経済産業省

資料５－１

一般送配電事業者を取り巻く情勢と今後の費用回収の在り方について

資源エネルギー庁

２０２２年　６月３０日

本日の御議論

- 2016年の小売全面自由化以来、全国10エリアで送配電事業を営む一般送配電事業者は、電気事業法に基づき、各エリアの安定供給の中核を担ってきた。また、近年、脱炭素化の流れが加速する中で、再エネ電源の接続を速やかに進める役割も担っている。
- 今後、更なる再エネの導入やレジリエンス強化の観点から、デジタル技術の活用等により、送配電ネットワークをより一層高度化していくことが求められている。
- これらの事業の実施に要する費用は、託送料金により回収することが原則であるが、需要実績が料金算定時の需要想定を下回る中、事業の実施費用と料金回収との間でアンバランスが生じている。また、再エネ賦課金を充てることとしている三次調整力②の費用回収不足は合計で１千億円規模に及び、一般送配電事業者の財務に深刻な影響を与えている。本年度からは交付の考え方を見直し、800億円程度の交付が行われる見込み。
- 加えて、卸電力市場価格の高騰に伴い、相対的に割安となった一般送配電事業者が行う最終保障供給の利用が急増しており、その費用の回収についても懸念を生じている。
- こうした中で、2023年度から、効率化を進めつつ必要な投資を確保する新たな託送料金制度（レベニューキャップ）が開始する。また、発電側課金を含めた送配電関連の費用回収の在り方については、2024年度を念頭に、できる限り早期の実現に向けて関連審議会で検討を行い、2022年中を目途に結論を得ることとしている。
- 本日は、一般送配電事業者を取り巻く情勢について御報告の上、今後、一般送配電事業者が円滑に事業を実施していくに当たっての費用回収の在り方について、幅広い観点から御議論いただく。

１．一般送配電事業者を取り巻く情勢

２．一般送配電事業者の財務状況と課題

３．今後の費用回収の在り方

一般送配電事業者を取り巻く情勢

- 周波数を維持し安定供給を実現するため、一般送配電事業者は需要と供給を最終的に一致させる調整力を確保するという、極めて重要な役割を担っている。そのため、2016年10月より調整力公募を毎年実施し、周波数維持義務を果たすために必要な調整力をエリア内で確保してきたところ。
- また、2021年4月よりエリアを越えた広域的な調整力の調達・運用と、市場原理による競争活性化・透明化による調整力コスト効率化を図るため、需給調整市場を開設し取引を開始した。DR事業者や新電力等の新規事業者も市場に参加し、より効率的で柔軟な需給運用を実現することが望まれている。
- 2030年時点の電力需要は、人口減少や省エネルギーの進展等により、2019年度とほぼ同レベルと見込まれている。
- こうした中で、再エネ電源の導入拡大やレジリエンス強化に対応するため、送配電網の整備・対策が必要となっている。
- 加えて、今後、高度経済成長期に整備した送配電設備の更新も必要になると見込まれている。
- こうした事業環境の変化に対応するためにも、経営効率化等の取組によりできるだけ費用を抑制しつつ、再エネの導入拡大や安定供給に向け、計画的かつ効率的に設備投資を行っていくことが求められる。

（参考）電力システム改革（東日本大震災後）

- 「電力システム改革に関する改革方針」（2013年4月閣議決定）に基づき、①**広域系統運用の拡大**、②**小売及び発電の全面自由化**、③**法的分離の方式による送配電部門の中立性の一層の確保**という3段階で改革が実施されてきた。

2015年（平成27年）4月1日

2016年（平成28年）4月1日

2020年（平成32年）4月1日

【電力】

第１段階（広域的運営推進機関設立）

第２段階（電気の小売全面自由化）

第３段階（送配電部門の法的分離）

料金の経過措置期間

２０２０年４月以降、事業者ごとに競争状態を見極め規制料金を撤廃

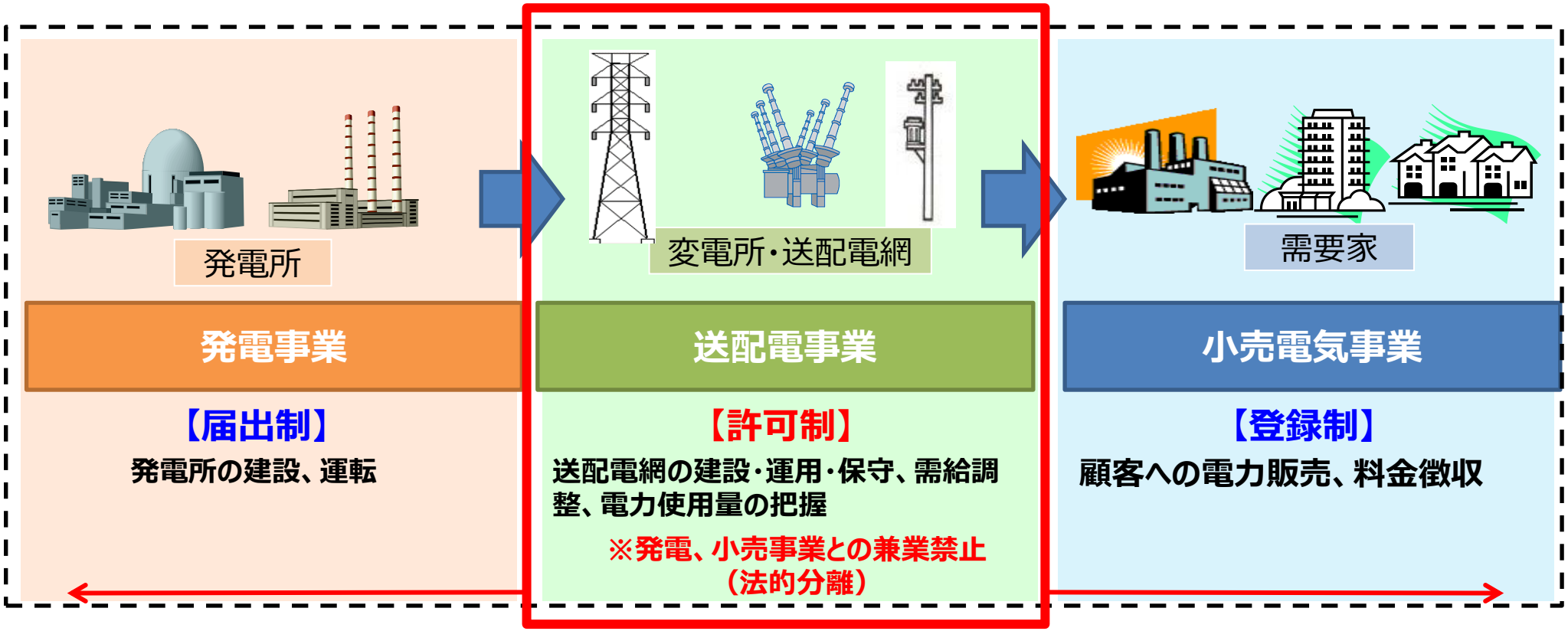
【市場監視】

電力取引監視等委員会の設立

ガスについても業務開始
※電力・ガス取引監視等委員会に改称

（参考）電気事業類型の見直し

- 2016年４月の小売全面自由化にあわせ、電気事業の類型を見直し。
- 発電は届出制、小売は登録制として幅広く参入を認める一方、公的インフラとして運営される送配電は許可制とし、地域独占を認め、料金規制を課す。
- 送配電は、2020年4月に発電・小売から独立した（発送電分離）。



