

【産業競争力懇談会 2021年度 プロジェクト 最終報告】

【カーボンニュートラル実現に向けた水力発電システム】

2022年2月10日

産業競争力懇談会 **COCN**

【エグゼクティブサマリ】

1. 本プロジェクトの基本的な考え方

2021 年 10 月に閣議決定された第 6 次エネルギー基本計画において、S + 3 E の視点のもと、第一に「2050 年カーボンニュートラルおよび温室効果ガス排出削減目標の実現に向けたエネルギー政策の道筋を示すこと」

第二に「気候変動対策を進めながら、日本のエネルギー需給構造が抱える課題の克服に向け、安全性の確保を大前提に安定供給の確保やエネルギーコストの低減に向けた取組を示すこと」が掲げられ、2050 年を見据えて、2030 年の政策目標が示された。

2030 年の電源比率は、火力発電が 2019 年の 76% から 41% に大幅に減少している一方で、再生可能エネルギー（以下再エネ）による発電が 36～38% に高められ、再エネの主力電源化を進めていくことが明確に示された。

これにより、火力発電が担っていた供給力、調整力および慣性力（に代表されるアンシラリーサービス機能）を段階的に代替していく必要があること、更に変動性再エネの増加に伴い、供給側も変動するため需給調整の難易度が高まること、ピークシフト等の電力貯蔵機能の拡充が必要となることなどが、主要な課題となる。

これらの課題に対し、一般水力および揚水のそれぞれに対して出来得る対策を検討すると共に、その実現に向け、実証プロジェクトや合理的評価手法を確立する「国プロ」を立ち上げることを目的とし、2 年計画で本プロジェクトを推進しており、本報告書は 1 年目の最終報告である。

2. 調査結果

（1）世界の水力発電・揚水発電動向調査

2021 年 9 月に、国際水力発電協会（IHA）の主催で開催された世界水力会議（WHC）において、「持続可能な水力発電に関するサンホセ宣言」が採択され、2021 年 11 月に開催された COP26 に提出された。

この中で、持続可能な水力発電は、地域社会、生活、気候に継続的な利益をもたらすものであり、発電未利用ポテンシャルの可能性を再評価すべきであることが示されている。

また、変動性再エネの統合、系統の柔軟性を高めるための揚水発電などの電力貯蔵設備や、既存ダムのある性を高めるための水力発電所の設置や、太陽光発電などと水力発電のハイブリッド発電技術の検討も必要とされている。

国際エネルギー機関（IEA）や米国エネルギー省（DOE）は、それぞれ 2021 年に水力市場調査報告書を発行しており、発電未利用ダムでの水力発電開発、既設発電所更新の推進、供給力や調整力、貯蔵能力、慣性力等のアンシラリーサービス機能など様々な柔軟性サービスを提供できる水力発電の活用促進は重要であり、それらの機能を提供するべきであることが示唆されている。

これら報告書では、揚水発電の経済合理性が論じられ、放電時間 4 時間を境に長い側は揚水

発電、短い側は蓄電池の方が有利であるという記載が見受けられる。

また、欧州では、EU が助成金を捻出し、大学、電力会社、メーカー、研究機関やコンサルタントなどが集まり、水力(HYDRO)の柔軟性(FLEXibility)を増強(eXtend)するための「XFLEX HYDRO Project」を 2019 年から 4 年計画で実施し、検討・評価が進められている。

以上のとおり、海外では水力発電の可能性の再評価や、揚水発電が変動性再エネの統合や系統の柔軟性向上に効果的であることが再認識され、産官学の大型プロジェクトが進んでいることが分かった。

(2) 日本の制度の課題調査

電力システム改革により、卸電力市場(kWh)や非化石価値市場が創設されたが、この他に需給調整市場(Δ kW)、容量市場(kW)、ブラックスタート機能公募が整備されている。

需給調整市場は、2021 年度から 2024 年度にかけて商品毎に順次開設されるが、下げ調整力の必要性等が課題として認識されている。

また、容量市場は 4 年先単年度を見据えた市場のため、長期的な見通しを立てにくい点が課題として認識されており、予見性を高めるために長期間固定収入を得られる仕組み等が検討されている。

今後導入が進む変動性再エネはパワーコンディショナー(PCS)を介して系統と接続されるため、慣性力、同期化力などアンシラリーサービスの機能を有しておらず、これらが不足することが想定されている。変動性再エネの導入量の増加と共に水力発電等の同期電源の果たす役割は大きくなるが、現時点ではこれらの機能を保有することに対するインセンティブが働いていない。

3. 課題提起

(1) 再エネ導入拡大と系統の柔軟性向上

再生可能エネルギー市場及び政策に関する IEA の見解では、変動性再エネの導入拡大には、再エネ導入段階ごとに系統の柔軟性を高める包括的アプローチとして発電設備、系統、需要、電力貯蔵設備の各領域での対策が必要とされている。このうち、貯蔵設備の対策として、既存揚水の利活用促進が第一に上げられている。

また、国内で再エネ比率が 50%に達した時に必要な電力貯蔵設備容量の計算をされた一例では 870GWh(8.7 億 kWh)と試算されており、この電力貯蔵設備容量を確保するために、現存する揚水設備の維持・活用の必要性についても議論が必要と考えられる。

(2) 揚水発電の利活用促進

揚水発電は、電力貯蔵設備として供給力(kWh)、発電容量(kW)、調整力(Δ kW)を供出することに加え、慣性力、同期化力等を有しており、カーボンニュートラル実現に向けて重要な役割を担っている。

揚水の活用状況では、従来はピーク負荷対応や即応性の高さから需給逼迫時等に対応する電

源として使用されることが多かったが、近年では太陽光発電の余剰分の吸収や、電圧維持のための調相運転に使用されることで再エネ出力制御の回避に繋がり、再エネの普及拡大に大きく貢献している。特に変動性再エネの導入量が多い地域でこの傾向が顕著に表れている。

また、可変速揚水発電は、揚水運転時でも調整力として活用できることから、定速機と比較して稼働率が高くなっている。

しかしながら、それでも日本における揚水発電の設備利用率は、2020 年時点で 4.6%^(注1)と、世界の主要国では 4~15%とされている中で、低い値に留まっている。

可変速機を含めた揚水発電は変動性再エネの導入拡大に伴い、調整力、電力貯蔵設備として果たすべき役割は大きくなるため、これらの機能に対して適切な対価を得られる仕組みが必要であると考えられる。

(3) 一般水力発電の利活用促進

第 6 次エネルギー基本計画において、水力発電での発電電力量を、近年 10 年の平均値から約 160 億 kWh 増大させている。この内訳は、中小水力の設備容量増加(0.7GW(70 万 kW))で約 35 億 kWh、更なる新規開発による容量増加と既存発電の有効活用により約 80 億 kWh、更なる野心的水準の施策強化分として 50 億 kWh 程度が積算されている。

一方、内閣府「第 17 回 再生可能エネルギー等に関する規制等の総点検タスクフォース」において、第 6 次エネルギー基本計画の数値目標を達成するための施策とロードマップが提示されており、2030 年までに約 5.6 億 kWh の水力に関する施策が記載されている。

また、第 5 次包蔵水力調査等のポテンシャル調査においては、新しく設置できる発電所は大きいものは少なく、また奥地となるため建設コストが高く、大幅な出力増加は見込めない結果となっている。

4. 産業競争力強化のための提言および施策

上記の動向調査と課題提起を踏まえ、関係府省におかれては、以下をお願いしたい。

- (1) 時間軸とコストを考慮した、揚水の効果を定量的に評価する検討に対する助言
- (2) 慣性力、同期化力、電圧調整等の機能維持に対するインセンティブの検討
- (3) 一般水力の発電電力量増加やハイブリッド発電等の可能性を検討する上での規制や制度に関する助言

5. 今後の活動

本プロジェクトは 2 年間の計画で検討を進めている。2 年目は、1 年目の検討結果を受け、日本において、カーボンニュートラルを実現するために、水力発電、揚水発電が出来得ることを立案し、その効果を評価するための実証プロジェクトの組成や、関連する制度や規制について提言を検討する。

具体的には、以下を実施する。

- ①揚水発電の施策として、

- A. 時間軸とコストを考慮した揚水の効果を定量的に評価する検討（揚水価値評価）
 - B. 慣性力、同期化力、電圧調整等の機能維持に対するインセンティブの検討（市場価値向上）
- ②一般水力の施策として、
- C. 一般水力の発電電力量増加やハイブリッド発電等の可能性を検討する上での規制や制度（水力の規制・制度）

（注 1）設備利用率：年間発電電力量 (MWh) / 設備容量 (MW) / 8760 (h)

2020 年度（2021 年 3 月）の経済産業省資源エネルギー庁「統計表一覧」を基に算出した値。揚水運転は含まれていないので、揚水発電所の場合小さめの数字になる。

【目 次】

【プロジェクトメンバー】.....	1
1. プロジェクトの背景と目的	3
2. 世界の水力発電・揚水発電動向調査	4
2. 1 世界の公開レポートの概要.....	4
2. 2 水力発電システムの経済性評価法.....	5
2. 3 水力発電システムの実証プロジェクト(EU XFLEX HYDRO Project)	9
3. 日本の制度と課題調査	12
3. 1 電力各事業者と市場の関係	12
3. 2 調整力公募と需給調整市場	13
3. 3 日本の制度の課題	14
4. 再エネ導入拡大と系統の柔軟性向上	15
4. 1 柔軟性リソースの検討法	15
4. 2 カーボンニュートラルに必要な電力貯蔵.....	16
5. 揚水発電の利活用促進.....	17
5. 1 再エネ導入拡大時の課題.....	17
5. 2 再エネ導入による揚水活用の変化.....	19
5. 3 揚水価値の向上施策検討	22
6. 一般水力発電の利活用促進	23
6. 1 一般水力による供給量(kWh) 拡大への現状の施策調査.....	23
6. 2 一般水力による供給量(kWh) 拡大への追加施策検討.....	26
7. 産業競争力強化のための提言	28
8. 今後の活動.....	29
参考文献	30

【プロジェクトメンバー】

#	区分	企業・大学・法人名*	氏名
1	共同リーダー	東芝エネルギーシステムズ株式会社	森 淳二
2	共同リーダー	日立三菱水力株式会社	震明 克眞
3	メンバー	株式会社 IHI	小坂 佳史
4	メンバー	株式会社 IHI インフラシステム	首藤 祐司
5	メンバー	旭化成株式会社	村木 謙吾
6	メンバー	旭化成株式会社	加戸 良英
7	メンバー	ENEOS 総研株式会社	藤生 潔
8	メンバー	鹿島建設株式会社	間宮 尚
9	メンバー	関西電力株式会社	藤井 俊成
10	メンバー	関西電力株式会社	横谷 亮
11	メンバー	関西電力株式会社	横山 祐弥
12	メンバー	関西電力株式会社	太田 俊彦
13	メンバー	関西電力株式会社	大嶋 慶一
14	メンバー	関西電力株式会社	原 智行
15	メンバー	九州電力株式会社	三根 浩二
16	メンバー	国立研究開発法人農業・食品産業技術総合研究機構（農研機構）	中矢 哲郎
17	メンバー	国立研究開発法人農業・食品産業技術総合研究機構（農研機構）	福田 浩二
18	メンバー	国立研究開発法人農業・食品産業技術総合研究機構（農研機構）	上田 達己
19	メンバー	電源開発株式会社	中澤 孝彦
20	メンバー	東京電力リニューアブルパワー株式会社	小林 功
21	メンバー	東京電力リニューアブルパワー株式会社	梅田 成実
22	メンバー	東芝エネルギーシステムズ株式会社	廣田 達也
23	メンバー	日立三菱水力株式会社	大友 隆彦
24	メンバー	日立三菱水力株式会社	吾郷 浩朗
25	メンバー	日立三菱水力株式会社	長沼 一裕
26	メンバー	日立三菱水力株式会社	佐藤 皓大
27	メンバー	富士電機株式会社	小倉 英之
28	メンバー	富士電機株式会社	白川 正広
29	メンバー	北陸電力株式会社	橋本 学
30	メンバー	北海道電力株式会社	高峰 尚
31	メンバー	株式会社三菱総合研究所	田野中 新
32	メンバー	株式会社三菱総合研究所	伊藤 陽人
33	メンバー	株式会社三菱総合研究所	江崎 宏至

34	メンバー	三菱電機株式会社	前田 英昭
35	メンバー	三菱電機株式会社	齊藤 英和
36	メンバー	三菱電機株式会社	倉持 壮男
37	メンバー	三菱電機株式会社	福田 明
38	メンバー	三菱電機株式会社	森 一之
39	メンバー	株式会社明電舎	増子 利健
40	メンバー	株式会社明電舎	亀岡 孝弘
41	メンバー	株式会社明電舎	小石川 洋平
42	アドバイザー	国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）	仁木 栄
43	COCN 担当 実行委員	ソニーグループ株式会社	島田 啓一郎
44	COCN 担当 実行委員	株式会社東芝	斉藤 史郎
45	COCN 担当 実行委員	三菱電機株式会社	水落 隆司
46	COCN 担当 企画小委員	ENEOS 株式会社	中山 慶祐
47	COCN 担当 企画小委員	三菱電機株式会社	金枝上 敦史
48	COCN 事務局長	一般社団法人 産業競争力懇談会	山口 雅彦
49	COCN 副事務局長	一般社団法人 産業競争力懇談会	五日市 敦
50	COCN 副事務局長	一般社団法人 産業競争力懇談会	佐藤 桂樹
51	COCN 副事務局長	一般社団法人 産業競争力懇談会	武田 安司
52	プロジェクト 事務局	東芝エネルギーシステムズ株式会社	宮崎 保幸
53	プロジェクト 事務局	東芝エネルギーシステムズ株式会社	浅野 和仁
54	プロジェクト 事務局	東芝エネルギーシステムズ株式会社	大塚 正樹
	— 以上 —		

