

今夏の電力需給見通しについて

平成24年4月26日
関西電力株式会社

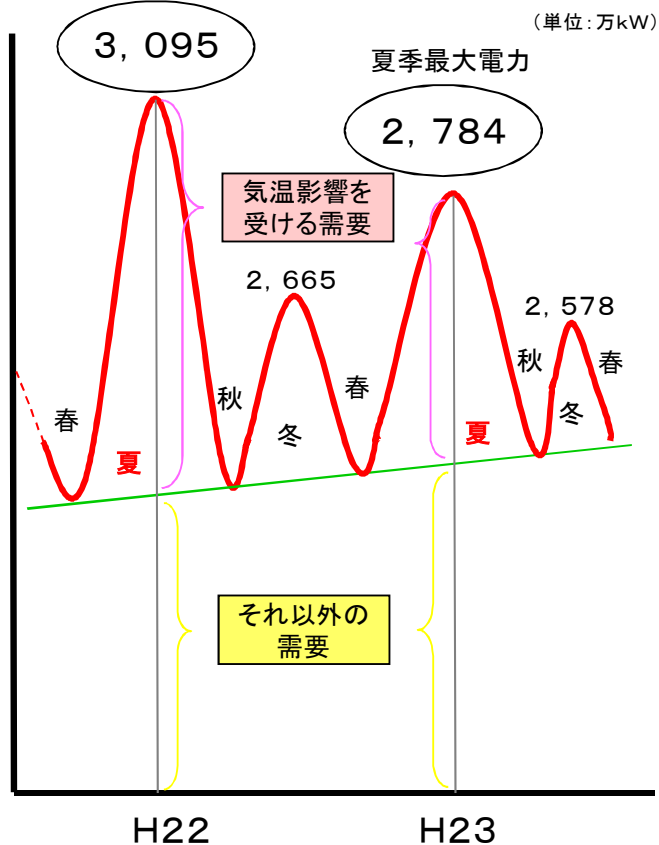
目 次

H24年度の最大電力想定方法と結果について	1
H24年度最大電力想定のかえ方について	2
今夏の供給力確保の状況	
①水力発電の供給力の状況について	3
②火力発電の供給力の状況について	4 ~ 5
③他社・融通の供給力の状況について	6 ~ 7
④揚水発電の供給力の状況について	8 ~ 12
今夏の電力需給の見通し(原子力の再稼働がない場合)	13
需要と供給力の変動リスクについて	14
過去5年間の日の最大電力における2, 535万kWを超えた実績	15
過去5年間の時間毎の最大電力で2, 535万kWを超えた発生分布	16
需要抑制のための需給調整契約の現状	17
今夏の具体的な需給調整契約拡充の内容	18
需給調整契約への加入拡大に向けた取組み	19
需給まとめ	20
コスト削減の取組みについて	21

H24年度の最大電力想定方法と結果について

1

最大電力実績のイメージ



過去の実績に基づき想定

想定方法

○以下の①と②の方法により算定。

※当社は両方の方法により算定しているが、①により気温等による影響量を評価。

①気温影響を受ける需要(冷房機器等)、**それ以外の需要**(工場の生産活動等)に分け、GDP等との相関や時系列傾向等から算定。

②負荷率の実績傾向等から想定

※電力量の想定から、
年(もしくは月、日)負荷率
の実績傾向等を勘案し想定。

○負荷率(年)

1年間の電力量 / 8760時間

最大電力

※電力需要の平準化度合い

H22並みの猛暑影響を加味

H24年度: 3,030万kW

2

○H24年度の最大電力は、過去実績を基に、H22年度並みの猛暑を前提として3,030万kWと想定しました。

H24年度最大電力想定の方考え方について

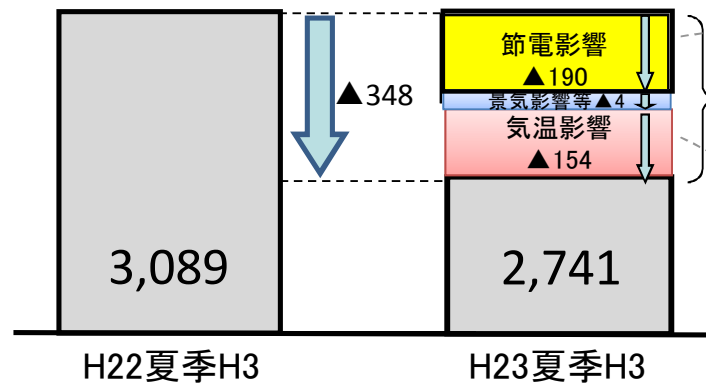
2

- ①H22年夏とH23年夏と比較し、気温、節電、景気等のそれぞれの影響量を算出。
- ②H23年度の節電影響のなかでも、無理なく節電へのご協力を望めるもののみをH24年度の節電影響として見込む。
- ③節電影響を考えるにあたり、最大電力需要(H1)のみで考える場合、その日が特異日であった可能性があるため、最大3日平均(H3)ベースで節電分析を実施。その後、過去5年間のH1/H3比率の平均を用いて、H3からH1を算出。

H23

(万kW)

H23 夏最大電力 需要H3	2,741
H22 夏最大電力 需要H3	3,089
差分	▲348
気温影響	▲154
節電影響	▲190
景気影響等	▲4



節電影響算出方法

・H22年度とH23年度の差分からH23年度の節電影響を算出し、H24年度以降にも無理なくご協力を望める節電影響分のみをH24年度の節電影響として見込む。
(アンケート結果を参考に水準チェック)

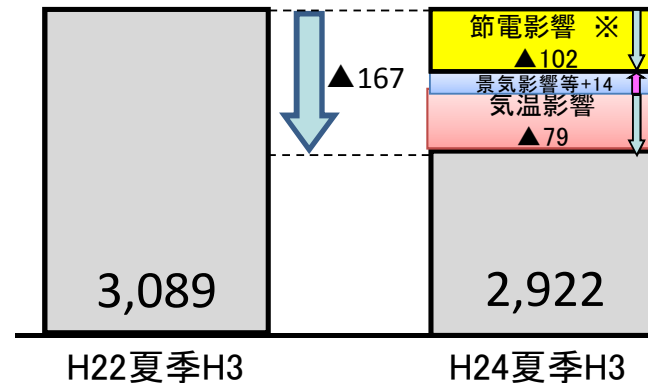
気温影響算出方法

・暑い日が連続することによる冷房需要の変動や蒸し暑さ等を勘案し、気温影響を算出。

H24

(万kW)

H24 夏最大電力 需要H3	2,922
H22 夏最大電力 需要H3	3,089
差分	▲167
気温影響	▲79
節電影響※	▲102
景気影響等	+14



③

H1/H3比率
[1.0096]
(過去5年間平均)

