

料金算定の前提となる供給力について

平成24年12月12日
九州電力株式会社

○ 原子力

- 現在停止中の原子力発電所の再稼働時期については、原価算定上、平成25年7月からと想定。
(川内1、2号機:平成25年7月、玄海4号機:平成25年12月、玄海3号機:平成26年1月)

○ 火力・水力

- 原子力の前提をもとに、火力・水力の運転計画を策定。
- 補修については、法定点検(ボイラー:1回/2年、タービン:1回/4年)および点検結果にもとづき、安定供給の維持に必要な補修を計画。

○ 新エネルギー等

- 過去の実績を踏まえた設備利用率等に基づき、新エネルギー電源等(太陽光・風力・バイオマス等)の発電電力量を計上。

○ 他社電源

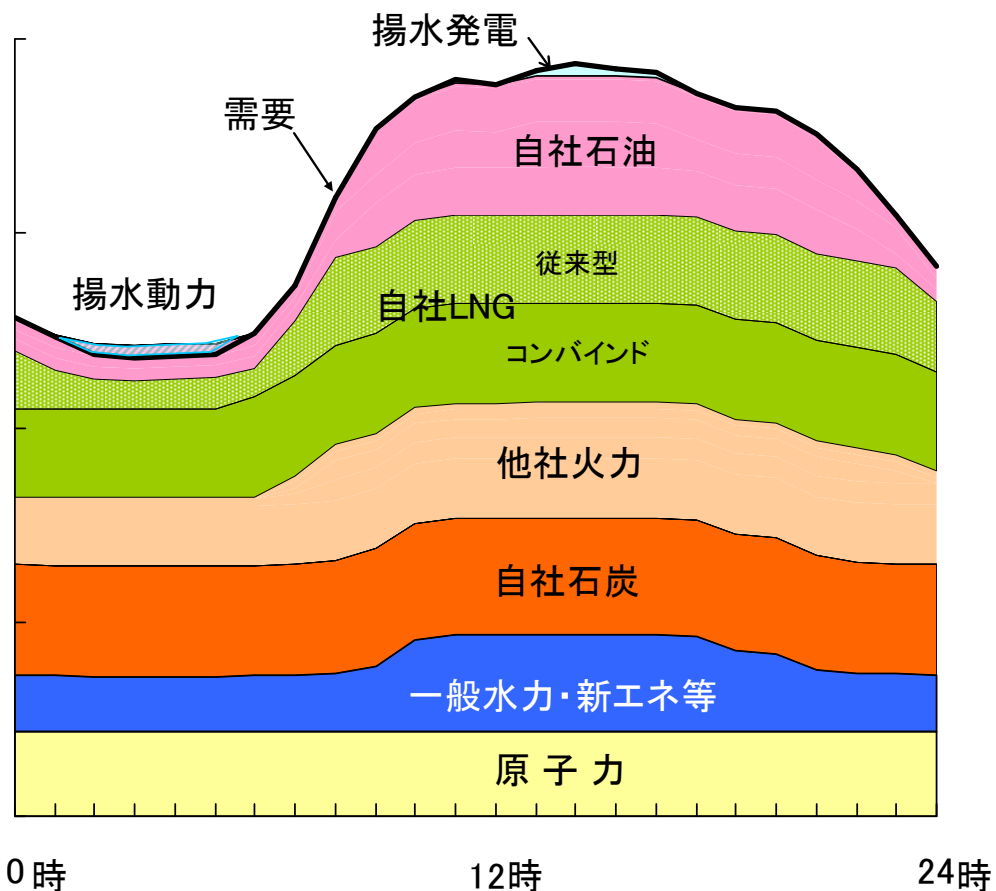
- 現行契約・実績等に基づき受電計画を策定。

2 経済性(メリットオーダー)を踏まえた需給計画の策定

2

- 電源種別毎の発電特性等(発電熱効率や燃料価格)を踏まえ、想定した電力需要(電力量)に対して、最も経済的な電源の組合せとなるように需給計画を策定。

1日の需給運用のイメージ (H25年8月)