※2020年４月に**発電・小売から独立**（**発送電分離**）

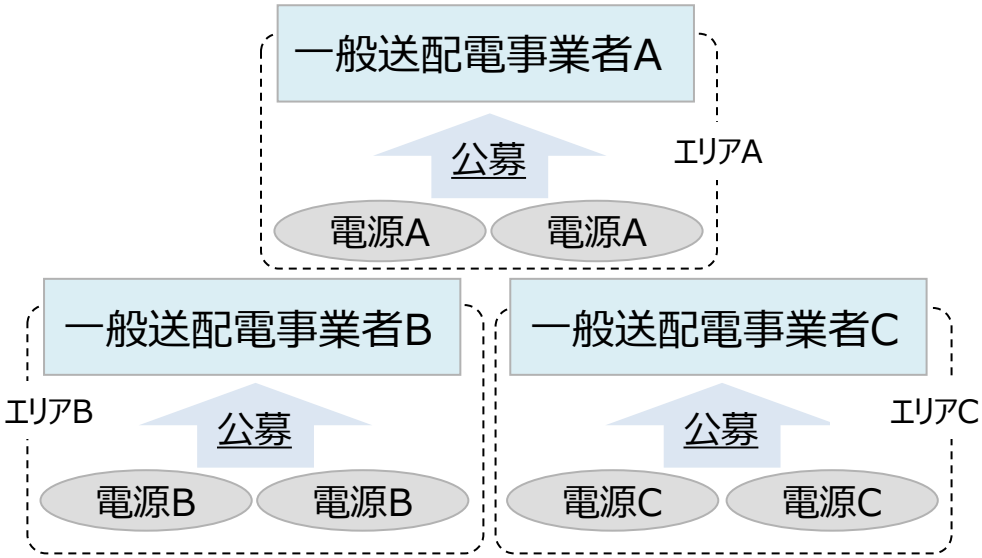
調整力公募から需給調整市場へ

- 周波数を維持し安定供給を実現するため、**一般送配電事業者は需要と供給を最終的に一致させる調整力を確保するという、極めて重要な役割を担っている**。そのため、2016年10月より調整力公募を毎年実施し、周波数維持義務を果たすために必要な調整力をエリア内で確保してきたところ。
- また、2021年4月より**エリアを越えた広域的な調整力の調達・運用**と、**市場原理による競争活性化・透明化による調整力コスト低減**を図るため、**需給調整市場を開設し取引を開始**した※。DR事業者や新電力等の新規事業者も市場に参加し、より効率的で柔軟な需給運用の実現が望まれている。