3,030

気温影響

H22年並の
猛暑を反映

2,950

H24夏H1想定

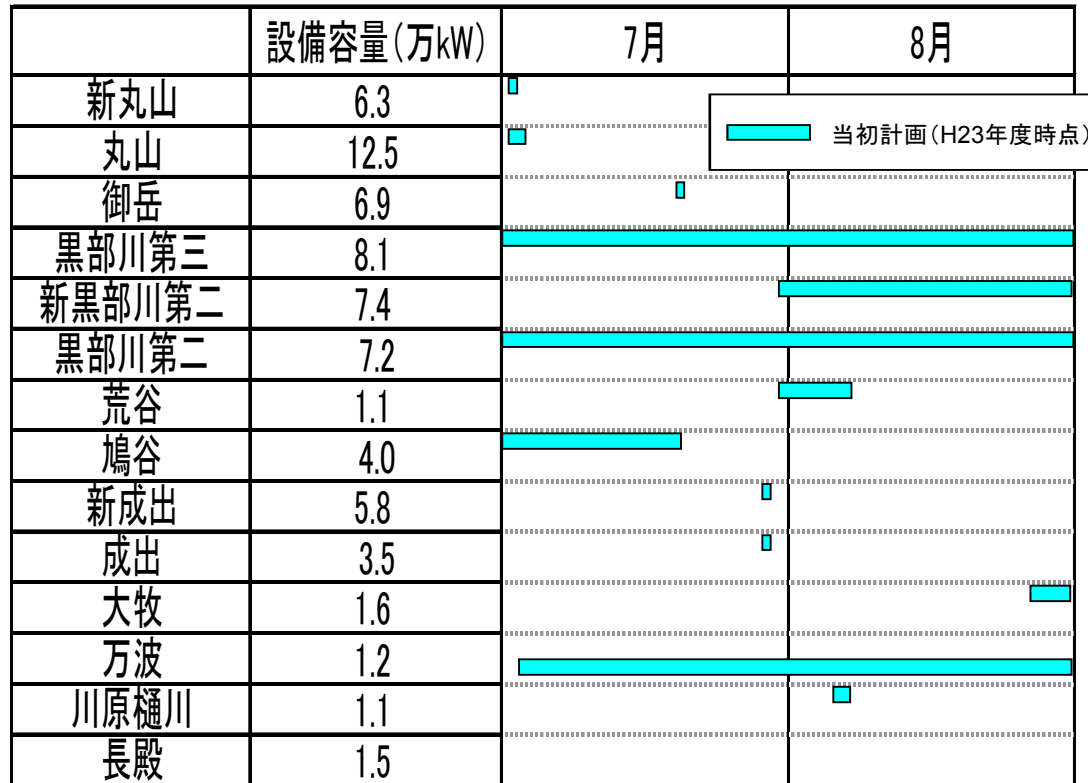
※:無理なく節電へのご協力を望めるもののみ

○H24年度の最大電力想定(H3)には、H22年度と比べ、節電影響で▲102万kW、景気影響等で+14万kWが含まれています。

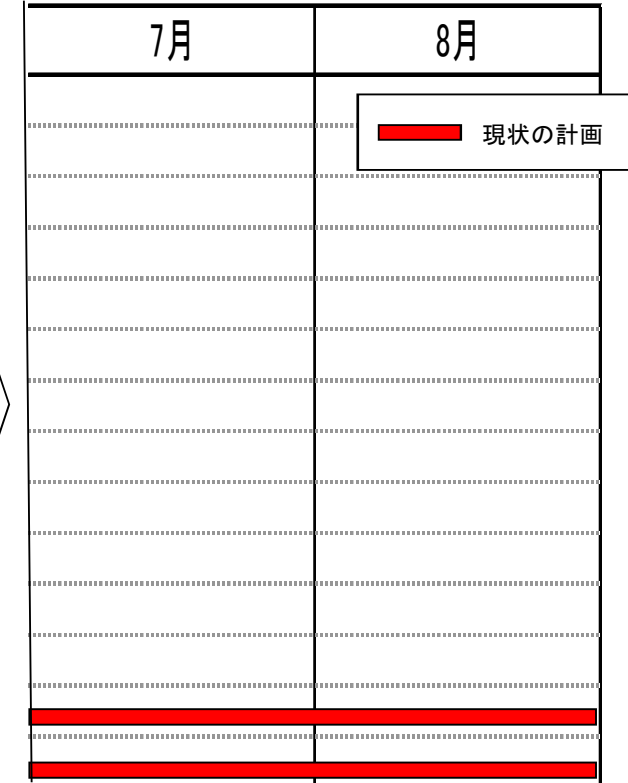
①水力発電の供給力の状況について

【今夏の水力発電の作業停止計画】

＜当初計画＞



＜現状計画＞



- 今夏の水力発電の作業停止は、台風12号で被災した川原樋川、長殿等※を除き、全て延期することとしています。
- 供給力は、夏の出水量の見極めを現時点で行うことは困難であり、安定的に発電できる量として、各月(31日)の下から5日平均の実績から算定しています。(8月は203万kWを計上。平均的な出水量との差は約20万kW)
- なお、出水量の見極めは、これまでは気象予報に基づき1週間前に実施しておりましたが、今後は出水状況なども考慮して2週間前にも見直すなど、運用面での改善を行います。 ※その他5発電所(計0.6万kW(設備容量))

②火力発電の供給力の状況について

[単位: 万kW] (発電端)

4

		設備容量	供給力の状況	備考
舞鶴	1G	90.0	90.0	
	2G	90.0	90.0	
海南	1G	45.0	45.0	
	2G	45.0	45.0	長期計画停止ユニットの再稼動 ※8月から
	3G	60.0	60.0	
	4G	60.0	60.0	
御坊	1G	60.0	60.0	
	2G	60.0	60.0	
	3G	60.0	60.0	
赤穂	1G	60.0	60.0	
	2G	60.0	60.0	
相生	1G	37.5	37.5	
	2G	37.5	37.5	
	3G	37.5	37.5	
関空エネルギーセンター	1G	2.0	1.6	
	2G	2.0	1.6	
堺港	1G	40.0	36.4	吸気冷却装置の設置
	2G	40.0	36.4	吸気冷却装置の設置
	3G	40.0	36.4	吸気冷却装置の設置
	4G	40.0	36.3	吸気冷却装置の設置
	5G	40.0	36.4	吸気冷却装置の設置
姫路第二	4G	45.0	45.0	
	5G	60.0	60.0	
	6G	60.0	60.0	
南港	1G	60.0	60.0	
	2G	60.0	60.0	
	3G	60.0	60.0	
姫路第一	5G	72.9	64.0	吸気冷却装置の設置
	6G	71.3	63.5	吸気冷却装置の設置
	GT 1G	3.3	1.4	小型ガスタービンの設置
	GT 2G	3.3	0.8	小型ガスタービンの設置 ※8月中旬から
多奈川第二	1G	60.0	0.0	
	2G	60.0	0.0	
宮津エネルギー研究所	1G	37.5	0.0	
	2G	37.5	0.0	
出力向上運転			10.0	
計		1,697	1,472	

今夏に向けた供給力増強対策

- ・海南発電所2号機 再稼動
- ・姫路第一発電所 小型ガスタービン設置
- ・堺港、姫路第一発電所 吸気冷却装置設置

54万kWの追加を計画(8月)

長期計画停止機

- ・多奈川第二発電所
- ・宮津エネルギー研究所

再稼動には3年程度必要

コンバインドサイクル機(ガスタービン)の大気温上昇に伴う出力減

- ・関空エネルギーセンター
- ・堺港発電所
- ・姫路第一発電所

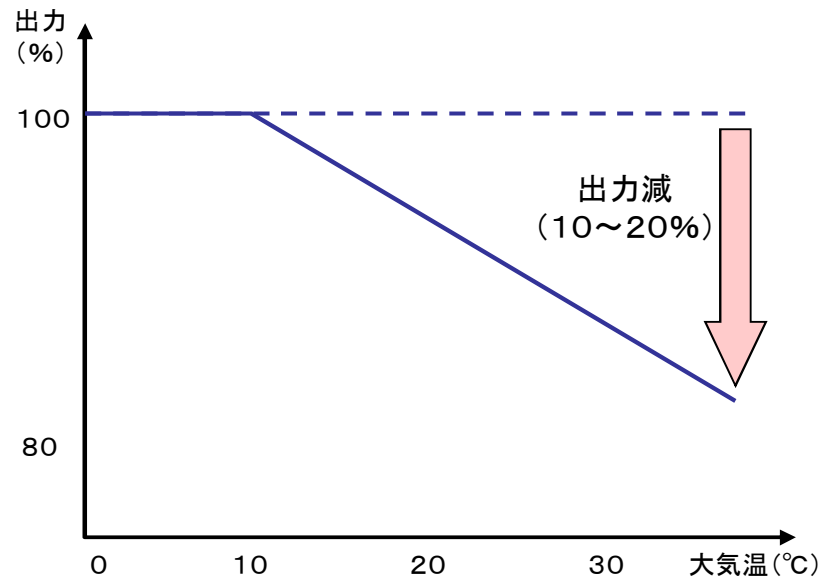
5

※7機(全28機の1/4)で、震災特例を適用した法定点検の延長を行う。
海南1号タービン、赤穂1号ボイラ・タービン、南港3号ボイラ・タービン
舞鶴2号ボイラ、姫路第一5号ボイラ・タービン、堺港4号ボイラ
海南3号ボイラ・タービン

