

低炭素社会実現のための 次世代送配電ネットワークの 構築に向けて

～次世代送配電ネットワーク研究会 報告書～

平成 22 年 4 月

次世代送配電ネットワーク研究会

目 次

I. 検討の背景	1
II. 次世代送配電ネットワークの構築に向けた技術的課題等について	
1. 我が国の送配電ネットワークの現状について	3
2. 太陽光発電等の大量導入に伴う電力系統上の課題と対策・技術的課題等	11
3. 次世代送配電ネットワークの構築に向けたロードマップ	22
III. 太陽光発電等の大量導入に伴う系統安定化対策シナリオとコスト試算	
1. 系統安定化対策シナリオの設定	25
2. 余剰電力対策量の試算について	29
3. 2020 年までの系統安定化対策シナリオごとのコスト試算	31
IV. 次世代送配電ネットワークの構築による経済波及効果等	
1. 経済波及効果等の試算に当たっての基本的な考え方	35
2. 投資額の算定	40
3. 経済波及効果等の試算結果	40
V. 系統運用ルールについて	
1. 欧州の電力系統連系要件等について	42
2. 我が国における電力系統への連系に係る規定について	52
VI. 次世代送配電ネットワークの構築に向けた今後の課題	
1. 短期的課題（2020年までの対応として検討が必要なもの）	55
2. 中期的課題（2020年代での確立を目指した対応として検討が必要なもの）	57
（参考1）スマートグリッドに関する国際標準化の動向について	59
（参考2）「次世代エネルギー・社会システム実証事業」について	63
VII. おわりに	64
（別紙）	65
研究会審議経過	66
研究会委員名簿	67
用語集	68

I. 検討の背景

経済産業省では、発電時に温室効果ガスを排出しない原子力や太陽光発電等のゼロ・エミッション電源の発電電力量に占める比率を 2020 年度に 50%以上とする目標の達成に向け、「低炭素電力供給システムに関する研究会」（2008 年 7 月～2009 年 7 月）を設置し、電力供給システムの低炭素化に向けた課題の整理について検討を行った。その中で、太陽光発電が 2030 年に現状の 40 倍程度（約 5,300 万 kW）導入された場合の系統安定化対策及びコストについても検討を行った。

しかし、2009 年 8 月の長期エネルギー需給見通し（再計算）では、太陽光発電の導入を大幅に前倒しして、2020 年頃に現状の 20 倍程度（約 2,800 万 kW）の太陽光発電を導入する（従前の前提では、現状の 10 倍程度（1,400 万 kW 程度））ことが想定された。その後、鳩山新政権の下で、2009 年 9 月には、一定の前提の下で 2020 年までに温室効果ガスを 1990 年比 25%削減するという中期目標が公表され、また、太陽光発電をはじめとする再生可能エネルギーを更に導入するための具体的方策として、経済産業省の「再生可能エネルギーの全量買取プロジェクトチーム」において全量買取制度の導入に向けた検討が 2009 年 11 月に開始された（2010 年 3 月に中間的にとりまとめオプションを提示）。

我が国の電力系統上、太陽光発電については、1,000 万 kW 程度までは集中設置等の場合を除いて特段の系統安定化対策を講ずることなく電力系統で受け入れ可能と評価されているが、上記のような再生可能エネルギーの導入促進の加速によって、2020 年をにらんだ系統安定化対策を検討することが急務となっている。電力流通設備の形成には長い期間と多大な設備投資が必要であるため、太陽光発電の大量導入を見据えた電力系統安定化対策について具体的に検討するとともに、2020 年までの設備形成のあり方を策定していくことが必要である。特に、我が国の場合には、再生可能エネルギーのうち特に太陽光発電が住宅用を中心に需要家サイドに大量に導入されることが想定され、諸外国と比べても電力系統安定のための制御は難しくなるものと考えられる。

こうした課題に対応し、2020 年を目途とした次世代送配電ネットワークの構築に向け、産学官一体となって、系統安定化対策に係る技術的課題の整理、次世代送配電ネットワークの構築に向けた工程表（ロードマップ）の策定、系統安定化対策コストの試算等について検討するため、「次世代送配電ネットワーク研究会」を設置し、専門的、技術的見地から検討を行った。

検討に際しては、太陽光発電が 2020 年に現状の 20 倍程度（約 2,800 万 kW）導入された場合、1,000 万 kW 導入時点から余剰電力対策が必要となること等を前提とした。また、2020 年まで 10 年しかない現時点において、電力の安定供給を確保する観点から、現状においてほぼ実用化された技術をベースに 2020 年までの系統安定化対策として確実に実施可能と見込まれる対策を念頭においた。なお、次世代送配電ネットワークの構築は、我が国のスマートグリッド、スマートコミュニティの展開と密接に関連していることから、2009 年 11 月に発足した「次世代エネルギー・社会システム協議会」における検討状況を踏まえつつ、本研究会のとりまとめに向けた作業を行った。また、とりまとめの過程において、上記の「再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム」における再生可能エネルギーの全量買取制度の検討の場において、本研究会において検討を行った系統安定化対策やコスト試算について報告を行った。

本研究会においては技術的な実現性を考慮し 2020 年までの対応策を主に検討したが、2030 年に向けた対策の検討に必要な技術開発やデータ蓄積等にも既に着手したところである。

今後の技術開発の進展や各種実証実験の成果、エネルギーをめぐる環境変化や電力需給状況、再生可能エネルギーの導入状況等を踏まえて、本報告書の系統安定化対策シナリオの内容やコスト試算の結果等を見直していくことが必要である。