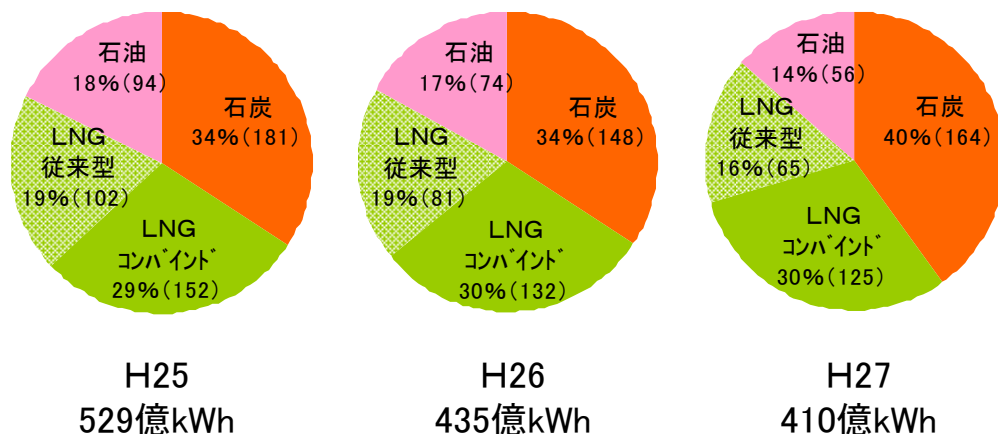


電源種別		発電燃料 単価※	1日の運用の状況	
			昼間帯	夜間帯
ピーク	揚水発電	20~	ピーク時のみ運転 〔需要変動に応じ 出力調整〕	—
	自社石油	17.9~19.2	ほぼフル 〔需要変動に応じ 出力調整〕	最低出力
ミドル	自社 LNG	従来型	フル出力	ほぼ最低 〔需要変動に応じ 出力調整〕
		コンバ インド	フル出力	ほぼフル 〔需要変動に応じ 出力調整〕
ベース	他社火力	4.5~9.0	フル受電	ほぼフル
	自社石炭	4.8~6.2	フル出力	フル出力

※ 発電燃料単価は、H25~27年度の3か年平均値を示す

- 火力電源の特性を踏まえ、発電燃料単価が安価となる石炭、LNG、石油の順に発電電力量を配分。
- 具体的には、安価な石炭火力をベース、LNG火力は熱効率の高いコンバインド※¹は極力高稼働、残りを従来型※² LNG火力と石油火力で対応。

〔燃料別の自社火力発電電力量（発電端）割合〕



(注) () 内の数値は発電電力量 (億kWh) を示す

〔自社火力の運転中利用率〕

発電所		運転中利用率※ ³	発電燃料単価※ ³ [円/kWh]
石炭	A	96%	4.8
	B	96%	4.9
	C	52%※ ⁴	6.2
LNG	D	85%	11.6
	E	61%	14.3
石油	F	29%	17.9
	G	29%	17.9
	H	28%	18.0
	I	9%	19.2

※¹ ガスタービンと蒸気タービンを組み合わせた発電設備。燃焼器でガスを燃やし、その燃焼ガスでガスタービンを回し発電し、さらに、その高温ガスの廃熱を回収し、蒸気を発生させ、蒸気タービンを回して発電する方式

※² ボイラーで発生した蒸気をタービンに導き、タービンが回転することにより発電機を回す従来型の発電方式

※³ 火力発電電力量を「補修による停止期間を除いた時間×定格出力（コンバインドは大気温度による出力低下も考慮）」で除した値 (%)
運転中利用率、発電燃料単価は、ともにH25～H27年度の3か年平均値

※⁴ C発電所については、ボイラチューブの磨耗の進行を抑制するため、1日の中での運転パターン（夜間は最低出力）や年間の運転時間に制限があり、運転中利用率が低下

- 前提計画における、他社火力・I P P（独立系発電事業者）の運転中利用率および発電燃料単価は下表のとおり。
- 発電事業者との契約に基づき、契約の範囲で、経済性を考慮して計画。

