

# 各地域・電力会社毎の供給力

# 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			
			7月29日時点 (第2回エネ環会議)	11月1日時点 (第4回エネ環会議)	4月23日時点 (第1回需給検証委員会)	今回
原子力	1527	470	0	0	0	0
火力	5701	5536	6049	6233	6277	6277
うち常設されている 火力	5653	5165	5585	5645	5660	5660
うち長期停止 火力の再稼働	-	120	120	120	120	120
うち緊急設置源	-	87	264	308	315	315
うち自家発電取	48	164	80	160	182	182
水力	599	527	555	513	518	518
揚水	926	754	554	906	951	951
地熱・太陽光	13	14	30	24	23	23
融通	0	65	0	0	0	0
新電力への供給等	▲38	▲46	▲36	▲36	▲38	▲38
<b>供給力 計</b>	<b>8728</b>	<b>7321</b>	<b>7152</b>	<b>7640</b>	<b>7731</b>	<b>7731</b>
<b>需要想定 (①、②加味)</b>	<b>8062</b>	<b>6653</b>	<b>7986</b>	<b>7996</b>	<b>7454</b>	<b>7454</b>
<b>需要想定 (①、②、③加味)</b>	-	-	-	-	-	(7436)
①経済影響等	-	-	-	-	172	172
②定着節電	-	-	-	-	▲674	▲674
③随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	▲18	▲18
<b>需給ギャップ (予備率) (①、②加味)</b>	<b>666 (8.3%)</b>	<b>668 (10.0%)</b>	<b>▲834 (▲10.4%)</b>	<b>▲356 (▲4.4%)</b>	<b>276 (3.7%)</b>	<b>276 (3.7%)</b>
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	<b>5.3%</b>	<b>7.0%</b>	<b>▲13.4%</b>	<b>▲7.4%</b>	<b>0.7%</b>	<b>0.7%</b>
<b>需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)</b>	-	-	-	-	-	<b>294 (4.0%)</b>
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	-	-	-	-	-	<b>1.0%</b>

2010年ベースとの比較

(注)四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

# 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			
			7月29日時点 (第2回エネ環会議)	11月1日時点 (第4回エネ環会議)	4月23日時点 (第1回需給検証委員会)	今回
原子力	210	94	0	0	0	0
火力	357	398	369	369	385	385
うち常設されている 火力(注1)	357	398	369	369	370	370
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-
うち緊急設置源	-	0	0	0	7	7
うち自家発電取	0	0	0	0	(注6)8	(注6)8
水力	79	93	70	70	(注2)72	(注2)72
揚水	25	29	35	35	(注3)30	(注3)30
地熱・太陽光	1	1	1	0	0	0
融通	0	▲57	0	0	0	0
新電力への供給等	▲14	▲1	▲1	▲1	▲3	▲3
<b>供給力 計</b>	658	558	474	473	485	485
<b>融通前供給力 計</b>	(658)	(615)	(474)	(473)	(485)	(485)

<b>需要想定 (①、②加味)</b>	506	485	506	506	500	500
<b>需要想定 (①、②、③加味)</b>	-	-	-	-	-	(494)
①経済影響等	-	-	-	-	9	9
②定着節電	-	-	-	-	▲14	▲14
③随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	▲6	▲6
<b>需給ギャップ (予備率) (①、②加味)</b>	152 (29.9%)	73 (14.9%)	▲32 (▲6.4%)	▲33 (▲6.6%)	▲16 (▲3.1%)	▲16 (▲3.1%)
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	26.9%	11.9%	▲9.4%	▲9.6%	▲6.1%	▲6.1%
<b>需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)</b>	-	-	-	-	-	▲10 (▲1.9%)
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	-	-	-	-	-	▲4.9%

2010年ベースとの比較

- (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(8月)に定期事業者検査を実施予定。  
(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含まない場合がある。  
(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)。

