

2015年度冬季の電力会社の最大需要日 及び最小予備率日の需給バランス実績

2015年度冬季の需給実績(全国9社)

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度 冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度 冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度 冬季実績 (ピーク需要日)	2014年度 冬季実績 (ピーク需要日)	2015年度冬季			
						1月 見通し(注4)	2月 見通し(注4)	ピーク需要日	-
原子力	3,487	434	246	0	0	89	89	188	+99
火力	11,470	13,092	12,776	13,413	13,097	13,410	13,387	12,647	763
うち常設されている火力	11,325	12,434	12,107	12,864	12,694	12,973	12,949	12,212	761
うち長期停止 火力の再稼働	-	195	133	171	85	149	152	130	19
うち緊急設置電源	-	155	255	130	96.4	89.4	89.4	88	1
うち自家発電買取	146	309	283	248	225	202	200	218	+16
水力(注1)	992	1,167	1,109	1,128	1,203	1,009	985.3	1,055.5	+46.5
揚水	1,642	1,776	1,808	1,793	1,977	1,825	1,821	1,901	+76
地熱・太陽光・風力	28	38	133	147	282	56.5	57.1	588	+532
地熱	28	31	30	31	31	32	32.4	31	1
太陽光	-	0	13	25	139	12.2	13.1	465.8	+453.6
風力	-	7	90	91	111.5	12.3	11.6	91.7	+79.4
融通	0	19	50	7	22	0	0	0	0
新電力への供給等	82	37	0	76	41	146	147	201	55
供給力 計	17,534	16,561	16,123	16,410	16,538	16,244	16,192	16,178	66
融通前供給力 計	17,534	16,541	16,073	16,403	16,516	16,244	16,192	16,178	66
需要想定 (、、加味)	15,861	15,472	14,757	15,246	14,958	15,259	15,251	14,485	774
需要想定 (、、、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
経済影響等	-	-	57	27	217	349	349	384	35
定着節電	-	-	227	852	818	724	724	943	219
気温影響・その他(注3)	-	-	78	210	132	471	463	49	520
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	1,674 (10.6%)	1,089 (7.0%)	1,367 (9.3%)	1,164 (7.6%)	1,578 (10.5%)	985 (6.5%)	941 (6.2%)	1,692 (11.7%)	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	7.5%	3.5%	3.2%	8.7%	-

(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) 気象影響分の他、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、の見込み差なども含まれる。

(注4) 平成28年2月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

2015年度冬季の需給実績(東3社)

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度 冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度 冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度 冬季実績 (ピーク需要日)	2014年度 冬季実績 (ピーク需要日)	2015年度冬季			
						1月 見通し(注4)	2月 見通し(注4)	ピーク需要日	-
原子力	1,628	341	0	0	0	0	0	0	0
火力	5,251	5,816	5,922	6,138	6,044	6,015	6,019	5,679	336
うち常設されている火力	5,179	5,357	5,488	5,855	5,821	5,815	5,819	5,436	379
うち長期停止 火力の再稼働	-	120	35	35	32	32	32	32	0
うち緊急設置電源	-	155	248	123	89	82	82	81	1
うち自家発電買取	72	184	152	124	103	87	87	130	+43
水力(注1)	472	470	390	437	444	419.2	401.4	427.6	+8.4
揚水	690	771	820	818	1,011	914.8	913.6	920	+5
地熱・太陽光・風力	11	15	67	61	69	24.9	24.6	70	+45
地熱	11	15	14	14	15	15.4	15.4	15	0
太陽光	-	-	0	0	0	0	0	0.4	+0.4
風力	-	-	53	48	52.9	9.5	9.2	54.4	+44.9
融通	0	1	0	0	0	0	0	0	0
新電力への供給等	134	26	3	49	50	86	86	152	66
供給力 計	7,919	7,437	7,196	7,405	7,517	7,288	7,272	6,945	343
融通前供給力 計	7,919	7,438	7,196	7,405	7,517	7,288	7,272	6,945	343
需要想定 (、、加味)	7,199	6,896	6,667	6,878	6,597	6,799	6,791	6,261	538
需要想定 (、、、加味)	-	-	-	-	0	-	-	-	-
経済影響等	-	-	8	38	116	190	190	232	42
定着節電	-	-	60	515	519	466	466	559	93
気温影響・その他(注3)	-	-	57	156	33	256	248	147	403
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	0	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	720 (10.0%)	541 (7.8%)	530 (7.9%)	528 (7.7%)	919 (13.9%)	489 (7.2%)	481 (7.1%)	683 (10.9%)	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	4.2%	4.1%	7.9%	-

(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) 気象影響分の他、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、の見込み差なども含まれる。

(注4) 平成28年2月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

2015年度冬季の需給実績(北海道電力)

最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2011年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2012年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2013年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2014年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2015年度冬季				備考(差分理由等)
						1月 見通し(注5)	2月 見通し(注5)	ピーク需要日 (1月19日)	-	
原子力	119	95	0	0	0	0	0	0	0	
火力	442	451	476	493	479	489	489	476	13	
うち常設されて いる火力	442	447	448	456	447	456	456	446	10	伊達発電所2号機 出力制約(8万kW)
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
うち緊急設置電 源	-	-	15	15	15	15	15	15	-	
うち自家発電買 取	-	4	14	21	17	19	19	15	4	当日の自家発電余剰購入減
水力(注1)	72	72	65	62	74	69	70	65	3	自流式水力の減
揚水	40	30	40	40	60	67	62	60	7	日々々の運用状況による減
地熱・太陽光・ 風力	1	1	8	6	22	3.5	4.2	13.9	+10.4	
地熱	1	1	2	2	2	2.0	2.0	1.8	0.2	
太陽光	-	-	0	0	0	0	0	0	0	
風力	-	-	6	3.9	19.5	1.5	2.2	12.1	+10.6	風況に恵まれたことによる増
融通	0	29	0	0	0	0	0	0	0	
新電力への供給等(注4)	1	2	17	1	1	6	6	11	+16	卸電力取引所からの受電増
供給力 計	674	621	606	602	635	622	619	626	+4	
融通前供給力 計	(674)	(650)	(606)	(602)	(635)	(622)	(619)	(626)	(+4)	
需要想定 (、、加味)	579	568	552	540	534	543	543	504	39	
需要想定 (、、加 味)	-	-	-	-	-	526	526	-	-	
経済影響等	-	-	6	7	4	1	1	16	15	離脱需要の拡大等
定着節電	-	-	30	34	40	34	34	50	16	アンケート結果を上回るご協力をいただいたことによる節電の増
気温影響・その他 (注4)	-	-	3	12	9	1	1	9	8	2010年度のH3発生日の平均気温(7.6)に対し、今冬のH3発生日の平均気温(3.6)が高かったことなどによる減等
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	17	17	-	-	
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	95 (16.4%)	52 (9.2%)	55 (9.9%)	62 (11.5%)	100 (18.8%)	79 (14.5%)	76 (14.0%)	121 (24.0%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	13.4%	6.2%	6.9%	8.5%	15.8%	11.5%	11.0%	21.0%	-	

(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) 過去の実績は、冬季最大電力発生日(2014年度:12月16日、2013年度:1月17日、2012年度:1月18日、2011年度:2月2日、2010年度:1月12日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分の他、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、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成28年2月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

2015年度冬季の需給実績(北海道電力)

最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2011年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2012年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2013年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2014年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2015年度冬季				
						1月 見通し(注5)	2月 見通し(注5)	最小予備率日 (2月25日)	備考(差分理由等)	
原子力	119	95	0	0	0	0	0	0	0	
火力	442	451	476	493	479	489	489	386	103	
うち常設されて いる火力	442	447	448	456	447	456	456	361	94	苫東厚真発電所 4号機 停止(72万kW) 苫小牧発電所 1号機 出力制約(3万kW)、伊達発電所 2号機 出力制約(18万kW)
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
うち緊急設置電 源	-	-	15	15	15	15	15	7	8	苫小牧発電所 2~8号機 停止(8万kW)
うち自家発電買 取	-	4	14	21	17	19	19	17	1	当日の自家発余剰電力購入減(1万kW)
水力(注1)	72	72	65	62	74	69	70	66	3	自流式水力の減
揚水	40	30	40	40	60	67	62	69	+2	日々の運用状況による増
地熱・太陽光・ 風力	1	1	8	6	22	3.5	4.2	5.7	+2.2	
地熱	1	1	2	2	2	2.0	2.0	1.7	0.3	
太陽光	-	-	0	0	0	0	0	0	0	
風力	-	-	6	3.9	19.5	1.5	2.2	4.0	+2.5	風況に恵まれたことによる増
融通	0	29	0	0	0	0	0	0	0	
新電力への供給等(注4)	1	2	17	1	1	6	6	17	+23	卸電力取引所からの受電増
供給力 計	674	621	606	602	635	622	619	544	78	
融通前供給力 計	(674)	(650)	(606)	(602)	(635)	(622)	(619)	(544)	(78)	
需要想定 (、 、 加味)	579	568	552	540	534	543	543	489	54	
需要想定 (、 、 加 味)	-	-	-	-	-	526	526	-	-	
経済影響等	-	-	6	7	4	1	1	16	15	離脱需要の拡大等
定着節電	-	-	30	34	40	34	34	50	16	アンケート結果を上回るご協力をいただいたことによる節電の増
気温影響・その他 (注4)	-	-	3	12	9	1	1	24	23	2010年度のH3発生日の平均気温(7.6)に対し、今冬の最小予備率日の平均気温 (6.4)が高かったことなどによる減等
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	17	17	-	-	
需給ギャップ (予備率) (、 、 加味)	95 (16.4%)	52 (9.2%)	55 (9.9%)	62 (11.5%)	100 (18.8%)	79 (14.5%)	76 (14.0%)	55 (11.2%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	13.4%	6.2%	6.9%	8.5%	15.8%	11.5%	11.0%	8.2%	-	

(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) 過去の実績は、冬季最大電力発生日(2014年度:12月16日、2013年度:1月17日、2012年度:1月18日、2011年度:2月2日、2010年度:1月12日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分の他、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、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成28年2月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

2015年度冬季の需給実績(東北電力)