〔他社火力〕

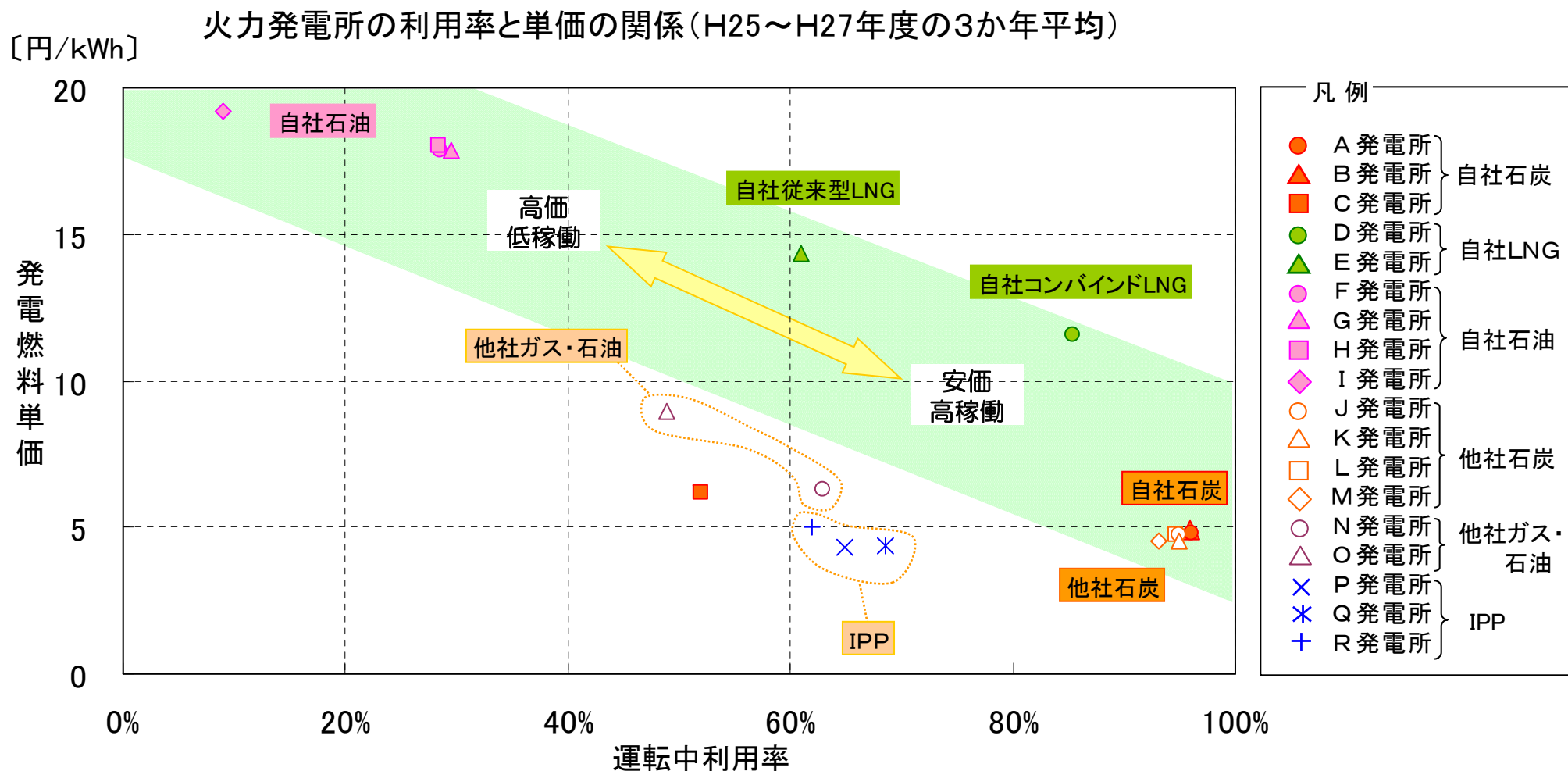
他社火力	運転中利用率※	発電燃料単価※ [円/kWh]
石 炭	93~95%	4.5~4.8
ガス・石油	49~62%	6.3~9.0

〔IPP〕

I P P	運転中利用率※	発電燃料単価※ [円/kWh]
ミドル火力	62~69%	4.3~5.0

※ 運転中利用率、発電燃料単価は、ともにH25~27年度の3か年平均値

- 前提計画における、火力発電所の運転中利用率と発電燃料単価の関係は下図のとおり。
- 契約等による制約を考慮したうえで、安価な電源ほど高稼働となるように計画。



5 電力量に関する需給計画（H25～27年度）

6

項 目			年 度				(億kWh)		
			H25年度	H26年度	H27年度	平均 (今回)	H20改定 (前回)	今回-前回	
供給電力量	自社電源	水力発電所 (送電端)	一般水力	38	38	39	38	40	△ 2
			揚水発電	1	1	1	1	4	△ 3
		火力発電所 (送電端)	石炭	172	140	155	156	155	0
			LNG	247	208	184	213	162	51
			石油	90	71	53	71	31	41
		原子力発電所 (送電端)	156	273	292	240	366	△ 125	
		新エネルギー等 発電所 (送電端)	13	13	13	13	14	△ 1	
		合 計 (送電端)	716	743	738	732	770	△ 38	
	他社電源	卸供給	電気事業者	90	87	90	89	91	△ 2
			卸供給事業者	59	45	51	52	56	△ 4
		そ の 他 ※2	29	24	27	27	17	10	
		合 計	178	156	168	167	164	4	
	揚水式発電所の揚水用動力量			△ 1	△ 1	△ 2	△ 1	△ 6	4
	合 計 (送電端)			893	898	904	898	928	△ 30
	需 要 電 力 量 (送電端)			893	898	904	898	928	△ 30

