

# 料金算定の前提となる供給力について

2022年12月26日

北陸電力株式会社

2022年度供給計画等を基に、電源ごとに下記のとおり算出しております。

## ●原子力

- ・志賀原子力発電所2号機の再稼働については、新規制基準適合性審査を経て、地元のご了解をいただいた後に行うこととなりますが、審査状況を踏まえると、現時点では、具体的な再稼働時期を見通せる状況にはありません。
- ・しかしながら、原価算定上は、審査が最大限効率的に進むことを前提に、火力燃料費等の抑制による、最大限の原価低減を図る観点から、志賀原子力発電所2号機の再稼働時期を2026年1月として発電電力量を織り込んでおります。
- ・なお、志賀原子力発電所1号機については、現時点で新規制基準適合性審査の申請をしておらず、再稼働時期が見通せないことから、原価算定期間中の発電電力量は想定しておりません。

## ●火力・水力

- ・上記原子力の運転計画を前提として、火力、水力発電所の発電電力量を算出しております。
- ・なお、電源の低炭素化に向けた取り組みの一環として、敦賀火力発電所2号機および七尾大田火力発電所2号機について、2024年度以降、バイオマス混焼比率の増加を見込んでおります。

## ●新エネルギー

- ・過去の実績等に基づき、太陽光の発電電力量を算出しております。

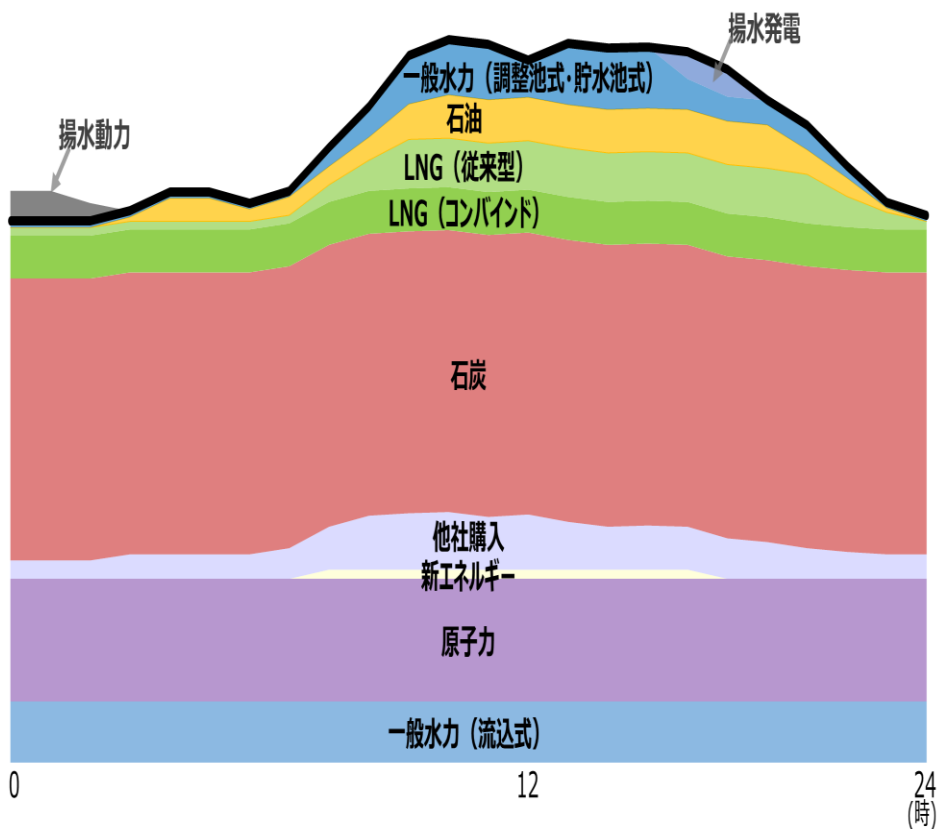
## ●他社購入

- ・現行契約や実績等に基づき、発電電力量を算出しております。

## 2. 当社の供給力構成の特徴

- 当社は、従来から石炭火力の比率が高くなっております。
- 北陸地域の豊かな水資源を生かした水力発電比率が他社よりも高くなっております。

一日の供給力の内訳 (イメージ)



