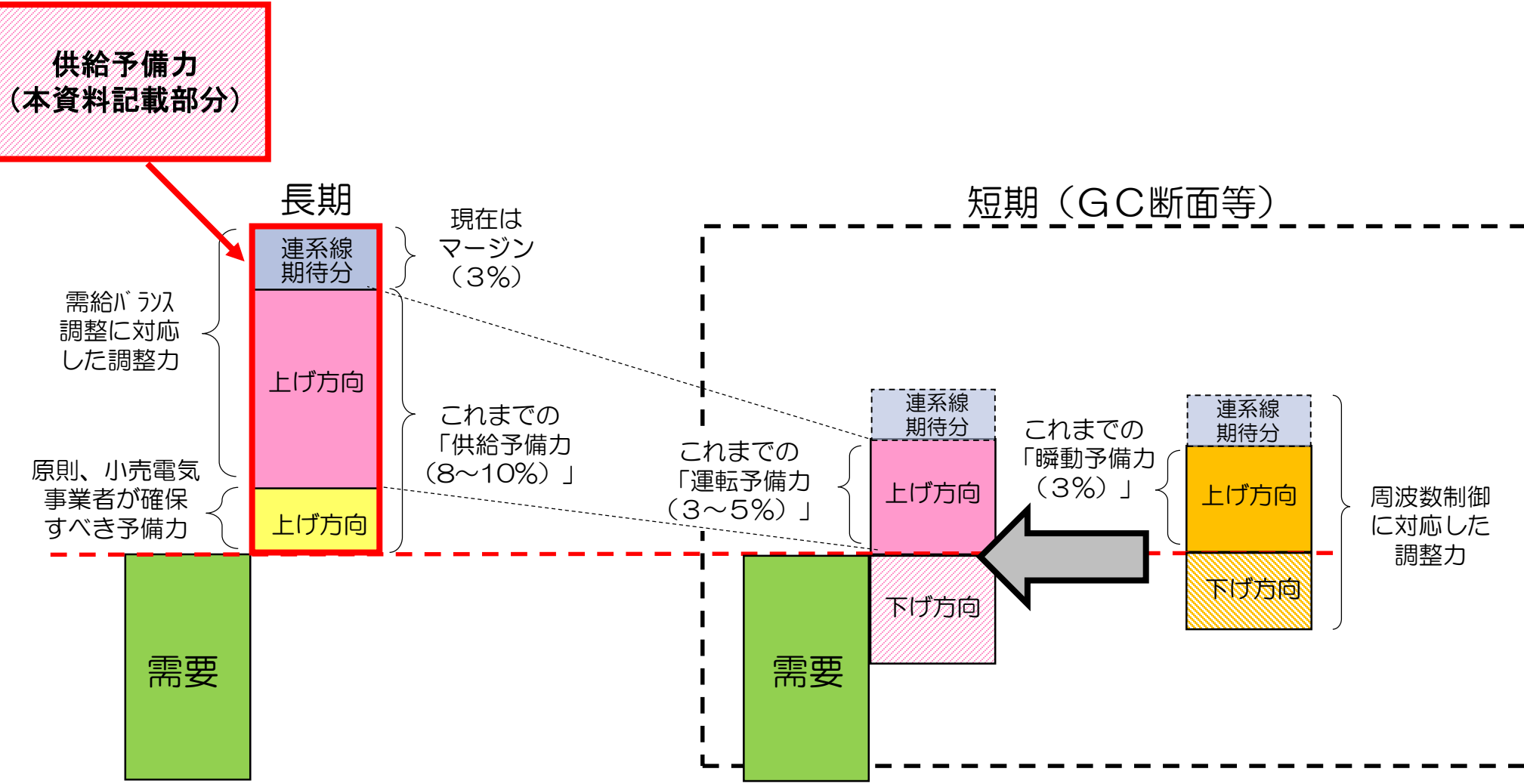


# これまでの供給予備力の考え方について

平成27年4月30日

調整力等に関する委員会 事務局



S33年の日本電力調査委員会報告において、電源開発計画策定の指標として、確率論的手法による供給予備力必要量の考え方が記載されている。

## 〔背景〕

- 当時（※）は、戦後の電源開発の促進により、需給が改善されてきたものの、異例の濁水や設備事故発生時等には、まだ需要家に迷惑をかける事態が生じていた。これらの状況下においても安定供給を維持するため、計画的に電源開発を進め、適正な予備力を確保することが求められた。
  - ※ 水主火従期の後半
- 電源開発のリードタイム及び経済性を考慮した電源開発計画を策定するにあたり、その指標となる供給予備力必要量が検討された。
- 供給予備力必要量は、予測できない設備の事故、濁水などのリスクを最大限考慮すると、過大な設備投資が必要となるため、安定供給と経済性を考慮した確率論的手法が採用された。

当初（S33年）示された「供給予備力必要量の考え方」について、確率論的手法に関する基本的な考え方については、大きな見直しが行われることなく、現在に至っている。（分析データの追加等、算定手法の見直しは都度実施）

## 〔当初から見直されていない項目〕

- 確率論的手法  
供給力が不足する確率（「見込不足日数」）を目標値として供給予備力必要量を算定
- 見込不足日数：0.3日／月
- エリア間の不等時性を考慮した連系効果の考慮 等