※1 四捨五入の関係で、合計が合わない場合がある

※2 自家発(新エネルギー等)、新電力への供給、市場取引等

- 現在停止中の原子力発電所の再稼働時期については、原価算定上、平成25年7月からと想定。
(川内1・2号機:平成25年7月、玄海4号機:平成25年12月、玄海3号機:平成26年1月)
- これは、新たな安全基準(平成25年7月までに施行予定)の骨子案が今年度内に公表される予定であり、それを踏まえて当社自らが実施するプラントの安全性確認について、速やかに原子力規制委員会による評価が行われることを前提としている。
- 再稼働後の定期検査については、安全性を大前提に、法令に基づき、検査終了後から13か月を超えない期間に計画。
(具体的な定期検査の時期は、同一発電所内で複数機の検査が重ならないように計画)

[凡例] は運転期間を示す。

	H25年度	H26年度	H27年度
玄海 1			
玄海 2			
玄海 3		H26/1 ~ H27/2	H27/5
玄海 4		H25/12 ~ H26/11	H27/2
川内 1	H25/7 ~ H26/8	H26/11	H27/12
川内 2	H25/7 ~ H26/4	H26/7 ~ H27/9	H27/12

○ 法定点検や点検結果にもとづき、安定供給の維持に必要な補修※を、軽負荷期を中心に計画。

※ ・ 標準的な定期検査の日数は概ね以下のとおりであるが、設備の改修等を伴う場合にはこれを超える場合がある
 (大型石炭:60日程度、LNG:40日程度、石油:40日程度)
 ・ 夏季前に実施する簡易的な中間点検は10日程度

○ 停止期間短縮の観点から、法定点検に合わせて必要な補修を実施するなど、効率的な補修計画を策定。

〔自社火力(汽力)の補修日数〕

		H25年度		H26年度		H27年度		H25～H27年度 3年平均	H18～H22年度 5年平均 (震災前)
石炭	苓北発電所 1号機	38日	4/1～5/8	10日	7/5～7/14	88日	4/1～6/27	270日	269日
	苓北発電所 2号機	4日	3/28～3/31	93日	4/1～7/2	10日	7/4～7/13		
	松浦発電所 1号機			10日	4/1～4/10	46日	2/15～3/31		
	苅田発電所 新1号機	91日	4/1～6/30	99日	9/13～12/20	10日	3/18～3/27		
		31日	3/1～3/31	91日	4/1～6/30	91日	4/1～6/30		
	計		164日		371日		276日		
LNG	新小倉発電所 3号機	38日	9/7～10/14	10日	7/1～7/10	10日	4/1～4/10	1,010日	929日
	新小倉発電所 4号機	36日	2/18～3/25	10日	5/3～5/12	125日	10/5～2/6		
	新小倉発電所 5号機			39日	2/21～3/31	87日	4/1～6/26		
	新大分発電所 1号系列	435日	—	10日	4/19～4/28	10日	4/20～4/29		
	新大分発電所 2号系列	112日	—	130日	10/6～2/12				
	新大分発電所 3号系列	181日	—	569日	—	281日	—		
	計		802日		1,262日		966日		
石油	豊前発電所 1号機	132日	10/1～2/9	10日	3/22～3/31	91日	4/1～6/30	419日	515日
	豊前発電所 2号機	48日	9/16～11/2	106日	9/1～12/15	11日	5/11～5/21		
	相浦発電所 1号機	50日	10/1～11/19	31日	3/1～3/31	35日	10/1～11/4		
	相浦発電所 2号機	24日	4/1～4/24			94日	4/1～7/3		
		12日	2/24～3/7			125日	4/4～8/6		
	川内発電所 1号機	41日	9/16～10/26	20日	5/6～5/25	10日	2/29～3/9		
	川内発電所 2号機			76日	9/16～11/30	56日	9/21～11/15		
	苅田発電所 新2号機	76日	1/15～3/31	36日	2/21～3/31				
	37日	2/17～3/25	39日	4/1～5/9	33日	9/21～10/23			
	計		420日		359日		479日		

(万kW)


項目		年度		H25年度	H26年度	H27年度
供給電力	自社電源	水力発電所 (送電端)	一般水力	81	81	81
			揚水発電	229	229	229
		火力発電所 (送電端)	石炭	230	230	230
			LNG	379	367	377
			石油	344	344	335
		原子力発電所(送電端)		169	356	395
		新エネルギー等発電所(送電端)		15	15	15
	合計(送電端)		1,447	1,622	1,661	
	他社電源	卸供給	電気事業者	134	134	134
			卸供給事業者	130	103	115
その他 ^{※2}		12	15	17		
合計(送電端)		1,723	1,873	1,927		
最大3日平均電力(送電端)				1,546	1,554	1,561
ひっ迫時需要抑制電力(送電端)				23	23	23
供給予備力(送電端)				177	319	366
供給予備率(%) ^{※3}				11.4 (13.1)	20.5 (22.4)	23.4 (25.3)

