

EUの電力市場設計 最新の動向

東京財団政策研究所
資源・エネルギーユニット
ポストドクトラルフェロー 杉本康太

sugimoto@tkfd.or.jp

ACER/CEER

Annual Report on the Results
of Monitoring the Internal
Electricity and Gas Markets
in 2016

Electricity Wholesale Markets Volume

October 2017

電力・ガス市場
監視レポート

ACER/CEER

Annual Report on the Results
of Monitoring the Internal
Electricity and Natural Gas
Markets in 2019

Electricity Wholesale Markets Volume

October 2020

2019年、第4次エネルギー政策パッケージ完成

通称、クリーンエネルギーパッケージ（CEP）



2030年までに、以下を達成

- 温室効果ガスを1990年比で40%削減
- EUのエネルギーミックスに占める再エネの比率を32%に上げる
- ベースラインシナリオと比較して、エネルギー効率性を32.5%上げる

2019年、第4次エネルギー政策パッケージ完成

通称、クリーンエネルギーパッケージ（CEP）



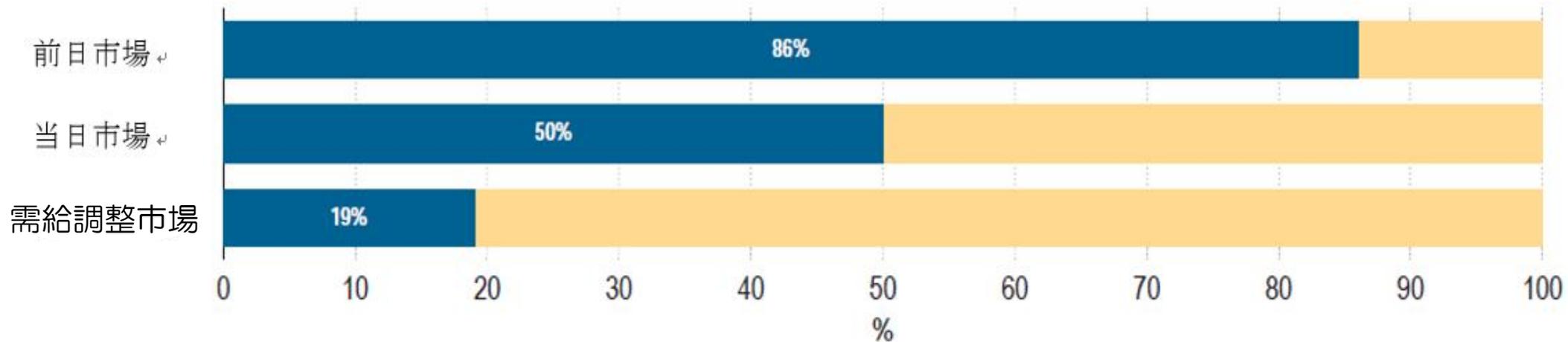
- 4つの規則と4つの指令を出した。
- 規則（Regulation）は、全加盟国に法的拘束力を持って適用される。
- 指令（Directive）は、各国が国内法に落とし込む上での共通の原則を示したもの
- *Electricity Regulation 2019/943*
- 電力市場の設計に関する、

新しい規則。 4

連系線の効率的活用度

1ユーロ以上の値差が起きたとき、価格が安いゾーンから高いゾーンに連系線容量が用いられた比率

Figure ii: Level of efficiency in the use of interconnectors in Europe (% use of available commercial capacity in the 'right economic direction') – 2016



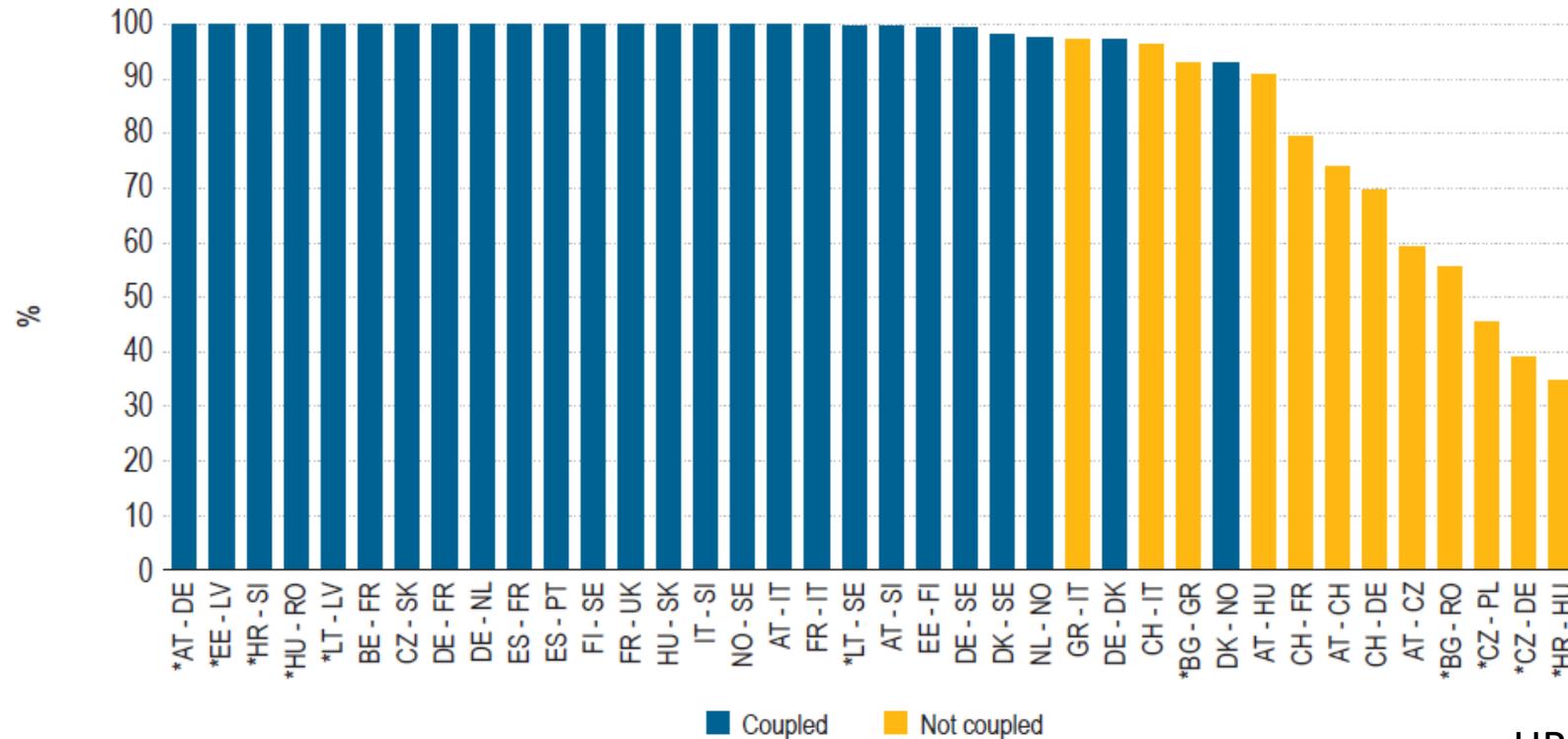
Source: ACER calculations based on ENTSO-E, NRAs, EMOS and Vulcanus.

Note: *Intraday and Balancing values are based on a selection of EU borders.

- 2016年末の段階で、前日市場では86%あり、最適に近い。

連系線容量の前日市場の効率的な活用度（国境別）

Figure 25: Level of efficient use of cross-zonal capacity in the DA market timeframe, per border in Europe – 2019 (%)



HR:クロアチア

Source: ACER calculations based on ENTSO-E data.

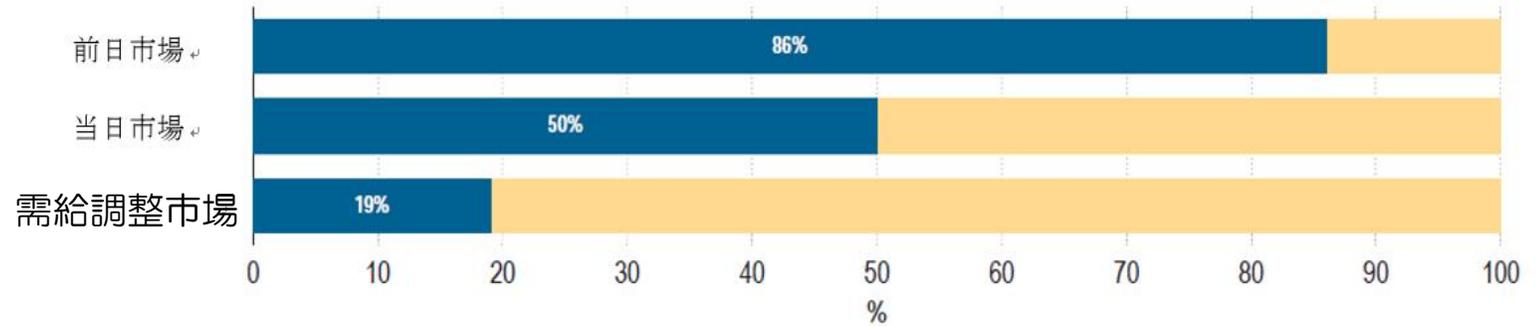
Note: This figure contains data on all European bidding zone borders (except cross-zonal borders within countries and technical profiles), aggregated into country borders for convenience. The borders that were not included in previous MMRs are indicated with an asterisk (*). On some coupled-borders, the level of efficiency is reported to be below 100%. This may be either due to the existence

前日市場が結合している連系線においては、効率的な活用が実現している。⁶

連系線の 効率的活用度

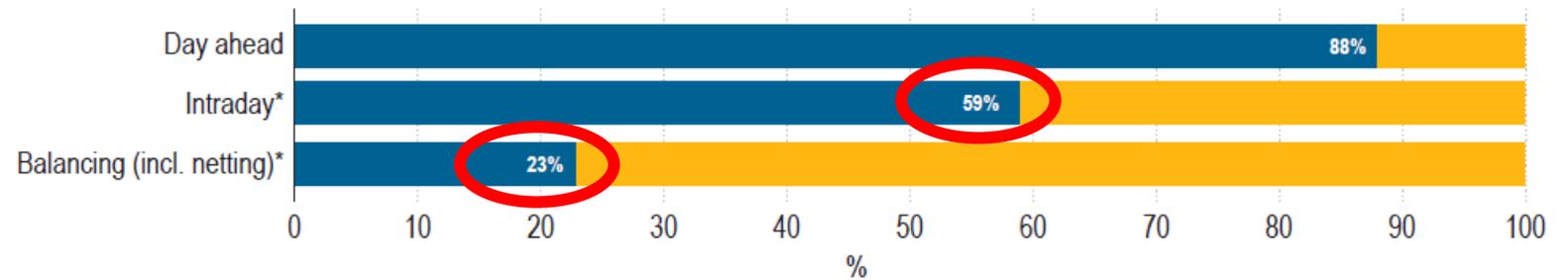
- 当日市場と
- 需給調整市場には、
- 改善の余地が大きい

Figure ii: Level of efficiency in the use of interconnectors in Europe (% use of available commercial capacity in the 'right economic direction') – 2016



Source: ACER calculations based on ENTSO-E, NRAs, EMOS and Vulcanus.
Note: *Intraday and Balancing values are based on a selection of EU borders.