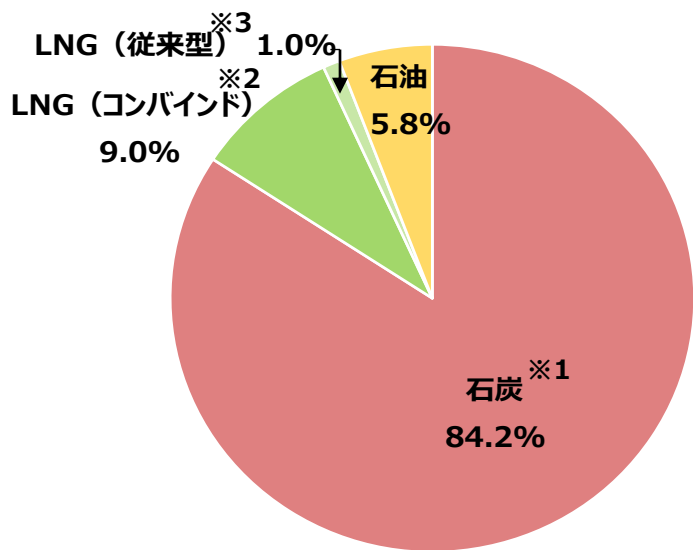
- 一般水力  
純国産の再生可能エネルギーで、環境性に優れており、ピーク・ベース供給力として活用
- 石炭火力  
発電燃料単価が安価であり、ベース～ミドル供給力として活用
- LNG火力  
発電燃料単価は安価であり、ベース～ミドル供給力として活用
- 石油火力  
発電燃料単価は高いが、調達の柔軟性に優れており、ピーク供給力として活用
- 揚水式水力  
供給余力のある時間帯に水をくみ上げ、余力の少ない時間帯や市場価格の高い時間帯に発電。追従性に優れており、ピーク供給力として活用
- 新エネルギー  
環境性に優れている太陽光を活用

# 3 . 自社火力（燃料別）の経済的な配分の考え方

●発電燃料単価の安い石炭火力および熱効率の高いLNG(コンバインド)をベース～ミドル供給力とし、残りをLNG(従来型)、石油火力で分担します。なお、LNG火力の運用では、タンク1基運用による計画配船・計画消費が必要なため、期中における燃料所要量変動には、主に石油火力で対応します。

燃種別の自社火力発電電力量（発電端）比率

（2023年度～2025年度の3か年平均）



運転中利用率と発電燃料単価（3か年平均）

発電所	運転中利用率 ※4 (%)	発電燃料単価 (円/kWh)
発電所A (石炭)	84.5%	17.5
発電所B (石炭)	84.2%	17.7
発電所C (石炭)	63.7%	20.7
発電所C (LNGコンバインド)	56.5%	18.0
発電所C (LNG従来型・石油)	15.3%	32.9
[再掲]LNG従来型	5.9%	31.4
[再掲]石油	9.4%	33.9
石油D	29.5%	24.3
石油E	16.5%	25.3