※1 四捨五入の関係で、合計が合わない場合がある


※2 自家発(新エネルギー等)、新電力への供給等

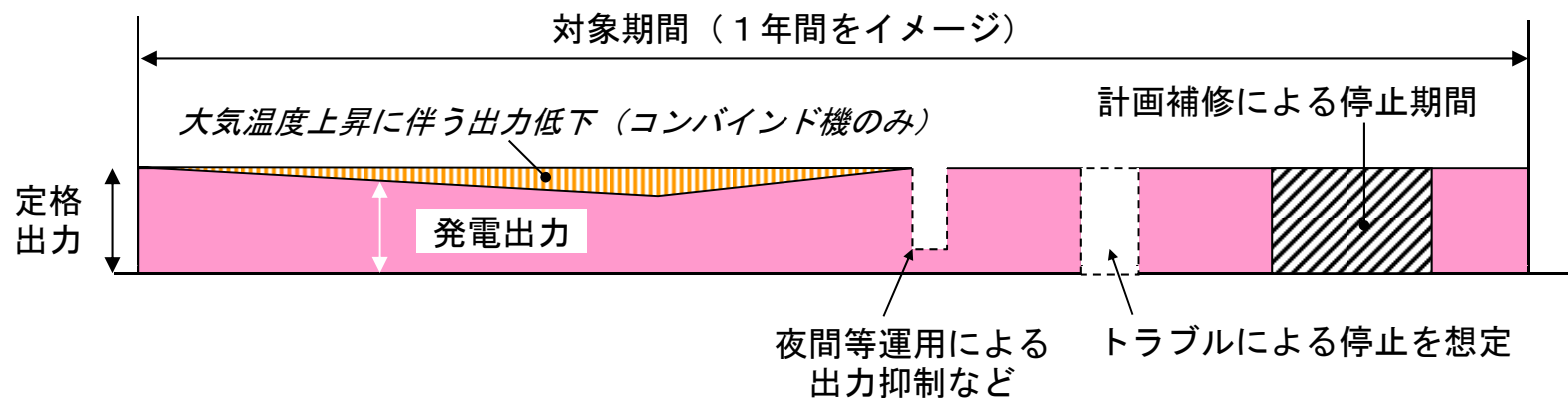
※3 ()内は、ひっ迫時需要抑制電力を考慮した供給予備率を示す

【石炭機などの利用率のイメージ】

- 利用率の算定にあたっては、需給運用による停止・出力抑制に加えて、過去の実績によるトラブル停止リスク分を考慮しているため、ベース機である石炭の利用率は96%としている。
- また、荻田新1号は、加圧流動床ボイラーを採用していることから、ボイラーチューブの磨耗の進行を抑制するため、1日の中での運転パターン(夜間は最低出力)や年間の運転時間に制限があり、運転中利用率が低下している。
- なお、利用率の算定においては、計画補修(試運転期間含む)期間<下図の  の部分>を除外している。

【LNG(コンバインド機)の利用率のイメージ】

- 上記の算定に加えて、コンバインド機は、大気温度が高くなると空気密度の低下により、夏季の発電出力は、定格出力に比べて約10%程度低下する。
- そのため、利用率の算定においては、大気気温上昇に伴う出力減<下図の  の部分>を除外している。