## 〔見直しが行われた項目〕

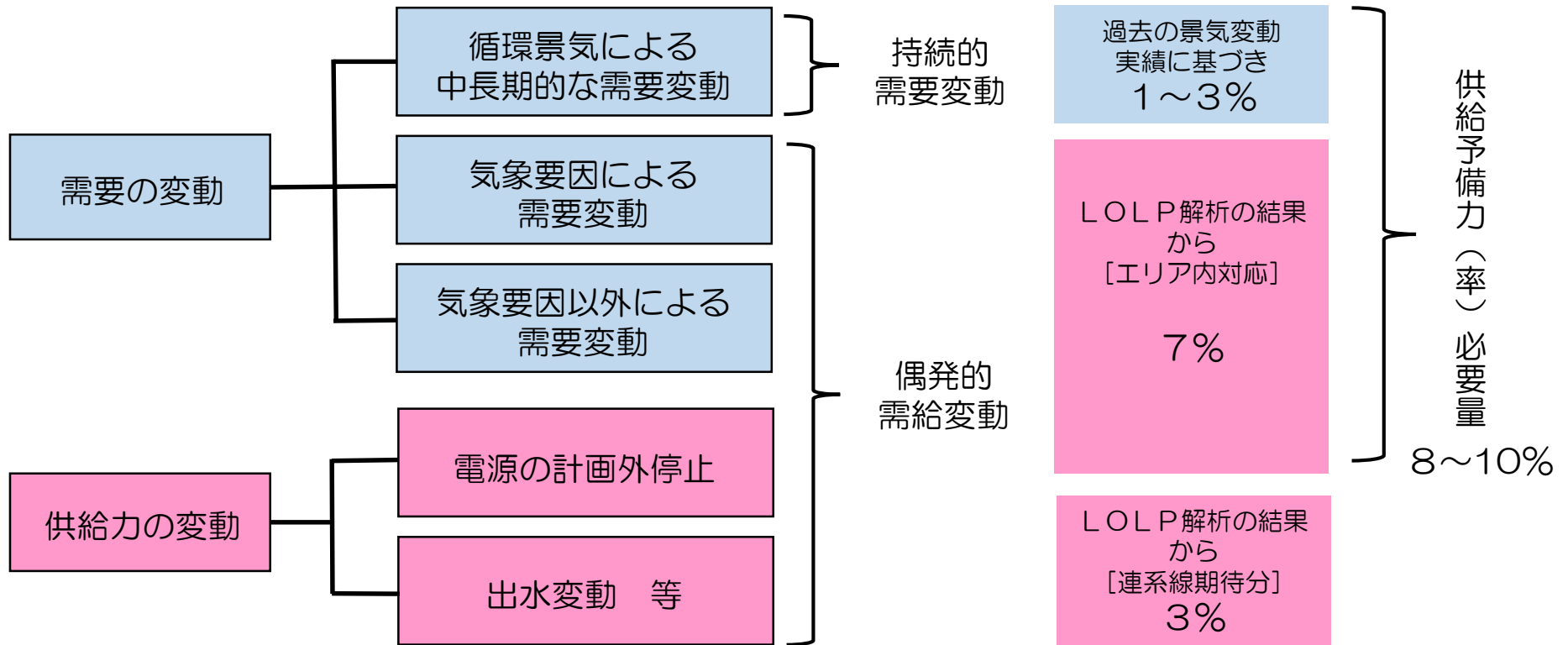
- 変動要素の追加  
S35年頃に「需要変動」を追加  
当初は「電源の計画外停止」、「出水変動」のみ考慮
- 持続的需要変動（景気変動に基づく想定値の誤差） 等  
S37年頃から導入、当初は過去の実績より「3%程度」で設定

見込不足日数「0.3日/月」については、日本電力調査委員会の解説書（S37年版）に記載がある。

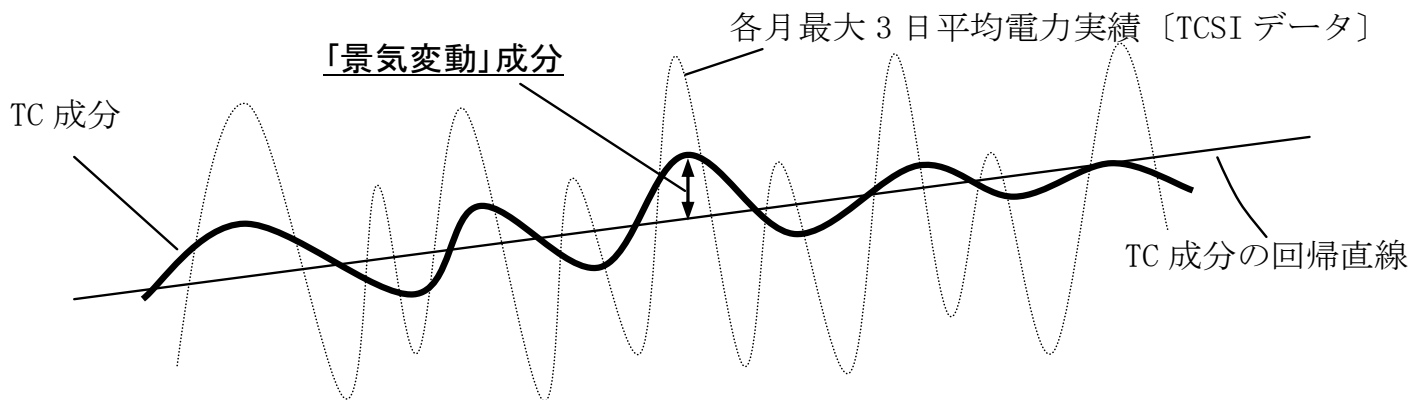
## 日本電力調査委員会解説書（S37年11月）

見込不足日数（0.3日/月）については、過去の実績から、事故、濁水が一度発生した場合は、6日間連続するものと考えなければならない。そのため供給予備力を保有する目標として、ある月に20年に1回の確率で発生する事故、濁水による出力減少量までを充足することとすれば、1ヶ月に0.3日であることが予想される状況となる。

これまでのLOLP解析により得られた偶発的需給変動対応分7%（連系線期待分の3%を除く）に、EPA法により算出された持続的需要変動対応分1～3%を加えた、8～10%を供給予備力（率）必要量としている。

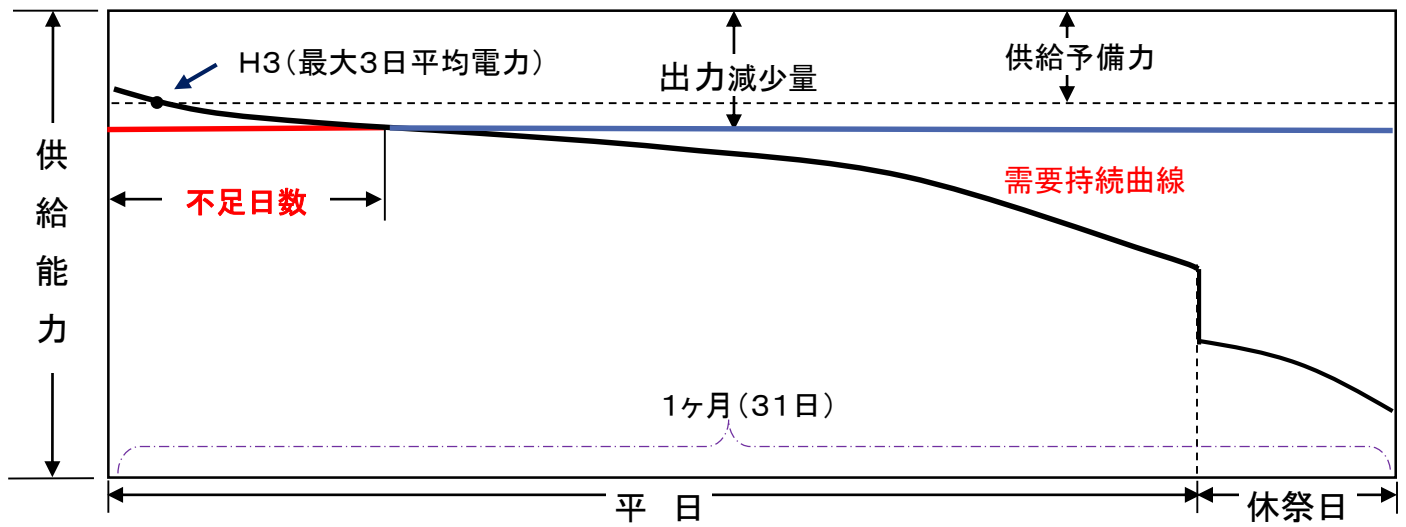


EPA（Economic Planning Agency）法は、季節調整を必要とするデータに対して有効な分析手法。過去の需要実績（各月最大3日平均電力）から、以下に示すようシーズン成分とイレギュラー成分を除去した、トレンド成分、サイクル成分の合成値（TC成分）を循環的景気変動分として扱う。このTC成分と回帰直線との最大偏差を景気変動分に対応するために必要な予備力としている。