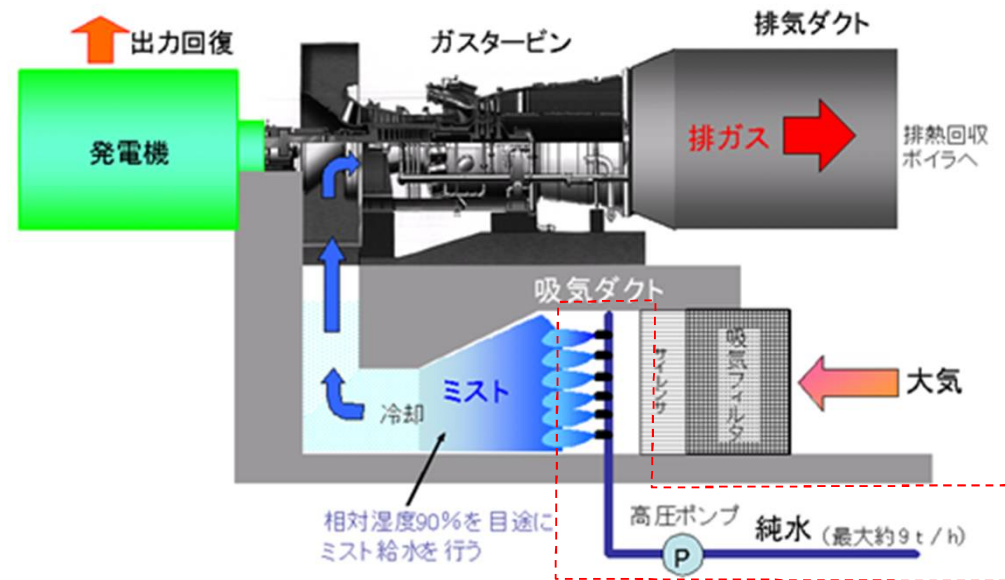
- 火力発電は、海南2号機の再稼動などで、今夏は54万kWの追加を計画しています。
- 今夏は、震災による影響を考慮した時期変更申請(7機)※も含め、定期点検を延期し、全台稼働させます。

②コンバインドサイクル機(ガスタービン)の大気温上昇に伴う出力減と 吸気冷却装置の設置について

【ガスタービンの出力特性】



【吸気冷却装置の概要】



- ガスタービンは大量の大気を吸込み圧縮空気として燃焼用に使用しますが、気温が上昇すると大気は膨張し、吸込み空気量は低下します。
- 吸込み空気量の低下は、投入燃料量の低下となるため、タービン出力が低下することとなります。
- 吸気冷却装置は大気温度の高い時期に吸気ダクト内で純水を微細噴霧し、気化による蒸発潜熱で温度を下げ、タービン出力を回復させるものです。

○コンバインドサイクル機(ガスタービン)は、大気温が高くなると、空気密度の低下により出力が低下します。
 ○そのため、夏季の供給力は、設備容量に比べて10～20%低下します。
 ○今夏の追加供給力対策として、吸気冷却装置を設置し、タービン出力の回復を行います。
 ※吸気冷却装置の設置により、トラブルリスクは高まりますが、今夏の需給状況が厳しいため、導入します。

③他社・融通(融通等、共同火力等)の供給力の状況について

6

	電源	種別等	発電所		出力(万kW)	H24 想定
融通等			融通、その他	応援融通		
				(中部電力)		70.0
				(北陸電力)		3.0
				(中国電力)		37.0
				(四国電力)		
				その他		11.4
小計						121
他社	火力	卸電気	電源開発	高砂1号、2号	50(注1)	23.3
				橘湾1号、2号	210(注1)	132.2
		IPP 共同火力	新日本製鐵(株)	広畑	13(注1)	13.3
			(株)神戸製鋼所	神鋼神戸発電1号	67(注1)	65.9
			(株)神戸製鋼所	神鋼神戸発電2号	67(注1)	65.9
			(株)ガス&パワー	西島	15(注1)	14.0
			中山共同発電(株)	船町	14(注1)	13.6
			和歌山共同火力	1号、2号、3号	30.6(注1)	14.5
			JX日鉱日石エネルギー(株)	麻里布	13(注1)	13.2
			(株)神戸製鋼所	神鋼加古川	6(注1)	5.5
		小計				361
	水力	卸電気	電源開発	尾上郷	2.0	2.0
				御母衣第二	5.9	5.9
				御母衣	21.5	19.7
				七色	4.1	4.1
				小森	1.5	1.5
				十津川第一	7.5	7.5
				十津川第二	5.8	5.8
				西吉野第一	3.3	3.3
				西吉野第二	1.3	0.6
		公営	京都府	公営大野	1.1	0.3
		小計			54	51
	揚水	卸電気	電源開発	池原	35(注1)	16.4
	太陽光				4.5	4.5
	卸電気、IPP、共同火力、公営、太陽光 小計					433
	自家発					89
合計						644

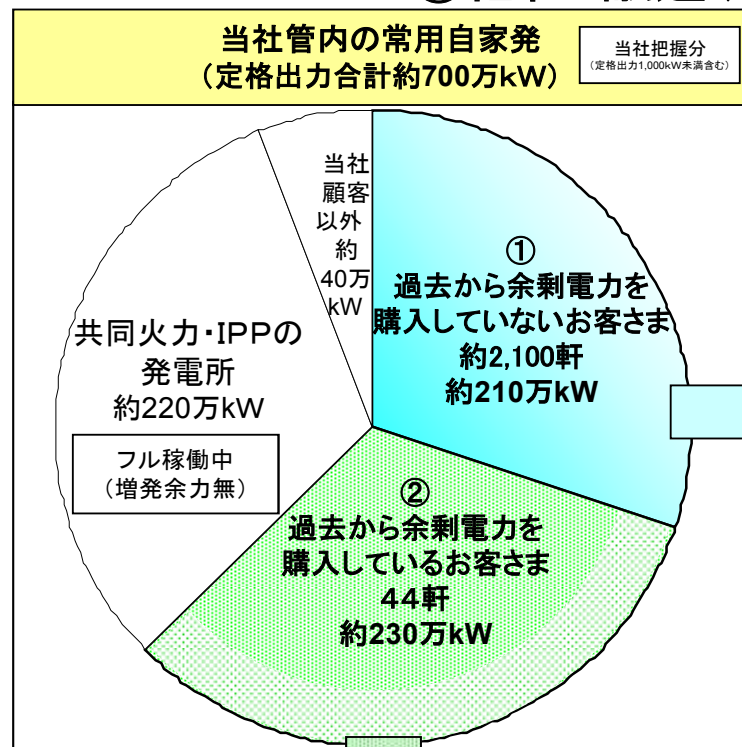
(注1)当該発電所の設備容量合計値。関西電力は、発電電力の一部を購入している。

○他電力から受電する融通は121万kWを計画しています。現時点で、これ以上の追加受電は困難です。
○卸電気、IPP等は、自社設備と同じく、今夏は全台稼働し、433万kWの受電を計画しています。

7

③他社・融通(自家発)の供給力の状況について

7

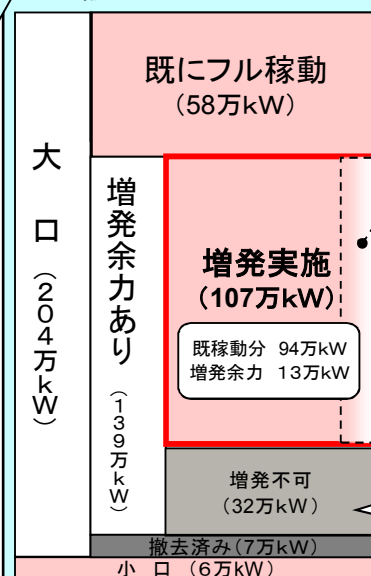


< ① 過去から余剰電力を購入していないお客さまへの対応 >

◆要請内容

	H23夏季		H24夏季(予定)	
	要請方法	インセンティブ	要請方法	インセンティブ
大口 (約500軒)	全数 訪問要請	需給調整契約適用 (ピーク時間調整特約等)	全数 訪問要請	需給調整契約拡充
小口 (約1,600軒)	全数DM (ダイレクトメール)	需給調整契約適用 (需給調整特約S)	全数DM + 訪問要請	⇒ 18

◆内訳 (定格出力)



◆増発結果

	H23夏季実績	H24夏季見込
増発電力	13万kW	13万kW
内訳		
売電(供給力)	1万kW	1万kW
自家消費(節電)	12万kW	12万kW

<フル稼働以外の主な増発不可理由>

- 【改修が困難】(11万kW)
 - ・長期間休止のため、再稼働に大規模な改修、期間が必要。
- 【増エネ・増CO₂】(3万kW)
 - ・排熱を捨てることとなり、増エネならびに環境性悪化。
- 【その他】(18万kW)
 - ・老朽化により、故障停止の可能性が高いため不可。
 - ・運転員の確保が困難。
 - ・燃料の調達が困難。