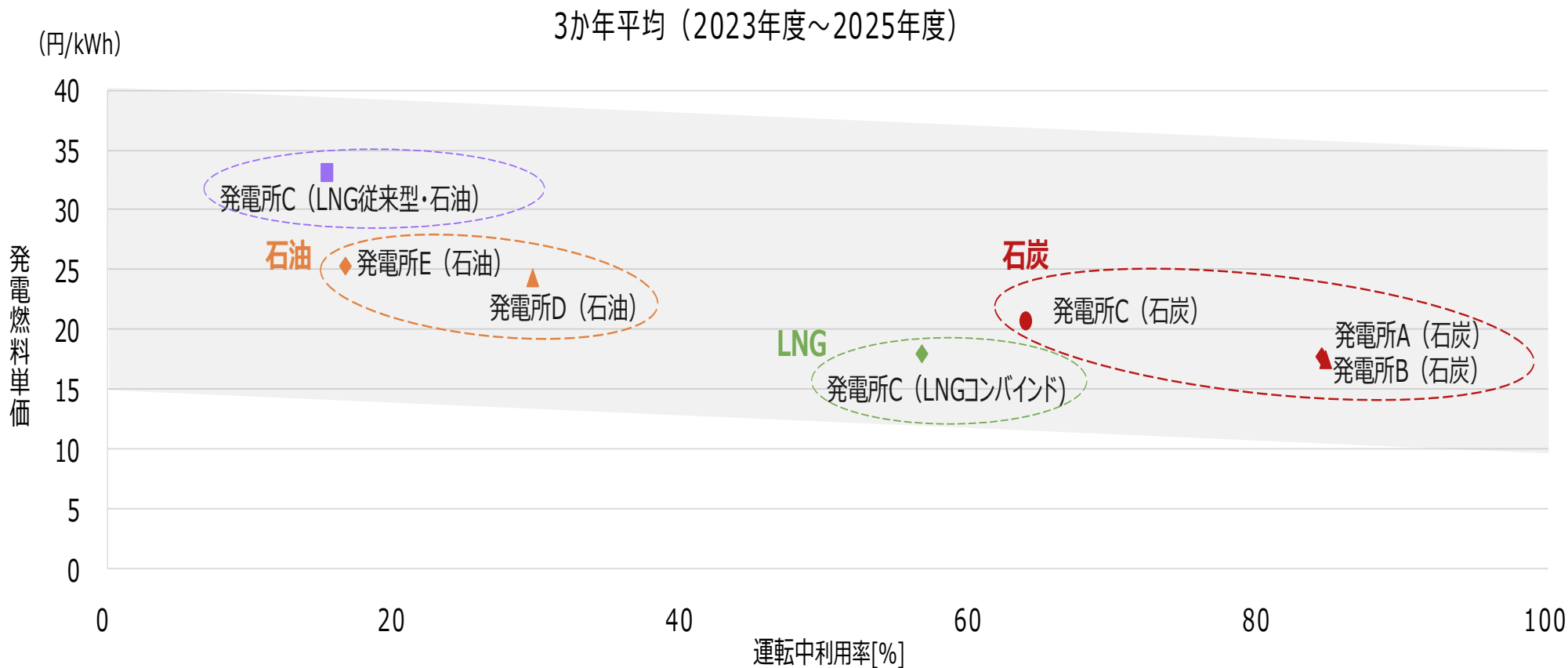
※1 バイオマス混焼分を含む  
 ※2 ガスタービンと蒸気タービンを組み合わせた発電設備。燃焼器でガスを燃やし、その燃焼ガスでガスタービンを回して発電し、さらにその高温ガスの排熱を回収し、蒸気を発生させ、蒸気タービンを回して発電する方式  
 ※3 ボイラーで発生した蒸気をタービンに導き、蒸気タービンを回して発電する従来型の方式  
 ※4 補修等の計画停止を除いた、設備を自由に使える期間において、発電設備をどの程度利用したか表す指標

・発電所Cは、発電に使用する燃料の種類がユニットによって異なるため、別々に記載  
 ・発電所CにはLNGと石油の両方で発電可能なユニットが存在。当該分はユニットとしての値を記載のうえ、各燃種分を再掲  
 ・発電燃料単価は、燃料可変費を記載

