

2017年度の調整力の稼働実績について

～大きな不足インバランスに対する一般送配電事業者の対応～

平成30年5月29日（火）



電力・ガス取引監視等委員会
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

本日の報告内容

- 2017年度は調整力の公募による調達初年度。
- 2017年度の年間のインバランスデータ及び調整力の稼働実績データが出揃ったことから、大きな不足インバランスが発生した回数とその要因、それに対して一般送配電事業者が調整力を用いてどのように対応したかを分析した。
- それを通して見えてきた課題について御議論いただきたい。

参考：調整力の公募調達の概要

- 電源Ⅰについては、一般送配電事業者がその必要量を明示して募集し、落札した事業者に対して、その契約容量に応じたkW価格を支払う。また、運用段階で調整指令を出した場合には、その指令量に応じたkWh価格を支払う。
- 小売電源のゲートクローズ後の余力を活用する電源Ⅱについては、必要量を明示せず募集して契約。運用段階で調整指令を出した場合に、その指令量に応じたkWh価格を支払う。kW価格は支払わない。

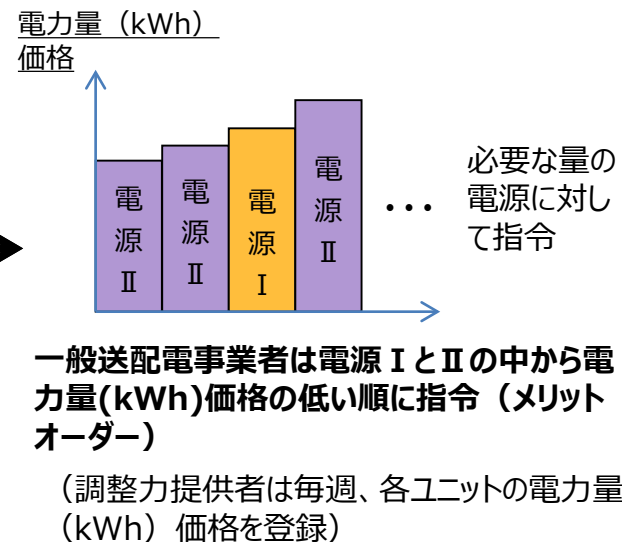
電源Ⅰの入札・契約

- 電源Ⅰ：一般送配電事業者が調整力専用として常時確保する電源等
- 入札者は、ユニットを特定した上で容量(kW)単位で入札
- 原則、容量(kW)価格の低いものから落札
- 定期検査実施時期等の調整

電源Ⅱの募集・契約

- 電源Ⅱ：小売電源のゲートクローズ後の余力を活用する電源等
- 容量(kW)価格の支払いは発生しないため、募集時にkW価格は考慮されない
- 要件を満たしているかを確認してユニットを特定するのみ

電源Ⅰ、Ⅱの実運用



電源Ⅰの費用精算

- 落札時に決定した、容量(kW)価格を受け取る
- 指令に応じて発電した電力量に応じて、電力量(kWh)価格で費用精算
- 発電不調等があった場合のペナルティを精算

電源Ⅱの費用精算

- 指令に応じて発電した電力量に応じて、電力量(kWh)価格で費用精算

H3需要の7%を超える不足インバランスが発生した回数

- 各エリアの2017年度における、エリアインバランスの平均値と標準偏差（H3需要に対する比率）は以下のとおり。
- 電源 I の確保量であるH3需要の7%を超える不足インバランスが発生した回数は、比較的多かった九州及び四国で、全コマの2%程度。

算定期間：2017年4月～2018年3月（全17,520コマ）

	各コマのエリアインバランス (対H3比率)		不足インバランスが H3の7%以上の コマ数 (割合)	
	平均	σ		
北海道	+ 0.6%	3.2%	295	(1.7%)
東北	+ 0.8%	2.6%	86	(0.5%)
東京	+ 0.3%	1.8%	42	(0.2%)
中部	+ 0.1%	2.0%	84	(0.5%)
北陸	+ 0.2%	1.9%	38	(0.2%)
関西	+ 1.0%	1.9%	18	(0.1%)
中国	+ 1.0%	2.7%	89	(0.5%)
四国	+ 0.5%	3.1%	317	(1.8%)
九州	+ 0.6%	3.4%	330	(1.9%)
沖縄	+ 0.2%	2.3%	90	(0.5%)

※ H3需要は2017年供給計画需要想定値
沖縄エリアは電源 I の確保量をH3需要の7%としていない

大きな不足インバランスが発生した際の電源 I の稼働実績について

- 不足インバランスがH3需要の7%及び3.5%を超えたコマにおける、電源 I の稼働実績は以下のとおりであり、全体的に多くのケースは主に電源 II で対応していた。
- 不足インバランスがH3需要の3.5%以上のコマにおいて、電源 I の稼働量が同4.9%（稼働率70%）を超えたコマがあったのは東京と九州のみ。北海道、中部、関西、沖縄は、同3.5%（稼働率50%）を超えたコマがなかった。

（あくまで30分コマでの分析であり、時間内変動の状況によっては、短時間、より大きな稼働をしていた可能性がある。）

算定期間：2017年4月～2018年3月（全17,520コマ）

	不足インバランスが H3の7%以上の コマ数（割合）	電源 I 稼働量がH3の3.5% （稼働率50%）以上のコマ数			不足インバランスが H3の3.5%以上の コマ数（割合）	電源 I 稼働量がH3の3.5% （稼働率50%）以上のコマ数		電源 I 稼働率 最高値	
			うち4.9%(稼働 率70%)以上				うち4.9%(稼働 率70%)以上		
北海道	295 (1.7%)				北海道	1,420 (8.1%)		46%	
東北	86 (0.5%)	1			東北	825 (4.7%)	4	61%	
東京	42 (0.2%)	17	9		東京	421 (2.4%)	39	12	81%
中部	84 (0.5%)				中部	742 (4.2%)			43%
北陸	38 (0.2%)	1			北陸	535 (3.1%)	14		66%
関西	18 (0.1%)				関西	306 (1.7%)			20%
中国	89 (0.5%)				中国	625 (3.6%)	2		53%
四国	317 (1.8%)	1			四国	1,141 (6.5%)	13		59%
九州	330 (1.9%)	34	4		九州	1,207 (6.9%)	138	18	80%
沖縄	90 (0.5%)				沖縄	892 (5.1%)			32%

※ 電源 I 稼働実績の算定における仮定

一般送配電事業者は実需給断面において、電源 I・II の区別せず、メリットオーダーで運用している。

電源 I 稼働実績の算定において、電源 I・II の重複契約のあるユニットについては、電源 II →電源 I の積み上げで活用したものと仮定する。

H3需要の7%を超える不足インバランスが発生した主要因の分析

- 各エリアの2017年度における、電源 I の確保量であるH3需要の7%を超える不足インバランスが発生したコマについて、主要因ごとの回数は以下のとおり。
- 九州及び四国においては、FIT特例①（太陽光）予測外れを主要因とするものが多かった。

算定期間：2017年4月～2018年3月（全17,520コマ）

	不足インバランス がH3の7%以上の コマ数（割合）	うちFIT特例①（太陽光）予測外れ が主要因のもの （H3の5%以上）		うちFIT特例①（太陽光）予測外れ以外 が主要因のもの （H3の5%以上）	
			うち7%以上		うち7%以上
北海道	295 (1.7%)	65	31	195	146
東北	86 (0.5%)	45	20	24	6
東京	42 (0.2%)	30	22	4	2
中部	84 (0.5%)	56	29	20	8
北陸	38 (0.2%)	1		26	19
関西	18 (0.1%)	1		10	6
中国	89 (0.5%)	73	60	8	2
四国	317 (1.8%)	235	197	75	49
九州	330 (1.9%)	289	211	26	7
沖縄	90 (0.5%)	24	13	55	31

FIT特例①（太陽光）予測外れとそれ以外のインバランスの大きさについて

- 各エリアの2017年度における、FIT特例①（太陽光）予測外れとそれ以外のインバランスの最大値（H3需要に対する比率）は、以下のとおり。
- 九州・四国エリアでは、20%を超えるFIT特例①（太陽光）予測外れが発生している。