最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2011年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2012年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2013年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2014年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2015年度冬季				
						1月 見通し(注5)	2月 見通し(注5)	ピーク需要日 (1月25日)	-	備考(差分理由等)
原子力	270	0	0	0	0	0	0	0	0	
火力	1,185	1,203	1,360	1,389	1,330	1,396	1,383	1,325	71	
うち常設されて いる火力	1,176	1,114	1,189	1,250	1,211	1,286	1,273	1,217	69	補修差等による減
うち長期停止 火力の再稼働	0	35	35	35	32	32	32	32	0	
うち緊急設置電 源	-	8	102	74	74	67	67	66	1	気温上昇に伴うガスタービンの出力減
うち自家発電買 取	9	46	34	30	14	11	11	10	1	当日の自家発電購入減
水力(注1)	184	144	134	184	188	159	156	171	+12	出水に恵まれたことによる増
揚水	25	25	25	48	71	48	42	48	0	
地熱・太陽光・ 風力	10	14	50	49	45	19.3	18.0	43.5	+24.2	
地熱	10	14	12	12	13	13.2	13.2	13.1	0.1	
太陽光	-	-	0	0	0	0	0	0	0	
風力	-	-	38	37.5	32.0	6.1	4.8	30.4	+24.3	風況による増
融通	0	28	0	0	0	0	0	0	0	
新電力への供給等(注4)	114	22	53	101	104	106	106	106	0	
供給力 計	1,560	1,436	1,516	1,569	1,530	1,516	1,493	1,482	35	
融通前供給力 計	1,560	1,408	1,516	1,569	1,530	1,516	1,493	1,482	35	
需要想定 (、、加味)	1,470	1,362	1,372	1,395	1,396	1,416	1,408	1,307	109	
需要想定 (、、加 味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	-	-	+17	+17	8	25	経済情勢の変化や離脱の進展などによる減
定着節電	-	-	-	-	-	30	30	40	10	お客さまの節電意識の定着などによる減
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	-	-	41	49	115	74	気温が想定より下がらなかったことなどによる減
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	90 (6.1%)	74 (5.4%)	144 (10.5%)	174 (12.5%)	134 (9.6%)	100 (7.1%)	85 (6.1%)	175 (13.4%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	4.1%	3.1%	10.4%	-	

(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) 過去の実績は、冬季最大電力発生日(2014年度:12月17日、2013年度:2月5日、2012年度:1月18日、2011年度:2月2日、2010年度:1月20日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分の他、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、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成28年2月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

2015年度冬季の需給実績(東北電力)

最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2011年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2012年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2013年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2014年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2015年度冬季				備考(差分理由等)
						1月 見通し(注5)	2月 見通し(注5)	ピーク需要日 (2月2日)	-	
原子力	270	0	0	0	0	0	0	0	0	
火力	1,185	1,203	1,360	1,389	1,330	1,396	1,383	1,281	115	
うち常設されて いる火力	1,176	1,114	1,189	1,250	1,211	1,286	1,273	1,170	116	補修差等による減
うち長期停止 火力の再稼働	0	35	35	35	32	32	32	32	0	
うち緊急設置電 源	-	8	102	74	74	67	67	67	0	
うち自家発電買 取	9	46	34	30	14	11	11	12	+1	当日の自家発電購入増
水力(注1)	184	144	134	184	188	159	156	166	+7	出水に恵まれたことによる増
揚水	25	25	25	48	71	48	42	48	0	
地熱・太陽光・ 風力	10	14	50	49	45	19.3	18.0	43.2	+23.9	
地熱	10	14	12	12	13	13.2	13.2	13.1	0.1	
太陽光	-	-	0	0	0	0	0	0	0	
風力	-	-	38	37.5	32.0	6.1	4.8	30.1	+24.0	風況による増
融通	0	28	0	0	0	0	0	0	0	
新電力への供給等(注4)	114	22	53	101	104	106	106	106	0	
供給力 計	1,560	1,436	1,516	1,569	1,530	1,516	1,493	1,432	84	
融通前供給力 計	1,560	1,408	1,516	1,569	1,530	1,516	1,493	1,432	84	
需要想定 (、、加味)	1,470	1,362	1,372	1,395	1,396	1,416	1,408	1,274	142	
需要想定 (、、加 味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	-	-	+17	+17	8	25	経済情勢の変化や離脱の進展などによる減
定着節電	-	-	-	-	-	30	30	40	10	お客さまの節電意識の定着などによる減
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	-	-	41	49	148	107	気温が想定より下がらなかったことなどによる減
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	90 (6.1%)	74 (5.4%)	144 (10.5%)	174 (12.5%)	134 (9.6%)	100 (7.1%)	85 (6.1%)	158 (12.4%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	4.1%	3.1%	9.4%	-	

(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) 過去の実績は、冬季最大電力発生日(2014年度:12月17日、2013年度:2月5日、2012年度:1月18日、2011年度:2月2日、2010年度:1月20日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分の他、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、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成28年2月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

2015年度冬季の需給実績(東京電力)

最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2011年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2012年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2013年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2014年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2015年度冬季				
						1月 見通し(注5)	2月 見通し(注5)	ピーク需要日 (1月18日)	備考(差分理由等)	
原子力	1,239	246	0	0	0	0	0	0	0	
火力	3,624	4,162	4,086	4,256	4,235	4,130	4,147	3,878	252	
うち常設されて いる火力	3,561	3,796	3,851	4,149	4,163	4,073	4,090	3,773	300	機器不具合による補修作業(鹿島6号機(100万kW))、需要減に伴う予備停止、増出力運転の不実施等
うち長期停止 火力の再稼働	0	85	0	0	0	0	0	0	0	
うち緊急設置電 源	0	147	131	34	0	0	0	0	0	
うち自家発電買 取	63	134	104	73	72	57	57	105	+48	自家発電購入増
水力(注1)	216	254	191	191	182	192	175	191	1	貯水池式:日々の運用状況による減、自流式:出水状況による増
揚水	625	716	755	730	880	800	810	812	+12	日々の運用状況による増、機器不具合による補修作業(玉原1~4号機(120万kW))
地熱・太陽光・ 風力	0.3	0.2	8.9	6.5	1.6	2.1	2.4	12.5	+10.4	
地熱	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0	
太陽光	-	-	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	+0.4	最大需要が昼間帯に発生したことによる増
風力	-	-	8.7	6.3	1.4	1.9	2.2	11.9	+10.0	風力発電実績
融通	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
新電力への供給等(注4)	19	2	33	51	53	26	26	57	83	前日スポット等
供給力 計	5,685	5,380	5,074	5,234	5,352	5,150	5,160	4,837	313	
融通前供給力 計	(5,685)	(5,380)	(5,074)	(5,234)	(5,352)	(5,150)	(5,160)	(4,837)	(313)	
需要想定 (、、加味)	5,150	4,966	4,743	4,943	4,667	4,840	4,840	4,450	390	
需要想定 (、、加 味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	-	-	206	206	208	2	概ね計画通り
定着節電	-	-	-	-	-	402	402	469	67	アンケート結果を上回る、前年並みの節電が見られた影響など(前年: 443)
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	-	-	298	298	23	321	2013年度並み厳寒(H3発生日0.5 (当社エリア内加重平均値、北の丸公園ベースでは0.3)を想定していたが、今冬のH3発生日の気温が3.7と、想定を上回ったことによる減少など
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	535 (10.4%)	414 (8.3%)	331 (7.0%)	292 (5.9%)	685 (14.7%)	310 (6.4%)	320 (6.6%)	387 (8.7%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	7.4%	5.3%	4.0%	2.9%	11.7%	3.4%	3.6%	5.7%	-	

(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) 過去の実績は、冬季最大電力発生日(2014年度:2月5日、2013年度:2月14日、2012年度:2月19日、2011年度:1月20日、2010年度:2月14日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分の他、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、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成28年2月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

2015年度冬季の需給実績(東京電力)

最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2011年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2012年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2013年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2014年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2015年度冬季				
						1月 見通し(注5)	2月 見通し(注5)	ピーク需要日 (1月13日)	備考(差分理由等)	
原子力	1,239	246	0	0	0	0	0	0	0	
火力	3,624	4,162	4,086	4,256	3,961	4,130	4,147	3610	520	
うち常設されて いる火力	3,561	3,796	3,851	4,149	3,895	4,073	4,090	3536	537	機器不具合による補修作業(鹿島5号機(100万kW)、鹿島6号機(100万kW)、 広野2号機(60万kW))、増出力運転の不実施等
うち長期停止 火力の再稼働	0	85	0	0	0	0	0	0	0	
うち緊急設置電 源	0	147	131	34	0	0	0	0	0	
うち自家発電買 取	63	134	104	73	66	57	57	74	+17	自家発電購入増
水力(注1)	216	254	191	191	223	192	175	186	6	貯水池式:日々の運用状況による減、自流式:出水状況による増
揚水	625	716	755	730	725	800	810	478	322	日々の運用状況による減、機器不具合による補修作業(玉原発電所1~4号機(120万kW))
地熱・太陽光・ 風力	0.3	0.2	8.9	6.5	4.6	2.1	2.4	12.4	+10.3	
地熱	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0	
太陽光	-	-	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	
風力	-	-	8.7	6.3	4.4	1.9	2.2	12.2	+10.3	風力発電実績
融通	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
新電力への供給等(注4)	19	2	33	51	29	26	26	25	1	前日スポット等
供給力 計	5,685	5,380	5,074	5,234	4,943	5,150	5,160	4311	839	
融通前供給力 計	(5,685)	(5,380)	(5,074)	(5,234)	(4,943)	(5,150)	(5,160)	(4311)	(839)	
需要想定 (、、加味)	5,150	4,966	4,743	4,943	4,613	4,840	4,840	4113	727	
需要想定 (、、加 味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	-	-	206	206	208	2	概ね計画通り
定着節電	-	-	-	-	-	402	402	469	67	アンケート結果を上回る、前年並みの節電が見られた影響など(前年: 443)
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	-	-	298	298	360	658	2013年度並み厳寒(H3発生日0.5 (当社エリア内加重平均値、北の丸公園ベースでは 0.3)を想定していたが、今冬の最小予備率日の気温が5.9 と、想定を上回ったことによ る減少など
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	535 (10.4%)	414 (8.3%)	331 (7.0%)	292 (5.9%)	330 (7.2%)	310 (6.4%)	320 (6.6%)	198 (4.8%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	7.4%	5.3%	4.0%	2.9%	4.2%	3.4%	3.6%	1.8%	-	

(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) 過去の実績は、冬季最大電力発生日(2014年度:2月5日、2013年度:2月14日、2012年度:2月19日、2011年度:1月20日、2010年度:2月14日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分の他、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、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成28年2月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

2015年度冬季の需給実績(中西6社)