【本 文】

1. プロジェクトの背景と目的

2021 年 10 月に閣議決定された第 6 次エネルギー基本計画[1]において、S + 3 E の視点のもと、第一に「2050 年カーボンニュートラルおよび温室効果ガス排出削減目標の実現に向けたエネルギー政策の道筋を示すこと」、

第二に「気候変動対策を進めながら、日本のエネルギー需給構造が抱える課題の克服に向け、安全性の確保を大前提に安定供給の確保やエネルギーコストの低減に向けた取組を示すこと」が掲げられ、2050 年を見据えて、2030 年の政策目標が示された。

2030 年の電源比率は、火力発電が 2019 年の 76%から 41%に大幅に減少している一方で、再生可能エネルギー（以下再エネ）による発電が 36～38%に高められ、再エネの主力電源化を進めていくことが明確に示された。

これにより、火力発電が担っていた供給力、調整力および慣性力（に代表されるアンシラリーサービス機能）を段階的に代替していく必要があること、更に変動性再エネの増加に伴い、需要側に加えて供給側も変動するため需給調整の難易度が高まること、ピークシフト等の電力貯蔵機能の拡充が必要となることなどが、主要な課題となる。

これらの課題に対し、一般水力と揚水のそれぞれに対して出来得る対策を、技術・システムと制度・規制の 2 面で検討する。対策の実現に向け、合理的評価手法や実証プロジェクトに関する国プロ等の立案と、規制・制度に関しては、OCCTO 等での議論も参考に、可能であれば、提言を検討していくことを目的とする。

本プロジェクトは 2 年間の計画で推進し、本報告書は 1 年目の最終報告である。

2. 世界の水力発電・揚水発電動向調査

IEA（International Energy Agency、国際エネルギー機関）、IHA（International Hydropower Association、国際水力発電協会）、IRENA（International Renewable Energy Agency、国際再生可能エネルギー機関）および、EU や米国などの国家、国家機関の水力発電システムの施策動向を公開文献で調査した。

2. 1 世界の公開レポートの概要

IEA や DOE（Department of Energy、米国エネルギー省）が、2021 年になって立て続けに、水力や揚水発電の価値や系統柔軟性サービスに関し、その役割の重要性を述べたレポートを発行した（①[2]、②[3]、③[4]）。また、IHA（International Hydropower Association、国際水力発電協会）と DOE が国際会議（④）[19]を世界水力発電会議の中で主催した。世界水力発電会議では、持続可能な水力発電セクターがクリーンでグリーン、モダンで手頃なエネルギー源としてエネルギー移行において最善の役割を果たすための一連の最新の原則、コミットメント、各政府への政策推奨事項等の概要を示した”持続可能な水力発電に関するサンホセ宣言”が採択され、2021 年 11 月に開催された COP26 に提出された。

IEA レポート

- ① Hydropower Special Market Report、Analysis and forecast to 2030、June 2021
- ② Valuing Flexibility in Evolving Energy Markets: Current Status and Future Outlook for Hydropower、June 2021

DOE レポート

- ③ U. S. Hydropower Market Report、JANUARY 2021

DOE/IHA

- ④ International Forum on Pumped Storage Hydropower、September 2021

IEA レポート①では、新 Net Zero Emission by 2050 シナリオ実現に向け、世界各国（日本を含む）の水力発電容量、建設改修計画、投資額を整理し、主要国の動向をもとに電源の安定確保や変動性再エネとの協調にポテンシャルを有する水力発電について、その経済性を高める制度改革など政策支援の必要性を提言。水力発電の活用を政府が加速するため IEA が提言する 7 つの優先分野を以下とした。

- ・水力発電をエネルギーと気候政策の議題に引き上げる
- ・すべての水力開発に合理化された規則と規制を伴う堅牢な持続可能性基準を実施する
- ・電力セキュリティのための水力発電の重要な役割を認識し、その価値を報酬メカニズムに反映させる
- ・老朽更新を奨励するための措置を講じて既存の水力発電所が有する柔軟性を最大化する
- ・揚水発電の拡大を支援する

- ・ 発展途上国の持続可能な水力開発のための適切な資金調達を実動させる
- ・ 水力発電所が提供する複数の公益価値を確実に評価するための措置を講じる

DOE レポート③では、米国水力発電および揚水発電開発と業界動向全体像が調査報告されている。米国の水力発電は電力システムの柔軟性（周波数調整、電圧制御、ブラックスタート）のために幅広く利用されており、容量 52GW (5200 万 kW) のプロジェクトを実施中で増加見込みである。揚水発電は、米国のエネルギー貯蔵容量の 93% を占めており、他の全ての貯蔵技術を合わせた容量と同程度の速さで増加中。揚水発電は 4～16 時間のエネルギー貯蔵コストが最も低い技術オプションであり続ける。（注：最も低コストなエネルギー貯蔵は圧縮空気エネルギー貯蔵（CAES）であるが、世界で 2 例のみであるとしている）

系統柔軟性を高める施策例として上部貯水池の運転レベルを上げることや、柔軟性を制限する変更例としてランプレート制限追加や強化、最低流量の増加を挙げている。再認可の半数以上でレクリエーション施設や環境対策（魚道構造物の設置、環境性能を向上するタービン交換など）の追加や改善も必要であるとされている。

サンホセ宣言では、政策立案者への提言として、発電未利用ダムの水力発電容量の潜在的な改造についての評価必要性、変動性再エネ統合の為にエネルギー貯蔵と電力システムの柔軟性向上の為に揚水発電設備開発、必要に応じた浮体式太陽光発電等とのハイブリッド発電技術確立、低炭素電力の公平な競争の場の確保、既存水力発電所の近代化、水力発電所開発の為に資金増等を言及。

国際機関、国家ともに変動性再エネの増加に伴い、水力発電や揚水発電の必要性が高まり、様々な柔軟性サービスを提供するとしている。ただし、各国の電力システムの事情や電力市場の相違から具体的な柔軟性サービスは異なり、水力発電や揚水発電の運用ニーズは異なる。

2. 2 水力発電システムの経済性評価法

IEA および、EU や米国などの国家、国家機関の経済性評価方法と、国内での総合資源エネルギー調査会の議論を、公開文献で調査した。

水力も発電の一種であるので、まず LCOE (Levelized Cost of Electricity) で評価されるのが通例である。ただし、揚水発電の場合は揚水動力の買電コストが存在するので、それらを意識した LCOS (Levelized Cost of Storage) という概念も、IEA から整理した形で提案されている。

一方、LCOE や LCOS が発電所単位でコストを明らかにしようとしているのに対し、変動性再エネを系統に受け入れるための統合コストを考えるべきであるという考え方もある。実際、この統合コストの一部を考慮した発電コスト LCOE* が、最近の総合資源エネルギー調査会で言及されている。2030 年断面を考えた場合、統合コストは火力の部分負荷運転による燃料費増大分と揚水の損失分である。

以上はすべて kWh 価値であるが、水力・揚水発電システムの調整力（ΔkW 価値）、アンシラリーサービス機能の価値を評価しようという試みは未だ僅かである。実際の市場価格がいくつか報

告されているが、それがカーボンニュートラル社会でいくらになるのか、あるいはいくらであるべきかについて言及しているところを見ない。

（１）公表されている揚水の LCOE

IEA は図 2.2-1[2]に示す通り、2020 年時点で、揚水発電（PSH）は蓄電池に比べてコストが低いシステムであるとしている。DOE の 2019 年レポート[5]では、揚水の Total Project Cost を、106 - 200 USD/kWh、代表値 165 USD/kWh と記載している。DOE の 2021 年レポート[4]のグラフも、IEA の図 2.2-1[2]表示も、ほぼこの数字と合致している。

欧米においては、2020 年時点で、揚水が最も経済的な蓄エネルギー装置であると認識されている。

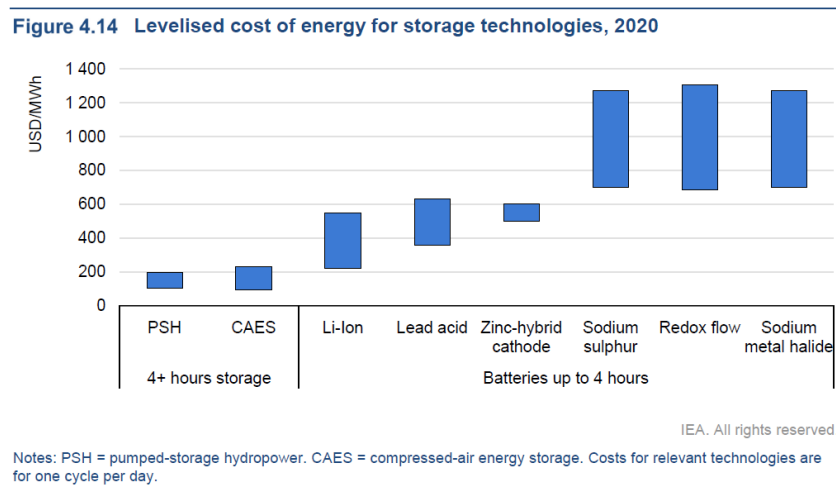


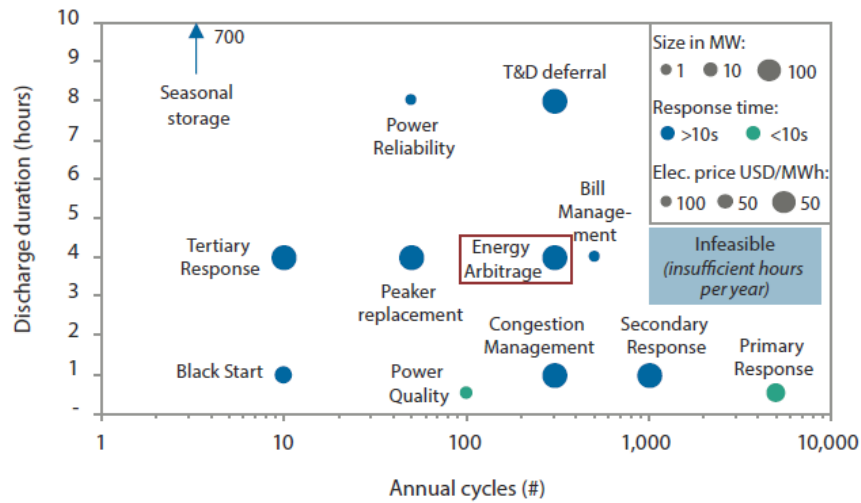
図 2.2-1 IEA の 2020 年における蓄電システムの LCOE 比較[2]

（２）LCOS によるアンシラリーサービス市場の整理と将来予想

LCOS は、揚水に限らず全ての蓄エネルギー装置に適用可能な概念であるが、蓄エネルギーと言っても、裁定取引のためのものか、あるいは系統周波数維持のために一瞬だけエネルギーを蓄えているのか、あるいは冬季の需要を賄うために数百時間の季節間調整をしているのか、電力系統への投資を繰り延べしているのか等、様々な形態が存在する。IEA は、それらを、放電時間と年間放電回数と言う概念で整理することを、図 2.2-2 に示されるような形で提案している。

IEA も引用している研究者らは、英国の市場制度の中で、2040 年に最も経済的な蓄エネルギー装置は何かという研究結果を発表している[7]。図 2.2-3 に示されるように、2020 年断面では揚水が最安になるところと蓄電池(Li-Ion)が最安となるところの境が 1 回の放電時間が 1 時間近傍であるが、2040 年断面では、10 時間近傍となると結論付けている。

Figure 6.15: Assigned couples (cycles per annum, discharge duration) for concrete modeling for each listed application of Table 6.1



Note: The couple assigned to arbitrage is ($N_{\text{cyc}} = 300$ cpa, $\tau^d = 4$ h).

Source: Schmidt et al. (2019).