< ② 過去から余剰契約があるお客さまへの対応 >

◆要請内容

H23夏季	H24夏季
全数増量協議	全数増量協議

◆増発結果

	H23夏季実績	H24夏季見込
売電(供給力)	71万kW	88万kW
自家消費増(節電)	7万kW	7万kW

	H23夏季実績	H24夏季見込
売電(供給力)	72万kW	89万kW
自家消費増(節電)	19万kW	19万kW
増発計	91万kW	108万kW

自家発を保有する全てのお客さまに対し、増発を要請してきており、これ以上の大幅な増加は見込めませんが、引き続き、最大限ご協力いただけるようお願いしてまいります。

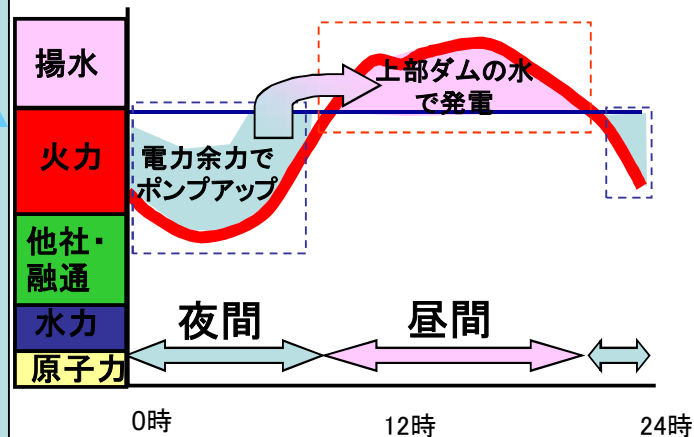
④揚水発電所の供給力の状況(1日の運転イメージと供給力の算定方法)

8

夜間(ポンプアップ)



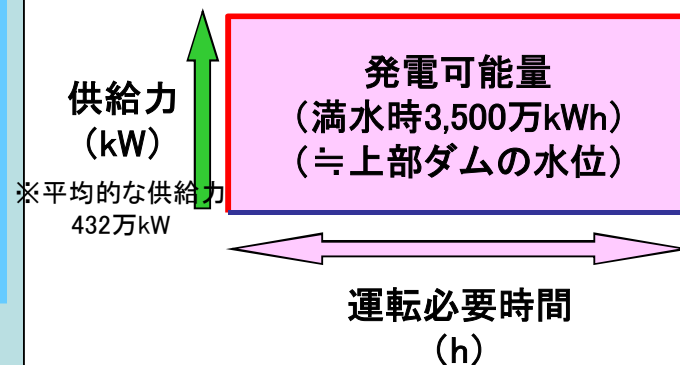
1日の運転イメージ



昼間(発電)



揚水発電の供給力



※

- ・満水位では、設備容量488万kWの発電が可能です。
- ・発電を行い、水位が低下すると、488万kWの発電はできなくなります。
- ・供給力は、満水位から空になるまで発電する場合の平均的な水位で計算しております。満水位3,500万kWhは8時間運転すると空となり、供給力は432万kWとなります。

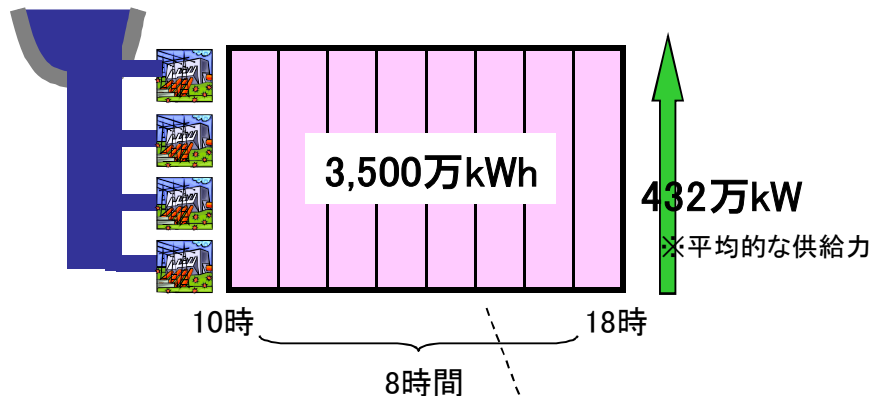
揚水発電所の供給力(kW)は、「揚水発電の運転必要時間」と「発電可能量(≡上部ダムの水位)」で算定

④揚水発電所の運転必要時間と供給力の関係

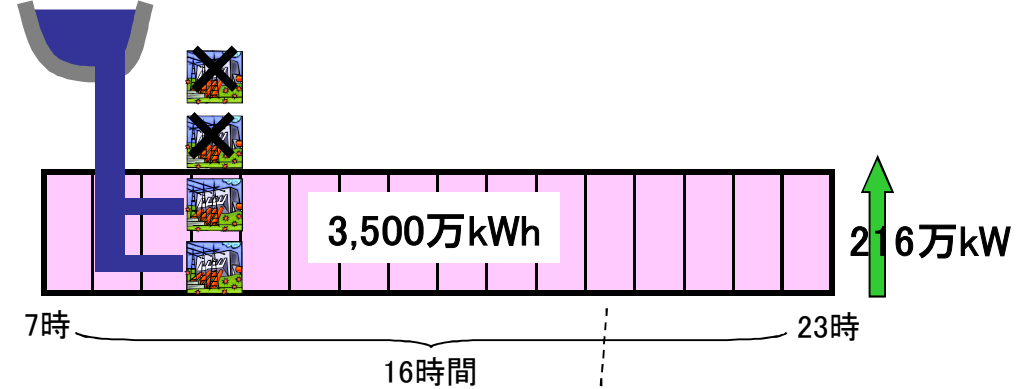
○揚水発電所の供給力は、「発電可能量(kWh)」を「運転必要時間(h)」で割ることで算定します。
したがって運転必要時間が長いと供給力は減少することになります。