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度 冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度 冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度 冬季実績 (ピーク需要日)	2014年度 冬季実績 (ピーク需要日)	2015年度冬季			
						1月 見通し(注4)	2月 見通し(注4)	ピーク需要日	-
原子力	1,859	93	246	0	0	89	89	188	+99
火力	6,219	7,276	6,854	7,275	7,053	7,396	7,368	6,968	428
うち常設されている火力	6,146	7,077	6,619	7,009	6,873	7,158	7,130	6,776	382
うち長期停止 火力の再稼働	-	75	98	136	53	117	120	98	19
うち緊急設置電源	-	0	7	7	7.4	7.4	7.4	7	0
うち自家発電買取	74	125	131	124	122	115	113	88	27
水力(注1)	520	697	719	691	759	590	584	627.9	+37.9
揚水	952	1,005	988	975	966	910	907	981	+71
地熱・太陽光・風力	17	23	66	86	213	31.6	32.5	518	+487
地熱	17	16	16	17	16	16.6	17.0	16	1
太陽光	-	0	13	25	139	12.2	13.1	465.4	+453.2
風力	-	7	37	44	58.6	2.8	2.4	37.3	+34.5
融通	0	20	50	7	22	0	0	0	0
新電力への供給等	52	11	3	27	9	60	62	49	+11
供給力 計	9,615	9,124	8,927	9,005	9,021	8,955	8,919	9,233	+278
融通前供給力 計	9,615	9,103	8,877	8,998	8,999	8,955	8,919	9,233	+278
需要想定 (、 、 加味)	8,662	8,576	8,090	8,368	8,361	8,460	8,460	8,224	236
需要想定 (、 、 、 加味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
経済影響等	-	-	167	337	101	159	159	152	+7
定着節電	-	-	21	54	299	258	258	384	126
気温影響・その他(注3)	-	-	-	-	99	215	215	98	117
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (、 、 加味)	954 (11.0%)	548 (6.4%)	837 (10.3%)	636 (7.6%)	659 (7.9%)	495 (5.9%)	459 (5.4%)	1,009 (12.3%)	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	2.9%	2.8%	9.3%	-

(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) 気象影響分の他、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、の見込み差なども含まれる。

(注4) 平成28年2月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

2015年度冬季の需給実績(中部電力)

最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2011年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2012年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2013年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2014年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2015年度冬季				備考(差分理由等)
						1月 見通し(注5)	2月 見通し(注5)	ピーク需要日 (1月25日)	-	
原子力	180	0	0	0	0	0	0	0	0	-
火力	1,887	2,188	2,008	2,233	2,120	2,137	2,143	1,973	165	-
うち常設されて いる火力	1,887	2,135	1,993	2,180	2,105	2,122	2,127	1,957	165	需給安定に伴う停止(バランス停止): 70万kW、定期点検差:+86万kW、計画外停止: 174万kW、増出力未実施他: 7万kW
うち長期停止 火力の再稼働	0	53	15	53	15	15	15	15	0	-
うち緊急設置電 源	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
うち自家発電買 取	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
水力(注1)	111	90	87	92	159	84	82	89	+4	出水に恵まれたことによる増
揚水	314	316	288	301	249	284	283	234	50	日々の運用状況による減
地熱・太陽光・ 風力	0	0	4	26	151	12	13	227	+215	-
地熱	0	-	-	-	-	0	0	0	0	-
太陽光	0	-	2	20	139	12	13	215	+203	日射量に恵まれたことによる増
風力	0	-	2	6	13	0	0	12	+12	風力発電実績分
融通	0	63	5	149	48	0	0	0	0	-
新電力への供給等(注4)	47	3	2	12	25	21	21	18	+3	-
供給力 計	2,539	2,528	2,380	2,490	2,606	2,496	2,499	2,504	+8	-
融通前供給力 計	(2,539)	(2,591)	(2,385)	(2,639)	(2,654)	(2,496)	(2,499)	(2,504)	+8	-
需要想定 (、、加味)	2,342	2,367	2,258	2,365	2,324	2,356	2,356	2,339	17	
需要想定 (、、加 味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	38	34	15	12	12	17	+5	景気影響等による増
定着節電	-	-	65	65	75	65	65	75	10	節電にご協力いただいたことにより、節電量が計画より増加したことによる減
気温影響・その他 (注4)	-	-	19	54	42	67	67	55	12	厳寒基準並みの気象状況とならなかったことなどによる減
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	197 (8.4%)	161 (6.8%)	122 (5.4%)	126 (5.3%)	282 (12.1%)	140 (6.0%)	143 (6.1%)	165 (7.1%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.4%	3.8%	2.4%	2.3%	9.1%	3.0%	3.1%	4.1%	-	

(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) 過去の実績は、冬季最大電力発生日(2014年度:12月18日、2013年度:2月14日、2012年度:2月18日、2011年度:2月2日、2010年度:1月31日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分の他、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、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成27年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2015年度冬季の需給実績(中部電力)

最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2011年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2012年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2013年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2014年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2015年度冬季				
						1月 見通し(注5)	2月 見通し(注5)	最小予備率日 (1月12日)	-	備考(差分理由等)
原子力	180	0	0	0	0	0	0	0	0	-
火力	1,887	2,188	2,008	2,233	2,120	2,137	2,143	1,792	345	-
うち常設されて いる火力	1,887	2,135	1,993	2,180	2,105	2,122	2,127	1,777	345	需給安定に伴う停止(バランス停止): 325万kW、定期点検差: +17万kW、計画外停止: 30万kW、増出力未実施他: 7万kW
うち長期停止 火力の再稼働	0	53	15	53	15	15	15	15	0	-
うち緊急設置電 源	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
うち自家発電買 取	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
水力(注1)	111	90	87	92	159	84	82	98	+14	出水に恵まれたことによる増
揚水	314	316	288	301	249	284	283	279	5	日々の運用状況による減
地熱・太陽光・ 風力	0	0	4	26	151	12	13	4	8	-
地熱	0	-	-	-	-	0	0	0	0	-
太陽光	0	-	2	20	139	12	13	0	12	見通しと実績の時間の相違による減(見通し:10時 実績:18時)
風力	0	-	2	6	13	0	0	4	+4	風力発電実績分
融通	0	63	5	149	48	0	0	0	0	-
新電力への供給等(注4)	47	3	2	12	25	21	21	45	24	取引所取引の増
供給力 計	2,539	2,528	2,380	2,490	2,606	2,496	2,499	2,128	368	-
融通前供給力 計	(2,539)	(2,591)	(2,385)	(2,639)	(2,654)	(2,496)	(2,499)	(2,128)	368	-
需要想定 (、、加味)	2,342	2,367	2,258	2,365	2,324	2,356	2,356	2,022	334	
需要想定 (、、加 味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	38	34	15	12	12	17	+5	景気影響等による増
定着節電	-	-	65	65	75	65	65	75	10	節電にご協力いただいたことにより、節電量が計画より増加したことによる減
気温影響・その他 (注4)	-	-	19	54	42	67	67	262	329	需要減少等による減
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	197 (8.4%)	161 (6.8%)	122 (5.4%)	126 (5.3%)	282 (12.1%)	140 (6.0%)	143 (6.1%)	106 (5.3%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.4%	3.8%	2.4%	2.3%	9.1%	3.0%	3.1%	2.3%	-	

(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) 過去の実績は、冬季最大電力発生日(2014年度:12月18日、2013年度:2月14日、2012年度:2月18日、2011年度:2月2日、2010年度:1月31日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分の他、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、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成27年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2015年度冬季の需給実績(関西電力)

最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2011年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2012年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2013年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2014年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2015年度冬季				
						1月 見通し(注5)	2月 見通し(注5)	ピーク需要日 (1月25日)	備考(差分理由等)	
原子力	805	93	246	0	0	0	87	0	0	
火力	1,493	1,915	1,803	1,896	1,955	2,090	2,050	2,026	64	
うち常設されて いる火力	1,436	1,818	1,659	1,757	1,863	1,967	1,924	1,920	47	姫路第二発電所2号機の停止等による減
うち長期停止 火力の再稼働	0	0	45	45	0	42	45	45	+3	補修量による差(海南発電所2号機)
うち緊急設置電 源	0	0	7	7	7	7	7	7	0	
うち自家発電買 取	57	97	93	88	86	75	75	54	20	当日の自家発電購入減
水力(注1)	142	283	261	240	249	218	215	253	+35	出水に恵まれたことによる増
揚水	365	359	361	390	388	300	322	366	66	日々の需給状況による増
地熱・太陽光・ 風力	0	0	8	10	5	0.4	0.2	2.7	+2.3	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	-	-	4	4	0	0.0	0.0	0.0	0.0	
風力	-	-	4	6	5	0.4	0.2	2.7	+2.3	風況に恵まれたことによる増
融通	0	100	0	149	35	0	0	0	0	
新電力への供給等(注6)	97	20	3	7	16	4	5	67	62	卸電力取引所における取引量の差等
供給力 計	2,901	2,769	2,683	2,692	2,616	2,604	2,669	2,581	24	
融通前供給力 計	(2,901)	(2,699)	(2,683)	(2,543)	(2,581)	(2,604)	(2,669)	(2,581)	24	
需要想定 (、、加味)	2,665	2,578	2,432	2,523	2,484	2,496	2,496	2,291	205	
需要想定 (、、加 味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	-	-	98	98	111	13	離脱需要の拡大等
定着節電	-	-	-	-	-	101	101	200	99	お客さまの節電意識の高まりなどによる影響
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	-	-	30	30	63	93	2011年厳寒(H3発生日1.9)を想定していたが、今冬のH3発生日の平均気温が2.9と、想定を上回ったことによる影響等
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	236 (8.9%)	191 (7.4%)	251 (10.3%)	169 (6.7%)	131 (5.3%)	108 (4.3%)	173 (6.9%)	290 (12.6%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.9%	4.4%	7.3%	3.7%	2.3%	1.3%	3.9%	9.6%	-	

(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) 過去の実績は、冬季最大電力発生日(2014年度:12月17日、2013年度:2月14日、2012年度:2月19日、2011年度:2月2日、2010年度:2月14日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分その他、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見込み差なども含まれる。

(注5) 平成28年2月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

(注6) 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。

2015年度冬季の需給実績(関西電力)

最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2011年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2012年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2013年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2014年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2015年度冬季				
						1月 見通し(注5)	2月 見通し(注5)	最小予備率日 (3月1日)	備考(差分理由等)	
原子力	805	93	246	0	0	0	87	92	+ 92	
火力	1,493	1,915	1,803	1,896	1,955	2,090	2,050	1,664	426	
うち常設されて いる火力	1,436	1,818	1,659	1,757	1,863	1,967	1,924	1,613	354	需給安定に伴う停止(海南発電所1/4号機、御坊発電所2号機)等
うち長期停止 火力の再稼働	0	0	45	45	0	42	45	0	42	需給安定に伴う停止(海南発電所2号機)
うち緊急設置電 源	0	0	7	7	7	7	7	6	0	
うち自家発電買 取	57	97	93	88	86	75	75	45	30	当日の自家発電購入減
水力(注1)	142	283	261	240	249	218	215	268	+ 50	出水に恵まれたことによる増
揚水	365	359	361	390	388	300	322	316	+ 17	日々の需給状況による増
地熱・太陽光・ 風力	0	0	8	10	5	0.4	0.2	4.5	+ 4.1	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
太陽光	-	-	4	4	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
風力	-	-	4	6	5	0.4	0.2	4.5	+ 4.1	風況に恵まれたことによる増
融通	0	100	0	149	35	0	0	0	0	
新電力への供給等(注6)	97	20	3	7	16	4	5	17	13	卸電力取引所における取引量の差等
供給力 計	2,901	2,769	2,683	2,692	2,616	2,604	2,669	2,328	276	
融通前供給力 計	(2,901)	(2,699)	(2,683)	(2,543)	(2,581)	(2,604)	(2,669)	(2,328)	276	
需要想定 (、、加味)	2,665	2,578	2,432	2,523	2,484	2,496	2,496	2,114	382	
需要想定 (、、加 味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
経済影響等	-	-	-	-	-	98	98	111	13	離脱需要の拡大等
定着節電	-	-	-	-	-	101	101	200	99	お客さまの節電意識の高まりなどによる影響
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	-	-	30	30	240	270	2011年厳寒(H3発生日1.9)を想定していたが、今冬の最小予備率日の平均気温が3.3と、想定を上回ったことによる影響等
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	236 (8.9%)	191 (7.4%)	251 (10.3%)	169 (6.7%)	131 (5.3%)	108 (4.3%)	173 (6.9%)	214 (10.1%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.9%	4.4%	7.3%	3.7%	2.3%	1.3%	3.9%	7.1%	-	