Figure i: Level of efficiency in the use of interconnectors in Europe in the different timeframes (% use of available commercial capacity in the 'right economic direction') – 2019



Source: ACER calculations based on NRAs and ENTSO-E data.

Note: For the purpose of this figure, efficient use is defined as the percentage of available capacity (NTC) used in the 'right economic direction' in the presence of a significant (>1 euro/MWh) price differential. Intraday and balancing values (*) are based on a selection of EU borders⁴.

最新動向の概要

1

当日市場 (kWh)

- 国際的結合進む

2

需給調整市場(Δ kW)

- 調整力の国際共同調達へ
- 入札時期後ろ倒し
- 容量提供期間の短縮化

3

容量市場(kW)

- CO₂排出量を参加資格に

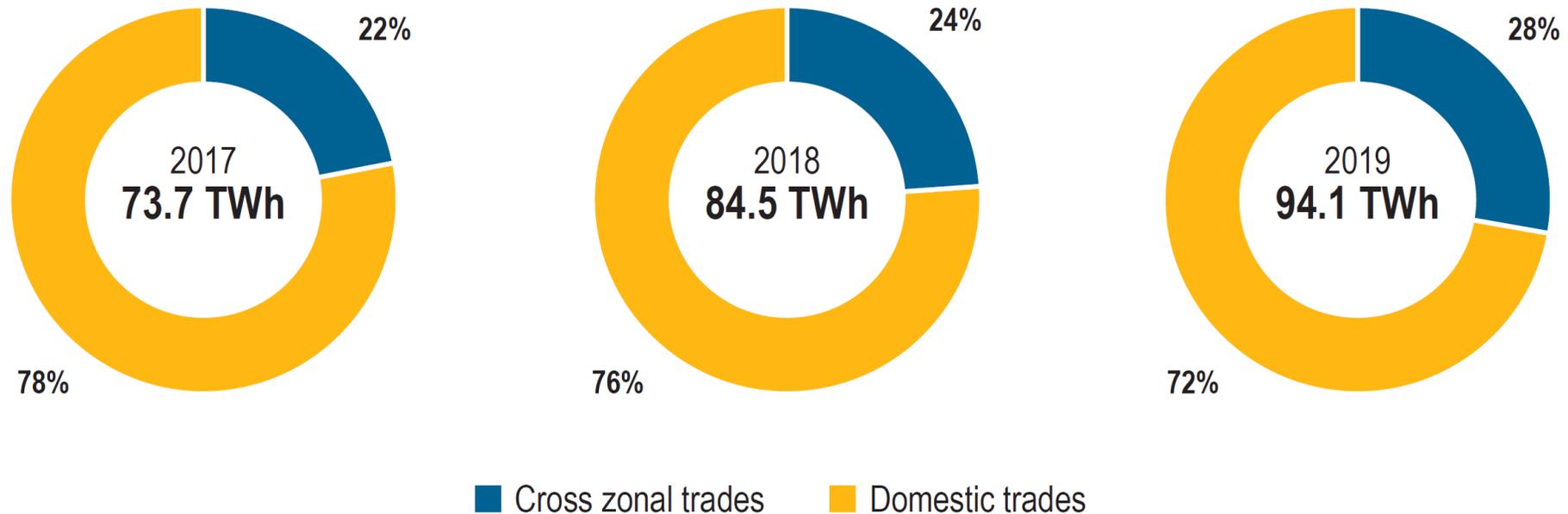
当日市場（の価格とインバランス価格との値差）の役割

Balancing Service Provider、Balancing Responsible Party

- BG（BSP）が計画値同時同量を達成するための手段を提供
- 未達成の場合に支払うインバランス価格が十分に高ければ、BGは可能な限り当日市場で取引を行う誘因を持つ
- BGが計画値を実績値に近づけられれば、TSOが調整力を発動する必要は減る（需給調整費用が減る）。

当日の取引量：国内外別

Figure 21: Share of continuous ID-traded volumes according to intra-zonal vs. cross-zonal nature of trades in Europe and yearly continuous ID-traded volumes – 2017–2019 (% and TWh)



Source: ACER calculations based on NEMOs data.

コロナ禍の2020年上半期でも取引量は前年比25%以上増加

最新動向の概要

1

当日市場 (kWh)

- 国際的結合進む

2

需給調整市場(ΔkW)

- 調整力の国際共同調達へ
- 入札時期後ろ倒し
- 容量提供期間の短縮化

3

容量市場 (kW)

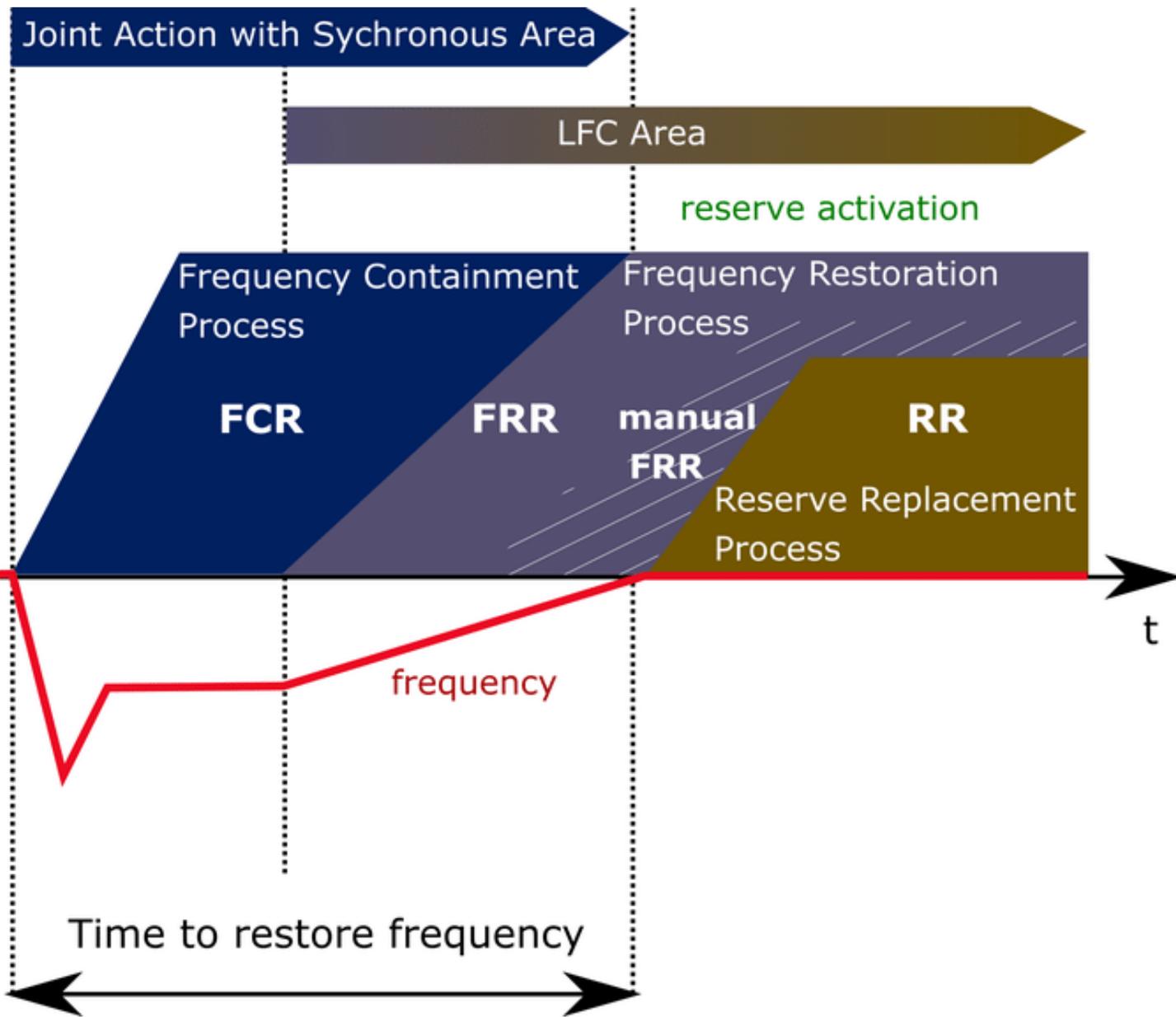
- CO₂排出量を参加資格に

需給調整市場

調整力 (reserve) の種類

- **FCR** ≡ 1次調整力
(Frequency Control Reserve)
- **aFRR** ≡ 2次調整力
(automatically activated frequency restoration reserve)
- **mFRR** ≡ 3次調整力①
(manually activated frequency restoration reserve)
- **RR** ≡ 3次調整力②
(Replacement Reserve)

Power/
Frequency



Kannan, A., Heckmann, W., & Strauss-Mincu, D. (2017).