※満水位でスタート(3,500万kWh)の例

＜運転必要時間が8時間の場合＞

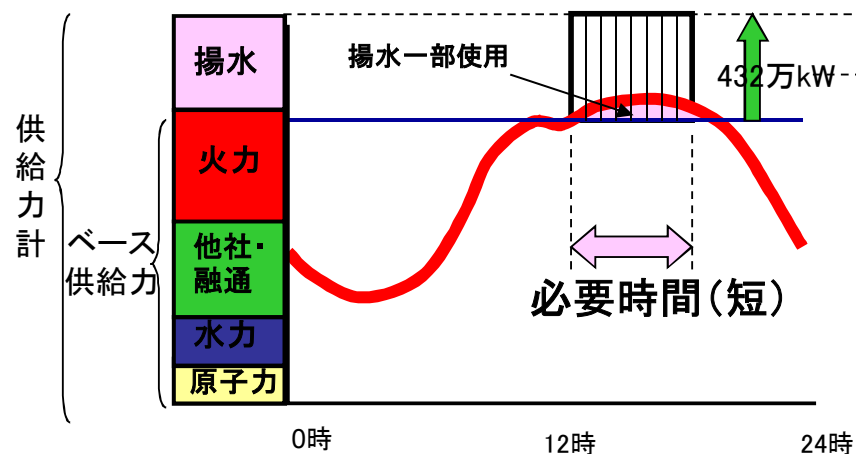


＜運転必要時間が16時間の場合＞

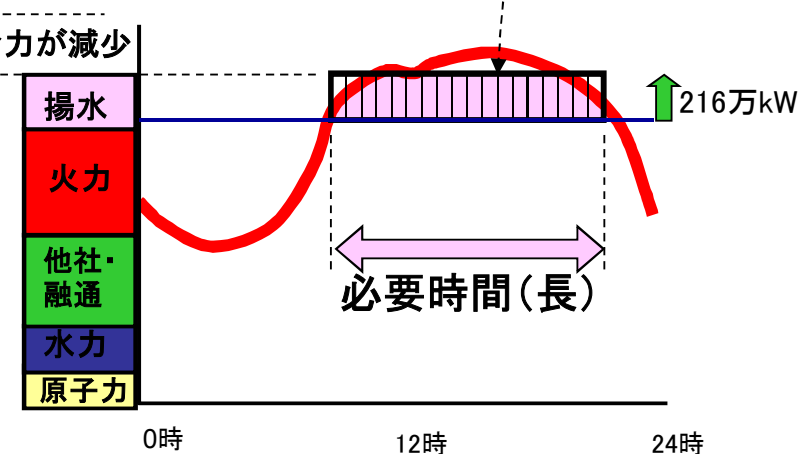


○揚水発電所の運転必要時間は、電力需要がベース供給力を上回る時間となるため、日々の電力需要により運転必要時間が変化し、これに応じて揚水供給力が変化します。

＜電力需要が低い場合＞



＜電力需要が高い場合＞



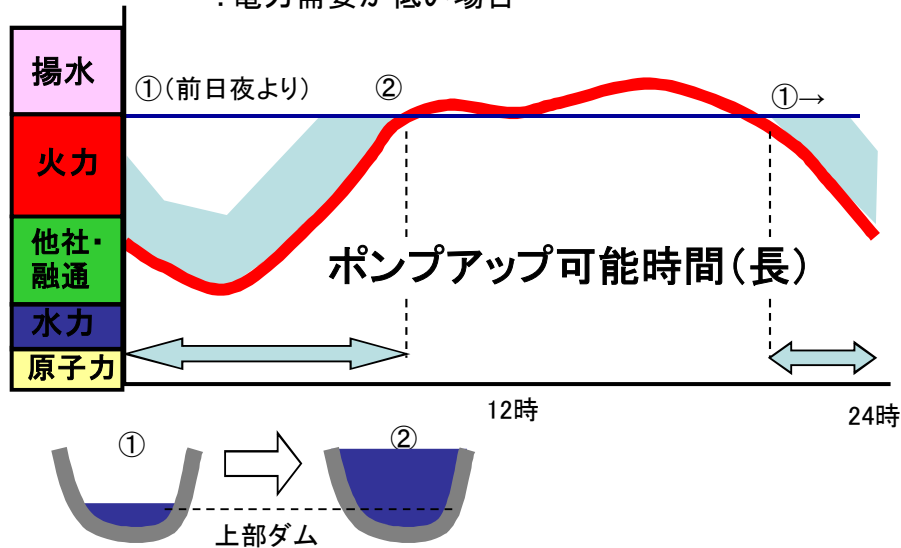
④揚水発電所の発電可能量(上部ダム水位)と供給力の関係

10

○揚水発電所の発電可能量は、夜間のポンプアップによる上部ダムの水位の回復で決まります。

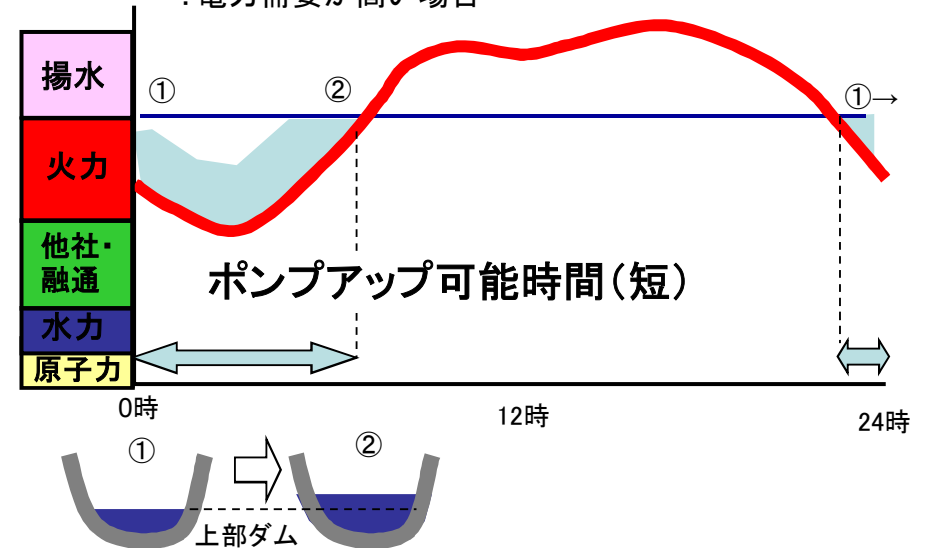
＜上部ダムの水位を満水位にできる場合＞

≡電力需要が低い場合



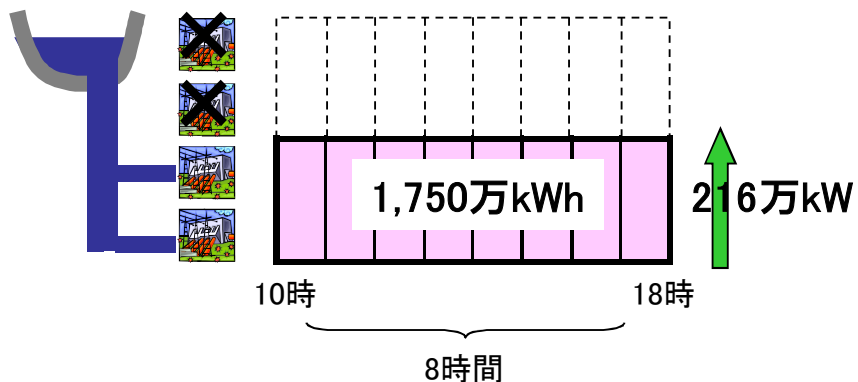
＜上部ダムの水位を満水位に回復できない場合＞

≡電力需要が高い場合

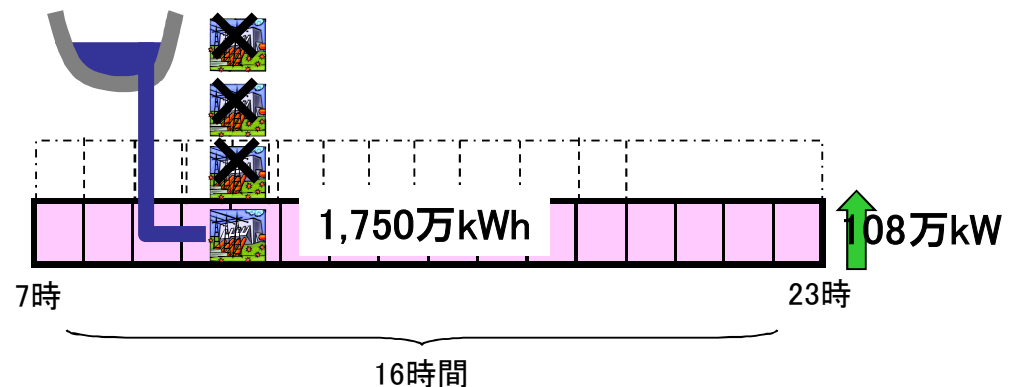


○したがって、発電可能量が満水位の半分(1,750万kWh)の場合は、供給力も半分となります。

＜電力需要が低い(必要時間8時間)場合＞



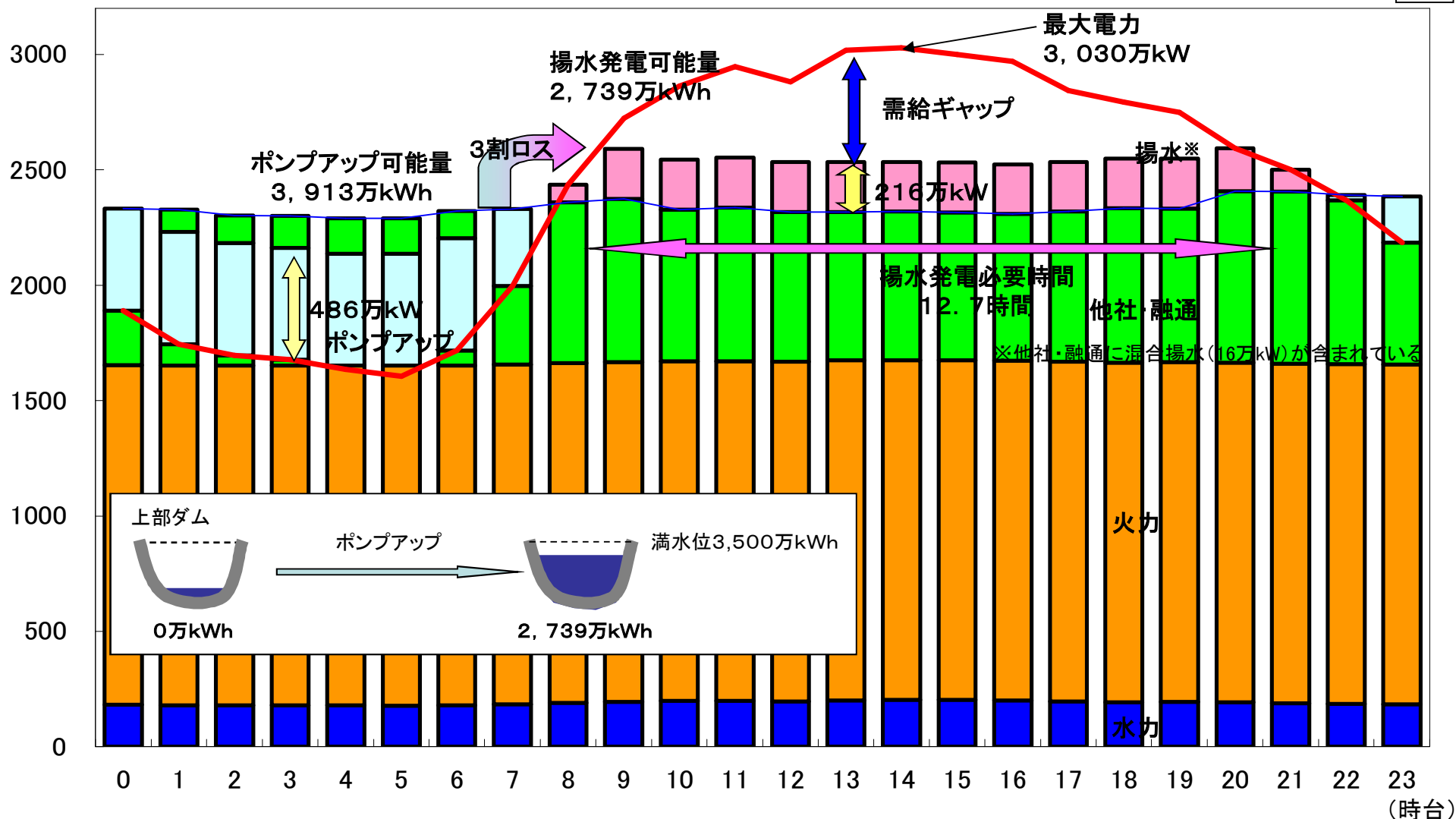
＜電力需要が高い(必要時間16時間)場合＞



(万kW)

④最大電力3, 030万kWにおける揚水発電の供給力

11

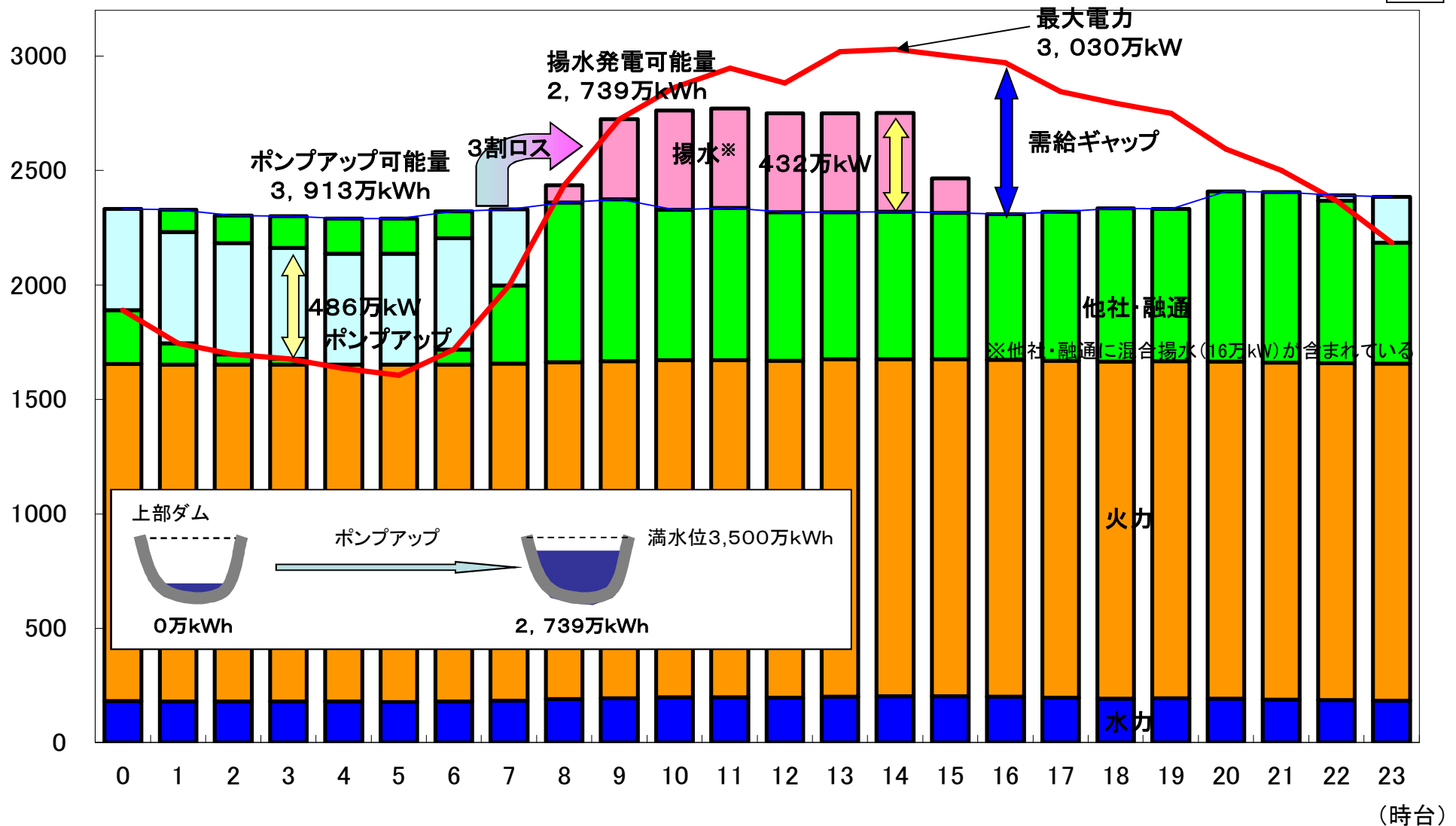


- 深夜帯は他社・融通から受電することで、設備の限界までポンプアップを行います。満水位(3, 500万kWh)までさらにポンプアップするには、朝と夜の受電が必要ですが、これ以上の追加受電はできないため、揚水の供給力を増加することはできません。