※2021年度は需給調整市場の商品のうち三次調整力②のみ取引開始。2022年度からは三次調整力①の取引を開始し、他商品は2024年度より導入予定。

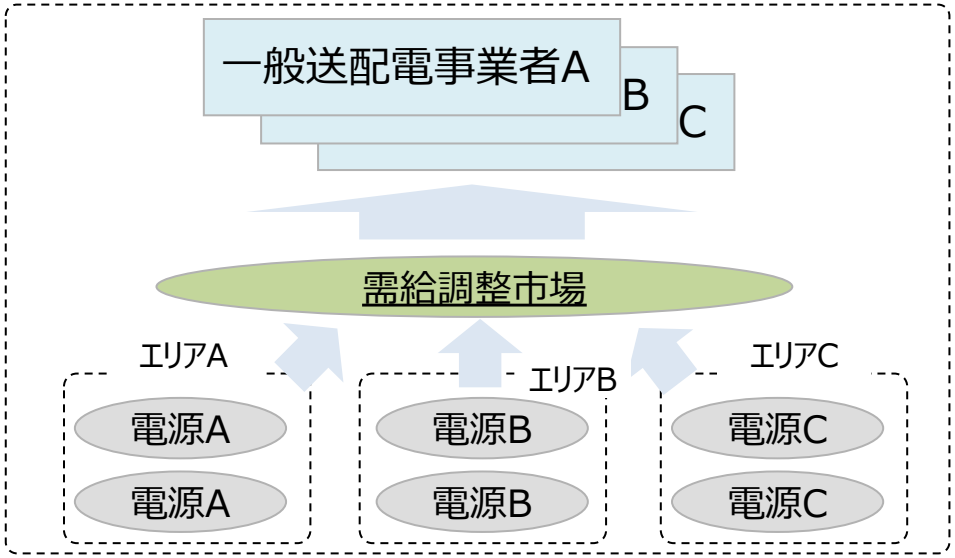
需給調整市場創設前（調整力公募）

各エリアの一般送配電事業者が公募により調整力を調達



需給調整市場創設後

一般送配電事業者が**エリアを超えて市場から調整力を調達**

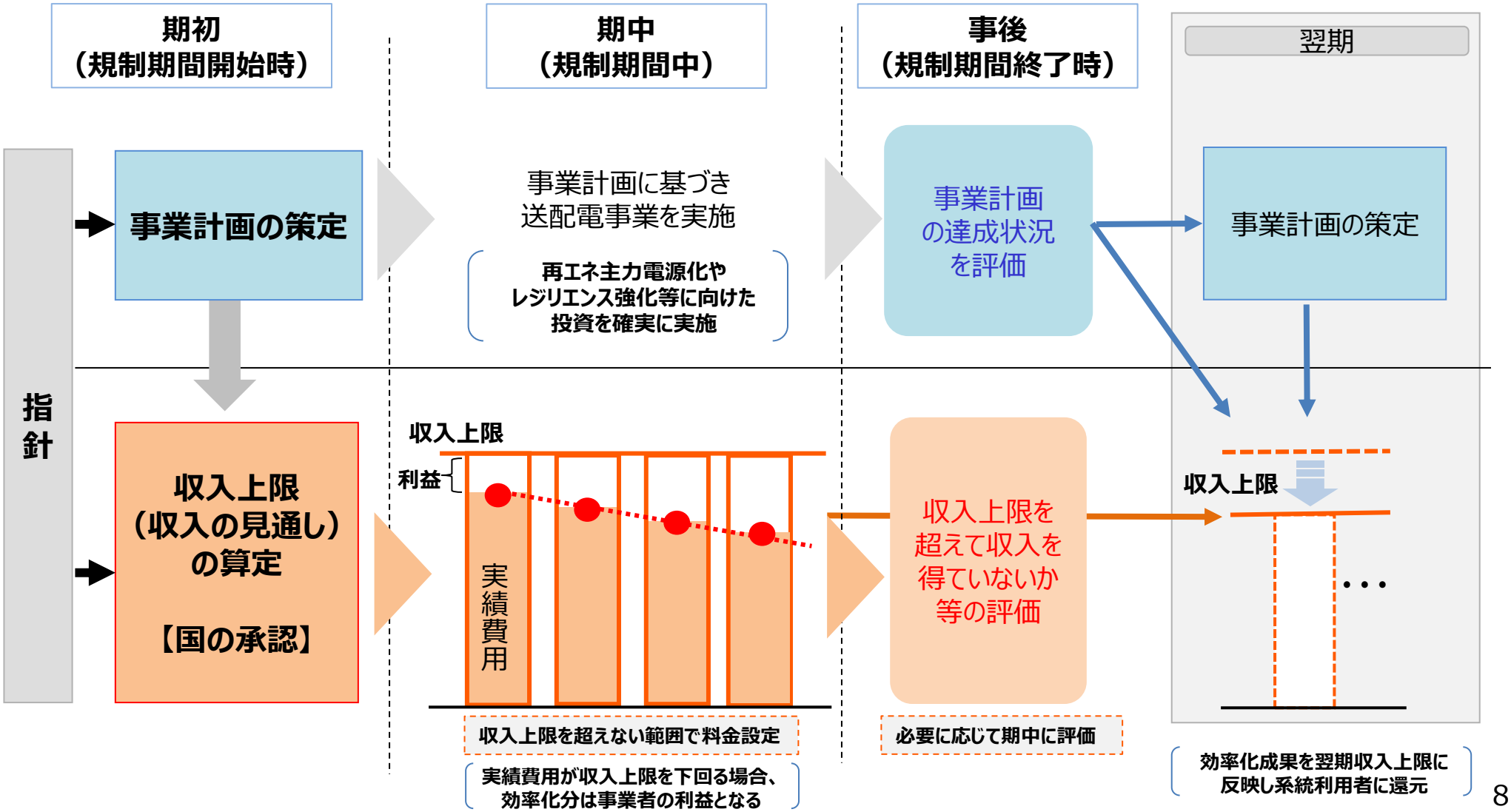


※「電源」は旧一電電源、新電力電源、DR等

（参考）レベニューキャップ制度の概要

（出所）託送料金制度（レベニューキャップ制度）中間とりまとめ 詳細参考資料（2021年11月）

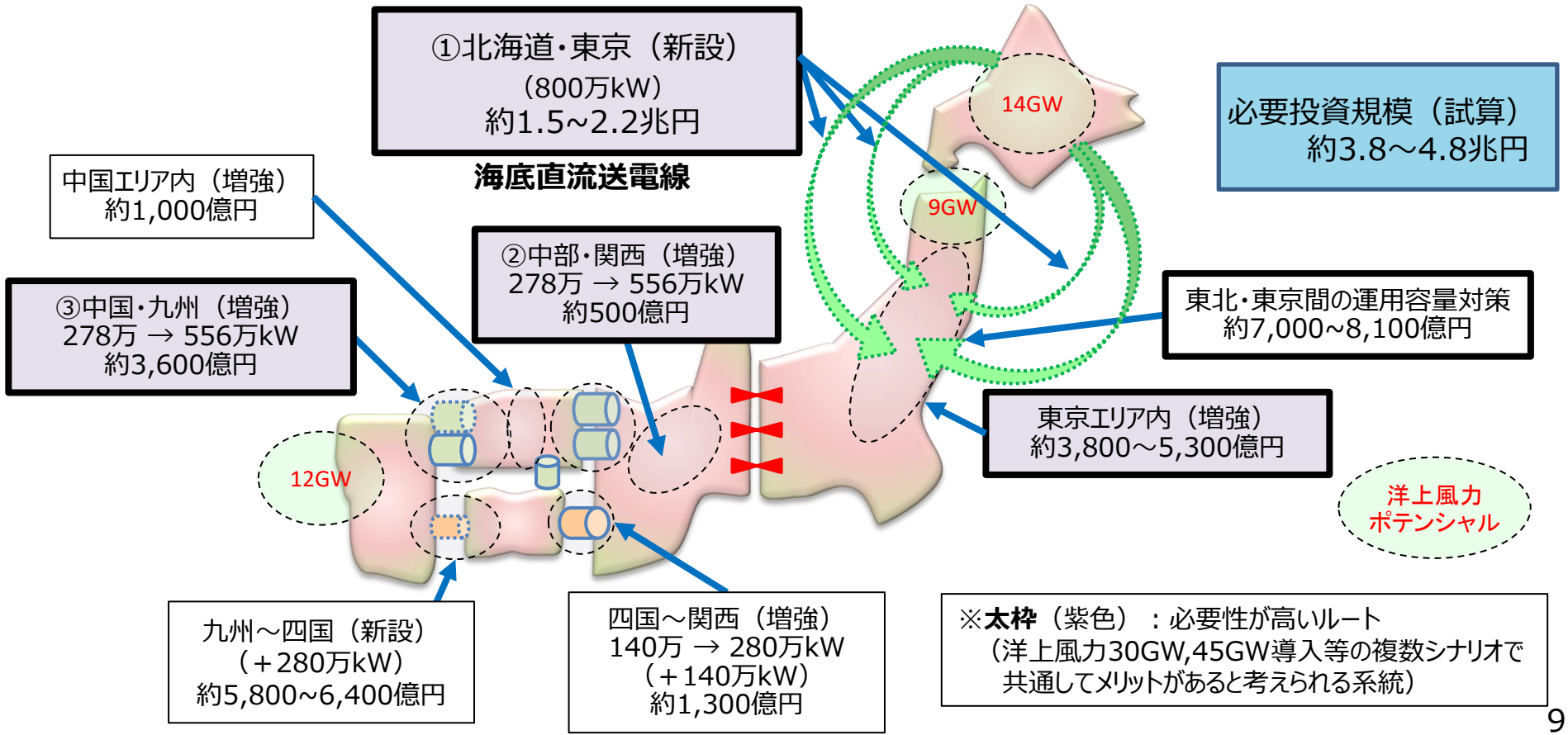
- 新しい託送料金制度では、一般送配電事業者が、一定期間ごとに収入上限について承認を受け、その範囲で柔軟に料金を設定できることとされている。本制度が、一般送配電事業者が、送配電費用を最大限抑制しつつ、必要な投資を確実に実施する仕組みとなるようその詳細を設計していく必要がある。



（参考）マスタープランに基づく地域間連系線等の増強

- 再エネの導入拡大やレジリエンス向上に向けて、全国大での広域連系系統の整備を計画的に進めるためのマスタープランについて、中間整理を2021年５月に取りまとめ、2022年度中の完成を目指して検討を進めている。
- 並行して、北海道と本州を結ぶ海底直流送電等の必要性が高いルートは、順次、具体化を検討することとしている。

