

## 太陽光&風力抑制の不当性について IV（前編）

### 1 はじめに

今回は OCCTO/九電送配電が好んで使う「エリア需要誤差」/「太陽光誤差」/「総合誤差」の欺瞞性を裏づける幾つかのデータを紹介した。本来、数学の一分野である“誤差論”で取り扱う“誤差”というのは、“真値”と“測定された値”の差のことをいう（誤差＝測定値－真値）。誤差を取り上げるときに最も重要なポイントは、“真値”との比較というところである。“真値”とは何か。電力メータを例にとると“基準計測器（国等が管理）で計測された電力量”ということだ。要するに“誰もが信じて疑うことのない値”のことである。

翻って、「エリア需要誤差DO」/「太陽光誤差SO」/「総合誤差GO」というときの“真値”とは何か。“測定値”とは何か。

“過去3年間”の予測値（エリア需要/太陽光出力）と実績値（同）の最大ブレ量GOのことを“真値”と見立てているのは明らかだ。同様に、“抑制指示（前日/当日）で示された”予測値と実需給日の実績値のブレ量G1を“測定値”と見立てているのも確かだ。

実需給日のブレ量G1を“測定値”と見立てるのは良い。しかし、「過去3年間の最大ブレ量GO」を“真値”に見立てる論理にきな臭い意図を感じる。

「過去3年間の最大ブレ量GO」は後年になるほど大きくなる。100m走の世界記録が後年になるほど早くなるのと同じ理屈だ。まるでエンドレスの世界だ。しかも、「エリア需要は下ブレ/太陽光は上ブレ」と極めて限定された事態（考えられるケースの30%の発生頻度）を前提にしている。

このような最大ブレ量GOが、“誰もが信じて疑うことのない値”かどうか。良識で考えれば結論は明らかだろう。答えは“NO”である。

九電送配電が最大ブレ量といっているに過ぎない。第三者がそれをチェックすることはできないし、後年になるほどエンドレスにその値が大きくなるような、漠とした不確かなものを“真値”と看做す論理そのものが成り立たないのだ。“誤差”でないものを“誤差”と強弁する論理そのものがきな臭い。

“誤差論”は“誰もが信じて疑うことのない値”を真値とするからこそ成り立つ論理である。誤差でないものを「誤差」と強弁するのは、「過去3年間の最大ブレ量DO」を太陽光予測値に織り込むことを正当化するためである。筆者が、彼らの使う「誤差」を「科学を装う」ペテンと断定するのは、このことを指している。

「誤差」を織り込んだ「抑制必要量FO」で抑制指令を出す現行の指令運用を、織り込まない“抑制必要量TO”で抑制指令を出す指令運用に改めるべきである。  
∴エリア需要/太陽光出力予測値の予測精度は正確なのだ。そうすれば殆どのケースで“不要な抑制”を減らすことができる。

不要な抑制とは何か。不要な抑制がどれくらいあるのか。この辺のことを今回は取り上げる。

## 2-1 下げ調整余力について

2018年10月13(土)に太陽光&風力(以下、太陽光もしくは太陽光等と略記)の本土抑制が開始されて大凡3年が経過する。その間に266日(回)の抑制指令が出され199日(回)抑制された(2021年6月30日現在)。7月以降も8日(回)の抑制指令が出され1日(回)抑制された。7月以降の抑制指令は全てオンライン発電所に対するもので7日(回)は抑制指令の全てがキャンセルされる結果となった。抑制キャンセル/抑制指令キャンセルのことは後ほど説明する。

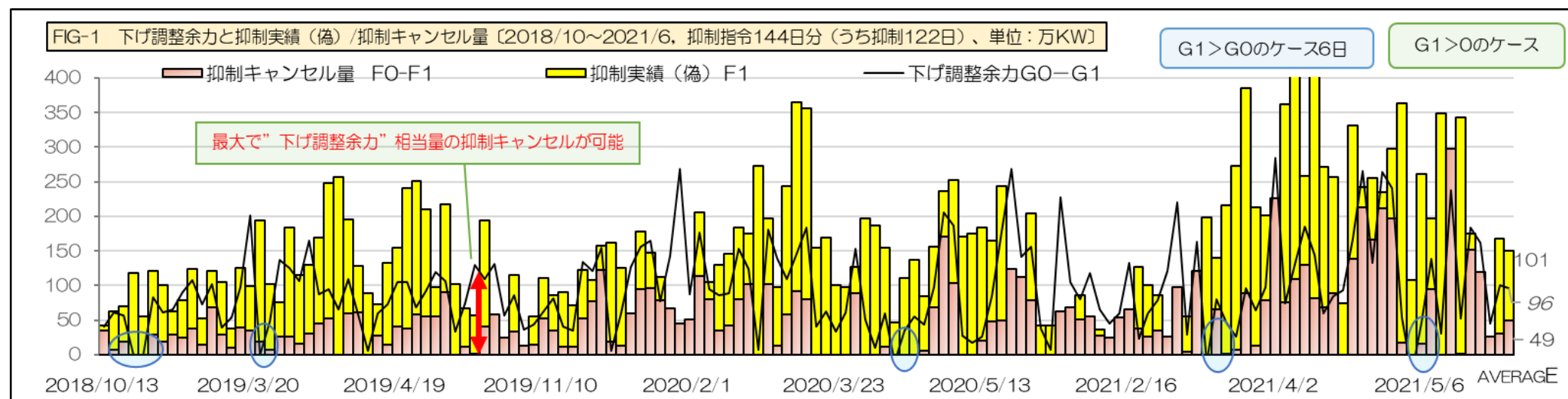
2021年4月から抑制指令の運用方法が変更になった。“輪番制”で出されていたオンライン発電所への抑制指令が“一律制”に変わるとともに、「抑制必要量F0」の少ない日にはオンライン発電所にだけ抑制指令が出されるケースが多くなった。オフライン発電所への抑制指令は従来どおり“輪番制”であるが、2021年度には抑制限度30日(回)を超える見通しらしく、30日(回)分を目一杯抑制するため、「抑制必要量F0」の大きい日に絞って抑制指令が出されるようになるらしい。そんな訳で、7~8月に抑制指令キャンセルが多くなったものと思われる。

抑制指令キャンセルが多いという事実は、「抑制必要量」が不必要に大きいということの証左である。

同じ事実をOCCTO/九電送配電は、「抑制回避に努めた結果、抑制量が減少した」と自画自賛している。

同じ事実に対して、筆者とOCCTO/九電送配電担当者は真逆なことを言っているのだ。どちらの論理が倒錯しているのだろうか。

FIG-1/FIG-2は、2018年10月~2021年6月までの抑制指令日242日分の“下げ調整余力(G0-G1)”を表したグラフである  
抑制指令266日のうち24日分のデータはOCCTO検証資料には見当たらないので、242日分のみ掲載した。



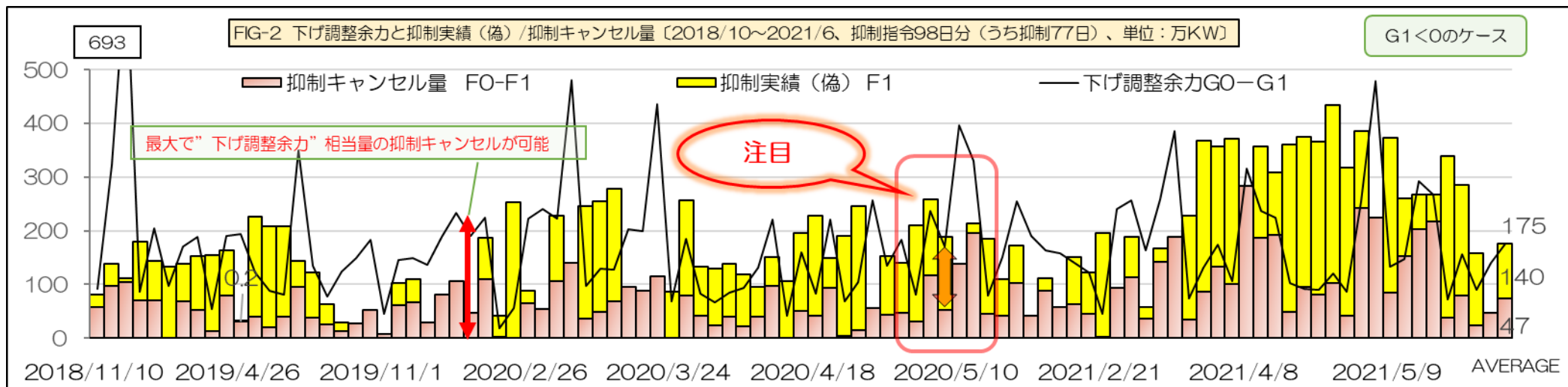


FIG-1 は“合成上ブレ実績量G1>0”の事例である。抑制指令 144 日分（うち抑制 122 日）で“下げ調整余力 $\leq 0$ ”のケースは 6 例（0 は 2 例）だけ。薄い青丸で囲った日がそれである。FIG-2 は“G1<0”の事例。当然、抑制指令 98 日分（うち抑制 77 日）全てで“下げ調整余力>0”である。G1=0 は事例がない。