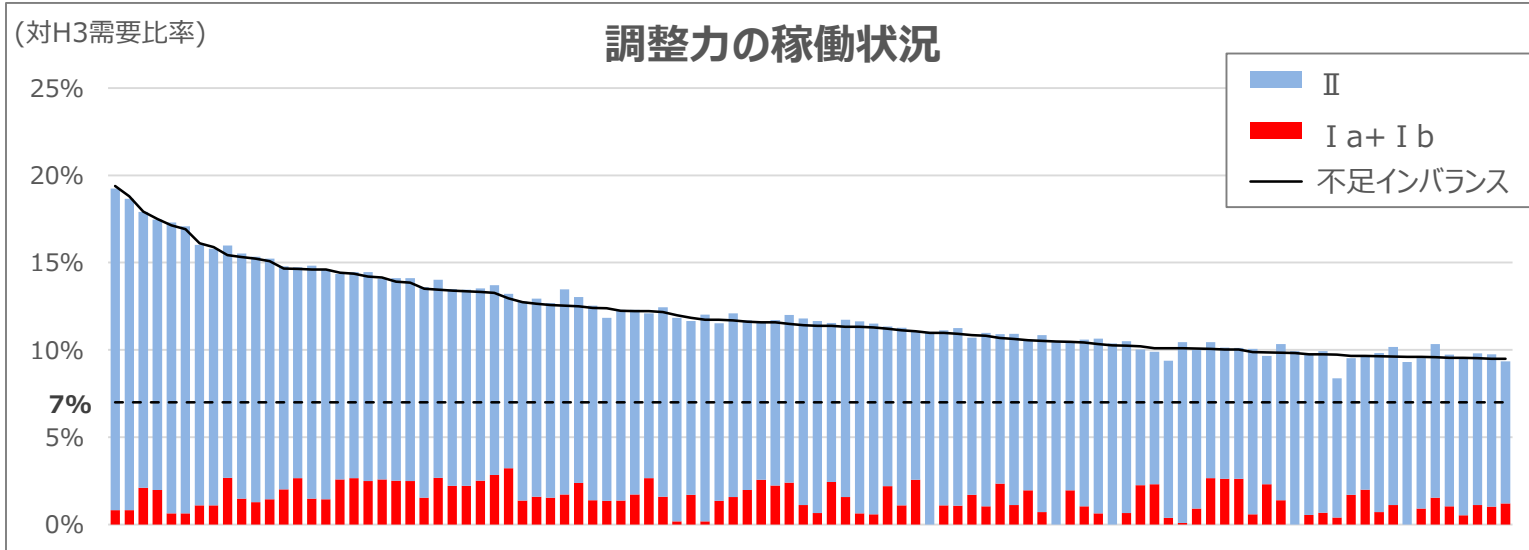
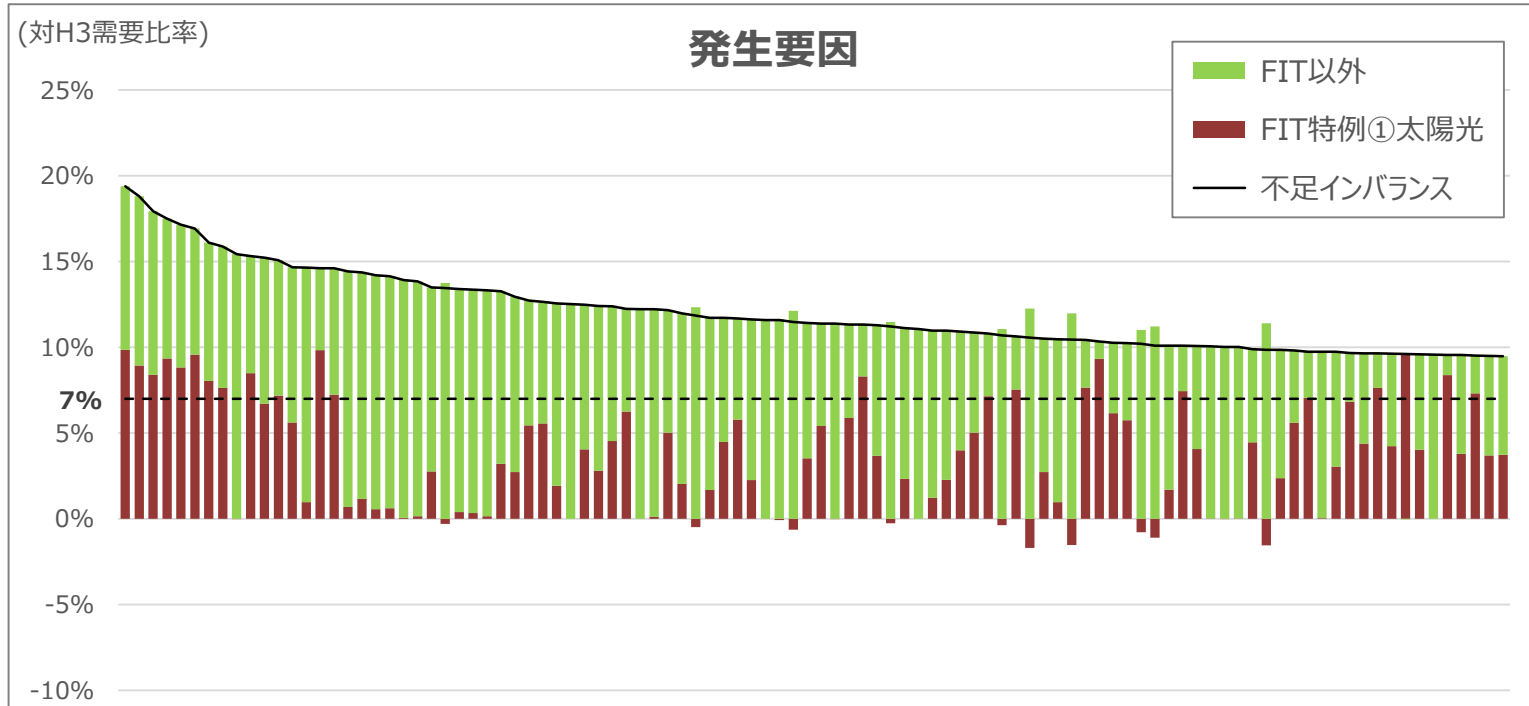
算定期間：2017年4月～2018年3月

H3需要に対する 比率/コマ	FIT特例①（太陽光）予測外れ			それ以外のインバランス		
	不足最大	余剰最大	σ (11:30-12:00)	不足最大	余剰最大	σ (11:30-12:00)
北海道	-10.4%	+9.4%	3.1%	-15.5%	+15.8%	3.8%
東北	-11.9%	+13.7%	3.4%	-8.7%	+11.3%	2.7%
東京	-12.7%	+13.8%	3.1%	-8.2%	+11.1%	1.6%
中部	-9.8%	+8.7%	3.1%	-11.6%	+12.8%	2.4%
北陸	-7.1%	+8.1%	2.2%	-17.9%	+10.2%	1.9%
関西	-6.5%	+7.4%	1.8%	-8.6%	+13.3%	2.4%
中国	-14.1%	+14.0%	4.0%	-8.3%	+11.7%	2.8%
四国	-20.4%	+17.3%	4.6%	-11.5%	+15.6%	2.8%
九州	-26.9%	+22.6%	5.9%	-11.7%	+12.7%	2.9%
沖縄	-19.0%	+10.9%	4.1%	-11.8%	+22.5%	4.4%

※FIT特例①（太陽光）予測外れ：発電計画値及び各一般送配電事業者による推計の発電実績値より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成（インバランス精算のためのインバランス量の合計とは一致しない場合がある。）

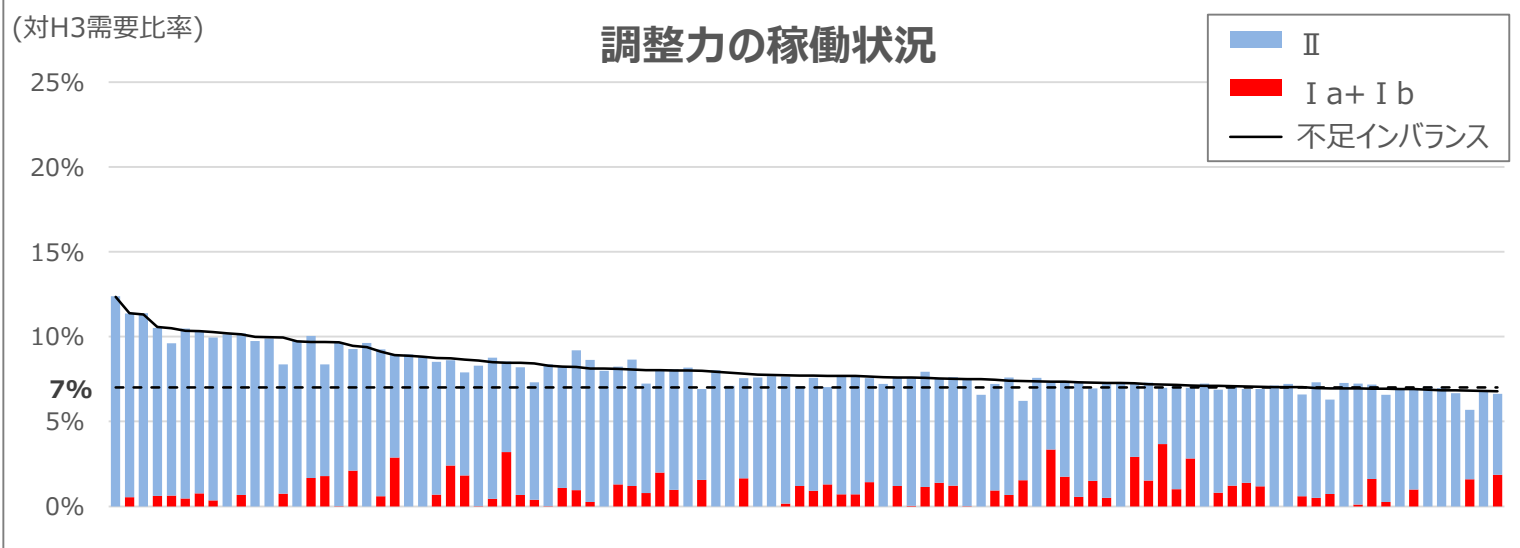
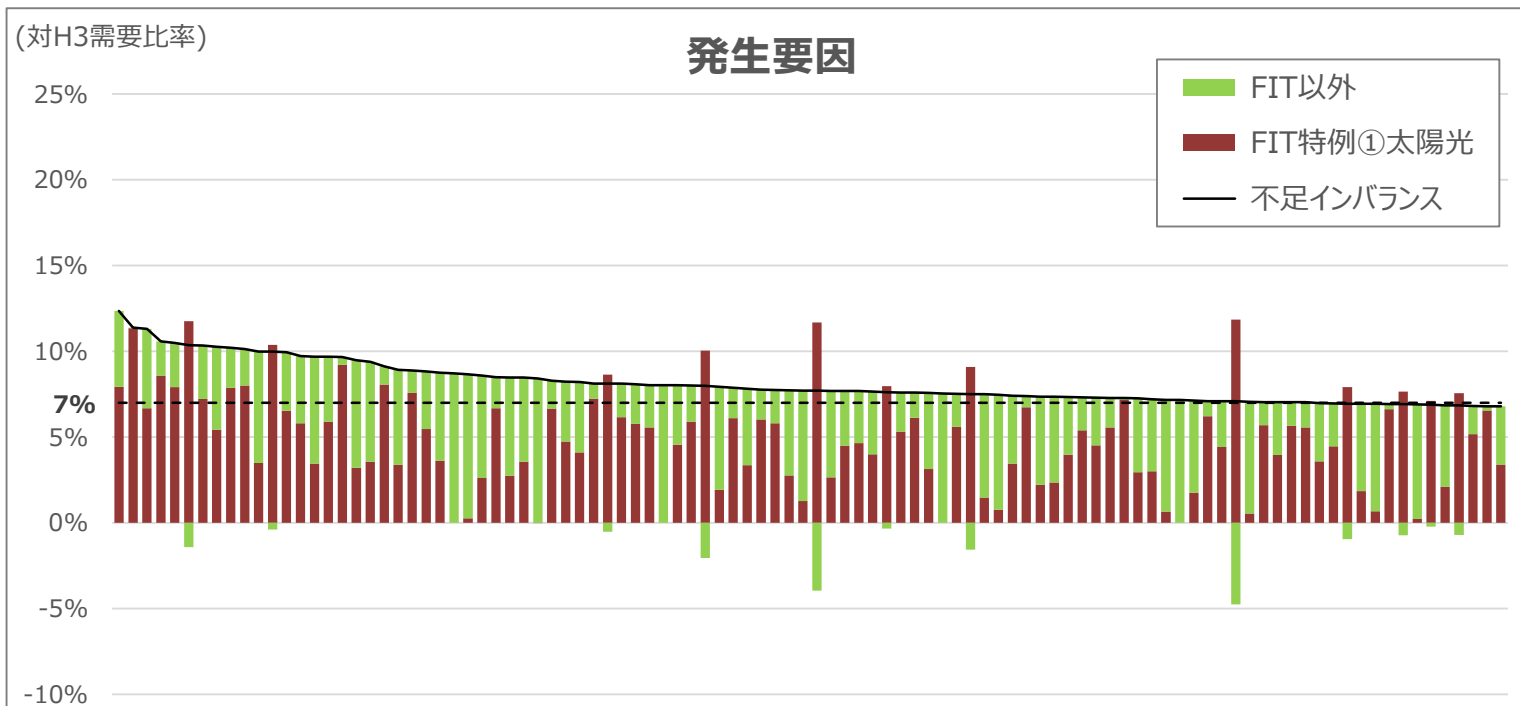
※H3需要に対する比率（%）＝インバランス量又は予測外れ平均値（30分kWh）×2÷H3需要×100