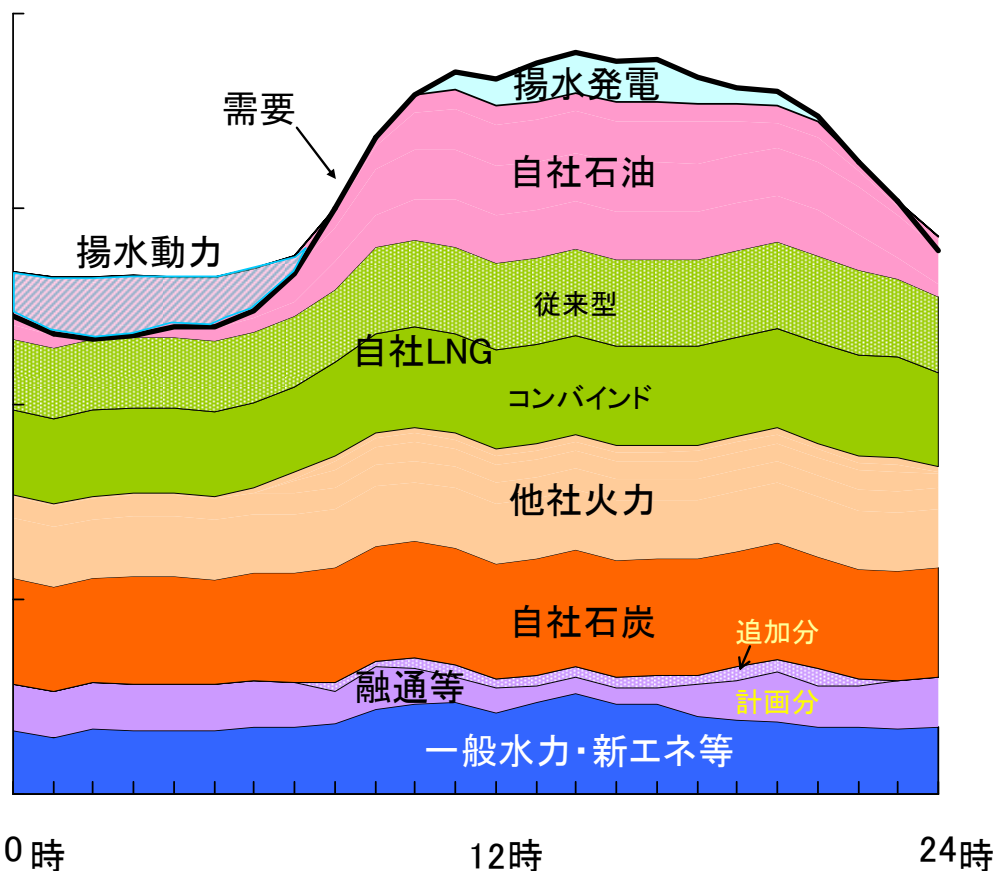


$$\text{運転中利用率} = \frac{\text{■}}{\text{■} + \text{□}}$$

$$\text{(参考) 設備利用率} = \frac{\text{■}}{\text{定格出力} \times \text{対象期間}}$$

- 平成24年度夏季は、原子力発電所が全基停止し、厳しい需給状況となることが予想されたが、お客さまの節電へのご協力や、実運用段階での追加供給力が確保できたことなど、需給両面での好条件が重なったことから、電力の安定供給を維持できた。

H24夏季の需給運用イメージ(H24年7月26日実績)



- 自社電源を最大限活用しても供給力が不足するため、他電力からの応援融通の受電や市場からの電力調達などの供給力確保対策を実施。
 - ※ 融通等の受電実績 (最大電力発生時)
 - ・ 計画分：23万kW
 - ・ 追加分：31万kW (市場調達、他電力からの応援融通)
- 〔これらの応援融通や市場調達については、他社の需給状況等によっては確実に見込めるとは限らない。〕
- ベース電源の減少により、ミドル・ピーク供給力を担うLNG・石油火力の稼働が大幅に増加。
- 揚水発電については、運転時間が長時間となり、それに対応するための揚水動力原資として石油火力の稼働が増加。
 - ※ 石油火力を原資とした揚水発電単価： $18[\text{円}/\text{kWh}] \div (1-0.3) \approx 26[\text{円}/\text{kWh}]$
- 高需要となった期間(7月下旬～8月上旬)に、主要電源の計画外停止なし。
 - ※ 8月下旬以降、トラブル等による主要電源の計画外停止が発生(最大:162万kW)

原子力

- 平成25～27年度については、料金算定にあたり、前提となる運転計画をもとに算出。(運転中利用率97%)

水力（一般水力）

- 一般水力には、自流式(流れ込み式※1、調整池式※2)と貯水池式※3に分類され、発電電力量は、過去の実績等を踏まえ、以下のとおり算定。
 - 自流式発電所の発電電力量は、可能発電電力量(注)から補修計画などによる減少分を控除し、新增設分を加味して算出。
- (注)可能発電電力量は、至近30か年の平均値を使用。
可能発電電力量とは、設備が健全とした場合に、その時の水力を使用可能な範囲で、全て利用したときに発電できる量のこと。
- 貯水池式は、年間の貯水池水位計画をもとに、補修計画などによる減少分を考慮して算出。貯水池に流れ込んでくる水量は、至近30か年の平均値を使用。

※1 流れ込み式：河川流量を調整せずにそのまま発電する方式

※2 調整池式：調整池をもち、河川流量を1日～週間単位で調整できる発電方式

※3 貯水池式：大きな貯水池をもち、年間を通して季節的な出力調整ができる発電方式

他社からの購入電力

[他社火力(電源開発(株)・共同火力・IPP)]