T（トレンド）成分	： 趨勢的傾向要素	時系列データの傾向（上昇、下降、横ばい等）。傾向を示す線を傾向線という。
C（サイクル）成分	： 循環変動要素	傾向線の周りを、ほぼ一定周期をもって規則的に変動する動き。 （景気変動や商品のライフサイクルによる変動等）
S（シーズン）成分	： 季節変動要素	傾向線の周りを1年周期で変動する動き（アイスの売上のように夏は売れ、冬は売れないといった毎年同じパターンで繰り返す変動）
I（イレギュラー）成分	： 不規則変動要素	傾向線の周りを不規則に変動する動き （法規税制改正やキャンペーン等によって起こる変動）

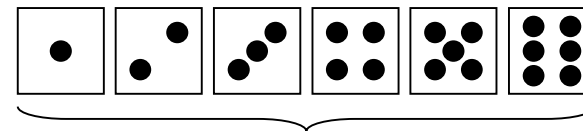
LOLP（Loss of Load Probability）解析は、確率分布で表される偶発的な需給変動に対し、見込不足日数が所与の目標値（0.3日／月）となるよう、必要な供給予備力を算出。モンテカルロ法により解析。



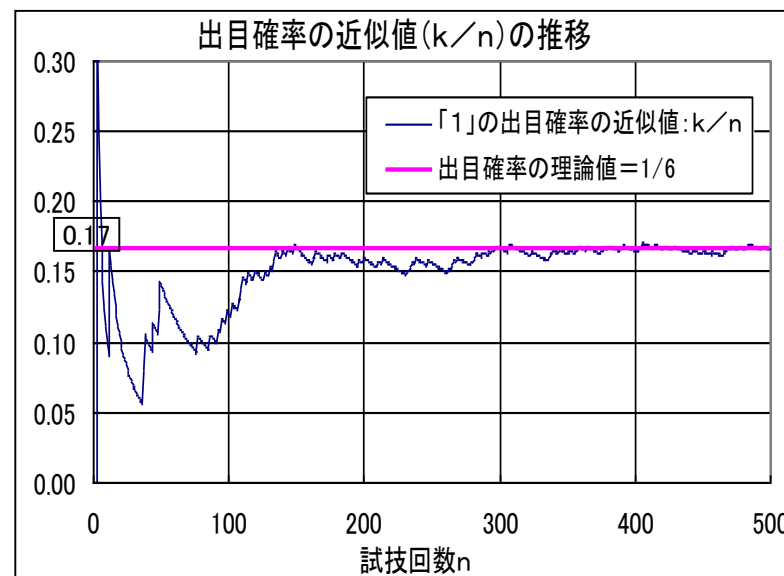
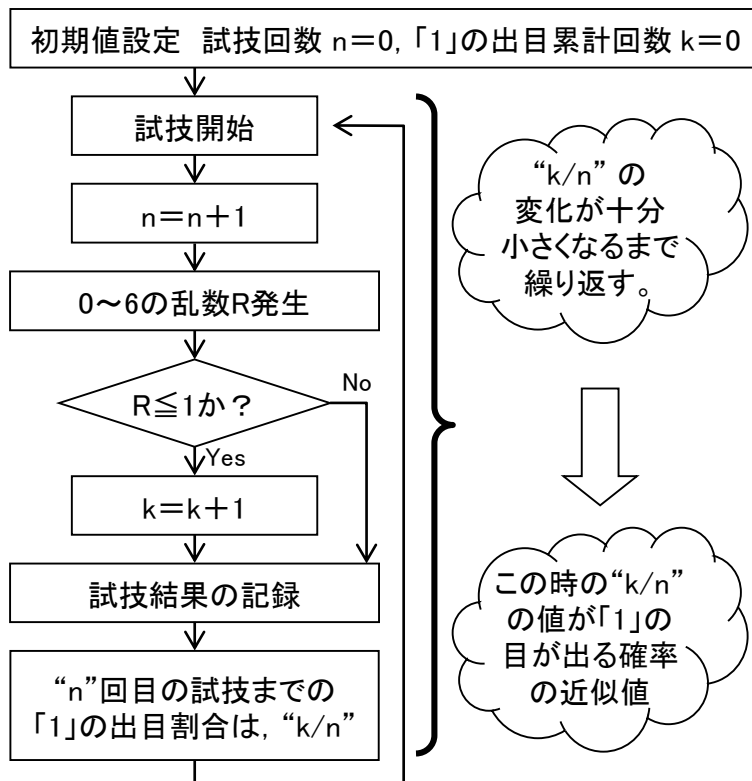
- 夏季ピーク1ヶ月（8月）の毎日の需要を模擬した需要持続曲線を作成
- 需給変動要因として、需要変動、出水変動、電源の計画外停止を考慮
- 作成した需要持続曲線に対し、上記の需給変動下において停電が発生する（供給力が需要を下回る）日数を不足日数とする



○サイコロの「1」の目が出る確率の理論値は、 $1/6$ である。  
○モンテカルロ法は、試技回数を十分に多く繰り返すことにより、 $1/6$ に近い答えを求めることができる。