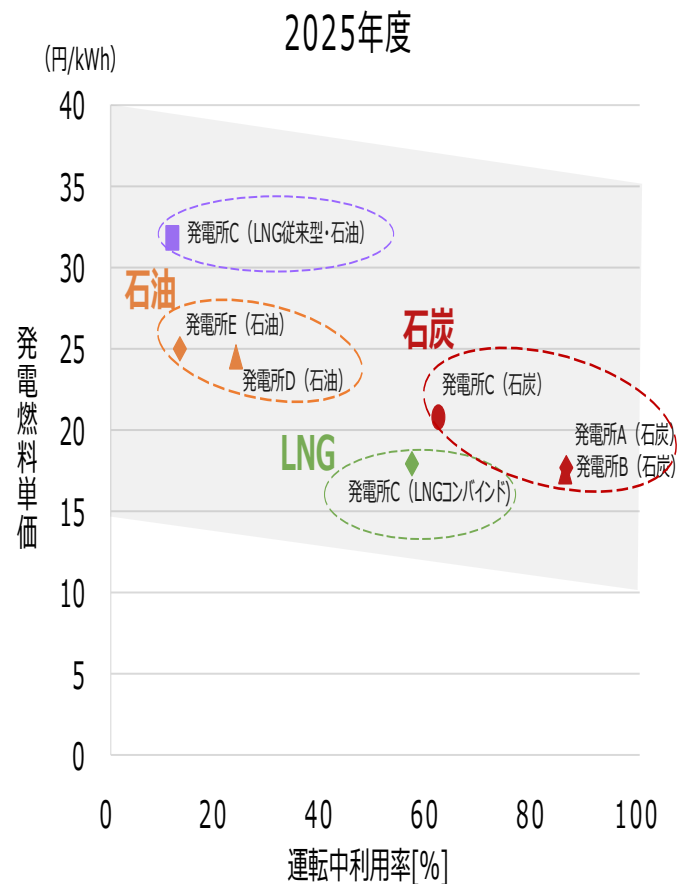
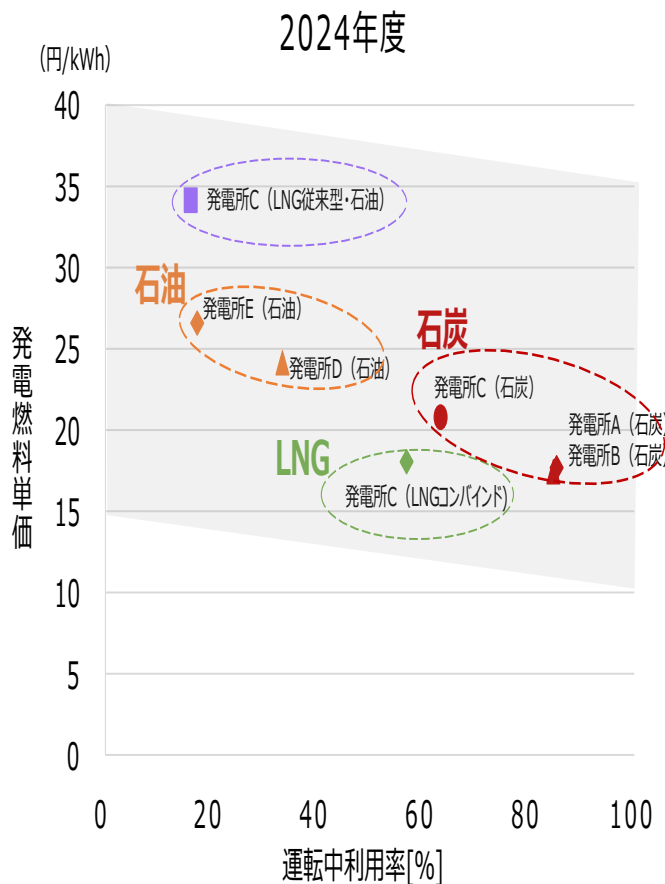
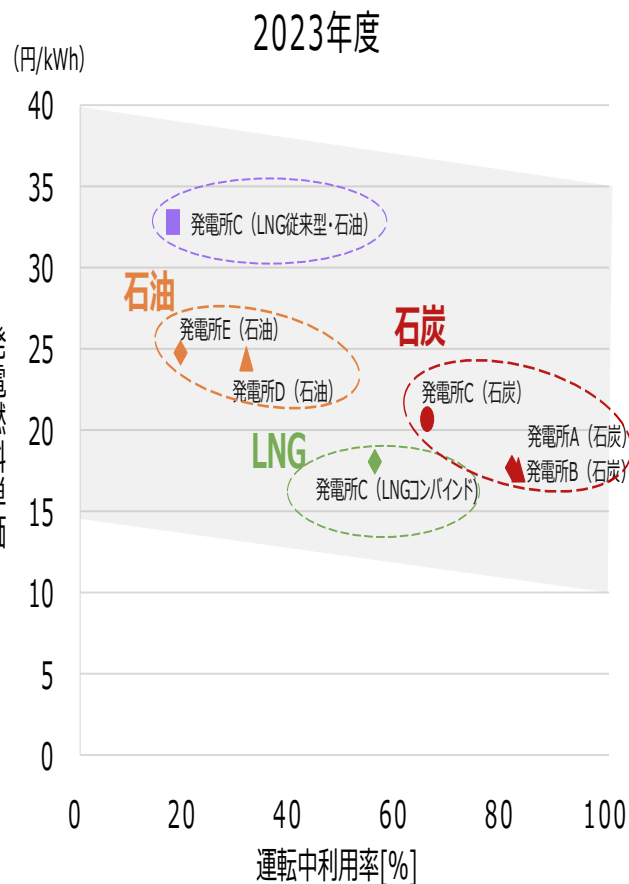
## 4 . メリットオーダーによる火力供給電力量配分結果

