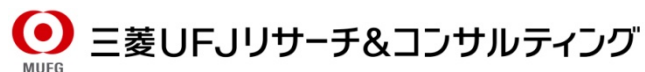


海外におけるインバランス料金等の送配電関連制度に関する研究会
第2回研究会 報告用資料

前回指摘事項を踏まえた追加調査の状況 (英国)

平成30年11月9日



(制度調査関連)

- ・インバランス制度改正による効果
- ・LoLP及びVoLLの算定根拠について
- ・BRPにかかる規律について

インバランス制度改正の評価①

- インバランス制度の改正について、Ofgem(Analysis of the first phase of the Electricity Balancing Significant Code Review)及びElexon(P305 Post Implementation Review)が評価、分析結果を実施。

インバランス価格に関する評価

- PAR(限界的な調整行為の決定)の引き下げ、RSP(予備力希少性価格)を用いた価格設定、VoLL(停電価値)の導入は、市場参加者が系統予備率の低下時に不足インバランスとなることを避けるインセンティブを高めたと考えられる。
- 制度改正後のインバランス価格は、TSOの需給調整コストをよく反映しており、市場参加者が安定供給に資する行動をとるインセンティブが高まったことは明らか。

改正前後のインバランス価格

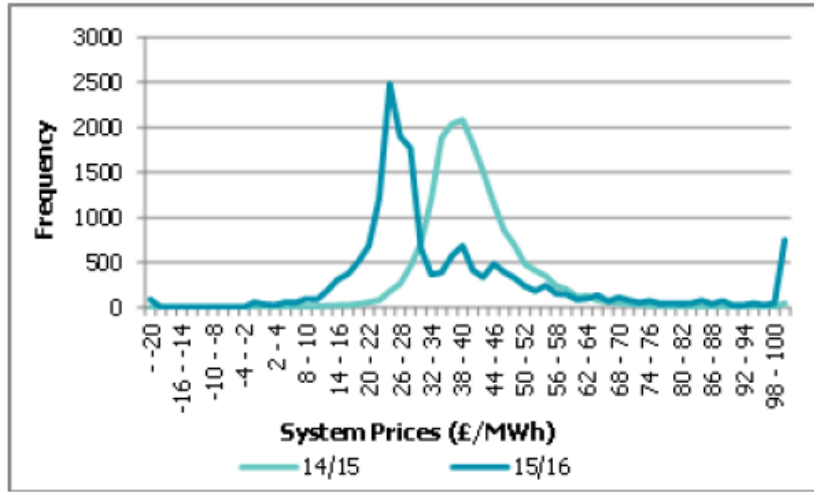
		最低値	最高値	平均値	標準偏差
系統余剰・不足の 区別なし	P305以前	-£78.00	£429.10	£43.38	£19.30
	P305以降	-£100.00	£1,528.72	£41.34	£39.65
系統余剰	P305以前	-£78.00	£109.91	£32.90	£6.30
	P305以降	-£100.00	£248.44	£27.48	£9.84
系統不足	P305以前	£21.50	£429.10	£60.33	£21.12
	P305以降	£18.43	£1,528.72	£70.67	£58.55

(出所)Ofgem「Analysis of the first phase of the Electricity Balancing Significant Code Review」

※現在も調査中のため、一部不正確な情報が含まれる可能性がある 2

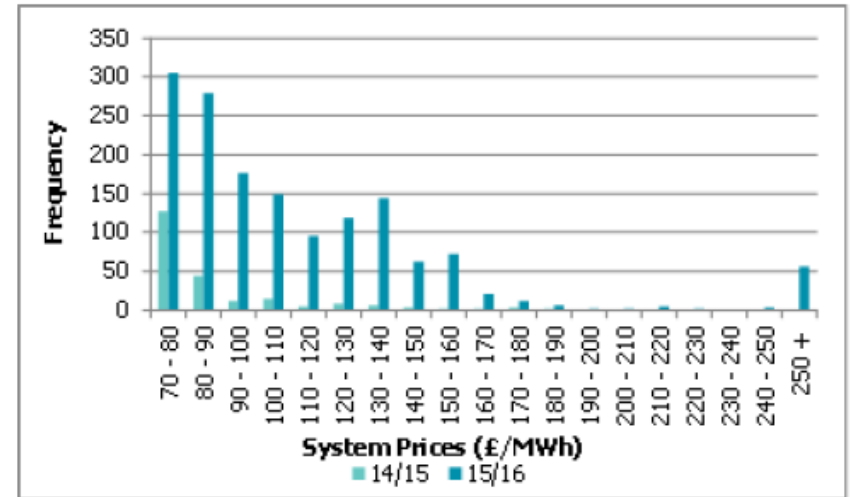
インバランス制度改正の評価②

系統価格の価格レンジ別の精算コマ出現回数



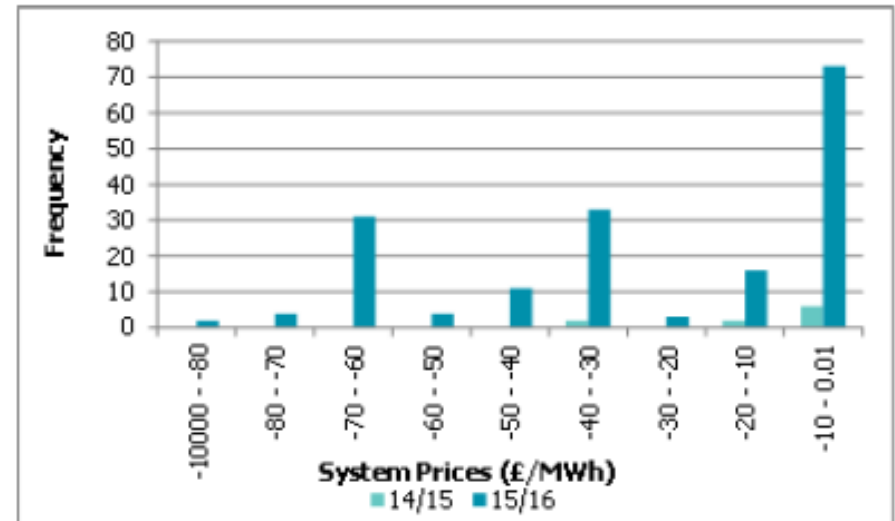
Graph 3.3 – Frequency of System Prices (2014/15 vs. 2015/16)

系統価格が70£/MWh超となった精算コマの出現回数



Graph 3.4 – System Prices above £70/MWh

系統価格がマイナスとなった精算コマの出現回数



Graph 3.5 – System Prices below £0/MWh

(出所)ELEXON「P305 Post Implementation Review」

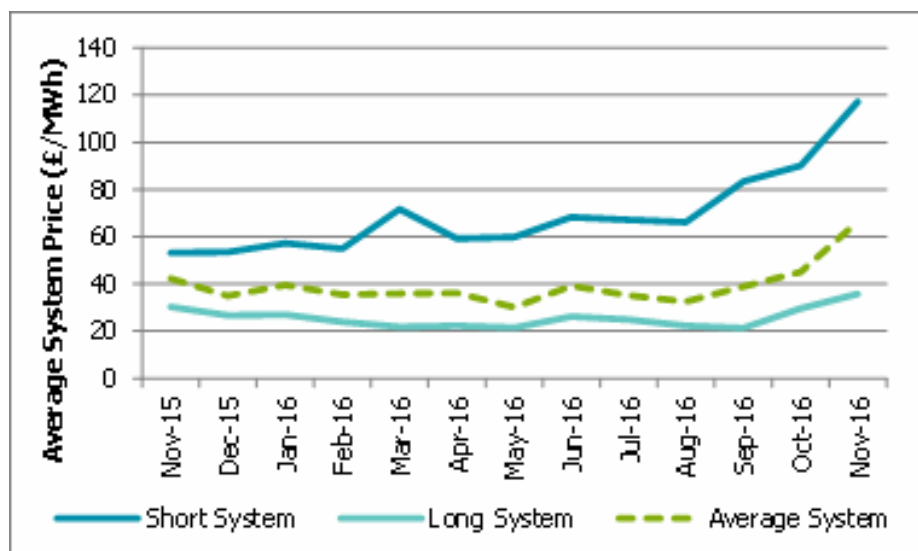
※現在も調査中のため、一部不正確な情報が含まれる可能性がある

インバランス制度改正の評価③

インバランス価格の推移に関する分析

- 制度改正後、系統不足コマの平均インバランス価格は上昇。系統余剰コマの平均インバランス価格は当初下落しその後上昇。平均インバランス価格は概ね横ばいだったが、急激に上昇している。

月間平均インバランス価格の推移



系統不足時の月間インバランス価格
(最小値・最大値・中央値・標準偏差)

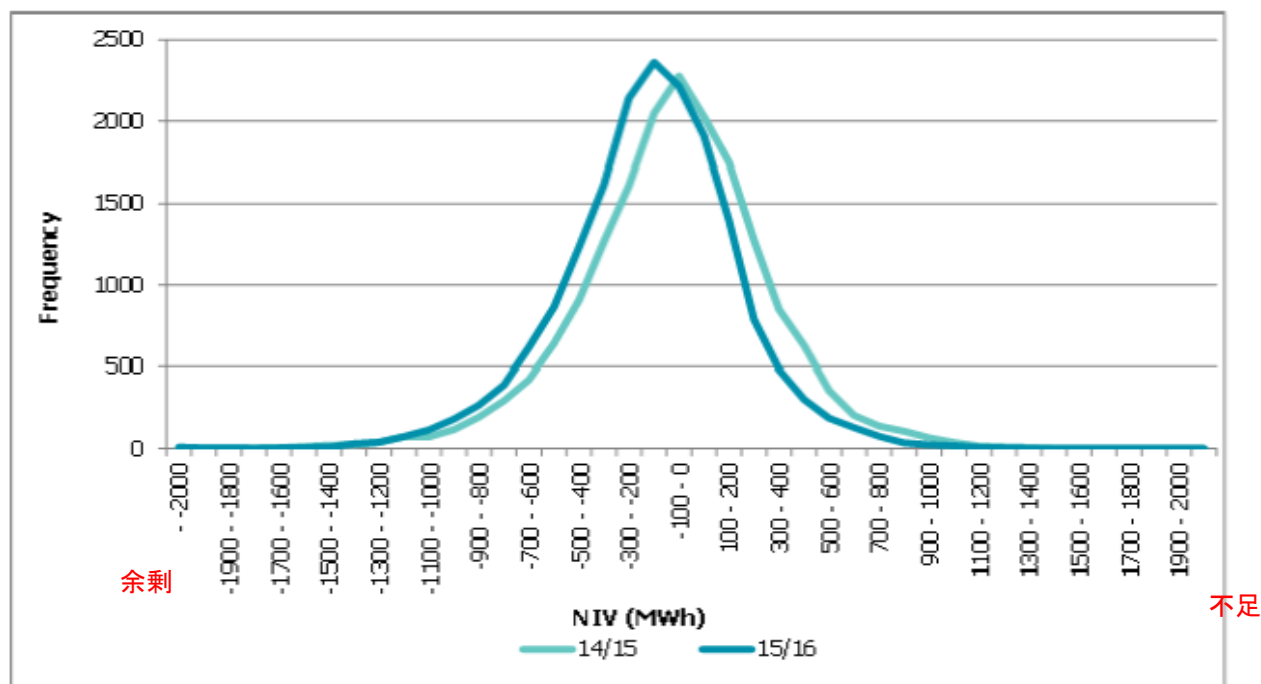
Month	Min (£/MWh)	Max (£/MWh)	Mean (£/MWh)	Standard Deviation (£/MWh)
Nov-15	18.43	193.72	53.13	21.87
Dec-15	39.00	140.00	53.53	15.31
Jan-16	33.17	225.00	57.24	27.38
Feb-16	30.00	151.00	54.92	21.65
Mar-16	21.10	517.55	71.66	59.20
Apr-16	30.46	161.19	59.20	30.38
May-16	36.42	480.38	59.82	37.65
Jun-16	27.62	170.00	68.31	30.10
Jul-16	33.03	263.13	67.19	25.58
Aug-16	30.00	151.68	66.19	27.21
Sep-16	34.00	801.77	83.37	69.13
Oct-16	36.96	843.10	90.01	79.67
Nov-16	32.34	1,528.72	117.26	181.68