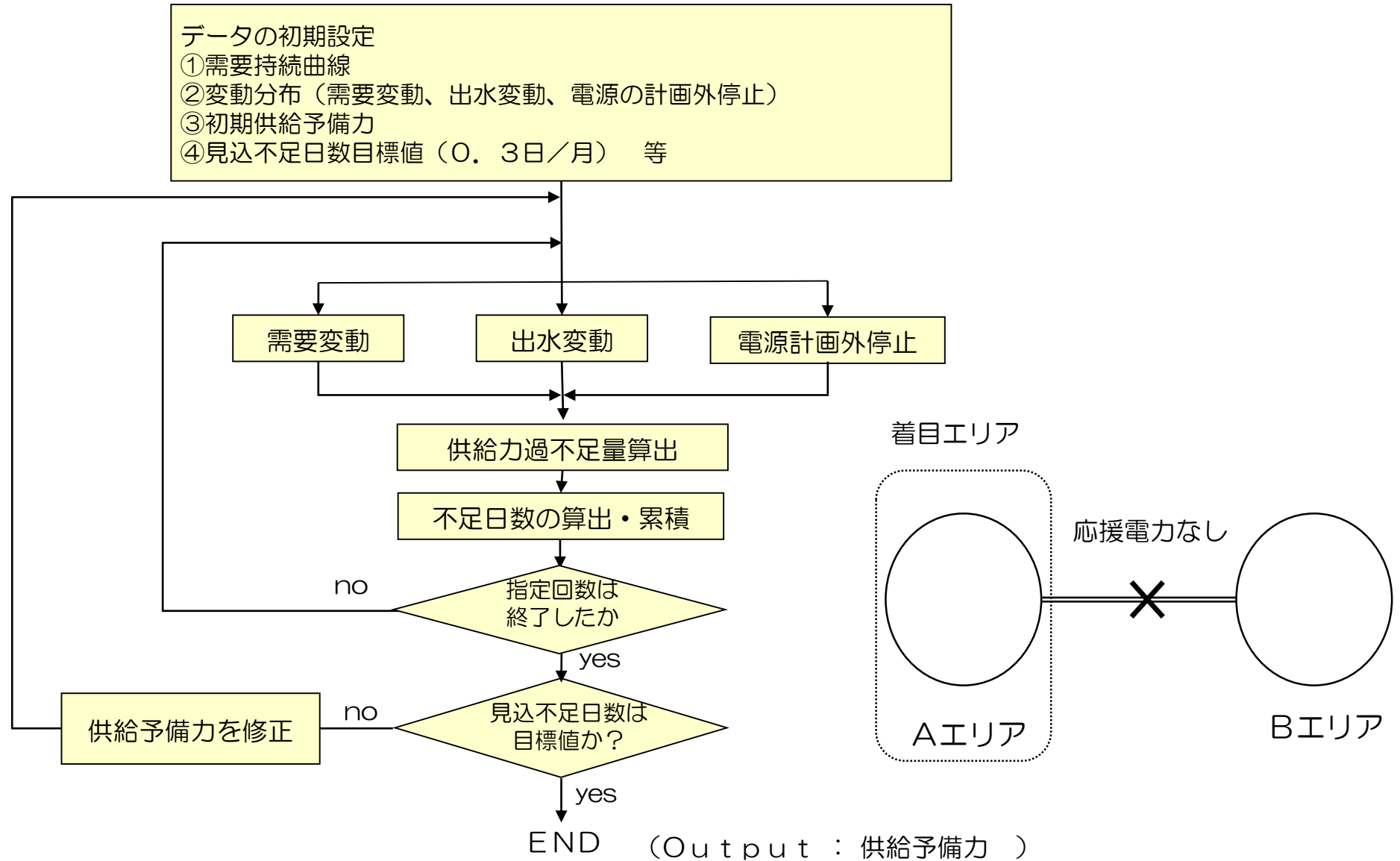
どの目も出目確率は $1/6$



出典: 広域的運営推進機関設立準備組合 第5回マージン及び予備力に関する勉強会(H27.1.15)中部電力殿資料

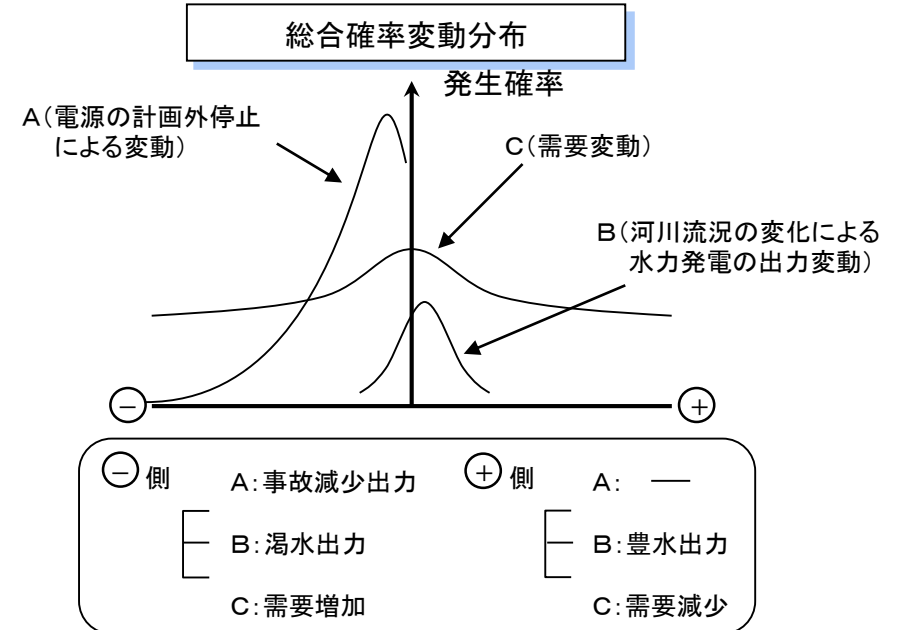
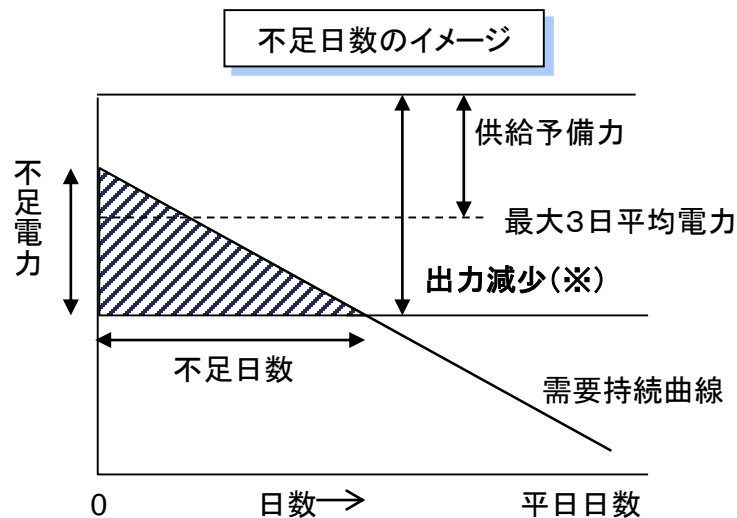
(空白)