図 2. 2-2 年間放電回数と 1 回の放電時間で整理したアンシリャー市場の位置づけ[6]

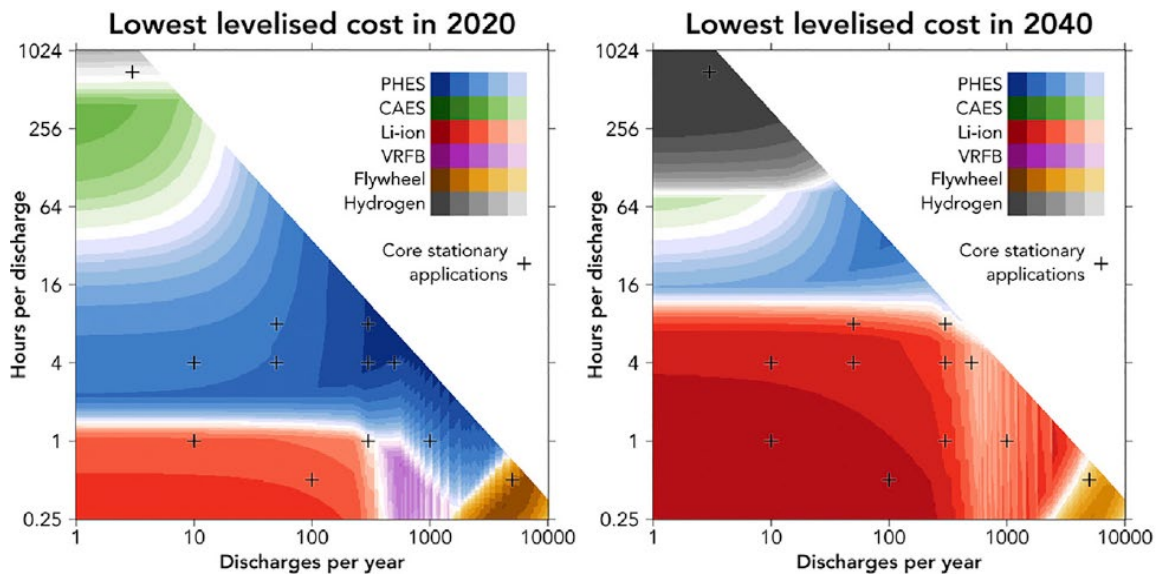


図 2. 2-3 1 回の放電時間と年間放電回数ごとの最安となる蓄電システム評価[7]

先の IEA レポート[2]でも、揚水発電（PSH）は 4 + hours と記載されており、他国（中南米、オーストラリアや米国）のレポート[8][9][10]でも、4 時間以上の長時間の電力貯蔵は揚水、それ以下の短時間は Li-Ion 電池と言う論調が見られる。論文[7]の結果がその方向性を導いているのかどうかは分からないが、我が国でこれと同じ景色になるのかどうか、見極める必要がある。

（３）我が国における揚水コストの認識の一例（LCOE＊）

エネ庁 総合資源エネルギー調査会 発電コスト検証 WG ならびに基本政策分科会において、「システム統合を反映した統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）」（LCOE＊）が議論されている。LCOE＊は、あるエネルギーミックスに対し各種の電源を一定量（限界的に）増加させたとき、電力システム全体で変化する費用をとらえ、これを、当該電力を増加させた正味の発電電力量で除した費用を、当該電源の追加によって発生するコストと定義する。この評価によって、例えば、現状のエネルギーミックスに、さらに太陽光を追加した場合に発生する、火力の起動停止や揚水損失などのコストを反映した、電源別のコスト比較を行うことができるとしている。試算結果は図 2.2-4 の通り、太陽光や風力、原子力の LCOE に対して、火力の起動停止、揚水損失などの負担分が上乗せされている。

この上乗せ分には揚水動力費などが含まれており、これが現時点の我が国における揚水コストの認識の一例となっている。

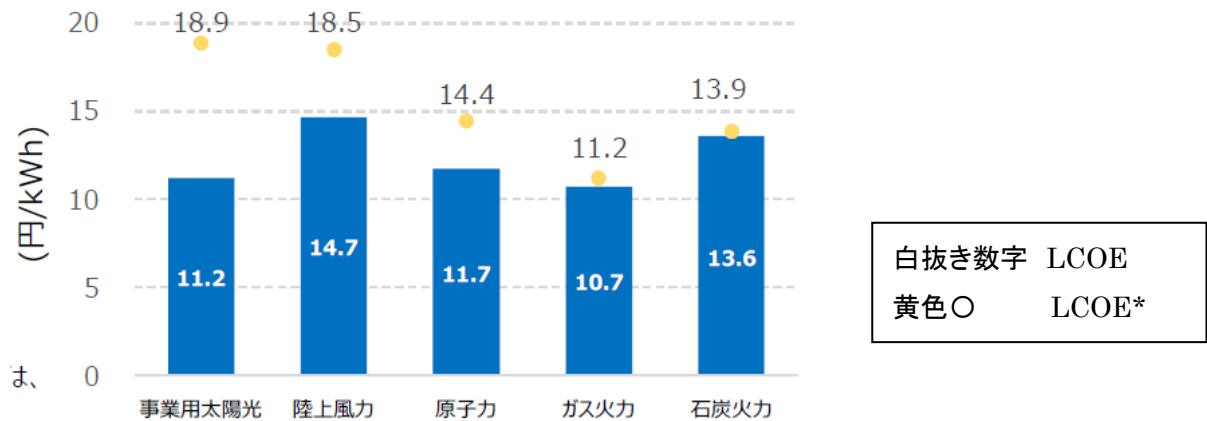


図 2.2-4 2030 年エネルギーミックスでの委員有志による LCOE＊試算結果[11]

（４）アンシラリーサービスの市場価格

表 2.2-1 は、IEA レポート[3]に記載されている市場調査結果である。アンシラリーサービスの調達の仕組みは国によって大きく異なるため、その価格もさまざまである。電力の品質維持のためにはアンシラリーサービスは不可欠であり、水力発電はアンシラリーサービスの機能を提供する重要な存在であるが、その市場規模では新規の揚水発電（PSH）開発のビジネスケースをサポートできない可能性がある」と報告されている。これらの価値は、我が国におけるカーボンニュートラル社会の実現の際にどのように評価されるべきか、研究が必要である。

表 2.2-1 アンシラリーサービス価格の市場調査結果[3]

Service Type	min	max	mean
Energy	15.10 USD/MWh	198.00 USD/MWh	59.91 USD/MWh
Frequency Response	3.74 USD/MW-h	62.5 USD/MW-h	26.0 USD/MW-h
Spinning Reserve	0.47 USD/MW-h	17.98 USD/MW-h	11.29 USD/MW-h
Non-spinning Reserve	3.79 USD/MW-h	3.79 USD/MW-h	3.79 USD/MW-h
Reactive Power	1.80 USD/MVarh	3.54 USD/MVarh	2.67 USD/MVarh

2. 3 水力発電システムの実証プロジェクト (EU XFLEX HYDRO Project [12])

欧州では、2030 年 EU 再生可能エネルギー32%以上導入目標に向け、EU 議会で揚水発電システムの活用促進が可決された。また、EU が助成金を捻出し、スイス連邦工科大学ローザンヌ校 (EPFL) が中心となり、電力会社、メーカー、研究機関やコンサルタントなど 19 の団体、企業が集まり、「XFLEX HYDRO Project」を 2019 年から 4 年計画で実施している。本プロジェクトは、文字通り、水力 (HYDRO) の柔軟性 (FLEXibility) を増強 (eXtend) しようというものである。

プロジェクトの目的は、政府、規制当局、業界向けのポリシーと市場の推奨事項とともに、水力発電所全体で同様技術の採用を増やすためのロードマップを提供することとしている。

プロジェクトでは、揚水発電、エネルギー貯蔵 (揚水と電池)、流込式水力発電を網羅するよう、ポルトガル、フランス、スイスの数か所の発電所を対象に FS や実証を計画している。

対象水力プラントおよび、電力システムの柔軟性向上機能として、対象とするアンシラリーサービスおよびプロジェクトで検証実証される技術は、以下の通りである。

対象水力発電プラント

ポルトガル : Frades 2 (39 万 kW 可変速揚水)、Alqueva (4×13 万 kW 揚水)、

Alto Lindoso (2×31.7 万 kW)、Caniçada (2×3.1 万 kW)

フランス : Grand Maison (8×15.7 万 kW 揚水、4×15.7 万 kW)、Vogelgrün (4×3.5 万 kW)

スイス : Z' Mutt (併設アドオン可変速揚水 1×4500kW)

対象アンシラリーサービス

プロジェクトで対象とする既存および将来予想されるアンシラリーサービスは次の通りである。

Synchronous inertia : 同期慣性力、周波数変化率を改善

Synthetic inertia : 仮想慣性力、制御ロジックで慣性相当を実現

Fast Frequency Response (FFR) : 高速周波数応答

Frequency Containment Reserve (FCR) : 1 次調整力、30 秒以下の応答、(図 2.3-1)

Automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR) : 2 次調整力、30 秒～15 分以下の応答

Manual Frequency Restoration Reserve (mFRR) : 3 次調整力、15 分～1 時間の応答

Replacement Reserve (RR) : 3 次調整力、発電機起動停止

Voltage/reactive power control (Volt/var)

Black start

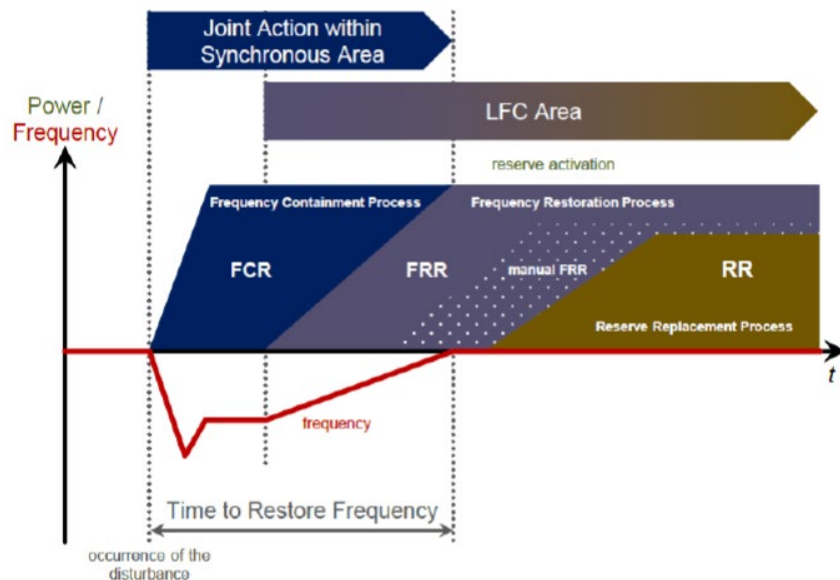


図 2.3-1 負荷周波数制御（LFC）の時間分担 [13]

検証技術

- ・ デジタル化ツール（スマート発電所スーパーバイザー：Smart Power Plant Supervisor）

プラントデータ取得と健全性監視で、保守必要性の判断やプラント停止時間を削減。プラントの効率向上の他、柔軟性向上運転時の機器ストレスをモニタリングする。プラント運用者が、系統柔軟性向上運転をする際の意思決定ツールとしても利用する。

- ・ 蓄電池システムとの統合制御

流れ込み式水力発電所で蓄電池システムとのハイブリッド制御で電力システムに対して高速出力応答サービス（fast response services）を提供し、発電プラントの可用性と柔軟性を向上。

流れ込み式水力発電所である Vogelgrun に蓄電池システム（800kW-200kWh）を統合し、短時間エネルギー貯蔵と周波数制御機能を追加すると同時に、既存のカプラン水車の制御要件の軽減で、水車の摩耗劣化低減を期待している。

- ・ 循環水路式揚水発電（HSC：Hydraulic short circuit）

揚水発電所で循環水路を利用し発電と揚水を同時に運転する。発電所が発電または揚水のいずれで運転していても、逆回転の必要なしに急速に運転モードを切り替えられる。発電と揚水の両モードの運転で、電力システムに対して周波数調整や慣性の柔軟性を提供する。

新しいペルトン水車である Grand Maison と、2つのポンプ水車を備えた Alqueva、可変速機では Frades2 で実証する。

・二重給電誘導機（DFIM：Doubly-Fed Induction Machine）による可変速化

運転動作範囲を拡大し、系統の柔軟性機能を追加すると同時に、年間効率と残存寿命の改善を目的とする。HSC モードで DFIM を実行することで、電力調整範囲を拡張することも評価する。可変速ポンプ水車は、揚水モードでも電力調整と負荷追従が可能になる。Frades2 で実証する。

・フルサイズコンバータ（FSFC：Full-Size Frequency converter）による可変速化

既設水車の同期発電機と FSFC の統合による可変速プラントへのアップグレード化。可変速化により電力システムへの柔軟性機能とプラント運用機能が向上する。Z' Mutt で実証される。