インバランス制度改正の評価④

インバランス量に関する評価

- 市場参加者にとって不足インバランスのリスクが大きくなったため、制度改正前後のインバランス量の変化を見ると、余剰となる傾向が強い(制度変更後、平均55MWの余剰)。
- インバランスが余剰となる傾向は、安定供給としては有益。需要抑制指令が必要な場合を減少させたこと、量が同じであればビッドはオファーより平均的に安価であり需給調整コストを低下させる可能性が高い。一方、あまりにも余剰となることはTSOにとって必ずしも有益とは限らない。

改正前後のインバランス量の分布



Graph 2.5 - Frequency of Net Imbalance Volumes (NIVs)

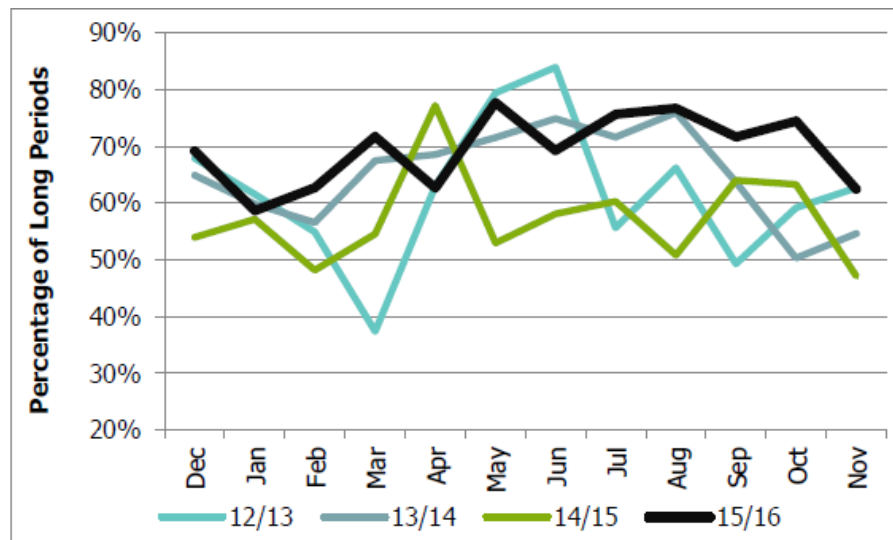
(出所) Elexon「P305 Post Implementation Review」

インバランス制度改正の評価⑤

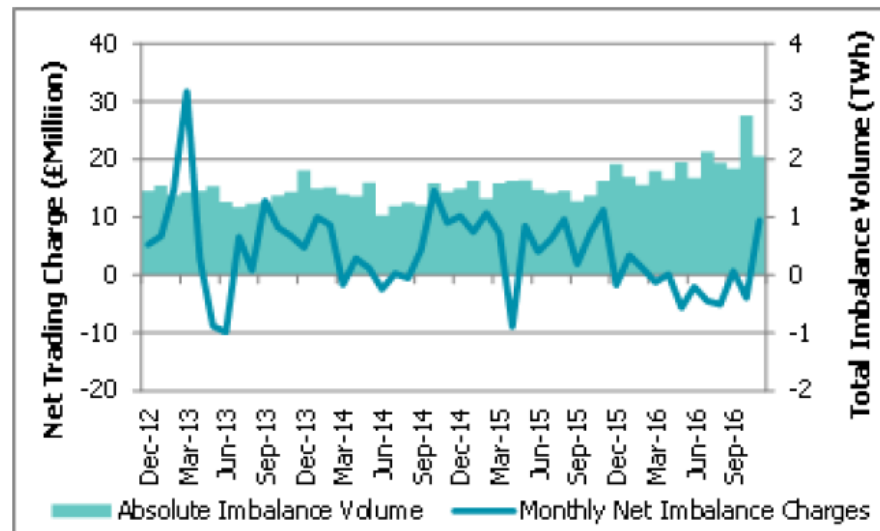
市場参加者の取引費用に関する分析

- 制度改正後、トータルのインバランス量自体は増加しているが、市場参加者のインバランス精算額は制度改正前と比較して減少。
- 余剰のコマの割合が増加したこと、平均インバランス価格が低下したことが寄与している。

余剰コマの割合



月次インバランス請求額及びインバランス量



インバランス制度改正の評価⑥

PAR(Price Average Reference: 価格平均参照量)削減に関する分析

- PARを500MWhから50MWh、1MWhと減らすにつれ、インバランス価格の算出根拠となる調整力稼働ユニット数は減少。
- インバランス価格の算出根拠となる行為が1コマで1ユニットしか存在しない割合は増加。

3シナリオにおけるPARに残存する調整行為の比較

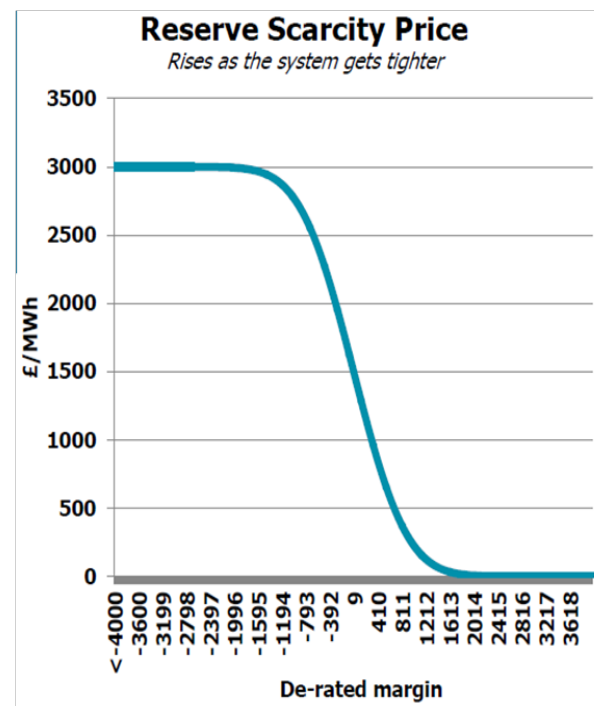
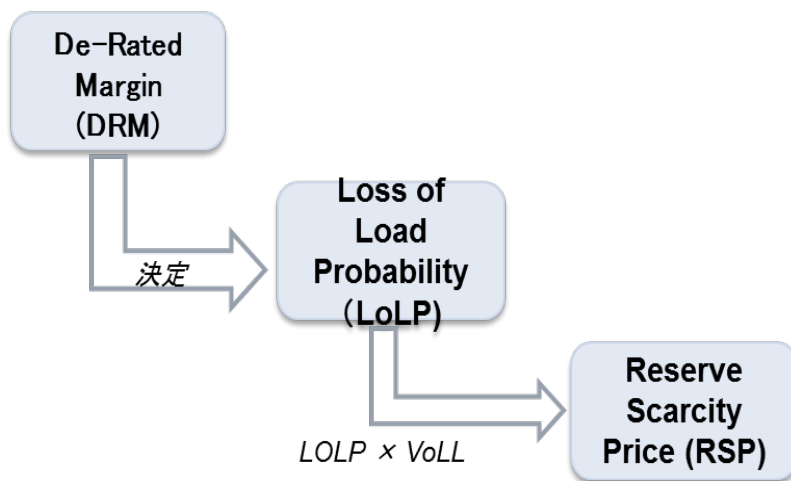
	平均行為数	最大行為数	PARに1行為しか存在しなかったコマの割合	PARがそのコマの全行為に占める割合(平均)
PAR =500MWh	13.44	81	4%	35%
PAR =50MWh	6.08	50	10%	16%
PAR =1MWh	4.05	47	20%	11%

(出所)ELEXON「P305 Post Implementation Review」

参考: STORへの指令のkWh価格の再計算

- STORに指令された場合のkWh価格は、電力の希少性を反映するReserve Scarcity Priceという仕組みで再計算される。

- ①SOがゲートクローズ時点のDe-rated Margin (DRM)を計算
- ②DRMの大きさに対応して停電確率 (LoLP) が算出される
- ③LoLPにValue of Lost Loadを掛け、RSPを求める。



LoLP及びVoLLの算定根拠

LoLPの価格設定

- LoLPの計算は、2018年10月31日までは静的LoLP方法論により計算され、2018年11月1日からは動的LoLP方法論により計算されている。

LoLPの計算の考え方

- LoLPは、需要等の要件を満たすための発電供給量が不十分である可能性を示す
- LoLPは、0～1の間の値

$$\text{LoLP} = P(Z - D < 0)$$

Zは発電量であり、
Z = 格下げされた従来型発電設備 + 風力発電予測

Dは需要量であり、
D = 系統総需要 + 最大損失予備力 - 非BM STOR

(出所)ELEXON「Loss of Load Probability Calculation Statement」

LoLP及びVoLLの算定根拠

静的LoLP

- 静的 LoLP関数及びルックアップテーブルを使用して、DRMの予測を使用して最終LoLP値を算定する。
⇒LoLPの履歴値とDRMの関係を決定することにより、静的 LoLP関数を生成する。この関係は、平滑な曲線をヒストリカルデータに適合させるために正規の累積密度関数を使用することによって表される

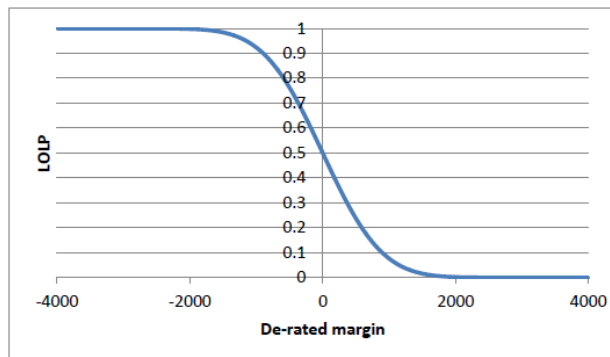
$$\text{LoLP} = 1 - \text{正規累積密度関数}(\text{DRM}_j, \mu, \sigma^2)$$

ここで:

DRM: 格下げマージン

$\mu = 0$;

$\sigma^2 = 700\text{MW}$



DRMとLoLPの関係性

(DRM算定方法)

- 合算した発電予測を決定し、容量要件(CR: Capacity Requirement)を差し引くことにより、DRMを算定する。

$$\text{DRM}_j = Z_j - \text{CR}_j$$

$$= X_j + U_j - \text{CR}_j$$

Z_j : 合算した発電予測(Z)

X_j : 従来型発電施設の発電予測

$$= \sum (\text{GCAP}_{ij} \times \text{AV}_i)$$

GCAP_{ij}: 従来型発電施設の発電容量

AV_i: 利用可能係数

U_j : BMRSで報告された精算期間のBMU風力発電予測の合計

$$= \sum (\text{Wfost}_{ji})$$

CR_j: 容量要件

(出所)ELEXON「Loss of Load Probability Calculation Statement」

LoLP及びVoLLの算定根拠

動的LoLP

- 動的モデルは、利用可能な発電(Z)と容量要件(CR)の間の直接的な関係を使用
⇒動的メソッドを用いたLoLP値の算定は、格下げマージン値の算定に使用されるBMU Wind Generation Forecasts(Uj)の合計ではなく、Total Wind Generation Forecast(Wj)を使用していることに留意。

$$\text{LoLP}_j = P(Z_j - \text{CR}_j < 0)$$

合算した発電予測 $Z_j = X_j + W_j$:

ここで:

X_j : 従来型発電施設の発電予測

$$= \sum(\text{GCAP}_{ij} \times \text{AV}_i)$$

GCAP_{ji} : 従来型発電施設の発電容量

AV_i : 利用可能性因子

W_j : 風力発電総予測

CR : 容量要件

(出所)ELEXON「Loss of Load Probability Calculation Statement」

LoLP及びVoLLの算定根拠

VoLLの価格設定

- VoLLは2015年11月から3,000 ￡/MWh、2018年11月から6,000 ￡/MWhと設定される。
- Ofgemは、上記のVoLL価格を“管理的に(administratively)”決定した。(出所: EBSCR(Electricity Balancing Signant Code Review)最終報告書の附則Ⅱ「VoLL価格導入のインプリケーション」より)

該当部分

We have determined VoLL administratively (starting at £3,000/MWh and set to raise to £6000/MWh by early winter 2018/19). This administrative VoLL is lower than the average domestic VoLL, average weighted SME and domestic VoLL and marginal SME VoLL according to the study we commissioned from London Economics, and therefore would not represent an appropriate cap. ...