# 供給予備力必要量の算定フロー（単独系統の場合）



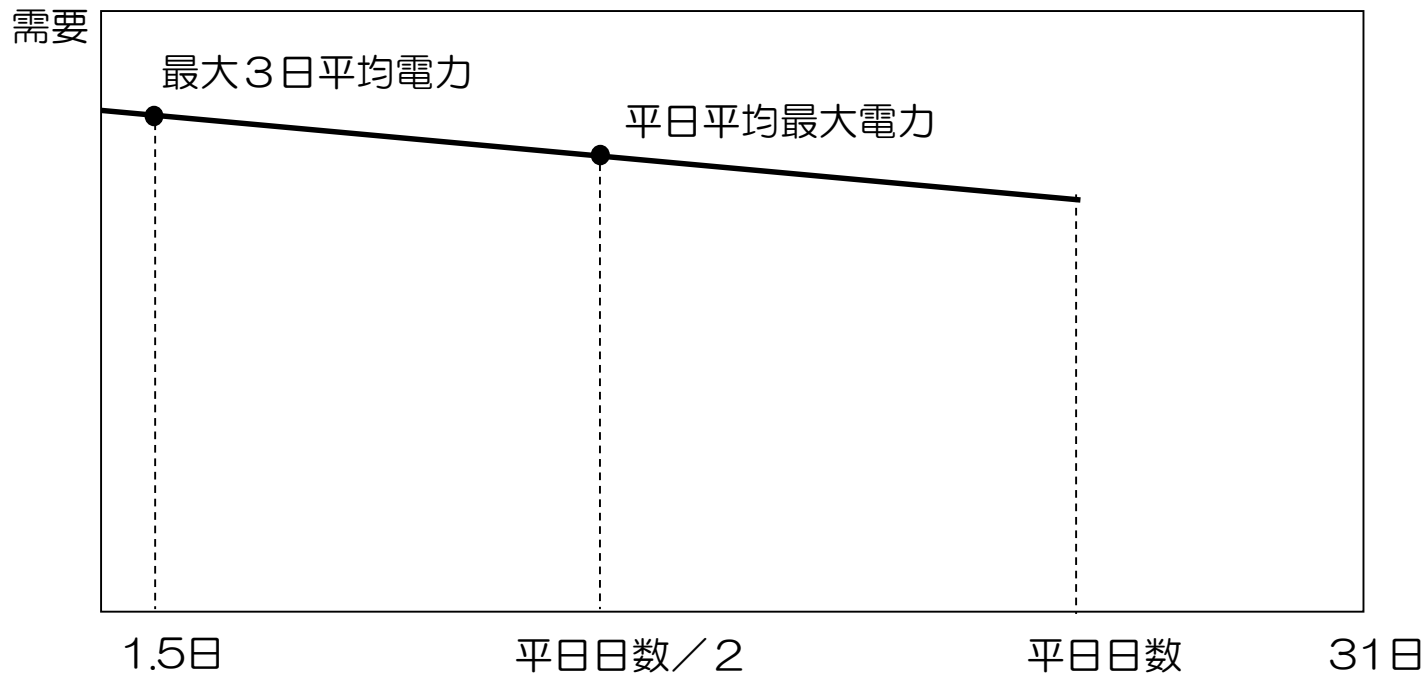
# 供給予備力必要量の解析（単独系統の場合）

- 単独系統における供給予備力必要量は、見込不足日数が目標値となるように、供給予備力を増減させて試行錯誤で算出する。
- 見込不足日数 =  $\sum$ 〔不足日数〕<sub>i</sub> × 〔出力減少発生確率〕<sub>i</sub> (i=1,2,..., : 離散化した度数)  
(不足日数に出力減少発生確率を乗じたものを出力減少の大きさごとに求め、その総和が見込不足日数となる。)



出典：広域的運営推進機関設立準備組合 第5回マージン及び予備力に関する勉強会 (H27.1.15) 中部電力殿資料

8月の平日（特異日除く）の最大需要実績を基に、最大3日平均電力と、平日平均電力を想定し、下図のように一次式で近似させた月間の需要持続曲線を作成。



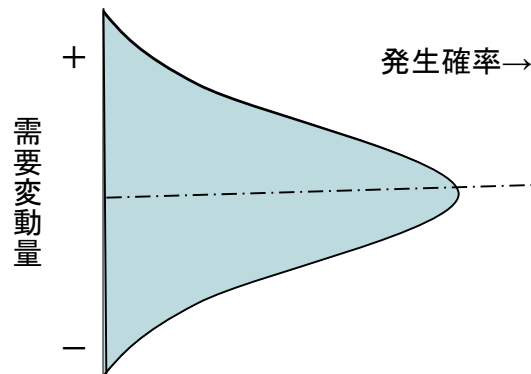
出典：広域的運営推進機関設立準備組合 第5回マージン及び予備力に関する勉強会 (H27.1.15) 中部電力殿資料

# 変動分布（需要変動）

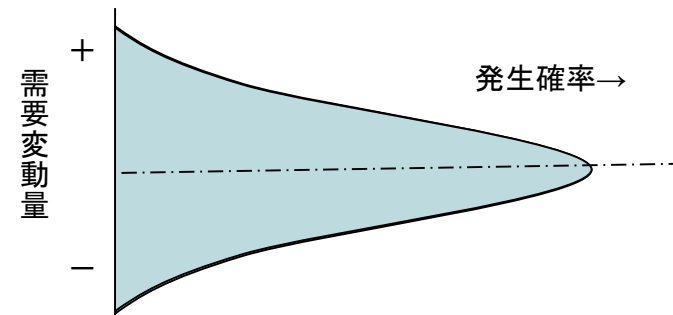
需要変動は、気温による変動（高気温による冷房需要の増加など）と、気温以外の要因による変動（一時的な社会現象によるTV需要増など）に分ける。

- 8月の最大3日平均電力を基準として、最大3日平均電力からの確率的な変動を考慮して決定（確率的分動は正規分布に従うとした）
- 需要 = 最大3日平均電力 + （気温による変動） + （気温以外による変動）

需要変動確率分布(気温要因)



需要変動確率分布(気温外要因)