Renewable integration and primary control reserve demand in the Indian power system.

入札時期後ろ倒し&容量提供期間の短縮化

Electricity Regulation, Article 6

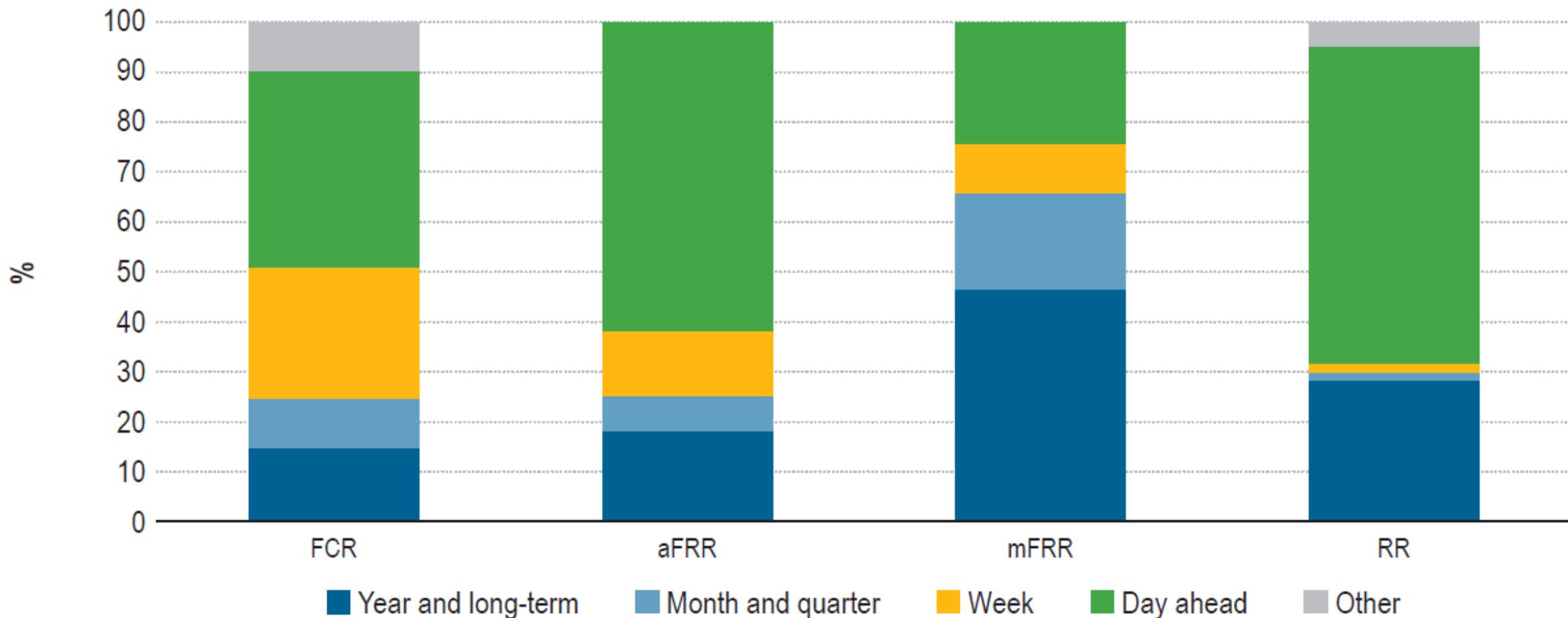
- 9. **Contracts for balancing capacity shall not be concluded more than one day before the provision of the balancing capacity** and the contracting period shall be no longer than one day,

私訳

- 調整力容量の調達契約は、実際に提供する日から1日以上前に締結されてはならない
- 調整力容量の提供期間は、1日以上長くてはいけない。

入札開始時期の比率（調整力別）

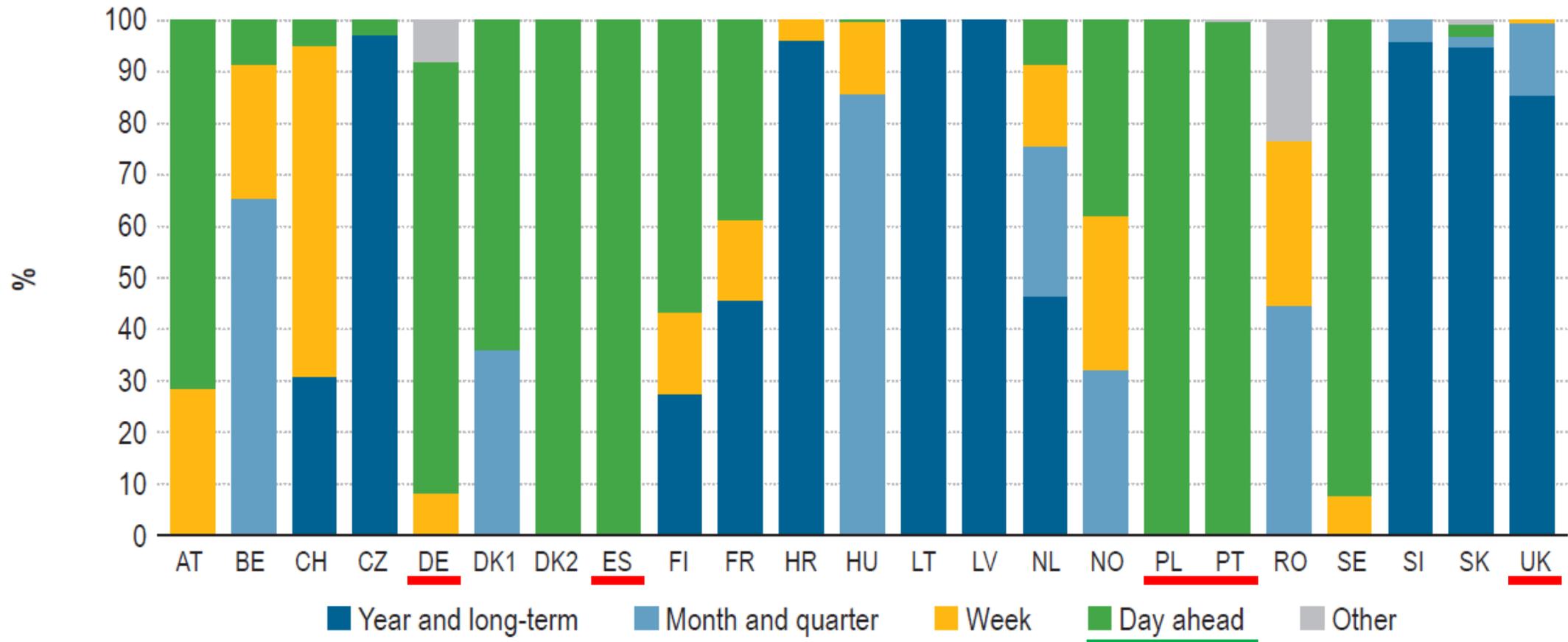
Figure 31: Repartition of the procurement lead time of each type of reserve – 2019 (%)



aFRR と Replacement Reserve の6割は前日に調達されている。mFRR の6割以上は年・数か月前

入札開始時期の比率（国別）

Figure 32: Repartition of procurement lead time of each country, for all types of reserve (FCR, aFRR, mFRR, RR) – 2019 (%)
[ACER/CEER\(2020\)MMR, Volume 1,Electricity Wholesale Market Volume](#)



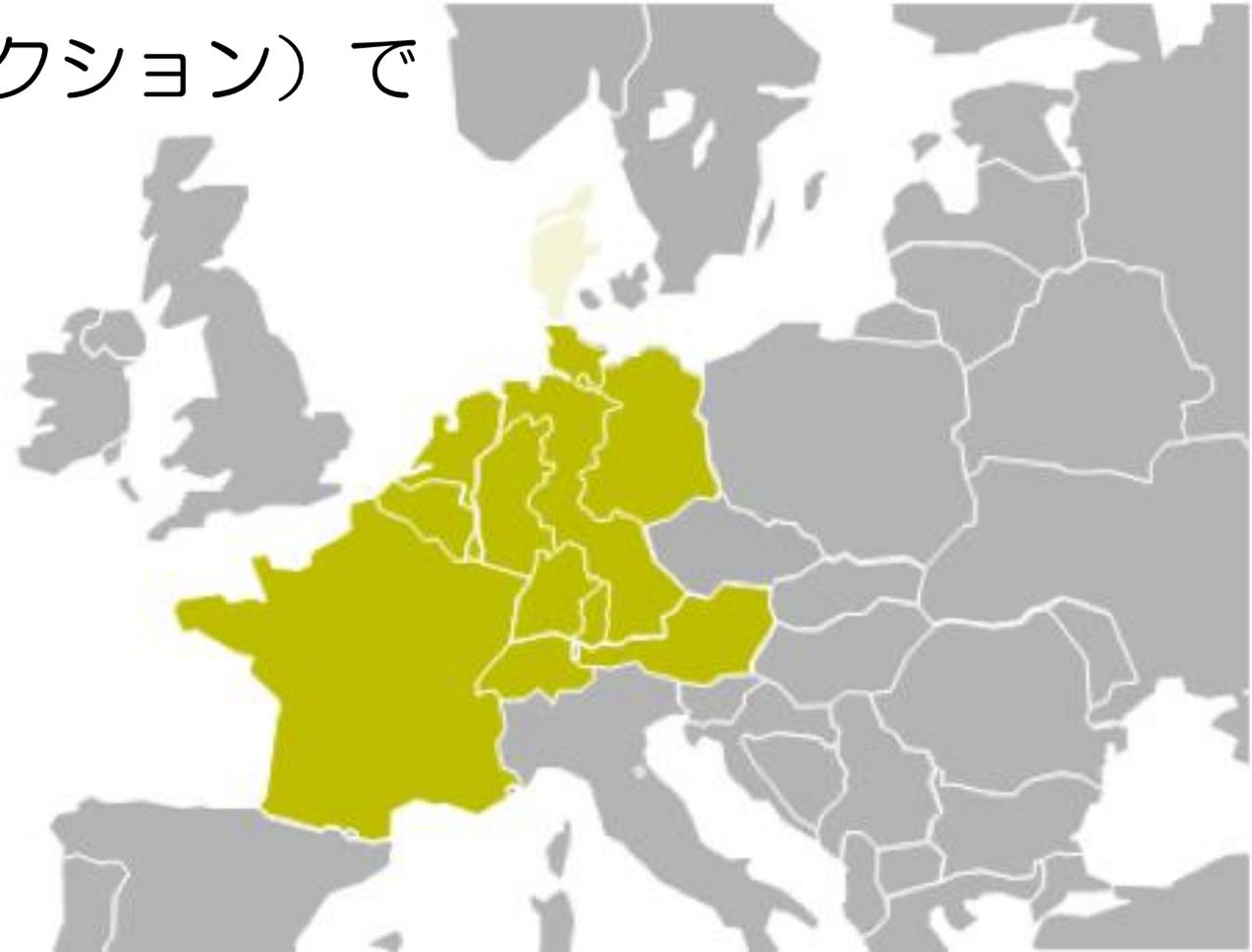
Source: ACER calculations based on NRAs data.

