

今夏の電力需給実績 (9電力会社)

今夏の需給実績(9電力会社合計)

(供給力内訳)	一昨夏実績 (ピーク需要日)	昨夏実績 (ピーク需要日)	今夏	
			需給検証委員会5月	ピーク需要日
原子力	3,483	1,177	0	237
火力	12,542	12,511	13,783	13,360
うち常設されている 火力	12,398	12,019	12,891	12,525
うち長期停止 火力の再稼働	-	168	273	236
うち緊急設置源	-	87	318	289
うち自家発電買取	144	237	301	311
水力(注1)	1,367	1,380	1,270	1,268
揚水	2,141	2,059	1,967	2,070
地熱・太陽光	30	30	65	159
融通	0	65	0	36
新電力への供給等	▲47	▲82	▲51	▲41
供給力 計	19,518	17,141	17,032	17,090

需要想定 (①、②、③加味)	17,987	15,661	17,076	15,743
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	17,006	-
①経済影響等	-	-	243	98
②定着節電	-	-	▲1,078	▲1,799
③気温影響・その他 (注3)	-	-	▲76	▲543
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	▲70	-

需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	1,530 (8.5%)	1,479 (9.4%)	▲45 (▲0.3%)	1,347 (8.6%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.5%	6.4%	▲3.3%	5.6%

(注1) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注2) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注3) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

東日本 3社

(供給力内訳)	一昨年夏実績 (ピーク需要日)	昨夏実績 (ピーク需要日)	今夏	
			需給検証委員会5月	ピーク需要日
原子力	1,527	470	0	0
火力	5,701	5,536	6,277	6,033
うち常設されている 火力	5,653	5,165	5,660	5,459
うち長期停止 火力の再稼働	-	120	120	118
うち緊急設置源	-	87	315	287
うち自家発電買取	48	164	182	169
水力(注1)	599	527	518	420
揚水	926	754	951	945
地熱・太陽光	13	14	23	49
融通	0	65	0	0
新電力への供給等	▲38	▲46	▲38	▲15
供給力 計	8,728	7,321	7,731	7,433

需要想定 (①、②、③加味)	8,062	6,653	7,454	6,925
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	7,436	-
①経済影響等	-	-	172	117
②定着節電	-	-	▲674	▲918
③気温影響・その他 (注3)	-	-	▲106	▲336
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	▲18	-

需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	666 (8.3%)	668 (10.0%)	276 (3.7%)	508 (7.3%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.3%	7.0%	0.7%	4.3%

(注1) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注2) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注3) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

北海道電力

(供給力内訳)	一昨年夏実績 (ピーク需要日)	昨夏実績 (ピーク需要日)	今夏		
			需給検証委員会5月	ピーク需要日(9月18日)	備考(差分理由等)
原子力	210	94	0	0	-
火力	357	398	385	378	-
うち常設されている 火力(注1)	357	398	370	367	海水温度上昇による出力制約等
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-
うち緊急設置源	-	0	7	7	-
うち自家発電買取	0	0	(注6)8	4	当日の自家発購入減
水力	79	93	(注2)72	83	出水に恵まれたことによる増
揚水(注3)	25	29	(注3)30	30	-
地熱・太陽光	1	1	0	2	地熱発電所定期検査終了による増
融通	0	▲57	0	0	-
新電力への供給等	▲14	▲1	▲3	18	卸電気取引所取引による受電増
供給力 計	658	558	485	512	-
融通前供給力 計	(658)	(615)	(485)	(512)	-
需要想定 (①、②、③加味)	506	485	500	483	-
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	(494)	-	-
①経済影響等	-	-	9	2	GDPの伸びの鈍化
②定着節電	-	-	▲14	▲43	数値目標▲7%実施
③気温影響・その他 (注7)	-	-	▲1	18	H22:32.5°C、H24:30.5°C (注7)
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	▲6	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	152 (29.9%)	73 (14.9%)	▲16 (▲3.1%)	29 (6.0%)	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	26.9%	11.9%	▲6.1%	3.0%	-

(注1) 苫東厚真4号機(石炭、70万kW)については、ボイラー主蒸気管他に使用している高クロム鋼のクリープ強度の使用限界による設備寿命に伴い、保安上の観点から、今夏に定期事業者検査を実施。

(注2) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注3) 新冠発電所の水車羽根の軸受けの補修作業による停止に伴う減。