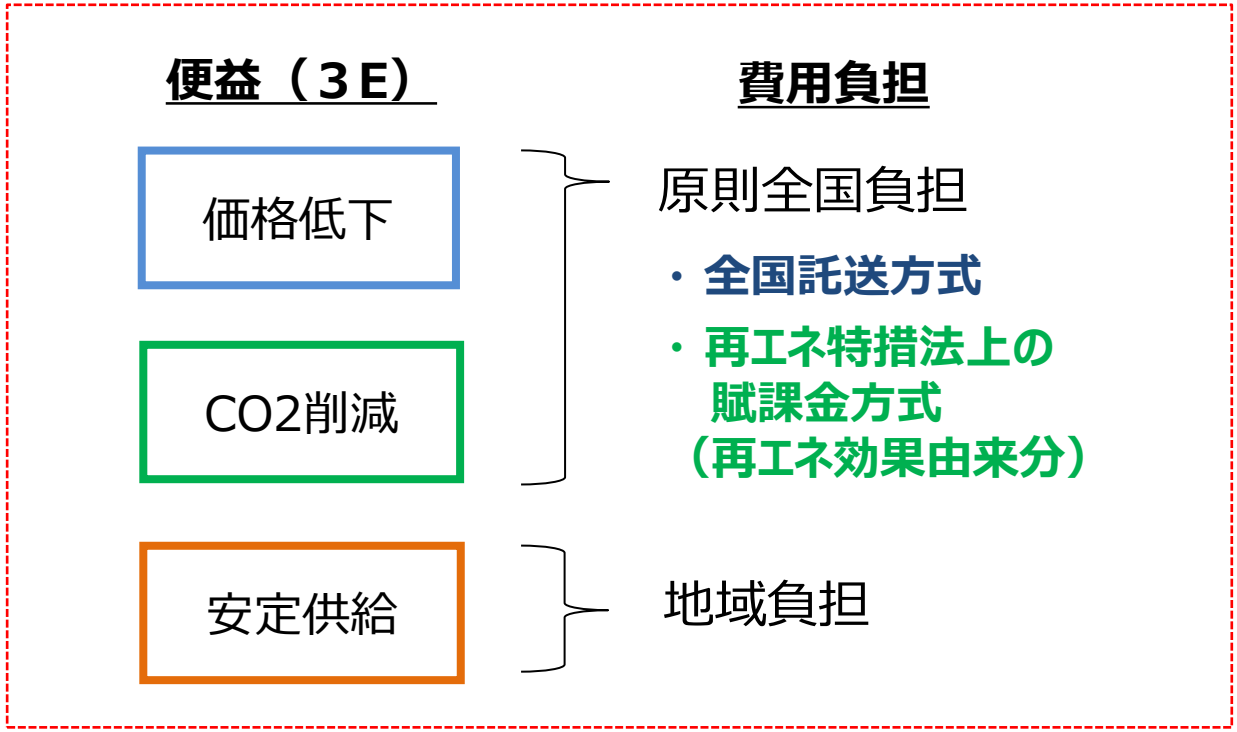
中間整理の概要（電源偏在シナリオ４５GWの例）



（参考）マスタープランに基づく設備増強の費用負担

- マスタープランに基づく地域間連系線等の設備増強は、地域間の電力融通量の拡大による安定供給の確保のほか、再エネの導入拡大に伴う卸電力市場の価格低下やCO2の排出削減といった便益をもたらすもの。
- こうした便益の性格に応じ、全国で費用を負担する新たな仕組みを導入。全国に裨益する再エネ由来の効果分（価格低下及びCO2削減）に対応した費用等については、全国の託送料金や、再エネ特措法上の賦課金方式の活用を通じて回収することとされている。

＜地域間連系線等の増強費用の負担の考え方＞

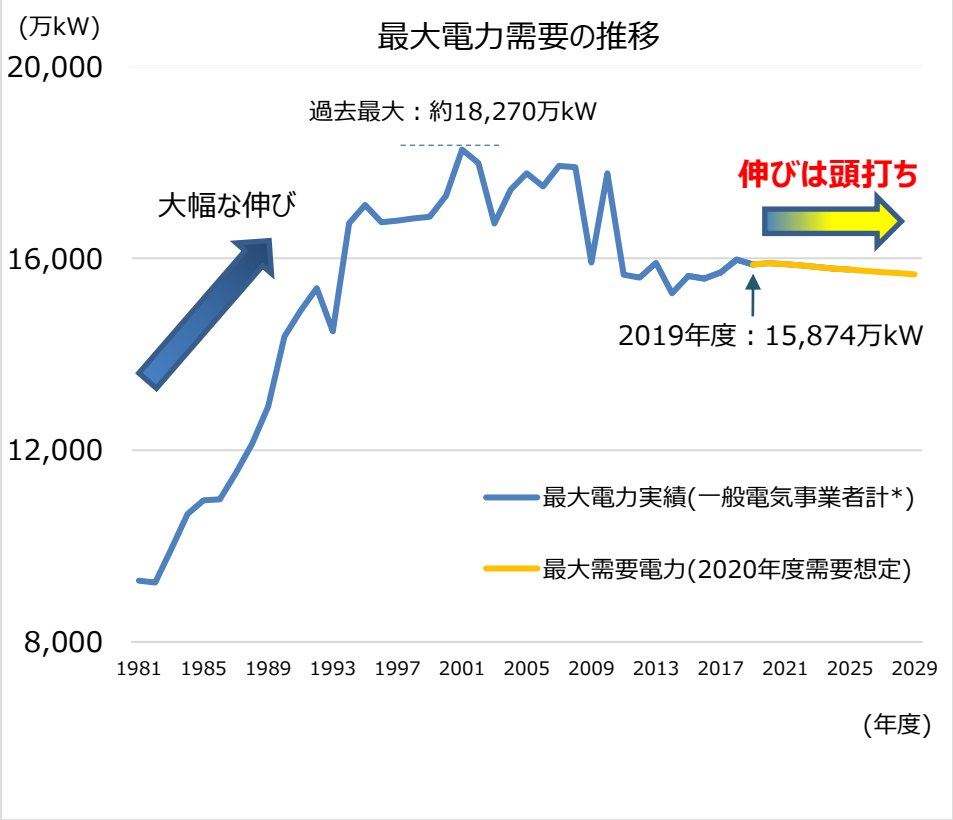


一般送配電事業者を取り巻く環境変化（１）

- 2030 年時点の電力需要は、人口減少や省エネルギーの進展等により、2019 年度とほぼ同レベルと見込まれている。
- こうした中で、再エネ電源の導入拡大に対応するため送配電網の増強が必要となっており、これが新たなコスト増要因となっている。