# 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			
			7月29日時点 (第2回エネ環会議)	11月1日時点 (第4回エネ環会議)	4月23日時点 (第1回需給検証委員会)	今回
原子力	247	0	0	0	0	0
火力	1,194	972	1,225	1,235	1,252	1,252
うち常設されている 火力(注1)	1194	912	1090	1099	1101	1101
うち長期停止 火力の再稼働	-	35	35	35	35	35
うち緊急設置源	-	0	87	87	87	87
うち自家発電取	0	25	13	14	(注7)29	(注7)29
水力	185	(注2)120	169	(注2)138	(注2)(注3)144	(注2)(注3)144
揚水	69	(注2)25	69	71	71	71
地熱・太陽光・蓄電池	12	13	29	24	(注4)16	(注4)16
融通	0	162	0	0	0	0
新電力への供給等	▲49	11	▲7	▲7	▲7	▲7
<b>供給力 計</b>	<b>1,658</b>	<b>1,303</b>	<b>1,485</b>	<b>1,462</b>	<b>1,475</b>	<b>1,475</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(1,658)</b>	<b>(1,141)</b>	<b>(1,485)</b>	<b>(1,462)</b>	<b>(1,475)</b>	<b>(1,475)</b>
<b>需要想定 (①、②加味)</b>	<b>1,557</b>	<b>1,246</b>	<b>1,480</b>	<b>1,490</b>	<b>1,434</b>	<b>1,434</b>
<b>需要想定 (①、②、③加味)</b>	-	-	-	-	-	(1422)
①経済影響等	-	-	-	-	22	22
②定着節電	-	-	-	-	▲50	▲50
③随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	▲12	▲12
<b>需給ギャップ (予備率) (①、②加味)</b>	<b>101 (6.5%)</b>	<b>57 (4.6%)</b>	<b>5 (0.3%)</b>	<b>▲28 (▲1.9%)</b>	<b>41 (2.9%)</b>	<b>41 (2.9%)</b>
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	<b>3.5%</b>	<b>1.6%</b>	<b>▲2.7%</b>	<b>▲4.9%</b>	<b>▲0.1%</b>	<b>▲0.1%</b>
<b>需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)</b>	-	-	-	-	-	<b>53 (3.8%)</b>
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	-	-	-	-	-	<b>0.8%</b>

(注1)被災した火力発電所のうち、原町火力1、2号(石炭、各100万kW)については、平成25年夏前までに復旧予定。

(注2)新潟・福島集中豪雨による発電所停止に伴う減。

(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。

(注4)トラブル原因究明中のNAS電池の導入取りやめによる減。

(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5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)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(▲7万kW)。

2010年ベースとの比較

# 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			
			7月29日時点 (第2回エネ環会議)	11月1日時点 (第4回エネ環会議)	4月23日時点 (第1回需給検証委員会)	今回
原子力	1,070	376	0	0	0	0
火力	4,150	4,166	4,455	4,629	4,640	4,640
うち常設されている 火力	4102	3855	4126	4177	4189	4189
うち長期停止 火力の再稼働	-	85	85	85	85	85
うち緊急設置源	-	87	177	221	221	221
うち自家発電取	48	139	67	146	145	145
水力	335	314	316	(注2)305	(注2)302	(注2)302
揚水(注1)	832	700	450	800	850	850
地熱・太陽光	0	0	0	0	7	7
融通	0	▲40	0	0	0	0
新電力への供給等	25	▲56	▲28	▲28	▲28	▲28
<b>供給力 計</b>	<b>6,412</b>	<b>5,460</b>	<b>5,193</b>	<b>5,706</b>	<b>5,771</b>	<b>5,771</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(6,412)</b>	<b>(5,500)</b>	<b>(5,193)</b>	<b>(5,706)</b>	<b>(5,771)</b>	<b>(5,771)</b>
<b>需要想定 (①、②加味)</b>	<b>5,999</b>	<b>4,922</b>	<b>6,000</b>	<b>6,000</b>	<b>5,520</b>	<b>5,520</b>
<b>需要想定 (①、②、③加味)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
①経済影響等	-	-	-	-	141	141
②定着節電	-	-	-	-	▲610	▲610
③随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ (予備率) (①、②加味)</b>	<b>413 (6.9%)</b>	<b>538 (10.9%)</b>	<b>▲807 (▲13.5%)</b>	<b>▲294 (▲4.9%)</b>	<b>251 (4.5%)</b>	<b>251 (4.5%)</b>
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	<b>3.9%</b>	<b>7.9%</b>	<b>▲16.5%</b>	<b>▲7.9%</b>	<b>1.5%</b>	<b>1.5%</b>
<b>需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

(注1) 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)を取る上で、基準年が更新されたことに伴い、供給力の再評価による減。