(注4) 一昨年夏、昨夏実績は、夏季最大電力発生日(一昨年:8月31日、昨年:9月16日)における実績。

(注5) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注6) 自家発電の買取の代わりに、自家発電の焚き増しによる需要抑制を契約の条件とした需給調整契約を締結するケースがあり、それについては需要側での抑制として考慮(▲1万kW)

(注7) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分や

H1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

東北電力

(供給力内訳)	一昨年夏実績 (ピーク需要日)	昨夏実績 (ピーク需要日)	今夏		
			需給検証委員会5月	ピーク需要日(8月22日)	備考(差分理由等)
原子力	247	0	0	0	-
火力	1,194	972	1,252	1,248	-
うち常設されている 火力	1,194	912	1,101	1,088	海水温度上昇による出力制約等
うち長期停止 火力の再稼働	-	35	35	35	-
うち緊急設置源	-	0	87	88	-
うち自家発電買取	0	25	(注6) 29	37	当日の自家発購入増
水力	185	(注1) 120	(注1)(注2) 144	(注1) 134	渇水による減
揚水	69	(注1) 25	71	71	-
地熱・太陽光	12	13	16	(注7) 22	日射量に恵まれたことによる増
融通	0	162	0	0	-
新電力への供給等	▲49	11	▲7	▲7	-
供給力 計	1,658	1,303	1,475	1,468	-
融通前供給力 計	(1,658)	(1,141)	(1,475)	(1,468)	-
需要想定 (①、②、③加味)	1,557	1,246	1,434	1,364	-
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	(1,422)	-	-
①経済影響等	-	-	22	3	GDPの伸びの鈍化
②定着節電	-	-	▲50	▲80	節電意識向上
③気温影響・その他 (注5)	-	-	▲95	▲116	H22:35.0°C、H24:34.8°C (注5)
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	▲12	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	101 (6.5%)	57 (4.6%)	41 (2.9%)	104 (7.6%)	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	3.5%	1.6%	▲0.1%	4.6%	-

(注1) 新潟・福島集中豪雨による発電所停止に伴う減。

(注2) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注3) 一昨年夏、昨夏実績は、夏季最大電力発生日(一昨年:8月5日、昨年:8月9日)における実績。

(注4) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注5) 気温影響分の他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、震災による被害甚大エリアの需要減少および復興需要の見込み差なども含まれる。

(注6) 自家発電の買取の代わりに、自家発電の焚き増しによる需要抑制を契約の条件とした需給調整契約を締結するケースがあり、それについては需要側での抑制として考慮(▲7万kW)。

(注7) 風力からの受電を含む。

東京電力

(供給力内訳)	一昨年夏実績 (ピーク需要日)	昨夏実績 (ピーク需要日)	今夏		
			需給検証委員会5月	ピーク需要日(8月30日)	備考(差分理由等)
原子力	1,070	376	0	0	-
火力	4,150	4,166	4,640	4,407	
うち常設されている 火力	4,102	3,855	4,189	4,004	補修作業
うち長期停止 火力の再稼働	-	85	85	83	-
うち緊急設置電源	-	87	221	192	補修作業
うち自家発電買取	48	139	145	128	当日の自家発電購入減
水力	335	314	(注1)302	203	渇水による減
揚水(注2)	832	700	850	844	-
地熱・太陽光	0	0	7	25	日射量に恵まれたことによる増
融通	0	▲40	0	0	-
新電力への供給等	25	▲56	▲28	▲26	新電力への供給減
供給力 計	6,412	5,460	5,771	5,453	-
融通前供給力 計	(6,412)	(5,500)	(5,771)	(5,453)	-
需要想定 (①、②、③加味)	5,999	4,922	5,520	5,078	-
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	141	112	GDPの伸びの鈍化
②定着節電	-	-	▲610	▲795	節電意識向上
③気温影響・その他 (注5)	-	-	▲10	▲238	H22:35.7°C、H24:35.0°C (注5)
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	413 (6.9%)	538 (10.9%)	251 (4.5%)	375 (7.4%)	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	3.9%	7.9%	1.5%	4.4%	-

(注1) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注2) 需要及び揚水を除く供給力に応じて、揚水供給力は増減する。

(注3) 一昨年夏、昨夏実績は、夏季最大電力発生日(一昨年:7月23日、昨年:8月18日)における実績。

(注4) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注5) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