“下げ調整余力”は一般的な用語ではない。筆者が名付けた用語である。242 日のうち 236 日（98%）の事例で“実績値が予測値に未達”ということで、文字通り“下げ調整力”の“余力”となるからである。余力があるということは供給力不足になることを意味しているので、オンライン発電所の抑制キャンセルで需給バランスを取らなければいけない。ところが現実には、抑制回避義務をサボタージュするような“上げ調整”が横行し、それで需給バランスを取っている。現実に 242 日のうち 228 日（94%の確率）で“上げ調整量>0”になっている（注 1）。

太陽光発電所への「抑制必要量」の指示は、九電送配電があらかじめ“下げ調整力を確保する意図”で行われる。“下げ調整力を確保する意図”とは、“オフライン発電所に前日指示を出すだけで翌実需給日には指示した「抑制必要量」相当の太陽光が発電されなくなる”ことを実現する意図のことを指す。抑制指示を出した時点（前日 16 時ごろ）で既に「抑制必要量」相当の“下げ調整力”を確保しているのだ（注 2）。

（注 1）“上げ調整量>0”というのは紛らわしい表現ではあるが、“上げ調整量 $\leq 0$ ”のケースも含めて“上げ調整量”と表現している（∵供給力不足のときに行う電源出力調整を“上げ調整”ということから、その量を“上げ調整量”とっている。上げ調整なのに量は+値になったり▲値になったりする。基準値を基点に量を量るからである。ここでいう基準値は、九電送配電が抑制回避措置を履行したときの電源出力をいう）。因みに、“下げ調整余力量（GO-G1）=抑制キャンセル量（FO-F1）+上げ調整量U”の数式は常に成立する。

∴上げ調整量U = (GO-G1) - (FO-F1)となる。したがって上げ調整量Uは、GO/G1/FO/F1の値によって+値/▲値の両方をとる。

(注 2) 筆者から見ればこれは不思議なことである。筆者は、発電所に対して示される抑制指示を直接目にしたことはないが、同社ホームページ掲載の『再生可能エネルギーの固定価格買い取り制度』に基づく再エネ出力制御指示に関する報告』なる文書を見て、指示内容の察しがつく。具体的な“需給データ(電源別)”が何ら示されることもないのに、殆どの発電所が淡々と抑制指示にしたがっている事実を不思議に思うのだ。抑制指示で示される「抑制必要量」は「最大余剰電力発生時刻」の抑制電力だけだが、1日に8~9時間にも渡って黙って抑制され続けている。先生や部活監督の指示に従順に従う生徒を育成することを目指す“国家主義観”にもとづく、現在の教育の影響か。

“下げ調整力を確保する目的”は明確だ。“原子力が出力抑制される事態を回避すること”である。FIT法は、原子力の出力抑制はあり得ることだという立場に立っている。「優先給電ルール」なる珍妙なルールのもとで、運用上、水力(流れ込み式)/地熱とともに原子力の出力抑制を最後の措置としているだけだ。

九電送配電のエリア需要/太陽光予測値の予測精度が極めて高いにも関わらず、それに依拠する指令運用ではなく、不要な再エネ抑制を強いる指令運用を継続し続ける。「原子力の出力抑制を絶対に回避したい・・・」これが不要な再エネ抑制を強いるOCCTOや九電送配電の本音だろう。九電送配電やOCCTOが最も避けたい最悪な事態とは何か。原子力の出力抑制以外に“下げ調整力”を確保できない事態。これが彼らの考える最悪事態である。

・・・閑人閑話-九州電力・池辺和弘社長「再エネを抑制しなければブラックアウトが起きるかも知れない」発言者・・・

かつて九州電力の池辺和弘社長は、北海道・胆振地方を襲った震度7の直下型地震(2018年9月6日発生)で起きた北海道ブラックアウトの事例を持ち出して、九州エリアにおける太陽光等の出力抑制の必要性を針小棒大に喧伝した。

そしてブラックアウトのほぼ1ヶ月後、原子力4基体制になってすぐに太陽光等の抑制を開始した。筆者は、再エネ抑制にブラックアウトの事例を持ち出す池辺社長の倒錯した論理に驚きもしたが、企業の社会的責任より“原子力の稼働を最優先する”経営姿勢に危惧の念を抱いた。

原子力はCO<sub>2</sub>を排出しない「環境に優しい」電源である/原子力敷地内には基準地振動を超える地震はこない/過酷事故の起きる確率は極めて低い/日本の原子力規制は世界で最も厳しい・・・などなど、「原子力村」の住人に共通した“倒錯した論理”の根底にあるのは、技術に対する「ダブルスタンダード」な評価姿勢である。彼らの唱える論理は都合主義なのだ。そこには“正義/公正/公平”の観念の欠片もない。あるのは“今だけ/金だけ/自分だけ”の姿勢である。

池辺社長の倒錯した論理の根っこにあるのもこれだ。

原子力過酷事故や、原子力の系統離脱によるブラックアウトの可能性は否定しながら、供給力過剰によるブラックアウトの可能性のみを喧伝する。

再エネ抑制を正当化するとき、いつも持ち出されるのがこの都合主義である。FIT法の主旨は、原子力からの早期脱却を図るために再エネ普及を国のエネルギー政

策の根幹に据えるというものだ。しかしその主旨を換骨奪胎して、原子力をいつまでも温存する運用がなされてきた。

法律の主旨を換骨奪胎して自分勝手に解釈する。法の建前と真逆のことを解釈変更で強行する。これが「原子力村の住人」や今の政権に共通した倫理観である。

彼らが回避したいのは再エネ抑制ではなく、原子力が抑制されることを回避したいのだ。原子力の出力抑制以外に「下げ調整力」を確保できない事態を回避する。この前提に立って再エネの抑制指令が運用されている。しかし、このような事態に至ることは現実的には極めて希だ。あり得ないといっていいほど低いリスク確率なのだ。

もちろん確率“0”とは言えないが、あったとしても、玄海・川内原子力が過酷事故を起こす確率より低いだろう。原子力過酷事故によってブラックアウトを起こす確率と同程度かも知れない。同じリスク確率があるのに、片一方は無視し、もう一方は針小棒大に喧伝する。

現実的には極めて希にしか起こりえない前提で不要な再エネを強制し続けている。これが再エネ抑制の実相である。

仮に太陽光出力が急激に上ブレして、原子力の出力抑制以外に「下げ調整力」を確保できない事態になった場合でも、緊急避難的に関門連係線の運用容量を超える域外送電を行えばよい。それでもだめなら、原子力出力を抑制するか停止すればよいだけだ。

原子力出力を抑制するか停止するような事態に至ったとき、“原子力の出力抑制”を恐れて、“ブラックアウトになることを選択”する九電送配電担当者はいないだろう。だから、供給力余剰でブラックアウトが起きることなどあり得ないのだ。

したがって、「再エネを抑制しなければブラックアウトが起きるかも知れない」という論理は、“原子力の出力抑制”を恐れて“ブラックアウトになることを選択する”という、倒錯した論理に帰結するのだ。筆者が池辺社長発言を聞いて驚いたのは、このような倒錯した論理を持ち出す企業トップの不見識なのである。