参考：不足インバランスが大きかった上位100コマの分析（北海道）



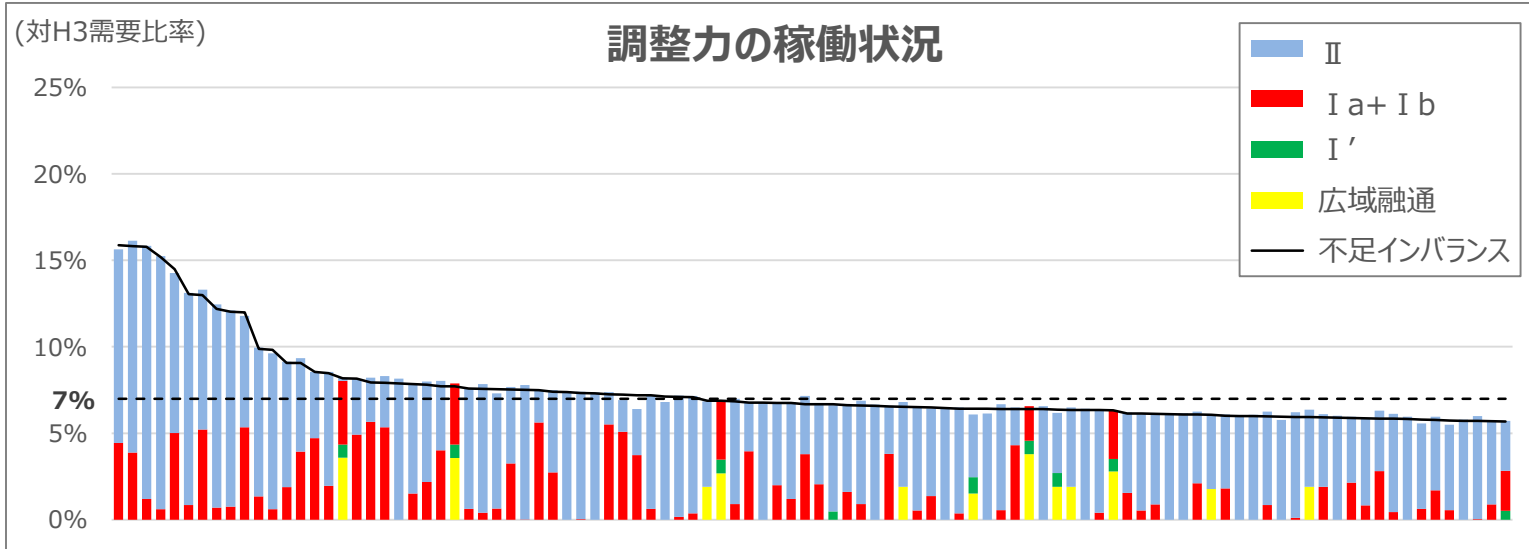
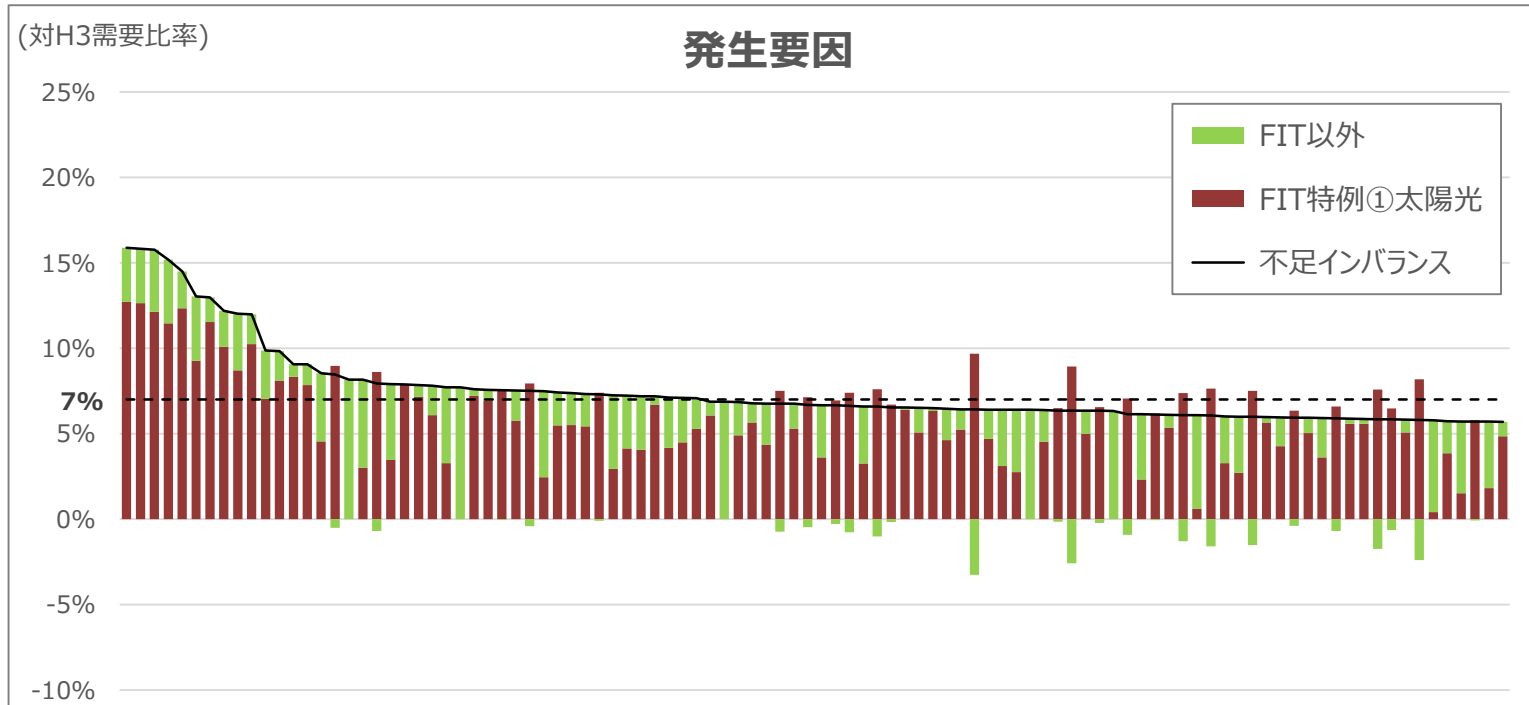
2017年4月～2018年3月（全17,520コマ）のうち不足インバランスが大きかった上位100コマ

参考：不足インバランスが大きかった上位100コマの分析（東北）



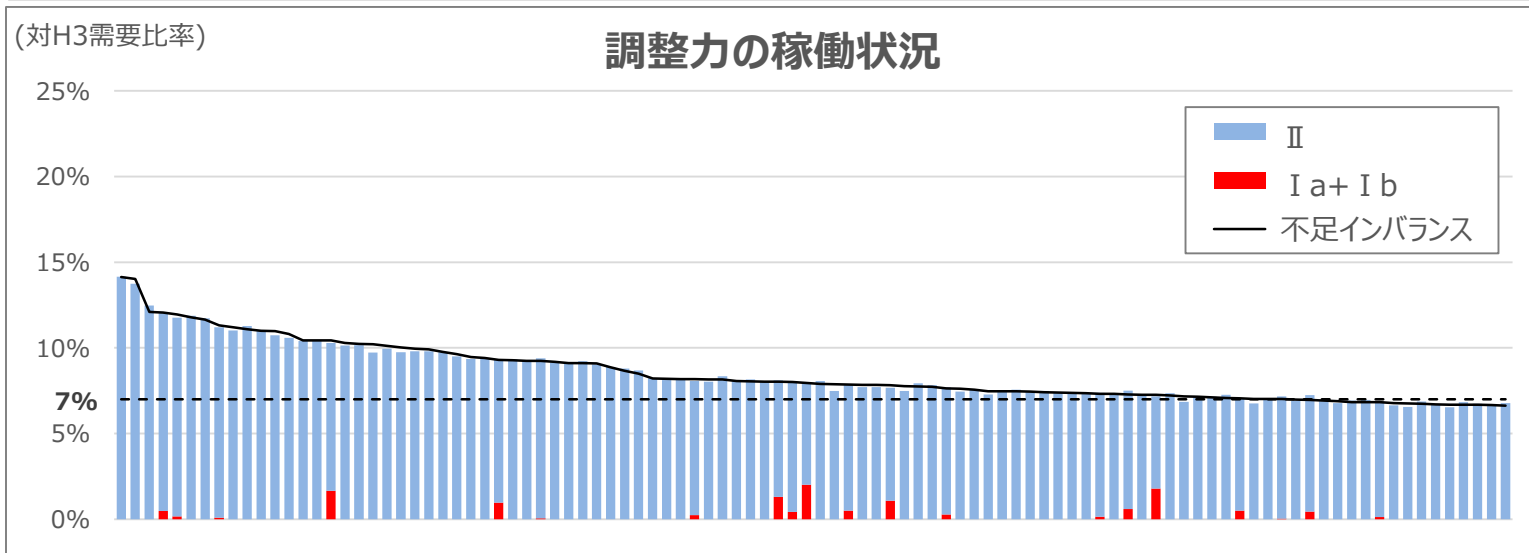
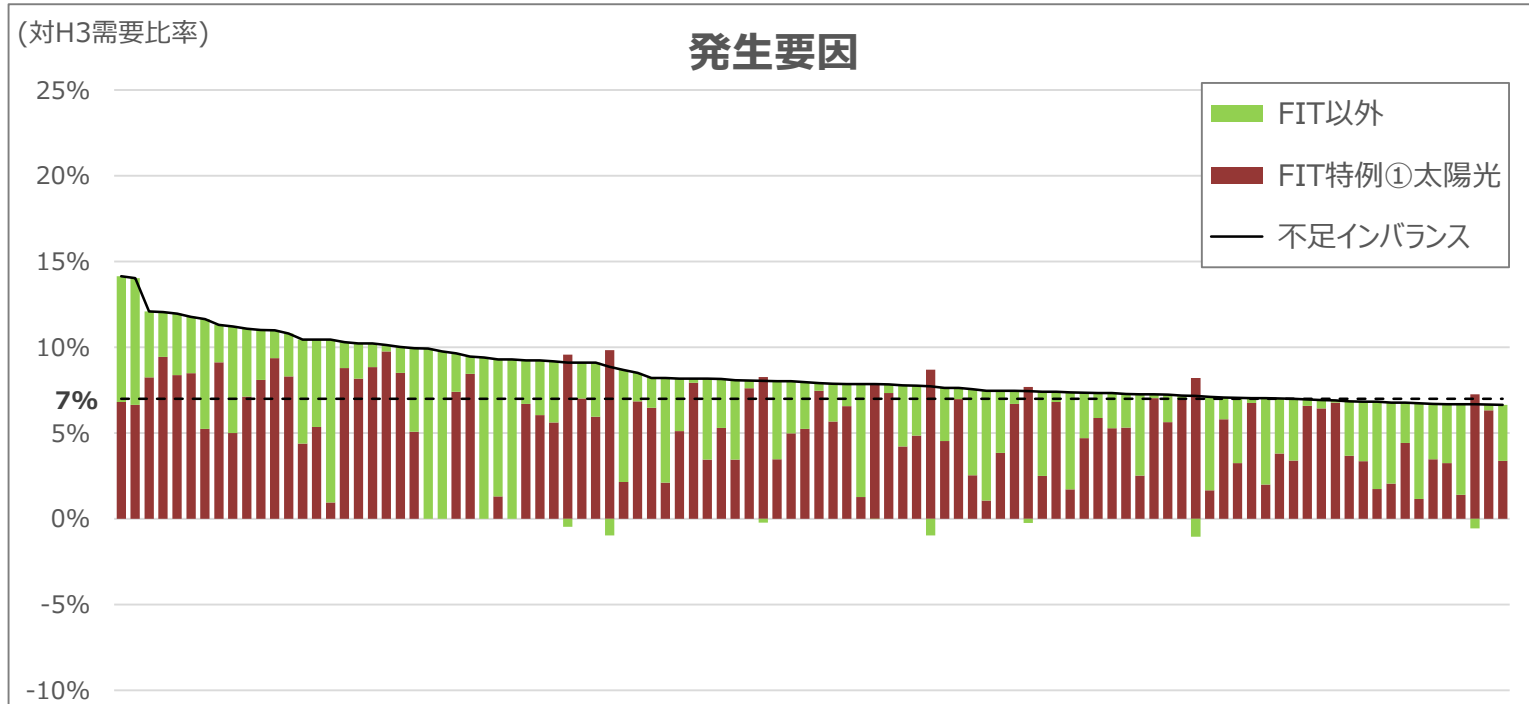
2017年4月～2018年3月（全17,520コマ）のうち不足インバランスが大きかった上位100コマ