系統電力需要の減少

大震災前後から、需要は減少傾向



（出典）電力広域的運営推進機関「広域系統長期方針」等より作成

接続容量の急増

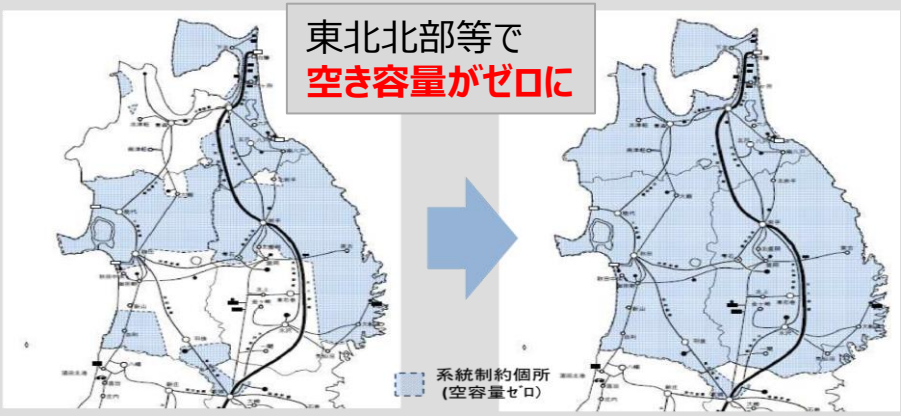


図１　平成28年4月28日付公表　　図２　平成28年5月31日付公表

<2030年における再生可能エネルギー電源の導入見込み量>

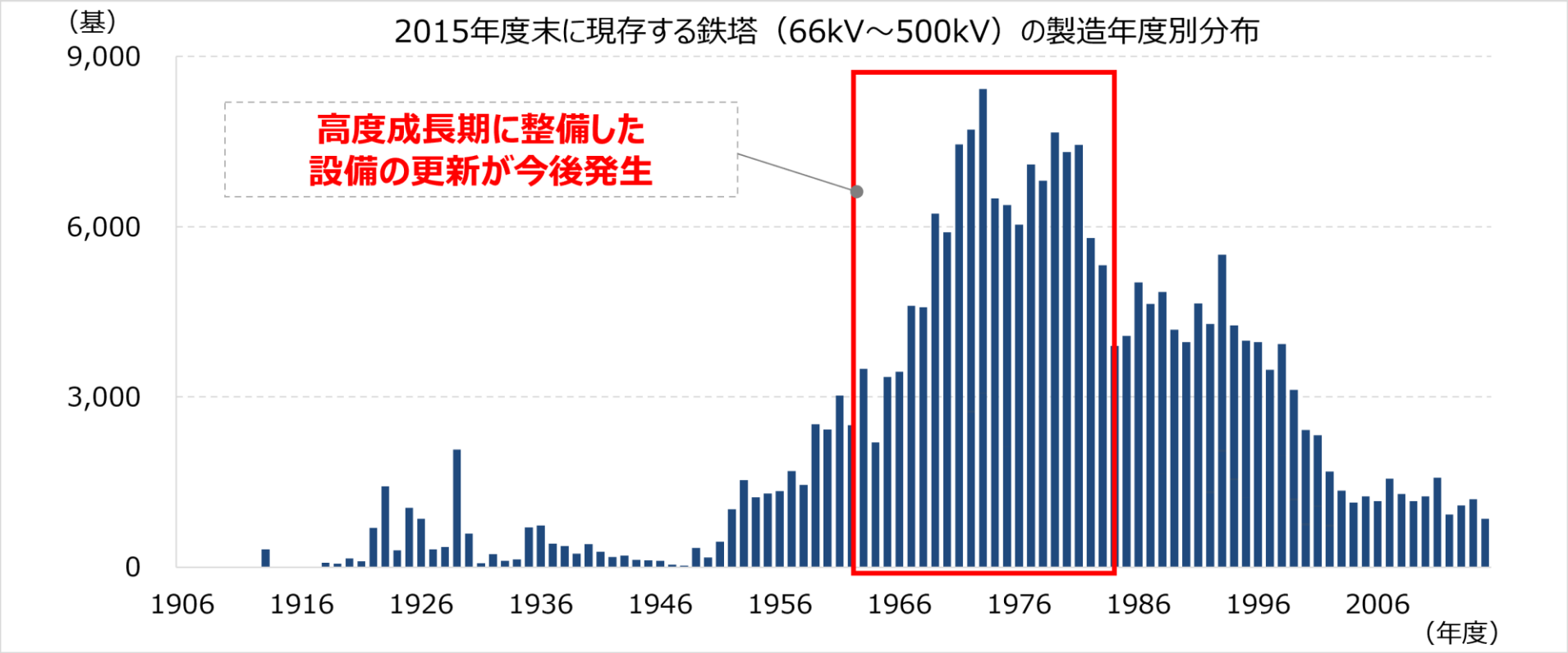
種別	設備容量（万kW）		C:現状からの増加率
	A:2030年断面	B:現状	
地熱	約140~約155	52	170~200%
水力	4,847~4,931	4,650	4~6%
バイオマス	602~728	252	140～190%
風力(陸上)	918	約270	240%
風力(洋上)	82		-
太陽光(住宅)	約900	約760	20%
太陽光(非住宅)	約5,500	約1,340	310%
再エネ合計	12,989~13,214	7,324	77~80%

（出典）東北電力Webサイト、資源エネルギー庁「長期エネルギー需給見通し」より作成

一般送配電事業者を取り巻く環境変化（２）

- 加えて、今後、高度経済成長期に整備した送配電設備の更新に多額の資金が必要になると見込まれている。
- こうした事業環境の変化に対応するためにも、経営効率化等の取組によりできるだけ費用を抑制しつつ、再エネの導入拡大や安定供給に向け、計画的かつ効率的に設備投資を行っていくことが求められる。

送配電網の設備更新投資



（参考）今後の電力ネットワーク政策の在り方（基本的な視点）

（出所）第39回再エネの導入拡大・次世代電力NW小委（2022年2月14日） 資料3

- 2050年のカーボンニュートラルの実現に向けて、官民挙げた取組が進められる中で、国民生活及び経済活動に欠かせない電力の供給を支える電力ネットワークは、これまで以上に重要な役割を担うこととなる。
- まず、ネットワーク全体の安定性を確保しつつ、太陽光をはじめとする小規模かつ多数の電源の早期の接続を可能とするためには、ネットワーク運用の高度化を前提としたノンファーム型接続の適用拡大とともに、プッシュ型のネットワーク整備が必要となる。
- また、国際競争が一層厳しさを増し、経済社会の変化のスピードが速くなっている中で、データセンター等の大規模な電力需要に速やかに対応することが、産業政策の観点からも欠かせない。
- こうした環境変化を踏まえ、今後の電力ネットワーク政策の在り方の検討に際しては、以下の視点に立って検討を進めることとしてはどうか。
  - ・電源及び需要を含めた電力システム全体の最適化
  - ・長期的な電源及び需要の動向を先取りしたネットワーク整備・運用
  - ・広域的なネットワークと地域分散型ネットワークの管理・運用のバランスと融合
  - ・再エネ政策や火力政策、更には情報産業政策等の他分野の政策との連携
- また、こうした政策を実現するため、レジリエンス、脱炭素、DX化等の観点から、次世代投資として何が必要か、併せて検討を進めてはどうか。

１．一般送配電事業者を取り巻く情勢

２．一般送配電事業者の財務状況と課題

３．今後の費用回収の在り方

一般送配電事業者各社の2021年度収支

- 一般送配電事業者各社の経常損益は、三次調整力②の差額負担※等の影響により大幅に悪化し、北海道、中部は赤字決算となった。

※　2021年度再エネ予測誤差に対応する、三次調整力②調達費用とFIT賦課金との差額

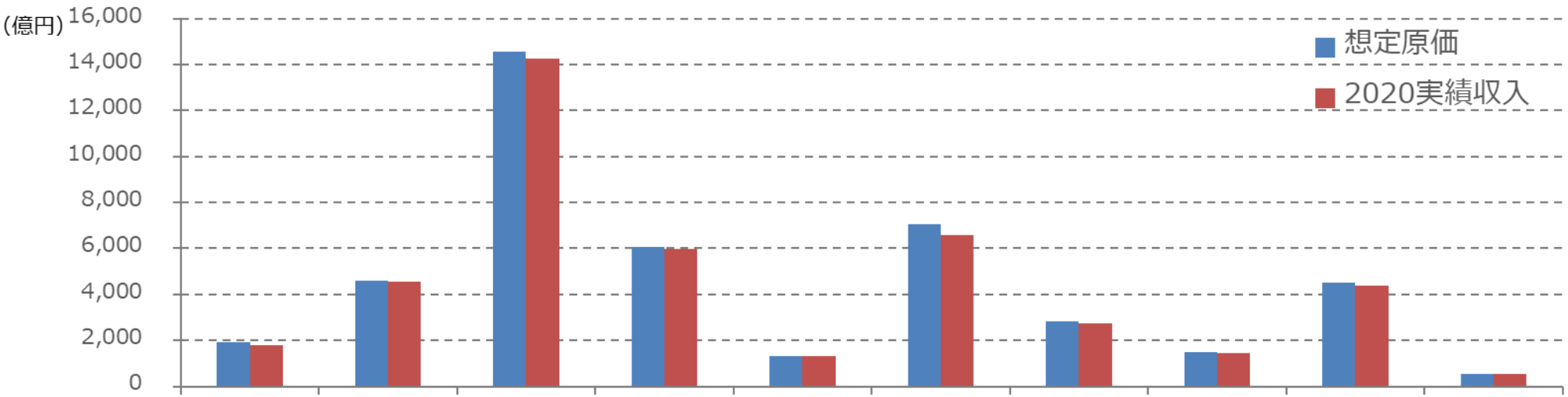
（単位：億円）

会社	送配電		（参考）連結			
	売上高※1	経常損益※1	売上高	経常損益	純損益	インバランス還元損失
北海道	2,679	▲ 44	6,634	138	68	▲ 15
東北	7,931	409※2	21,044	▲ 492	▲ 1,083	▲ 60
東京	19,623	1,183	53,099	449	56	▲ 158
中部	8,995	▲ 148	27,051	▲ 593	▲ 430	▲ 55
北陸	1,810	85	6,137	▲ 176	▲ 68	▲ 12
関西	9,978	60	28,518	1,359	858	▲ 107
中国	4,360	171	11,366	▲ 618	▲ 397	▲ 16
四国	2,198	105	6,419	▲ 121	▲ 62	▲ 15
九州	5,983	71	17,433	323	68	▲ 39
9社計	63,561	1,895	177,705	270	▲ 989	▲ 480