Ofgem及びDECCによる委託研究

- 2013年7月、London Economics社は、Ofgem及びDECC(Department of Energy and Climate Change)からの委託により、「The Value of Lost Load(VoLL) for Electricity Britain」と題する報告書を発表。本報告書では、GBの家庭用、中小企業用(S&M)及び産業・商業用(I&C)、それぞれの電力消費者のVoLLを推定
 - ⇒ 選択実験(CE)を用いてVoLLを推計。具体的には、家庭用及び中小企業の電力利用者にとって、故障に対する支払いの受諾意欲(WTA: willing-to-accept)及び故障を回避するための支払意欲(WTP: willing-to-pay)の観点からVoLLを推定するためにCEを使用
- 結果として受諾意欲に基づくと、冬期ピーク営業日のVoLLは、家庭では10,289 ￡/MWh、中小企業では35,488 ￡/MWh。一方、I&Cに関しては、約1,400 ￡/MWh
 - ⇒ I&Cを除いたVoLL推定値を、家庭用及び中小企業の顧客全体のVoLLの平均値に基づいて算出すると、GBの冬期のピーク営業日のVoLLの加重平均値は16,940 ￡/MWh

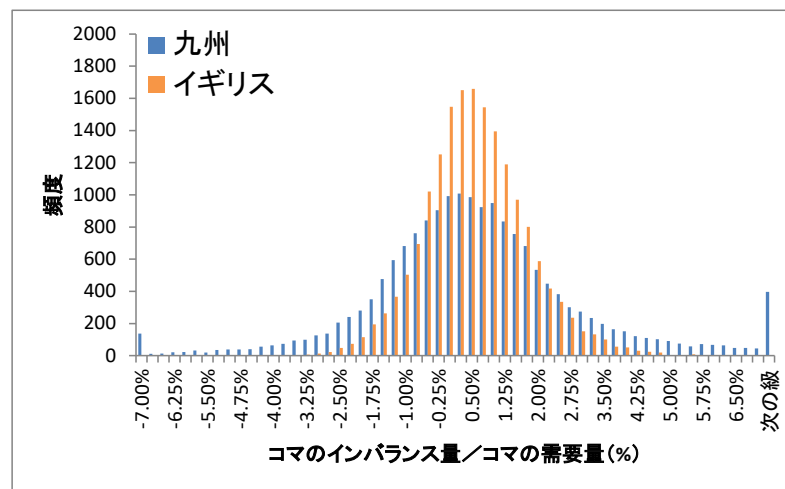
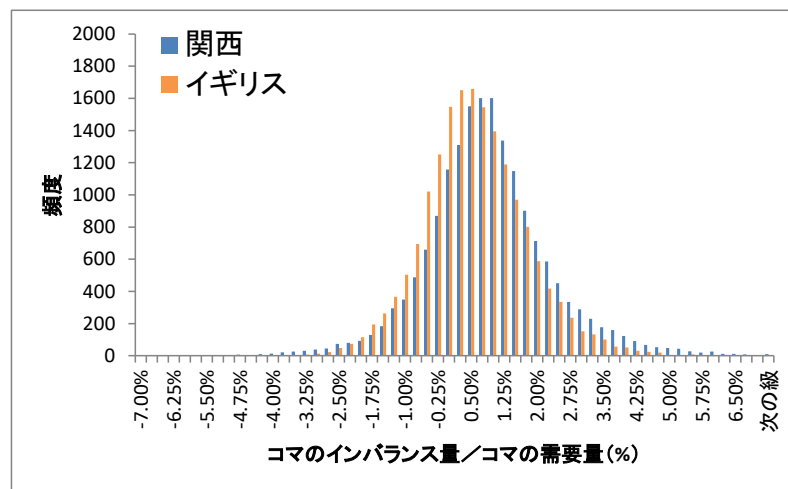
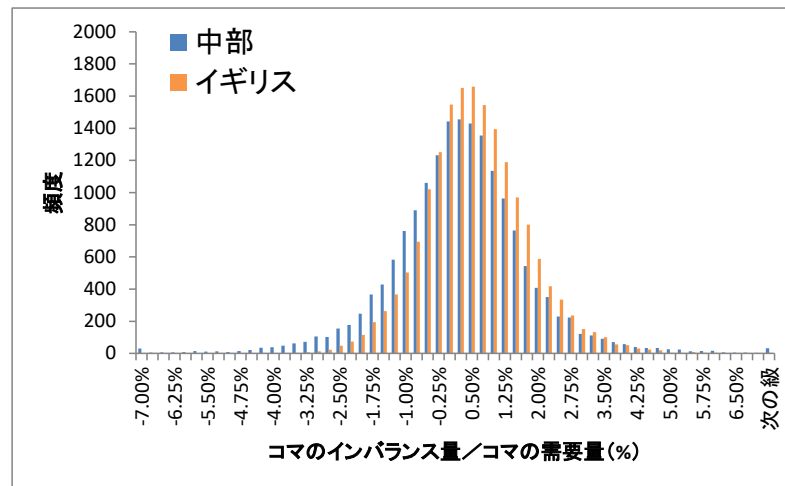
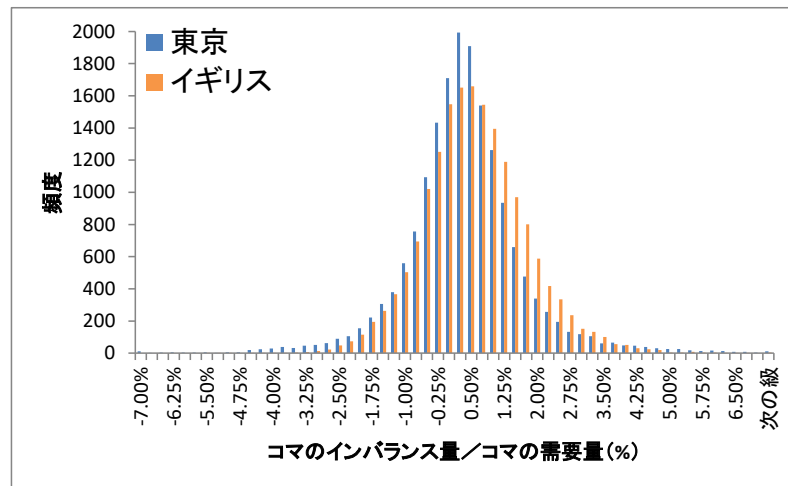
需給調整に関するBRPへの規律について

- 日本における供給能力確保義務のような規律は見当たらなかった。
- 発電あるいは小売を行っていない者も市場に参加してポジションを取り、故意にインバランスを発生させることも許容されている(裁定取引)
- Balancing Mechanismへの参加は任意。ただし発電能力50MW以上の発電事業者、更には供給ライセンスに基づき販売規模が50MW以上の供給事業者は、需給調整参加ユニット(BMU: Balancing Mechanism Unit)として、BMに参加する義務を有する。一方、当該閾値に達しない事業者であっても、自主的にBMUとして参加可能である。
- 参加を選択した場合は、各精算期間のゲートクローズ前にビッドとオファーを提出しなければならない。
⇒あるコマでは、1952のbid/offerのペアが存在。
⇒インバランス精算の対象となる市場参加者(注:需給調整及び精算コード(BSC)の締結者であり、Partiesと呼ばれる)は327事業者

データ分析

インバランス量の分布(英国と日本の比較)

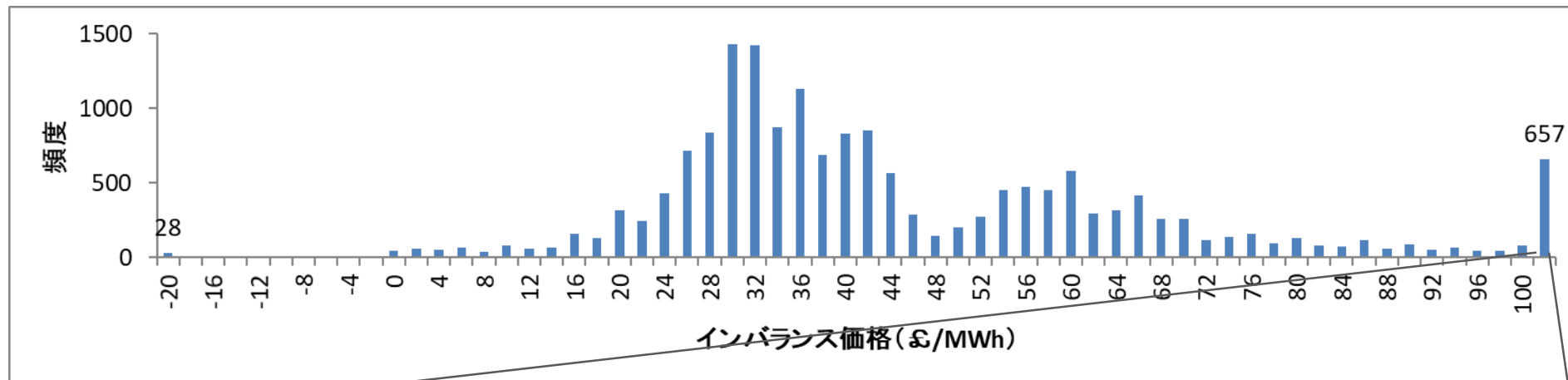
○ 2017年の、英国のインバランス発生状況は、各コマの需要量に対する比率のばらつき具合は、東京・関西・中部程度である。



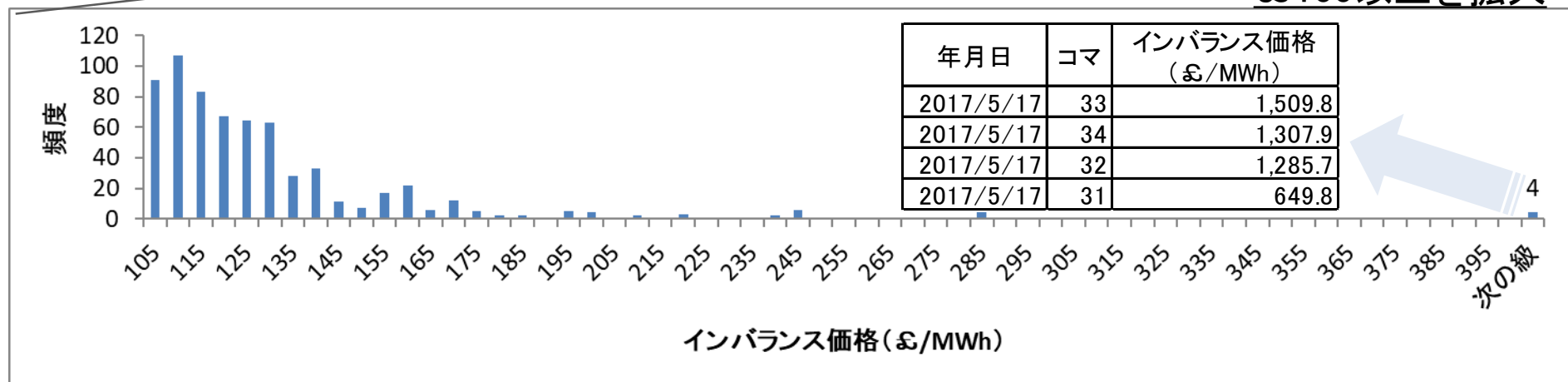
需要量に対するインバランス量の比率の頻度分布

インバンス価格の分布(英国)