(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。

2010年ベースとの比較

# 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			
			7月29日時点 (第2回エネ環会議)	11月1日時点 (第4回エネ環会議)	4月23日時点 (第1回需給検証委員会)	今回
原子力	1956	707	0	0	0	0
火力	6841	6975	7153	7282	7506	7506
うち常設されている 火力(注1)	6745	6854	6998	7004	7231	7231
うち長期停止 火力の再稼働	-	48	70	153	153	153
うち緊急設置源	-	0	0	0	3	3
うち自家発電取	96	73	85	125	119	119
水力	768	853	740	738	752	752
揚水	1215	1305	1250	1042	1009	1016
地熱・太陽光	17	16	17	17	42.4	42.4
融通	0	0	0	0	0	0
新電力への供給等	▲9	▲36	▲13	▲14	▲13	▲13
<b>供給力 計</b>	10790	9820	9145	9063	9294	9301
<b>需要想定 (①、②加味)</b>	9925	9008	9968	9968	9637	9622
<b>需要想定 (①、②、③加味)</b>	-	-	-	-	-	(9570)
①経済影響等	-	-	-	-	71	71
②定着節電	-	-	-	-	▲389	▲404
③随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	▲52	▲52
<b>需給ギャップ (予備率) (①、②加味)</b>	864 (8.7%)	811 (9.0%)	▲823 (▲8.3%)	▲905 (▲9.1%)	▲343 (▲3.6%)	▲321 (▲3.3%)
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	5.7%	6.0%	▲11.3%	▲12.1%	▲6.6%	▲6.3%
<b>需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)</b>	-	-	-	-	-	▲269 (▲2.8%)
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	-	-	-	-	-	▲5.8%

2010年ベースとの比較

(注)四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

# 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			
			7月29日時点 (第2回エネ環会議)	11月1日時点 (第4回エネ環会議)	4月23日時点 (第1回需給検証委員会)	今回
原子力	274	0	0	0	0	0
火力	2,124	2,219	2,179	2,179	2,342	2,342
うち常設されている 火力	2124	2171	2131	2131	2294	2294
うち長期停止 火力の再稼働	-	48	48	48	48	48
うち緊急設置源	-	0	0	0	0	0
うち自家発電取	0	0	0	0	(注1)0	(注1)0
水力	147	176	143	143	(注2)143	(注2)143
揚水(注3)	411	399	400	400	(注4)399	(注4)399
地熱・太陽光	0	0	0	0	8	8
融通	0	0	0	0	▲100	▲100
新電力への供給等	32	5	28	▲6	▲7	▲7
<b>供給力 計</b>	<b>2,988</b>	<b>2,799</b>	<b>2,750</b>	<b>2,716</b>	<b>2,785</b>	<b>2,785</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(2,988)</b>	<b>(2,799)</b>	<b>(2,750)</b>	<b>(2,716)</b>	<b>(2,885)</b>	<b>(2,885)</b>
<b>需要想定 (①、②加味)</b>	<b>2709</b>	<b>2520</b>	<b>2,709</b>	<b>2,709</b>	<b>2,648</b>	<b>2,648</b>
<b>需要想定 (①、②、③加味)</b>	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	-	-	29	29
②定着節電	-	-	-	-	▲97	▲97
③随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ (予備率) (①、②加味)</b>	<b>278 (10.3%)</b>	<b>278 (11.0%)</b>	<b>41 (1.5%)</b>	<b>7 (0.3%)</b>	<b>137 (5.2%)</b>	<b>137 (5.2%)</b>
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	<b>7.3%</b>	<b>8.0%</b>	<b>▲1.5%</b>	<b>▲2.7%</b>	<b>2.2%</b>	<b>2.2%</b>
<b>需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)</b>	-	-	-	-	-	-
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	-	-	-	-	-	-

2010年ベースとの比較

- (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があり、それについては需要側での抑制として考慮(▲10万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) ピーク需要減少に伴い、負荷率改善により揚水の運転必要時間が長くなることによる供給力減。  
(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24日、昨年:8月10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。