## 2-2 再び、下げ調整余力について

閑話休題～さて話を FIG-1/FIG-2 に戻そう。

両グラフの折線・黒は“下げ調整余力 (GO-G1)”を表している。棒グラフ・茶は“抑制キャンセル量 (FO-F1)”，棒グラフ・黄は“抑制実績量 (偽) F1”を表している。抑制実績に(偽)をつけているのは偽装された数値という意味を込めている。“抑制必要量 (真) TO”と対比するときには紛らわしくならないようにするためでもある。F/Tは false/true の略記、F/Tにつけた 0/1 の“0”は予測値、“1”は実績値を表している。

“抑制キャンセル量 (FO-F1)”と“抑制実績量 (偽) F1”の合計量は、当然“抑制必要量 (偽) FO”となる。

棒グラフ・黄のない日が“F1=0”。242 例中 43 例がこれに当たる。抑制キャンセル量 (FO-F1) は殆どのケース (242 例中 215 例) で+値で、▲値になるの

は 25 例しかない。“0” になるのも 2 例しかない。

“抑制キャンセル量”が▲値というのは、① オンライン発電所への抑制指示量が追加されたか、② オフライン発電所が前日指示以上に過剰抑制したか、③ ①②の両方かのいずれかである。どれに該当するかはオフライン/オンライン別に抑制実績を推定しなければ分からない。

つまり、“ $F0-F1$ ”で表される“抑制キャンセル量は、オンライン発電所への抑制指令キャンセル量の意味に留まらず、オンライン発電所への抑制指令追加/オフライン発電所へ割り当てられた抑制量未達・過剰の意味も含んでいる。計算上は一つの数式で表されるが、数値の正負によって物理的意味は変わってくる（注3）。

（注3）例えば、 $(F0-F1) > 0$  ケース（215 事例）では、Off-Pは“抑制未達量”/On-Pは“抑制キャンセル量”となる。逆に $(F0-F1) < 0$  ケース（25 事例）では、Off-Pは“抑制過剰量”/On-Pは“抑制追加量”となる。最も少ない $(F0-F1) = 0$ の希なケース（2 事例）は、抑制初期（2018年10月21日/11月3日）にあっただけである。これは予測どおりの実績なのでキャンセルも未達/過剰もない。個別事例の話をするときは物理量にふさわしい用語を選べばよいが、個別事例を一般化するときには、代表的な物理量で話をせざるを得ない（∵あらゆるケースを念頭において正確に表現しようとするれば、法律文のように持って回った理解しにくい冗長な文章になる）。“抑制キャンセル量”という用語はそのような意味で使う。“下げ調整余力”も、下げ調整余力から抑制キャンセル量を差し引いて得られる“上げ調整量”という用語もそのような意味で使う。

下げ調整余力（ $G0-G1$ ）は、+値 236 例/“0” 2 例/▲値 4 例ある。

“ $G0-G1=0$ ”とき、そのときに限り、“抑制必要量（偽） $F0=$ 抑制必要量（真） $T0$ ”となる。

+値をとれば、その量だけ供給力不足となり“上げ調整”が必要となる。▲値をとれば、その量だけ供給力余剰となり更なる“下げ調整”が必要となる。

下げ調整余力（ $G0-G1$ ）/抑制キャンセル量（ $F0-F1$ ）/上げ調整もしくは下げ調整（ $U$ ）の間には、次の関係が常に成り立っていないなければならない。

※  $(G0-G1) = (F0-F1) + U \dots$  九電送配電が前日指示で示した抑制回避措置を履行するときを  $U=0$  としている。

この数式は、“エリア需要と供給力は常に同量になるようにバランスをとっていかなければならない”ということを示している。

ここで、改めて FIG-2/3（3 ページ）を見て頂きたい。“下げ調整余力 $>0$ ”のときは、九電送配電が抑制回避義務を誠実に履行すれば、最大で“下げ調整余力相当量”まで抑制キャンセルが可能となるはずなのである。ところが、グラフの折線はそうになっていないことを物語っている。

特に、“注目”と記載した、“FIG-3 の赤い四角枠出囲った矢印⇐”。100 万KW程度の抑制量が回避できるはずである。

両グラフを一見するだけで、そのような日（折線が黄・棒グラフに入り込んだ日）は相当数ある。

では何故、九電送配電は最大限の抑制キャンセル指令（下げ調整余力一杯）をしないで抑制回避をサボタージュするのか。

“抑制回避サボタージュ”も3つのケースがある。①意図的サボタージュ（故意）、②やむなく行うサボタージュ（過失）、③ ①②の組み合わせ。

このことについての紹介は次回投稿に回したい。

筆者の推論を裏付ける検証データの紹介などかなりの紙面を割く必要もあり、今回の投稿もあと10ページ程度続くからである。

次章で、九電送配電がOCCTOに提出した抑制日（予測12:00~12:30/実績11:30~12:00）の「抑制必要量（偽）F0」/「抑制実績（偽）F1」や需給データ（30分値）にもとづいて、“不要な抑制量”がどの程度あったかを示す。

それを示す前提として、そもそも“不要な抑制量”とは何なのか。“抑制必要量（真）T0”/“抑制実績（真）T1”はどのように算定するのか。また、抑制必要量（真）T0/抑制実績（真）T1は九電送配電が公表している「抑制必要量（偽）F0」/「抑制実績F1（偽）」とどのような関係にあるのか。

これらの4つの数値をここでは一括して“指標数値”と名付けておく。

これらの指標数値間の関係性を整理しておきたい。

これらの指標数値の関係性を“下げ調整余力”という概念を軸に説明すれば、すっきりと理解できるのではないかと考えている。これまでの投稿シリーズ『再エネ抑制についての考察Ⅰ~Ⅴ』の中でこれらの指標数値の関係性を試行錯誤しながら説明してきたつもりだが、説明に成功してきたとは言い難い。

したがって、本章で述べた“下げ調整余力”という概念を軸に説明を試みたい。

### 3 指標数値の関係性

指標数値の関係性を一般論、つまり全ての抑制指令日に適用できる数式を示す前に、まず個別事例のケーススタディーを試みる。

次ページのFIG-3は、本年6月までの199回の太陽光等抑制の中で最大の抑制電力量累計（30分MAX値は2番目）を示した2021年5月23日（日）の需給バランスを示すグラフである。

同グラフは、2つの視点（エリア需要に着目した視点/エリア内供給力に着目した視点）から見た、需給バランスを1つのグラフで示す意図で、筆者が考案したものである。エリア需要に着目した需給バランスでは揚水P&蓄電/連系潮流を▲供給力で表す。

一方、エリア内供給力に着目した需給バランスでは揚水P&蓄電/連系潮流を需要と看做す。グラフではそれぞれ揚水需要（赤・折実線）/域外送電（緑・折点線）と表記している。反転矢印で示しているように、揚水P&蓄電/連系潮流と揚水需要/域外送電は横軸（時刻軸）を挟んで対称の関係にある。