TSOたちによる、調整力共同調達のための自主的な取り組みの例

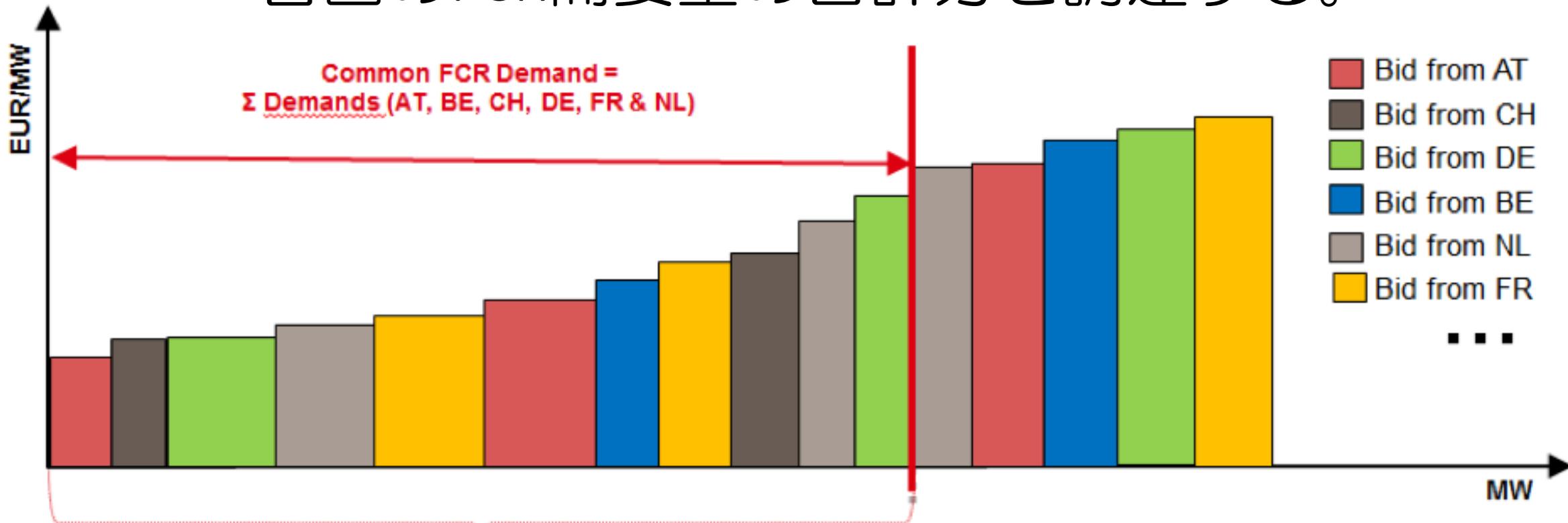
- Frequency Control Reserve Cooperation project
- International Grid Control project
- Platform for the International Coordination of aFRR and Stable System Operation
- Manually Activated Reserve Initiative、ATとDEのGAMMAプラットフォーム

Frequency Control Reserve Cooperation project

- 参加TSOたちは、共通の市場（オークション）で調整力（FCR）を調達している。
- 2021年に西デンマークとスロベニアも参加予定



BGから受け取った入札を安い順に並べて、
各国のFCR需要量の合計分を調達する。



Total Procured Volume

およそ1.4GW

https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/fcr/

Frequency Control Reserve Cooperation project : 発展の経過

	2018年	2019年7月1日～	2020年7月1日～
入札開始時期	毎週火曜の午後	2日前の15時	前日の8時
容量の提供期間	1週間	1日	4時間×6

狙い

- 調整力容量の過剰な調達を避け、費用を下げる
- 様々な柔軟性資源（再エネ、DR、エネルギー貯蔵、VPP）が市場参入しやすくする（バックアップ電源は火力だけにあらず）

• https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/fcr/

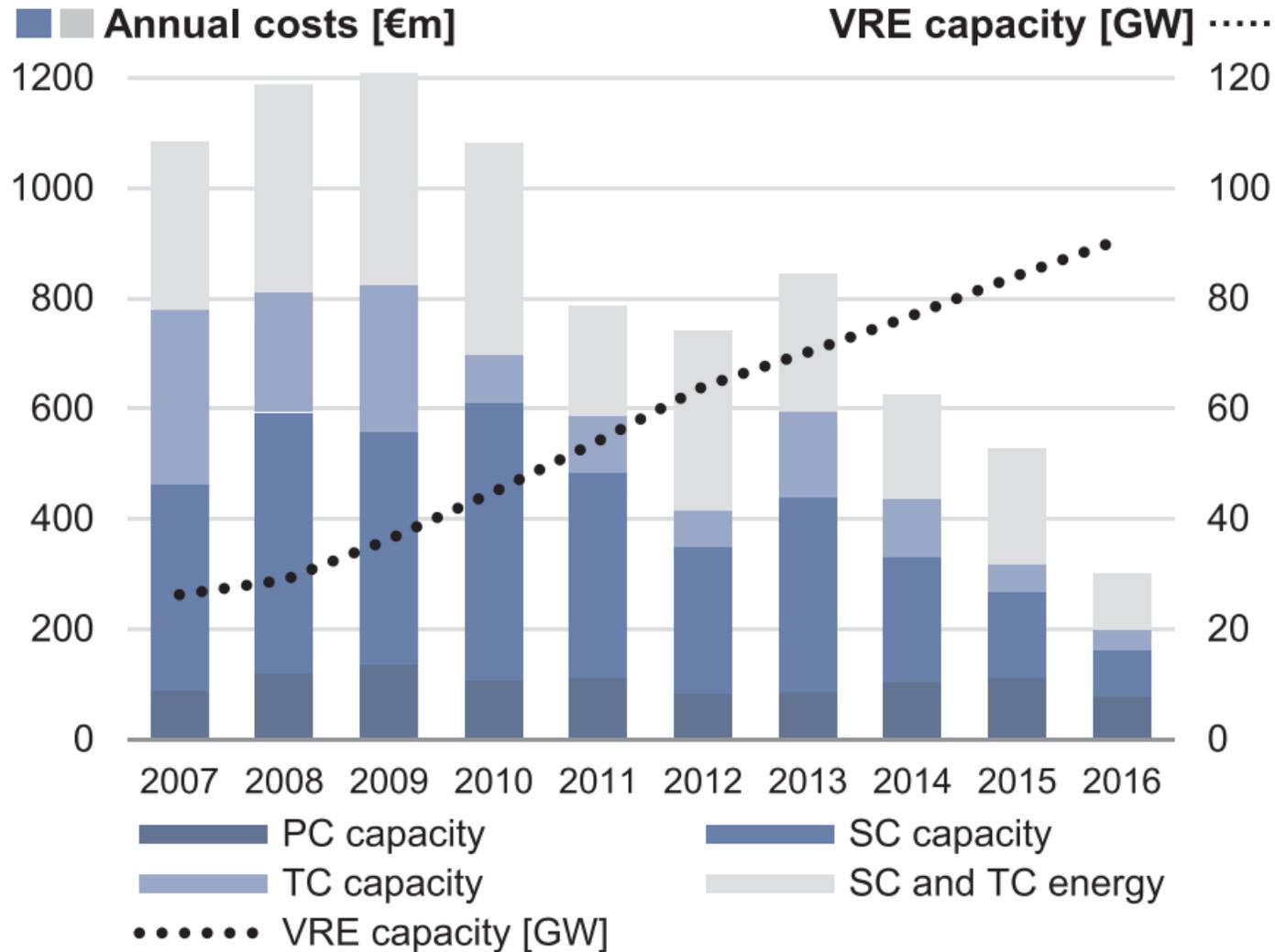
• [Announcement of successful start of daily D-1 auctions for FCR with 4-hour products per delivery day 1 July 2020](#)

• <https://www.ffgmbh.de/en/areas-of-expertise/scientific-analysis-of-system-and-energy-markets/106-electricity-market/>

892-new-auction-design-for-frequency-containment-reserve-since-1-july-2019-first-interim-results

ドイツの需給調整市場の費用

[Joos and Staffell \(2018\)](#)



“German Balancing Paradox”
by Lion Hirth

2次&3次調整力の容量費用と発動エネルギー費用が低下

最新動向の概要

1

当日市場 (kWh)

- 国際的結合進む

2

需給調整市場 (Δ kW)

- 調整力の国際共同調達へ
- 入札時期後ろ倒し
- 容量提供期間の短縮化

3

容量市場 (kW)