Stage one of the Ancillary Services Matrix

		ANCILLARY SERVICES										
		SYNCHRONOUS INERTIA	SYNTHETIC INERTIA	FAST FREQUENCY RESPONSE (FFR)	FREQUENCY CONTAINMENT RESERVE (FCR)	AUTOMATIC FREQUENCY RESTORATION RESERVE (AFRR)	MANUAL FREQUENCY RESTORATION RESERVE (MFRR)	REPLACEMENT RESERVE (RR)	VOLTAGE/VAR CONTROL	BLACK START		
Site/Timescale		0 s	< 500 ms	85-2 s	< 30 s	30 s - 15 min	< 15 min	> 15 min	< 1 s	N/A		
DEMONSTRATIONS	Z' MUTT	T P	T P	T P	T P	T P	T P	T P	T P	●	FS	
											VS (FSFC)	
											VS & SPPS	
	FRADES 2										FS	
		T P	T P	T P	T P	T P	T P	T P	T P	●	VS (DFIM)	
											VS & SPPS & HSC	
	GRAND MAISON	T P	T P	T P	T P	T P	T P	T P	T P	●	FS	
											FS, SPPS & HSC	
		T P	T P	T P	T P	T P	T P	T P	T P	●	FS	
											FS & SPPS	
TECHNOLOGICAL SOLUTIONS	ALQUEVA										FS & HSC	
											FS, SPPS & HSC	
		T P	T P	T P	T P	T P	T P	T P	T P	●	VS (FSFC) & SPPS	
	ALTO LINDOSO & CANIÇADA	●	●	●	●	●	●	●	●	●	FS	
											FS & SPPS	
											VS (FSFC/DFIM) & SPPS	
		●	●	●	●	●	●	●	●	●	FS Kaplan	
	VOGELGRUN		●	●	●	●	●	●	●	●	FS, SPPS & HBH	
											VS (FSFC) Propeller	
											VS, SPPS & HBH	
Original terminology		Inertia		Primary frequency control (FC)	Secondary (FC)	Tertiary (FC)		Voltage control	System re-start			
Emerging frameworks		BILATERAL CONTRACTS (GB)	-	GB/IR/NORD FCR coop.	PICASSO/IGCC	MARI	TERRE	BILATERAL CONTRACTS	BILATERAL CONTRACTS			
MARKET FRAMEWORK												

図 2.3-2 アンシラリーサービスマトリクス（T：タービン、P：揚水）[12]

将来の電力システムに必要なサービス、対応する市場、実証技術の関係をアンシラリーサービスマトリックス（図 2.3-2）に示す。このマトリックスは、プロジェクトのレポートフレームワークを提供し、アンシラリーサービスに関連する水力発電プラントの新たな貢献についてステークホルダーへの通知に役立つ。初期段階では、各アンシラリーサービスに対して現在どのようにデモンストレーションが実行されているか、これらのサービスが市場フレームワークにどのように関連しているかを示す。プロジェクト進行により、マトリックス内容は更新される。

揚水発電プラントの柔軟性向上施策として、デジタル化ツールや循環水路式揚水発電は参考になる。蓄電池との統合制御は高速な系統周波数制御の必要性によるが、水力発電プラントへの蓄電池併用により高速な発電出力の調整に加え、水車の過酷な運転軽減による劣化軽減の考え方は参考になる。2 重給電誘導機による可変速揚水システムは国内で実用化され運用されており、日本が先行する技術である。

3. 日本の制度と課題調査

本章では、水力発電および揚水発電の価値に関わりの強い調整力等の国内制度をまとめる

3. 1 電力各事業者と市場の関係

電力システム改革の第3弾により、2020年4月から送配電部門の法的分離が行われ、発電、一般送配電、小売の3つの事業者に分けられた。

図3.1-1に示すように、電力取引市場の主なプレーヤーは発電事業者、送配電事業者（TSO）、小売事業者で構成されている。

表3.1-1 電力取引市場における各プレーヤーと市場の関係

プレーヤー	市場との関係
発電事業者	電気価値（kWh）に加えて調整力（ ΔkW ）、非化石価値等を、各種市場を介して提供する。
送配電事業者（TSO）	送配電設備の維持管理とともに、電力系統の運用を行い、安定的な電力供給に必要な供給力（kW）、調整力（ ΔkW ）を確保する。
小売事業者	電気価値（kWh）とともに非化石価値等を市場から調達し、これらを組み合わせて需要家へ販売する。

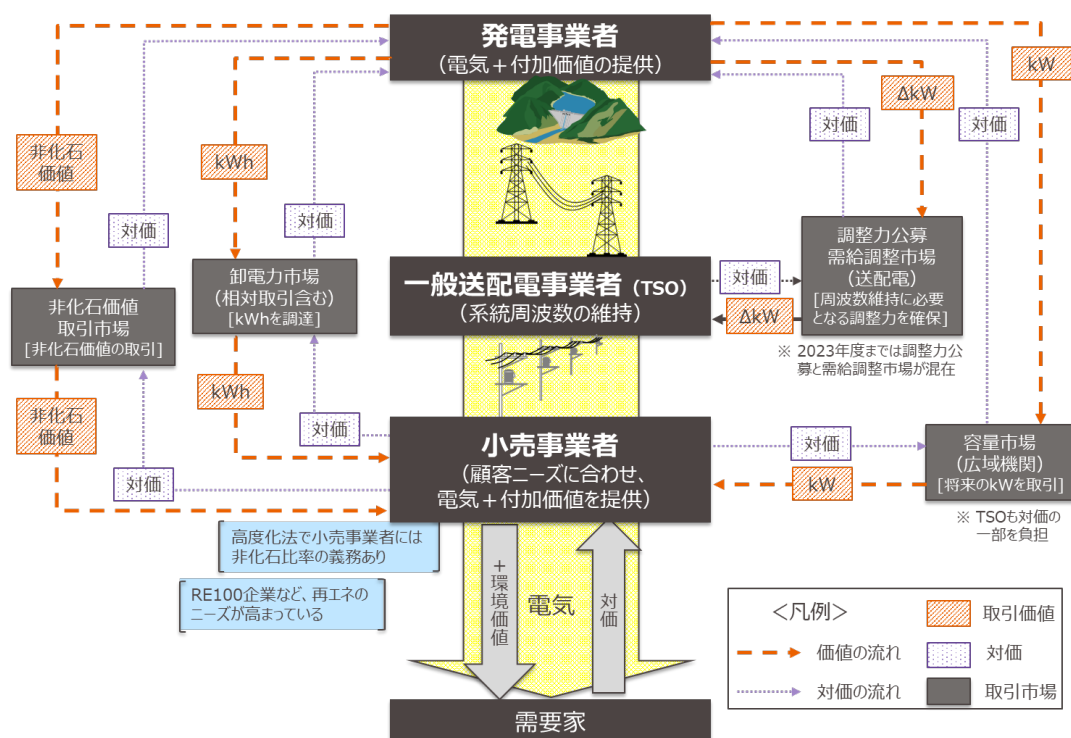


図3.1-1 電力市場における各事業者の位置づけ

3. 2 調整力公募と需給調整市場

調整力を確保するための仕組みとして、調整力公募と需給調整市場がある。図 3.2-1 は調整力公募と需給調整市場の関係を示しているが、現在は調整力公募から需給調整市場へ移行する過渡期となっている。調整力公募の電源Ⅰ、Ⅰ' は一般送配電事業者が必要量を募集し、一般送配電事業者専用の電源として需給調整に活用されている。2024 年度にかけて段階的に移行していくが、2021 年度から需給調整市場三次調整力②の募集が行われており、太陽光発電などの再エネ予測誤差へ対応するための調整力として揚水も活用されている。制度は変化して行くが、TSO が調整力として活用するかどうかのポイントという点は変わらない。需給調整市場では、図 3.2-2 に示すように応動時間に応じて商品区分されている。現時点、水力発電と揚水発電は、容量市場、卸市場（スポット、時間前）、電源Ⅰ' と需給調整市場（三次①②）で取引がされ、需給調整市場（二次①②、一次）は対応検討中の状況である。

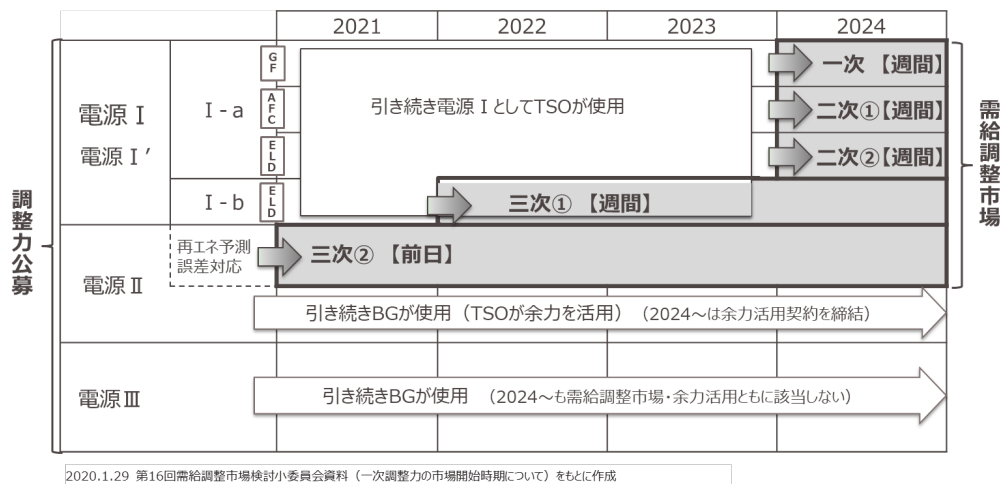


図 3.2-1 調整力公募と需給調整市場の関係み

	一次調整力	二次調整力①	二次調整力②	三次調整力①	三次調整力②
英呼称	Frequency Containment Reserve (FCR)	Synchronized Frequency Restoration Reserve (S-FRR)	Frequency Restoration Reserve (FRR)	Replacement Reserve (RR)	Replacement Reserve-for FIT (RR-FIT)
指令・制御	オフライン（自端制御）	オンライン（LFC信号）	オンライン（EDC信号）	オンライン（EDC信号）	オンライン
監視	オンライン（一部オフラインも可※2）	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン
回線	専用線※1 （監視がオフラインの場合は不要）	専用線※1	専用線※1	専用線 または 簡易指令システム	専用線 または 簡易指令システム
応動時間	10秒以内	5分以内	5分以内	15分以内※3	45分以内
継続時間	5分以上※3	30分以上	30分以上	商品ブロック時間(3時間)	商品ブロック時間(3時間)
並列要否	必須	必須	任意	任意	任意
指令間隔	—（自端制御）	0.5～数十秒※4	数秒～数分※4	専用線：数秒～数分 簡易指令システム：5分※6	30分
監視間隔	1～数秒※2	1～5秒程度※4	1～5秒程度※4	専用線：1～5秒程度 簡易指令システム：1分	1～30分※5
供出可能量（入札量上限）	10秒以内に出力変化可能な量（機器性能上のGF幅を上限）	5分以内に出力変化可能な量（機器性能上のLFC幅を上限）	5分以内に出力変化可能な量（オンラインで調整可能な幅を上限）	15分以内に出力変化可能な量（オンラインで調整可能な幅を上限）	45分以内に出力変化可能な量（オンライン（簡易指令システムも含む）で調整可能な幅を上限）
最低入札量	5MW （監視がオフラインの場合は1MW）	5MW※1,4	5MW※1,4	専用線：5MW 簡易指令システム：1MW	専用線：5MW 簡易指令システム：1MW
刻み幅（入札単位）	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
上げ下げ区分	上げ／下げ	上げ／下げ	上げ／下げ	上げ／下げ	上げ／下げ

※1 簡易指令システムと中給システムの接続可否について、サイバーセキュリティの観点から国で検討中のため、これを踏まえて改めて検討。

※2 事後に数値データを提供する必要あり（データの取得方法、提供方法等については今後検討）。

※3 沖縄エリアはエリア固有事情を踏まえて個別に設定。

※4 中給システムと簡易指令システムの接続が可能となった場合においても、監視の通信プロトコルや監視間隔等については、別途検討が必要。

※5 30分を最大として、事業者が収集している周期と合わせることも許容。

※6 簡易指令システムの指令間隔は広域需給調整システムの計算周期となるため当面は15分。

図 3.2-2 需給調整市場の商品区分（上げと下げの 10 商品）[14]

3. 3 日本の制度の課題

電力システム改革により、卸電力市場(kWh)や非化石価値市場が創設されたが、この他に需給調整市場(ΔkW)、容量市場(kW)、ブラックスタート機能公募が整備されている。

容量市場は4年先単年度を見据えた市場のため、長期的な見通しを立てにくい点が課題として認識されている。

需給調整市場は、図3.2-1に示すように2021年度から2024年度にかけて商品毎に順次開設される。需給市場の商品は、図3.2-2に示すように、応動時間に応じて商品区分されている。図3.3-1に示すように、水力発電は他の電源と比較して、起動時間や出力変化速度が速い特徴を有し、出力変化速度が早いほどアンシラリーサービスへの貢献度は大きく、同じ需給調整市場の商品区分に位置する商品の中でも一般送配電事業者からのニーズは大きいと考えられるが、需給調整市場では応動時間の条件を満たすものは全て同一評価となっている。

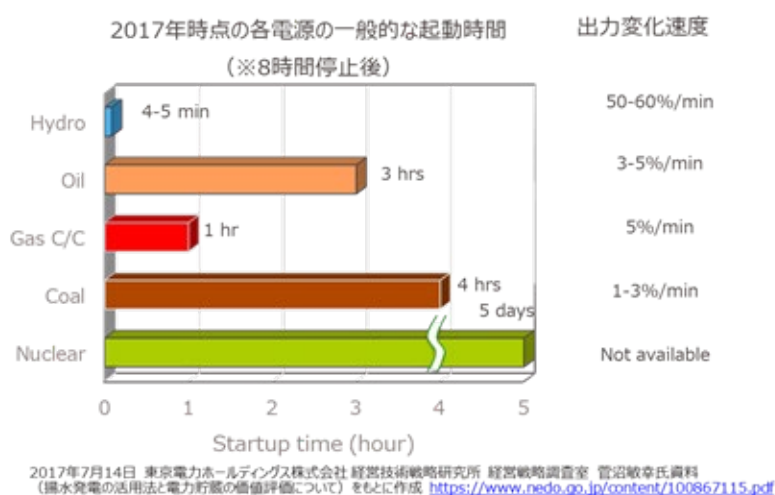


図 3.3-1 水力発電の出力変化速度

さらに、揚水発電システムの蓄電の価値として、再エネの余剰電力を蓄電(ポンプアップ)しながら周波数調整(下げ調整力)が可能な設備は可変速揚水のみである。この周波数調整により再エネ出力制御の軽減に貢献できるが、この価値を評価し取引する電力市場の商品がない状態であり、下げ調整力の必要性等が課題として認識されている。