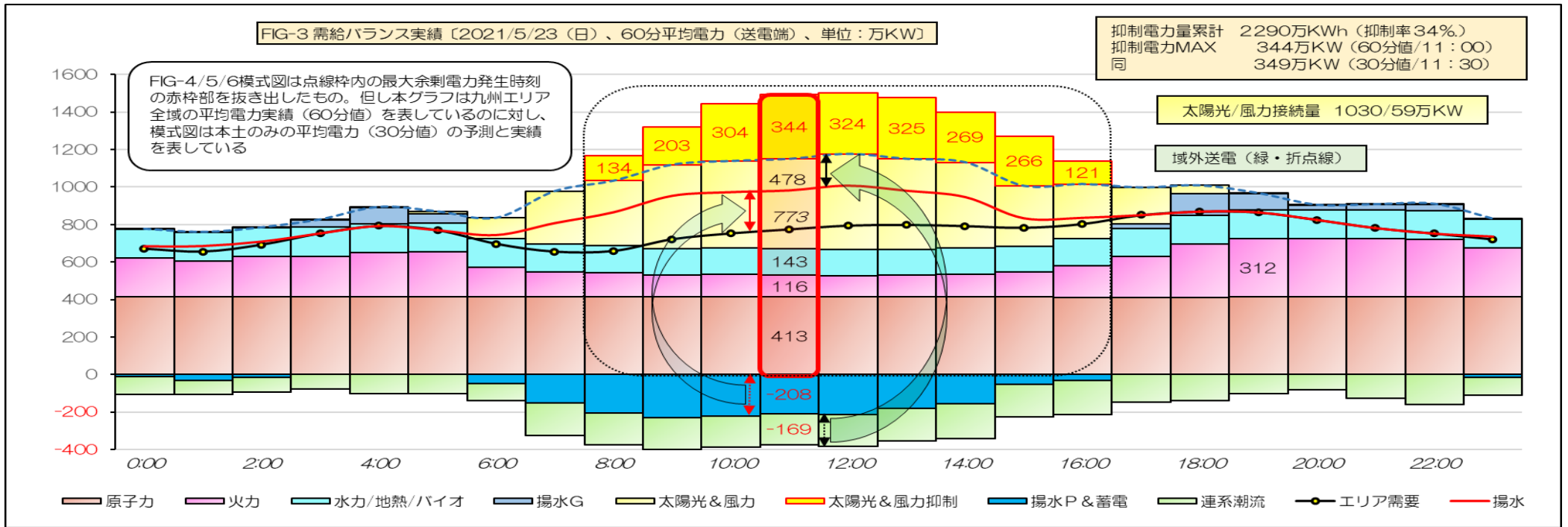


FIG-3 の最大余剰電力発生時刻（11：00）の赤枠部分を取り出したものが、次ページの FIG-4/5/6 の模式図である。

FIG-3 は九州エリア全域の平均電力実績値（60分値）を表しているのに対し、FIG-4 は本土のみの平均電力予測値（30分値）、FIG-5/6 は平均電力実績値（30分値）を表しているので、4つのグラフの数値は当然異なる。異なることに問題はないが、異なり方が理に合わないところが問題なのだ。例えば、“実績量 30分値” / “実績量 60分値” の比較（60分値－30分値）では、その差はエリア需要 4万KW/火力 7万KW/太陽光等▲5万KWとなっている。

離島全島の太陽光&風力設備容量約 6万KWを考慮すると、太陽光等差▲5万KWはあり得ない数値。これを 30分値/60分値の差と断定できるのかどうか。また火力差 7万KWは内燃力を表しているが、これも離島全島の内燃力設備量 40万KWを考慮すると少し低目の数値と筆者は思う。同様にエリア需要差 4万KWも少し低目の数値と思う。太陽光出力が 30分値/60分値で大きく異なることはあると筆者は思う。しかしエリア需要/内燃力出力が 30分値/60分値で大きく異なるのは筆者には疑問だ。九電送配電が公表しているデータ（30分値）の信憑性に疑問を抱くのは、このような事例が多いからである。公表されたデータ間の矛盾に十分なチェックが入っていないことも信憑性の疑問に拍車をかける

最大余剰電力発生時刻は予測と実績で異なっている。予測は 12時～12時 30分だが、実績では 11時 30分～12時となっていることに留意。



FIG-4 太陽光&風力抑制の前日/当日指示【12:00~12:30】〔2021年5月23日(日)、九州本土、単位:万KW〕



FIG-5 太陽光&風力の抑制実績(真、推定)【11:30~12:00】〔2021/5/23(日)、九州本土、単位(送電端):万KW〕

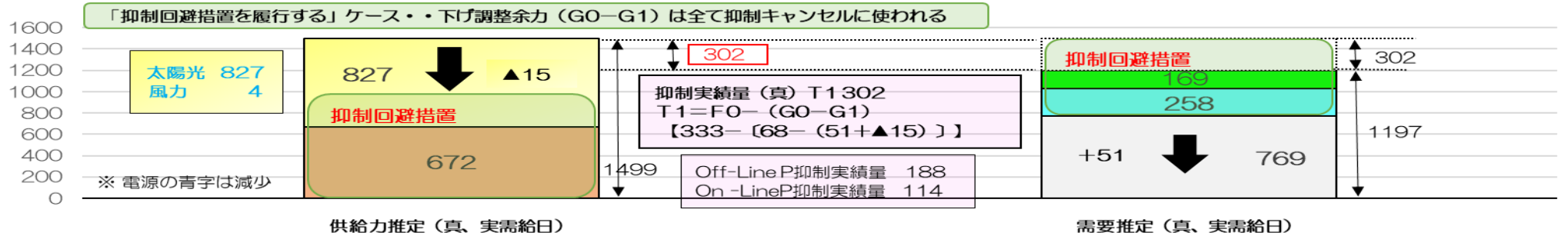


FIG-6 太陽光&風力の抑制実績(偽)【11:30~12:00】〔2021年5月23日(日)、九州本土、単位(送電端):万KW〕

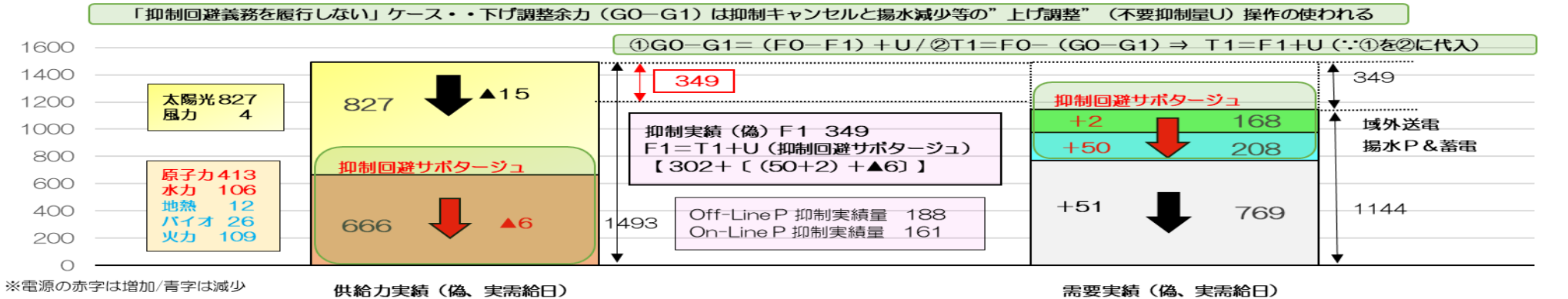


FIG-4 は、抑制指令前日に九電送配電から太陽光&風力発電所示された“抑制必要量（偽）FO”の算定の模式図である。

太陽光&風力予測値（予測値そのもの）に織り込んだ“合成ブレ予測量（「エリア需要誤差」/「太陽光誤差」）”が明確に分かるようにそれぞれを別掲している。緑・枠線の囲み部分は九電送配電が示した抑制回避措置〔火力・バイオ最低出力/水力抑制（貯水式・調整池式の出力抑制）/揚水&蓄電・域外送電の最大活用〕。

FIT 法上、九電送配電が抑制回避措置を講じることを前提に「優先給電ルール」にしたがって太陽光等を抑制することを定めている。

以下、FIG-4～FIG6 まで順を追って説明する。

### （1）抑制指示（前日/当日）と実需給当日の抑制指令

①抑制指示は「揚水&蓄電の最大活用（258 万KW）等の抑制回避措置を講じても最大 333 万KW（12：00～12：30）の供給力余剰となるので、Off-Line P に 188 万KW/On-Line P に 0～145 万KWの抑制量を割り当てる」というものである。

つまり、実需給日（翌日）に太陽光等は予測値より+48 万KW上ブレ/エリア需要は+18 万KW下ブレするとしているので、抑制必要量（偽）FO=333 万KWになるとしている。本当は抑制必要量（真）TO=267 万KWでよいのに、「誤差でないものを誤差である」と“誤差論”を装っているため、こんな珍妙な論理になっている。【FIG-4 参照】

ここでは「九電送配電は抑制回避措置の履行を約束し、太陽光等発電所は割当量相当の抑制を約束した」というのが重要なポイントである。

②実需給日に太陽光等は予測値より▲15 万KW下ブレ、エリア需要は+51 万KW下ブレして、合成ブレ実績G1=+36 万KW〔▲15+（+51）〕となった。なおエリア需要は下ブレを+値と定めたことに留意。その結果、下げ調整余力（G0-G1）=〔（18+48）-（+36）〕=+30 万KWとなる。