Ⅱ．次世代送配電ネットワークの構築に向けた技術的課題等について

1．我が国の送配電ネットワークの現状について

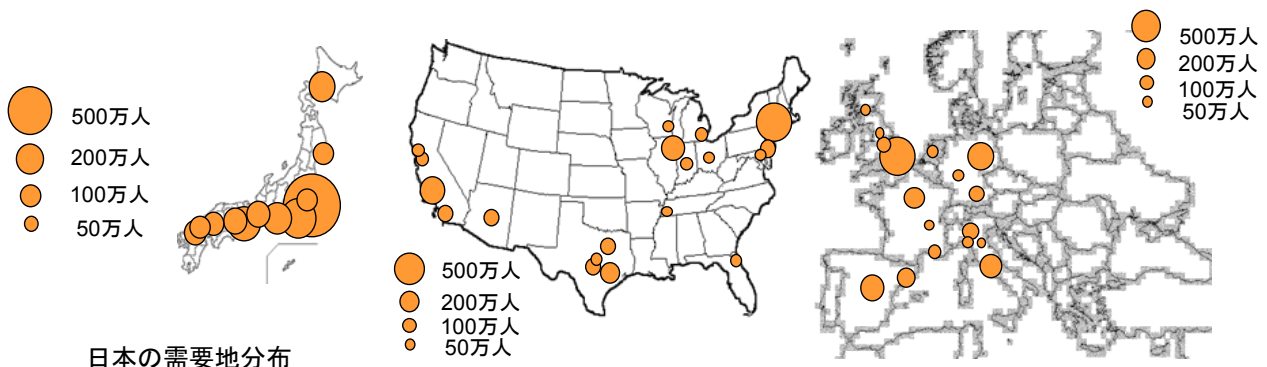
(1) 我が国の電力系統の特徴

我が国は、欧米に比べ、国土が狭く、電力需要の大きな地域が連なって存在しており、電気は大規模電源から基幹送電線を経由して需要地へ送電・供給されている。また、送電設備は発電設備と一体的に整備され、基幹送電網は整備済みである。

我が国の各電力会社を結ぶ送電線は、南北に細長い国土形状や潮流管理等の観点から、一点又は二点で連系されているため、全国的にみると、連系系統はくし形の構造となっている。各電力会社の域内の電力系統は、少ない設備でより多くの電気を送る観点から、メッシュ状あるいは潮流管理等の観点から放射状など、両者を組み合わせた構造となっている。

＜日本・米国・欧州の系統の特徴＞

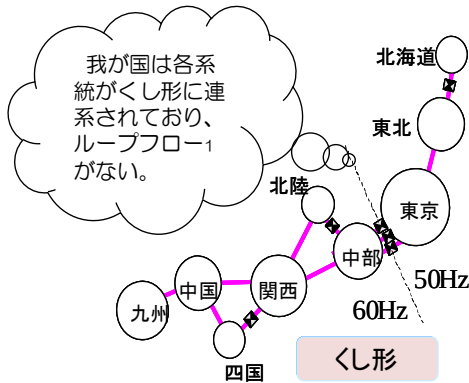
日本	・ 国土が狭く、電力の大消費地が連なって存在 ・ 送電設備は発電設備と一体的に整備され、基幹系送電網は整備済み ・ 大規模電源を基幹送電線を経由して需要地へ送電・供給
米国	・ 国土が広く、電力の大消費地が点在（偏在） ・ 送電線下の樹木伐採管理の不徹底などによる停電の発生 ・ 電力需要の増加に対応した送電インフラ整備の遅れによる送電線混雑が発生、基幹系送電網が未整備など、日本に比べ送電インフラが脆弱 - プッシュ政権時代、エネルギー政策の一部として電力システムに関する各種提言がなされた（Grid2030(2003)など） - 2005年エネルギー政策法では、送電線の近代化が盛り込まれた - 2007年エネルギー自給安全保障法では、スマートグリッドの構築推進が盛り込まれた ・ 日本型供給システムと異なり、ローカル系での需給バランスを図ることも選好 ・ 供給信頼度が日本に比べ劣る
欧州	・ 大陸中に電力の大消費地が点在する一方、原子力・火力などの電源は比較的需要地近くに立地 ・ 各国は国際連系線でメッシュ状に連系 ・ 一部地域を除いて需要の伸びが小さく、発電設備に余力（総発電設備÷最大需要(2005年)：ドイツ158%） ・ 送電設備にも余裕があったが、最近の風力（需要地から離れた地域に立地）など再生可能エネルギーの大量導入に伴い、一部の地域間連系線等で送電容量不足が顕在化 ・ 2003年のイタリア全土停電、2006年の欧州広域停電など広域的な系統運用の不備による停電が相次ぎ、欧州大の広域的な系統管理が課題 ・ 供給信頼度が日本に比べ劣る