参考：不足インバランスが大きかった上位100コマの分析（東京）



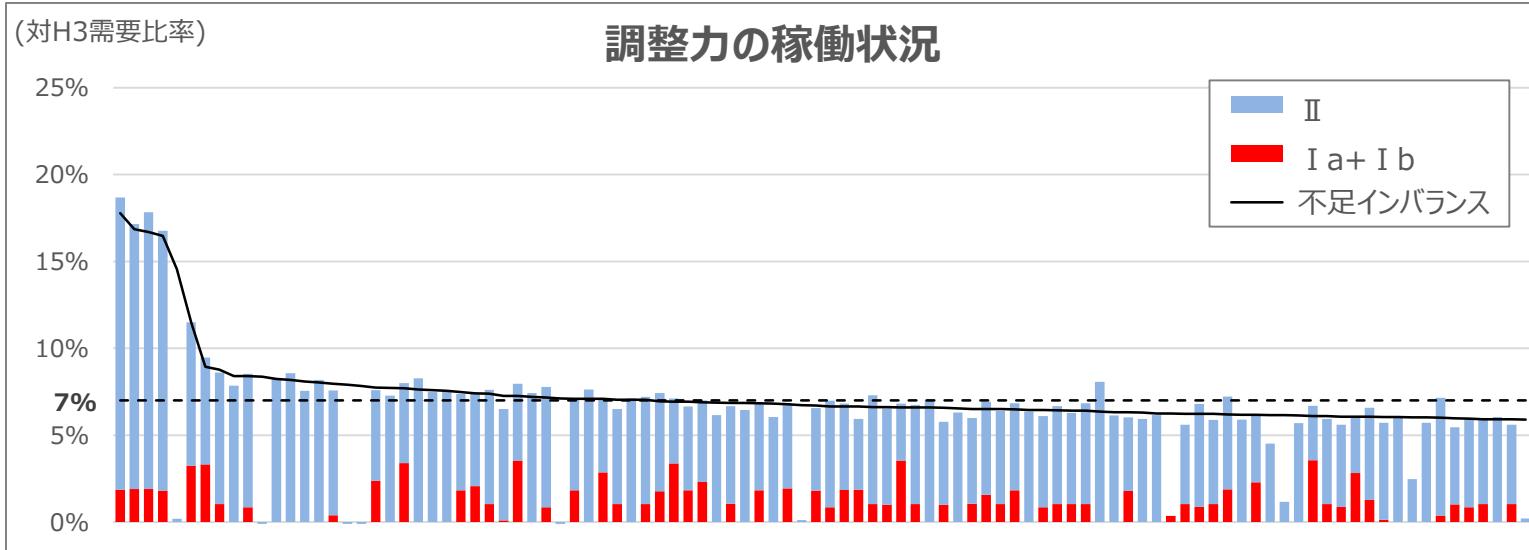
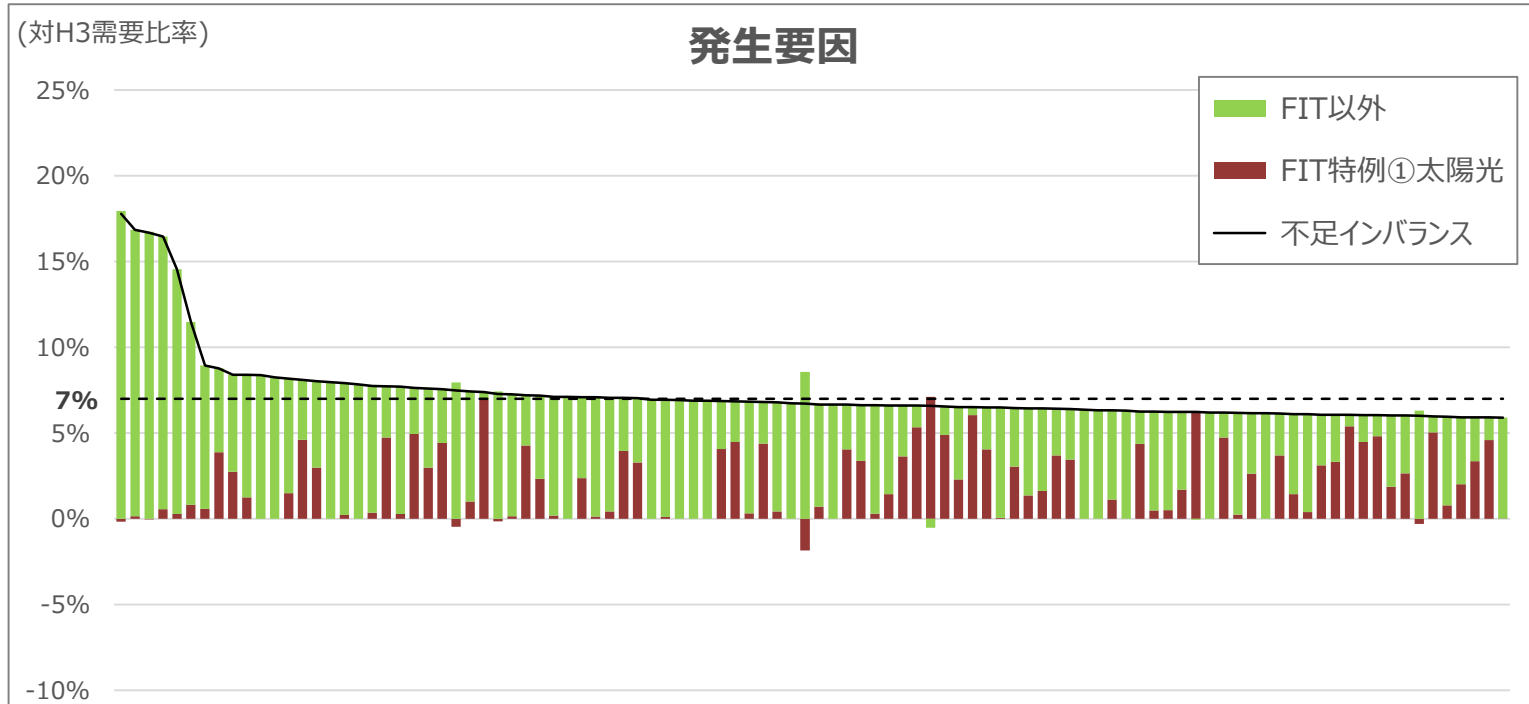
2017年4月～2018年3月（全17,520コマ）のうち不足インバランスが大きかった上位100コマ