# 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			
			7月29日時点 (第2回エネ環会議)	11月1日時点 (第4回エネ環会議)	4月23日時点 (第1回需給検証委員会)	今回
原子力	838	337	0	0	0	0
火力	1,680	1,754	1,854	1,925	1,923	1,923
うち常設されている 火力	1589	1699	1779	1780	1787	1787
うち長期停止 火力の再稼働	-	0	0	45	45	45
うち緊急設置源	-	0	0	0	2	2
うち自家発電取	91	55	75	100	(注1)89	(注1)89
水力	232	273	238	236	(注2)254	(注2)254
揚水(注3)	447	465	395	(注4)187	232	239
地熱・太陽光	0	0	0	0	5	5
融通	0	76	0	0	110	110
新電力への供給等(注5)	74	41	47	6	11	11
<b>供給力 計</b>	<b>3,271</b>	<b>2,947</b>	<b>2,533</b>	<b>2,353</b>	<b>2,535</b>	<b>2,542</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(3,271)</b>	<b>(2,871)</b>	<b>(2,533)</b>	<b>(2,353)</b>	<b>(2,425)</b>	<b>(2,432)</b>
<b>需要想定 (①、②加味)</b>	<b>3,095</b>	<b>2,784</b>	<b>3,138</b>	<b>3,138</b>	<b>3,030</b>	<b>3,015</b>
<b>需要想定 (①、②、③加味)</b>	-	-	-	-	-	(2,987)
①経済影響等	-	-	-	-	14	14
②定着節電	-	-	-	-	▲102	▲117
③随時調整契約(実 効率等加味後)	-	-	-	-	▲28	▲28
<b>需給ギャップ (予備率) (①、②加味)</b>	<b>176 (5.7%)</b>	<b>163 (5.9%)</b>	<b>▲605 (▲19.3%)</b>	<b>▲785 (▲25.0%)</b>	<b>▲495 (▲16.3%)</b>	<b>▲473 (▲15.7%)</b>
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	<b>2.7%</b>	<b>2.9%</b>	<b>▲22.3%</b>	<b>▲28.0%</b>	<b>▲19.3%</b>	<b>▲18.7%</b>
<b>需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)</b>	-	-	-	-	-	<b>▲445 (▲14.9%)</b>
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	-	-	-	-	-	<b>▲17.9%</b>

2010年ベースとの比較

- (注1) 自家発電の買取の代わりに、自家発電の焼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) 7/29時点の見通しでは、原子力停止に伴う揚水発電減少等を反映せず。11/1以降は、それらを精査し反映。  
(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。  
(注6) 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7) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

# 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			
			7月29日時点 (第2回エネ環会議)	11月1日時点 (第4回エネ環会議)	4月23日時点 (第1回需給検証委員会)	今回
原子力	162	0	0	0	0	0
火力	435	438	435	435	438	438
うち常設されている 火力	435	436	435	435	436	436
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-
うち緊急設置源	-	0	0	0	0	0
うち自家発電取	0	2	0	0	(注5)2	(注5)2
水力	152	159	140	140	(注1)(注2)136	(注1)(注2)136
揚水	11	11	11	11	11	11
地熱・太陽光	0	0	0	0	0.4	0.4
融通	▲20	▲1	0	0	▲6	▲6
新電力への供給等	▲78	▲7	▲21	▲1	▲1	▲1
<b>供給力 計</b>	662	600	565	585	578	578
<b>融通前供給力 計</b>	(682)	(601)	(565)	(585)	(584)	(584)
<b>需要想定 (①、②加味)</b>	573	533	573	573	558	558
<b>需要想定 (①、②、③加味)</b>	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	-	-	4	4
②定着節電	-	-	-	-	▲21	▲21
③随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ (予備率) (①、②加味)</b>	89 (15.5%)	67 (12.5%)	▲9 (▲1.5%)	12 (2.0%)	20 (3.6%)	20 (3.6%)
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	12.5%	9.5%	▲4.5%	▲1.0%	0.6%	0.6%
<b>需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)</b>	-	-	-	-	-	-
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	-	-	-	-	-	-

(注1) 五条方発電所・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)。

2010年ベースとの比較

# 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			
			7月29日時点 (第2回エネ環会議)	11月1日時点 (第4回エネ環会議)	4月23日時点 (第1回需給検証委員会)	今回
原子力	0	81	0	0	0	0
火力	1,039	989	1,023	1,063	1,070	1,070
うち常設されている 火力	1034	986	1023	1063	1070	1070
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	0	0	0	0
うち緊急設置源	-	0	0	0	0	0
うち自家発電取	5	3	0	0	(注1)0	(注1)0
水力	56	51	49	49	(注2)49	(注2)49
揚水 <sub>(注3)</sub>	124	148	162	162	165	165
地熱・太陽光	0	0	0	0	4	4
融通	20	▲72	0	0	▲49	▲49
新電力への供給等	32	▲9	0	0	▲3	▲3
<b>供給力 計</b>	<b>1,272</b>	<b>1,188</b>	<b>1,234</b>	<b>1,274</b>	<b>1,235</b>	<b>1,235</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(1,252)</b>	<b>(1,260)</b>	<b>(1,234)</b>	<b>(1,274)</b>	<b>(1,284)</b>	<b>(1,284)</b>
<b>需要想定 (①、②加味)</b>	<b>1,201</b>	<b>1,083</b>	<b>1,201</b>	<b>1,201</b>	<b>1,182</b>	<b>1,182</b>
<b>需要想定 (①、②、③加味)</b>	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	-	-	8	8
②定着節電	-	-	-	-	▲30	▲30
③随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ (予備率) (①、②加味)</b>	<b>71 (5.9%)</b>	<b>105 (9.7%)</b>	<b>33 (2.7%)</b>	<b>73 (6.1%)</b>	<b>53 (4.5%)</b>	<b>53 (4.5%)</b>
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	<b>2.9%</b>	<b>6.7%</b>	<b>▲0.3%</b>	<b>3.1%</b>	<b>1.5%</b>	<b>1.5%</b>
<b>需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)</b>	-	-	-	-	-	-
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	-	-	-	-	-	-