- 発電燃料単価の安い火力機を優先して活用するメリットオーダーの考えにもとづき、供給電力量を配分します。
- LNG火力については、長期契約による燃料調達数量にもとづいた発電量となります。
- LNG火力の配分は、熱効率が高いコンバインド機を優先しますが、BOG ※処理のため従来型にも配分します。

※ Boil-Off Gasの略。LNG燃料設備内でLNGが自然気化し発生する余剰ガスであり、発電所運転により常時燃焼処理を行う必要がある。



# 【参考】年度別の火力供給電力量配分結果

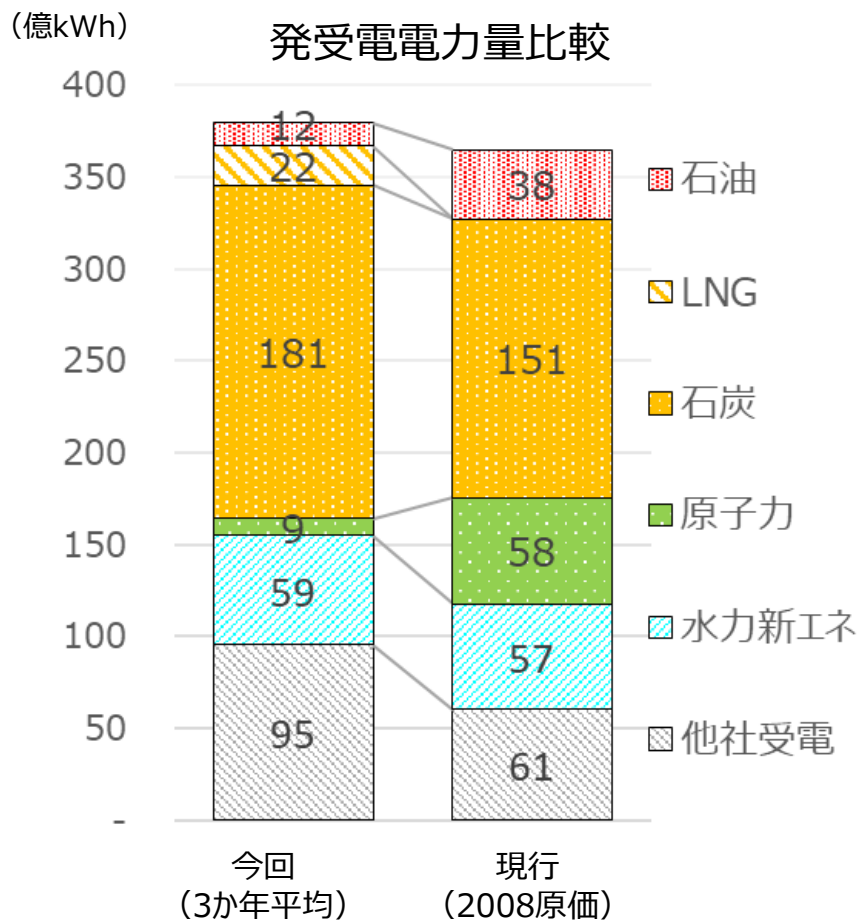


# 5 . 供給電力量算出結果（2023年度～2025年度）

(単位：億kWh)