参考：不足インバランスが大きかった上位100コマの分析（中部）



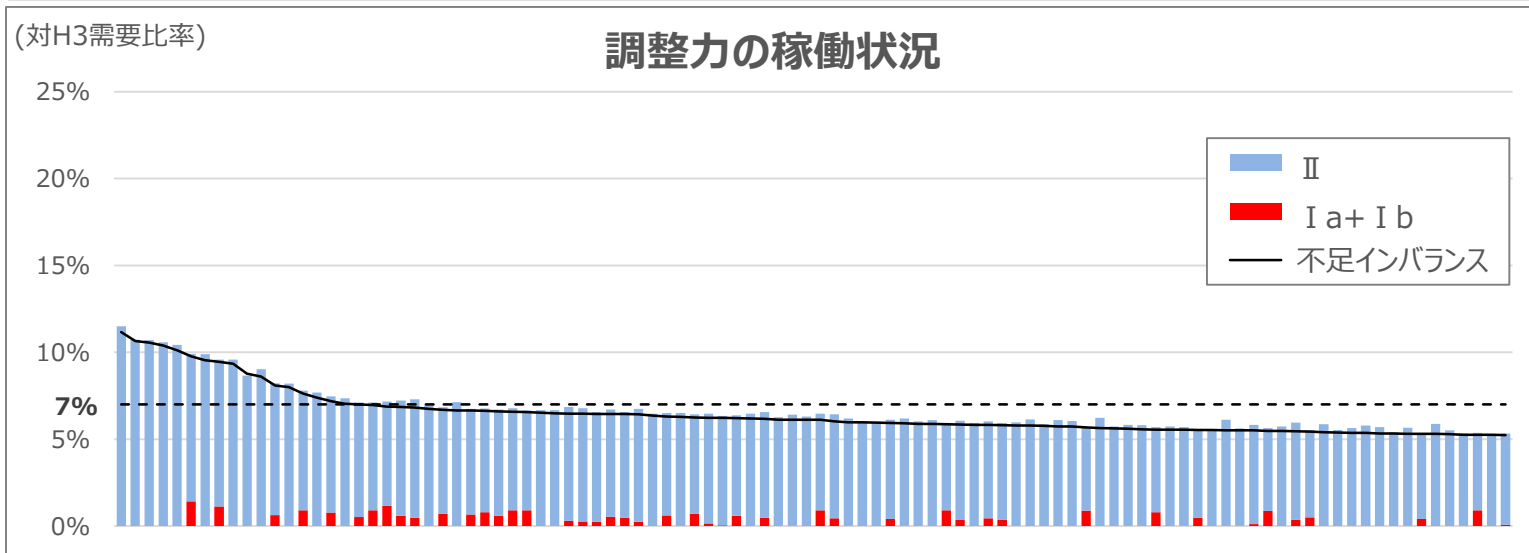
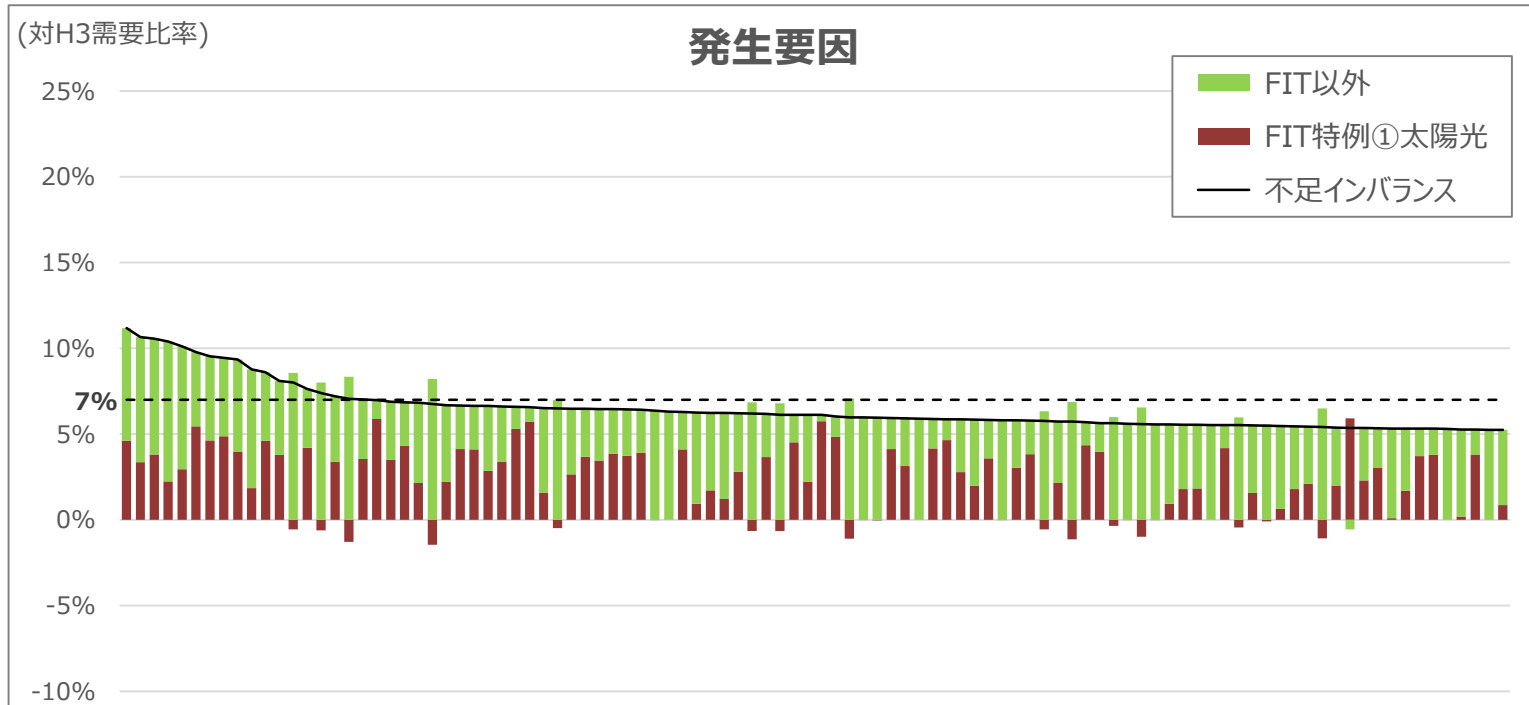
2017年4月～2018年3月（全17,520コマ）のうち不足インバランスが大きかった上位100コマ

参考：不足インバランスが大きかった上位100コマの分析（北陸）



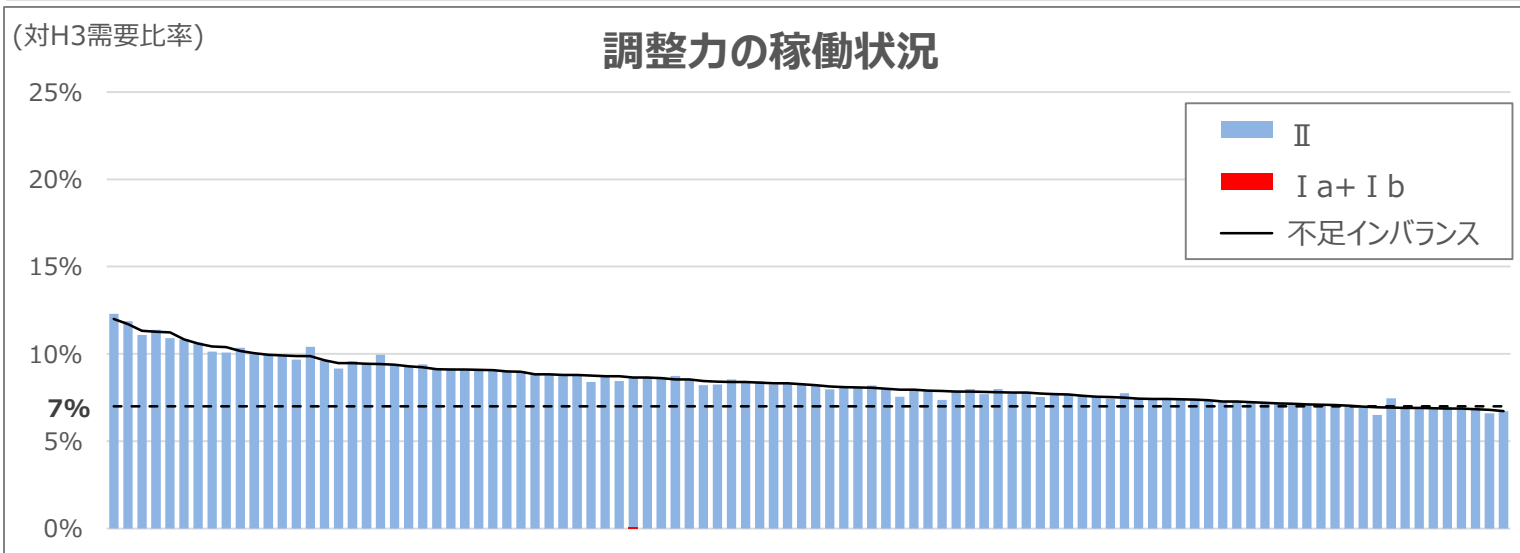
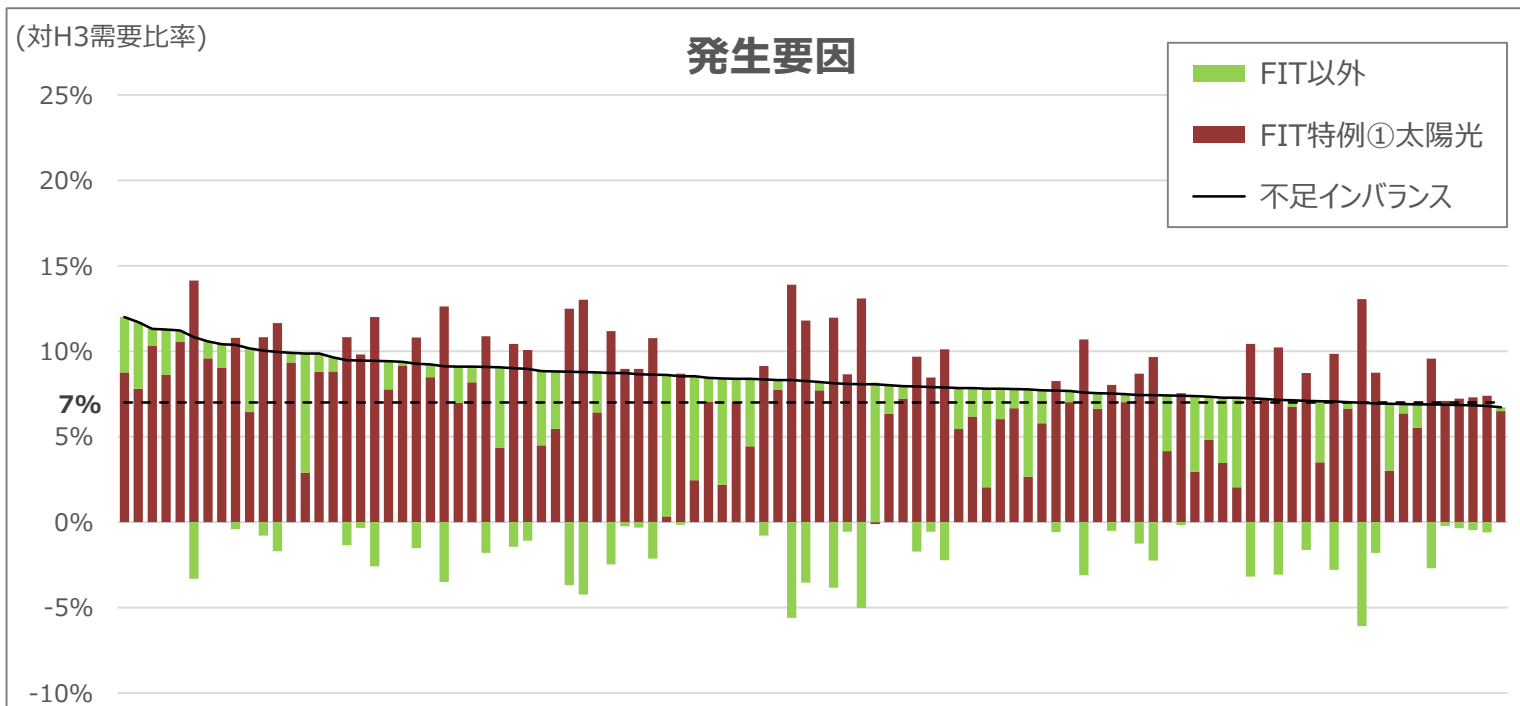
2017年4月～2018年3月（全17,520コマ）のうち不足インバランスが大きかった上位100コマ