中西日本 6社

(供給力内訳)	一昨年夏実績 (ピーク需要日)	昨夏実績 (ピーク需要日)	今夏	
			需給検証委員会5月	ピーク需要日
原子力	1,956	707	0	237
火力	6,841	6,975	7,506	7,327
うち常設されている 火力(注1)	6,745	6,854	7,231	7,066
うち長期停止 火力の再稼働	-	48	153	118
うち緊急設置源	-	0	3	2
うち自家発電買取	96	73	119	142
水力	768	853	752	848
揚水(注1)	1,215	1,305	1,016	1,125
地熱・太陽光	17	16	42	110
融通	0	0	0	36
新電力への供給等	▲9	▲36	▲13	▲26
供給力 計	10,790	9,820	9,301	9,657

需要想定 (①、②、③加味)	9,925	9,008	9,622	8,818
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	9,570	-
①経済影響等	-	-	71	▲19
②定着節電	-	-	▲404	▲881
③気温影響・その他 (注3)	-	-	30	▲207
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	▲52	-

需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	864 (8.7%)	811 (9.0%)	▲321 (▲3.3%)	839 (9.5%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.7%	6.0%	▲6.3%	6.5%

(注1) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注2) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注3) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

中部電力

(供給力内訳)	一昨年夏実績 (ピーク需要日)	昨夏実績 (ピーク需要日)	今夏		
			需給検証委員会5月	ピーク需要日(7月27日)	備考(差分理由等)
原子力	274	0	0	0	-
火力	2,124	2,219	2,342	2,186	-
うち常設されている 火力	2,124	2,171	2,294	2,173	需給安定に伴う停止等
うち長期停止 火力の再稼働	-	48	48	13	需給安定に伴う停止等
うち緊急設置源	-	0	0	0	-
うち自家発電買取	0	0	(注1) 0	(注1) 0	-
水力	147	176	(注2) 143	153	出水に恵まれたことによる増
揚水 ^(注3)	411	399	399	382	補修作業
地熱・太陽光	0	0	8	22	日射量に恵まれたことによる増
融通	0	0	▲100	▲56	融通送電の減
新電力への供給等 ^(注4)	32	5	▲7	▲25	卸電力取引所への売電増
供給力 計	2,988	2,799	2,785	2,662	-
融通前供給力 計	(2,988)	(2,799)	(2,885)	(2,718)	-
需要想定 (①、②、③加味)	2,709	2,520	2,648	2,478	-
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	29	35	自動車産業の上期好調等
②定着節電	-	-	▲97	▲200	節電意識向上
③気温影響・その他 ^(注6)	-	-	7	▲66	H22:35.6°C、H24:36.6°C (注6)
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	278 (10.3%)	278 (11.0%)	137 (5.2%)	184 (7.4%)	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	7.3%	8.0%	2.2%	4.4%	-

(注1) 自家発電電の買取の代わりに、自家発電の焚き増しによる需要抑制を契約の条件とした需給調整契約を締結するケース等があり、それらについては需要側での抑制として考慮(需給検証委時点 ▲10万kW、実績 ▲16万kW)。

(注2) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注3) 需要及び揚水を除く供給力に応じて、揚水供給力は増減する。

(注4) 一昨年夏、昨夏実績は、夏季最大電力発生日(一昨年:8月24日、昨年:8月10日)における実績。

(注5) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注6) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

関西電力

(供給力内訳)	一昨年夏実績 (ピーク需要日)	昨夏実績 (ピーク需要日)	今夏		
			需給検証委員会5月	ピーク需要日(8月3日)	備考(差分理由等)
原子力	838	337	0	237	大飯3・4号機再稼働に伴う増
火力	1,680	1,754	1,923	1,900	-
うち常設されている 火力	1589	1699	1787	1749	需給安定に伴う停止等
うち長期停止 火力の再稼働	-	0	45	45	-
うち緊急設置源	-	0	2	1	-
うち自家発電買取	91	55	(注1)89	106	当日の自家発電購入増
水力	232	273	(注2)254	303	出水に恵まれたことによる増
揚水(注3)	447	465	239	356	需要減・供給力増に伴う増
地熱・太陽光	0	0	5	19	日射量に恵まれたことによる増
融通	0	76	110	160	融通受電の増
新電力への供給等(注4)	74	41	11	17	新電力からの受電増
供給力 計	3,271	2,947	2,542	2,992	-
融通前供給力 計	(3,271)	(2,871)	(2,432)	(2,832)	-
需要想定 (①、②、③加味)	3,095	2,784	3,015	2,682	-
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	(2,987)	-	-
①経済影響等	-	-	14	▲23	地域経済の実勢を反映
②定着節電	-	-	▲117	▲368	計画調整契約の大幅増、 数値目標▲10%実施
③気温影響・その他 (注7)	-	-	23	▲22	H22:36.6°C、H24:36.7°C (注7)
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	▲28	-	
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	176 (5.7%)	163 (5.9%)	▲473 (▲15.7%)	310 (11.6%)	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	2.7%	2.9%	▲18.7%	8.6%	-