- 経済性や補修計画等を考慮のうえ、運転パターンを作成し受電電力量を算出。
- 運転パターンの決定にあたっては、自社火力電源との運転単価水準との整合性を考慮。
- 他社側も当社との運転計画調整、パターン決定を受けて燃料調達計画を策定する後工程があることも考慮し、自社火力よりも先にパターンを決定。
 - 石炭系(電発)
…燃料が安価なため、ベース運転
 - ガス・石油系(共火)
…自社の石炭～LNG相当の単価水準を考慮しパターンを決定
 - IPP
…年間の基準利用率が決まっており、契約に基づく変動範囲内で、経済性を考慮し、受電電力量を決定

[他社水力(電源開発(株)・公営(県営))]

- 自社一般水力と同様の考え方で受電電力量を算定。(各事業者へのヒアリング結果)

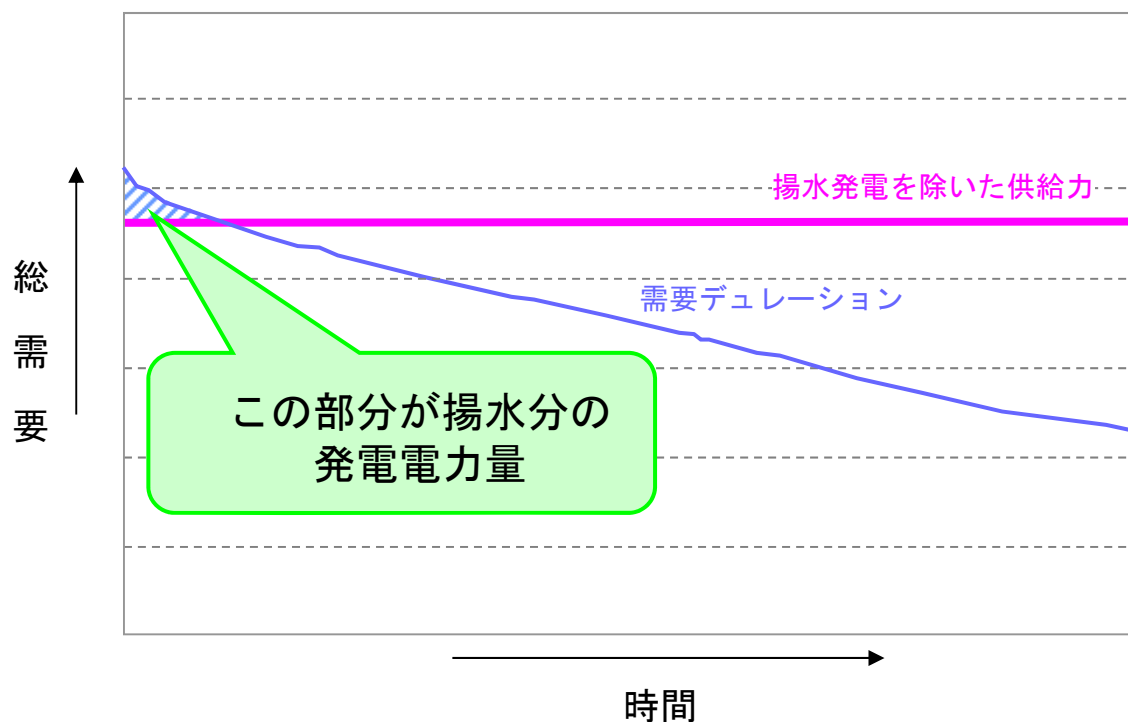
[その他自家発等]

- 過去実績及び事業者ヒアリング等を踏まえ、受電電力量を算定。

水力（揚水式水力）

- 揚水発電: 毎時間の需要(1時間値)を高い順に並べ替えたグラフ(=デュレーションカーブ)に対して、揚水発電を除いた供給力を上回る部分を、揚水発電電力量として算出。
- 揚水動力: 上記で算出した揚水発電電力量を汲み上げるための電力量。
→揚水運転時のロス分30%を考慮し算出。

デュレーションカーブによる揚水発電電力量の算定イメージ



火力

- 燃料面等の運用制約を踏まえ、運転可能な範囲で最も経済的(燃料費最小)な運転計画を策定。
- 具体的には、発電ユニット毎の運用制約を考慮のうえ、毎時間の必要発電電力量に見合う各ユニットの発電量を、メリットオーダー方式にて順次決定。これを繰り返すことで、各ユニットの発電電力量を算出。
- その結果、安価な石炭火力をベース、LNG火力は、燃料の可能な範囲で熱効率の高いコンバインド型は極力高稼働、残りの部分を従来型LNG火力・石油火力で対応という結果となっている。