		2023年度	2024年度	2025年度	3年平均	2008原価		
供給電力量	自社電源	水力	59	58	59	59	57	
		火力	石油	11	13	10	12	36
			石炭	173	167	173	171	143
			LNG	21	20	21	21	-
		原子力	-	-	27	9	54	
		新工ネ	0	0	0	0	-	
		合計	264	258	291	271	290	
	他社	他社販売	△83	△86	△109	△93	△47	
		他社購入	95	101	90	95	61	
		合計	13	15	△19	3	13	
	揚水式発電所の揚水式動力量		△0	△0	△0	△0	△1	
	自家消費計		△2	△2	△2	△2	-	
	合計		275	271	270	272	302	
需要電力量（使用端）		263	259	259	260	287		

注) 四捨五入の関係で合計が合わない場合があります。





- 石油・LNG  
LNG運転開始に伴い、LNGの発電電力量が発生し、石油発電電力量が減少
- 石炭  
原子力発電電力量減少に伴う発電電力量の増加
- 原子力  
1号機の停止および2号機の稼働率の減少
- 水力新エネ  
自流式発電の出力増に伴い、発電電力量が増加
- 他社受電  
卸電力取引所からの購入量が増加



- 現在停止中の志賀原子力発電所 2 号機の再稼働については、新規制基準適合性審査を経て、地元のご了解をいただいた後に行うこととなりますが、審査状況を踏まえると、現時点では、具体的な再稼働時期を見通せる状況にはありません。
- しかしながら、原価算定上は、審査が最大限効率的に進むことを前提に、火力燃料費等の抑制による、最大限の原価低減を図る観点から、志賀原子力発電所 2 号機の再稼働時期を2026年 1 月として発電電力量を織り込んでおります。

## ■原子力の織込み

ユニット名	2023年度	2024年度	2025年度	原子力利用率 (自社)
志賀 1 号機	原価算定期間中の発電電力量は想定しておりません			6%
志賀 2 号機			2026/1 	

 : 電力量想定期間

●供給電力量は以下1~4の手順により算定します。

## 1 調整裕度の少ない固定的な電源を優先的に配分

- ・自社原子力・・・出力一定で運転（運転中利用率は96%）。
- ・自社一般水力・・・自流式は可能発電電力量から停止電力量を控除して算出。  
貯水池式は年間の貯水池水位計画をもとに、発電設備の補修計画などによる減少分を控除して算出。
- ・他社一般水力・・・各事業者から受領した供給計画値を計上。供給計画対象外の事業者分は過去実績を踏まえ算出。
- ・自社新エネ・・・過去実績を踏まえ算出。
- ・自家発・他社新エネ・・・各事業者から受領した供給計画値を計上。供給計画対象外の事業者分は過去実績を踏まえ算出。
- ・他社販売・・・需給のもっとも厳しい冬季における供給余力(kW)相当を相対卸取引にて販売するものとして計上。

## 2 他社揚水発電量および動力量の算出

- ・他社揚水式発電・・・混合揚水であること、他社との折半運用であること、および下池の容量が小さいことから、活用可能な機会が限定的であることを踏まえ、過去実績にもとづき揚水発電可能量を算出。そのうえで揚水式発電として必要な水量を汲み上げるための揚水動力量も算出。

## 3 自社火力電力量の算出

- ・自社火力・・・火力全体の分担（需要から前記1~2を除いた電力量）を算出し、補修計画等を考慮したうえで、メリットオーダーに基づき個別ユニットの供給力分担を算出。

## 4 取引所取引量の算出

前記1~3で算出した各月毎の代表日のメリットオーダーに基づいた需給バランスと、2021年10月～2022年9月における卸電力取引所の市場価格実績をコマごとに比較して想定売買約定量を織り込み。