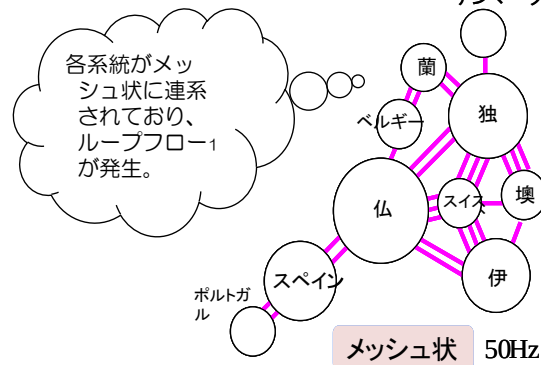
日本の需要地分布

米国の需要地分布

欧州の需要地分布



日本の地域連系

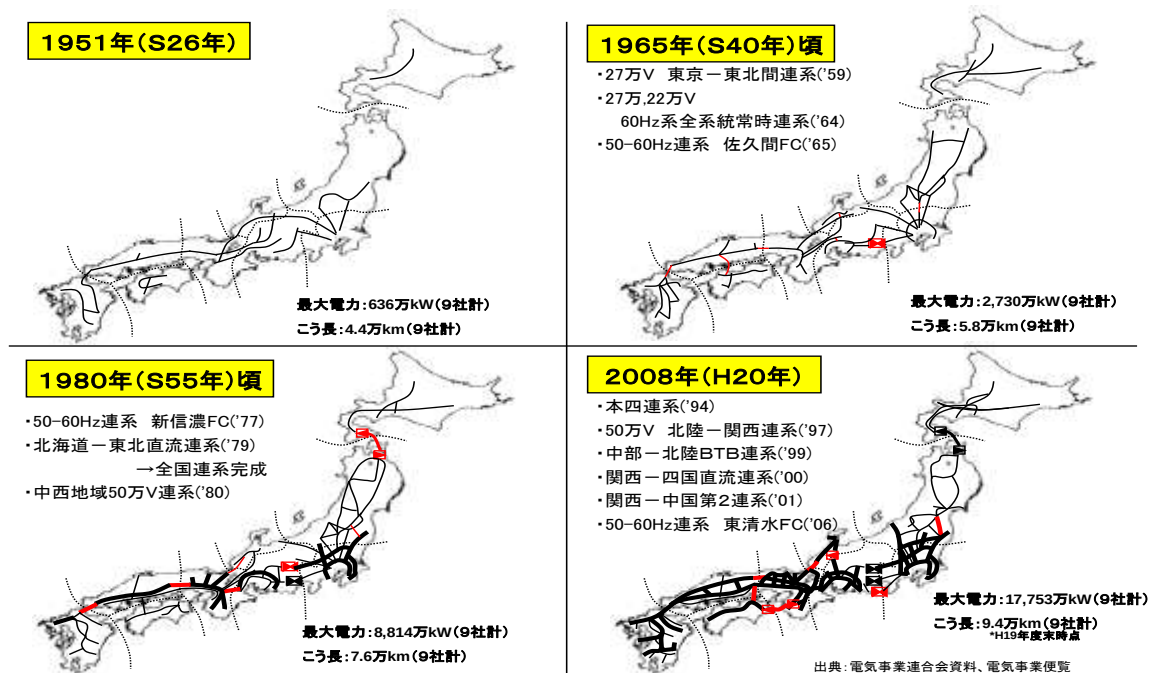


欧州の国際連系

出典：電気事業連合会等

また、日本経済の発展に伴う電力需要の拡大や、エネルギーの安定供給の確保の要請に対応した電源構成の多様化等を踏まえ、電力系統においては基幹送電線の整備や系統規模の拡大、広域運用を目的とした地域間連系の強化などが図られてきた。

<これまでの送電システムの整備の推移>



出典：電気事業連合会資料、電気事業便覧

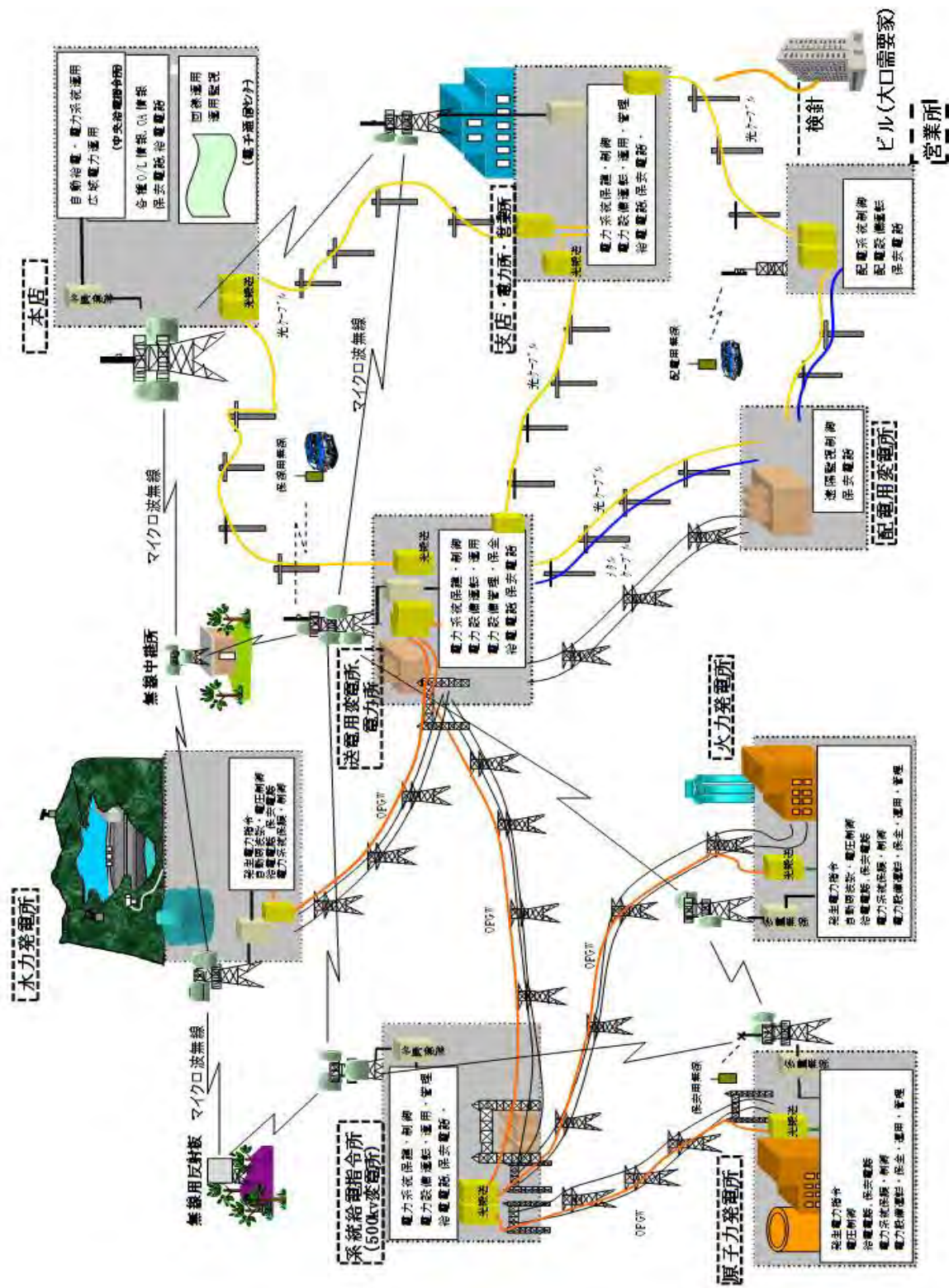
¹ ループフロー：電力潮流が複数のルートを経由して流れることにより、系統間の送電線潮流が複雑化すること。