- 揚水の発電可能量は2, 739万kWh、発電必要時間12.7時間から、供給力は216万kWとなります。
- 揚水発電の供給力は、電力需要のロードカーブの形によっても差異が出ます。
- 夜間の気温上昇による電力需要の増大は、揚水発電の供給力を減少させます。
- 電源トラブルによるベース供給力の減少は、揚水発電の供給力を減少させます。

(万kW)

揚水発電をピーク時間に最大限活用した場合の状況

12



- 仮に、揚水発電を朝から最大限活用すると、ピーク時間(14時台)までは、432万kWでの発電が可能です。
- ただし、15時台には、上部ダムの水を使い切ってしまう、16時台には、大きな需給ギャップ(約660万kW)が生じることとなります。
- 揚水発電の供給力は、電力需要のロードカーブの形によっても差異が出ます。
- 夜間の気温上昇による電力需要の増大は、揚水発電の供給力を減少させます。
- 電源トラブルによるベース供給力の減少は、揚水発電の供給力を減少させます。

今夏の電力需給の見通し(原子力の再稼動がない場合)

13

(万kW)

	H24年夏 見通し		
	節電なし 猛暑 (H22年実績)	想定需要 節電織り込み H22年並猛暑	節電織り込み 平年並み
供給力ー需要 (予備率)	▲570 (▲18.4%)	▲495 (▲16.3%)	▲400 (▲13.5%)
需要	3,095	3,030	2,950
供給力(合計)	2,525	2,535	2,550
原子力	0	0	0
火力	1,923	1,923	1,923
水力	254	254	254
揚水	222	232	247
地熱等	5	5	5
融通等	121	121	121

(参考)

自社(電源別)と
自社以外(他社・融通)で分類

(万kW)

	H24年夏見通し
	想定需要 節電織り込み H22年並猛暑
供給力ー需要 (予備率)	▲495 (▲16.3%)
需要	3,030
供給力(合計)	2,535
原子力	0
揚水	216
他社・融通	644
火力	1,472
水力	203