○ 2017年のインバンス価格は、平均値£45.09、最大値£1,509.80、最小値£-73.14であった。

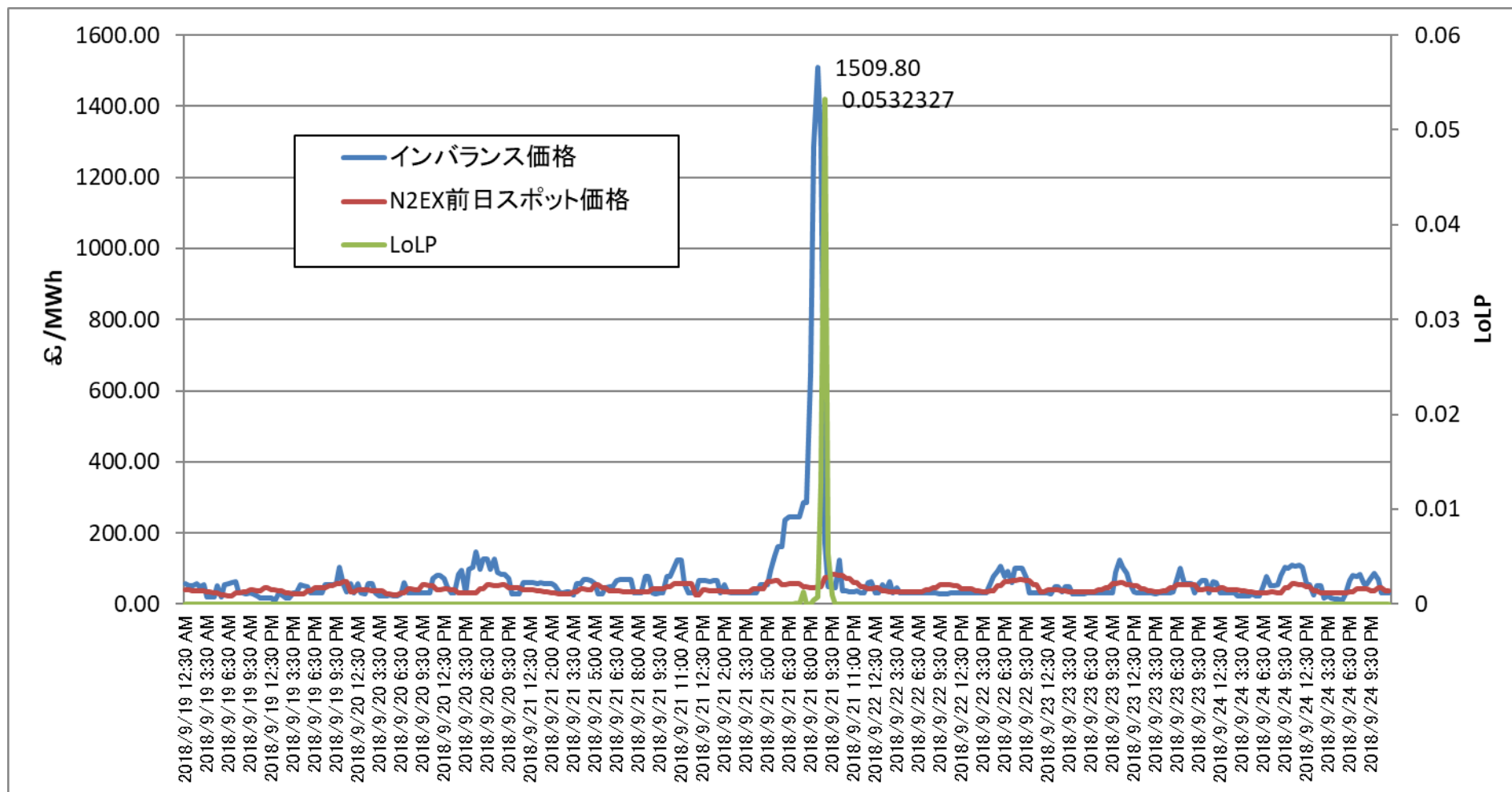


£100以上を拡大



インバランス価格及び卸電力価格の推移(英国)①

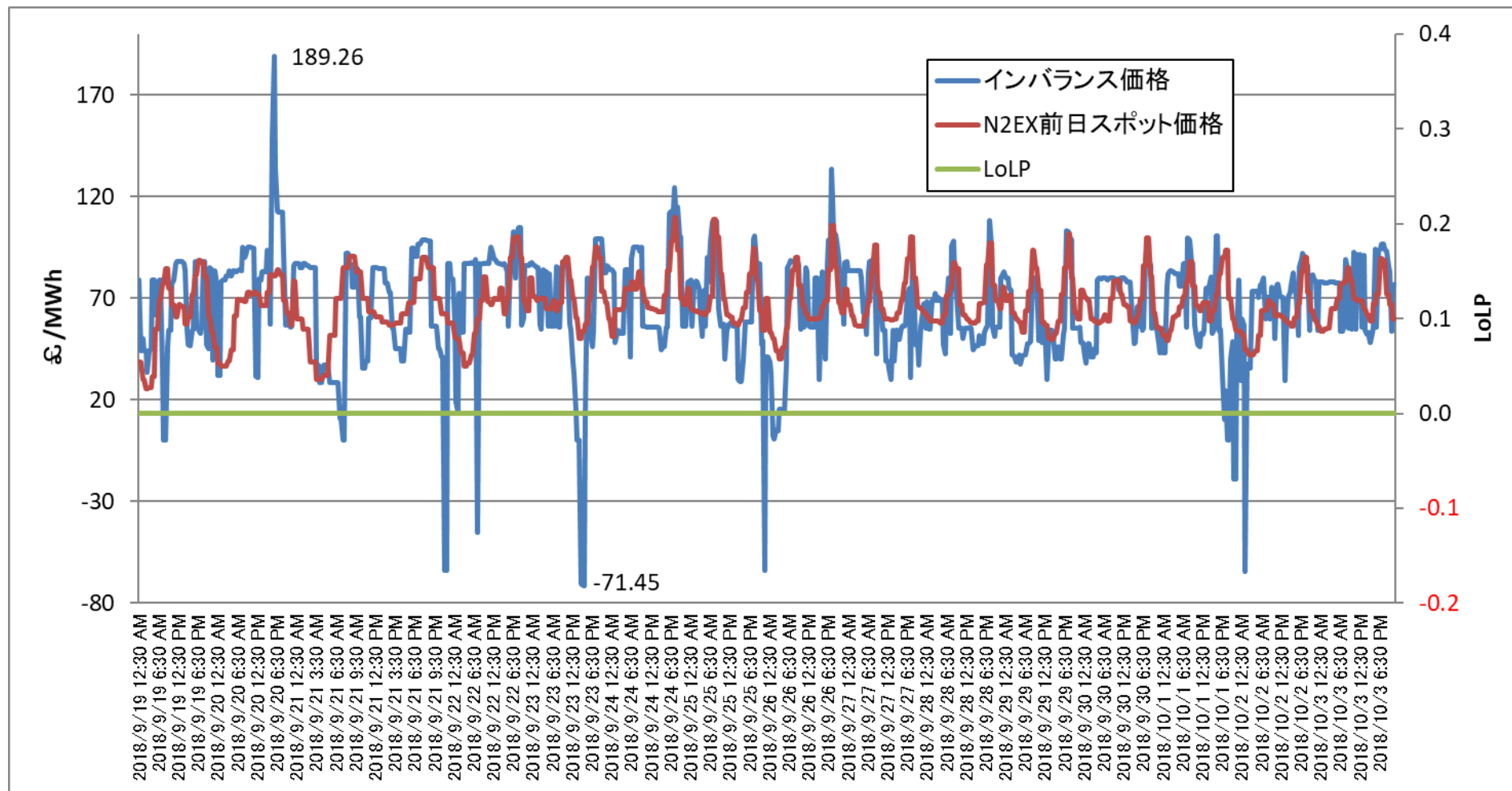
○ 5月17日は23-39コマでLoLPが急騰し、33コマでインバランス価格は最大値となった。



インバランス価格、卸電力価格(N2EX前日スポット価格)及びLoLPの推移(2017/5/7-5/20)

インバランス価格及び卸電力価格の推移(英国)②

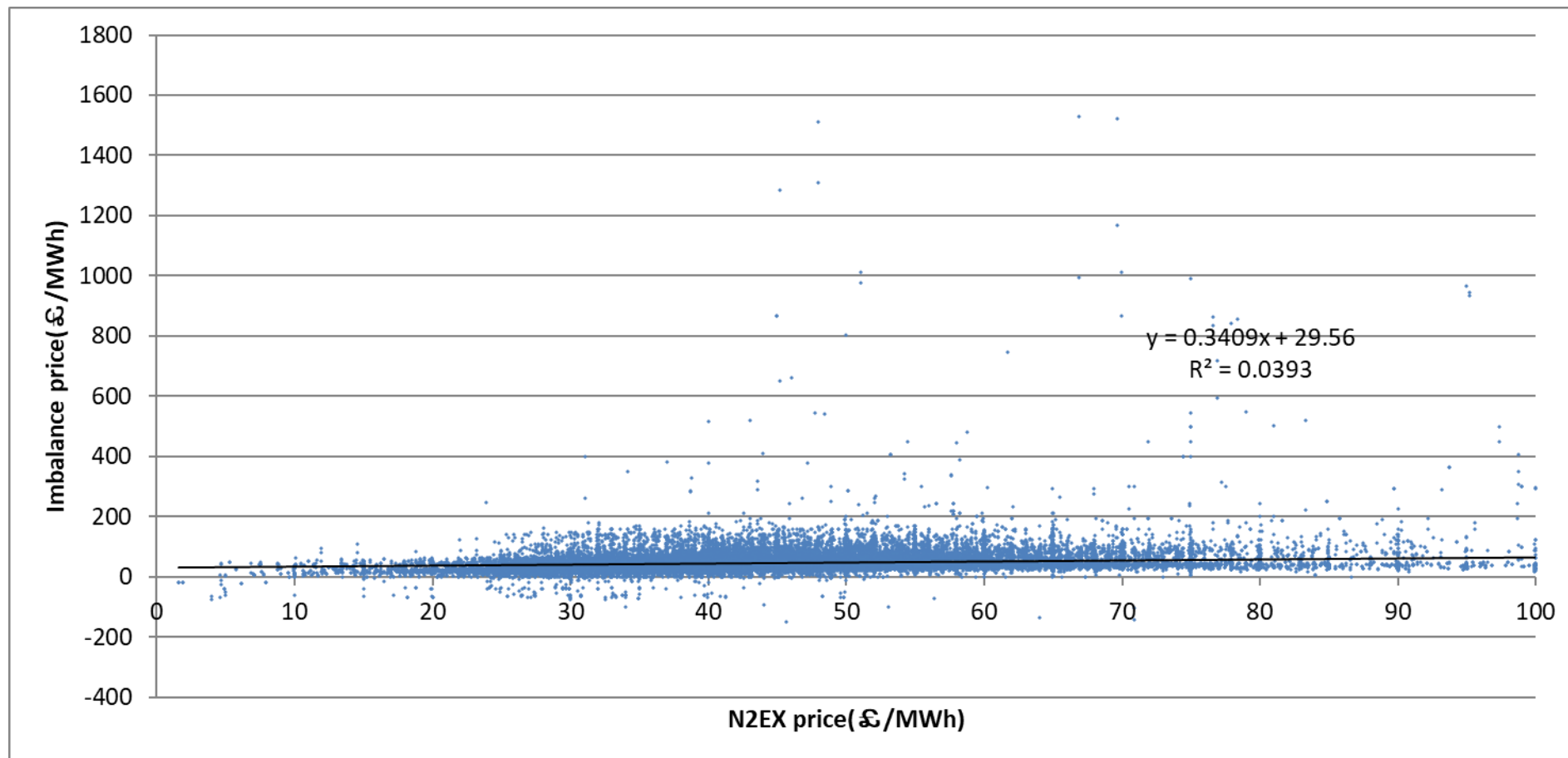
- 直近2週間(9/19-10/3)のインバランス価格は、平均値£66.22、最大値£189.26、最小値£-71.45であった。
- この間のLoLPは、全てのコマで0であった。



インバランス価格、卸電力価格(N2EX前日スポット価格)及びLoLPの推移(2018/9/19-10/03)

インバランス価格と卸電力価格の関係(英国)