- CO₂排出量を参加資格に

容量メカニズムに参加可能な電源のCO₂要件

- [Electricity Regulation 第22条第4項\(a\)](#)
- from 4 July 2019 at the latest, generation capacity that started commercial production on or after that date and that emits more than 550 g of CO₂ of fossil fuel origin per kWh of electricity shall not be committed or to receive payments or commitments for future payments under a capacity mechanism

私訳

- 2019年7月4日以降に運開した電源のうち、1kWh当たり550g以上のCO₂を排出する電源は、容量メカニズムに参加したり支払いを受けることはできない。

容量メカニズムに参加可能な電源のCO₂要件

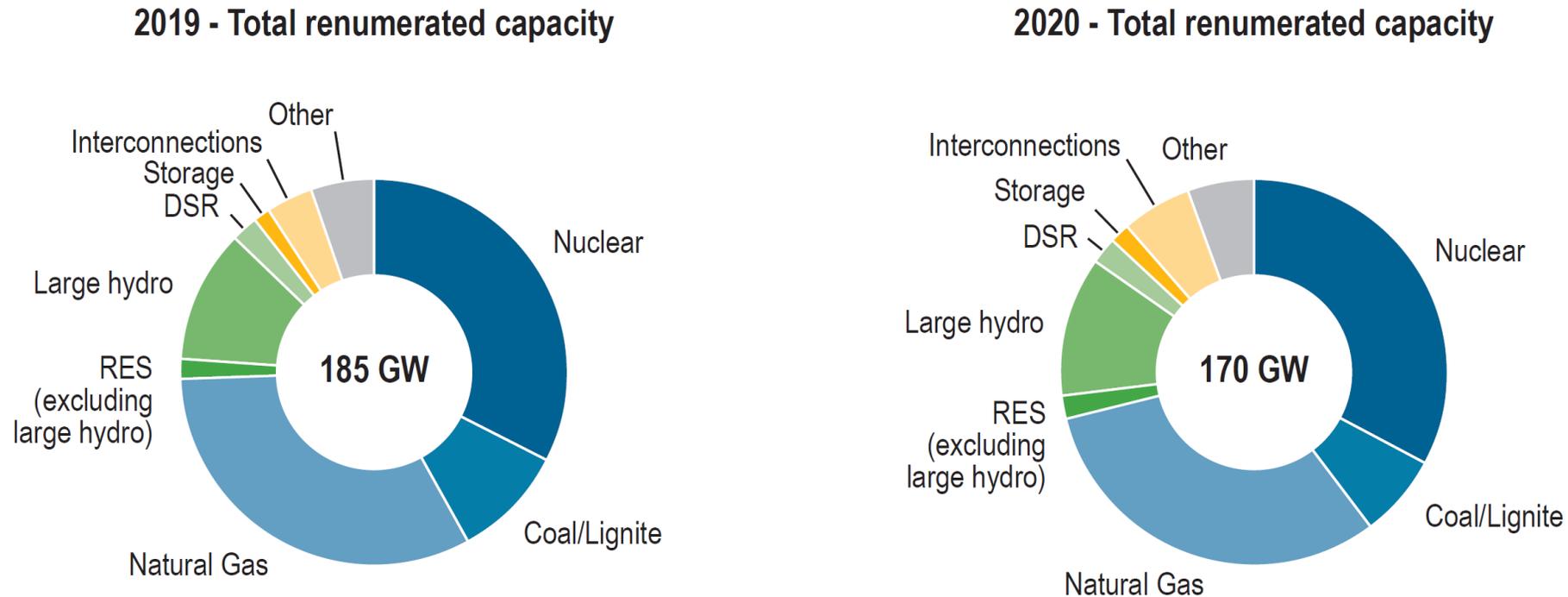
- [Electricity Regulation 第22条第4項\(b\)](#)
- from 1 July 2025 at the latest, generation capacity that started commercial production before 4 July 2019 and that emits more than 550 g of CO₂ of fossil fuel origin per kWh of electricity and more than 350 kg CO₂ of fossil fuel origin on average per year per installed kW shall not be committed or receive payments or commitments for future payments under a capacity mechanism.

私訳

- 2019年7月4日以前に運開した電源のうち、
- 1kWh当たり550g以上のCO₂を排出する電源、またはkW当たり年間平均で350kg以上のCO₂を排出する電源は、遅くとも2025年7月1日以降は、容量メカニズムに参加したり支払いを受けることはできない。

容量メカニズム：連系線、再エネ、DSR、貯蔵も

Figure 39: Capacity remunerated through CMs in a number of MSs per type of technology – 2019–2020 (GW)

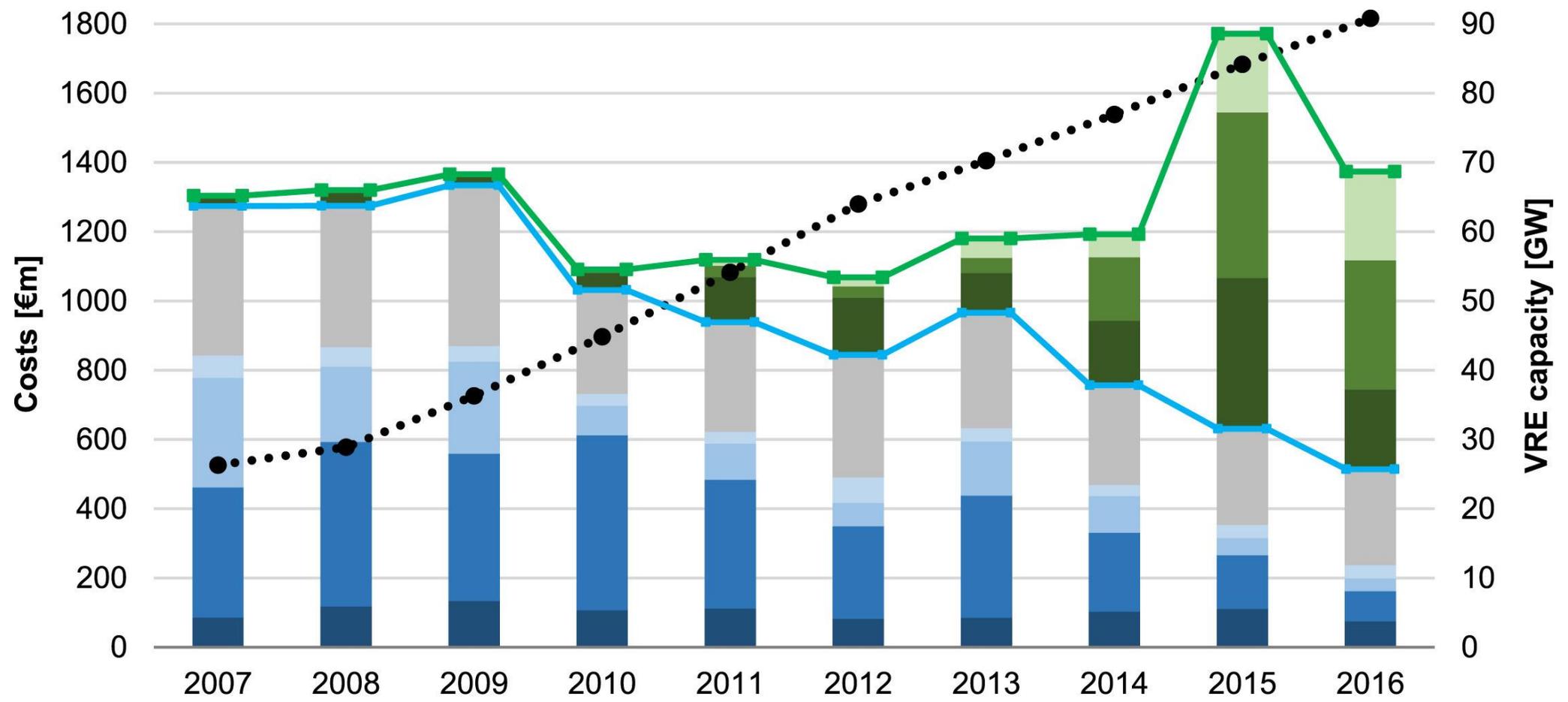


Source: ACER calculations based on NRAs data.

Note: The graphs are based on data for Belgium, Bulgaria, France, Finland, Greece, Ireland, Poland, Portugal, Spain, Sweden and the United Kingdom (Great Britain).

ドイツの系統運用費用 = 需給調整費用 + 混雑管理費用

[Joos and Staffell \(2018\)](#)



- Primary Control
- Secondary Control
- Tertiary Control
- Reactive power & black start
- Losses
- Redispatch & countertrading
- RES curtailment
- Reserve plants
- Total (without congestion)
- Total Cost
- VRE Capacity [GW]

26

[Euractiv\(2018\)](#)

[Bublitz et al.\(2019\)](#)

Reserve plant . . . 戦略的予備力 (Network reserve) として待機している石炭火力発電所

日本への示唆

- 西村（2015:2）

「市場・競争」と「安定供給」の相克が電力産業の宿命

- 橋川（2012:117）

2008年の第四次制度改革までの日本のエネルギー政策の論理的連関は、

エネルギー・セキュリティの確保

→原子力発電の重視

→原子力投資を抑制する電力自由化の問題視

→電力自由化の抑制

連系線を用いた市場取引により競争を導入することで、取引しない場合に比べて便益（余剰）を増やすことができる。

**EUの取り組みは、市場競争と安定供給が両立し得ることを示している
（再エネによる脱炭素化にも有効）**

再エネ導入にとっての市場と連系線活用の意義

- 価格シグナルを通じ、BG（再エネ事業者）も再エネの変動性カバーに参加・貢献
- 蓄電池が電力需給を時間的にシフトさせて需給一致に貢献できるように、
- 連系線は電力需給を空間的にシフトさせ、需給一致に安価に貢献できる。