(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) 過去の実績は、冬季最大電力発生日(2014年度:12月17日、2013年度:2月14日、2012年度:2月19日、2011年度:2月2日、2010年度:2月14日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分その他、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見込み差なども含まれる。

(注5) 平成28年2月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

(注6) 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。

2015年度冬季の需給実績(北陸電力)

最大需要日

(供給力内訳) ⁶	2010年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2011年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2012年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2013年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2014年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2015年度冬季				備考(差分理由等)
						1月 見通し(注5)	2月 見通し(注5)	ピーク需要日 (1月19日)	-	
原子力	219	0	0	0	0	0	0	0	0	
火力	360	442	403	440	394	445	438	374	71	
うち常設されて いる火力	360	440	400	438	391	441	434	371	70	敦賀2号(70万kW)ボイラー天井ハウジング補修による停止
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
うち緊急設置電 源	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
うち自家発電買 取	0	2	2	2	3	5	5	4	1	自家発電購入減
水力(注1)	111	118	135	152	155	113	111	117	+4	出水に恵まれたことによる増
揚水	11	9	11	10	5	11	10	11	0	
地熱・太陽光・ 風力	0	0	6	8	5	0	0	6	+6	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	0	0	0	1	0	0	0	0	0	
風力	0	0	6	7	5	0	0	6	+6	風況に恵まれたことによる増
融通	0	10	0	15	0	0	0	0	0	
新電力への供給等(注4)	76	3	0	31	1	2	2	51	+53	卸電力取引所からの受電等による増
供給力 計	624	564	555	564	561	567	557	559	8	
融通前供給力 計	624	573	555	579	561	567	557	559	8	
需要想定 (、、加味)	528	526	505	516	526	529	529	518	11	
需要想定 (、、加 味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	-	-	3	3	3	0	
定着節電	-	-	-	-	-	10	10	17	7	計画値は前年12月に例年にならぬ急な大雪となり、点灯時間帯の暖房需要と融雪需要等が重なって伸びた影響により、節電量が減少。今冬は一昨年並みの節電量となった(2013年実績 17)。
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	-	-	14	14	10	4	2011年度並みの厳寒(0.0)に対して、今冬の最大需要日の気温(0.7)が高かったことによる減
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	96 (18.1%)	38 (7.3%)	50 (10.0%)	48 (9.2%)	35 (6.6%)	38 (7.3%)	28 (5.3%)	41 (7.8%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	15.1%	4.3%	7.0%	6.2%	3.6%	4.3%	2.3%	4.8%	-	

(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) 過去の実績は、冬季最大電力発生日(2014年度:12月17日、2013年度:2月5日、2012年度:2月8日、2011年度:2月2日、2010年度:1月20日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分その他、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、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成28年2月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

2015年度冬季の需給実績(北陸電力)

最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2011年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2012年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2013年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2014年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2015年度冬季				
						1月 見通し(注5)	2月 見通し(注5)	最小予備率日 (12月15日)	-	備考(差分理由等)
原子力	219	0	0	0	0	0	0	0	0	
火力	360	442	403	440	394	445	438	312	133	
うち常設されて いる火力	360	440	400	438	391	441	434	308	133	富山新港火力1,2号(100万kW)給電停止 富山火力4号(25万kW)定期点検による減など
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
うち緊急設置電 源	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
うち自家発電買 取	0	2	2	2	3	5	5	4	0	
水力(注1)	111	118	135	152	155	113	111	130	+17	出水に恵まれたことによる増
揚水	11	9	11	10	5	11	10	5	5	定検時期の差による減
地熱・太陽光・ 風力	0	0	6	8	5	0	0	9	+9	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	0	0	0	1	0	0	0	0	0	
風力	0	0	6	7	5	0	0	9	+9	風況に恵まれたことによる増
融通	0	10	0	15	0	0	0	0	0	
新電力への供給等(注4)	76	3	0	31	1	2	2	28	26	卸電力取引所への送電増
供給力 計	624	564	555	564	561	567	557	429	139	
融通前供給力 計	624	573	555	579	561	567	557	429	139	
需要想定 (、、加味)	528	526	505	516	526	529	529	406	123	
需要想定 (、、加 味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	-	-	3	3	3	0	
定着節電	-	-	-	-	-	10	10	17	7	計画値は前年12月に例年のない急な大雪となり、点灯時間帯の暖房需要と融雪需要等が 重なって伸びた影響により、節電量が減少。今冬は一昨年並みの節電量となった(2013年 実績 17)。
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	-	-	14	14	102	88	2011年度並みの厳寒(0.0)に対して、今冬の最小予備率日の気温(11.4)が高かったこ とによる減
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	96 (18.1%)	38 (7.3%)	50 (10.0%)	48 (9.2%)	35 (6.6%)	38 (7.3%)	28 (5.3%)	23 (5.6%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	15.1%	4.3%	7.0%	6.2%	3.6%	4.3%	2.3%	2.6%	-	

(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) 過去の実績は、冬季最大電力発生日(2014年度:12月17日、2013年度:2月5日、2012年度:2月8日、2011年度:2月2日、2010年度:1月20日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分の他、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、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成28年2月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

2015年度冬季の需給実績(中国電力)

最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (1月31日)	2011年度 冬季実績 (2月2日)	2012年度 冬季実績 (12月25日)	2013年度 冬季実績 (2月6日)	2014年度 冬季実績 (12月17日)	2015年度冬季				備考(差分理由等)
						1月 見通し(注5)	2月 見通し(注5)	ピーク需要日 (1月25日)	-	
原子力	83	0	0	0	0	0	0	0	0	
火力	966	1,046	964	1,006	945	1018	1,024	971	47	
うち常設されて いる火力	965	1,046	954	995	929	1005	1,014	957	48	需給安定に伴う停止(他社火力)等
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
うち緊急設置電 源	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
うち自家発電買 取	1	1	11	11	17	13	11	14	+1	自家発の実績増
水力(注1)	40	51	58	65	60	44	50	40	4	自流式水力の減
揚水	79	83	125	125	107	96	103	132	+36	需要カーブ差による増
地熱・太陽光・ 風力	0	7	18	5	11	1	1	84	+84	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	0	0	3	0	0	0	0	78	+78	ピーク需要発生時刻が昼間帯となったことによる増
風力	0	7	15	4.7	10.6	0.6	0.6	6.3	+5.7	風況に恵まれたことによる増
融通	0	47	0	13	0	0	0	0	0	
新電力への供給等(注4)	29	5	3	11	8	8	8	11	4	
供給力 計	1,196	1,134	1,162	1,176	1,115	1,151	1,170	1,216	+65	
融通前供給力 計	(1,196)	(1,181)	(1,162)	(1,189)	(1,115)	(1,151)	(1,170)	(1,216)	(+65)	
需要想定 (、、加味)	1,074	1,045	995	1,039	1,058	1,067	1,067	1,087	+20	
需要想定 (、、加 味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	-	20	18	18	4	+14	ピーク需要発生時刻が昼間帯となったことによる産業用需要の増加などによる。
定着節電	-	-	-	-	16	14	14	19	5	お客様の節電意識が高まったことなどによる。
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	-	20	25	25	36	+11	2011年度並みの厳冬(0.8)見通しに対して、今冬の最大需要日の気温(0.1)は高かったものの、その他要因の増加などによる。
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	123 (11.4%)	89 (8.5%)	167 (16.7%)	137 (13.2%)	57 (5.4%)	84 (7.8%)	103 (9.6%)	129 (11.8%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	8.4%	5.5%	13.7%	10.2%	2.4%	4.8%	6.6%	8.8%	-	

(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) 過去の実績は、冬季最大電力発生日(2014年度:12月17日、2013年度:2月6日、2012年度:12月25日、2011年度:2月2日、2010年度:1月31日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分の他、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、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成28年2月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

2015年度冬季の需給実績(中国電力)

最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (1月31日)	2011年度 冬季実績 (2月2日)	2012年度 冬季実績 (12月25日)	2013年度 冬季実績 (12月11日)	2014年度 冬季実績 (12月17日)	2015年度冬季				
						1月 見通し(注5)	2月 見通し(注5)	ピーク需要日 (3月14日)	備考(差分理由等)	
原子力	83	0	0	0	0	0	0	0	0	
火力	966	1,046	964	827	945	1018	1,024	684	334	
うち常設されて いる火力	965	1,046	954	805	929	1005	1,014	676	329	需給安定による停止(下松3号, 岩国2,3号, 水島3号, 他社火力)等
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
うち緊急設置電 源	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
うち自家発電買 取	1	1	11	22	17	13	11	7	6	自家発の実績減
水力(注1)	40	51	58	60	60	44	50	74	+30	自流式水力の増
揚水	79	83	125	91	107	96	103	120	+25	需要カーブ差による増
地熱・太陽光・ 風力	0	7	18	16	11	1	1	50	+50	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	0	0	3	0	0	0	0	47	+47	ピーク需要発生時刻が昼間帯となったことによる増
風力	0	7	15	15.7	10.6	0.6	0.6	3.2	+2.6	風況に恵まれたことによる増
融通	0	47	0	0	0	0	0	0	0	
新電力への供給等(注4)	29	5	3	5	8	8	8	24	17	
供給力 計	1,196	1,134	1,162	988	1,115	1,151	1,170	904	247	
融通前供給力 計	(1,196)	(1,181)	(1,162)	(988)	(1,115)	(1,151)	(1,170)	(904)	(247)	
需要想定 (、 、 加味)	1,074	1,045	995	907	1,058	1,067	1,067	848	219	
需要想定 (、 、 加 味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	-	20	18	18	4	+14	ピーク需要発生時刻が昼間帯となったことによる産業用需要の増加などによる。
定着節電	-	-	-	-	16	14	14	19	5	お客様の節電意識が高まったことなどによる。
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	-	20	25	25	203	228	2011年度並みの厳冬(0.8)見通しに対して、今冬最少予備率日の気温(7.7)が高かったことなどによる。
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (、 、 加味)	123 (11.4%)	89 (8.5%)	167 (16.7%)	81 (9.0%)	57 (5.4%)	84 (7.8%)	103 (9.6%)	56 (6.6%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	8.4%	5.5%	13.7%	6.0%	2.4%	4.8%	6.6%	3.6%	-	