このように、揚水発電は再エネの導入拡大や再エネ出力制御の軽減に貢献しているが、非化石価値が認められていない。

変動性再エネの導入量が増加するにつれて水力発電等の同期電源の果たす役割は大きくなるが、現時点では、下げ調整力やアンシラリーサービスの機能を保有・提供することに対するインセンティブが働いていない。

また、揚水を含む発電事業者においては、かつての総括原価による費用回収ではなく、市場制度の中で投資や機能維持の判断を実施していくことになる。現行の市場・制度では、長期的な費用回収の予見性が低いため、揚水価値を適切に評価して、揚水発電所の維持拡大に対してインセンティブが働くような市場・制度の整備が必要だと考えられる。

4. 再エネ導入拡大と系統の柔軟性向上

4. 1 柔軟性リソースの検討法

変動性再エネの導入には、再エネの出力変動を補償緩和し、需給バランスを維持する系統柔軟性、調整力の確保が必要となる。

IEA は 2011 に発行された“Harnessing Variable Renewables” [15] で、再エネ導入に関する系統柔軟性リソースの検討ステップを示している。本レポートでは、柔軟性リソースとして、ディスペッチ電源（出力可制御電源）、電力貯蔵、系統連系、需要家を挙げている。図 4. 1-1 に示すように、検討ステップ 1 として対象系統の柔軟性リソースを特定し、ステップ 2 で利用可能な柔軟性リソースの量を把握する。ステップ 3 として再生可能エネルギーの系統連系で必要となる系統柔軟性の量を特定し、ステップ 4 で系統柔軟性の必要量と利用可能な量を比較し、系統柔軟性の不足分を既存設備が持つ系統柔軟性から最適に利用し、系統柔軟性が不足する場合は系統柔軟性を向上する新設備を導入するとしている。

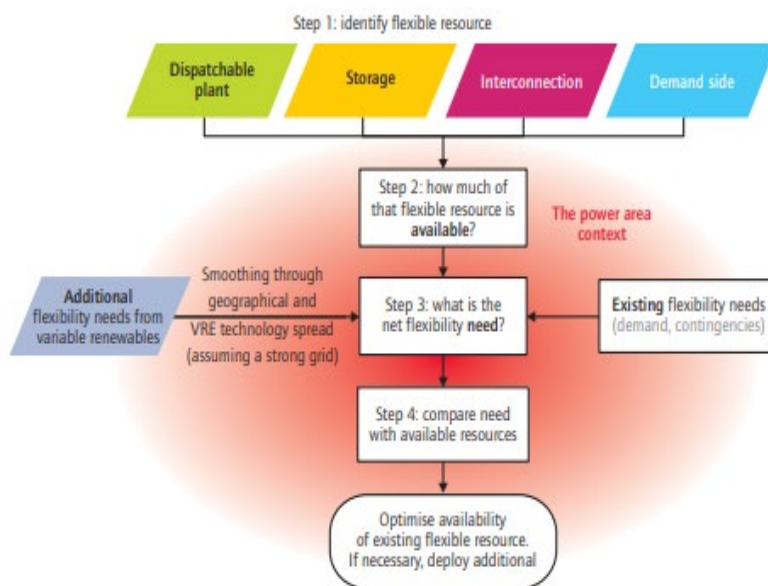


図 4. 1-1 再エネ導入に関する系統柔軟性リソース確保の検討ステップ

さらに IEA は、再エネ導入量をフェーズ 1 からフェーズ 6 までの 6 段階で分類し、各国の 2017 年から 2030 年の再エネ導入量のフェーズ変化を示している（図 4. 1-2）。

IEA の試算では、2030 年の日本はフェーズ 3 とされているが、太陽光発電の導入に偏重していることから、フェーズ 4 に近いと考えるべきとの議論もされている。なお、IEA 試算時点での国内の太陽光発電の想定設備容量は 76.5GW (7650 万 kW) としていたのに対し、第 6 次エネルギー基本計画[1]では 100GW (1 億 kW) に変更されているので、再エネ導入フェーズの上方修正が必要と考えられる。

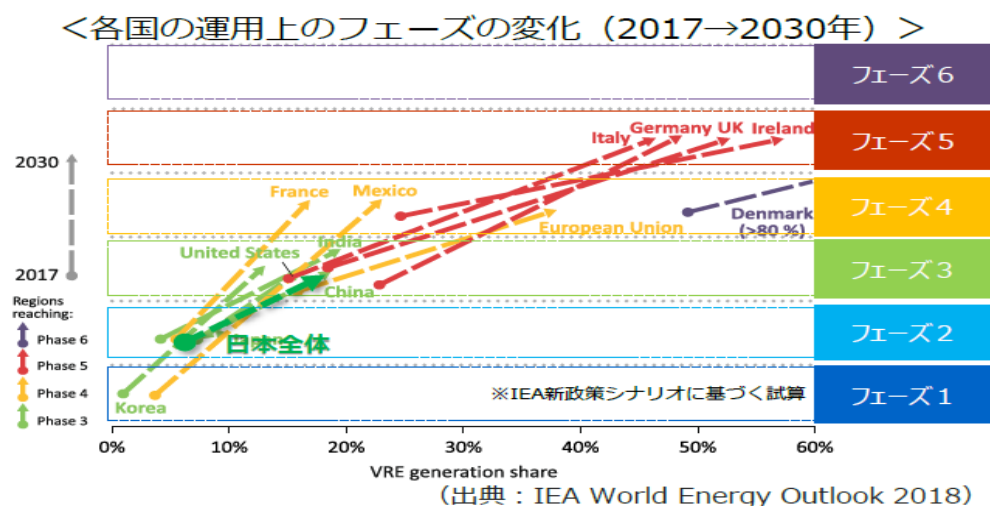


図 4.1-2 IEA 再エネ導入フェーズと各国の 2017 年から 2030 年のフェーズ変化 [16]

再エネ導入フェーズと系統柔軟性施策の関係について、IEA は図 4.1-3 を示しており、フェーズ 3 からフェーズ 4 にかけて、系統柔軟性を高める電力貯蔵の施策は既存蓄電システムの利活用、例えば揚水発電システムとしており、さらに再エネ導入フェーズが進むと蓄電池活用としている。

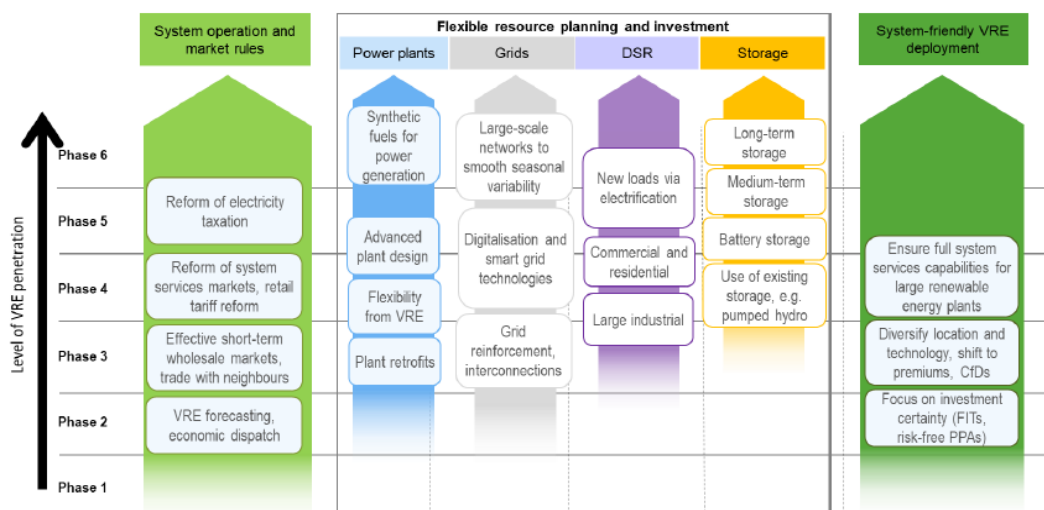


図 4.1-3 IEA 再エネ導入フェーズと系統柔軟性対応の関係

4. 2 カーボンニュートラルに必要な電力貯蔵

従来、再生可能エネルギーの系統連系可能量は、既設の揚水等設備が全て稼働している条件の基に算出されている。しかし、カーボンニュートラルに向けては、カーボンニュートラル達成に向けた電源構成や再エネ導入の目標値が示されており、再エネ導入の目標値に対する電力貯蔵の必要量の算出および、それを実現する電力貯蔵設備の構成確認が必要である。

総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会（2021 年 5 月 13 日）、2050 年カーボンニュートラルのシナリオ分析（中間報告）[21]では、再エネ 50%（太陽光：約 4000 億 kWh、風力：約 1000 億 kWh）、リチウム電池中心に既設揚水発電と水素貯蔵を併用する場合に必要なエネルギー貯蔵設備容量の試算は 870GWh（8.7 億 kWh）となっている。

調整力は、太陽光や風力の再エネ出力制御もあるが、再エネ比率増大に向けてはできるだけ出力制御を削減する必要がある、火力の最低出力の低減と DR、蓄電設備で賄う必要がある。

現状のエネルギー貯蔵設備容量として、揚水設備容量は 1.37 億 kWh（0.275 億 kW×5h で計算）、蓄電池は再エネ併設・系統用として 1200 万 Wh（2019 年累積導入量）[22]で、また、蓄電池の国内生産能力は 2020 年：22GWh/年（2200 万 kWh/年）、2025 年：39GWh/年（3900 万 kWh/年）である[18]。

試算された 870GWh（8.7 億 kWh）のエネルギー貯蔵設備容量を満足するには、2019 年度時点の蓄電池容量の 100 倍以上を有する既設の揚水設備容量を活用促進し、その間に蓄電池の導入促進、揚水の新設など、蓄電リソースの検討を進めていく必要があると考える。現実的な手段として、まずは既設揚水を維持し、最大限活用していくことが必要と考える。

再エネ導入量等の電源構成により、エネルギー貯蔵の必要量とその推移は変化するため、再エネ導入量に応じたエネルギー貯蔵装置の必要量の算出と、電力貯蔵装置の運用法や必要な特性を検討する必要があると考える。さらに、電力貯蔵設備容量を確保するために、現存する揚水設備の維持・活用の必要性についても議論が必要と考える。

5. 揚水発電の利活用促進

5. 1 再エネ導入拡大時の課題

再エネ導入に従い火力発電が代替される場合の課題の一例について、エネルギー白書 2021 [17]では、火力発電が特性として保有する、供給力、調整力と慣性力等の電力安定供給に欠かせない機能の不足が課題になると記されている（図 5.1-1）。

再エネ導入増加時の電力の安定供給に欠かせない要件を表 5.1-1 にまとめる。表 5.1-1 に示した要件の一部について、火力発電や再エネと、水力、原子力、揚水、蓄電池の火力代替設備の機能保有を表 5.1-2 に示す。

【第123-1-4】火力発電の特性と再エネ拡大に当たっての課題

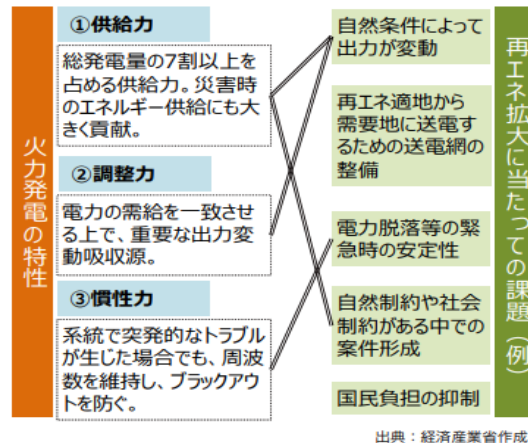


図 5.1-1 再エネ拡大にあたっての課題（エネルギー白書 2021[17]）

表 5.1-1 再エネの導入量増加時に確認、検討が必要な要件

要件	対象	内容
供給力	停電リスク	需要に対して電力を供給する能力のことであり、停電リスクを回避するために評価できる発電力
予備力	周波数	供給区域の発電機の発電余力と上げ調整力（電気を供給または需要を抑制）を足した供給力。供給区域の電気が不足時（需要増や電源脱落時）に活用
調整力	周波数	需給バランス調整、周波数制御、その他の系統安定化業務（潮流調整、電圧調整等）に必要な発電設備（揚水発電設備を含む）、電力貯蔵装置、デマンドレスポンスその他の電力需給を制御するシステム等の能力。発電設備等の出力を制御し周波数を調整
慣性力	周波数	回転機に蓄えられる運動エネルギーから得られる力、機械トルク。系統の慣性は系統内で同期して回転している発電機の慣性の合計に概ね相当。系統の慣性が大きいほど発電と需要のバランスが崩れた際に周波数が変化しにくい
同期化力	（同期）安定度	同期発電機と負荷とのバランスが崩れて相差角が開いた際、相差角を元に戻すよう回転体に作用する力、電気トルク
無効電力	電圧	有効電力に対して90度進みまたは遅れの電力。発電機や調相設備で制御する
短絡容量	系統保護	短絡故障発生時に故障点に流入する電力。短絡時の故障電流を検出することで、故障を除去。その地点の電圧維持能力を表す指標にもなる
ブラックスタート	系統復旧	ブラックアウトの状態から、外部電源により発電された電気を受電することなく、停電解消のための発電を行うこと