## 一般水力

- 一般水力は自流式（流込式※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、以下のとおり算出。
- 自流式発電所の発電電力量は、可能発電電力量※4から停止電力量※5を控除し、新設分を加味して算出。
- 貯水池式発電所の発電電力量は、年間の貯水池水位計画をもとに、発電機の補修計画などによる減少分を控除して算出。貯水池に流入する水量は、至近30か年の平均値から取水設備の補修計画などによる減少分を控除して算出。

※1 流込式 : 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 : 調整池を持ち、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 : 大きな貯水池を持ち、年間を通して季節的な出力調整ができる発電方式。

※4 可能発電電力量 : 設備が健全とした場合に、その時の水量を使用可能な範囲で全て利用したときに発電できる量であり、至近30か年の平均値を使用。

※5 停止電力量 : 設備の補修作業・事故、出水影響などの原因により、発電に使用されない水量を電力量に換算したもの。

至近10か年の可能発電電力量に対する停止電力量の割合をもとに算出。なお、補修作業が計画されている発電所については、当該期間中は発電なしとして織り込み。

# 【参考】他社購入・取引所取引等の供給電力量算出方法

## 他社購入

### (水力)

- 一般水力は、各事業者から受領した供給計画値を計上。供給計画対象外の事業者分は過去実績を踏まえて算出。
- 揚水発電（電源開発）については、混合揚水であること、他社との折半運用であること、および下池の容量が小さいことから、活用可能な機会が限定的であることを踏まえ、過去実績にもとづき揚水発電可能量を算出。そのうえで揚水式発電として必要な水量を汲み上げるための揚水動力量も算出。

### (その他自家発)

- 過去実績および事業者ヒアリングを踏まえ算出。

### (新エネ)

- 各事業者から受領した供給計画値を計上。供給計画対象外の事業者分は過去実績を踏まえ算出。
- 新規買取開始分は、既存買取分の平均設備利用率をもとに電力量を算出。

### (原子力)

- 今回の料金算定上の前提としては、日本原子力発電（株）敦賀2号からの受電は織り込まず。

## 取引所取引

- 各月毎の代表日のメリットオーダーに基づいた需給バランスと2021年10月～2022年9月における卸電力取引所の市場価格実績をコマごとに比較して想定売買約定量を織り込み。

## 調整力公募・需給調整市場

- 2023年度は、調整力公募見通し量36万kWにもとづき、応札予定のユニットにて $\Delta$ kWを供出。
- 2024～2025年度についても、2023年度調整力公募と同量を需給調整市場一次～三次①へ入札するものとして織り込み。
- 全期間において、取引所取引後の余力を需給調整市場三次②へ入札するものとして織り込み。