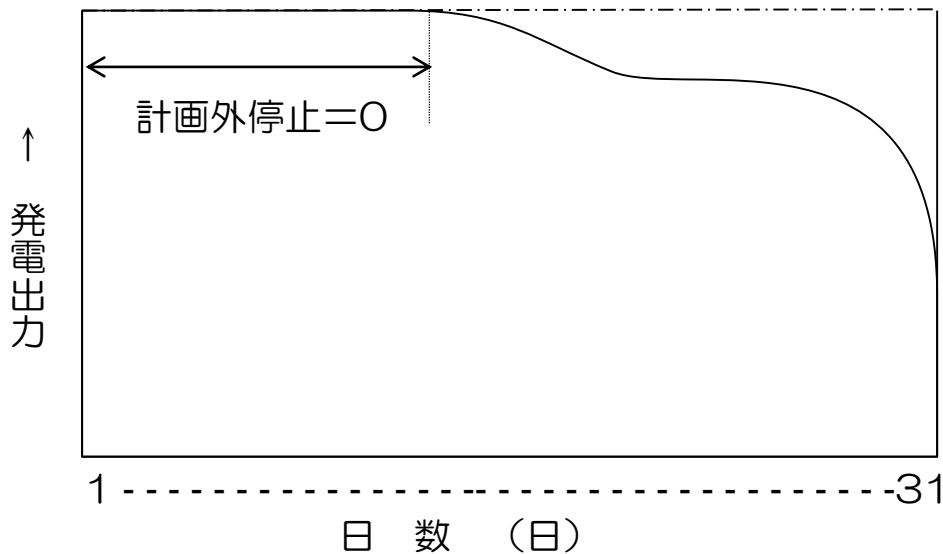
$$\text{計画外停止率} = \frac{\text{計画外停止日数}}{\text{運転日数} + \text{計画外停止日数}} \times 100 (\%)$$

（参考）

- 水力：0.5%
- 火力：1ユニット当たり
  - ┌ 運開後3年以内：5.0%
  - └ 運開後3年経過：2.5%
- 原子力：火力に準ずる

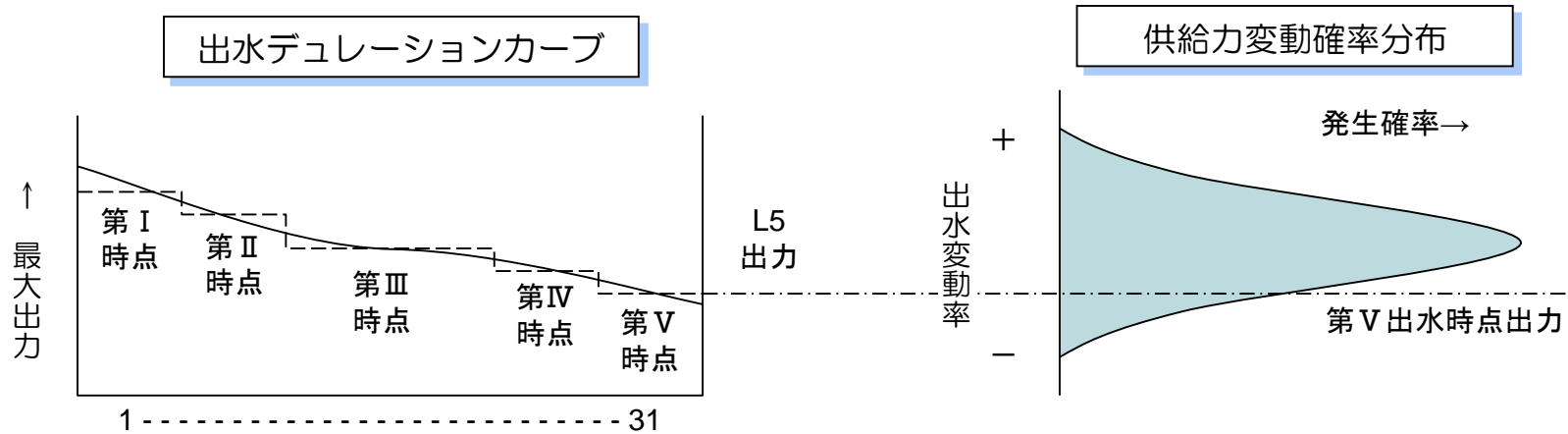
※日本電力調査委員会実績調査より

出力減少のイメージ



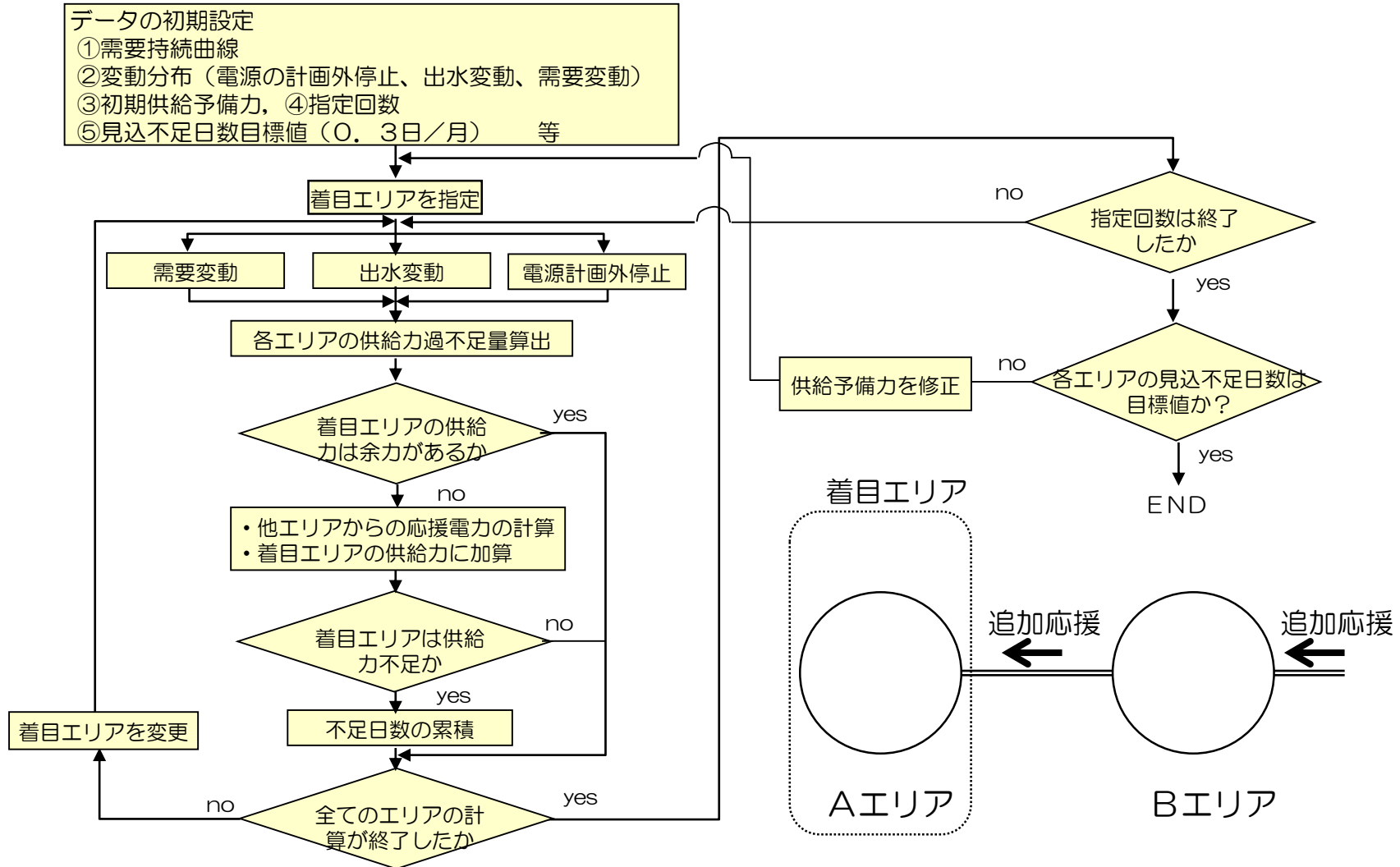
- 自流式水力が対象。
- 原則として至近30ヶ年の流量記録により、出水デュレーションカーブ（※）を作成する。
- 供給能力としては、第V出水時点（最濁水日）を基準にする。