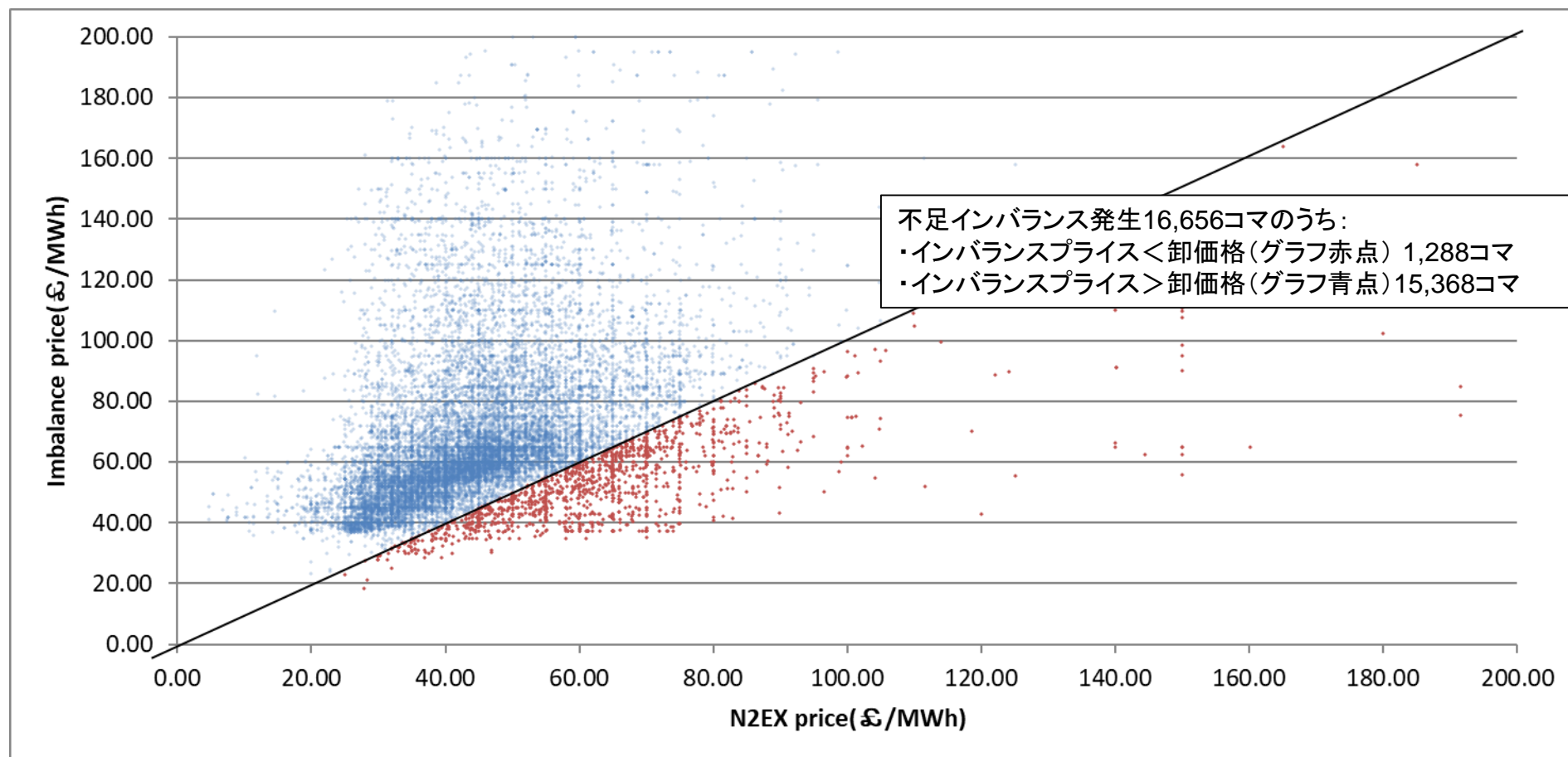
○ 主要卸電力市場であるN2EXの昨日スポット価格とインバランス価格の間に、相関は見られない。



N2EX価格とインバランス価格の散布図

系統不足時におけるインバンス価格と卸電力価格の関係(英国)

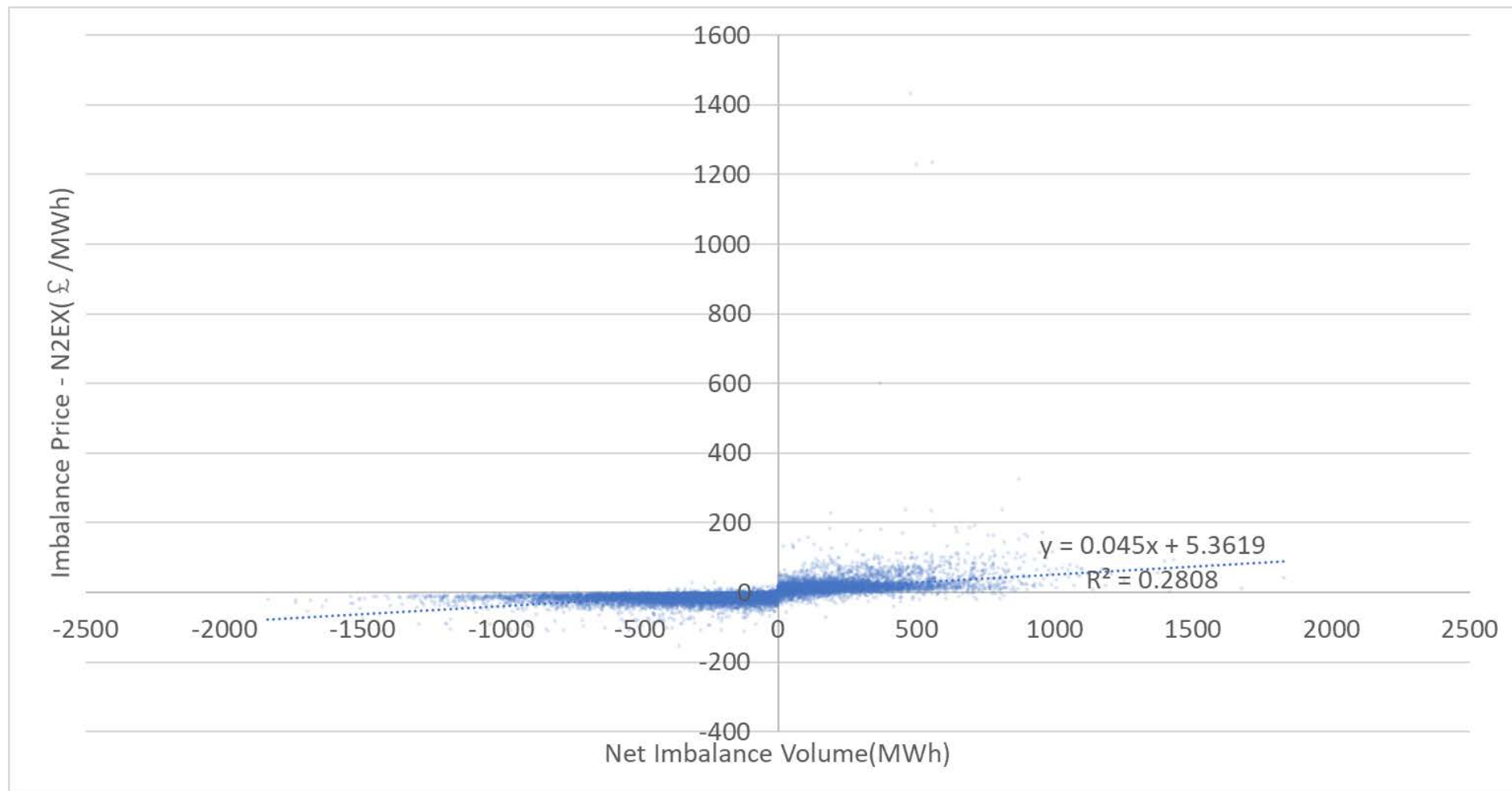
- 2015年11月5日～2018年7月24日の間、不足インバンスが16,656コマ発生した。
- このうち1,288コマ(=7.7%)で、インバンス価格が卸電力価格を下回った。



N2EX価格とSSP価格の散布図(不足インバンス発生時)

(インバランス価格－卸電力価格)とインバランス量の関係

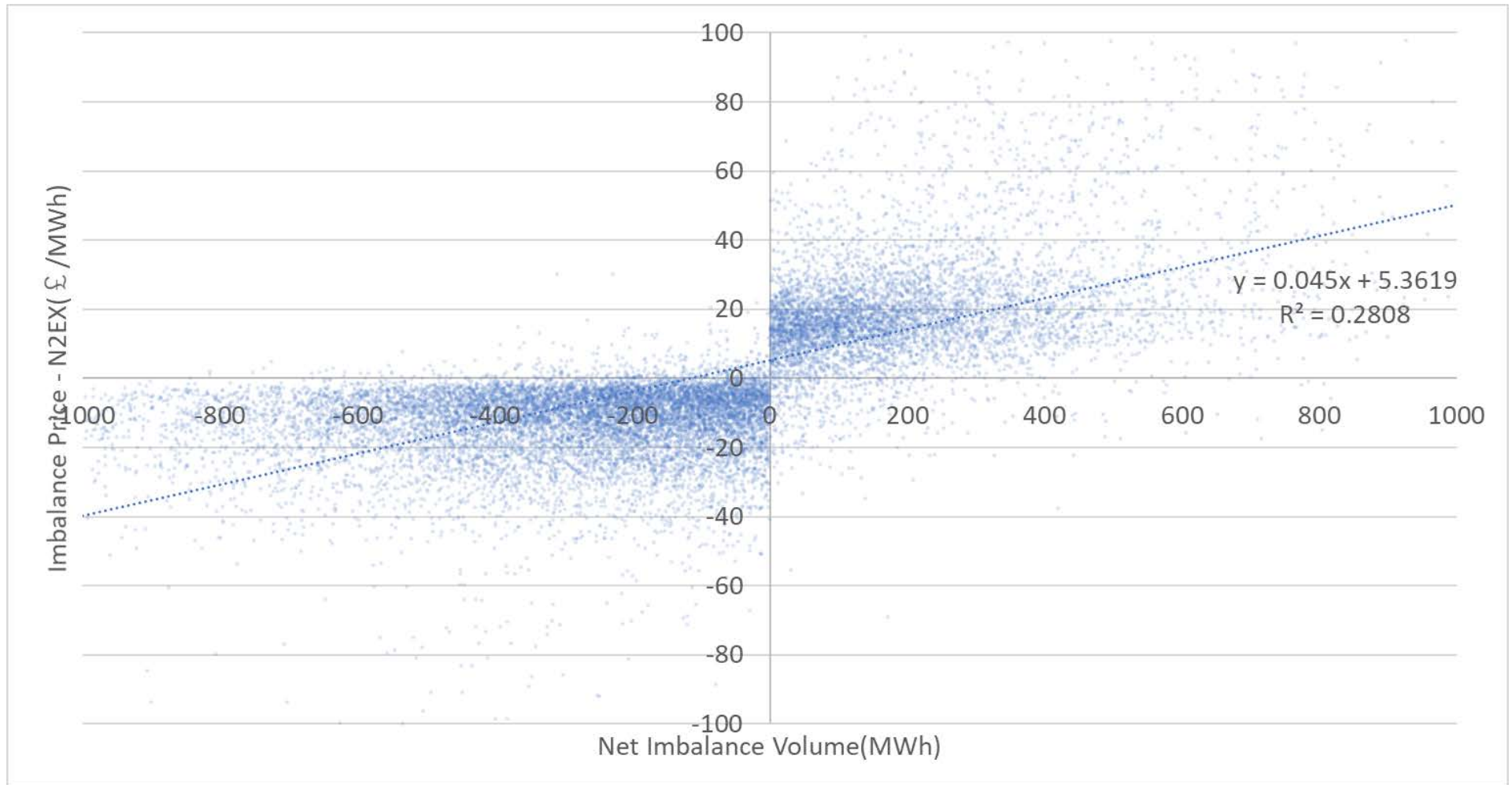
- インバランス価格と卸電力価格の差額と、インバランス量の間には、弱い相関が見られる。



(インバランス価格－卸電力価格)とインバランス量の散布図(2017年)

(インバンス価格－卸電力価格)とインバンス量の関係(拡大)