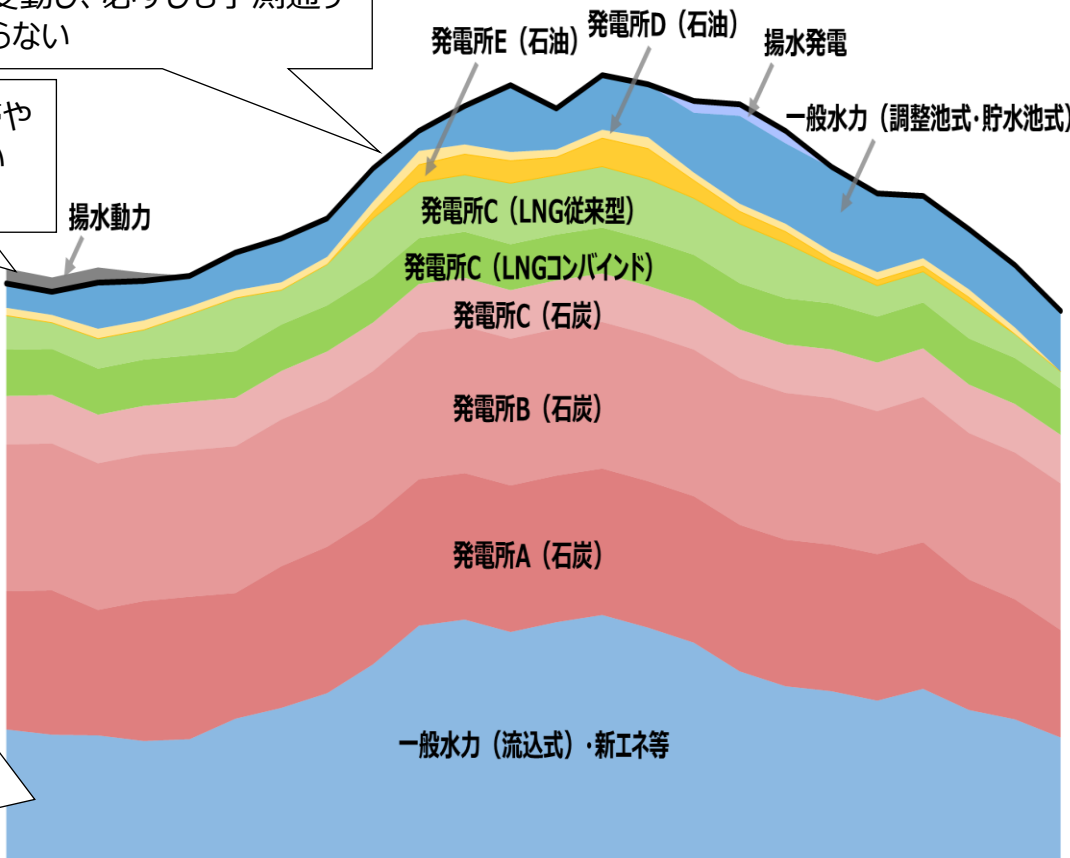
- 時々刻々と変化する電力需要や制約等を踏まえた上で、メリットオーダーの考え方に基づいて、全体最適となる発電設備の組み合わせを計画しながら需給運用を行っております。

2022年度夏季の需給運用イメージ

(2022年8月10日実績)

・電力需要は、気象条件等により大きく変動し、必ずしも予測通りとはならない

・電力需要が低い時間帯や市場価格が比較的安い時間帯に揚水を実施



揚水動力

一般水力(流込式)・新エネ等

時間

・一般水力(流込式)や新エネ等は気象条件等により大きく変動し、必ずしも予測通りとはならない

## メリットオーダーによる火力の配分

- 純国産の再生可能エネルギーで、環境性に優れた一般水力や新エネルギー等を優先的に配分。
- 残りを火力発電所に配分。発電燃料単価の安い火力機を最大限活用することが基本。
- 具体的には、まずは発電燃料単価が安価な石炭を優先的に配分。
- LNG火力は、タンク1基・外航船1隻分での運用の下、配船スケジュールに基づいて1日あたりの発電量を決定。その際、熱効率の高いコンバインドサイクル機に優先的に配分し、従来型は電力需要および市場価格が高い時間帯で高稼働運転。
- 石油火力はピーク対応とし、夜間帯は最低出力運転または停止が基本。

## (参考)メリットオーダーに制約を与える事例

- ・LNGタンク1基・容量外航船1隻分のもとの燃料計画消費
- ・燃料の供給量および輸送能力の制約
- ・発電設備トラブルや設備保安上の制約

- 当社のLNG火力は、タンク1基かつタンク容量が外航船1隻分であるため、運用に関して調整する余地が少ない。

## 燃料受払計画の 考え方

- ・燃料貯蔵タンク1基かつタンク容量が外航船1隻分である運用条件の下、年間計画で策定された配船スケジュールに基づいて計画的に燃料の払出、受入を実施。
- ・次船の受入までにタンクの運用下限を下回る見通しとなった場合は、発電制約を設定。
- ・LNG調達に係る契約規定上は、均等配船（受入間隔を一定間隔で統一）が規定されているものの、原価算定にあたっては、電力需要が高い一方で水力や新エネルギーの発電量が少なくなる冬季にLNG火力が高稼働で発電できるよう計画。

〔 冬季厚めの配船の場合、均等配船と比較して、主に端境期（春・秋）におけるLNGの稼働率が低くなるものの、需要期（特に冬季）にLNGの稼働率を高めることが可能。 〕