重要なポイントは、“発電所が抑制必要量 333 万KWの約束をそのまま実行すれば、供給力がエリア需要を 30 万KWだけ不足するので、何らかの”上げ調整“が必要になる”ということである。On-Line P への抑制指令キャンセルは可能だが、Off-Line P への抑制指令キャンセルは不可能ということに留意（注 4）。

（注 4）Off-Line P へ抑制指令はキャンセルできないが、発電所が抑制指示を履行しないことはある。これを“抑制キャンセル”と看做す。（注 3）でそのことを“抑制未達量”と表現した。抑制を履行しないときは当然“抑制未達”となるので、それを“抑制キャンセル”と看做すのは妥当な論理である。

一方、九電送配電が抑制回避措置を誠実に履行すれば、“原子力+火力+水力/地熱/バイオ/+揚水P需要/域外送電”は前日に示された予測値と同じである。その結果、抑制実績（真）T1=抑制必要量（偽）FO-下げ調整余力（G0-G1）=333-30≒302 万KWとなる。【FIG-5 参照】  
なお、それぞれの指標数値は小数点以下を 4 捨 5 入して表示しているため、表示数値のまま演算しても実際の数値と一致しないこともある。

つまり、 $T1 = F0 - (G0 - G1) \dots (2式)$  これが“抑制実績量(真) T1”である。

このとき、下げ調整余力 30 万KW (供給力不足 30 万KW) は、全て On-Line P 抑制キャンセルに活用されなければ、需給バランスが保たれない。

言い方を変えると、On-Line P の抑制キャンセルという“上げ調整”で需給バランスが保たれる。

その結果 On-Line P 抑制割当て 145 万KW が 30 万KW キャンセルされ、抑制実績量(真)  $T1 = \text{Off-Line 実績 } 188 + \text{On-Line 実績 } 114 = 302 \text{ 万KW}$  となる。

この場合、不要な抑制量 = “0” である。

(補足) 抑制実績量(真) T1 の算定は次のように考えてもよい。“抑制必要量(偽) F0” はもともと「合成誤差量 G0」を織り込んで計算されている。

①'  $\therefore$  抑制必要量(真)  $T0 = F0 - G0 = 333 - (18 + 48) = 267 \text{ 万KW}$  【FIG-4 参照】

②' 実需給日に太陽光等は予測値より▲15 万KW 下ブレ、エリア需要は予測値より+51 万KW 下ブレし、合成ブレ  $G1 = +36 \text{ 万KW}$ 。

上記①' ②' より、抑制実績量(真)  $T1 = T0 + G1 = 267 + 36 \div 302 \text{ 万KW}$   $\dots (2' 式)$  【FIG-5 参照】

つまり、 $T1 = F0 - (G0 - G1) \dots 2式$  と  $T1 = T0 + G1 = (F0 - G0) + G1 = F0 - (G0 - G1) \dots 2' 式$  は同じなのだ。

③ ①②より、抑制実績量(真)  $T1 = 302 \text{ 万KW}$  となるはずなのに、結果をみると抑制実績量(偽)  $F1 = 349 \text{ 万KW}$  となっている。

46 万KW も抑制電力が増えている。【FIG-6 参照】

減らなきゃならない抑制量が何故増えるのか。理由は極めてシンプル。

九電送配電が抑制回避義務を放棄して、前日指示で示した抑制回避措置をサボタージュしたからだ。

④ 九電送配電が行った系統操作を列挙すると次ようになる。【FIG-4/FIG-6 参照】

・揚水 258 万KW  $\Rightarrow$  208 万KW (50 万KW 減少) / 域外送電 169 万KW  $\Rightarrow$  168 万KW (2 万KW 減)

・原子力 412 万KW  $\Rightarrow$  413 万KW (1 万KW 増加) / 水力 81 万KW  $\Rightarrow$  106 万KW (26 万KW 増加)

・火力 130 万KW  $\Rightarrow$  109 万KW (▲21 万KW 減少) / 地熱 13 万KW  $\Rightarrow$  12 万KW (▲1 万KW 減少) / バイオ 38 万KW  $\Rightarrow$  26 万KW (▲12 万KW 減少)

・合計 = (揚水 + 50 万KW) + (域外送電 + 2 万KW) + (原子力/水力 + 27 万KW) + (火力/地熱/バイオ ▲33 万KW)  $\div 46 \text{ 万}$

FIG-6 の模式図表示は、抑制が厳しくなる方向の増減を+値/緩和される方向の増減を▲値にとっていることに留意。

列挙した事実に解説は必要ないだろう。これを抑制回避措置のサボタージュと言わずして何と云えばよいのであろう。

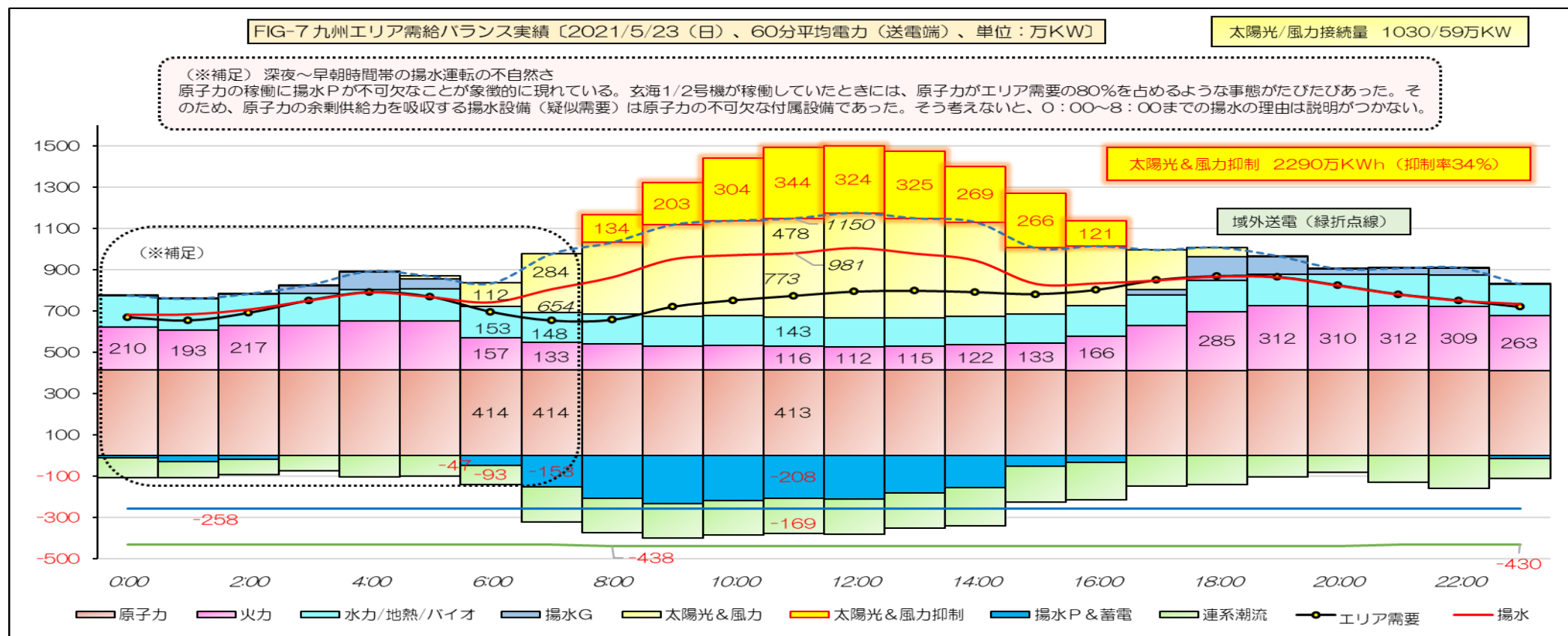
OCCTO 検証資料によると、割当てられた抑制指令を「履行」しない太陽光&風力発電所の延べ件数は 742 件 (2018~2020 年度) らしいが、九電送配電の抑制回避措置サボタージュも同様に報告するべきだろう。片一方の当事者だけの“義務違反行為”を報告するのは公正でも公平でもないだろう。