※1　2021年度各社決算における、送配電事業のセグメント情報を記載
※2　減価償却方法を定率法から定額法へ変更したことによる影響有

（参考）一般送配電事業者各社の2020年度収支

- 節電・省エネに加え、新型コロナウイルス感染症の影響等による需要減により、北陸・沖縄以外の８社の実績収入が想定原価(＝想定収入)を下回った。特に、北海道、関西は5%以上減少している。
- 直近3年間の実績収入(平均)について見ると、沖縄を除く９社において、想定原価を下回っている。



(単

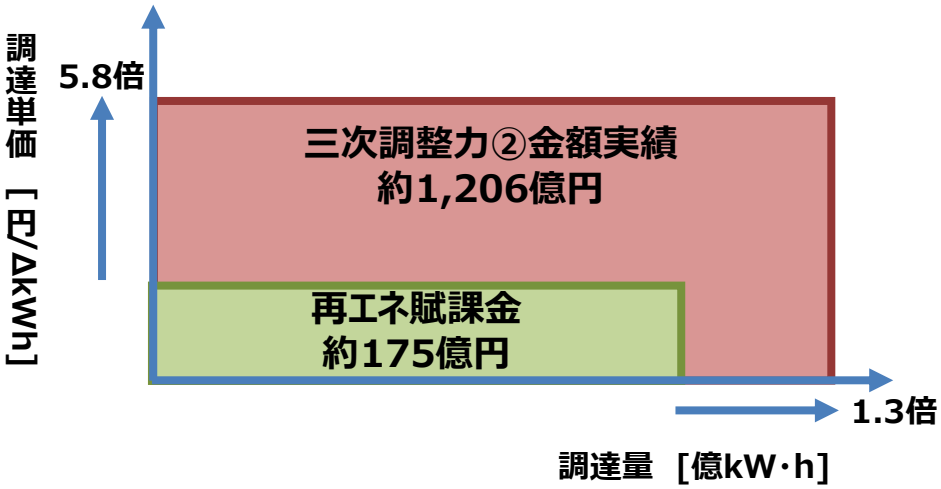
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
①想定原価	1,911	4,587	14,541	6,071	1,303	7,055	2,817	1,501	4,494	535
②2020実績	1,801	4,534	14,250	5,977	1,306	6,588	2,736	1,429	4,365	550
③増減額（＝②－①）	▲109	▲53	▲291	▲94	3	▲467	▲81	▲72	▲129	15
④増減率（＝③÷①）	▲5.7%	▲1.2%	▲2.0%	▲1.6%	0.2%	▲6.6%	▲2.9%	▲4.8%	▲2.9%	2.9%
⑤2018-2020平均（増減額(＝⑤-①)）	1,804（▲107）	4,524（▲63）	14,195（▲346）	6,019（▲52）	1,302（▲1）	6,619（▲436）	2,729（▲88）	1,425（▲76）	4,377（▲117）	543（8）

(出典)想定原価(2020年度に適用された託送料金原価)・2020実績収入ともに各社提供データより作成

短期的な課題①　需給調整費（三次調整力②）

- **三次調整力②はＦＩＴインバランス特例制度に起因する再エネ予測誤差に対応するための調整力**であり、2021年度より取引を開始した。当該調整力確保費用については、**確保費用を自動的に全て補填する仕組みではなく**、各一般送配電事業者の**再エネ予測誤差削減に対するインセンティブが働く**仕組みを講じつつ、再エネ交付金を活用している。
- 2021年度分を算定した際には、**需給調整市場の開場前であったため当該調整力の実績値を特定することが困難**であることを踏まえ、**電源持ち替え費用を確保費用として試算した結果を基に交付金**を算定した。
- **2021年度の三次調整力②のΔｋW調達費用は一般送配電事業者全体で計1,206.6億円。**市場取引における売り入札金額は電源の起動費や固定費の一部の算入のうえ、燃料価格高騰等により上昇したことから市場での調達費用は増加し、**2021年度における当該調整力調達費用と賦課金の差額は約1,030億となった**。こうした状況を鑑み、**本年度からは各社に予測誤差の削減に向けた取組を促しつつ、交付額の考え方を変更し、約800億程度を交付する**見込み。