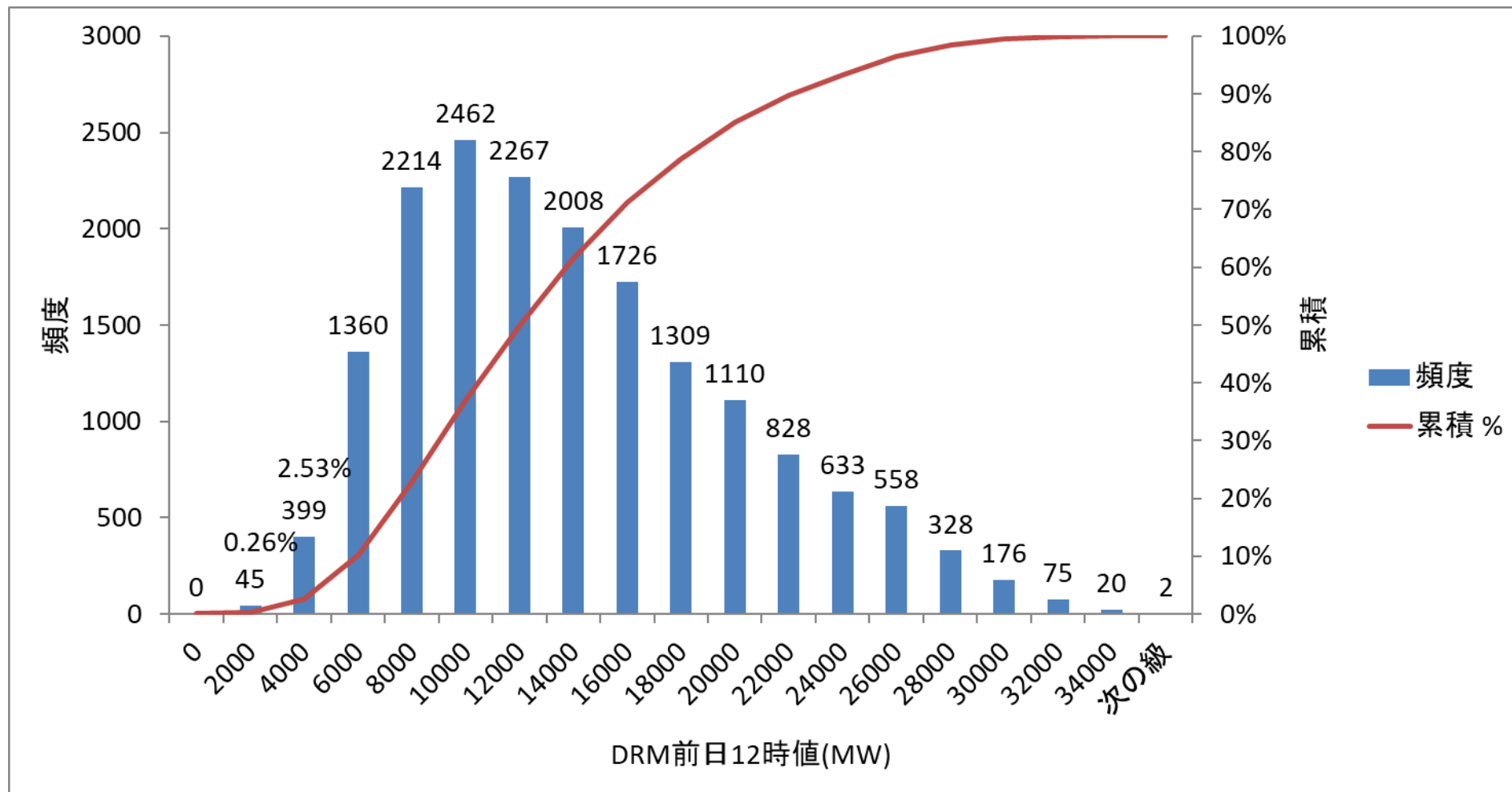
○ インバンス価格と卸電力価格の差額と、インバンス量の間には、弱い相関が見られる。



(インバンス価格－卸電力価格)とインバンス量の散布図(2017年)

De-Rated Margin(前日公表)の頻度分布(英国)

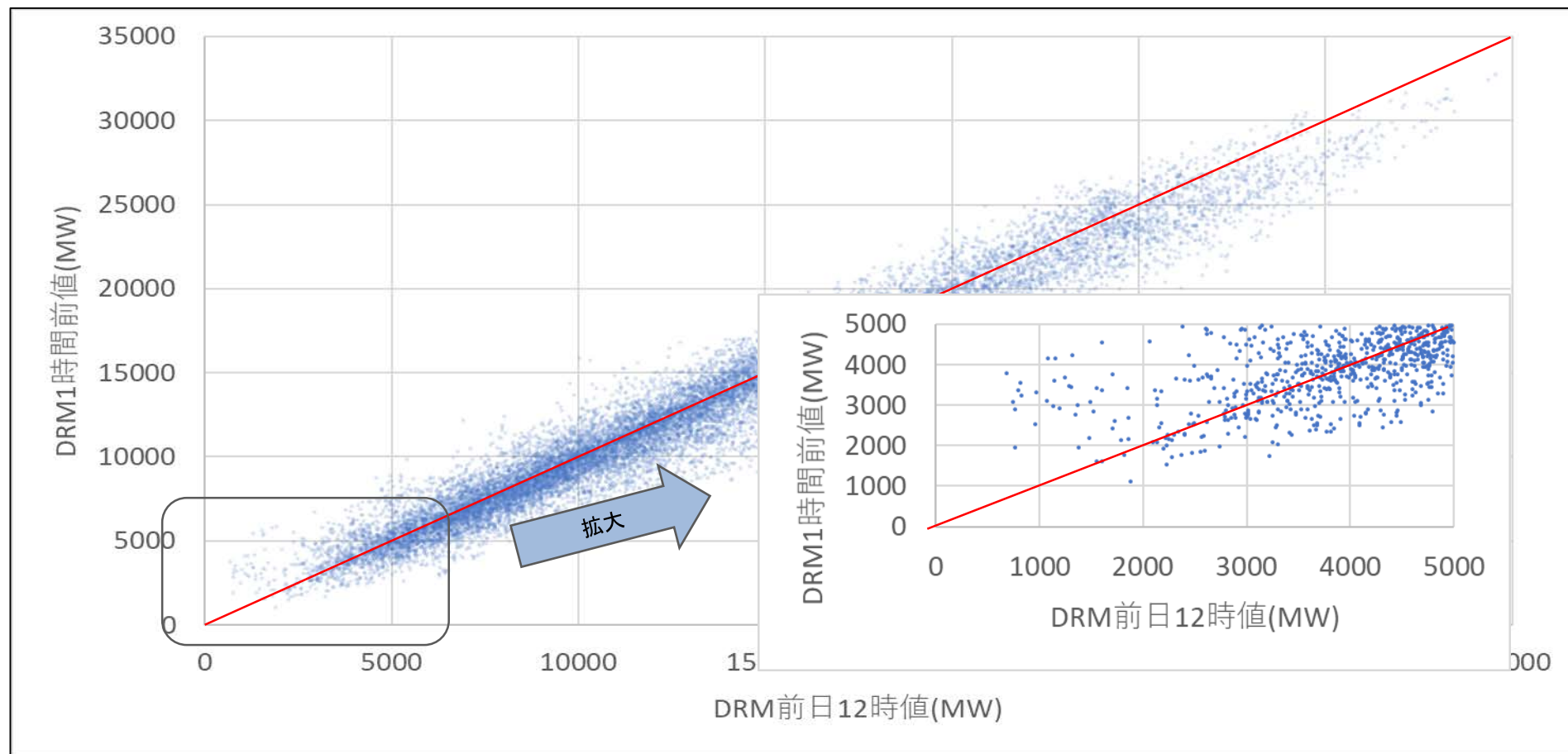
○ 2016年の最大3日平均電力50,945MWに対し、2017年のDe-Rated Margin(DRM)前日12時値は、最小値678MW、最大値34,558MW、平均値13,066MWであった。



DRM(前日12時公表)の頻度分布(2017年分)

DRM前日12時値とDRM1時間前値の関係(英国)

- DRM前日12時値が2000MW以下になると、ほぼ全てのケースでDRM1時間前値はDRM前日12時値よりも大きな値となった。



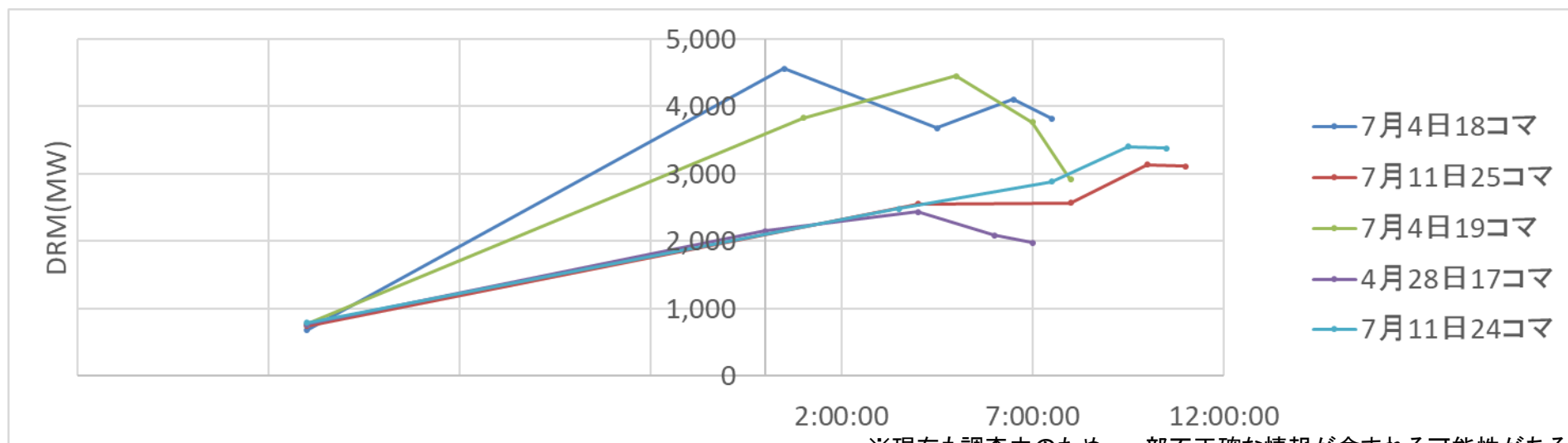
DRM前日12時値とDRM1時間前値の散布図(2017年分)

DRM前日12時値が小さかったケースの動き(英国)

- 2017年における、DRM前日12時値が小さい10コマについて、いずれのコマもマージンが改善していた。
- 前日のDRM予測値を見て、系統利用者が需要を下げた、若しくは、発電ユニットの並列を増やしたなどの行動を取った可能性がある。

DRM前日12時値 下位10コマにおけるマージンの推移

日付	コマ	DRM 前日12時値 (MW)	DRM 8時間前値 (MW)	DRM 4時間前値 (MW)	DRM 2時間前値 (MW)	DRM 1時間前値 (MW)	NIV (MWh)	System Price (GBP/MWh)
2017/7/4	18	678	4,560	3,681	4,102	3,823	-169.46	28.1
2017/7/11	25	747	2,551	2,573	3,133	3,113	-54.22	32.0
2017/7/4	19	762	3,827	4,450	3,767	2,913	-18.99	30.9
2017/4/28	17	764	2,150	2,433	2,087	1,977	45.37	88.9
2017/7/11	24	790	2,482	2,884	3,401	3,384	-59.21	34.6
2017/7/11	23	820	2,799	3,104	3,499	3,587	-29.38	30.1
2017/7/11	26	829	2,425	3,044	3,209	3,265	-46.22	33.0
2017/7/4	20	962	3,858	4,498	3,088	2,559	166.93	83.5
2017/5/17	25	971	4,960	5,703	3,390	3,344	693.51	245.0
2017/5/17	24	1,071	4,749	5,531	5,500	3,131	646.03	237.2



※現在も調査中のため、一部不正確な情報が含まれる可能性がある

DRM前日12時値 下位5コマにおけるマージンの推移

参考：英国における需給調整の概要

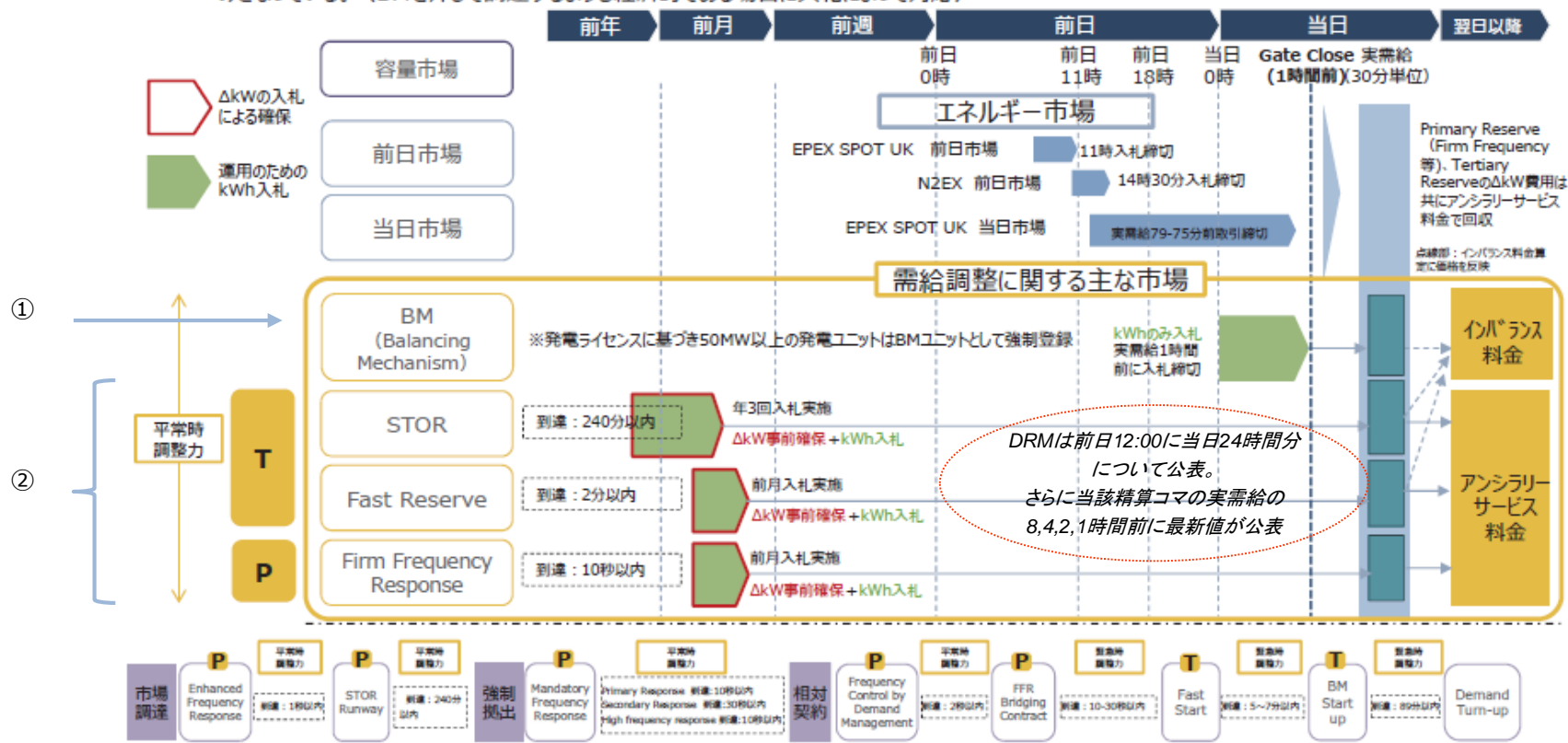
- 系統運用者（Service Operator = National Grid社）は、①Balancing Mechanismと、②Balancing Servicesを活用して、実需給断面における需給を調整。