（２）我が国の電力用通信について

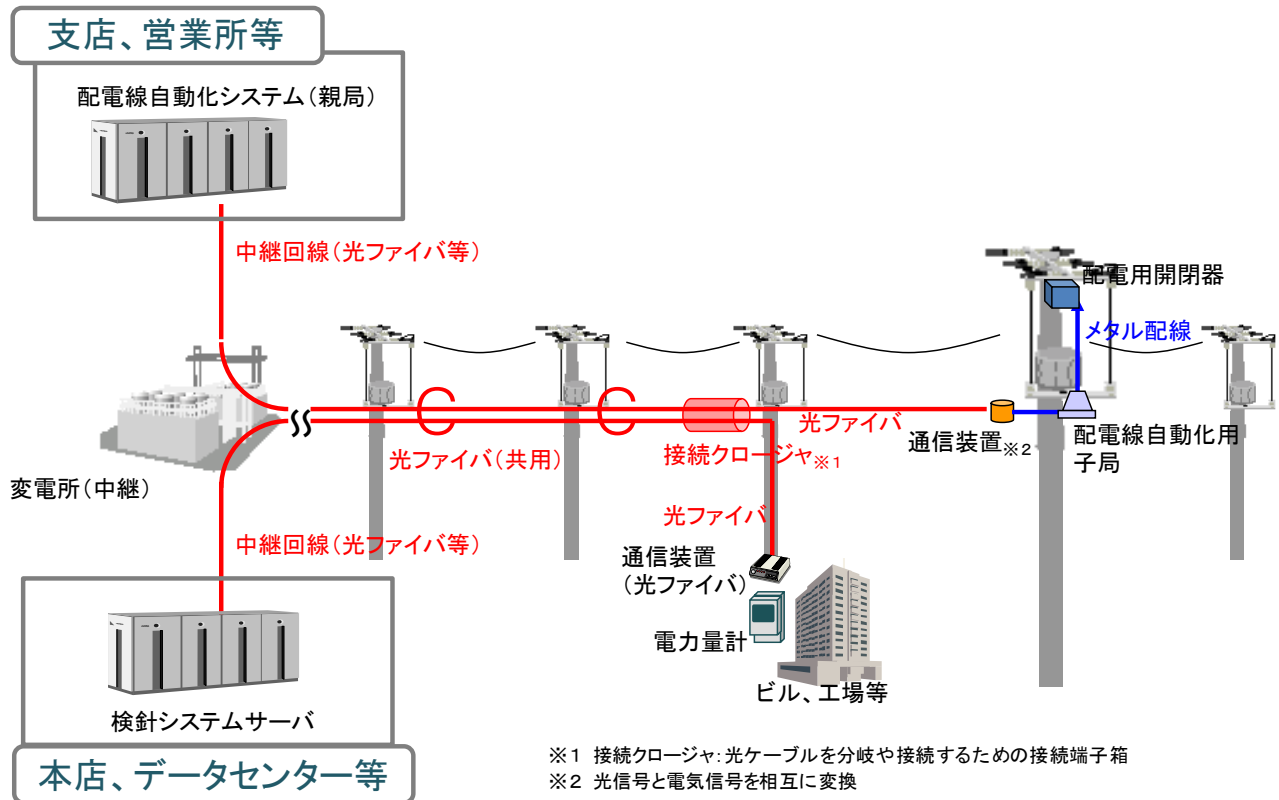
我が国の電力系統においては、電力系統の保護、電力設備の運転・監視・制御、電力設備の保全・管理や業務の高度化・効率化等を目的として情報通信技術が活用され、自動化が進展している。この中で、我が国の配電系統における電力用通信は、主に光ファイバ、メタル線、PLC²が利用されており、配電用開閉器の遠隔操作等を行う配電自動化システムや大口需要家の遠隔検針等に用いられ、配電線事故の早期復旧や検針業務の効率化等が図られている。