(注1) 自家発電電の買取の代わりに、自家発電の焚き増しによる需要抑制を契約の条件とした需給調整契約を締結するケース等があり、それらについては需要側での抑制として考慮(▲19万kW)。

(注2) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注3) 需要及び揚水を除く供給力に応じて、揚水供給力は増減する。

(注4) 系統のつながりの関係で、関電管内の淡路島で四国電力から通常受電している分等が含まれている。

(注5) 一昨年夏、昨夏実績は、夏季最大電力発生日(一昨年:8月19日、昨年:8月9日)における実績。

(注6) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注7) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

北陸電力

(供給力内訳)	一昨年夏実績 (ピーク需要日)	昨夏実績 (ピーク需要日)	今夏		
			需給検証委員会5月	ピーク需要日(8月22日)	備考(差分理由等)
原子力	162	0	0	0	-
火力	435	438	438	440	-
うち常設されている 火力	435	436	436	438	-
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-
うち緊急設置源	-	0	0	0	-
うち自家発電買取	0	2	(注5)2	2	-
水力	152	159	(注1)(注2)136	133	渇水による減
揚水	11	11	11	11	-
地熱・太陽光	0	0	0	3	日射量に恵まれたことによる増
融通	▲20	▲1	▲6	▲10	融通送電の増
新電力への供給等	▲78	▲7	▲1	▲1	-
供給力 計	662	600	578	576	-
融通前供給力 計	(682)	(601)	(584)	(586)	-
需要想定 (①、②、③加味)	573	533	558	526	-
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	4	▲4	GDP伸び鈍化、機械産業の生産減少
②定着節電	-	-	▲21	▲27	節電意識向上
③気温影響・その他 (注6)	-	-	2	▲16	H22:36.3°C、H24:35.9°C (注6)
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	89 (15.5%)	67 (12.5%)	20 (3.6%)	50 (9.4%)	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	12.5%	9.5%	0.6%	6.4%	-

(注1) 五条発電所・片貝川第四発電所の土砂による水車の摩耗等の補修作業による停止に伴う減。

(注2) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注3) 一昨年夏、昨夏実績は、夏季最大電力発生日(一昨年:8月5日、昨年:8月9日)における実績。

(注4) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注5) 自家発電電の買取の代わりに、自家発電の焚き増しによる需要抑制を契約の条件とした需給調整契約を締結するケースがあり、それについては需要側での抑制として考慮(▲1万kW)。

(注6) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分や

H1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

中国電力

(供給力内訳)	一昨年夏実績 (ピーク需要日)	昨夏実績 (ピーク需要日)	今夏		
			需給検証委員会5月	ピーク需要日(8月3日)	備考(差分理由等)
原子力	0	81	0	0	-
火力	1,039	989	1,070	1,078	-
うち常設されている 火力	1,034	986	1,070	1,071	-
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	0	0	-
うち緊急設置源	-	0	0	0	-
うち自家発電買取	5	3	(注1)0	7	当日の自家発電購入増
水力	56	51	(注2)49	55	出水に恵まれたことによる増
揚水(注3)	124	148	165	159	-
地熱・太陽光	0	0	4	23	日射量に恵まれたことによる増
融通	20	▲72	▲49	▲104	融通送電の増
新電力への供給等	32	▲9	▲3	▲14	卸電力取引所への売電増
供給力 計	1,272	1,188	1,235	1,198	-
融通前供給力 計	(1,252)	(1,260)	(1,284)	(1,302)	-
需要想定 (①、②、③加味)	1,201	1,083	1,182	1,085	-
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	8	▲24	IIP伸びの鈍化、生産減少等
②定着節電	-	-	▲30	▲52	節電意識向上
③気温影響・その他 (注5)	-	-	3	▲40	H22:36.0°C、H24:35.0°C (注5)
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	71 (5.9%)	105 (9.7%)	53 (4.5%)	113 (10.4%)	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	2.9%	6.7%	1.5%	7.4%	-