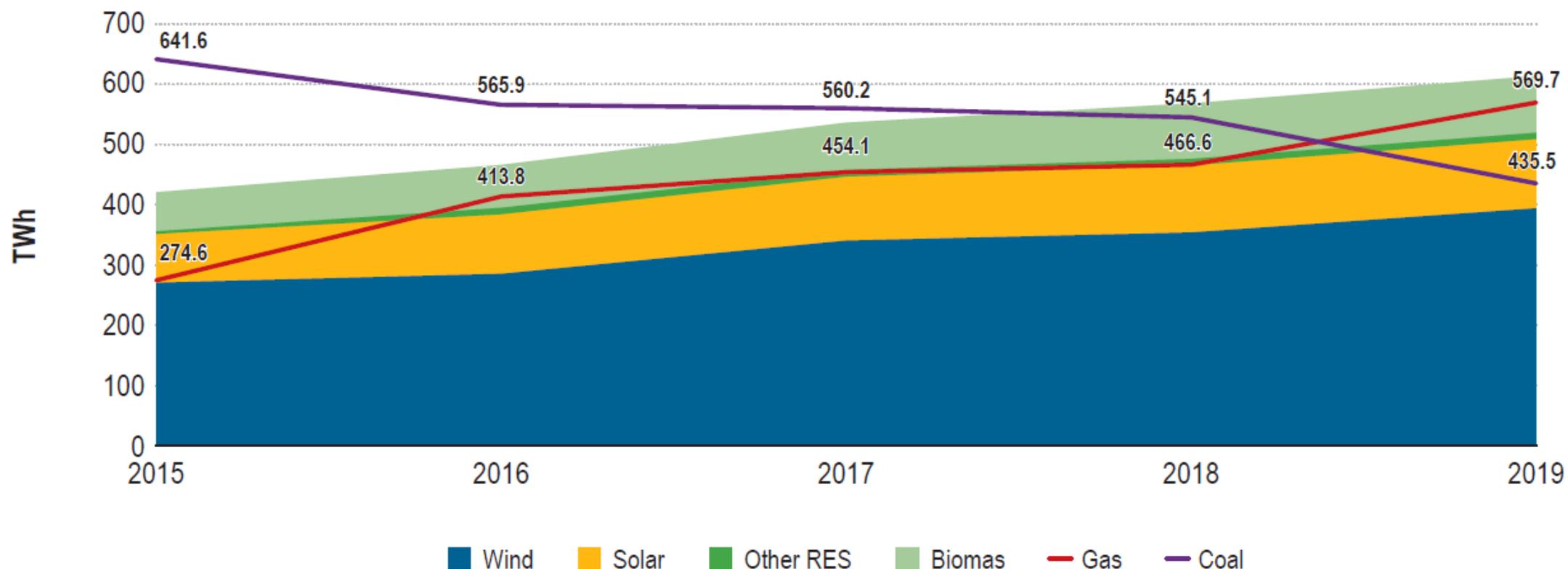
例

- 各国のVREの発電電力量と需要の予測誤差をエリア間で相殺し合うことで、需給調整に必要な調整力の容量&エネルギー費用を減らす
- インバランス・ネットィング

市場の活用は、再エネの統合費用のうち需給調整費用の低減に有効。

発電電力量：再エネ↑、石炭↓、ガス↑

Figure 3: Evolution of net electricity generation in EU-28 for coal, gas and renewables (excluding generation from hydro) – 2015–2019 (TWh) [ACER/CEER\(2020\)MMR, Volume 1, Electricity Wholesale Market Volume](#)



2020年上半期には、再エネが電源構成の40%を占めた

Source: ACER calculations based on ENTSO-E data.

Note: Norway and Switzerland are not included in this figure.



ご清聴ありがとうございました

補足資料

- 日本の現状
- 欧州の需給調整費用国際比較
- VREが増加するドイツでは、どうやって需給調整費用を低下させたのか？
(**German Balancing Paradox**)
- International Grid Control project
(インバランスネッティング)
- 容量メカニズムについてのACERのスタンス

(参考) 卸電力市場の状況

- 電力の卸取引量は年々増大。例えば、スポット市場における取引（約定）量は2015年度から2019年度までの5年間で約19倍になっており、この間、日本卸電力取引所（JEPX）の会員数も1.4倍に増加。
- また、先物市場やベースロード市場の創設など、取引手段の多様化も進んでいる。

＜各市場における約定量の推移＞

単位：百万kWh

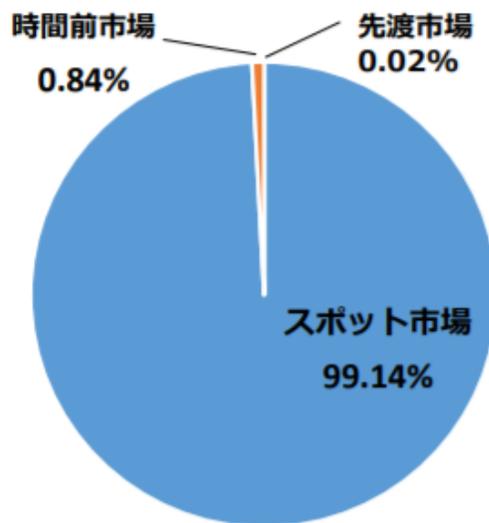
年度	2015	2016	2017	2018	2019	2015 →2019
スポット市場	15,326	22,962	58,593	208,642	292,510	19倍
時間前市場	1,313	1,660	2,226	1,747	2,580	2倍
先渡市場	70	102	47	70	51	横ばい
ベースロード市場	—	—	—	—	4,680	新設
(参考) JEPX会員数	130者	124者	135者	163者	184者	1.4倍
旧一電からの相対取引	— (※)	2,055	11,104	35,109	34,676	16倍
常時バックアップ	6,943	11,037	13,735	10,804	2,276	0.3倍
先物市場	—	—	—	—	185	新設

(※) 旧一電からの相対取引量については2016年より調査を開始しているため、2015年まではデータ無し。

(参考) 時間前市場における現在の約定量について

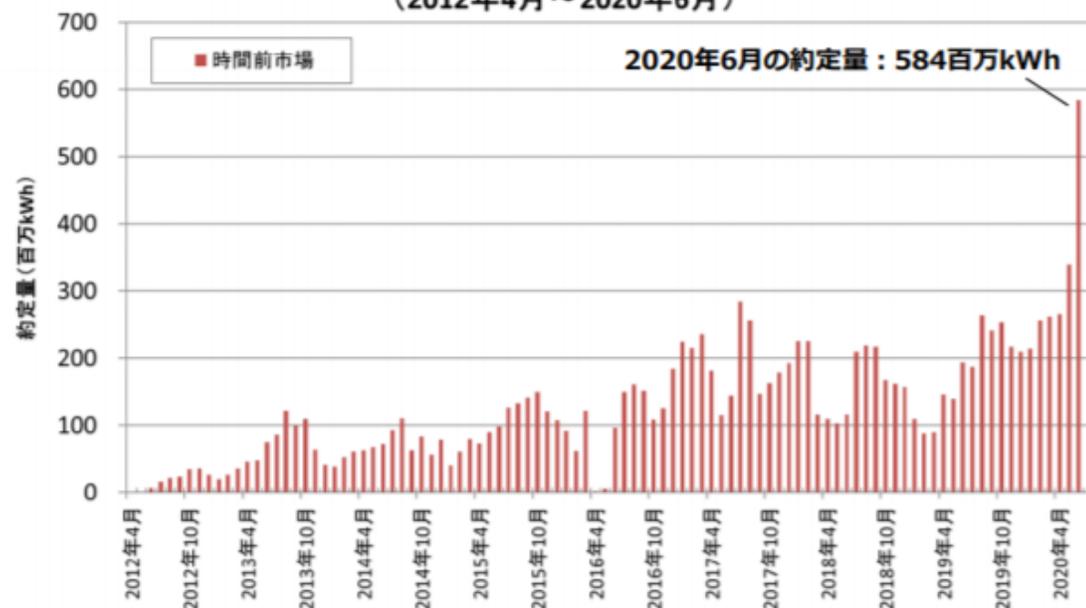
- 卸電力市場における約定量のうち、**時間前市場が占める割合は1%以下**に留まっている一方で、**時間前市場の約定量の推移**は、2016年4月の小売全面自由化以降、**おおむね増加傾向**となっている。
- **特に、2020年6月の取引量は584百万kWhであり、過去最高**となった。これは、スポット市場の価格下落に伴って、発電事業者による経済差し替えを目的とした買い約定等が増加したことが要因の一つと考えられる。

卸電力市場における各市場の約定量の比較(2019年度)