² PLC (Power Line Communication) : 電力線を通信回線とする通信方法。PLC は、我が国ではアマチュア無線通信を妨害するおそれがあることから、屋外においては低速 PLC のみが認められている。

<電力用通信の全体イメージ>



＜配電系統における電力用通信（光ファイバの例）について＞



＜各電力会社の電力用通信の状況＞

	東京電力	中部電力	関西電力	中国電力	九州電力
配電用開閉器の遠隔操作	・PLC	・光ファイバ、メタル線(順次光へ移行)	・主にメタル線、光ファイバ(都市部) ・PLC(郡部)	・主にメタル線、 ・光ファイバ(都市部)	・主にメタル線、光ファイバ(都市部) ・PLC(郡部)
遠隔検針(大口需要家)	・光ファイバ	・光ファイバ又は携帯電話回線	・光ファイバ又は携帯電話回線	・光ファイバ又は電話回線※1	・光ファイバ又はメタル線
遠隔検針(一般家庭)	—	—	・光ファイバ+無線※2(一戸建) ・光ファイバ+PLC※2(集合住宅)	—	・光ファイバ+無線※3(一戸建) ・光ファイバ+PLC※3(集合住宅)
備考	・光ファイバは自社所有	・光ファイバは自社所有	・光ファイバは子会社が所有	・光ファイバは自社所有	・光ファイバは自社所有

※1：電力会社等の検針センター等から、需要家の電話回線を利用して電話機の呼び出しベルを鳴らさずに、メーターの検診などが出来るサービス（ノーリング通信サービス）

※2：一般家庭で試験導入中（2009年度末 33万軒）

※3：一般家庭で実証試験中（2009年度末約 7千軒）

一般電気事業者の配電系統における光ファイバ等の電力用通信線は、配電用開閉器や大口需要家までしか敷設されていない状況にある。また、一般需要家に対する遠隔検針については、一部の電力会社が管内の一部地域において実証試験を開始した段階である。なお、その際に用いられる通信方法としては、通信が行われる場所や地域の特性に応じて無線や PLC 等いくつかの通信方法が想定される。

＜遠隔検針（一般家庭）における通信方法の特徴＞

	光ファイバ	無線	P L C
特徴	・ 通信速度が速い ・ 外来雑音に強く安定 ・ 構築に時間を要する	・ 面的に整備しやすい ・ 外部からの侵入等に対するセキュリティ対策を要する	・ 日本の屋外で使用できる P L C は通信速度が遅い。 ・ 電力線の分岐の影響を受ける

＜一般的な電力用通信の通信速度³＞

	光ファイバ	メタル線	P L C (配電用開閉器遠隔操作)
通信速度	～10 億 bps	～100 万 bps	数 100bps

また、業務の高度化・効率化を目的とした遠隔検針等に用いられる電力用通信には、費用対効果の観点から、電気事業者自らが敷設した通信インフラに加え、自らが敷設するもの以外の通信インフラも利用されている。一方、系統運用に必要な電力保安用の情報通信設備には、電力の安定供給に係る制御システムへの影響防止等の措置が不可欠である⁴ため、それ以外の情報通信設備とは区別した高度なセキュリティ対策が講じられている。

今後、一般需要家までを対象とした双方向通信のための情報通信設備が必要とされた場合には、膨大な数の需要家⁵と通信する必要があること、末端の需要家からの電力使用量や太陽光発電による発電状況等に関する情報量が大幅に増加する可能性があることから、費用対効果や実証試験の結果などを踏まえた最適な通信方式を検討することが必要である。更に、太陽光発電や需要家機器の制御に係る新しい情報通信設備が必要とされた場合には、不正アクセスによる一斉解列など、電力需給に直接影響を及

³ 通信速度は、1 秒あたりに伝送可能な情報量を示し、光ファイバ又はメタル線の両端に接続する通信装置に依存する。また、通信速度が速いほど、一度に多くの情報量を伝送することが可能。

⁴ 現在、各電気事業者により、電力供給に係る制御システムへの影響防止や万一影響が発生した場合でも電力系統の監視等に極大影響を及ぼさないための対策が講じられている。システム構成面の対策としては、制御系システムの多重化や制御系システムのバックアップ化、電力会社専用の通信ネットワーク（電力保安通信網）の利用、インターネット等外部ネットワークとは直接接続しない等の対策が講じられている。また、運用・対策としては、24 時間 365 日でのシステムの稼働状況を監視、システム障害発生時における現地技術員による監視・操作の実施、発電所・給電所等における厳格な入退管理、システム利用権限付与等によるシステム利用者の制限、運転員等に対する訓練・教育の実施等の対策が講じられている。