参考：不足インバランスが大きかった上位100コマの分析（関西）



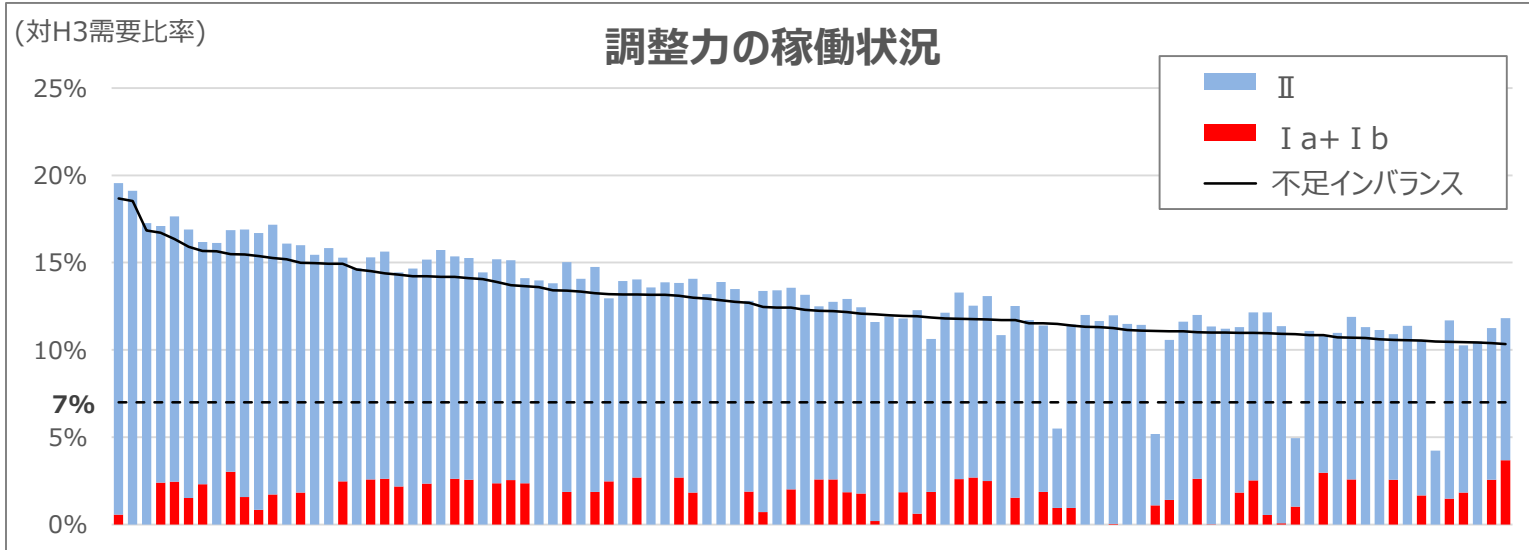
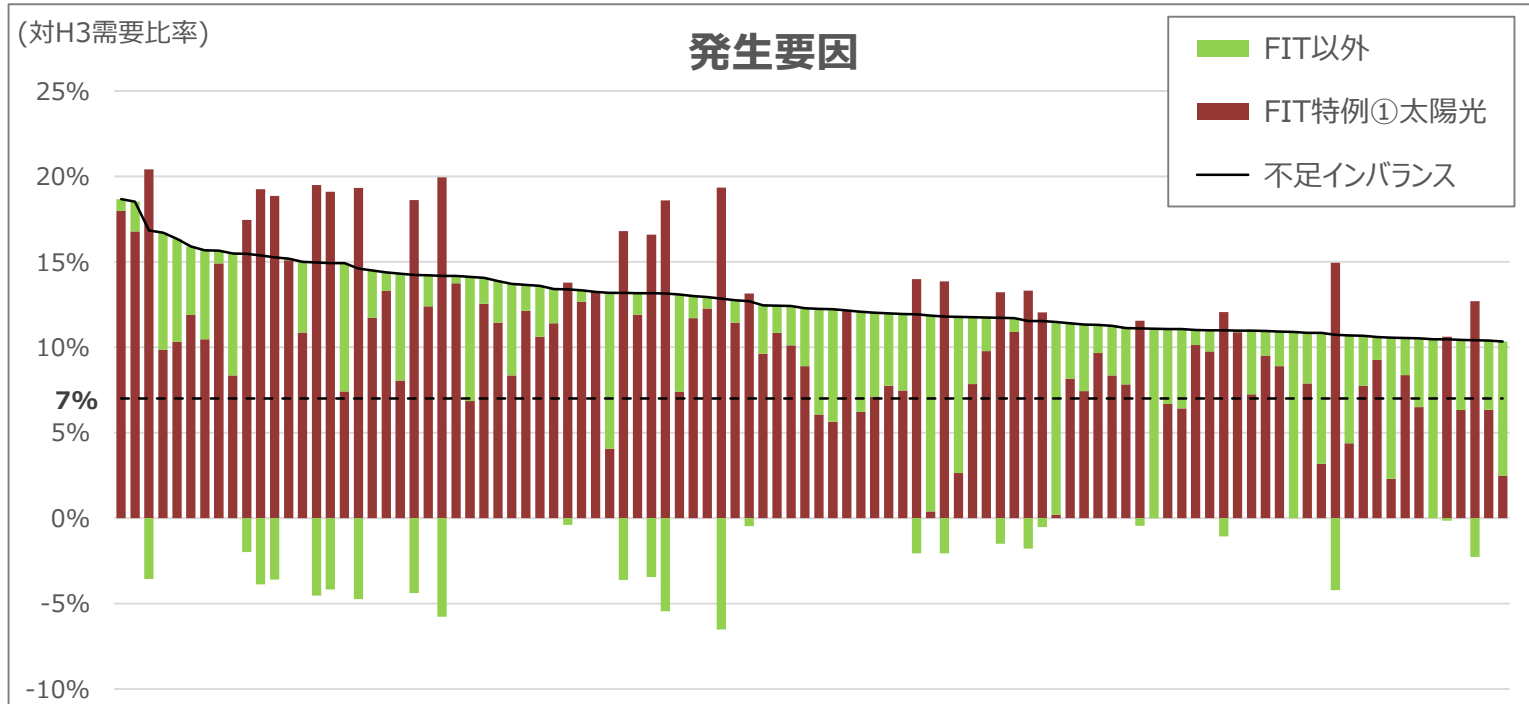
2017年4月～2018年3月（全17,520コマ）のうち不足インバランスが大きかった上位100コマ

参考：不足インバランスが大きかった上位100コマの分析（中国）



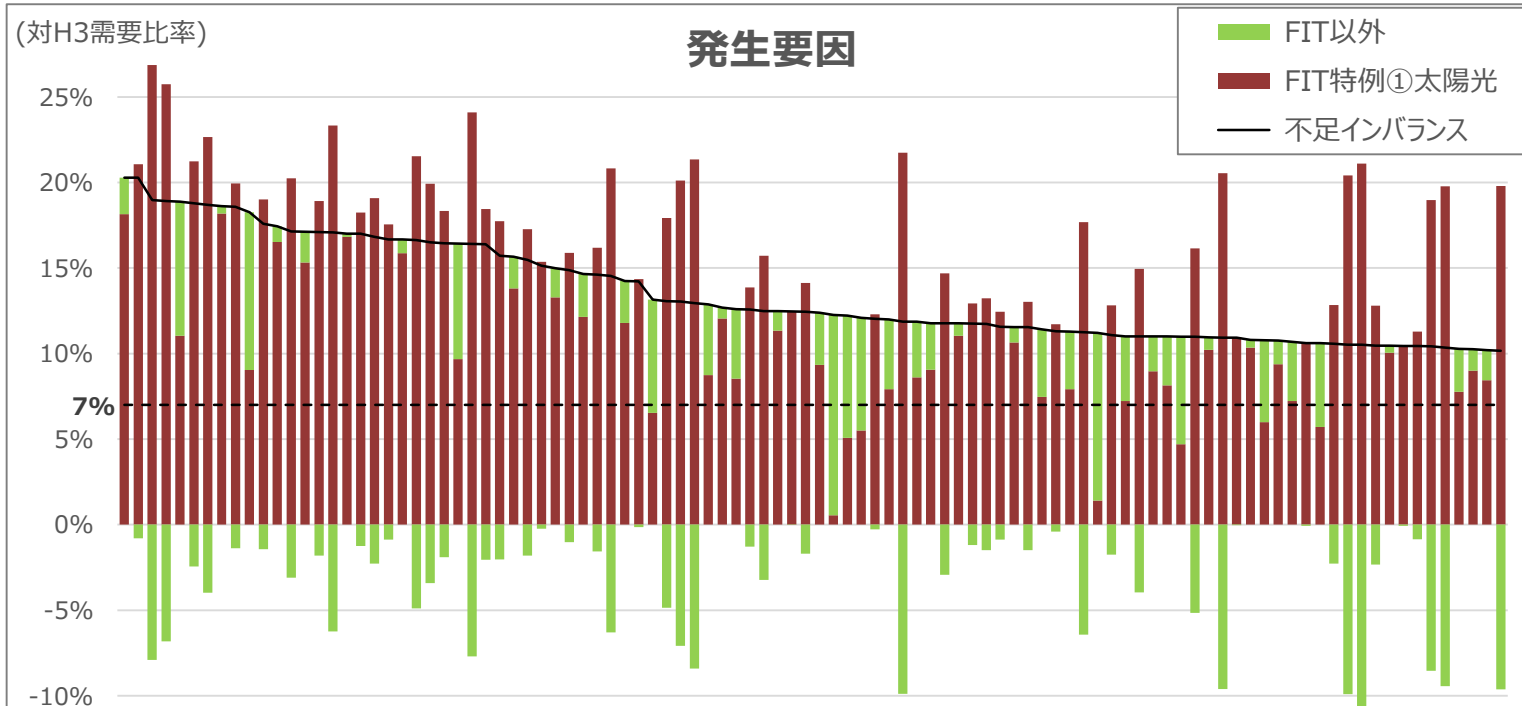
2017年4月～2018年3月（全17,520コマ）のうち不足インバランスが大きかった上位100コマ