一般的に、太陽光や風力などのパワーコンディショナー（PCS）で系統に接続される再エネは、火力発電が保有する調整力や慣性力等の機能を現時点では保有していない。一方、水力や揚水は火力発電と同等機能を有しており、火力発電の代替になり得る。

可変速揚水設備は、定速揚水設備が機能を持たない揚水運転中の調整力（周波数調整）機能を保有する。定速揚水機を可変速機に更新すると、揚水運転中の調整力を強化できる。

さらに、可変速揚水機に慣性力を付加する技術等の開発が進めば、揚水のアンシラリーサービス機能が強化される。

表 5. 1-2 発電、蓄電設備の調整力等の保有機能

	火力	再エネ（インバータ連系電源）	系統側							需要側		
			水力	原子力	揚水				蓄電池	発電設備 常時活用 逆潮流	蓄電池 V2H 逆潮流	負荷設備
					定速機		可変速					
					発電	揚水	発電	揚水				
発電電力量 2019年 1024TWh	76%	太陽光 6.7%、風力0.7%、バイオマス2.9%	7.8%	6.0%	137GWh（*2）				1.2GWh	不明	不明	—
発電電力量 2030年 934TWh	41%	太陽光14~16%、風力 5%、バイオマス7%	11%	20~22%	不明				不明	不明	不明	—
電力量 kWh	○	○（自然条件で出力が変動）	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
容量（供給力） kW	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
調整力 ΔkW	○	△（種別や蓄電池併設等の条件有）	○	×	○	×	○	○	×(*3)	△	△	△
慣性力	○	×	○	○	○	○	×	×	×	×	×	×
電圧調整	○	△（大容量のインバータが必要）	○	○	○	○	○	○	○	×	×	×
ブラックスタート	△	×	○	×	○	×	○	×	×	×	×	×

*1：GFM：Grid Forming Inverter 系統形成型インバータ、自立型インバータ
独立系統においても自らが電圧と周波数を確立して運転することができるインバータ
*2：27.5GW×5時間での計算値
*3：系統直付け蓄電池設備は、現時点、電源 I と需給調整市場 3 次①②の対象外

揚水発電は、発電電力量(kWh 価値)と容量(kW 価値)の他、調整力公募または需給調整市場を通じて送配電事業者(TSO)に調整力(ΔkW 価値)を提供し、TSO の系統周波数維持に活用される。揚水発電は、慣性力、同期化力等も有しており、カーボンニュートラル実現に向けて太陽光発電など出力変動の大きい変動性再エネの普及拡大で、揚水発電の役割はますます重要となるものと想定する。

5. 2 再エネ導入による揚水活用の変化

エネ庁の統計データを基にした揚水発電設備利用率の推移を図 5. 2-1 示す。グラフの左が九州電力、右が関西電力を示している。棒グラフが各エリアの太陽光の発電電力量の実績を示し、折れ線が揚水の設備利用率を示している。太陽光発電が普及している九州電力では、太陽光発電の発電電力量の増加につれて揚水の設備利用率が増加しており、昼間の太陽光の余剰吸収に揚水が活用されていることが想定できる。これは、現行の制度は、変動性再エネの割合が高まった時に、先ず、火力の出力を低下させることを優先するために、関西電力のように変動性再エネの導入量が比較的少ない地域では揚水機の利用率が低く、九州電力のように変動性再エネの導入量が進んでいる地域では、火力の出力低下では調整不足となり、太陽光発電の出力制御量を最小化するために蓄電設備として揚水を活用するため、揚水機の利用率が高くなることを示している。

また、1 日の需給実績から揚水発電の稼働状況を確認した。エリアの総需要が変わらない 2 日のデータで比較する(図 5. 2-2)。図 5. 2-2 の左は晴れの日、右は曇りの日を示している。

晴れた日は 8:00~15:00 の時間帯で太陽光発電の発電量が多くなっているが、同時時間帯で揚水が稼働していることが確認できる。揚水発電の役割が太陽光発電の普及拡大に貢献していることが確認できる。

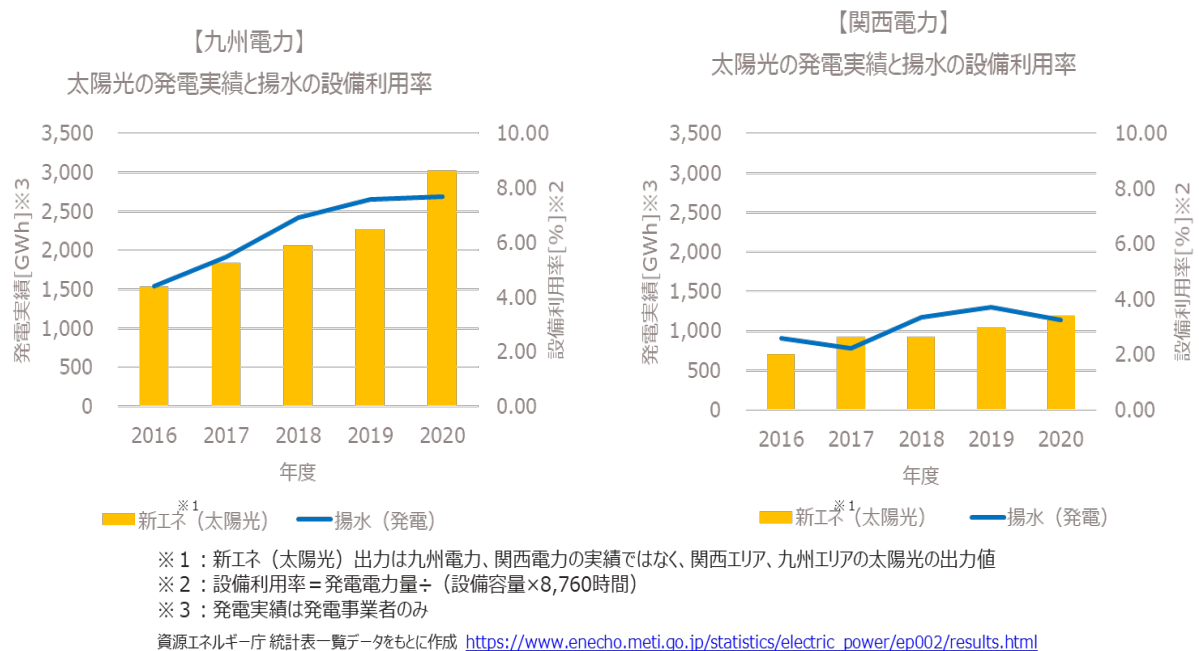


図 5. 2-1 揚水発電の設備利用率の推移

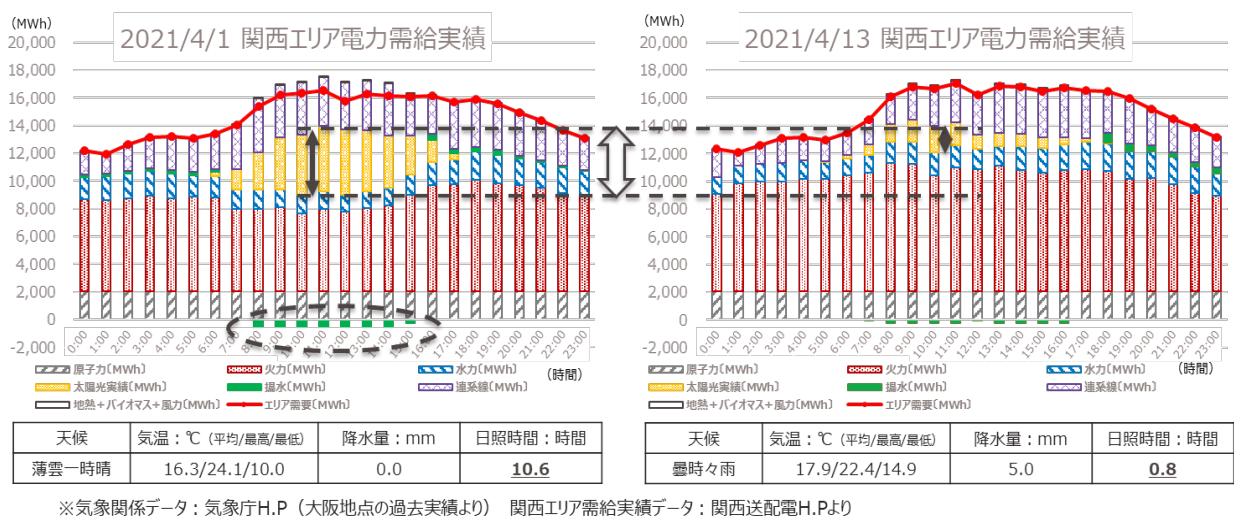
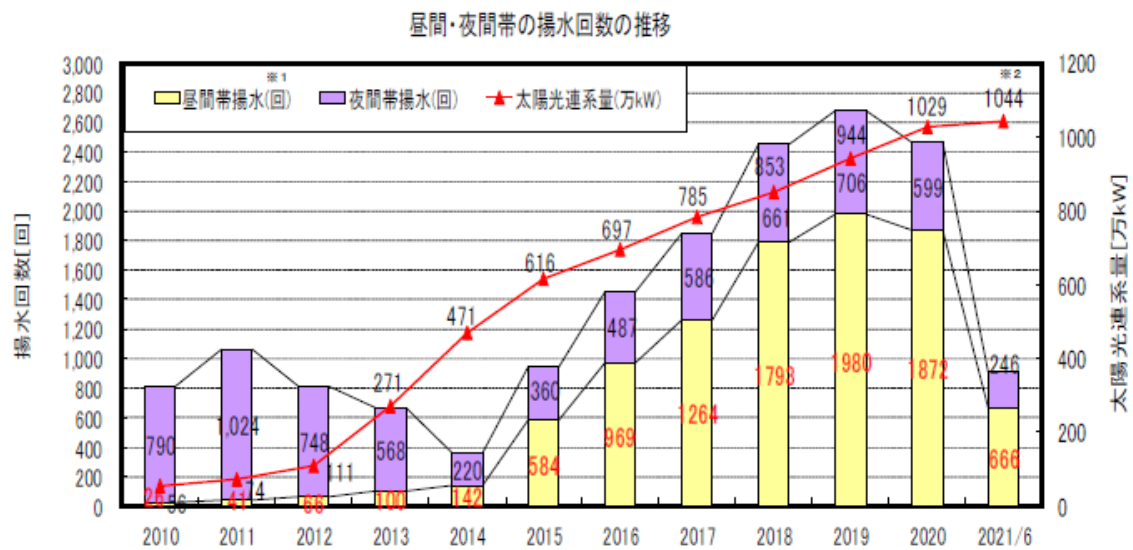


図 5. 2-2 太陽光の出力変動に対する揚水稼働状況（関西エリア）

全国的に変動性再エネの導入が進むと、揚水の利用率は高まると想定される。図 5. 2-3 は九州電力の太陽光発電連系量（折れ線）と揚水回数の年度推移（21 年度は 6 月までの途中段階）を示している。太陽光発電連系量の増加に伴い、揚水回数が年々増加していること、さらに揚水が夜間帯から太陽光発電で余剰電力が生じる昼間に実施される回数が増加し、昼間の揚水が主になっていることが確認できる。



※ 1 昼間揚水：2017年度までは8:00～17:00の起動停止回数を計上。
 ただし、2018年度からは、日照時間に合わせカウント時間を7:00～17:00に見直し。
 ※ 2 2021年6月末時点の太陽光連系量
 ※ 3 2019年度から出力制御を開始

図 5. 2-3 九州電力の太陽光発電連系量と揚水回数の推移

図 5. 2-4 に国内の純揚水発電所の運転実績一例として運転時間の年度推移を示す。本発電所の運転時間は増加傾向にあり、発電および揚水運転の他に、主に軽負荷時に系統に無効電力を供給し電圧調整を担う発電調相や揚水調相の運転もあることが分かる。

このように揚水発電は、太陽光発電を主とする変動性再エネ増加時の余剰電力の揚水（ポンプアップ）による需給バランスの維持に貢献している他、調相運転による電力系統の電圧維持にも活用貢献している例がある。