⁵ 例えば東京電力管内には約 2600 万件（2009 年度末現在）の一般需要家が存在。

ばす可能性もあることから、高度なセキュリティレベルを確保した通信方式が不可欠である。

なお、米国国立技術標準化研究所（NIST）は、スマートグリッドに関する報告書⁶の中で、スマートグリッドに係る情報セキュリティ上の脅威として、

- ①産業スパイ、テロリストによる意図的な攻撃
- ②ユーザのエラー
- ③機器の不具合
- ④自然災害による情報インフラの不慮の侵害

を想定することが必要と報告している。

情報セキュリティ上の脅威	具体例	要因
①産業スパイ、テロリストによる意図的な攻撃	●各種システムへの不正アクセス・攻撃 ●需要家プライバシーの侵害を含むデータ機密性の侵害	●グリッドの複雑性増大(制御対象範囲、機器の拡大等)に伴うセキュリティホール(侵入点・経路数)の拡大 ●相互接続(電力制御システムと汎用システム)によるセキュリティホールの拡大
②ユーザのエラー	●システムの利用者によるデータ誤投入や操作ミス	●グリッドの複雑性増大(制御対象範囲、機器の拡大等)に伴い、データマネジメント量が増大
③機器の不具合	●システムのハードウェア故障、ソフトウェアの不具合	●グリッドの複雑性増大(制御対象範囲、機器の拡大等)に伴い、機器故障リスクが増大
④自然災害による情報インフラの不慮の侵害	●自然災害によるコンピュータ施設の被災、通信途絶	●自然災害

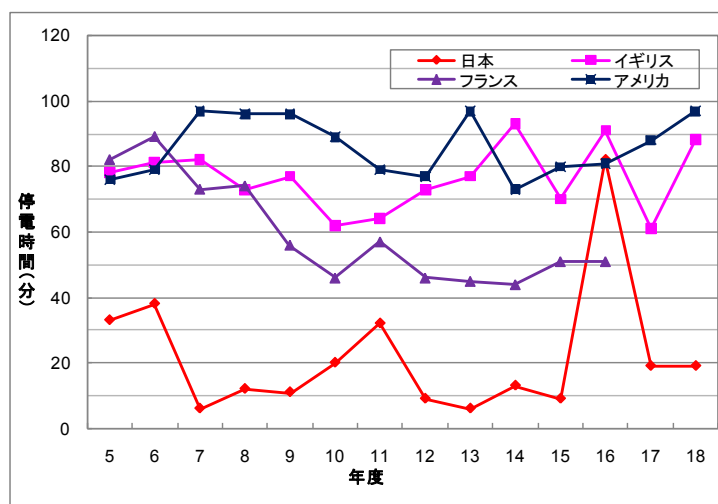
出典：NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards（2010年1月）等を基に作成。

⁶ NIST” NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards”（2010年1月）

(3) 我が国の電力系統の信頼度等について

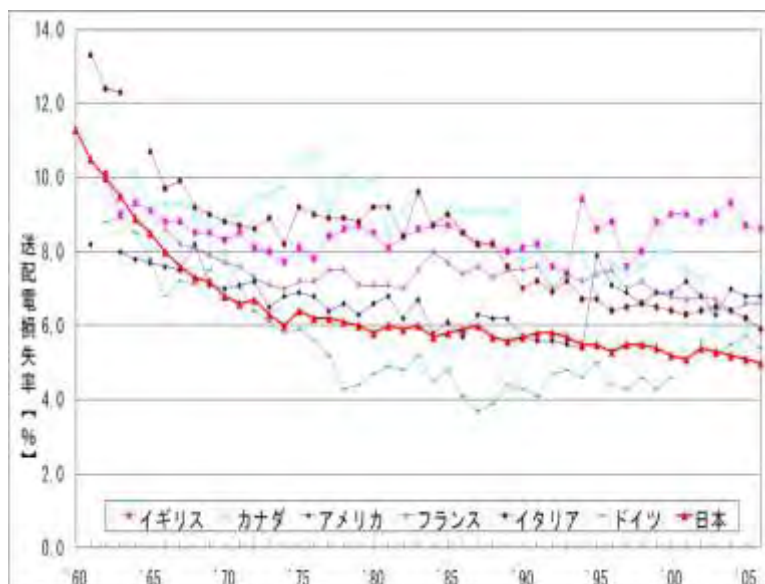
停電時間や送配電ロス率の観点からみた供給信頼度や効率性について、欧米と比較して我が国は高い水準にある。今後、我が国の電力流通設備は高経年化の時期を迎えるため、流通設備の更新を適切に進めるとともに、引き続き、現在の高い供給信頼度を維持しつつ、太陽光発電や風力発電といった出力が不安定な再生可能エネルギーの導入拡大を可能とする電力系統を構築していくことが重要である。

＜事故停電時間（年間・1 需要家当たり）の各国比較⁷⁾＞



出典：電気事業連合会調べ

＜送配電ロス率の国際比較＞



出典：電気事業連合会「電気事業便覧」

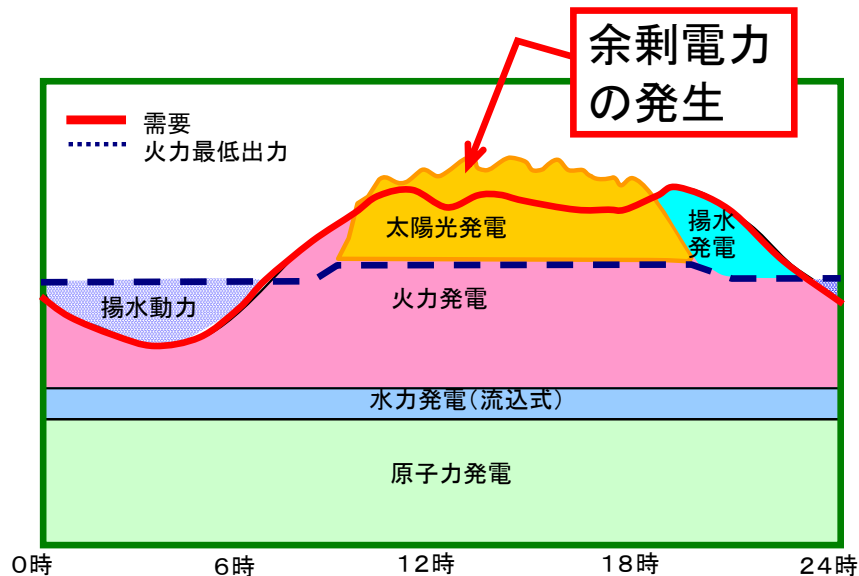
⁷⁾ 日本の停電時間について、平成 16 年度の停電時間が例年より長い理由は、例年より多くの台風が上陸したことにより九州・中国・東北地域で停電回数が増加し、停電時間も長時間にわたったため。