＜三次調整力②調達費用と2021年度再エネ賦課金の比較＞



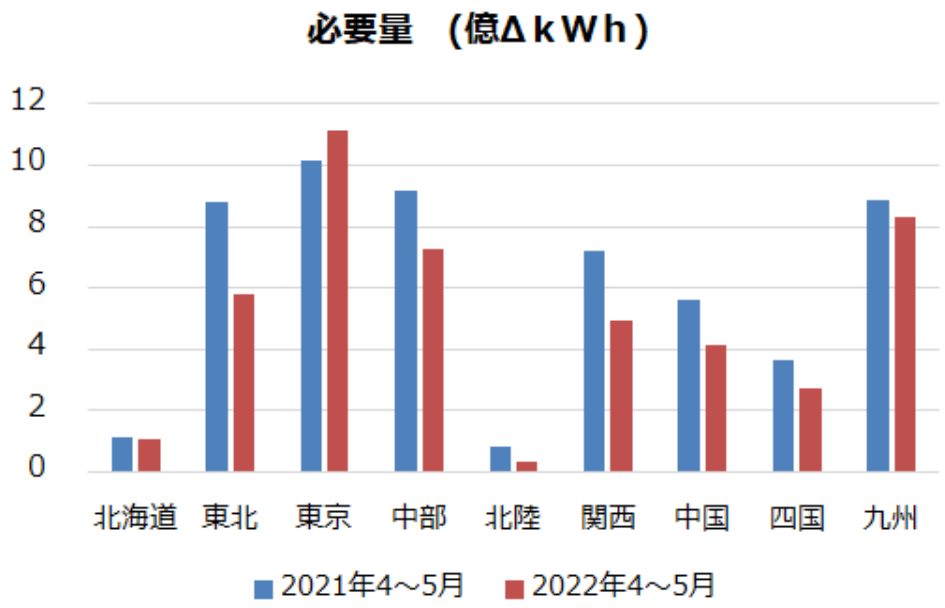
＜2022年度再エネ賦課金の交付見込※＞

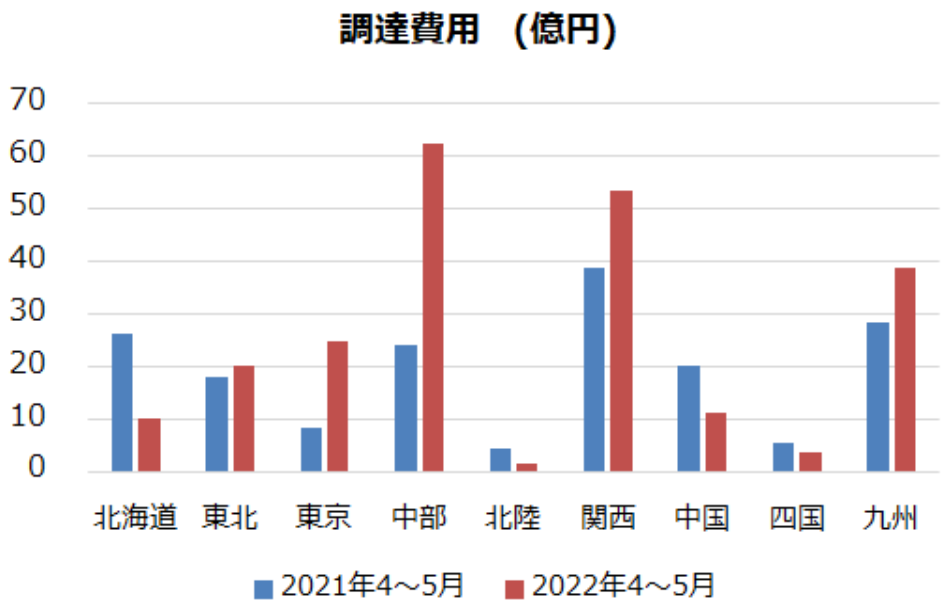
2022年度交付金見込額 [億円]	
北海道	91.6
東北	59.9
東京	66.4
中部	181.9
北陸	21.3
関西	135.8
中国	65.3
四国	39.2
九州	140.0
沖縄	2.4
合計	**802.8**

※第39回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（2022年2月14日）より作成。
実際は、ＦＩＴ設備の見込量で計算した交付金額をエリアごとに2022年度の買取電力量の見込値で割り戻し、決定されることに留意が必要。

（参考）2022年度の三次調整力②調達実績

- 2022年度より、三次調整力②についてはエリア間の共同調達等、必要量低減の取組を行っている。前年同月と比較した場合、三次調整力②の必要量が増加しているエリアもあるが、減少しているエリアも多く、必要量削減にむけた取組の効果も一因であると考えられる。
- 他方、足下の燃料価格高騰等の影響を受け調達単価は上昇している地域もあり、調達費用は前年同月対比で増加しているエリアもみられる。
- こうした状況を踏まえつつ、三次調整力②調達実績について今後も継続的に分析をしていく。





※送配電網協議会ＨＰ公表データより事務局が作成。

短期的な課題②　最終保障供給の費用

- 電気事業法上、一般送配電事業者は、いずれの小売電気事業者とも電気の需給契約を結べない高圧以上の需要家に対し、電気を供給する義務を負う（最終保障供給）。この義務は、すべての需要家が電気の供給を受けられることを制度的に担保するためのセーフティネットとの位置付けである。

  ※低圧の需要家に対しては、旧一般電気事業者の規制料金メニューあり

- しかしながら、昨今の卸電力市場価格高騰に伴う最終保障供給料金と一般的な自由料金との逆転現象等により、需要家からの最終保障供給の申込みが急増している。
- 6月15日時点では、最終保障供給の契約件数及び契約電力は全国で約1万4000件、約211万kW（夏の全国の最大電力需要の約1.3%）となっており、これから夏の高需要期を迎えるにあたり、一般送配電事業者が安定的に必要な供給力を確保できるか、懸念が生じている。

  ※現在、一般送配電事業者は、調整力（電源Ⅰ、電源Ⅱ）を活用して最終保障供給している。

- また、最終保障供給が大幅増の状況となっていることから、一般送配電事業者にとって、最終保障供給と調達コストの逆転現象による収支悪化も想定される。
- 本来、最終保障契約は、限定的な状況で適用される一時的な対応であり、需要家は速やかに小売電気事業者と再契約することが期待される。最終保障供給が相対的に割安となっている状況を解消するべく、現在、本小委を含め関係審議会において対応策の検討が進められているところ（資料４－１）。

（参考）最終保障供給の現状

- 全国大での最終保障供給の契約実績について、本年3月以降増加しており、本年6月15日時点で**約1万4000件※と引き続き増加している状況**。

【契約件数】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	計
2022/3/31	456	478	1,643	1,357	96	636	539	179	93	0	5,477
2022/4/30	222	380	2,220	1,014	142	464	578	29	76	0	5,125
2022/5/31	117	2,039	4,472	2,202	151	703	1,612	387	1,456	0	13,139
2022/6/15	128	2,179	4,718	2,350	211	913	1,712	442	1,754	0	14,407

※　2022年6月15日時点。各一般送配電事業者に聴取した契約済件数を基に電力・ガス取引監視等委員会が作成。現在契約手続中の申込みにおける遡り契約の状況等により、変動することもあり得る。

短期的な課題③　kW/kWh公募の費用

- 昨冬、今夏の一般送配電事業者によるkW・kWh公募は、電力の需給状況に応じた機動的な方策である一方、各事業者の役割や実施判断基準、調達量の考え方について検討が必要。
- これらの費用は、提供者が市場供出し、その収入で賄うことを基本としているが、昨冬公募では、低い還元率（kWが約38%、kWhが約58%）に留まり、不足分は託送料金により事後的に需要家から回収される。
- 具体的な回収方法として、レベニューキャップ制度の中でインバランス収支に組入れ、過不足分は制御不能費用と整理され、原則として、翌期（５年間の規制期間）の原価に加えられる仕組みとなっているが、以下の課題がある。
  - 公募量・頻度の増加につれて費用が増大（昨冬kWh調達実績：4.17億kWh　151億円）
  - 仮に、期初に見積りを行ったとしても、実績との乖離が想定され、差分は翌期に回収・還元することとなり、期ずれが生じ当期収支への影響が想定
- なお、kW公募、kWh公募の今後の扱いは、以下の観点で検討されることが示されている。
  - kW　：容量市場で十分な供給力を確保することを前提に、電源の休廃止状況等を見極めつつ、あらためて検討
  - kWh：燃料需給ひっ迫時に業界の垣根を超えた燃料融通を行うための具体的なスキームについて、検討を深める
- 上記検討に当たっては、供給力の減少、ウクライナ情勢の悪化等による燃料調達リスクの高まり等を踏まえた回収方法の検討が必要。

（参考）kW/kWh公募の結果

- 今夏は安定供給に最低限必要な予備率は確保できていたものの、需給両面での不確実性や燃料調達リスクの高まりを踏まえ、2022年度夏季に向けた供給対策として、一般送配電事業者による**供給力（kW）及び電力量（kWh）の公募を実施**した。
- kW公募では135.7万kWが落札、kWh公募では9.3億kWhが落札した。

＜kW公募落札結果＞

〇対象エリア
北海道・沖縄を除く全国８エリア

〇スケジュール
５月20日～6月3日
公募要綱の公表・入札募集開始
６月２０日 落札結果公表
７月１日 運用開始

	募集量 [万kW]	応札量 [万kW]	落札量 [万kW]	落札案件の最高額 [円/kW]	落札案件の加重平均額 [円/kW]
2022年度夏季 kW公募	120.0 （最大140）	145.7 （うちDR 0.4）	135.7 （うちDR 0.4）	13,718	7,761 （DR平均 10,000）

＜kWh公募落札結果＞

〇対象エリア
沖縄を除く全国9エリア

〇スケジュール
５月20日～6月3日
公募要綱の公表・入札募集開始
６月１７日　落札結果公表
７月１日 運用開始

	募集電力量 [億kWh]	応札電力量 [億kWh]	落札電力量 [億kWh]	落札案件の最高額 [円/kWh]	落札案件の加重平均額 [円/kWh]
2022年度夏季 kWh公募	10.0	9.3	9.3	36.95	36.04