※ 貯水式、揚水式水力については、H3時点での供給能力とする。



出典：広域的運営推進機関設立準備組合 第5回マージン及び予備力に関する勉強会 (H27.1.15) 中部電力殿資料

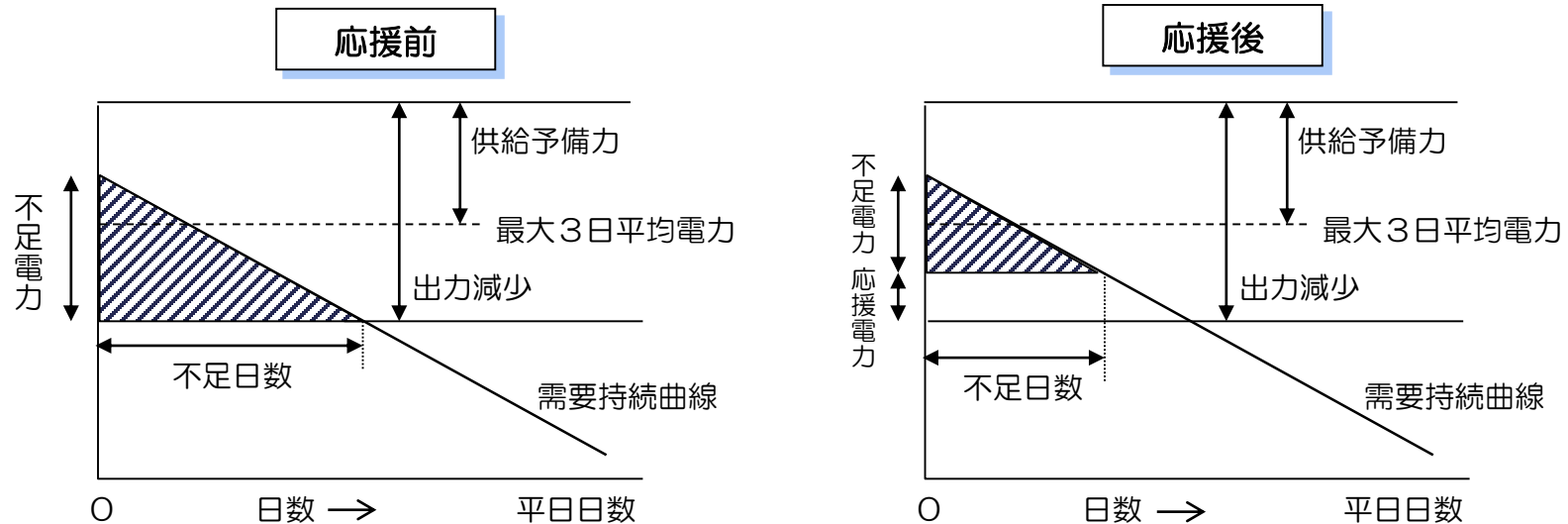




○各エリアの供給力の過不足量をモンテカルロ法で求め、着目エリアの供給力が不足している場合は、他エリアからの連系容量を考慮して応援電力を算出する。

○応援電力の考慮により、各エリアの必要予備力が変動する。

$$[\text{不足電力 (応援後)}] = [\text{不足電力 (応援前)}] - [\text{他社からの応援電力}]$$



※ 連系効果（他エリアからの応援）を織り込むことにより、不足日数が減少するため、エリア内に確保する予備力が減少する。

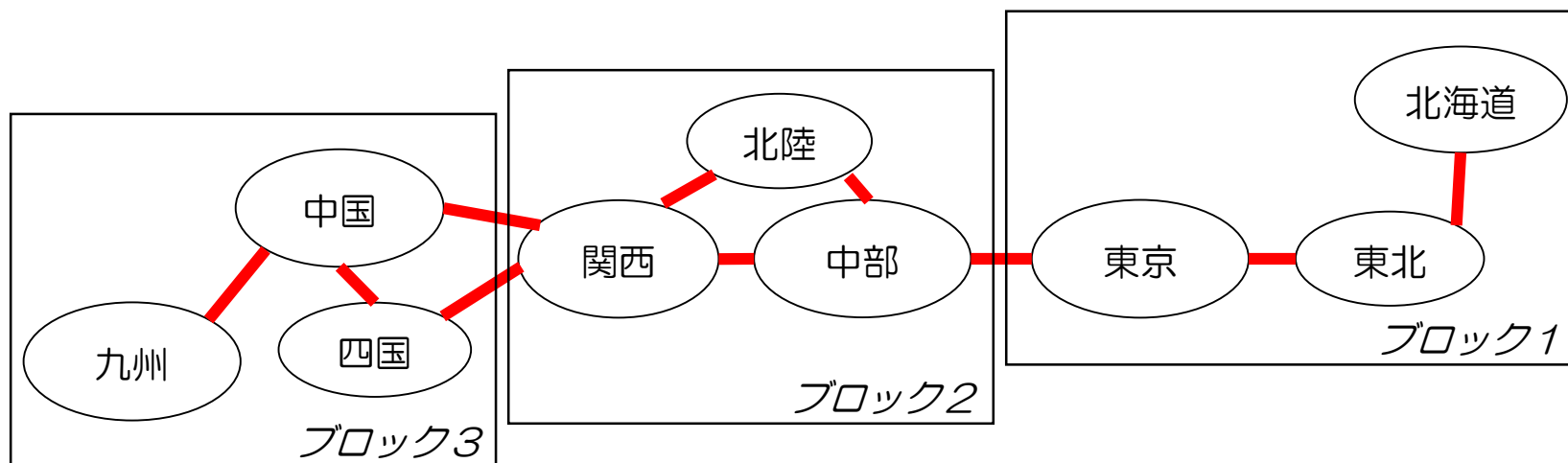
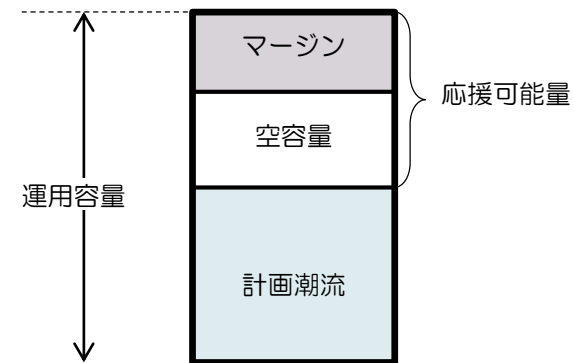
出典：広域的運営推進機関設立準備組合 第5回マージン及び予備力に関する勉強会 (H27.1.15) 中部電力殿資料