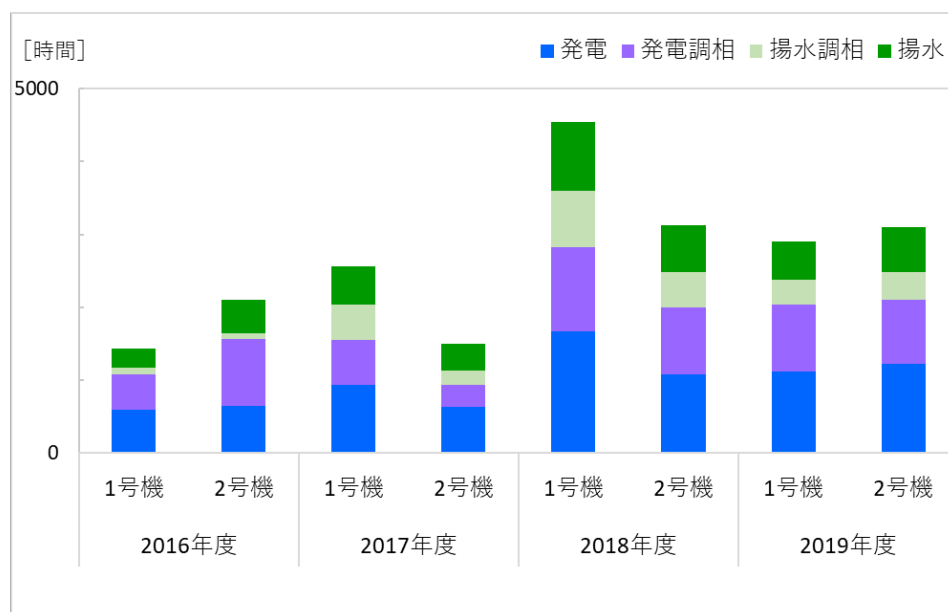


図 5. 2-4 国内の純揚水発電所の運転実績一例

揚水の活用状況では、従来はピーク負荷対応や即応性の高さから需給逼迫時等に対応する電源として使用されることが多かったが、近年では太陽光発電の余剰分の吸収や、電圧維持のための調相運転に使用されることで再エネ出力制御の回避に繋がり、再エネの普及拡大に大きく貢献している。特に変動性再エネの導入量が多い地域でこの傾向が顕著に表れている。

なお、可変速揚水発電は、揚水運転時でも調整力として活用できることから、定速揚水機と比較して稼働率が高い傾向にある。

しかし、日本における揚水発電の設備利用率は、図 5. 2-5 に示すように 2020 年時点で平均 4. 6% と、世界の主要国では 4~15%[2] とされている中で、低い値に留まっている。

なお、揚水発電の設備利用率は、発電 7 時間、揚水 10 時間のダム容量で、緊急事態対応に備えて池容量の全量を使うことはなく池容量の 8 割の運用を想定した場合、 $7/24 \times 0.8 = 0.23$ (23%) となる。

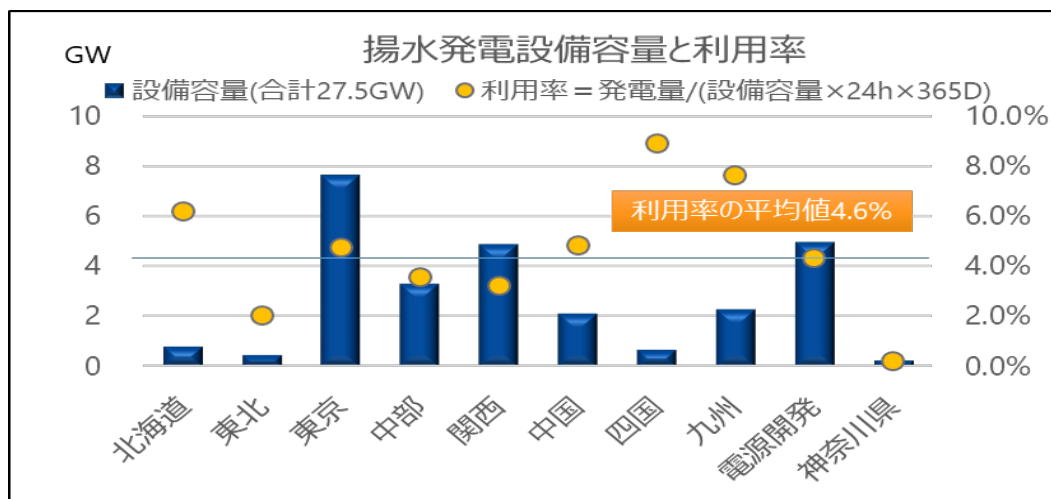


図 5. 2-5 揚水発電の地域毎設置容量

変動性再エネの導入が進む地域の揚水利用率は高く、揚水設備容量も限られるため、再エネ連系量の増大や再エネ出力制御の低減には全国大での揚水発電設備の活用が必要と考える。全国大での電力貯蔵設備の活用には広域的、長期的な揚水運用や地域間連系線の増強とその活用が必要である。

可変速機を含めた揚水発電は変動性再エネの導入拡大に伴い、調整力、電力貯蔵設備として果たすべき役割は大きくなるため、これらの機能に対して適切な対価を得られる電力市場等の仕組みも必要であると考えられる。

5. 3 揚水価値の向上施策検討

変動性再エネ導入で、揚水の活用法は、従来のピーク時発電から昼間の再エネ余剰電力の吸収に変わり、揚水発電の利用率が上がりつつある。再エネ主力電源化には、柔軟な調整力や電力貯蔵が必要で、電力貯蔵設備の広域活用や季節間貯蔵等が必要であると言われており、まずは既設揚水を十分に活用していくべきであると考え。そのためには、揚水の役割や運用法を具体化し、

必要機能の強化と、必要な設備維持や新設の投資を呼び込む関連制度の設計や制定が必要である。

このため、本プロジェクトでは、時間軸とコストを考慮して、揚水発電の利活用の効果を定量的に評価するとともに、必要となる貯蔵容量や強化すべき機能の明確化につながる調査・検討を進めていく。

6. 一般水力発電の利活用促進

2050 年カーボンニュートラル、2030 年温室効果ガス 46%削減の目標に対し、第 6 次エネルギー基本計画[1]において、再生可能エネルギーの主力電源化が示されており、火力発電の設備構成比率は 2019 年の 76%から 46%に減少した代わりに、太陽光発電、風力発電をはじめとする再生可能エネルギーは、2019 年 18.1%であるものを 36~38%へと引き上げる目標とされている。

一般水力は、太陽光発電や風力発電の伸びには至らないものの、第 5 次エネルギー基本計画の電源構成比率 8.8~9.8%から、約 11%に引き上げられた。発電電力量は年にとって異なるため、至近 10 年の平均約 819 億 kWh を基準とし、2030 年には 980 億 kWh と約 160 億 kWh の上積みが必要とされている。

この内訳は、中小水力の設備容量増加(0.7GW(70 万 kW))で約 35 億 kWh、更なる新規開発による容量増加と既存発電の有効活用により約 80 億 kWh、更なる野心的水準の施策強化分として 50 億 kWh 程度が積算されている。

6. 1 一般水力による供給量(kWh)拡大への現状の施策調査

内閣府「第 17 回再生可能エネルギー等に関する規制等の総点検タスクフォース」において、水循環政策における再エネ導入促進施策とロードマップが提示された。その施策による発生電力量の合計は、2030 年、2050 年ともに約 5.6 億 kWh とされている。

表 6.1-1 第 6 次エネルギー基本計画の数値目標を達成するための施策

施設	項目	2030 年目標	2050 年目標	講ずべき施策
水力 発電	既存ダムの運用改善	31 ダム ①2021 : 3 ダム 2022 : 1 ダム ②2021 : 10 ダム 2022 : 17 ダム	31 ダム	①治水等多目的ダムにおいて、非洪水期洪水調節容量の一部に貯水を行い、貯留した水を水力発電しながら放流 ②治水等多目的ダムにおいて、気象予測を活用したダム運用の検討(大雨等で洪水位に貯留した水の発電利用) ③治水等多目的ダムにおいて、長時間アンサンブル降雨予測技術の開発期間終了後の実装、新たな降雨予測技術を活用したダムの運用改善についてのマニュアル等の整備(SPI での開発後適用) ④民間水力発電所の運用技術のノウハウを把握、水力発電量の増加にも資するダムの運用の

				検討（民間での開発技術の把握）
	既存ダムの嵩上げ等	8,100 万 kWh	8,100 万 kWh	治水の観点だけでなく、発電増強の観点も十分踏まえて、ダムの嵩上げ等の事業を推進（天ヶ瀬、新桂沢、新丸山で適用）
	発電利用されていない治水ダムへの発電機の設置	8 ダム 540 万 kWh	8 ダム 540 万 kWh	①発電利用されていないダムの状況の 7 月までの把握と治水等多目的ダムへの自家用水力発電の導入の検討 ②民間資金による水力発電機の設置の検討（PFI）
	農業水利施設への発電機の設置（既存ダム含む）	3,490 万 kWh 以上	3,490 万 kWh 以上	発電機の未設置のダムにおいて、管理者（土地改良区等）の意向を踏まえて発電機の設置の可能性を検討
	水道施設への発電機の設置	18,836 万 kWh	18,836 万 kWh	目標値は太陽光との合算値 治水の発電機が未設置のダムについては、管理者の検討結果等を踏まえ、設置の可能性を検討
	工業用水道施設への発電機の設置	541 万 kWh	723 万 kWh	発電機が未設置のダムについては、引き続き、調査を行った上で検討
	既存発電専用ダムでの発電機の交換	24,500 万 kWh	（令和 5 年度頃予定）	
	下水道施設への発電機の設置	42 万 kWh	42 万 kWh＋ 250 万 kWh	
合計		56,049 万 kWh 以上	56,231 万 kWh 以上	第 6 次エネルギー基本計画における 2030 年の目標は 200 億 kWh の上積みであり、更なる施策検討が必要と考えられる。
太陽光発電	ため池・貯水池への太陽光パネルの設置	令和 5 年度 目途		水上太陽光発電の設置を求める事業者に適切な助言を行うための方策を検討 22 年度から実証実験（設計を含む）の実施
				太陽光発電の設置に際しての留意点をまとめ、留意点を踏まえ関係者からヒアリングなど必要な調査・検討を行いつつ、技術的要件を整理
				他省庁における課題検討を踏まえた上で、令和 6 年度を目途にフィージビリティスタディを実施

※第 17 回 再生可能エネルギー等に関する規制等の総点検タスクフォース資料より作成

これまでの包蔵水力調査や再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査など、多くの調査が行われている。

表 6.1-2 水力発電の導入ポテンシャルの既存調査の一例

調査主体	報告書名	区分	設備容量 (万 kW)	発電電力量 (億 kWh/年)	備 考
経済産業省	第 5 次包蔵水力調査	技術	4,650	1,360.00	低落差発電や小規模水力も含めた出力規模 100kW 程度以上の水力を調査
		理論		7,1760.00	国土数値情報と、野口研究所の推計方法を採用
		理論		2,846.00	上記について「河川」に絞った場合
	未利用落差発電包蔵水力調査（平成 16、17 年度）	理論	3.2	1.98	出力 10kW 以上で年間通水期間が 185 日以上、落差 1.5m 以上の地点を抽出した水力ポテンシャル
		技術	2.6	1.83	
農林水産省（財）水土総合研究所	上記の見直し	理論	70.1	14.20	未利用落差発電包蔵水力調査では 1 地点出力 11kW と見積もられている農業用水路の理論包蔵水力が、10kW 以上 4 地点（出力計 46kW）、10kW 以下 10 地点（出力計 57kW）と試算。その他、数水路を対象に同様の推計を行い、基幹的水路 1km 当たり 31.6 千 kWh/km・年の包蔵水力
（財）野口研究所	—	理論	67,760	—	全国を 162 水系に分割し、水系ごとに河川流域（集水域）を標高別に 9 段階に区分して、各区分の降水量を全てダムなどにより貯留して発電した場合のポテンシャルを求める。
環境省	再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書（平成 22 年度）	河川部理論	1,650	—	河川部、農業用水路において、地形データ、水系データ、流量データ等を基に賦存量（kW）を算定する。加えて、地点別の仮想発電所の工事費を推計し、発電単価（円/kWh）および建設単価（円/kW）を算定。
		技術	90～406	—	
		農業水路理論	32	—	
		技術	16～24	—	

注) 上表で「区分」は、賦存量の算定方法の違いを示す。「理論」とは、地形情報、流量情報等から机上の計算により算定された賦存量を示し、「技術」とは、設置有望箇所現地調査、設置可能機器の想定等までを含めて検討した賦存量を示す。

※再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書

(<https://www.env.go.jp/earth/report/h23-03/>) より作成

これらは、地形や水系に基づいて理論的もしくは発電所建設を見据えた技術検討のもとに算出されたポテンシャル値である。貴重な調査結果であるが、地点毎に見ると、電力系統や地理的な問題もあり、大きな発電設備を設置できる箇所は少なく、2030 年断面で大幅な発電電力量の増加につなげるのは難しいと言われている。