中期的な課題

- 一般送配電事業者は、周波数維持や最終保障供給など、極めて重要な役割を担っている。再エネの導入拡大が進む中で、安定供給・レジリエンスを強化するため、ますます果たす役割は増えていく。
- 現在検討中のマスタープランに基づく系統整備については、数兆円規模の巨額な投資が必要となる可能性もある。また、系統WGで検討が進められている、北海道における出力変動対策要件が撤廃された場合、調整力調達コストの負担なども必要となり得る。
- こうした中、2023年度から導入される新たな託送料金制度（レベニューキャップ）においても、必要な投資と効率化の両立を図るためのインセンティブ設計が行われている。
- 今後、こうした必要な対策や投資を進めていくに当たっては、エネルギーを取り巻く情勢変化や、技術開発動向などを踏まえて、より効率的に行う必要がある。
- こうした費用については、レベニューキャップの中で回収される仕組みとなっているが、検討中の新たな技術の導入や追加的な対策などを機動的に行えるようにするなど、今後、一般送配電事業者が円滑に事業を実施していくに当たっての費用回収の在り方について、幅広い観点から検討が必要。

（参考）次世代ネットワークの構築に要する費用の回収方法①

（出所）第39回再エネ大量導入・次世代電力NW小委（2022年2月14日）　資料3

- 次世代ネットワークの構築費用は、送配電網を利用する対価である託送料金を通じて回収されるほか、昨年成立したエネルギー供給強靱化法により、再エネ導入拡大に関連する費用については、再エネ賦課金を活用した交付金を充当することが可能となった。
- 託送料金と再エネ賦課金を活用した交付金の具体的な負担割合は、今後、個別の送配電網増強プロジェクトごとに、費用便益評価を行う中で、燃料費削減効果やCO2削減効果等を踏まえて決定されることとなる。
- そうした中で、託送料金制度については、必要な投資の確保とコスト効率化の両立を目指し、2023年度から、一般送配電事業者が、一定期間ごとに、収入上限（レベニューキャップ）を算定し承認を受ける、新たな制度が導入されることとなっている。
- これにあわせて、これまで小売電気事業者が全額負担してきた託送料金の一部について、発電事業者に一定の負担を求める発電側課金の導入を図るべく、電力・ガス取引監視等委員会において制度の詳細について検討が行われ、具体的な制度見直しについて、2018年6月、経済産業大臣に対する建議が行われた。さらに、基幹送電線利用ルールの抜本的見直しを踏まえ、発電電力量kWhも考慮した課金に見直すなどの工夫も重ねてきたところである。
- その後、なお残る論点として、FIT再エネ電源に対する調整措置の在り方について、本委員会において議論が行われ、既認定案件に対する事後的な負担増や、調整措置を実施した場合の国民負担増を懸念する御意見等をいただいている。

（参考）次世代ネットワークの構築に要する費用の回収方法②

（出所）第39回再エネ大量導入・次世代電力NW小委（2022年2月14日）　資料3

- 一方で、昨年来、カーボンニュートラル宣言や2030年度の温室効果ガス46%削減目標等により、エネルギーを取り巻く情勢に以下の変化が生じている。
  - エネルギー基本計画における再エネ目標の大幅な引上げ
  - 再エネの導入拡大における非FIT電源の重要性の高まり
  - 再エネ導入拡大に向けた次世代ネットワークの検討（マスタープラン中間整理）
- このような情勢変化も踏まえ、本年10月に閣議決定されたエネルギー基本計画において、発電側課金については、その円滑な導入に向けて、「導入の要否を含めて引き続き検討を進める」とされた。
- 今後、エネルギー基本計画に基づき再エネの導入を加速化する中で、太陽光や風力等の再エネに新たな負担を求める発電側課金の円滑な導入に向けては、既設のFIT再エネ電源や非FIT/卒FIT電源に対する発電側課金の在り方や負担調整の在り方等について、エネルギーを取り巻く情勢変化を踏まえてあらためて整理を行う必要がある。
- 同時に、送配電網の増強費用等、再エネの導入拡大に伴い増大する送配電関連費用の安定的かつ確実な回収に向けて、再エネ賦課金を活用する新たな交付金制度を通じた費用回収と、新たな託送料金制度（レベニューキャップ）を通じた費用回収のあるべき姿について、あらためて検討する必要がある。
- このため、発電側課金を含めた送配電関連の費用回収の在り方については、2024年度を念頭に、できる限り早期の実現に向けて、上記諸課題について関係審議会等において検討を行い、2022年中を目途に結論を得ることとしてはどうか。

１．一般送配電事業者を取り巻く情勢

２．一般送配電事業者の財務状況と課題

３．今後の費用回収の在り方

基本的方向性

- 電力の安定供給の中核を担い、地域独占を認められた一般送配電事業者の事業に要する費用については、効率化による費用抑制を大前提に、着実に回収できる制度的な仕組みを整える必要がある。
- こうした観点から、2023年度から導入される新たな託送料金制度（レベニューキャップ）においても、必要な投資と効率化の両立を図るためのインセンティブ設計が行われている。
- レベニューキャップ制度の下での今後の料金審査に際しては、より一層の効率化を進める観点から、これまで事業者が取り組んできた仕様の統一等による調達の共通化や、エリアを越えた需給調整等の広域化の取組が、これまで以上に重要となる。
- 同時に、エネルギー政策の観点からは、効率化努力に加えて、レジリエンスの強化や再エネの導入拡大への寄与度を継続的に評価していくことが必要となる。
- こうした取組は、再エネの予測誤差に対応した三次調整力②の費用について、再エネ賦課金を原資とした交付額を決定していく上でも必要なものである。
- このため、今後、資源エネルギー庁において、一般送配電事業者の事業に要する費用を巡る状況及び効率化の取組状況のほか、レジリエンスの強化及び再エネの導入拡大の取組状況について、関係機関と連携しつつ、定期的に確認していくこととしてはどうか。
- 並行して、発電側課金の在り方、再エネ賦課金の活用や最終保障供給の費用など、送配電事業に要する費用の着実な回収の在り方について、年内を目途に検討を進めることとしてはどうか。

検討の視点

- 従来、各一般送配電事業者の事業の受益者は、主に当該一般送配電事業者の供給エリアの発電事業者及び小売電気事業者更には需要家であったが、エリアを越えた広域的な運用が拡大する一方、再エネの導入が進められる中で、受益範囲が全国に及ぶことがある。
- こうした中で、2020年の電気事業法改正において、地域間連系線等の増強費用の一部を他エリアの需要家も負担する全国調整スキームが導入された。また、2022年度から施行されたエネルギー供給強靱化法において再エネの導入拡大に寄与する地域間連系線の増強費用の一部について、再エネ賦課金を原資とした交付金を充てられる仕組みが整備された。
- 更に、発電事業者と小売電気事業者の負担と受益の公平性の観点等から、小売電気事業者が支払う託送料金の一部を発電事業者が支払うこととする発電側課金の検討が進められてきている。
- 今後、電力システムの強靱化及び脱炭素化、そして更なる効率化に向けて一般送配電事業の果たす役割が増す中で、その事業による受益について、どのように考えるか。例えば、送電線の増強が再エネの導入とレジリエンスの強化に同時に寄与する場合、その便益をどのように切り分けることが考えられるか。
- また、それぞれの便益に応じた費用の負担策として、託送料金と再エネ賦課金を原資とする交付金の在り方をどのように考えるか。例えば、いずれも最終的に需要家が負担する一方、費用の考え方や改訂の頻度等が異なることについて、どのように考えるか。