2010年ベースとの比較

(注1) 自家発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) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

# 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			
			7月29日時点 (第2回エネ環会議)	11月1日時点 (第4回エネ環会議)	4月23日時点 (第1回需給検証委員会)	今回
原子力	204	113	0	0	0	0
火力	448	449	484	452	488	488
うち常設されている 火力	448	436	452	417	453	453
うち長期停止 火力の再稼働	-	0	22	22	22	22
うち緊急設置源	-	0	0	0	0	0
うち自家発電取	0	13	10	13	13	13
水力	64	69	60	60	(注1)60	(注1)60
揚水(注2)	52	52	52	52	52	52
地熱・太陽光	0	0	0	0	2	2
融通	0	▲4	0	0	0	0
新電力への供給等(注3)	▲67	▲64	▲67	▲17	▲15	▲15
<b>供給力 計</b>	702	615	529	547	587	587
<b>融通前供給力 計</b>	(702)	(619)	(529)	(547)	(587)	(587)

<b>需要想定 (①、②加味)</b>	597	544	597	597	585	585
<b>需要想定 (①、②、③加味)</b>	-	-	-	-	-	(585)
①経済影響等	-	-	-	-	1	1
②定着節電	-	-	-	-	▲16	▲16
③随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	0	0

<b>需給ギャップ (予備率) (①、②加味)</b>	105 (17.6%)	71 (13.1%)	▲67 (▲11.3%)	▲49 (▲8.2%)	2 (0.3%)	2 (0.3%)
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	14.6%	10.1%	▲14.3%	▲11.2%	▲2.7%	▲2.7%
<b>需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)</b>	-	-	-	-	-	2 (0.3%)
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	-	-	-	-	-	▲2.7%

(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) 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、関電管内の淡路島に四国電力から通常送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。

2010年ベースとの比較

# 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			
			7月29日時点 (第2回エネ環会議)	11月1日時点 (第4回エネ環会議)	4月23日時点 (第1回需給検証委員会)	今回
原子力	478	176	0	0	0	0
火力	1,115	1,126	1,178	1,228	1,245	1,245
うち常設されている 火力	1115	1126	1178	1178	1191	1191
うち長期停止 火力の再稼働	-	0	0	38	38	38
うち緊急設置源	-	0	0	0	1	1
うち自家発電取	0	0	0	12	(注6)15	(注6)15
水力	117	125	110	110	(注1)110	(注1)110
揚水(注2)	170	230	230	230	(注3)150	(注3)150
地熱・太陽光	17	16	17	17	23	23
融通	0	0	0	0	45	45
新電力への供給等	▲2	▲2	0	4	2	2
<b>供給力 計</b>	1,895	1,671	1,534	1,588	1,574	1,574
<b>融通前供給力 計</b>	(1,895)	(1,671)	(1,534)	(1,588)	(1,529)	(1,529)
<b>需要想定 (①、②加味)</b>	1,750	1,544	1,750	1,750	1,634	1,634
<b>需要想定 (①、②、③加味)</b>	-	-	-	-	-	(1,610)
①経済影響等	-	-	-	-	15	15
②定着節電	-	-	-	-	▲123	▲123
③随時調整契約(実 効率等加味後)	-	-	-	-	▲24	▲24
<b>需給ギャップ (予備率) (①、②加味)</b>	145 (8.3%)	127 (8.3%)	▲216 (▲12.3%)	▲162 (▲9.3%)	▲60 (▲3.7%)	▲60 (▲3.7%)
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	5.3%	5.3%	▲15.3%	▲12.3%	▲6.7%	▲6.7%
<b>需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)</b>	-	-	-	-	-	▲36 (▲2.2%)
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	-	-	-	-	-	▲5.2%

(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)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)11/1時点の見通しでは揚水の運転必要時間を考慮せず、4/23以降はロードカーブを精査し反映。

(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:9月1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(▲11万kW)。

2010年ベースとの比較