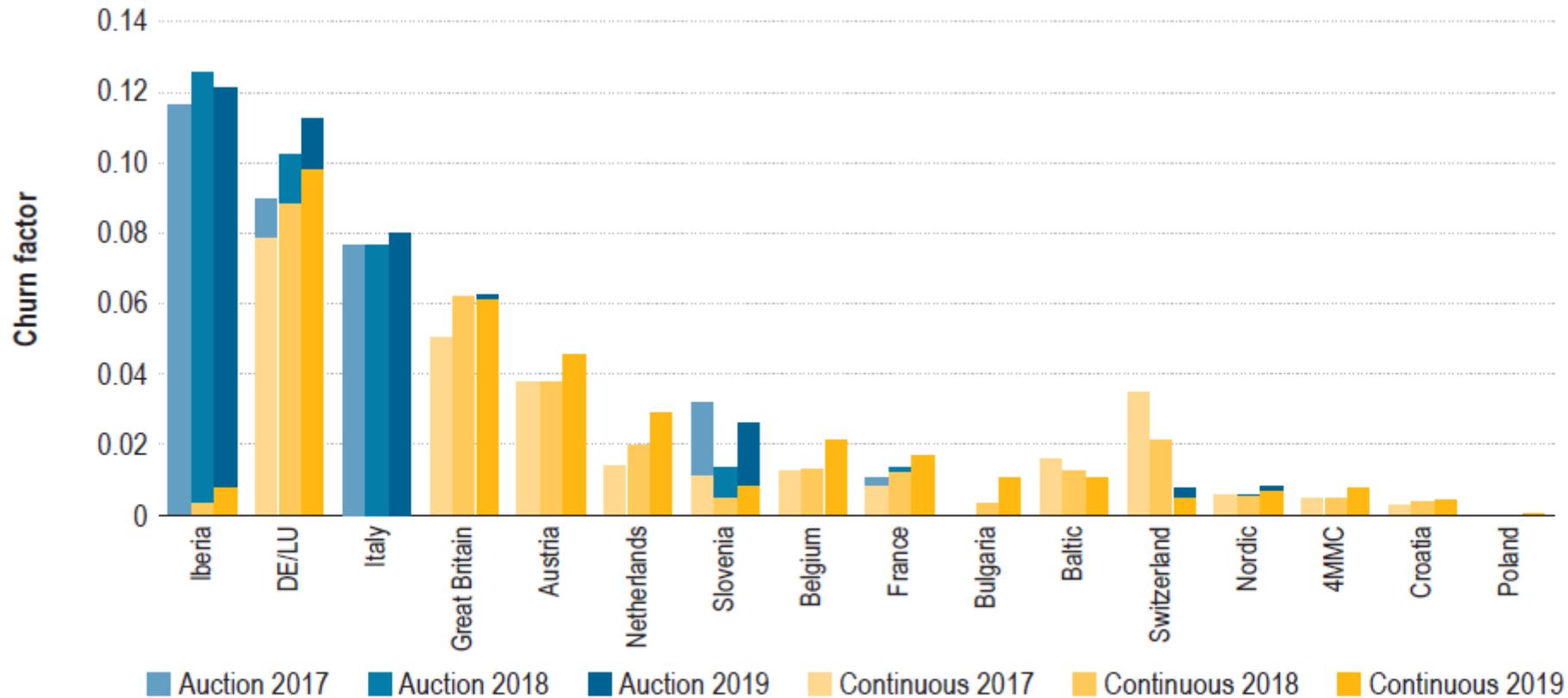
(出所) JEPXデータをもとに事務局作成

時間前市場の約定量の推移
(2012年4月～2020年6月)



Churn factor: 物理的消費量に占める当日の取引電力量の比率

Figure 20: Yearly ID churn factors in major European markets by type of trade – 2017–2019



Source: Volumes from nominated electricity market operators (NEMOs) and demand from ENTSO-E Transparency Platform.

Note: Croatia only started its ID market in April 2017, Bulgaria in July 2018, and Poland when it joined SIDC in the second wave in November 2019.

需給調整市場

現在は年に1回エリア毎
調整力公募

将来的な需給調整市場
では週に1回

2021年から三次調整力は
広域調達

商品導入スケジュールについて

- 需給調整市場については、商品ごとに広域化を進め、段階的に広域化が進められる予定。
- 商品によっては、広域化に際し、中給システム改修を行うことが必要となる。^{※1}

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
三次調整力② (低速枠)						広域運用+ 広域調達				
三次調整力① (EDC ^{※3-L})						広域調達 (週間) (2022~2023は年間で電源 I -b相当の設備を調達)				
二次調整力② (EDC ^{※3-H})						広域運用				
二次調整力① (LFC ^{※3})						エリア内調達 ^{※2} 広域運用				
一次調整力 (GF相当枠 ^{※3})						(週間)				
						一次調整力、二次調整力①の 広域化の要否・時期について (週間)				

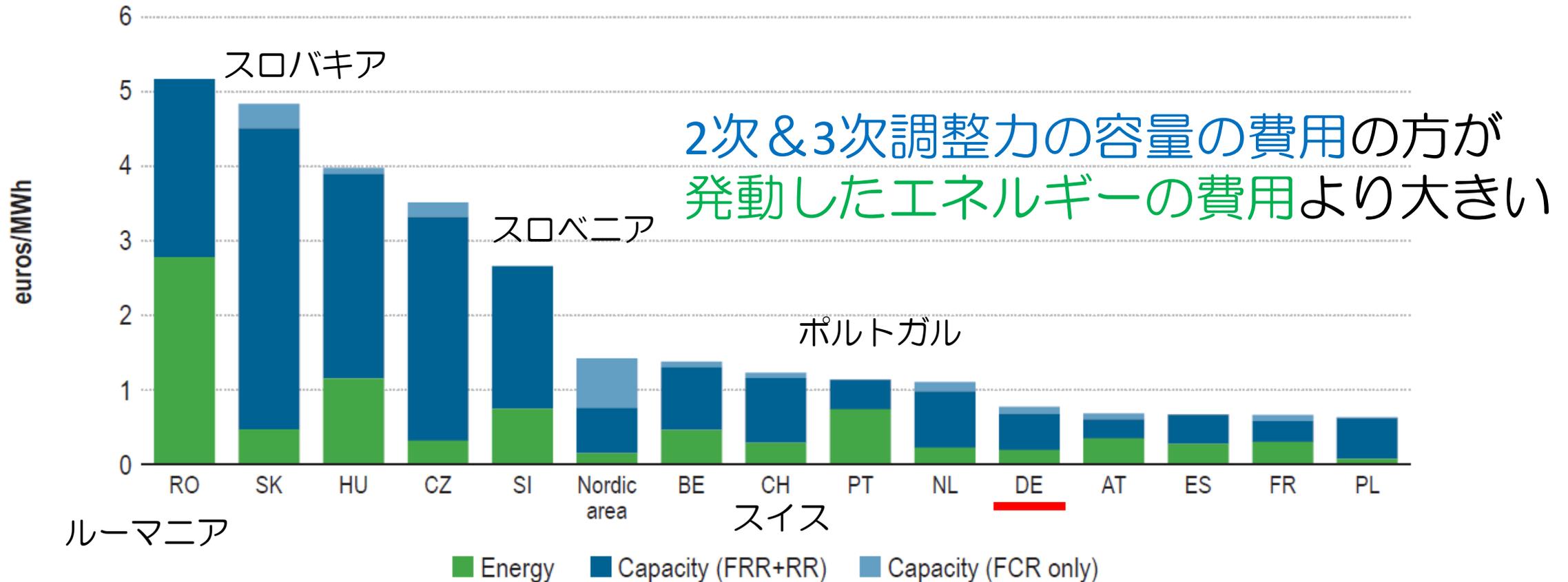
容量市場初回オークション

容量契約発効

- ※1 需給調整市場の実現に向けて必要となる中給システム改修を適宜行う (各社の改修時期は未定)
(例: kWh単価の変更期限の後ろ倒し、最低入札単位の引き下げ、広域化商品の拡大...)
- ※2 年間を通じて必ず必要となる量は年間で調達し、発電余力を活用する仕組み (現行の電源 II に相当する仕組み) を続ける。
詳細については今後検討。
- ※3 EDC (経済負荷配分制御) : 全体の発電費用が最小となるように各発電機の出力を制御 (小売電気事業者の経済負荷配分とは異なる)。
LFC (負荷周波数制御) : 周波数維持を目的として数分から数十分程度までの需要の短時間の変動を対象とした制御。
GF (ガバナフリー制御) : 発電機が自ら周波数変動に対して出力調整を行う制御。

需給調整費用＝事前に調達した容量＋ 実際に発動した上げ・下げエネルギー（MWh）

Figure 30: Overall costs of balancing (capacity and energy) over national electricity demand in selected European markets – 2019 (euros/MWh)



VREが増加するドイツでは、 どうやって需給調整費用を低下させたのか？

共通要因

- 再エネ発電電力量の予測技術・精度の向上
- 入札時期の後ろ倒し化(前日段階の最新の気象予測情報を反映)