(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) 過去の実績は、冬季最大電力発生日(2014年度:12月17日、2013年度:12月11日、2012年度:12月25日、2011年度:2月2日、2010年度:1月31日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分の他、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、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成28年2月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

2015年度冬季の需給実績(四国電力)

最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2011年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2012年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2013年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2014年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2015年度冬季				
						1月 見通し(注5)	2月 見通し(注5)	ピーク需要日 (1月19日)	-	備考(差分理由等)
原子力	207	0	0	0	0	0	0	0	0	
火力	412	465	426	457	452	460	451	432	28	
うち常設されて いる火力	412	430	412	443	445	424	415	424	1	
うち長期停止 火力の再稼働	0	22	0	0	0	22	22	0	22	需給安定に伴う停止(阿南2号(22万kW))
うち緊急設置電 源	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
うち自家発電買 取	1	13	14	14	7	14	14	9	5	当日の自家発電購入減
水力(注1)	41	45	61	52	52	49	51	53	+5	出水状況による増など
揚水	38	38	38	34	38	38	38	38	0	
地熱・太陽光・ 風力	0	0	9.7	4.0	4.6	0.7	0.5	5.6	+4.9	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	-	-	3.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
風力	-	-	5.8	4.0	4.6	0.7	0.5	5.6	+4.9	風力発電実績分
融通	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
新電力への供給等	60	10	11	17	11	13	13	10	+23	淡路島への融通減、市場取引実績分等
供給力 計	638	538	524	529	535	535	528	539	+5	
融通前供給力 計	(638)	(538)	(524)	(529)	(535)	(535)	(528)	(539)	(+5)	
需要想定 (、、加味)	520	522	477	487	503	497	497	481	16	
需要想定 (、、加 味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	4	6	7	14	14	10	+4	離脱需要の想定実績差等
定着節電	-	-	27	27	29	25	25	31	6	アンケート結果を上回る節電がみられた影響等
気温影響・その他 (注4)	-	-	12	0	19	16	16	2	14	2011年度H1発生日(2/2 最高気温3.7)並の想定に対し、当日最高気温は+0.9 となったことによる需要減等
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率 (、、加味))	118 (22.6%)	16 (3.0%)	47 (9.8%)	41 (8.5%)	32 (6.3%)	38 (7.5%)	31 (6.2%)	58 (12.1%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	19.6%	0.0%	6.8%	5.5%	3.3%	4.5%	3.2%	9.1%	-	

(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) 2010年度～2014年度実績は、冬季最大電力発生日(2010年度:1月31日、2011年度:2月2日、2012年度:2月19日、2013年度:2月6日、2014年度:12月17日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分その他、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、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成27年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2015年度冬季の需給実績(四国電力)

最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2011年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2012年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2013年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2014年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2015年度冬季				
						1月 見通し(注5)	2月 見通し(注5)	ピーク需要日 (1月25日)	-	備考(差分理由等)
原子力	207	0	0	0	0	0	0	0	0	
火力	412	465	426	457	452	460	451	438	22	
うち常設されて いる火力	412	430	412	443	445	424	415	423	1	
うち長期停止 火力の再稼働	0	22	0	0	0	22	22	0	22	需給安定に伴う停止(阿南2号(22万kW))
うち緊急設置電 源	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
うち自家発電買 取	1	13	14	14	7	14	14	16	+2	当日の自家発電購入増
水力(注1)	41	45	61	52	52	49	51	52	+3	出水状況による増など
揚水	38	38	38	34	38	38	38	38	0	
地熱・太陽光・ 風力	0	0	9.7	4.0	4.6	0.7	0.5	3.9	+3.2	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	-	-	3.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
風力	-	-	5.8	4.0	4.6	0.7	0.5	3.9	+3.2	風力発電実績分
融通	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
新電力への供給等	60	10	11	17	11	13	13	2	+11	淡路島への融通減、市場取引実績分等
供給力 計	638	538	524	529	535	535	528	530	4	
融通前供給力 計	(638)	(538)	(524)	(529)	(535)	(535)	(528)	(530)	(4)	
需要想定 (、、加味)	520	522	477	487	503	497	497	479	18	
需要想定 (、、加 味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	4	6	7	14	14	10	+4	離脱需要の想定実績差等
定着節電	-	-	27	27	29	25	25	31	6	アンケート結果を上回る節電がみられた影響等
気温影響・その他 (注4)	-	-	12	0	19	16	16	0	16	2011年度H1発生日(2/2 最高気温3.7)並の想定に対し、当日最高気温は+2.8 となったことによる需要減等
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	118 (22.6%)	16 (3.0%)	47 (9.8%)	41 (8.5%)	32 (6.3%)	38 (7.5%)	31 (6.2%)	52 (10.8%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	19.6%	0.0%	6.8%	5.5%	3.3%	4.5%	3.2%	7.8%	-	

(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) 2010年度～2014年度実績は、冬季最大電力発生日(2010年度:1月31日、2011年度:2月2日、2012年度:2月19日、2013年度:2月6日、2014年度:12月17日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分その他、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、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成27年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2015年度冬季の需給実績(九州電力)

最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2011年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2012年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2013年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2014年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2015年度冬季				
						1月 見通し(注5)	2月 見通し(注5)	ピーク需要日 (1月25日)	-	備考(差分理由等)
原子力	365	0	0	0	0	178	178	188	+10	定格熱出力による増
火力	1,101	1,220	1,250	1,243	1,187	1,180	1,194	1,192	+12	
うち常設されて いる火力	1,086	1,208	1,201	1,196	1,140	1,134	1,148	1,147	+13	
うち長期停止 火力の再稼働	0	0	38	38	38	38	38	38	0	
うち緊急設置電 源	0	0	0	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0	
うち自家発電買 取	15	12	11	9	9	8	8	7	1	当日の自家発電購入減
水力(注1)	75	110	117	90	84	81	75	76	5	
揚水	145	200	165	115	179	189	197	200	+11	日々の運用状況による増
地熱・太陽光・ 風力	17	16	20	33	36	18	18	193	+175	
地熱	17	16	16	17	16	17	17	16	1	当日の蒸気量の減
太陽光	0	0	0	0	0	0	0	172	+172	需要ピーク時間の相違(想定:19時、実績:11時)による増
風力	0	0	4	16	20	1	1	5	+4	風況による増
融通	0	40	55	35	35	0	0	0	0	
新電力への供給等(注4)	15	6	16	37	68	13	13	14	1	新電力への送電増
供給力 計	1,717	1,591	1,623	1,554	1,588	1,634	1,648	1,834	+200	
融通前供給力 計	(1,717)	(1,551)	(1,568)	(1,519)	(1,553)	1,634	1,648	1,834	+200	
需要想定 (、、加味)	1,533	1,538	1,423	1,438	1,466	1,515	1,515	1,508	7	
需要想定 (、、加 味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	7	5	24	38	38	41	3	想定していた離脱需要の差異(2010年度: 33万kW 39万kW)などによる減
定着節電	-	-	75	63	49	43	43	42	+1	
気温影響・その他 (注4)	-	-	28	27	+6	+63	+63	+58	5	
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	184 (12.0%)	53 (3.5%)	200 (14.1%)	115 (8.0%)	122 (8.3%)	119 (7.8%)	133 (8.8%)	326 (21.6%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	9.0%	0.5%	11.1%	5.0%	5.3%	-	-	18.6%	-	

(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) 過去の実績は、冬季最大電力発生日(2014年度:12月17日、2013年度:2月13日、2012年度:2月8日、2011年度:2月2日、2010年度:1月31日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分の他、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、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成28年2月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

2015年度冬季の需給実績(九州電力)

最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2011年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2012年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2013年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2014年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2015年度冬季				備考(差分理由等)
						1月 見通し(注5)	2月 見通し(注5)	ピーク需要日 (3月1日)		
原子力	365	0	0	0	0	178	178	188	+10	定格熱出力による増
火力	1,101	1,220	1,250	1,246	1,009	1,180	1,194	911	269	
うち常設されて いる火力	1,086	1,208	1,201	1,199	962	1,134	1,148	905	229	補修差、待機停止による減
うち長期停止 火力の再稼働	0	0	38	38	38	38	38	0	38	待機停止
うち緊急設置電 源	0	0	0	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0	
うち自家発電買 取	15	12	11	9	9	8	8	6	2	当日の自家発電購入減
水力(注1)	75	110	117	100	90	81	75	90	+9	出水に恵まれたことによる増
揚水	145	200	165	118	170	189	197	200	+11	日々の運用状況による増
地熱・太陽光・ 風力	17	16	20	35	32	18	18	22	+4	
地熱	17	16	16	17	17	17	17	16	1	当日の蒸気量の減
太陽光	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
風力	0	0	4	18	15	1	1	6	+5	風況による増
融通	0	40	55	0	35	0	0	0	0	
新電力への供給等(注4)	15	6	16	50	94	13	13	12	+1	
供給力 計	1,717	1,591	1,623	1,550	1,429	1,634	1,648	1,399	235	
融通前供給力 計	(1,717)	(1,551)	(1,568)	(1,550)	(1,394)	1,634	1,648	1,399	235	
需要想定 (、、加味)	1,533	1,538	1,423	1,436	1,368	1,515	1,515	1,315	200	
需要想定 (、、加 味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	7	5	24	38	38	41	3	想定していた離脱需要の差異(2010年度: 33万kW 39万kW)などによる減
定着節電	-	-	75	63	49	43	43	42	+1	
気温影響・その他 (注4)	-	-	28	29	92	+63	+63	135	198	2011年度厳寒並み(最高気温2.1)の想定に対し、当日最高気温は、8.1(+6.0)となったことなどによる減。
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	184 (12.0%)	53 (3.5%)	200 (14.1%)	114 (7.9%)	61 (4.5%)	119 (7.8%)	133 (8.8%)	84 (6.4%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	9.0%	0.5%	11.1%	4.9%	1.5%	-	-	3.4%	-	

(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) 過去の実績は、冬季最大電力発生日(2014年度:3月10日、2013年度:2月18日、2012年度:2月8日、2011年度:2月2日、2010年度:1月31日)における実績。
(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。
(注4) 気象影響分その他、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、の見込み差なども含まれる。
(注5) 平成28年2月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

2015年度冬季の需給実績(沖縄電力)