※四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

○今夏の電力需給は、定着した節電を織り込んだとしても、想定需要3,030万kW、供給力2,535万kWで、16.3%の電力不足となる可能性があります。

需要と供給力の変動リスクについて

14

○需要の変動リスク

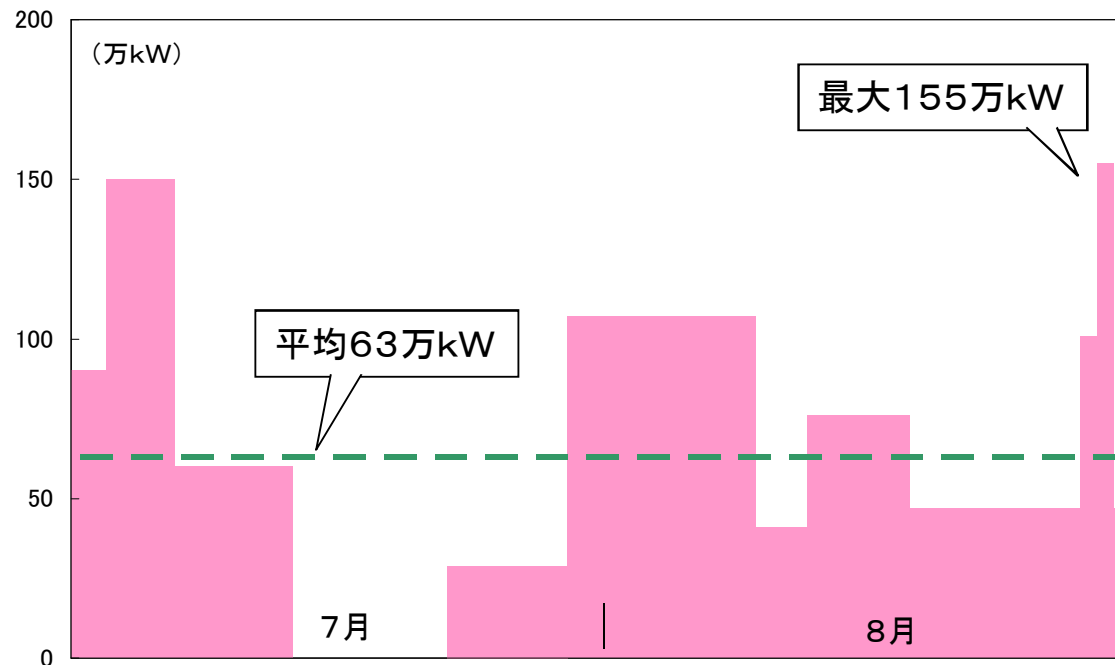
夏の電力需要は、最高気温が1℃上昇すると、約70～80万kW程度（2～3%程度）増加します。

	最高気温	
	28℃～33℃	33℃以上
気温感応度	約90～110万kW	約70～80万kW

夜間の気温上昇による電力需要の増大は、揚水発電の供給力を減少させます。

○供給力の変動リスク

昨夏（7月、8月）、火力・水力発電所では、平均で63万kW（2%）、最大で155万kW（5%）の計画外停止が発生しました。



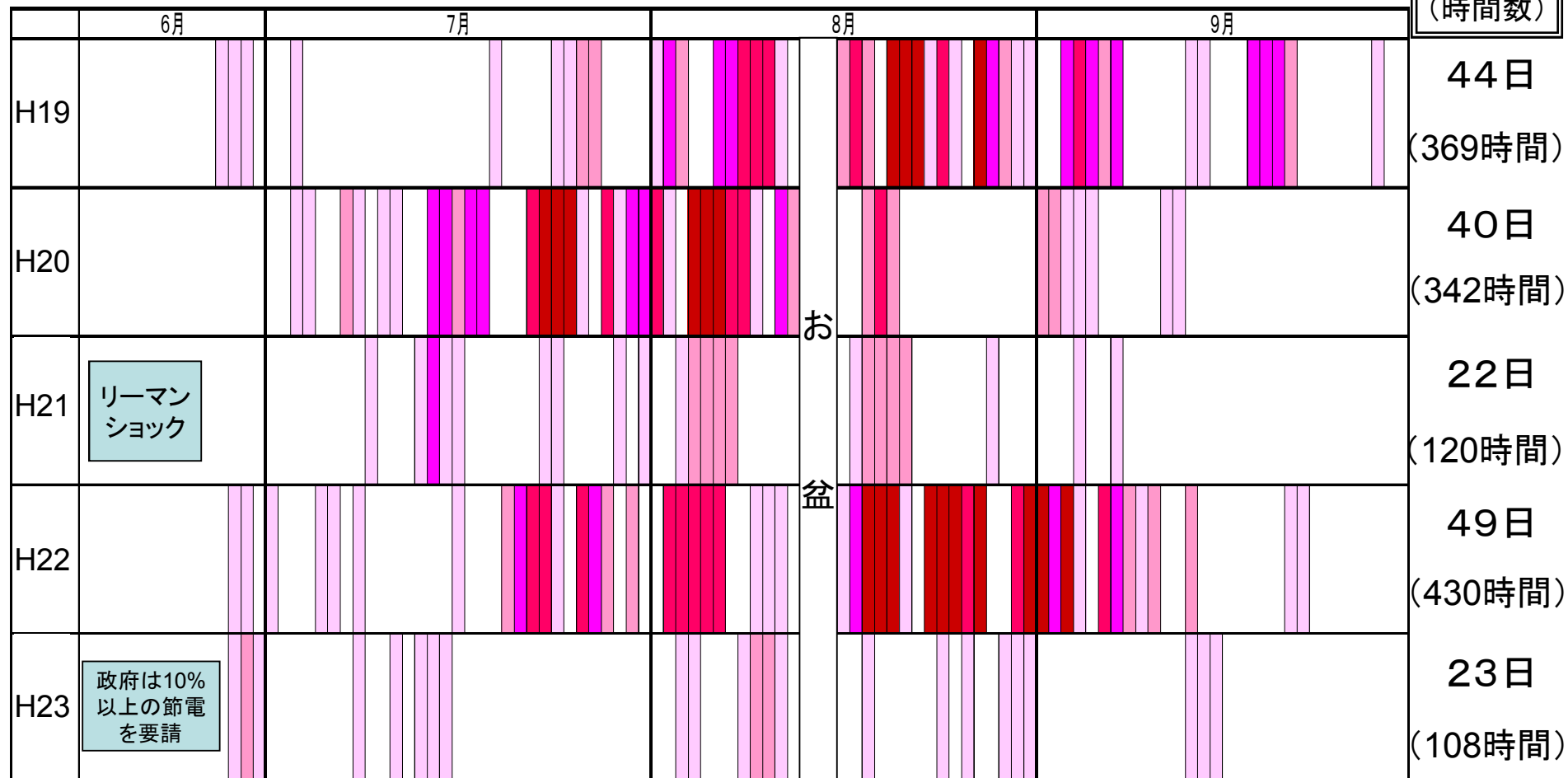
電源トラブルによるベース供給力の減少は、揚水発電の供給力を減少させます。

過去5年間の日の最大電力における2,535万kWを超えた実績

15

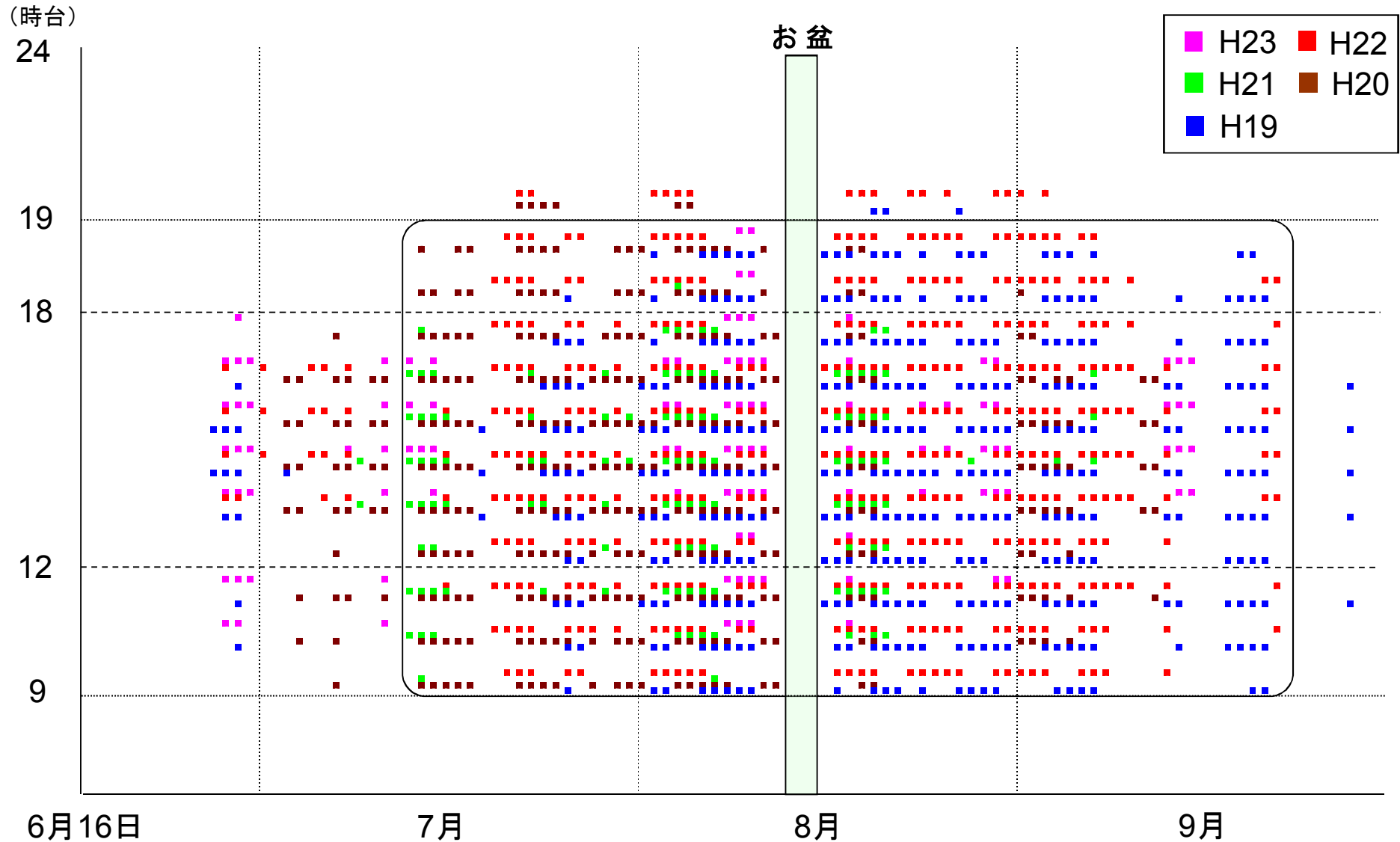
■ 3,000万kW以上発生日 ■ 2,900万kW以上発生日 ■ 2,800万kW以上発生日
 ■ 2,700万kW以上発生日 ■ 2,535万kW超過発生日