(注1) 自家発電事業者の製造プロセスの稼働状況等に応じて発生する余剰電力を買取る契約のため、安定した供給力としては見込めない。

(注2) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注3) 需要及び揚水を除く供給力に応じて、揚水供給力は増減する。

(注4) 一昨年夏、昨夏実績は、夏季最大電力発生日(一昨年:8月20日、昨年:8月9日)における実績。

(注5) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

四国電力

(供給力内訳)	一昨年夏実績 (ピーク需要日)	昨夏実績 (ピーク需要日)	今夏		
			需給検証委員会5月	ピーク需要日(8月7日)	備考(差分理由等)
原子力	204	113	0	0	-
火力	448	449	488	489	-
うち常設されている 火力	448	436	453	451	-
うち長期停止 火力の再稼働	-	0	22	22	-
うち緊急設置電源	-	0	0	0	-
うち自家発電買取	0	13	13	16	当日の自家発電購入増
水力	64	69	(注1)60	68	出水に恵まれたことによる増
揚水(注2)	52	52	52	52	-
地熱・太陽光	0	0	2	7	日射量に恵まれたことによる増
融通	0	▲4	0	0	-
新電力への供給等(注3)	▲67	▲64	▲15	▲13	淡路島への融通減
供給力 計	702	615	587	603	-
融通前供給力 計	(702)	(619)	(587)	(603)	-
需要想定 (①、②、③加味)	597	544	585	526	-
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	(585)	-	-
①経済影響等	-	-	1	▲7	IIP伸びの鈍化、生産減少
②定着節電	-	-	▲16	▲45	数値目標▲7%実施
③気温影響・その他	-	-	3	▲19	H22:35.0°C、H24:35.5°C (注6)
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	0	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	105 (17.6%)	71 (13.1%)	2 (0.3%)	77 (14.6%)	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	14.6%	10.1%	▲2.7%	11.6%	-

(注1) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注2) 需要及び揚水を除く供給力に応じて、揚水供給力は増減する。

(注3) 系統のつながりの関係で、関電管内の淡路島で四国電力から通常受電している分等が含まれている。

(注4) 一昨年夏、昨夏実績は、夏季最大電力発生日(一昨年:8月20日、昨年:8月9日)における実績。

(注5) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注6) 気温影響分その他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

九州電力

(供給力内訳)	一昨年夏実績 (ピーク需要日)	昨夏実績 (ピーク需要日)	今夏		
			需給検証委員会5月	ピーク需要日(7月26日)	備考(差分理由等)
原子力	478	176	0	0	-
火力	1,115	1,126	1,245	1,234	-
うち常設されている 火力	1,115	1,126	1,191	1,184	離島需要減による出力減
うち長期停止 火力の再稼働	-	0	38	38	-
うち緊急設置源	-	0	1	1	-
うち自家発電買取	0	0	(注1) 15	11	当日の自家発電購入減
水力	117	125	(注2) 110	136	出水に恵まれたことによる増
揚水(注3)	170	230	(注4) 150	165	需要減・供給力増に伴う増
地熱・太陽光	17	16	23	36	日射量に恵まれたことによる増
融通	0	0	45	46	-
新電力への供給等	▲2	▲2	2	10	卸電力取引所等からの調達増
供給力 計	1,895	1,671	1,574	1,626	-
融通前供給力 計	(1,895)	(1,671)	(1,529)	(1,580)	-
需要想定 (①、②、③加味)	1,750	1,544	1,634	1,521	-
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	(1,610)	(1,497)	-
①経済影響等	-	-	15	4	IIP伸びの鈍化
②定着節電	-	-	▲123	▲189	数値目標▲10%実施
③気温影響・そ の他(注7)	-	-	▲8	▲44	H22:34.8°C、H24:33.5°C (注7)
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	▲24	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	145 (8.3%)	127 (8.3%)	▲60 (▲3.7%)	106 (6.9%)	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.3%	5.3%	▲6.7%	3.9%	-

(注1) 自家発電の買取の代わりに、自家発電の焚き増しによる需要抑制を契約の条件とした需給調整契約を締結するケース等があり、それらについては需要側での抑制として考慮(▲11万kW)。

(注2) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注3) 需要及び揚水を除く供給力に応じて、揚水供給力は増減する。

(注4) 4/3以降は、揚水の運転必要時間を考慮、ロードカーブを精査し、反映。

(注5) 一昨年夏、昨夏実績は、夏季最大電力発生日(一昨年:8月20日、昨年:9月1日)における実績。

(注6) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注7) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。