## (2) ケーススタディーまとめ

ケーススタディーとして取り上げた2021年5月23日(日)の事例は、極めて限定された時刻(最大余剰電力発生時刻)の抑制だけである。この時間帯の抑制事例は1日の抑制電力累計の10%に過ぎない。

ケーススタディーで取り上げたついでに、全1日の抑制実績と抑制を回避するための需給バランス改善案について紹介したい。

FIG-7は、FIG-3の需給バランス実績を再掲したものである。吉岐/種子島の2島が本土とほぼ同時刻に太陽光を抑制された。両島の太陽光接続量は合計2万KW程度で、需給データは本土と一括して『需給実績(60分値)』に計上されているので抑制量は分からない。しかし“全離島電源は内燃力40万KW/太陽光等6万KW程度。エリア需要数万~10数万KW前後を考慮すると、太陽光抑制量は高々0.1~0.2万KWh程度だろう。したがって九州全域のエリア需要/火力出力から数万~10数万KW前後を差し引いた電力量を本土の需給データとみて差し支えないだろう。内燃力は火力の中に含まれている。



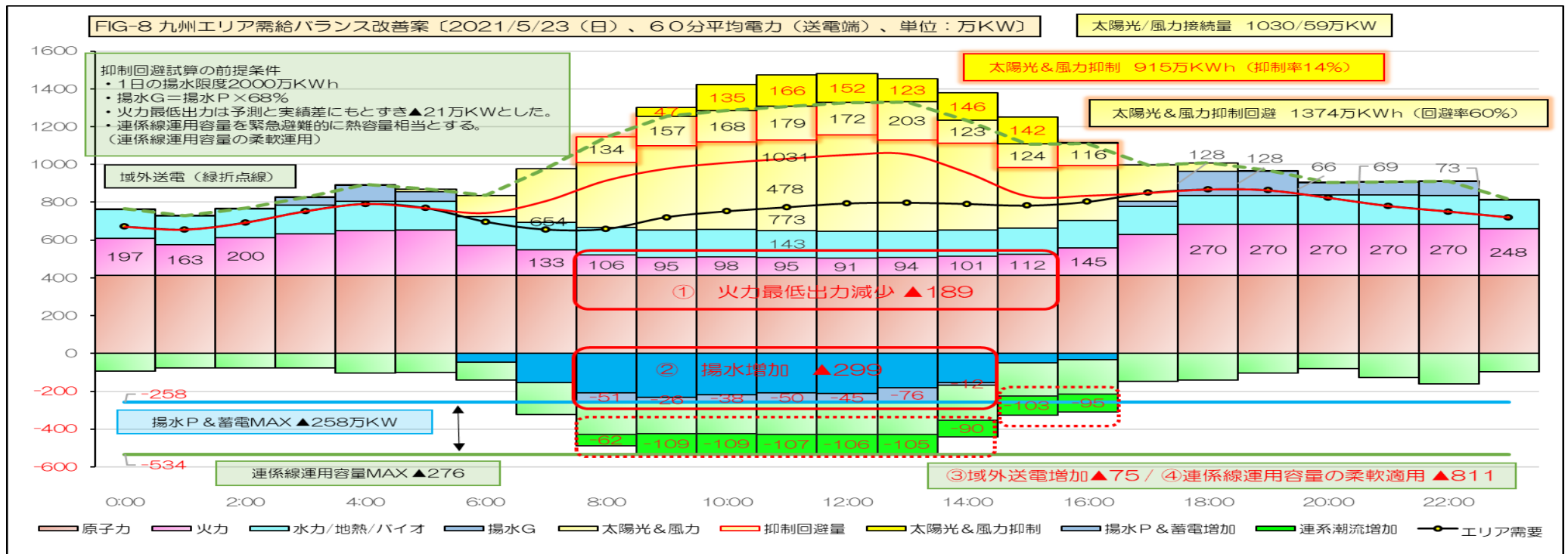
この日は前日に引き続き、大量の太陽光&風力抑制が予測された日であった。前日は17~24時まで連続して揚水発電している。

このことを念頭において需給バランスを眺めると、“原子力の稼働には揚水設備が不可欠である”ということ改めて認識せざるを得ない。

大量の太陽光抑制が予測される状況下では抑制時間帯に揚水をフル活用したいので、それ以前の揚水は避けるのが普通だ。だから6~8時の揚水(▲47/▲158万KW)の理由はハッキリしている。原子力がエリア需要に占める割合は6割を超え、他電源は抑制しようがないからだ。

玄海1/2号機が稼働していたときには、この時期の深夜~早朝には原子力がエリア需要に占めるウェイトは80%を超えることもたびたびあったに違いない。軽需要期・時間帯の需給バランスを保つために原子力と揚水設備(疑似需要造成設備)は一体で建設されてきたのだ。

0~3時の揚水(▲13~▲30万KW)に必然性はない。火力の出力低減で対応できる。このような必然性のない揚水を抑制時間帯に回すとともに、域外送電を連係線運用容量まで目一杯活用し、火力出力を一層抑制することで、抑制をある程度回避できる。これらの九電送配電が約束した回避措置に加え、周波数維持の視点から定められた関門連係線運用容量を緊急避難的に熱容量まで引き上げれば更なる抑制回避が可能になるだろう(連係線運用容量の柔軟適応)。



このような考えのもとに、次に述べる“前提条件”で試算したグラフがFIG-8である。

〔抑制回避量試算の前提条件〕

- ① 1日の揚水限度 2000 万KWh（玄海原発 119 万KW系統脱落時を想定した揚水分を確保）
- ② その日に揚水した量は、その日に揚水発電する。そのとき 揚水G=揚水P×68%で算定。
- ③ 火力最低出力は、『需給実績 60 分値』の実績値より▲21 万KW低い値とした（“予測-実績”の差、FIG-4/FIG-6 参照）。
- ④ 連系線運用容量を緊急避難的に熱容量（夏季）276 万KWまで引き上げる。
- ⑤ Off /On-Line P への抑制指示（前日/当日）は、「合成誤差」を織り込まない予測値で算定〔抑制必要量（真）TO〕。
- ⑥ 抑制指示の Off/On 別の抑制割当ては、接続量の割合に応じて分配するものとする。

上記の前提条件で試算した結果、

抑制回避可能な電力量は累計▲1374 万KWh（MAX 電力▲179 万KW）となり、抑制量累計 915 万KWh（抑制電力 MAX166 万KW）となる。

抑制回避可能な電力量累計▲1374 万KWhの内訳は次のようになる。

- ① 火力最低出力の減少▲189 万KWh/②揚水増加▲299 万KWh/③域外送電増加▲75 万KWh/④連系線運用容量の柔軟適用▲811 万KWh

FIG-8 のグラフには記していないが、抑制時間帯の揚水増加（▲299 万KWh）に伴う揚水発電（299 万KW×68%=179 万KWh、18~22 時）。揚水発電に伴う火力出力の低減・均平化や、必然性のない揚水取りやめによる火力出力を減少（0~3 時、23~24 時）なども取り込んでいる。