連系線の運用容量および計画潮流を基に、他エリアからの応援可能量を設定

$$\text{応援可能量} = \text{運用容量} - \text{計画潮流}$$

応援の考え方は以下のとおり

- ・着目したエリアで不足電力が生じている場合、まずは同一ブロック内で応援
- ・ブロック内での応援後、不足が継続する場合、全ブロックから応援



各エリアの最大需要が発生する日時は必ずしも一致しないため、不等時量を考慮。

○ 8月の需要実績から全国の不等時量を算出

$$\begin{aligned} \bullet \text{ 全国の不等時量} &= \text{全国合計 (各エリアの最大需要の単純合計)} \\ &\quad - \text{全国合成 (当該時間の全国の需要)} \end{aligned}$$

○ 全国の不等時量は、想定年度の最大3日平均電力（H3）比にて各エリアへ配分

<不等時量の算定例（北海道から見た東北の不等時量）>

$$\underbrace{(\text{8月H3の全国合計} - \text{8月H3の全国合成})}_{\text{全国大の不等時量}} \times \frac{\text{東北8月H3}}{\text{北海道以外のエリアの8月H3の合計値}} \quad [\text{MW}]$$

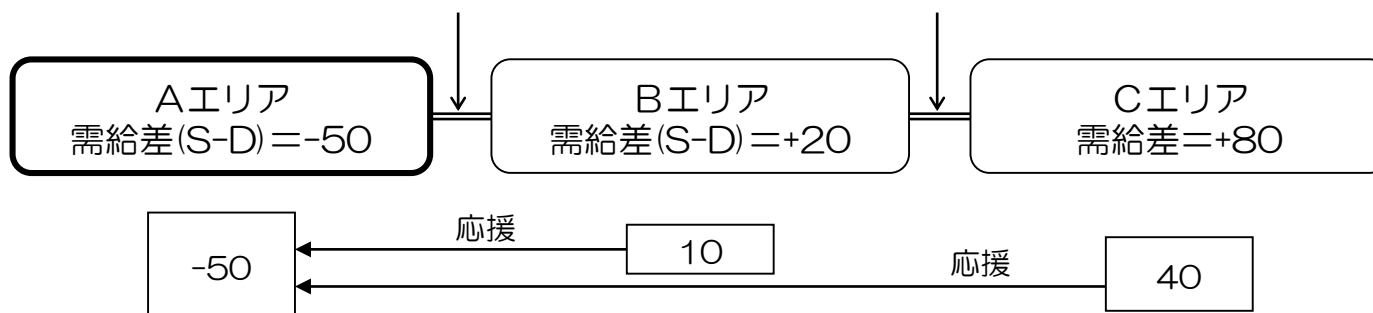
出典：広域的運営推進機関設立準備組合 第5回マージン及び予備力に関する勉強会（H27.1.15）中部電力殿資料

単独系統信頼度解析によりAエリアに供給力不足が発生したため、他エリアの供給余力により、Aエリアに応援する場合。（各エリアの供給力過不足量算出結果を以下の表の値とする）

	Aエリア	Bエリア	Cエリア
需要(D)*	1,050	2,000	1,500
供給力(S)	1,000	2,020	1,580
供給余力(S-D)	-50	+20	+80

※各エリアの需要は、不等時量を考慮する

運用容量と計画潮流の差分が応援可能な容量（ただし、供給余力を上限とする）



Aエリアは、B、Cエリアより供給余力比にて応援を受け、供給力不足を解消

## H17年度計算結果（想定断面：H21年度（第5年度）8月）

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9社計
最大3日平均電力 (MW)		4,800	14,380	61,830	26,560	5,450	30,640	11,960	5,640	16,830	178,090
各社単独時 ケース	予備力 (MW)	629	1,497	5,377	2,628	660	2,675	1,176	759	1,627	17,028
	予備率 (%)	13.1	10.4	8.7	9.9	12.1	8.7	9.8	13.5	9.7	9.6(平均)
各社連系時 ケース	予備力 (MW)	358	1,107	4,392	1,959	341	2,039	781	356	1,152	12,485
	予備率 (%)	7.5	7.7	7.1	7.4	6.3	6.7	6.5	6.3	6.9	7.0(平均)
連系効果 (単独ー連系)	予備力 (MW)	271	390	985	669	319	636	395	403	475	4,543
	予備率 (%)	5.6	2.7	1.6	2.5	5.8	2.0	3.3	7.2	2.8	2.6(平均)

※ 単独（エリア間連系を考慮しない）ケースと、連系（エリア間連系を考慮する）ケースの予備率の差が連系効果。  
連系効果分を連系線のマージンとして設定。

出典：広域的運営推進機関設立準備組合 第5回マージン及び予備力に関する勉強会 (H27.1.15) 中部電力殿資料

### 〔参考〕 偶発的需給変動の算定結果（全国計※1）

- ・ S37年頃 : S42年12月断面 9.8%（単独時）、4.1%（連系時※2）
- ・ S62年 : H8年8月断面 10.0%（単独時）、6.9%（連系時）
- ・ H17年 : H21年8月断面 9.6%（単独時）、7.0%（連系時）

※1 沖縄電力を除く

※2 連系線容量に制約がないことを前提とした算定値

評価方法	指標	考え方	評価基準
供給支障の発生頻度に着目した評価	LOLP (Loss of Load Probability)	需要に対して供給力が下回る <u>日数の期待値</u> を、基準値以内に収めるために必要な予備率を算出	日本：0.3日/月
	LOLE (Loss of Load Expectation)	需要に対して供給力が下回る <u>時間数の期待値</u> を、基準値以内に収めるために必要な予備率を算出	NERC：10年に1日 仏：3時間/年以下
	LOLEV (Loss of Load Events)	需要に対して供給力が下回る <u>回数</u> の期待値を、基準値以内に収めるために必要な予備率を算出	ERCOT：10年に1回