参考：不足インバランスが大きかった上位100コマの分析（四国）

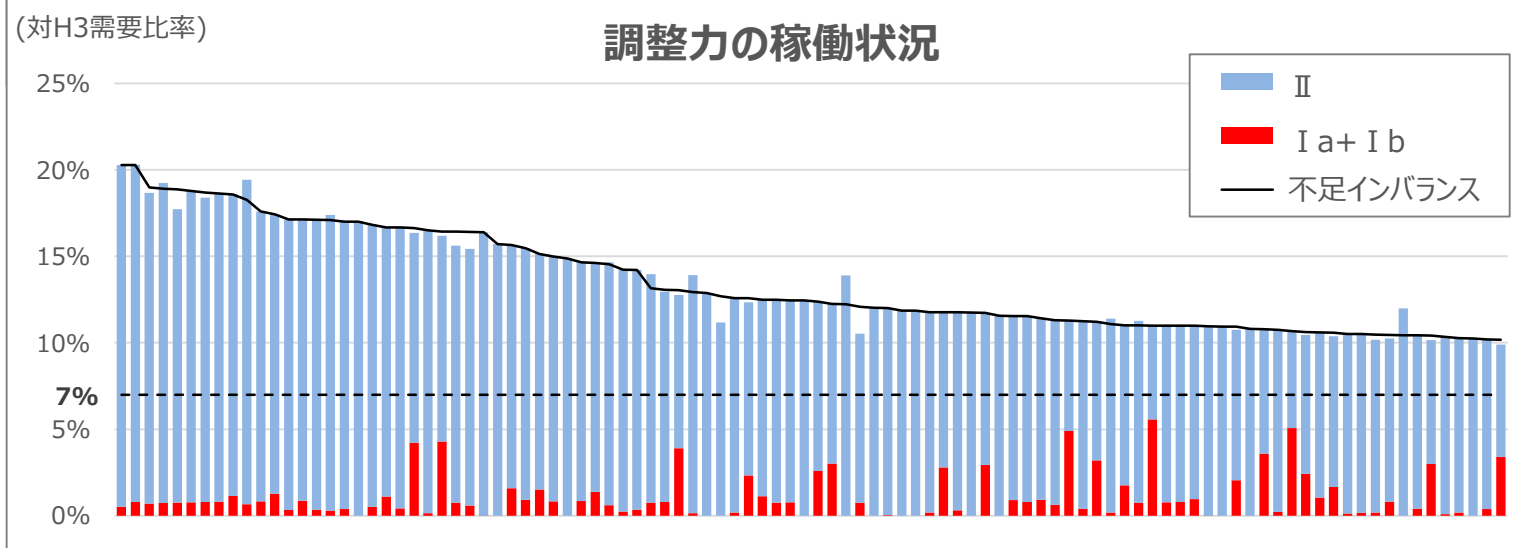


2017年4月～2018年3月（全17,520コマ）のうち不足インバランスが大きかった上位100コマ

参考：不足インバランスが大きかった上位100コマの分析（九州）

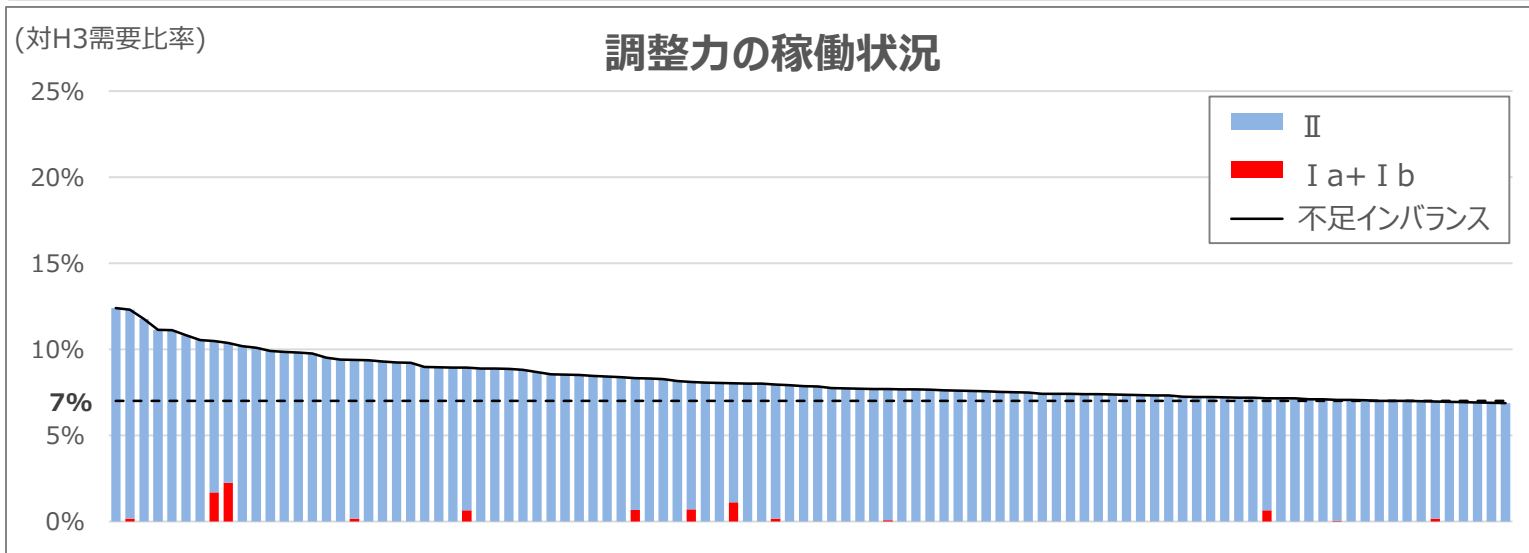
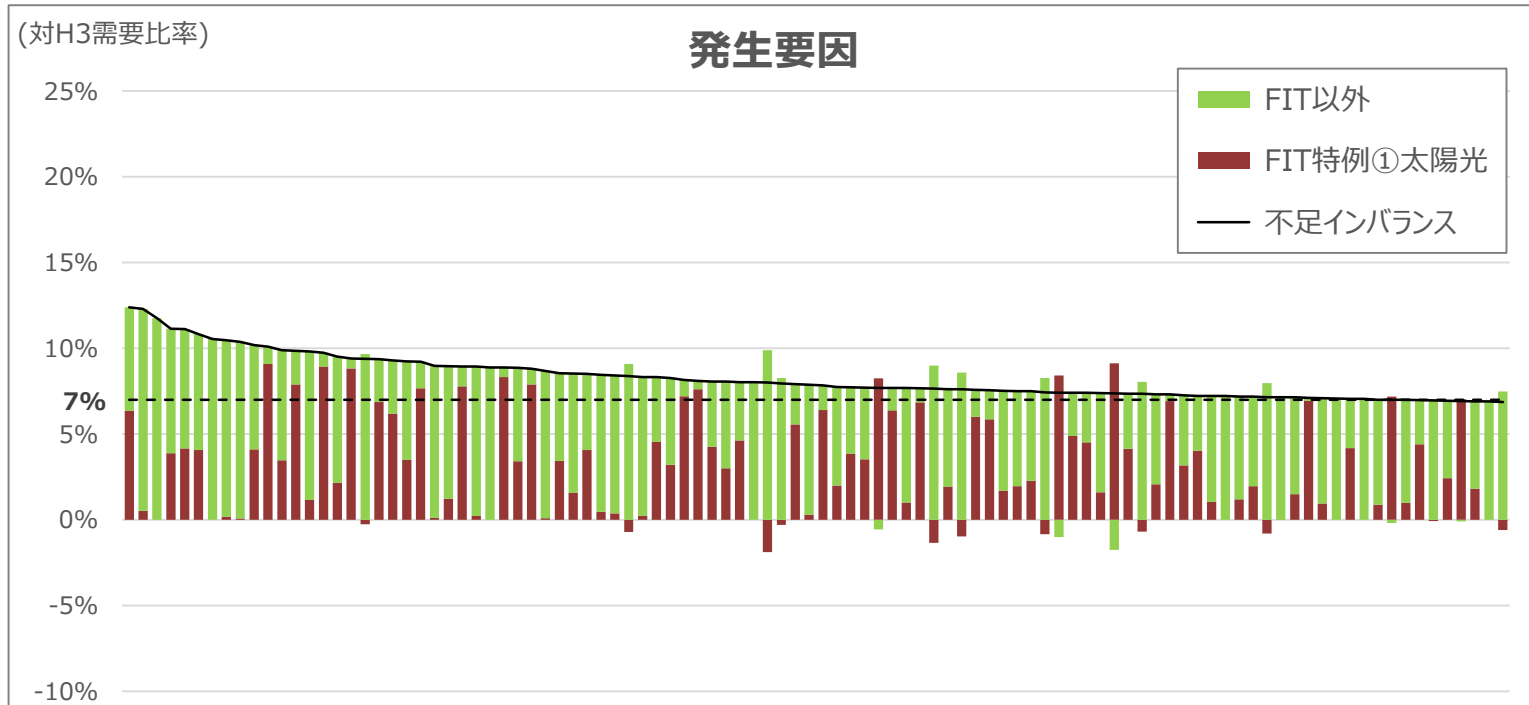


FIT(太陽光)契約量
2017.10月末
対H3需要
50.5%



2017年4月～2018年3月（全17,520コマ）のうち不足インバランスが大きかった上位100コマ

参考：不足インバランスが大きかった上位100コマの分析（沖縄）



2017年4月～2018年3月（全17,520コマ）のうち不足インバランスが大きかった上位100コマ

今回の分析から得られた示唆①（電源Ⅰの確保量について）

- 大きな不足インバランスの発生に対し、一般送配電事業者は、多くのケースにおいて主に電源Ⅱで対応していた。
- 不足インバランスがH3需要の3.5%以上のコマにおいて、電源Ⅰの稼働量が同4.9%（稼働率70%）を超えたコマがあったのは東京と九州のみ。北海道、中部、関西、沖縄は、同3.5%（稼働率50%）を超えたコマがなかった。
- （なお、今回の分析はあくまで30分コマでの分析であり、時間内変動の状況によっては、短時間、より大きな稼働をしていた可能性はある。）
- 現在は、年間を通じて一定量の電源Ⅰ（H3需要の7%）を確保することとされているが、効率性の観点からは、年間を通じた確保量は改めて精査する必要があるのではないか。
- 今回の分析結果を広域機関に提供し、来年度の調整力確保の在り方の検討にあたって参考にするよう要請することとしたい。