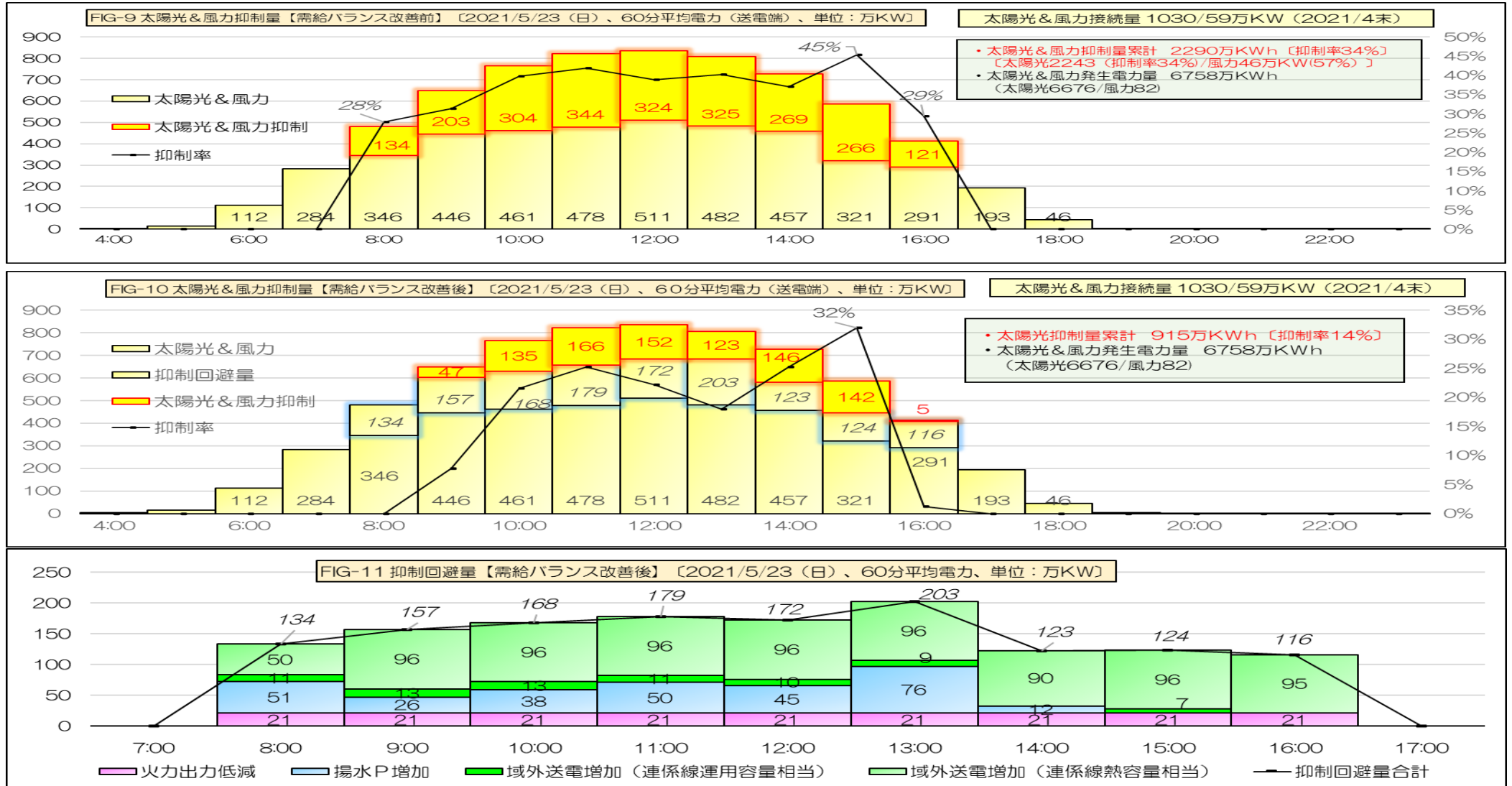
抑制回避量試算の前提条件①~⑤についての説明は割愛する。⑥については、次回に改めて詳細な説明するので、本稿では概要説明に留める。

- Off-Line P と On-Line P の太陽光発電設備容量（接続量）のうち抑制対象分はほぼ 192 万KW（30%）/451 万KW（70%）【2021 年 7 月末】
- ところが、Off-Line P 抑制割当 188 万KWに対し On-Line P 割当 0~145 万KW。同様に抑制実績（偽）はそれぞれ 188/161 万KW【FIG-4/6 参照】
- 明らかに Off-Line P の方が、On-Line P より抑制割当量/実績ともに多い。
- そのため理論上は MAX179 万KWの抑制回避が可能でも、実際は 156 万KW（344-188）の抑制回避が限度となる。  
累計でも 1200KWh（1374×156/179）程度の抑制回避に留まる。
- その理由は次のように考えられる。旧ルール発電所には 30 日抑制限度があるため、1 日（回）あたりの抑制量を最大にしたいという意図が九電送配電にある。  
要するに、「少しでも再エネの抑制を多くしたい」というのが九電送配電の本音。それは九州電力の本音でもある。両会社は実質的に同一会社。
- 九電送配電は九州電力と違って唯一地域独占を認められた企業である。  
したがって、九電送配電は「再エネを少しでも多く抑制したい」という視点ではなく、「再エネ抑制を少しでも少なくしたい」という視点に立つべきである。



- このためには、九州電力と形だけの経営分離ではなく、資金・人的資源等、完全に九州電力から分離しなければならない。
- 地域連系線間の連系を効果あるものとするため、全国1社化の方向もしくは全国2社化の方向で経営統合を果たすべきである。

参考までに、“太陽光&風力の時間帯別抑制量”（需給バランス現状/需給バランス改善後）“と”時間帯別回避量内訳“をFIG-9/10/11を掲載する。





(3) 指標数値の関係性を規定する関係式の確認

本章の最後に、個別事例のケーススタディーを一般化した指標数値間の関係式をまとめておく。

抑制必要量(偽) F0/抑制必要量(真) T0/抑制実績量(偽) F1/抑制実績量(真) T1/合成ブレ予測量(「合成誤差」) G0/合成ブレ実績量 G1 と  
 下げ調整余力 (G0-G1) / 抑制キャンセル量 (F0-F1) / 上げ調整量 U の指標数値の関係性を規定する関係式は次のとおり。

$$T0 = F0 - G0 \dots\dots\dots ①$$

$$G0 - G1 = (F0 - F1) + U \dots\dots\dots ②$$

$$T1 = T0 + G1 = (F0 - G0) + G1 = F0 - (G0 - G1) = F1 - U \dots\dots ③ \quad (\text{③に①②を代入})$$

“上げ調整量U” というのは、実は、“不要な抑制量” のことである。(∵ T1 = F1 - UのUは不要な抑制量を表している)

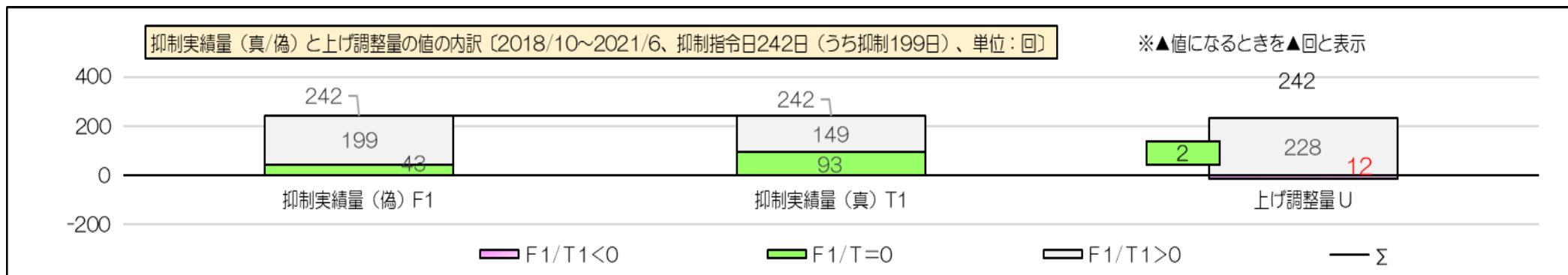
筆者は、本投稿 3 ページで“現実に 242 日のうち 228 日 (94%の確率) で “上げ調整量 U > 0” になっている “と述べた。