需要サイドの要因

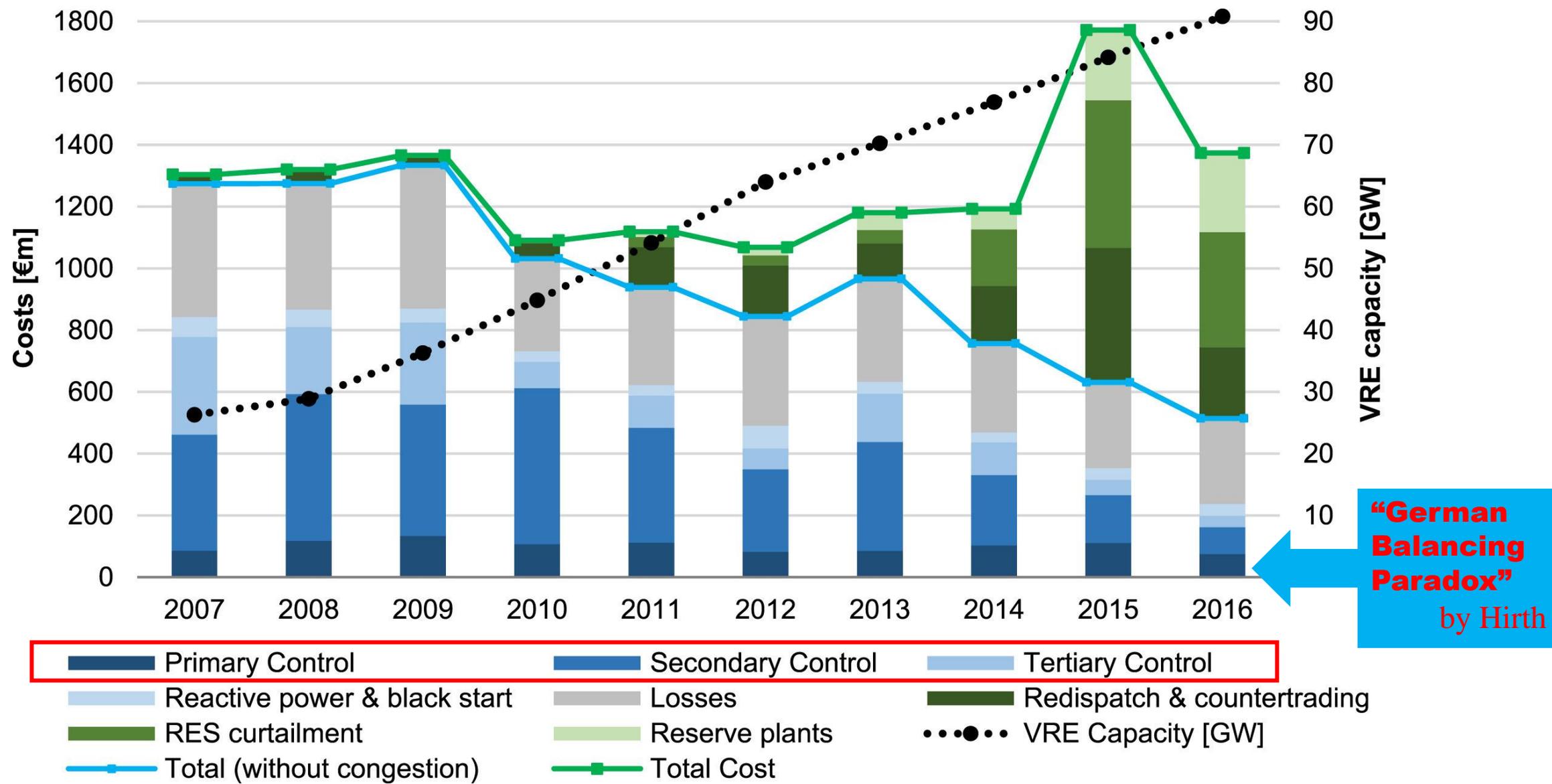
- TSO間で共同で調整力を計算・調達・発動（インバランス・ネットィング）

供給サイドの要因

- 国際的な市場結合などにより当日市場の流動性を高め、BGが計画値同時同量を実現しやすくなった
- 30分前までザラバ取引可能、15分単位の商品の誕生などにより、更に実績値に合わせやすくなった
- インバランス料金の予測可能性がなく不合理に高騰するため、BGがインバランスを減らすインセンティブが強い（恒藤さん）。

ドイツの系統運用費用 = 需給調整費用 + 混雑管理費用

Joos and Staffell (2018)



“German Balancing Paradox”
by Hirth

注：図の需給調整費用には、発電エネルギー費用は含まれていない（容量費用のみ）

Short-term electricity trading for system balancing: An empirical analysis of the role of intraday trading in balancing Germany's electricity system [Koch and Hirth \(2019\)](#)

FRR調達容量の減少



Fig. 1. Frequency restoration reserves procured by TSOs (balancing reserve) and generated energy from wind and solar plants. The period ends in 2017 because in 2018 the German regulator introduced a new approach for balancing reserve procurement showing a high potential to influence the behavior of market participants [34].

発動したFRRエネルギー量の低下

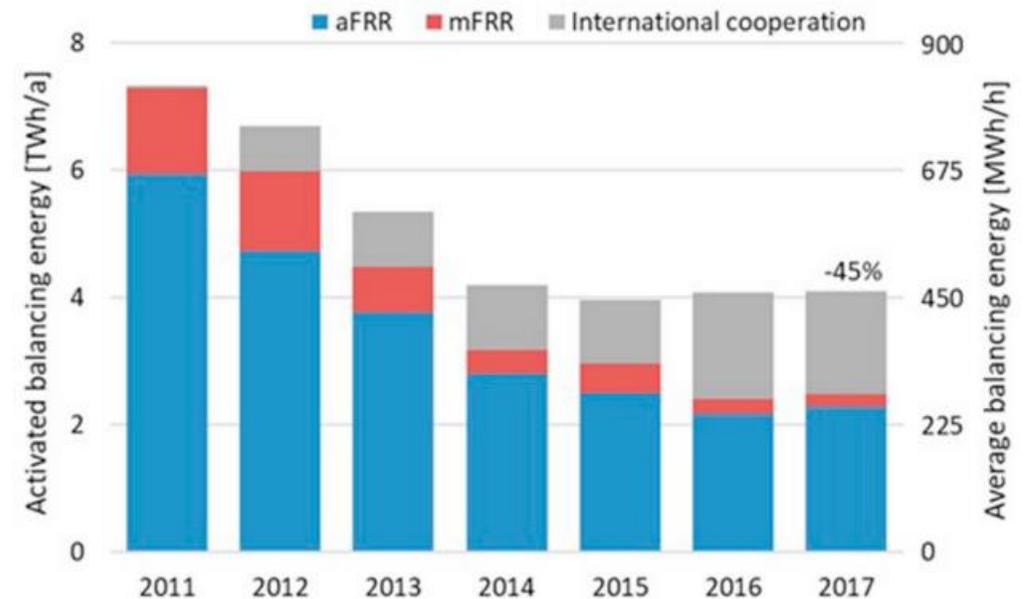


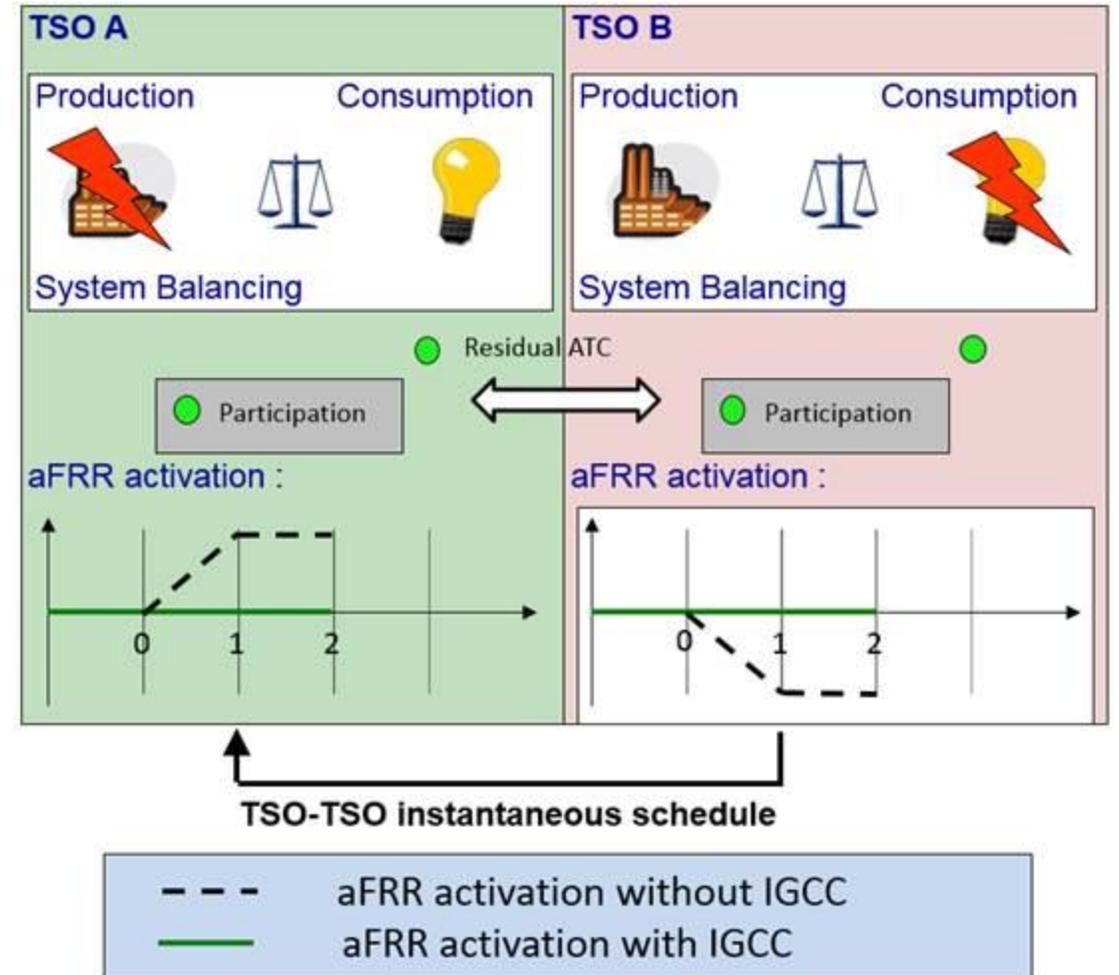
Fig. 2. Reserves activated by TSOs. In 2011, the activated balancing energy was 7.3 TWh/a (left axis), corresponding to 1.2% of the gross electricity consumption in Germany [35]. On average, 840 MWh/h capacity was activated (right axis). This dropped by 45% by 2017. Beyond this, international imbalance netting reduced reserve activation by another 40%.

TSOたちによる、調整力共同調達のための自主的な取り組み

- Frequency Control Reserve Cooperation project
- International Grid Control project (2012~)
- Platform for the International Coordination of aFRR and Stable System Operation
- Manually Activated Reserve Initiative、ATとDEのGAMMAプラットフォーム

Imbalance netting

- 周波数が同期しているエリア内で、
- TSO同士が上げ・下げ調整力FRRを同時に発動することを回避すること。



https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/imbalance-netting/

Imbalance netting

- International Grid Control project
- 11か国14社のTSOが参加
- ブルガリア、ギリシャ、ハンガリー、ポルトガル、ルーマニア、スロバキアなども参加予定



https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/imbalance-netting/

最後の手段としての容量メカニズム

Figure ii: Perceived need for CMs based on the MAF 2019 results – 2019

- 赤色の8国は、ENTSO-Eによればアデカシーの問題がないのにCMを導入している国。
- 2019年だけで39億ユーロ（約4800億円）の費用
- 徹底的なアデカシー評価：隣の加盟国の連系線を介した他国の発電容量やDSMへのアクセスも考慮する
- ACERが各国のアデカシー評価の方法に許認可権限を持つように