最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2011年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2012年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2013年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2014年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2015年度冬季				備考(差分理由等)	
						1月 見通し(注5)	2月 見通し(注5)	ピーク需要日 (1月24日)	-		
原子力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
火力	144	139	159	154	159	176	168	164	12		
うち常設されて いる火力	144	139	159	154	159	176	168	164	12	定期点検差: 11万kW、出力制限: 1万kW	
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
うち緊急設置電 源	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
うち自家発電買 取	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
水力(注1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
揚水	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
地熱・太陽光・ 風力	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
太陽光	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
風力	-	-	-	-	0.1	-	-	0.1	+0.1	風況に恵まれたことによる増	
融通	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
新電力への供給等(注4)	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
供給力 計	144	139	159	154	160	176	168	164	12		
融通前供給力 計	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
需要想定 (、 、 加味)	114	108	106	108	114	117	115	122	+5		
需要想定 (、 、 加 味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
経済影響等	-	-	-	6	3	2	2	1	1	大口の実績減など	
定着節電	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	0	3	1	1	7	+6	発生日の最低気温(7.5)が厳冬見込み(10.4)より低かったことなどによる需要増	
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
需給ギャップ (予備率) (、 、 加味)	29 (25.6%)	31 (28.6%)	53 (50.3%)	46 (42.6%)	46 (40.4%)	59 (50.0%)	53 (46.1%)	42 (34.0%)	-		
要解消ギャップ 3%控除予備率	22.6%	25.6%	47.3%	39.6%	37.4%	47.0%	43.1%	31.0%	-		

(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) 過去の実績は、冬季最大電力発生日(2014年度:2月9日、2013年度:2月10日、2012年度:3月23日、2011年度:1月25日、2010年度:1月31日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分の他、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、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成28年2月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

2015年度冬季の需給実績(沖縄電力)

最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2011年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2012年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2013年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2014年度 冬季実績 (ピーク需要 日)	2015年度冬季				備考(差分理由等)	
						1月 見通し(注5)	2月 見通し(注5)	ピーク需要日 (1月24日)	-		
原子力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
火力	144	139	159	154	159	176	168	164	12		
うち常設されて いる火力	144	139	159	154	159	176	168	164	12	定期点検差: 11万kW、出力制限: 1万kW	
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
うち緊急設置電 源	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
うち自家発電買 取	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
水力(注1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
揚水	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
地熱・太陽光・ 風力	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
太陽光	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
風力	-	-	-	-	0.1	-	-	0.1	+0.1	風況に恵まれたことによる増	
融通	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
新電力への供給等(注4)	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
供給力 計	144	139	159	154	160	176	168	164	12		
融通前供給力 計	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
需要想定 (、、加味)	114	108	106	108	114	117	115	122	+5		
需要想定 (、、加 味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
経済影響等	-	-	-	6	3	2	2	1	1	大口の実績減など	
定着節電	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	0	3	1	1	7	+6	発生日の最低気温(7.5)が厳冬見込み(10.4)より低かったことなどによる需要増	
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	29 (25.6%)	31 (28.6%)	53 (50.3%)	46 (42.6%)	46 (40.4%)	59 (50.0%)	53 (46.1%)	42 (34.0%)	-		
要解消ギャップ 3%控除予備率	22.6%	25.6%	47.3%	39.6%	37.4%	47.0%	43.1%	31.0%	-		

(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) 過去の実績は、冬季最大電力発生日(2014年度:2月9日、2013年度:2月10日、2012年度:3月23日、2011年度:1月25日、2010年度:1月31日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分の他、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、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成28年2月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

2016年度夏季の需給バランス見通し

全国9社

(供給力内訳)	2010年度夏季実績 (ピーク需要日)	2011年度夏季実績 (ピーク需要日)	2012年度夏季実績 (ピーク需要日)	2013年度夏季実績 (ピーク需要日)	2014年度夏季実績 (ピーク需要日)	2015年度夏季実績 (ピーク需要日)	2016年度夏季	
							7月	8月
原子力	3,483	1,177	237	236	0	0	178	178
火力	12,542	12,511	13,360	13,515	13,328	12,837	12,661	12,962
うち常設されている 火力	12,398	12,019	12,525	12,833	12,810	12,465	12,318	12,638
うち長期停止 火力の再稼働	-	168	236	184	217	86	111	96
うち緊急設置電源	-	87	289	272	85	77.4	78.4	77.4
うち自家発電買取	144	237	311	225	213	209	156	156
水力(注3)	1,367	1,380	1,268	1,287	1,324	1,228	1,324	1,232
揚水	2,141	2,059	2,070	1,924	1,855	2,231	2,138	2,061
地熱・太陽光・風力	30	30	164	270	699	1,140.6	748.7	768.0
地熱	30	30	30	27	28.1	27.6	27.7	28.2
太陽光	-	-	121	220	633	1,093.2	717.6	736.6
風力	-	-	14	24	38.3	19.8	3.7	3.2
融通	0	64	36	5	14	41	0	0
新電力への供給等	47	82	45	17	170	308	232	234
供給力 計	19,518	17,141	17,090	17,206	17,048	17,172	16,811	16,970
融通前供給力 計	(19,518)	(17,077)	(17,054)	(17,211)	(17,034)	17,130	16,811	16,967
需要想定(、、加味)	17,987	15,661	15,743	16,125	15,545	15,454	15,514	15,550
需要想定(、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	-
経済影響等	-	-	-	-	224	641	992	993
定着節電	-	-	-	-	1,746	1,827	1,612	1,612
その他(注2)	-	-	-	-	472	66	131	167
随時調整契約(実効率等 加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	1,530 (8.5%)	1,479 (9.4%)	1,347 (8.6%)	1,080 (6.7%)	1,503 (9.7%)	1,719 (11.1%)	1,297 (8.4%)	1,417 (9.1%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.5%	6.4%	5.6%	3.7%	6.7%	8.1%	5.4%	6.1%
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 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。

(注3) 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。

東3社

(供給力内訳)	2010年度夏季実績 (ピーク需要日)	2011年度夏季実績 (ピーク需要日)	2012年度夏季実績 (ピーク需要日)	2013年度夏季実績 (ピーク需要日)	2014年度夏季実績 (ピーク需要日)	2015年度夏季実績 (ピーク需要日)	2016年度夏季	
							7月	8月
原子力	1,527	470	0	0	0	0	0	0
火力	5,701	5,536	6,033	6,204	6,085	5,703	5,466	5,681
うち常設されている 火力	5,653	5,165	5,459	5,811	5,834	5,523	5,307	5,540
うち長期停止 火力の再稼働	-	120	118	30	85	27	30	15
うち緊急設置電源	-	87	287	267	79	72	73	72
うち自家発電買取	48	164	169	95	85	81	56	55
水力(注3)	599	527	420	509	506	449	517	486
揚水	926	754	945	775	781	992	1,002	996
地熱・太陽光・風力	13	14	54	86	280	520.6	199.7	208.2
地熱	13	14	14	11	12.3	12.3	12.2	12.7
太陽光	-	-	33	68	239	494.7	185.5	193.7
風力	-	-	7	8	29.1	13.6	2.0	1.8
融通	0	65	0	0	0	0	0	0
新電力への供給等	38	46	19	33	112	147	136	136
供給力 計	8,728	7,321	7,433	7,540	7,540	7,518	7,046	7,217
融通前供給力 計	(8,728)	(7,256)	(7,433)	(7,540)	(7,540)	7,518	7,046	7,217
需要想定(、、加味)	8,062	6,653	6,925	6,865	6,799	6,797	6,614	6,650
需要想定(、、加味)	-	-	-	-	-	0	-	-
経済影響等	-	-	-	-	46	267	523	523
定着節電	-	-	-	-	924	924	844	844
その他(注2)	-	-	-	-	293	74	80	44
随時調整契約(実効率等 加味後)	-	-	-	-	-	0	-	-
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	666 (8.3%)	668 (10.0%)	508 (7.3%)	675 (9.8%)	741 (10.9%)	722 (10.6%)	432 (6.5%)	580 (8.7%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.3%	7.0%	4.3%	6.8%	7.9%	7.6%	3.5%	5.7%
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 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。

(注3) 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。

北海道電力

(供給力内訳)	2010年度夏季実績 (ピーク需要日)	2011年度夏季実績 (ピーク需要日)	2012年度夏季実績 (ピーク需要日)	2013年度夏季実績 (ピーク需要日)	2014年度夏季実績 (ピーク需要日)	2015年度夏季実績 (ピーク需要日)	2016年度夏季	
							7月	8月
原子力	210	94	0	0	0	0	0	0
火力	357	398	378	429	395	371	358	407
うち常設されている 火力	357	398	367	407	375	355	337	387
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-	-	-
うち緊急設置電源	-	0	7	15	15	15	15	15
うち自家発電買取	0	0	4	6	4	1	6	6
水力(注4)	79	93	83	70	60	64	68	64
揚水	25	29	30	30	30	80	61	55
地熱・太陽光・風力	1	1	7	4	27	49.8	1.4	1.9
地熱	1	1	2	0	0	0.0	0.7	1.3
太陽光	-	-	0	3	16	40.7	0.0	0.0
風力	-	-	5	2	11	9.1	0.7	0.6
融通	0	57	0	0	0	0	0	0
新電力への供給等	14	1	14	12	2	9	13	13
供給力 計	658	558	512	544	510	556	476	515
融通前供給力 計	(658)	(615)	(512)	(544)	(510)	(556)	(476)	(515)
需要想定(、、加味)	506	485	483	450	459	447	413	428
需要想定(、、加味)	-	-	-	-	-	-	398	413
経済影響等	-	-	2	3	3	4	37	37
定着節電	-	-	43	44	43	49	42	42
その他(注3)	-	-	18	15	7	6	14	1
随時調整契約(実効率等 加味後)	-	-	-	-	-	-	15	15
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	152 (29.9%)	73 (14.9%)	29 (6.0%)	95 (21.1%)	51 (11.1%)	110 (24.5%)	63 (15.1%)	87 (20.2%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	26.9%	11.9%	3.0%	18.1%	8.1%	21.5%	12.1%	17.2%
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-	-	-

(注1)四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2)2010年度夏季～2015年度夏季実績は最大電力発生日(2010年度夏季:8月31日、2011年度夏季:9月16日、2012年度夏季:9月18日、2013年度:8月7日、2014年度:8月4日、2015年度8月5日)における実績。