6. 2 一般水力による供給量(kWh)拡大への追加施策検討

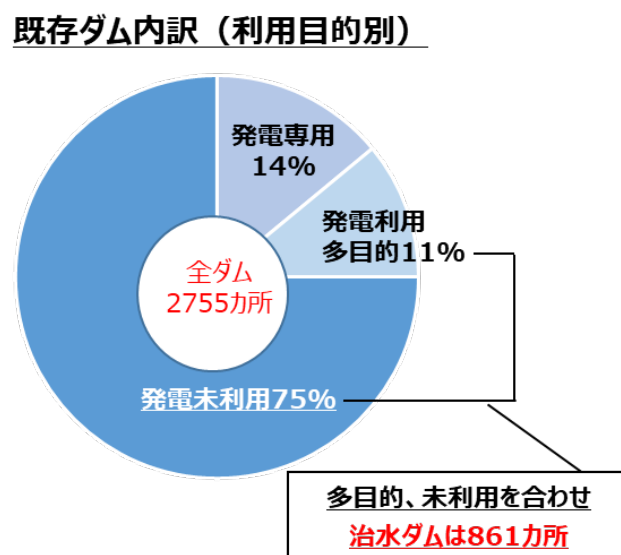
第 6 次エネルギー基本計画[1]での水力の供給力(kWh)拡大施策は、①新規開発および既設更新による設備容量増、②既設の有効活用、③野心的水準での施策が記載されている。

また、これまでの包蔵水力調査等の導入ポテンシャル調査では、大きな発電設備を設置できる箇所は少なく、2030 年断面で大幅な発電電力量の増加につなげるのは難しいと言われており、基本計画の容量増加が小さな値となっていることを裏付ける結果となっている。

水力は、太陽光発電や風力発電と異なり、比較的安定した再生可能エネルギーであり、その点で期待されているものとする。そのため、供給力を確保できるように施策を検討していく必要がある。

世界で見ると、老朽化設備の更新と共に、発電未利用ダム、発電未利用水の有効活用が必要と言われている。

日本での既存ダムの箇所数と、そのうち発電機が設置されている箇所の調査をした結果を図 6.2-1 に示す。



※一般財団法人日本ダム協会「ダム便覧 2019」より作成

図 6.2-1 既存ダムと発電利用の状況

この結果から、発電機の設置されていないダムの比率が 75%と高いこと、また、容量の大きい治水を含むダムの比率が多いことが分かる。

また、世界では、XFLEX HYDRO Project において、蓄電池と水力発電の協調制御が検討されている他、世界水力会議(WHC)では図 6. 2-2 に示すような浮体式太陽光と水力のハイブリッド発電がセッションで議論されているなど、ハイブリッド発電の検討が進められている。

日本においては、図 6. 2-3 に示す再生可能エネルギー由来の電源と水素を組合せた検証も行われており、水力と水素のハイブリッドの検討も施策の 1 つと考えられる。

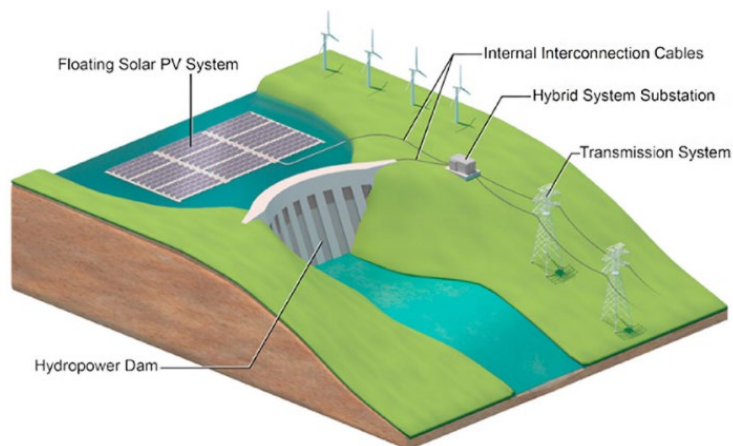


図 6. 2-2 浮体式太陽光と水力のハイブリッド発電の構成例[20]

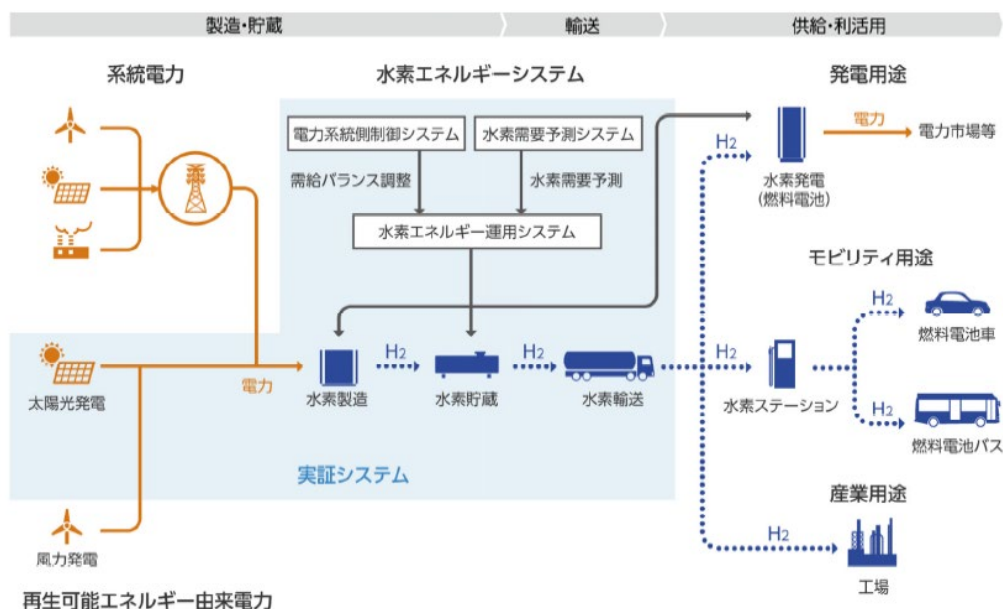


図 6. 2-3 再生可能エネルギー由来の電源と水素を組合せた検証

世界で検討されていることが、日本でそのまま適用できるとは限らないため、まずは世界で実施されている策を日本で適用する場合に、どの程度のポテンシャルがあり、またどのような制約があるのかを調査することから検討を進める。

7. 産業競争力強化のための提言

2021 年 10 月に閣議決定された第 6 次エネルギー基本計画において、2030 年の電源比率は、火力発電が 2019 年の 76%から 41%に大幅に減少している一方で、再生可能エネルギーによる発電が 36～38%に高められ、再エネの主力電源化を進めていくことが明確に示された。

これにより、火力発電が担っていた供給力、調整力および慣性力（に代表されるアンシラリーサービス機能）を段階的に代替していく必要があること、更に変動性再エネの増加に伴い、供給側も変動するため需給調整の難易度が高まること、ピークシフト等電力貯蔵機能の拡充が必要となることなどが、主要な課題となる。

世界的にみると、欧米では、国家レベルでカーボンニュートラルに向けて、水力発電や揚水発電の役割は重要であることをまとめた調査報告書が最近発行され、また、その導入や活用の促進策の検討や実証検証プロジェクトが推進されている。

水力発電は出力が安定した再エネの 1 つであり再エネ導入量増加に貢献する。また、揚水発電は、電力貯蔵設備として供給力（kWh）、発電容量（kW）、調整力（ΔkW）を供出することに加え、慣性力、同期化力等を有しており、再エネの余剰電力吸収による出力制御抑制、再エネ出力変動緩和に貢献できる電源であり、再エネ主力電源化時の電力安定供給に重要な電源であると考えられる。

水力発電や揚水の既存設備の活用、導入促進策を具体的に検討する必要がある。

制度、規制に関しては、日本において、既に市場化されている卸電力市場、非化石取引市場、一部先行して商品化されている需給調整市場や、2024 年度から新たに導入される容量市場に関しては、引き続き議論が行われている。

今後導入が進む変動性再エネは、慣性力や同期化力などアンシラリーサービスの機能を有しておらず、これらが不足することが想定されている。変動性再エネの導入量が増加するにつれて水力発電や揚水発電の果たす役割は大きくなるが、現時点では下げ調整力、電力貯蔵、アンシラリーサービス機能を保有することに対するインセンティブが働いていない。

今後、本プロジェクトでは、揚水発電に関しては、時間軸とコストを考慮し揚水発電の利活用の効果を定量的に評価するとともに、必要となる貯蔵容量や強化すべき機能の明確化につながる調査・検討を進める。また、一般水力に関しては安定供給が可能な再エネである一般水力として出来得ることを検討すべく、海外でも検討されている「既存ダム発電未利用水を利用した発電」や「水力発電を活用したハイブリッド発電」の可能性も含めた調査・検討を進めていく。

本プロジェクトの出口として、EU の XFLEX HYDRO PROJECT を範とした実証検証プロジェクトや経済性評価手法を確立するための「国プロ」の提案を目指す。

上記を踏まえ、関係省庁におかれては、

- (1) 時間軸とコストを考慮した、揚水の効果を定量的に評価する検討に対する助言
- (2) 慣性力、同期化力、電圧調整等の機能維持に対するインセンティブの検討
- (3) 一般水力の発電電力量増加やハイブリッド発電等の可能性を検討する上での規制や制度

に関するご助言、ご支援をお願いしたい。

8. 今後の活動

本プロジェクトは2年間の計画で検討を進めている。

1年目は、水力発電、揚水発電の置かれている現状と課題を整理し、世界の事例、日本の制度、制約を調査、府省との関連性を含め調査を行った。

2年目は、1年目の検討結果を受け、日本において、カーボンニュートラルを実現するために、水力発電、揚水発電が出来得ることを立案し、その効果を評価するための実証プロジェクトの組成や、関連する制度や規制について提言を検討する。

具体的には、以下を実施する。

①揚水発電の施策として、

- A. 時間軸とコストを考慮した揚水の効果を定量的に評価する検討（揚水価値評価）
- B. 慣性力、同期化力、電圧調整等の機能維持に対するインセンティブの検討（市場価値向上）

②一般水力の施策として、

- C. 一般水力の発電電力量増加やハイブリッド発電等の可能性を検討する上での規制や制度（水力の規制・制度）

2年目のスケジュールは下表を予定している。

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
プロジェクト会議	▽ キックオフ		▽		▽		▽		▽	▽		▽
成果報告					中間報告案作成 中間報告提出▽		中間報告公開▽		最終報告案作成 最終報告提出▽			
COCN行事								府省別懇談会 フォーラム▽		最終報告公開▽ (大臣・国会議員)		全体会議 ▽
(1) 課題解決策の検討 (分科会で検討)												
①揚水発電の施策		(1)-①										
②一般水力の施策		(1)-②										
(2) 具体策の立案												
①制度・規制等提言のまとめ							(2)-①					
②技術施策のまとめ							(2)-②					

参考文献

1. 第 6 次エネルギー基本計画, 経済産業省、令和 3 年 10 月
2. Hydropower Special Market Report: Analysis and forecast to 2030, IEA, June 2021
3. Valuing Flexibility in Evolving Energy Markets: Current Status and Future Outlook for Hydropower, IEA, June 2021
4. U.S. Hydropower Market Report, DOE, Jan. 2021
5. Energy Storage Technology and Cost Characterization Report, DOE, July 2019
6. Projected Costs of Generating Electricity 2020, IEA, December 2020
7. Oliver Schmidt, Sylvain Melchior, Adam Hawkes, Iain Staffell, “Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies”, Joule, Volume 3, Issue 1, 2019, Pages 81–100, ISSN 2542–4351
8. State of Charge: Energy Storage in Latin America and the Caribbean, IDB, May 2021
9. GenCost 2020–21 Consultation draft, CSIRO, 2020.12
10. 2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment, DOE, December 2020
11. 資源エネルギー庁総合資源エネルギー調査会、第 48 回基本政策分科会資料 1, 2021 年 8 月
12. REPORT SUMMARY FLEXIBILITY, TECHNOLOGIES AND SCENARIOS FOR HYDROPOWER, XFLEX HYDORO
13. D2.1 Flexibility, technologies and scenarios for hydro power, XFLEX HYDORO, Nov. 2020
14. 第 18 回需給調整市場検討小委員会 資料 4, 電力広域的運営推進機関, 2020 年 8 月 7 日
15. Harnessing Variable Renewables, IEA, May 2011
16. 第 55 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料 3, 電力広域的運営推進機関, 2020 年 10 月 27 日
17. 令和 2 年度エネルギーに関する年次報告（エネルギー白書 2021）, 資源エネルギー庁, 令和 3 年 6 月 4 日
18. 蓄電池産業戦略検討官民協議会 第 1 回、資料 3 蓄電池産業の現状と課題について、経済産業省、2021 年 11 月 18 日
19. International Forum on Pumped Storage Hydropower Executive Summary, September 2021
20. Hybrid floating solar photovoltaics–hydropower systems: Benefits and global assessment of technical potential, Renewable Energy, Volume 162, December 2020, Pages 1415–1427
21. 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会（第 43 回会合）資料 2、2050 年カーボンニュートラルのシナリオ分析（中間報告）地球環境産業技術研究機構（RITE）、資源エネルギー庁、令和 3 年 5 月 13 日
22. 定置用蓄電システム普及拡大検討会、資料 5 蓄電システムをめぐる現状認識 三菱総合研究所、経済産業省、2020 年 11 月 19 日

一般社団法人 産業競争力懇談会（COCN）

〒100-0011 東京都千代田区内幸町 2－2－1

日本プレスセンタービル 4 階

Tel : 03-5510-6931 Fax : 03-5510-6932

E-mail : jimukyoku@cocn.jp

URL : <http://www.cocn.jp/>

事務局長 山口雅彦