つまり抑制指令日 242 日のうち 228 日で” 不要な抑制 “が行われている訳である (注 5)。

逆に U < 0 の時 (このようなケースは 12 回) は、抑制実績量 (真) T1 > 抑制実績量 (偽) F1 となる。

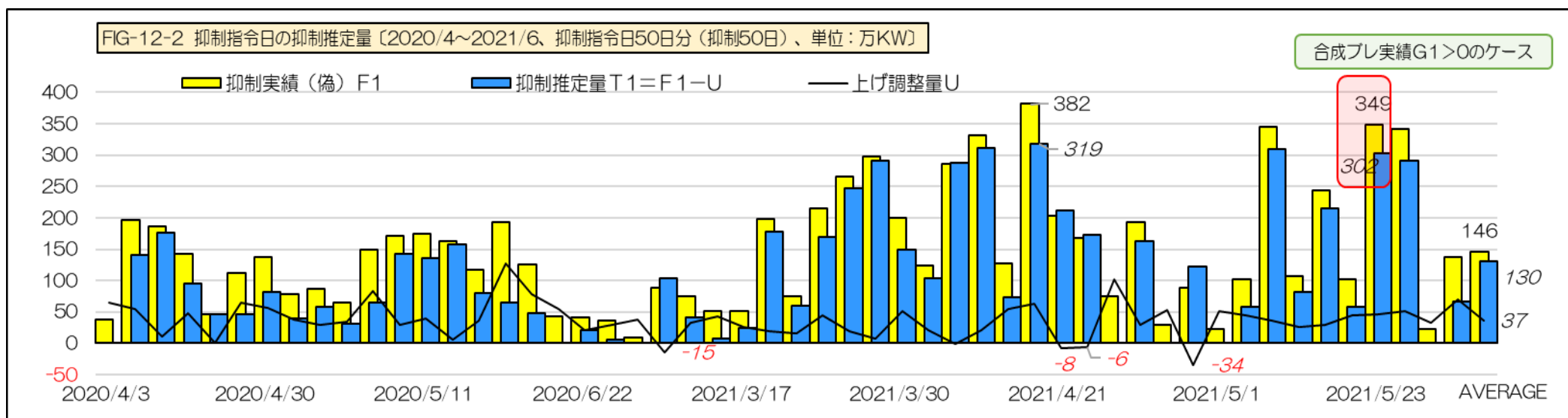
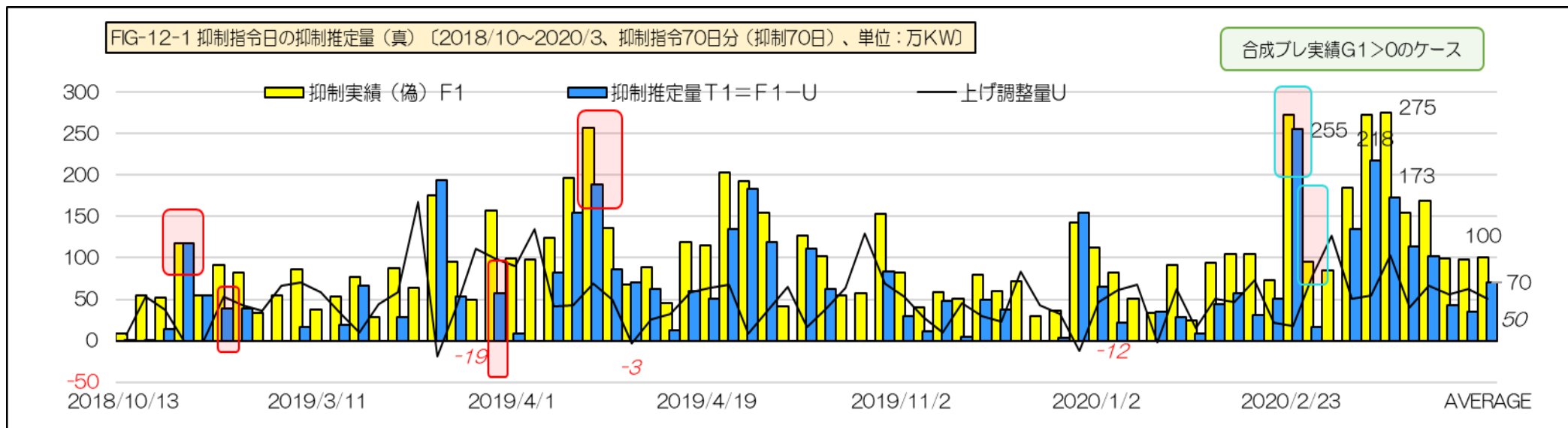
(注 5) 上げ調整力 U > 0 のケースが 228 日 (回) あるといっても、そのときの抑制実績量 (真) は必ずしも “0” となる訳ではない。同実績量は T1 = F1 - U で算定されるので F1 / U の値  
 によって、計算上は ▲値 / 0 / +値の 3 通りの値をとる。しかし、抑制実績が “▲60 万 KW” などという言い方はしないので “0” と読み替えている (計算上は ▲値 93 回 / “0” 0 回)。  
 U ≤ 0 のとき T1 は必ず +値となる。“上げ調整” / “下げ調整” それぞれのケースで “調整量” は ▲値 / +値の両方の値をとる。

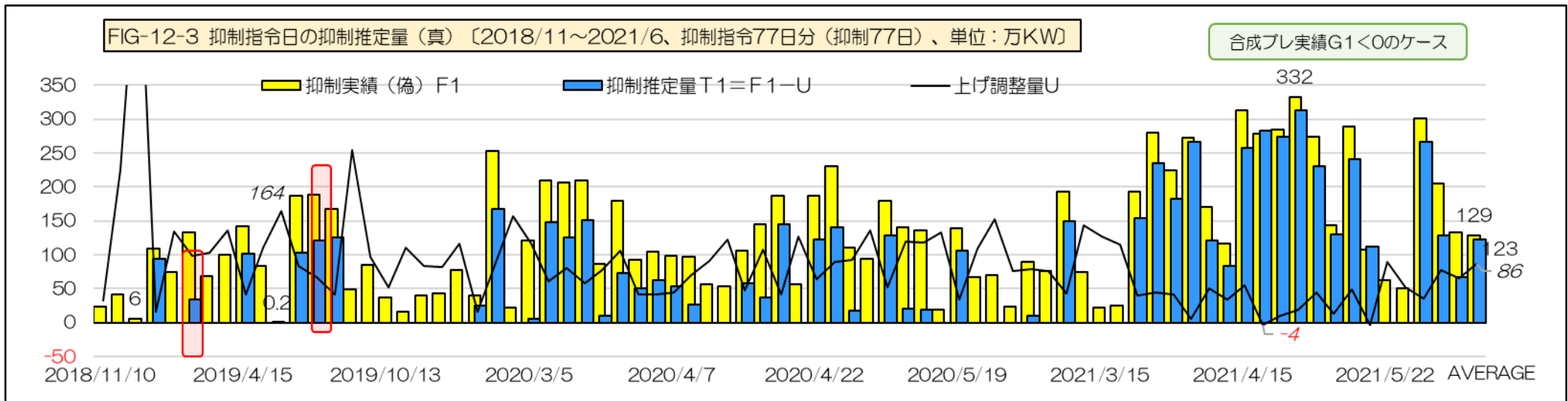
それは、“調整量” 算定の基準を “抑制回避義務” を履行したときの “原子力/火力/水力/揚水 G/地熱/バイオ/揚水 P & 蓄電/連系潮流” の値にとっているからである。この辺のことを詳細に  
 説明するのは割愛する。筆者の文章力では余りに煩雑な説明になり、かえって混乱の元になると考えるからである。



#### 4 抑制実績（真）と抑制不要量について

この章では、個別事例を一般化した数式で算定した抑制実績（真）T1を抑制実績（偽）F1との対比で紹介する。抑制指令日242日分の事例である。予定していた紙面数をかなりオーバーしたので、説明を割愛してグラフのみを列挙する。説明は次回に回す





FO>0になるケース 199 日（回）が、T1>0になるケース 149 日（回）に減った。抑制量 MAX 値の単純累計も約 40%減った。いわゆる“最大余剰電力発生時刻”の抑制量は相当減ることが期待できる。

前章の本年 5 月 23 日（日）のケーススタディーで確認したように、FIG-12-1/12-3 のグラフが示す“抑制実績（真）T1”は、大甘な“火力最低出力”や硬直した連系線運用による“域外送電活用の不十分さ”の条件のもとで算定された抑制量である。また、MAX 値が減るとということは、それに留まらず他の時間帯の抑制量を大幅に減らす効果を伴うのだ。実際に、ケーススタディーで確認したように『需給実績 60 分値』データをもとに真の抑制累計量を算定すると、いかに不要な抑制が強要されていたかを検証することができる。因みにグラフ中の“赤い囲み”で示した日には 1 日の抑制累計が“0”になる（サンプル的に算定）。

次回はそこにスポットをあてて投稿したいと思う。

以上

2021 年 9 月 23 日

脱原発・電力労働者九州連絡会議 副代表 山崎 明