2,535万
kW超過
発生日数
(時間数)



○年によってバラつきはあるものの、H22年並の猛暑の想定需要（3,030万kW）で算定した供給力2,535万kWを超える最大電力は夏季を通じて広く発生しています。

過去5年間の時間毎の最大電力で2, 535万kWを超えた発生分布



○ 7月中旬～9月中旬の9～19時台にプロットが集まっています。
 ○ 期間内で広く発生しており、どの時間・期間において発生するかの断定は困難です。

17

		概 要	H22. 夏季 ● - → H23. 夏季
随時調整契約	瞬時調整特約	・当社の供給設備の事故、予想外の需要の急増による電力需給逼迫時に強制的、もしくは当社からの通告で負荷を遮断することに対し電気料金を割引。 20回上限×5時間/回	26口 約38万kW ※年度単位での契約
	通告調整特約	・当社からの通告により、翌日に実施される大幅な負荷抑制に対し電気料金を割引。 20回上限×5時間/回	--- 新たに設定 4口 約1万kW
	随時調整契約の合計 ※随時調整契約kWは契約値		26口, 約38万kW
計画調整特約	休日特約	・休日の振替や新たな休日の設定など、1日単位での負荷調整。 	約240口 約10万kW ※H22年度夏季最大電力発生日(8/19)における値
	操業調整特約	・プラントの補修や長期休日の設定など、週単位での負荷調整。 	
	ピーク時間調整特約	・空調機器の一部停止や自家発電の発電増加など月単位での負荷調整。 	
需給調整	需給調整特約S	・最大需要電力が前年同月の最大需要電力を下回る場合に、それに相当する電気料金を割引。 	約1,700口 (対象：約7,000口) 約16万～約100万kW ※計画調整特約kWは、日毎の契約調整電力合計値の最小値～最大値

今夏の具体的な需給調整契約拡充の内容

18

需給調整契約の拡充

＞昨夏のラインナップに加え、以下のとおり、割引単価を拡大することにより需給調整契約を拡充し、大口顧客全数にアプローチすることで加入慫慂を徹底。

メニュー概要			拡充内容
計画調整特約	休日特約	新たな休日設定による負荷抑制に対する料金割引	「期間を通じて10日以上」等のパターンを追加し、条件に応じて割引単価を拡大
	ピーク時間調整特約	平日ピーク時の空調の一部停止や自家発の発電増加等による負荷抑制に対する料金割引	オプションとして需要抑制が確実な場合には割引単価を拡大（不履行の場合には未達補償金を負担）

更なる需要抑制に向けて

- 更なる加入拡大や調整電力の積上げに向けて、短期間やきめ細かな調整を評価する等、新たな需給調整契約の設定を、現在、具体的に検討中。
- 上記を実施してもなお需給ギャップが解消されない場合は、これまでの各方面からの提言も踏まえ、随時調整契約を需給ギャップが解消されるよう広く公募するといった取組みについて、これを今夏に実施すべく、現在具体的に検討中。

需給調整契約への加入推奨

昨夏・今冬

○随時調整契約と計画調整特約に加え、前年との最大電力差を評価する需給調整契約をラインナップ。
○自由化分野の全てのお客さま(約12万口)に対し、複数回アプローチし(訪問、DM送付、架電等)、さらに業界団体を通じて、会員企業にも、需給調整契約のPRを実施する等、積極的に加入懇誘を実施。



今夏

○3月以降、今夏向けの需給調整契約について、大口のお客さま全数に対する個別訪問により、加入懇誘を実施している状況。

今夏の需給調整契約への加入見込み

○お客さまからは、「需給ギャップが明確になっていない現状においては、生産計画が立てられず、ましてや需給調整契約に加入するかどうかの判断は下せない」との声が多い。

○また、「昨夏においてできる限りの節電に協力したため、これ以上の節電は困難。」といったお声もいただいており、昨夏以上に需給調整契約へご加入いただけるかについては不透明な状況ではあるものの、できる限りの調整電力の獲得に向け、積極的に加入懇誘を継続実施。

<具体的なお客さまの声>

- ・これ以上の調整は、生産量を大幅に落とす必要がある。〔印刷〕
- ・他の地域や関連企業などのサプライチェーンとの結びつきがあり、自社のみでの生産シフトは難しい。〔機械〕
- ・操業シフトを行った結果、休日勤務等が増え従業員からの不平、不満、反発が大きいため、今後の実施は難しい。〔食品〕
- ・昨夏も室温UPで顧客クレームが発生しており、これ以上の調整は営業するなというに等しい。〔飲食〕
- ・冷凍機の設定温度の変更や間引きは商品劣化を招き、企業の信用に関わる問題となる。〔食品〕
- ・休日やシフトの変更となれば、路線バスや鉄道のダイヤ変更がないと通勤が困難。また物流コストも増加。〔機械〕

○H24年度の最大電力は、H22年並みの猛暑を前提として3, 030万kWと想定しています。

○供給力の面では、自社の水力・火力の作業停止は全て延期し、全台稼働を計画しており、また、今夏の追加供給力対策として、海南2号機の再稼働や小型ガスタービンの設置も行って、供給力確保に努めております。

○今夏の電力需給の見通しは、定着した節電を織り込んだとしても、一昨年並みの猛暑を考慮すると▲16. 3%となり、かなりの電力不足となる可能性があります。

○このように今夏は厳しい電力不足になる見込みですが、供給面においては、融通や自家発の更なる確保や取引所の一層の活用を進めるとともに、需要面においても、今後とも需給調整契約の拡充などを実施し、需要抑制方策に取組むなど、最大限の努力をしてまいります。

コスト削減の取組みについて

21

当社のコスト状況

H23年度は、原子力発電所停止の代替として石油・LNG火力の稼働や購入電力量が増えたため、火力燃料費・購入電力料等が大幅に増加し、H22年度比で約5千億円の増(H22年度経常費用2兆3千億円の約20%相当)となり、大幅な赤字となる状況。

収支の悪化を改善すべく、社内の委員会において収支改善の取組み目標額を設定するなど、経営全般にわたる、さらなる効率化の取組みを加速。

【H23年度コスト削減額】

費用の削減(修繕費、諸経費減)	500億円
設備投資の削減	1,100億円
計	1,600億円

【効率化取組み状況】

□安全・安定供給を大前提に、新技術・新工法の採用による建設費抑制に努め、修繕費・設備投資を削減。

(取組み事例)

- ・耐張がいし連装置の一括取り換え工法開発・導入。
- ・配電資機材における製造工程の見直し、通信設備の点検工事における施工方法改善・工事量平準化。

□資材調達の発注方法を工夫するなど、経営全般にわたる効率化を推進し、諸経費を削減

(取組み事例)

- ・品質・工事力の確保および技術力の維持、効率的な業務運営を視野に入れたサプライチェーンの全体最適化の取組み。
- ・技術部門の計画から会計処理に至るまでの事務処理作業の効率化に向けた基幹重点情報システムの再構築。