今回の分析から得られた示唆②（電源Ⅱの事前確保について）

- 他方で、主にFIT特例①（太陽光）の予測外れにより大きな不足インバランスが多く発生するエリアでは、大きな予測外れが懸念される場合にはスポット市場前に自社発電・小売部門の電源Ⅱを予約することで、それを確実に確保するようにしている。

（スポット市場等で電源Ⅱが売れてしまった場合には、域内に電源Ⅱが残らない可能性があるため。）

- こうした手法による調整力の確保は、確実性・透明性・公平性等の観点で望ましい手法とは言いがたく、調整力確保の在り方について、関連する制度議論等も踏まえて検討してはどうか。

※ 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 中間整理においても、「自然変動電源の導入が拡大する中、適切な量の調整力を確保し、費用回収するための仕組みも検討すべきである。」とされている。

（対策の例）

○中長期的対策

- 需給調整市場創設時に、広域的に調達する三次調整力②（低速枠）を創設し、FIT予測外れに対応するための調整力を広域的に調達できる仕組みを導入する。

○短期的対策

- 一般送配電事業者において、電源Ⅱの予約に代わる透明性の高い手法を速やかに検討。（FIT予測外れに対応するための調整力を追加調達する仕組みなど。）
 - ✓ その調達量及び頻度は必要最小限のものであるべきであり、その算定方法について今後整理する。
 - ✓ 市場支配力を有する調整力提供者については、価格についての規律を設ける（当該事業者に生じる機会損失等も考慮して設定）。
 - ✓ 現在議論している再エネ予測誤差の調整にかかる役割分担や、時間前市場に関する議論と整合するように議論を進める。

参考：電源Ⅱの事前予約について

- 旧一般電事業者の小売部門が自ら保有する電源（GC後に電源Ⅱと位置付けられるもの）を一般送配電事業者からの要請によりGC前にスポット市場や一時間前市場に投入せずに確保する事例が確認された。

○第25回制度設計専門会合（平成29年12月26日）資料5

	確保の有無	確保する水準	考え方
北海道電力	今後、確保の可能性有	—	✓ 今後、再生可能エネルギー電源の導入拡大等によってはあり得る。
東北電力	無	—	✓ —
東京電力EP	無	—	✓ —
中部電力	有	2% (11月実績より算出)	✓ 恒常的に確保することはないが、一般送配電事業者より依頼があった場合は、協議の上、確保する。
北陸電力	無	—	✓ —
関西電力	無	—	✓ 今まで一般送配電事業者より、確保するように依頼されたことはない。
中国電力	今後、確保の可能性有	—	✓ 今後、再生可能エネルギーの導入拡大等により、一般送配電事業者より依頼があった場合は、協議の上、確保することがあり得る。
四国電力	有	確保量は状況により異なる	✓ 太陽光の予測誤差への対応として、電源Ⅱを一定程度確保することが有る。
九州電力	有	0.5% (過去実績平均)	✓ 電源Ⅱについては、一般送配電事業者から要請があった場合に、電源Ⅰ・Ⅱ調整力募集要項に基づき予備力とは別に確保。

※現在、九州電力は電源Ⅱの事前予約を行っていない。

今回の分析から得られた示唆③（太陽光の予測精度改善の重要性）

- いくつかのエリアでは、太陽光（FIT特例①）の予測外れによって、多数の大きなインバランスが発生している。
- 今後、太陽光発電はさらに増加すると見込まれ、太陽光の発電計画の予測精度を高めていくことが重要。
- 引き続き、発電計画の予測精度改善に向けた方策について検討していく。（資源エネルギー庁の審議会における検討に情報提供などを行う。）

太陽光の発電計画の予測精度改善に向けて考えられる対策の例

○1年程度で着手・実施可能な対策

太陽光の発電計画策定のタイミングやその見直しのタイミングをできるだけ遅らせることができるよう、関連制度の見直しや環境整備等を行う。

- 太陽光の発電計画を見直す際に追加の電源調達等が円滑にできるよう、時間前市場の改善を進める。
- 特例①及び特例③について、計画策定のタイミングを遅らせるあるいは計画修正を可能とする。

自らの創意工夫により精度の高い発電計画の策定を行う発電・小売事業者を増やす。

- 特例②への移行を促進。

○短期的対策

今の仕組みを前提に、送配電事業者による予測の精度を高める（送配電事業者間のノウハウの共有など）。

- 監視等委員会事務局から電気事業連合会に対し、ノウハウ共有のための取組みを進めるよう要請済み。

参考：H3需要の7%を超える不足インバランスの発生について

- H3需要の7%を超える不足インバランスのコマ数（月別）は以下のとおり。

算定期間：2017年4月～2018年3月（全17,520コマ）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	計
北海道	25	24	8	6	9	8	21	17	11	47	34	85	295
東北	18	3		7	6	1	16	8	4	1	6	16	86
東京		7			1		4		8	10	12		42
中部	4	11	2		3	5	5	6	19	15	14		84
北陸				18			7	3	4	3	1	2	38
関西				12						1	5		18
中国		1	2	3		7	22	13	23	3	2	13	89
四国	16	37	11	24	1	44	42	32	45	23	22	20	317
九州	21	19	34	30	42	54	14	31	33	14	15	23	330
沖縄	9	17	8			4	9	3	7	17	8	8	90

参考：H3需要の7%を超える不足インバランスの発生について

- 不足インバランスがH3の7%を超えるコマについて、時間帯ごと（48コマ）に累計したコマ数は以下のとおり。

算定期間：2017年4月～2018年3月（全17,520コマ）

時 コマ	0		1		2		3		4		5		6		7		8		9		10		11		12		13		14		15		16		17		18		19		20		21		22		23		計		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48			
北海道	2	1	1	1	1	2	1				1	3	2	7	4	9	17	29	27	15	18	18	16	15	12	14	8	8	7	4	4	4	4	3	4	5	6	2	2	3	1	4	3	2	3	1	1	295			
東北		1		1	1	1						1	1	2		2	3	3	4	5	6	8	9	7	9	8	5	4	2	1		1			1													86			
東京																	4	2	2	2	2	3	5	7	4	8		1						1			1												42		
中部																1	2	5	3	5	9	9	8	6	6	7	6	6	2	2	1	1	1									1	1	1	1				84		
北陸								1				1						1		2	4	1	4	3	3	3	2		1	2	1	2	1		2	1		2	1		1	1			1			38			
関西																				2	4	2	1	1	1	2	1	1		1	1	1																	18		
中国															1	1	3	5	5	3	4	5	6	10	7	6	8	10	7	4	2	1	1																	89	
四国	1	1					1										3	8	15	25	25	25	26	24	22	27	31	25	18	14	6	4	3	2			1	2	1	1	1	1	1			1	1	1	317		
九州																1	7	8	16	26	27	27	25	26	24	28	24	23	18	18	11	7	9	3	2																330
沖縄	1				1												2	2	3	2	1	5	4	7	7	5	3	6	5	5	5	6	4	3	1	2	2	1	2	1		1					1	1	1	90	

参考：インバランスの発生と電源 I の稼働実績について

- 不足インバランスがH3需要の7%を超えるコマにおける電源 I の稼働実績（月別）は以下のとおり。

算定期間：2017年4月～2018年3月（全17,520コマ）

	電源 I 稼働量 対H3需要	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	計
北海道														0
東北	3.5%-4.9%					1								1
東京	4.9%以上										4	5		9
	3.5%-4.9%		1								2	5		8
中部														0
北陸	3.5%-4.9%				1									1
関西														0
中国														0
四国	3.5%-4.9%								1					1
九州	4.9%以上						3			1				4
	3.5%-4.9%	1			1	3			13	5		7		30
沖縄														0

参考：FITインバランス特例制度①の見直しの基本的方向性について

2018年5月 第9回電力・ガス基本政策小委員会
事務局資料

- 現行FITインバランス特例①（特に太陽光・風力）は、前々日の気象予報等に基づき送配電事業者が計画値を予測するが、時間経過に伴う予測精度向上により、送配電事業者と無関係に、計画締切以前に明らかな誤差が判明する状況が発生する。
- 他の系統利用者の計画変動分における調整の役割分担と比較して、FIT予測のみ、締切以前に判明した変動分の調整も全て送配電事業者に依存するのは望ましくない。また、FIT期間終了後も見据え、再エネが自立した主力電源となるためには、系統利用者側で予測変動を踏まえた調整ができることが必要。
- ついては、系統利用者も一定の役割を担っていくよう、締切までの間に、送配電事業者は発電計画を見直し、その変動に伴う調達・販売計画の調整を、系統利用者が担うことを基本的方向性として、検討を進めることとしてはどうか。
- 一方、計画の予測については、必ずしも系統利用者が行うために必要な情報等が十分共有・公表されておらず、送配電事業者が行う方が効率的であるが、FIT期間終了後も見据えれば、予測についても同様に系統利用者において自律的に行えることも重要であり、これを促すような環境整備を検討していくこととしてはどうか。

※なお、今後増加が見込まれる送配電買取によるFIT特例③については、継続してその調整の在り方を検討していく。

参考：ゲートクローズ前の調整手段（時間前市場）の充実化について

2018年5月 第9回電力・ガス基本政策小委員会
事務局資料

- 前述したインバランス料金見直しに伴う需給バランス一致のインセンティブ強化やFITインバランス特例制度運用見直しを導入した場合、時間前市場の取引ニーズは大きく高まることを見込まれる。
- 将来的なこれらの制度変更を見据え、事業者が需給バランス一致のために積極的に活用できる時間前市場の実現に向け、取引の実態等も考慮しつつ、監視等委員会において取引円滑化の方策の検討を進めることとしてはどうか。

【需給バランス一致、FITインバランス特例制度運用見直しを想定した 時間前市場における主な懸案事項】

- ゼラ場市場の特性上、買い手側・売り手の双方で相手方のポテンシャルが把握できない中で、事業者からは「市場に厚みがない」との声も聞かれている。事業者に対して市場の厚みを示し、時間前市場に対する信頼性を構築していく必要があるのではないか。
- ゼラ場市場は即時性のある取引が可能な一方で、価格指標性が低いという特徴もある。時間前市場における価格指標性をどのように考えるか。
- サラバ市場の取引では、僅かな入札タイミングの違いにより入札結果が大きく異なることも想定される。FIT発電計画の変更連絡の僅かな時間差等が事業者間の調整コストに差をもたらす可能性があることを、どのように考えるか。
- 約定結果の計画への反映のために、1時間前市場への入札が計画締切である実需給1時間前より相当前段階で引き上げられてしまう点をどのように考えるか。