
需要電力量(億kWh) 〔送電端〕	9,529 〔9,515〕	9,931	0.7% 〔0.7%〕	10,478	0.9% 〔0.9%〕
最大需要電力(万kW) 〔送電端〕	17,855 〔17,851〕	18,052	0.2% 〔0.2%〕	18,747	0.4% 〔0.4%〕
年負荷率(%)	60.9 〔60.8〕	62.8		63.8	

(注) [] 内は、気温・うるう補正後。

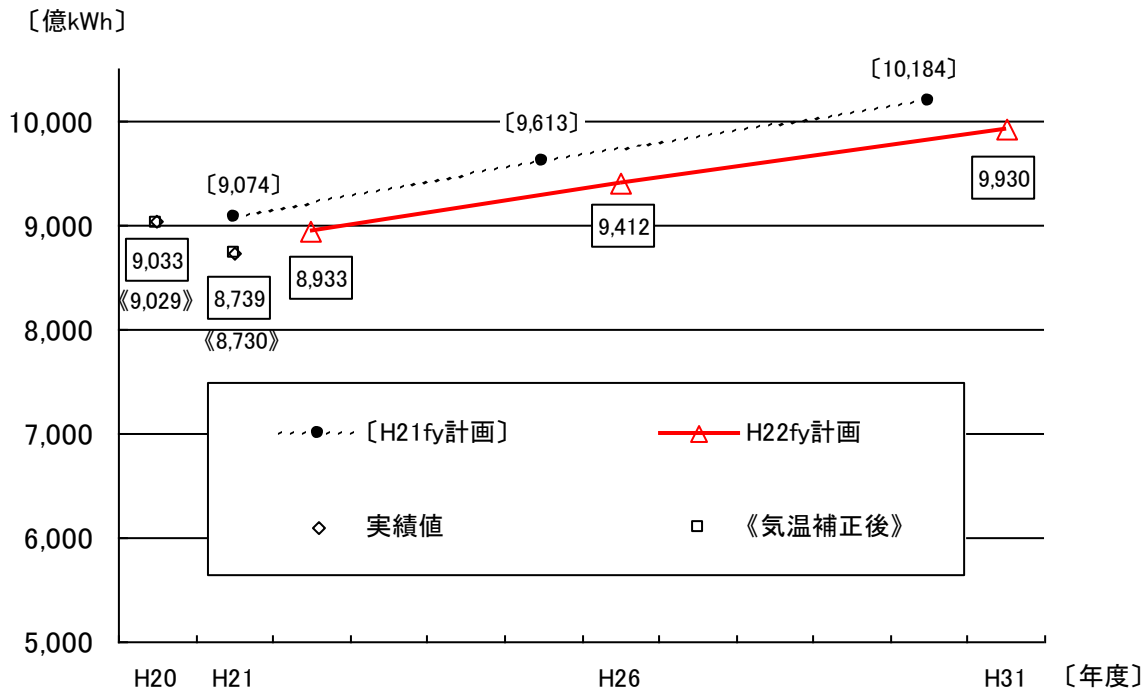


図 1 - 1 需要電力量（販売電力量）の実績及び見通し

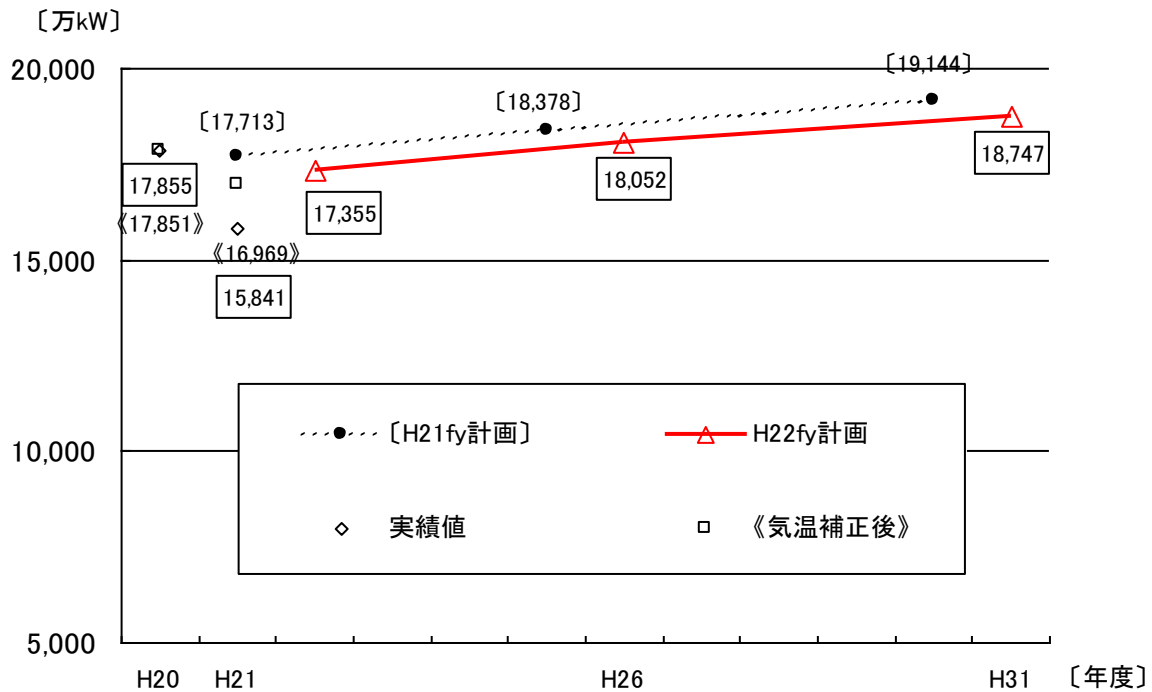


図 1 - 2 最大需要電力の実績及び見通し