2. 太陽光発電等の大量導入に伴う電力系統上の課題と対策・技術的課題等

(1) 余剰電力の発生

太陽光発電の導入量が増加すると、電力需要の少ない時期（軽負荷期）に、ベース供給力（一定量の電気を安定的に供給する電源・原子力＋水力＋火力最低出力）等と太陽光発電の合計発電量が電力需要を上回り、余剰電力が発生する。また、太陽光発電の導入量が増加すると、電力系統側の電源設備・流通設備とも稼働率が低下する。

＜余剰電力のイメージ図（太陽光発電の大量導入時における需給バランス）＞



＜対策と技術的課題等＞

太陽光発電の導入拡大に伴う余剰電力対策としては、電力系統における蓄電池の設置や揚水発電の新增設（可変速化を含む）、また、余剰電力を発生させない、あるいは余剰電力の発生量を軽減するための太陽光発電の出力抑制や新規の電力需要の創出といった対策が必要である。

①電力系統における蓄電池の設置

- ・大容量化、コストダウン、系統からの制御技術の開発、少ない充放電等ロス、耐用年数の長さ、蓄電池の残量把握、安全性
- ・設置場所（基幹系、配電系）や使い方を踏まえた蓄電池及びシステムの開発

②揚水発電（可変速化を含む）の新增設

- ・揚水発電（可変速化を含む）の新增設が可能な地点の確保
- ・建設リードタイムの短縮化

③GWや年末年始等における太陽光発電の出力抑制

- ・カレンダー機能を具備（出力抑制を行う日を予め設定）した太陽光発電のPCSの開発
- ・（2020年以降の更なる太陽光発電の導入策として）系統側の需給状況に応じて、太陽光発電の出力を制御するための仕組みの検討（通信インフラや通信プロトコル等）
- ・出力抑制日の設定、出力抑制量（全量抑制、逆潮流抑制）、出力抑制に対するイ

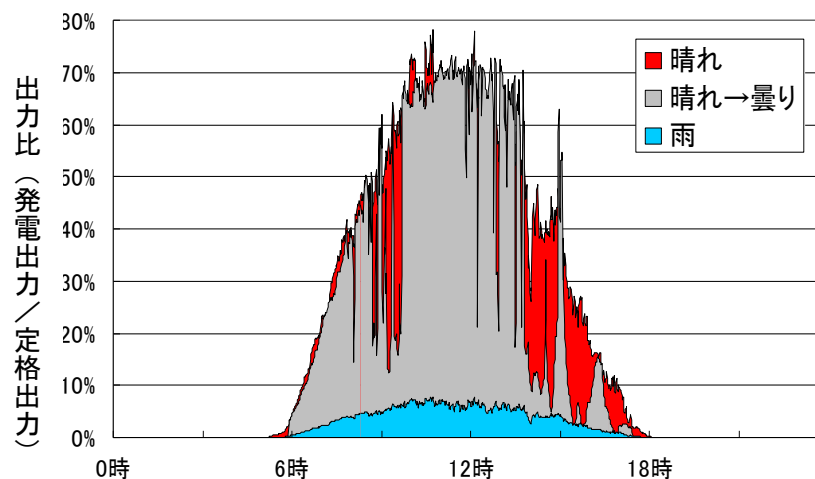
ンセンティブ等、太陽光発電設置者への理解活動及びそれらを担保する系統連系ルールの整備や機器の標準化等

④新規の電力需要の創出、需要動向や気象条件に対応した蓄エネルギー能力を有する機器（ヒートポンプ等）の活用

- ・ヒートポンプ給湯システム（以下、単にヒートポンプという。）による蓄熱や電気自動車による充電等を電力系統の状況に応じて行うための自律制御方法の開発

（２）出力の急激な変動に伴う周波数調整力の不足

太陽光発電の出力は、天候等により大きく変動し、現時点では太陽光発電の出力データや分析等について十分なデータの蓄積や知見が得られていないため、太陽光発電の出力予測は困難である。また、太陽光発電の導入量が拡大すると、短期的な需給バランスが崩れ周波数が適正値を逸脱する等、電力の安定供給⁸に問題が生ずるおそれがある。



出典：電気事業連合会

＜対策と技術的課題等＞

太陽光発電の出力変動に対応する短期的な需給バランス・周波数調整力の確保のため、揚水発電の新增設（可変速化を含む）や電力系統における蓄電池の設置、火力・水力発電との協調制御に向けた蓄電池の制御技術の開発が必要である。

①揚水発電（可変速化を含む）の新增設

②電力系統への蓄電池の設置

- ・大容量化、コストダウン、少ない充放電ロス、耐用年数の長さ、蓄電池の残量把握、安全性
- ・設置場所（基幹系、配電系）や使い方を踏まえた蓄電池及びシステムの開発