MRI

株式会社三菱総合研究所

英国：需給調整に関わる市場プロセス

- 需給バランス調整について、原則的に全量をBalancing Mechanism (BM) によって対応。
- BMは事前の ΔkW 確保はなし、かつ入札義務は存在しないものの、別途年3回入札によって調達されるSTORによってBMの入札量不足に備える仕組みとなっている。（BMを介して調達するよりも経済的である場合に入札によって対応）



注) 市場取引に加えて、ガバネ調整分としてMandatory Frequency Responseは義務的抽出。緊急時等に停止ユニットを起動する予備力としてFast Start, BM Start-Upなどを相対契約で調達するなど、多様な調達手段を組み合わせて対応している。

参考: Balancing Mechanismについて

■ Balancing Mechanismは、我が国の電源Ⅱと同様、ゲートクローズ後の余力を活用する仕組み。

◆ 系統利用者（発電事業者等）は、gate closure時に、Bids/Offersを提出。（ボランタリー：要確認）

✓ Offerは、発電量を増やす、あるいは、需要量を減らす提案

SOからいくら受け取れば発電量を一定量増やす（需要量を一定量減らす）かを登録

✓ Bidは、発電量を減らす、あるいは、需要量を増やす提案

発電量を一定量減らした場合（需要量を一定量増やした場合）にSOにいくら支払うつもりがあるかを登録

注)

● 発電事業者の場合、Bids/Offersは発電ユニット・バンドごとに登録

● 登録価格について、コストベースにするべき等の規律はない。

◆ SOは、価格が低いOffersから、あるいは、価格が高いBidsから、先に落札する（指令する）。

（送電制約や発電ユニットの特性に問題がある場合を除く。）

◆ Bids/Offersへの支払いは、Pay as bid方式。（要確認）

※現在も調査中のため、一部不正確な情報が含まれる可能性がある 28

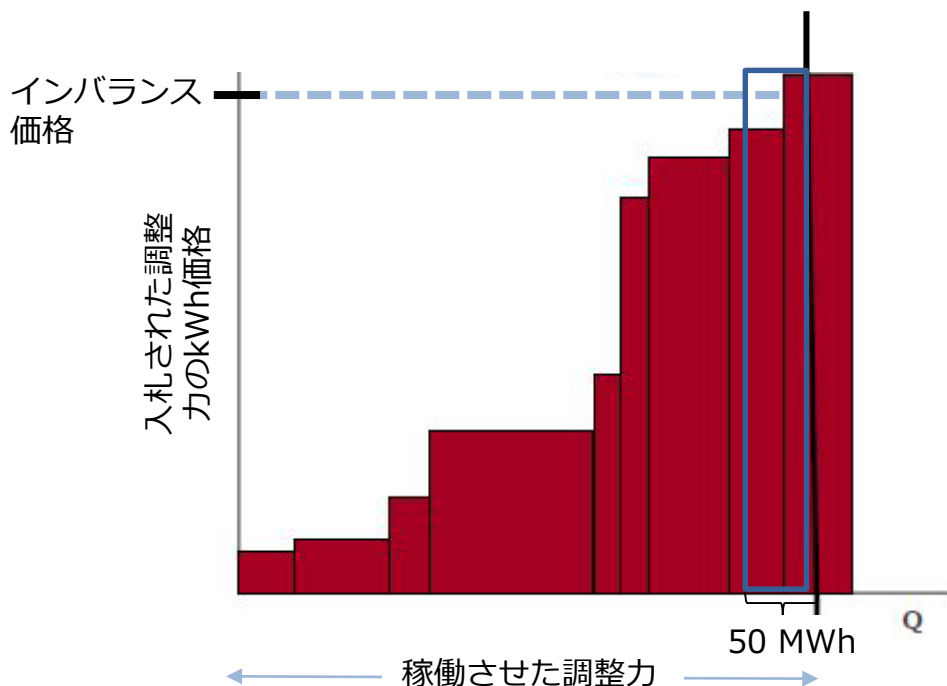
参考：英国におけるインバランス価格の算定方法の概要

- 英国では、インバランス価格は原則として、そのコマにおいてインバランス調整のために稼働した調整力の限界的なkWh価格に基づいて算定することとされている。

英国のインバランス価格の算定式

インバランス価格

= そのコマでインバランス調整に用いた調整力のkWh価格の高いものから上位50MWh分の平均値

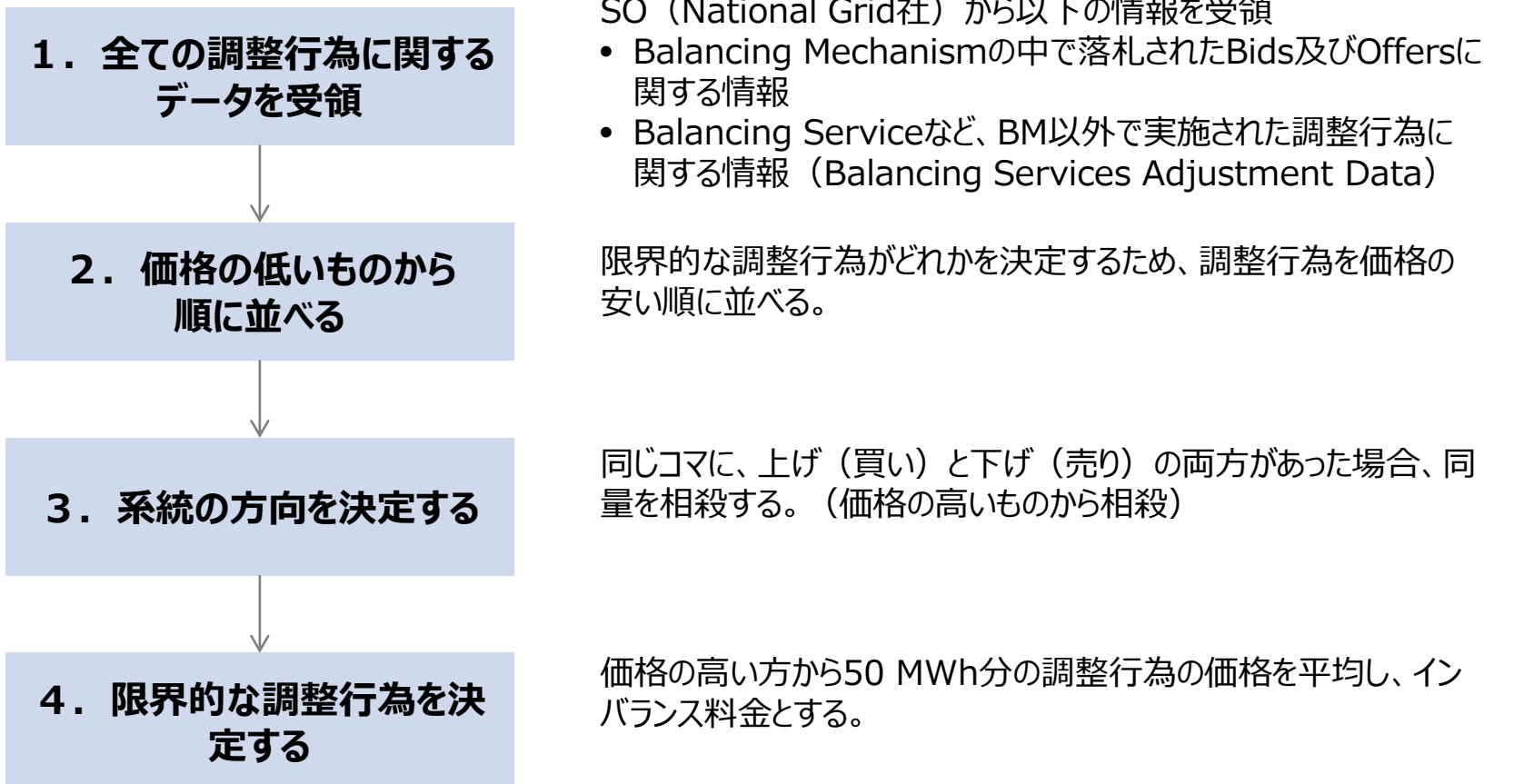


- インバランス価格には以下の2つがあるが、現行は同一料金。
 - System Buy Price (SBP) 不足インバランスを清算する価格
 - System Sell Price (SSP) 余剰インバランスを清算する価格
- そのコマで稼働した調整力 (Balancing Mechanism及びBalancing Services)のうち、インバランス調整 (Energy Balancing) に用いられたもののkWh価格を考慮
- 同一コマにおいて上げと下げが両方あった場合には、同量を相殺してから上位50 MWh分を平均
- ReserveのkWh価格については、需給ひっ迫時には停電確率及び停電の社会的コストを反映したより高い価格を用いる

(出典：Ofgemホームページより一部改変)

参考：インバランス料金の計算プロセスの概要

- 英国では、中央精算機関（BSCCO）であるElexon社（National Grid社の子会社）が、インバランス料金の計算及び清算を行っている。
- Elexon社におけるインバランス料金の計算プロセスの大きな流れは以下の通り。



※現在も調査中のため、一部不正確な情報が含まれる可能性がある
(出所)ELEXON「Introduction to cash-out and P305」

参考:近年の制度変更

- 英国は、それまでのインバランス料金が系統利用者に適切なインセンティブを与えていないと考えられたことから、2015年11月にインバランス制度を一部改正した。

2015年11月に実施された主な制度変更

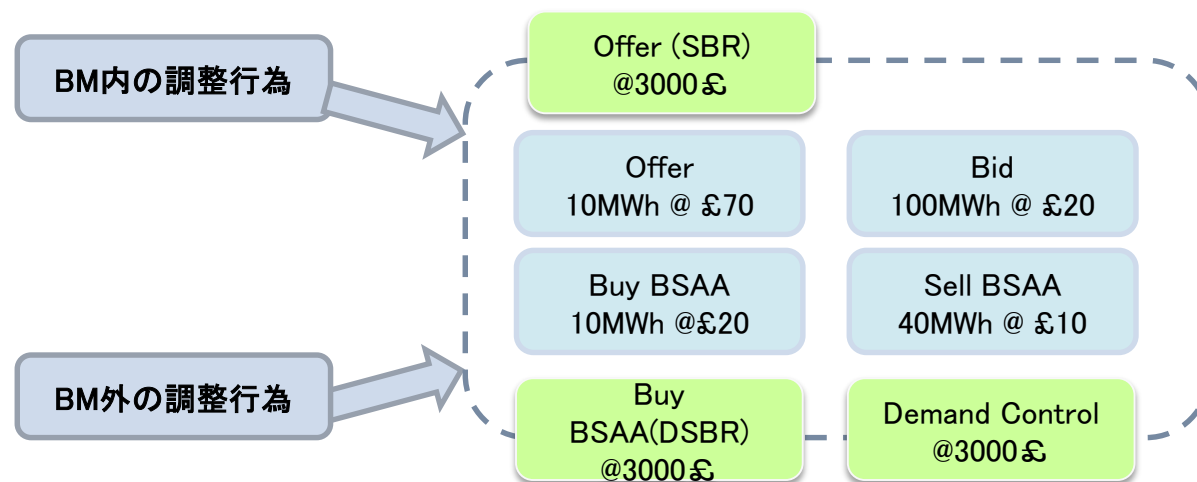
- ◆ 需要抑制指令（負荷遮断）等が実施された際の取り扱いを明確化（VoLLで評価）
- ◆ STOR指令のkWh価格についてインバランス料金の計算においては希少性価格（scarcity pricing）の考え方で再計算する仕組みを導入
- ◆ デュアルプライスからシングルプライスに変更
- ◆ PAR（価格平均参照量）を縮小