○ 自社火力の配分における主な制約

計画補修:法定点検 ボイラ:1回/24ヶ月、タービン:1回/48ヶ月、その他、ガスタービンの高温部品の点検等

燃料制約:燃料の供給力および輸送能力、燃料設備能力

〔各燃料の特性と供給力の位置づけ〕

石炭	<ul style="list-style-type: none">・経済性に優れるため、ベース供給力として環境に配慮しつつ最大限運転することが基本。
LNG	<ul style="list-style-type: none">・スポット調達も実施しているが、石油に比べ、長い調達リードタイムが必要。・石油と比較し経済性があるため、石炭に次いで運転し、ベース・ミドル供給力として活用。
石油	<ul style="list-style-type: none">・LNGと比較し、柔軟な調達が可能なため、LNGでは対応できないピーク供給力として電力需要の変動に対応。・環境規制に対応するため、硫黄分の低い重原油を使用しており、供給元が限定的。

〔自社火力の電源別の特徴〕

石炭	<p>○ 苓北1、2号、松浦1号、苅田新1号 計246万kW</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ ベース供給力として、環境に配慮しつつ最大限運転(24時間を通してフル出力)を基本。 ・ ただし、苅田新1号は、加圧流動床ボイラーを採用していることから、ボイラーチューブの磨耗の進行を抑制するため、1日の中での運転パターン(夜間は最低出力)や年間の運転時間に制限があり、運転中利用率が低下。 <p>(自社火力発電設備に占める割合22%(H24年度末)、自社発電電力量比34%(H25年度))</p>
LNG	<p>○ コンバインド(新大分1～3号系列) 計229.5万kW</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 環境性、熱効率に優れ、ベース～ミドル供給力として活用。 <p>○ 従来型(新小倉3～5号) 計180万kW</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 環境性、経済性、安定調達に優れたLNGを使用するが、コンバインドと比較すると熱効率は低いため、通常時はミドル供給力として活用。 ・ 原子力の大半が停止し、ベース供給力が少ない場合、一部の従来型LNG火力は、ベース供給力として活用。 <p>(自社火力発電設備に占める割合37%(H24年度末)、自社発電電力量比48%(H25年度))</p>
石油	<p>○ 相浦1、2号、川内1、2号、豊前1、2号、苅田新2号 計325万kW</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 燃料コストが高価なこと、需給変動に柔軟に対応できる運用性と燃料供給のバッファ機能に優れていることから、ピーク供給力として運用。 ・ 原子力の大半が停止し、ベース供給力が少ない場合、一部の石油火力はベース～ミドル供給力として活用。 <p>(自社火力発電設備に占める割合41%(H24年度末)、自社発電電力量比18%(H25年度))</p>

〔電力量配分の作成順〕

①経済配分と関係なく算出できるものと調整の裕度が少ない(他社電源)ものを優先的に算出。

- ・一般水力 … 自流は、実績から算出。
貯水池式は、実績の流水量と水位計画から算出。(自他社共に)
- ・自家発 … 過去実績にて算出。新規に運転開始となるものは事業者ヒアリング結果を計上。
- ・自社新エネ … 過去実績にて算出。
- ・原子力 … 運転計画に基づきベース運転で算出。
- ・他社火力 … 他社への運転計画提示・調整の必要があるため、先にパターンを決定。
石炭系(電発) … 燃料が安価なため、ベース運転。
ガス・石油系(共火) … 自社の石炭～LNG単価相当の運転単価水準を考慮しパターンを決定。
IPP … 年間の基準利用率が決まっており、契約に基づく変動範囲内で、経済性を考慮し、受電電力量を決定。

②揚水式発電

- ・揚水式発電以外の供給量が決まった段階※¹で揚水式発電として必要な量を算出。
その結果、揚水式発電として必要な量を汲み上げるために必要な揚水動力量※²も算出される。

※¹ この時点で、自社火力は全体量がわかればよく、個別の配分は必要なし

※² 揚水時のロス30%を考慮し、揚水式発電量の約1.4倍必要

③自社火力

- ・揚水動力量まで算出された結果として、最終的に自社火力全体でどれだけ分担すればよいかが決まる。
- ・その自社火力全体で分担する電力量を個別の発電所へ配分することで燃料調達も含めた最終的な電力量配分を算出。
- ・自社火力を最後とするのは、契約の制約がないなど配分の裕度が大きいため、最後の配分としている。