(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。

(注4)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。

東北電力

(供給力内訳)	2010年度夏季実績 (ピーク需要日)	2011年度夏季実績 (ピーク需要日)	2012年度夏季実績 (ピーク需要日)	2013年度夏季実績 (ピーク需要日)	2014年度夏季実績 (ピーク需要日)	2015年度夏季実績 (ピーク需要日)	2016年度夏季	
							7月	8月
原子力	247	0	0	0	0	0	0	0
火力	1,194	972	1,248	1,400	1,397	1,384	1,283	1,351
うち常設されている 火力	1,194	912	1,088	1,253	1,285	1,288	1,187	1,271
うち長期停止 火力の再稼働	-	35	35	30	30	27	30	15
うち緊急設置電源	-	0	88	88	64	57	58	57
うち自家発電買取	0	25	37	29	18	12	8	8
水力(注4)	185	120	134	154	171	161	166	156
揚水	69	25	71	25	71	65	71	71
地熱・太陽光・風力	12	13	22	24	60	92.2	54.2	59.3
地熱	12	13	12	11	12	12.1	11.5	11.4
太陽光	-	-	8	9	31	76.1	41.5	46.9
風力	-	-	2	4.1	17.5	4.0	1.2	1.0
融通	0	162	0	0	0	0	0	0
新電力への供給等	49	11	7	101	113	111	123	123
供給力 計	1,658	1,303	1,468	1,502	1,586	1,591	1,452	1,514
融通前供給力 計	1,658	1,141	1,468	1,502	1,586	1,591	1,452	1,514
需要想定(、、加味)	1,557	1,246	1,364	1,322	1,360	1,393	1,391	1,412
需要想定(、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	-
経済影響等	-	-	-	-	-	1	2	2
定着節電	-	-	-	-	-	79	67	67
その他(注3)	-	-	-	-	-	86	97	76
随時調整契約(実効率等 加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	101 (6.5%)	57 (4.6%)	104 (7.6%)	180 (13.6%)	226 (16.7%)	198 (14.2%)	61 (4.3%)	102 (7.3%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	3.5%	1.6%	4.6%	10.6%	13.7%	11.2%	1.3%	4.3%
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度夏季～2015年度夏季実績は最大電力発生日(2010年度夏季:8月5日、2011年度夏季:8月9日、2012年度夏季8月22日、2013年度8月19日、2014年度8月5日、2015年度8月6日)における実績。

(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。

(注4) 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。

東京電力

(供給力内訳)	2010年度夏季実績 (ピーク需要日)	2011年度夏季実績 (ピーク需要日)	2012年度夏季実績 (ピーク需要日)	2013年度夏季実績 (ピーク需要日)	2014年度夏季実績 (ピーク需要日)	2015年度夏季実績 (ピーク需要日)	2016年度夏季	
							7月	8月
原子力	1,070	376	0	0	0	0	0	0
火力	4,150	4,166	4,407	4,375	4,293	3,948	3,825	3,923
うち常設されている 火力	4,102	3,855	4,004	4,151	4,174	3,880	3,783	3,882
うち長期停止 火力の再稼働	-	85	83	0	55	0	0	0
うち緊急設置電源	-	87	192	164	0	0	0	0
うち自家発電買取	48	139	128	60	63	68	42	41
水力(注4)	335	314	203	285	275	224	283	266
揚水	832	700	844	720	680	847	870	870
地熱・太陽光・風力	0.3	0.3	25.1	57.8	192.6	378.6	144.1	147.0
地熱	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	-	-
太陽光	-	-	24.8	55.8	191.8	377.9	144.0	146.8
風力	-	-	0.1	1.8	0.6	0.5	0.1	0.2
融通	0	40	0	0	0	0	0	0
新電力への供給等	25	56	26	56	3	27	3	5
供給力 計	6,412	5,460	5,453	5,494	5,444	5,371	5,119	5,201
融通前供給力 計	(6,412)	(5,500)	(5,453)	(5,494)	(5,444)	(5,371)	(5,119)	(5,201)
需要想定(、、加味)	5,999	4,922	5,078	5,093	4,980	4,957	4,810	4,810
需要想定(、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	-
経済影響等	-	-	-	48	70	264	484	484
定着節電	-	-	-	774	805	796	735	735
その他(注3)	-	-	-	180	144	+18	+30	+30
随時調整契約(実効率等 加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	413 (6.9%)	538 (10.9%)	375 (7.4%)	401 (7.9%)	464 (9.3%)	414 (8.3%)	309 (6.4%)	391 (8.1%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	3.9%	7.9%	4.4%	4.9%	6.3%	5.3%	3.4%	5.1%
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度夏季～2014年度夏季実績は最大電力発生日(2010年度夏季:7月23日、2011年度夏季:8月18日、2012年度:夏季8月30日、2013年度:8月9日、2014年度:8月5日、2015年度:8月7日)における実績。

(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。

(注4) 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。

中西6社

(供給力内訳)	2010年度夏季実績 (ピーク需要日)	2011年度夏季実績 (ピーク需要日)	2012年度夏季実績 (ピーク需要日)	2013年度夏季実績 (ピーク需要日)	2014年度夏季実績 (ピーク需要日)	2015年度夏季実績 (ピーク需要日)	2016年度夏季	
							7月	8月
原子力	1,956	707	237	236	0	0	178	178
火力	6,841	6,975	7,327	7,311	7,243	7,134	7,195	7,281
うち常設されている 火力	6,745	6,854	7,066	7,022	6,976	6,942	7,011	7,098
うち長期停止 火力の再稼働	-	48	118	154	132	59	81	81
うち緊急設置電源	-	0	2	5	6	5.4	5.4	5.4
うち自家発電買取	96	73	142	130	128	128	99	100
水力(注3)	768	853	848	778	818	779	807	750
揚水	1,215	1,305	1,125	1,149	1,054	1,239	1,136	1,065
地熱・太陽光・風力	17	16	110	184	419	620	549.0	559.8
地熱	17	16	16	16	15.8	15.3	15.5	15.5
太陽光	-	-	88	152	394	598.5	532.1	542.9
風力	-	-	6	16	9.2	6.2	1.7	1.4
融通	0	1	36	5	14	41	0	0
新電力への供給等	9	36	26	16	58	161	96	98
供給力 計	10,790	9,820	9,657	9,666	9,508	9,654	9,765	9,737
融通前供給力 計	(10,790)	(9,821)	(9,621)	(9,671)	(9,494)	9,612	9,765	9,737
需要想定(、、加味)	9,925	9,008	8,818	9,260	8,746	8,657	8,900	8,900
需要想定(、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	-
経済影響等	-	-	-	92	178	374	468	468
定着節電	-	-	-	769	822	903	768	768
その他(注2)	-	-	-	197	179	8	211	211
随時調整契約(実効率等 加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	864 (8.7%)	811 (9.0%)	839 (9.5%)	405 (4.4%)	762 (8.7%)	997 (11.5%)	865 (9.7%)	837 (9.4%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.7%	6.0%	6.5%	1.4%	5.7%	8.5%	6.7%	6.4%
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 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。

(注3) 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。

中部電力

(供給力内訳)	2010年度夏季実績 (ピーク需要日)	2011年度夏季実績 (ピーク需要日)	2012年度夏季実績 (ピーク需要日)	2013年度夏季実績 (ピーク需要日)	2014年度夏季実績 (ピーク需要日)	2015年度夏季実績 (ピーク需要日)	2016年度夏季	
							7月	8月
原子力	274	0	0	0	0	0	0	0
火力	2,124	2,219	2,186	2,312	2,248	2,044	2,066	2,133
うち常設されている 火力	2,124	2,171	2,173	2,263	2,199	2,030	2,052	2,120
うち長期停止 火力の再稼働	-	48	13	49	49	14	14	14
うち緊急設置電源	-	-	-	-	-	-	-	-
うち自家発電買取	0	0	0	0	0	0	0	0
水力(注4)	147	176	153	126	163	187	150	136
揚水	411	399	382	386	326	378	341	343
地熱・太陽光・風力	0	0	21.3	55.7	116.2	206.2	158.8	162.8
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-
太陽光	-	-	19.8	51.4	115.2	204.7	158.3	162.3
風力	-	-	1.5	4.3	1.0	1.5	0.5	0.5
融通	0	0	56	125	167	71	0	0
新電力への供給等	32	5	25	27	40	44	27	37
供給力 計	2,988	2,799	2,662	2,728	2,647	2,701	2,689	2,739
融通前供給力 計	(2,988)	(2,799)	(2,718)	(2,853)	(2,814)	(2,771)	(2,689)	(2,739)
需要想定(、、加味)	2,709	2,520	2,478	2,623	2,452	2,489	2,567	2,567
需要想定(、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	-
経済影響等	-	-	10	25	33	94	61	61
定着節電	-	-	155	140	155	175	147	147
その他(注3)	-	-	66	79	69	49	66	66
随時調整契約(実効率等 加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	278 (10.3%)	278 (11.0%)	184 (7.4%)	105 (4.0%)	195 (8.0%)	212 (8.5%)	122 (4.8%)	172 (6.7%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	7.3%	8.0%	4.4%	1.0%	5.0%	5.5%	1.8%	3.7%
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度夏季～2015年度夏季実績は最大電力発生日(2010年度:8月24日、2011年度:8月10日、2012年度:7月27日、2013年度:8月22日、2014年度:7月25日、2015年度:8月3日)における実績。

(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。

(注4) 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。

関西電力

(供給力内訳)	2010年度夏季実績 (ピーク需要日)	2011年度夏季実績 (ピーク需要日)	2012年度夏季実績 (ピーク需要日)	2013年度夏季実績 (ピーク需要日)	2014年度夏季実績 (ピーク需要日)	2015年度夏季実績 (ピーク需要日)	2016年度夏季	
							7月	8月
原子力	838	337	237	236	0	0	0	0
火力	1,680	1,754	1,900	1,830	1,971	2,057	2,041	2,057
うち常設されている 火力	1,589	1,699	1,749	1,687	1,834	1,914	1,918	1,935
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	45	45	45	45	45	45
うち緊急設置電源	-	-	1	5	5	5	5	5
うち自家発電買取	91	55	106	93	87	93	73	73
水力(注4)	232	273	303	307	283	278	284	264
揚水	447	465	356	345	351	448	367	367
地熱・太陽光・風力	0	0	19	44	89	63	105.7	107.1
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-
太陽光	-	-	19	44	89	63	105.7	107.1
風力	-	-	0	1	0	0	0.0	0.0
融通	0	76	160	85	140	91	0	0
新電力への供給等(注5)	74	41	17	89	9	33	19	19
供給力 計	3,271	2,947	2,992	2,936	2,843	2,904	2,778	2,778
融通前供給力 計	(3,271)	(2,871)	(2,832)	(2,851)	(2,703)	(2,813)	(2,778)	(2,778)
需要想定(、、加味)	3,095	2,784	2,682	2,816	2,667	2,556	2,567	2,567
需要想定(、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	-
経済影響等	-	-	-	-	-	120	230	230
定着節電	-	-	-	-	-	430	362	362
その他(注3)	-	-	-	-	-	11	64	64
随時調整契約(実効率等 加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	176 (5.7%)	163 (5.9%)	310 (11.6%)	120 (4.3%)	175 (6.6%)	348 (13.6%)	211 (8.2%)	211 (8.2%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	2.7%	2.9%	8.6%	1.3%	3.6%	10.6%	5.2%	5.2%
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度夏季～2015年度夏季実績は最大電力発生日(2010年度夏季:8月19日、2011年度夏季:8月9日、2012年度夏季8月3日、2013年度8月22日、2014年度7月25日、2015年度8月4日)における実績。

(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。

(注4) 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5) 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。