見直しの経緯

- 2012年8月 Ofgemは、インバランス価格が電力需給バランスのための正しいシグナルを生み出していないとの懸念を受け、制度見直しの審議(Electricity Balancing Significant Code Review)を開始した。
- 2014年5月 政策方針をとりまとめ（Final Policy Decision）
- 2015年4月 規程（Balancing and Settlement Code）の改正が承認
- 2015年11月 施行

参考：需要抑制指令（負荷遮断）等の取り扱い（近年の制度変更①）

- 系統逼迫時におけるSOの最後の手段(last resort)として、需要抑制指令（Demand Control）や、緊急対応予備力(contingency balancing reserve)が存在する。
- これらの行為については、インバランス料金の計算において、停電の社会的コスト（VoLL: Value of Lost Load）で評価する。（= £3,000/MWh）



◆需要抑制指令（Demand Control）

SOは、DSOに対して、配電網全体の電圧を下げたり一部の需要家を切断（負荷遮断）したりして、配電系統の需要を減らすよう指示することができる。

◆危機対応調整予備力（contingency balancing reserve）緊急時に備えてSOが調達する予備力であり、以下の2つがある。

補完的調整予備力(SBR: Supplemental Balancing Reserve)：

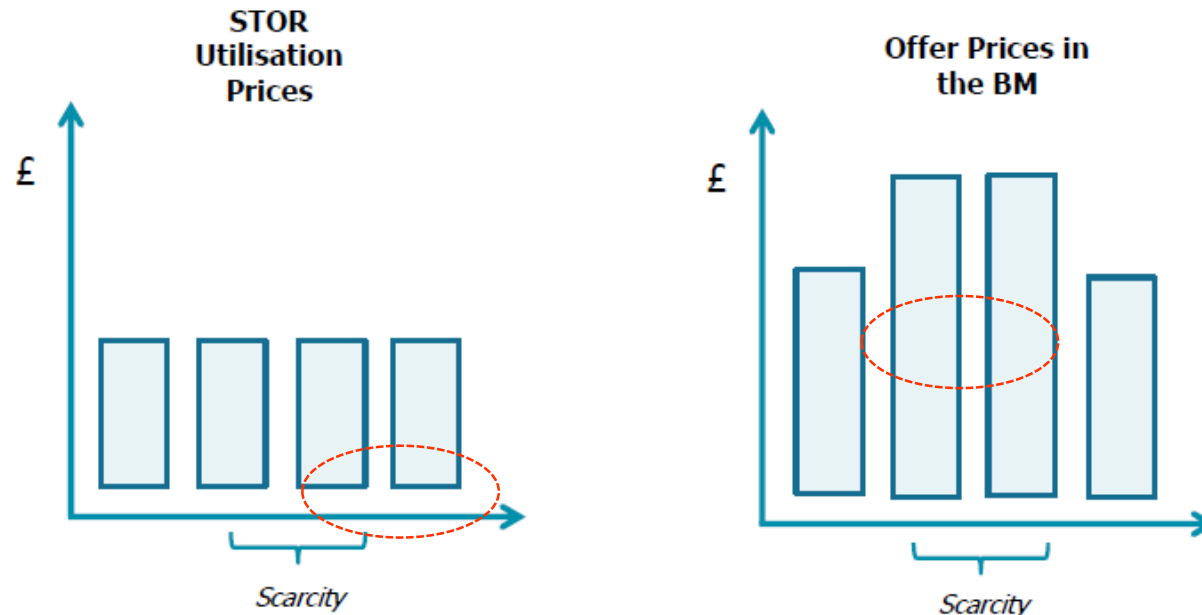
例えば、閉鎖や一時停止のため市場において利用できない発電によって提供される予備力

需要側調整予備力(DSBR: Demand Side Balancing Reserve)：

要請時に需要を削減またはシフトすることが可能な非家庭用需要家によって提供される予備力

参考: STORへの指令のkWh価格の再計算 (近年の制度変更②)

- STOR (Short Term Operating Reserve) は事前に調達されることから、そのkWh価格は実需給でのひっ迫度合いを反映しないおそれがある。
- こうした懸念を踏まえ、需給ひっ迫時におけるSTORに対する指令については、kWh価格を再計算する仕組みが導入された。(Reserve Scarcity Price)



STORは待機料と事前に決定された使用料 (kWh価格) とを受け取る。

↓

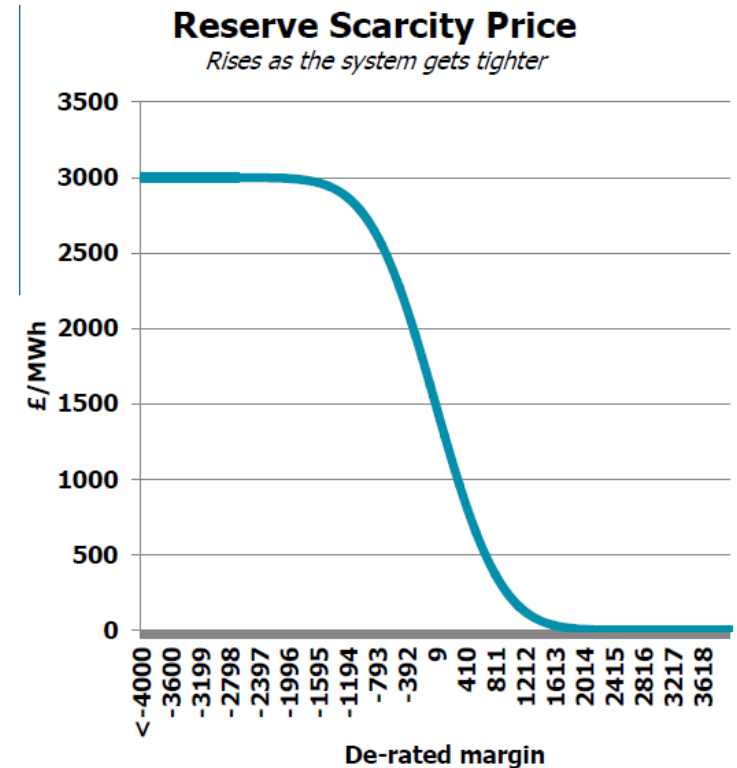
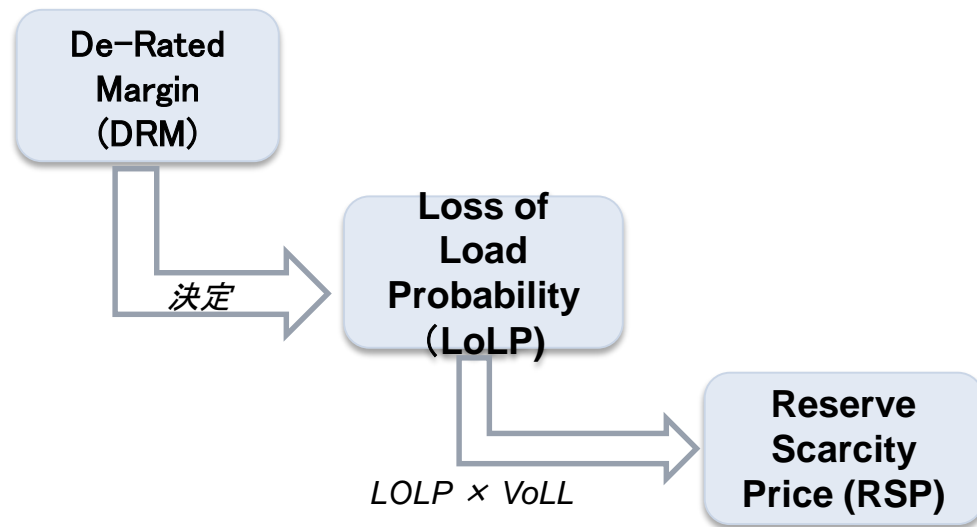
kWh価格が需給状況を反映しないおそれ

※現在も調査中のため、一部不正確な情報が含まれる可能性がある 33

参考: STORへの指令のkWh価格の再計算

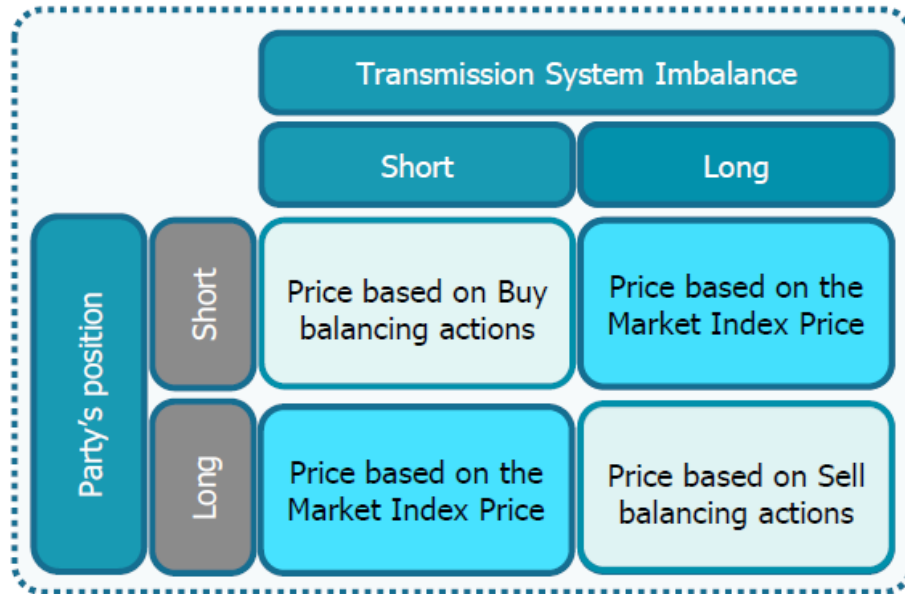
- STORに指令された場合のkWh価格は、電力の希少性を反映するReserve Scarcity Priceという仕組みで再計算される。

- ①SOがゲートクローズ時点のDe-rated Margin (DRM)を計算
- ②DRMの大きさに対応して停電確率 (LoLP) が算出される
- ③LoLPにValue of Lost Loadを掛け、RSPを求める。

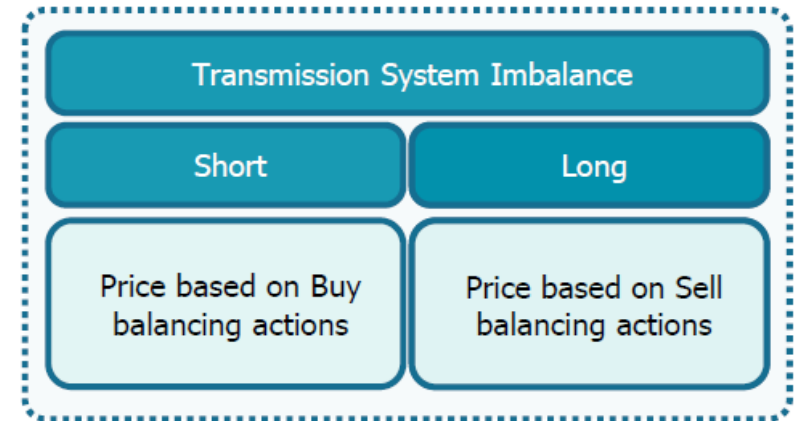


参考：シングルプライス制への移行（近年の制度変更③）

- 2015年11月から、不足インバランスと余剰インバランスの価格を同一にした。



DUAL CASH-OUT



SINGLE CASH-OUT

2015年11月以降

参考: PARの縮小 (近年の制度変更④)

- 限界的なkWh価格を用いることで適切な価格シグナルを出すことができるという考えのもと、2015年にPAR (Price Average Reference Volume) が500MWhから50MWhに縮小された。
- さらに、2018年11月からは、1 MWhに縮小される。