北陸電力

(供給力内訳)	2010年度夏季実績 (ピーク需要日)	2011年度夏季実績 (ピーク需要日)	2012年度夏季実績 (ピーク需要日)	2013年度夏季実績 (ピーク需要日)	2014年度夏季実績 (ピーク需要日)	2015年度夏季実績 (ピーク需要日)	2016年度夏季	
							7月	8月
原子力	162	0	0	0	0	0	0	0
火力	435	438	440	433	436	443	430	438
うち常設されている 火力	435	436	438	432	434	440	425	434
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-	-	-
うち緊急設置電源	0	0	0	0	0	0	0	0
うち自家発電買取	0	2	2	1	2	3	5	4
水力(注4)	152	159	133	146	149	115	149	137
揚水	11	11	11	11	11	11	11	10
地熱・太陽光・風力	0.0	0.0	3.0	7.9	12.6	31.1	13.5	13.9
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-
太陽光	0.0	0.0	2.4	6.6	12.6	30.8	13.5	13.9
風力	0.0	0.0	0.6	1.3	0.0	0.3	0.0	0.0
融通	20	1	10	20	17	0	0	0
新電力への供給等	78	7	1	24	19	2	2	7
供給力 計	662	600	576	553	572	599	601	605
融通前供給力 計	682	601	586	573	589	599	601	605
需要想定(、、加味)	573	533	526	526	518	526	545	545
需要想定(、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	-
経済影響等	-	-	-	-	-	-	2	2
定着節電	-	-	-	-	-	-	25	25
その他(注3)	-	-	-	-	-	-	1	1
随時調整契約(実効率等 加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	89 (15.5%)	67 (12.5%)	50 (9.4%)	27 (5.1%)	54 (10.4%)	73 (13.9%)	56 (10.3%)	60 (11.1%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	12.5%	9.5%	6.4%	2.1%	7.4%	10.9%	7.3%	8.0%
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度夏季～2015年度夏季実績は最大電力発生日(2010年度夏季:8月5日、2011年度夏季:8月9日、2012年度夏季8月22日、2013年度8月19日、2014年度8月1日、2015年度8月7日)における実績。

(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。

(注4) 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。

中国電力

(供給力内訳)	2010年度夏季実績 (ピーク需要日)	2011年度夏季実績 (ピーク需要日)	2012年度夏季実績 (ピーク需要日)	2013年度夏季実績 (ピーク需要日)	2014年度夏季実績 (ピーク需要日)	2015年度夏季実績 (ピーク需要日)	2016年度夏季	
							7月	8月
原子力	0	81	0	0	0	0	0	0
火力	1,039	989	1,078	1,021	978	991	1,007	1,007
うち常設されている 火力	1,034	986	1,071	1,005	968	982	1,001	998
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-	-	-
うち緊急設置電源	-	-	-	-	-	-	-	-
うち自家発電買取	5	3	7	16	10	9	6	9
水力(注4)	56	51	55	52	45	32	51	47
揚水	124	148	159	153	129	147	139	137
地熱・太陽光・風力	0	0	23	18	44	109	76	77
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-
太陽光	0	0	20	18	44	108	76	77
風力	0	0	3	0.3	0.2	0.6	0.3	0.2
融通	20	72	104	60	8	35	-	-
新電力への供給等	32	9	14	15	28	50	10	10
供給力 計	1,272	1,188	1,198	1,168	1,160	1,194	1,263	1,259
融通前供給力 計	(1,252)	(1,260)	(1,302)	(1,228)	(1,168)	(1,229)	(1,263)	(1,259)
需要想定(、、加味)	1,201	1,083	1,085	1,112	1,061	1,075	1,114	1,114
需要想定(、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	-
経済影響等	-	-	-	-	-	52	44	44
定着節電	-	-	-	-	-	55	47	47
その他(注3)	-	-	-	-	-	19	4	4
随時調整契約(実効率等 加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	71 (5.9%)	105 (9.7%)	113 (10.4%)	56 (5.0%)	99 (9.3%)	119 (11.1%)	149 (13.4%)	145 (13.0%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	2.9%	6.7%	7.4%	2.0%	6.3%	8.1%	10.4%	10.0%
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2011年度夏季～2015年度夏季実績は最大電力発生日(2011年度: 8月9日、2012年度: 8月3日、2013年度: 8月22日、2014年度: 7月25日、2015年度: 8月6日)における実績。

(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。

(注4) 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。

四国電力

(供給力内訳)	2010年度夏季実績 (ピーク需要日)	2011年度夏季実績 (ピーク需要日)	2012年度夏季実績 (ピーク需要日)	2013年度夏季実績 (ピーク需要日)	2014年度夏季実績 (ピーク需要日)	2015年度夏季実績 (ピーク需要日)	2016年度夏季	
							7月	8月
原子力	204	113	0	0	0	0	0	0
火力	448	449	489	478	437	419	429	425
うち常設されている 火力	448	436	451	445	418	406	405	401
うち長期停止 火力の再稼働	-	0	22	22	0	0	22	22
うち緊急設置電源	-	0	0	0	0	0	0	0
うち自家発電買取	0	13	16	11	18	13	3	3
水力(注4)	64	69	68	48	58	58	62	59
揚水	52	52	52	52	48	52	48	48
地熱・太陽光・風力	0	0	7.3	17.2	41.1	40.0	54.1	55.3
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-
太陽光	-	-	7.1	12.4	38.8	39.9	54.1	55.3
風力	-	-	0.2	4.8	2.3	0.1	0.0	0.0
融通	0	4	0	5	0	5	0	0
新電力への供給等(注5)	67	64	13	13	11	11	12	13
供給力 計	702	615	603	577	572	553	581	574
融通前供給力 計	(702)	(619)	(603)	(582)	(572)	(558)	(581)	(574)
需要想定(、、加味)	597	544	526	549	526	511	543	543
需要想定(、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	-
経済影響等	-	-	6	10	13	25	21	21
定着節電	-	-	45	39	42	44	39	39
その他(注3)	-	-	20	2	16	17	6	6
随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ(予備率) (、、加味)	105 (17.6%)	71 (13.1%)	77 (14.6%)	27 (5.0%)	46 (8.8%)	42 (8.2%)	38 (6.9%)	31 (5.8%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	14.6%	10.1%	11.6%	2.0%	5.8%	5.2%	3.9%	2.8%
需給ギャップ(予備率) (、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-	-	-

(注1)四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2)2010年度夏季～2015年度夏季実績は最大電力発生日(2010年度夏季:8月20日、2011年度夏季:8月9日、2012年度夏季:8月7日、2013年度夏季:8月22日、2014年度:7月25日、2015年度:8月7日)における実績。

(注3)気温影響分、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。

(注4)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5)系統のつながりの関係で、関連管内の淡路島で四国電力から通常送電している分等が含まれている。

九州電力

(供給力内訳)	2010年度夏季実績 (ピーク需要日)	2011年度夏季実績 (ピーク需要日)	2012年度夏季実績 (ピーク需要日)	2013年度夏季実績 (ピーク需要日)	2014年度夏季実績 (ピーク需要日)	2015年度夏季実績 (ピーク需要日)	2016年度夏季	
							7月	8月
原子力	478	176	0	0	0	0	178	178
火力	1,115	1,126	1,234	1,237	1,173	1,180	1,222	1,221
うち常設されている 火力	1,115	1,126	1,184	1,190	1,123	1,170	1,210	1,210
うち長期停止 火力の再稼働	-	0	38	38	38	0	0	0
うち緊急設置電源	-	0	1	0.4	1	0.4	0.4	0.4
うち自家発電買取	0	0	11	9	11	10	12	11
水力(注4)	117	125	136	99	120	109	108	104
揚水	170	230	165	202	209	203	230	160
地熱・太陽光・風力	17	16	36	41	116	171	140.9	143.6
地熱	17	16	16	16	16	15	15.5	15.5
太陽光	-	-	20	20	94	152	124.5	127.4
風力	-	-	0.2	5.1	6	3	0.9	0.7
融通	0	0	46	120	66	61	0	0
新電力への供給等	2	2	10	6	31	21	25	25
供給力 計	1,895	1,671	1,626	1,704	1,714	1,703	1,854	1,782
融通前供給力 計	1,895	1,671	1,580	1,584	1,648	1,642	1,854	1,782
需要想定(、、加味)	1,750	1,544	1,521	1,634	1,522	1,500	1,564	1,564
需要想定(、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	-
経済影響等	-	-	+ 4	3	28	80	112	112
定着節電	-	-	189	185	172	169	148	148
その他(注3)	-	-	44	+ 72	28	1	+ 74	+ 74
随時調整契約(実効率等 加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	145 (8.3%)	127 (8.3%)	106 (6.9%)	70 (4.3%)	193 (12.7%)	203 (13.5%)	290 (18.5%)	218 (14.0%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.3%	5.3%	3.9%	1.3%	9.7%	10.5%	15.5%	11.0%
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度夏季～2015年度夏季実績は最大電力発生日(2010年度夏季:8月20日、2011年度夏季:9月1日、2012年度夏季:7月26日、2013年度:8月20日、2014年度:7月25日、2015年度:8月6日)における実績。

(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。

(注4) 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。

沖縄電力

(供給力内訳)	2010年度夏季実績 (ピーク需要日)	2011年度夏季実績 (ピーク需要日)	2012年度夏季実績 (ピーク需要日)	2013年度夏季実績 (ピーク需要日)	2014年度夏季実績 (ピーク需要日)	2015年度夏季実績 (ピーク需要日)	2016年度夏季	
							7月	8月
原子力	-	-	-	-	-	-	-	-
火力	194	220	220	179	183	199	208	216
うち常設されている 火力	194	220	220	179	183	199	208	216
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-	-	-
うち緊急設置電源	-	-	-	-	-	-	-	-
うち自家発電買取	-	-	-	-	-	-	-	-
水力(注4)	-	-	-	-	-	-	-	-
揚水	-	-	-	-	-	-	-	-
地熱・太陽光・風力	-	-	0.4	1.7	17.1	19.6	6.4	7.6
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-
太陽光	-	-	0.4	1.7	17.1	19.5	6.4	7.6
風力	-	-	-	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0
融通	-	-	-	-	-	-	-	-
新電力への供給等	-	-	-	-	-	-	-	-
供給力 計	194	220	220	181	200	219	215	224
融通前供給力 計	-	-	-	-	-	-	-	-
需要想定(、、加味)	148	144	148	153	150	151	154	154
需要想定(、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	-
経済影響等	-	-	-	0	0	1	1	1
定着節電	-	-	-	-	-	-	-	-
その他(注3)	-	-	-	5	2	2	7	7
随時調整契約(実効率等 加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	46 (31.1%)	76 (52.9%)	72 (48.4%)	27 (17.9%)	50 (33.3%)	68 (45.1%)	61 (39.8%)	70 (45.7%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	28.1%	49.9%	45.4%	14.9%	30.3	42.1%	36.8%	42.7%
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度夏季～2015年度夏季実績は最大電力発生日(2010年度夏季:7月6日、2011年度夏季:7月22日、2012年度夏季7月6日、2013年度8月8日、2014年度8月28日、2015年度7月2日)における実績。

(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。

(注4) 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。