③電力系統に設置する蓄電池と火力・水力発電との協調制御

- ・気象予報等を基にした太陽光発電の出力予測手法の開発や出力の把握手法の開

⁸ 周波数の乱れは、例えば繊維産業等における回転数むらによる品質悪化等の悪影響を与えるとともに、場合によっては発電機の停止に至ることもある。

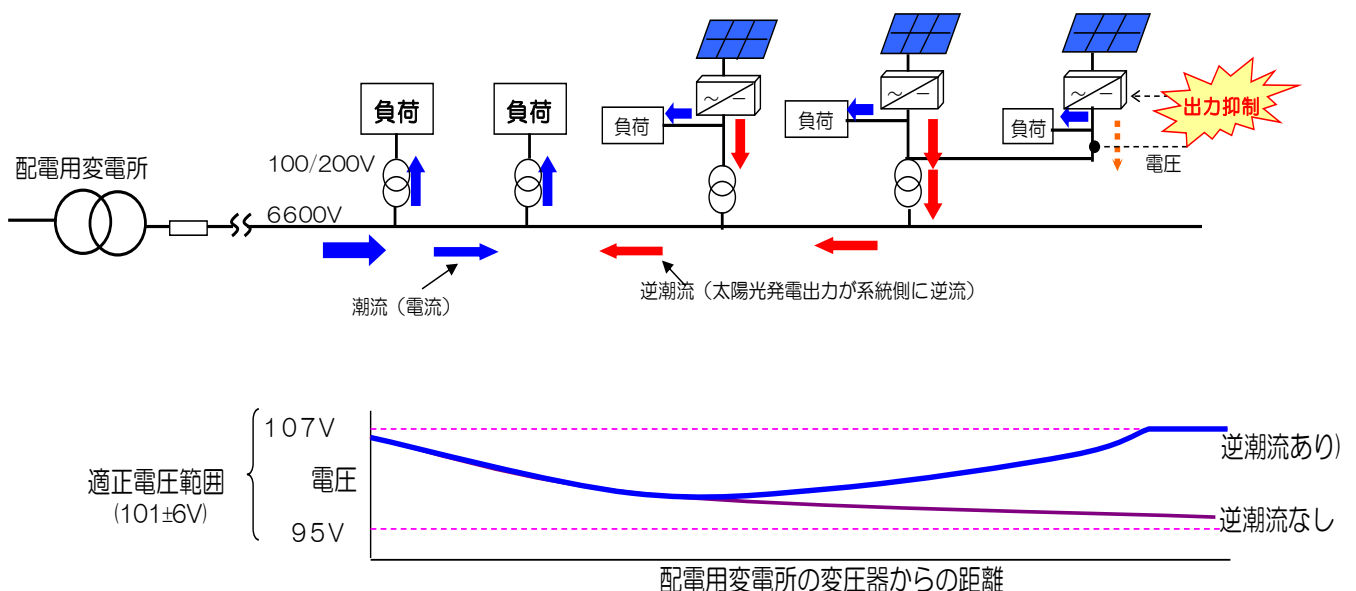
発（太陽光出力データ収集実証事業⁹においてデータ蓄積されている、太陽光発電の大量導入時の平滑化効果を踏まえた出力の総合的な評価を含む。）

- ・太陽光発電等の出力変動及び電力需要の変動に応じた、蓄電池と火力・水力発電の協調制御方法の確立

（３）配電系統における電圧上昇等

太陽光発電の出力が設置箇所の消費電力を上回り、電力系統に電気が逆潮流した場合、配電系統の電圧が上昇する。太陽光発電から系統側への逆潮流が増大することにより、連系点の電圧が電気事業法第 26 条に基づく適正値（ $101\pm 6\text{V}$ ）を逸脱する場合、太陽光発電の PCS¹⁰の電圧上昇抑制機能が動作し、太陽光発電の出力が抑制される。なお、太陽光発電の設置割合が約 2 割を超えると配電用変電所における逆潮流（いわゆる「バンク逆潮流」）が発生する。

＜配電系統における電圧の上昇＞



＜対策と技術的課題等＞

配電系統における電圧上昇を抑制するため、柱上変圧器の分割設置や電圧調整装置等の設置が必要である。

①低圧系統（100V）における柱上変圧器の分割設置、太陽光発電の PCS による無効電力の制御

- ・柱上変圧器の高効率化（アモルファス合金の採用等）
- ・電圧調整機能（無効電力制御も含む）をもった PCS の開発等

⁹ 太陽光発電の大量導入に備え、全国 300 箇所程度で太陽光発電の出力変動や平滑化効果等について、実測データに基づく分析・評価を行う事業（2009 年度より実施）。

¹⁰ PCS (Power Conditioning System)：太陽電池等の直流電力を交流電力に変換する機器。

②高圧系統（6600V）における電圧調整装置（SVC¹¹やSVR¹²等）等やLPC¹³（他配電線との電力融通装置）の設置

- ・配電系統における電圧分布計測（推定）手法の確立のため、計測装置（センサ）の設置や計測データの通信網の整備
- ・太陽光発電の連系状況により、電圧調整装置の設置箇所、容量や仕様等が異なるため、最適な電圧調整装置の設置地点に係る選定方式の確立
- ・SVC や SVR の特性¹⁴を踏まえた電圧調整装置の設置箇所の最適化
- ・電圧制御（無効電力制御を含む）に用いる機器の高度化（コンパクト化、低コスト化）や制御方法の高度化

①②共通

- ・PCS や SVC、LPC 等のパワーエレクトロニクス機器が電力系統に接続された場合の電力系統への影響の検証
- ・大量のパワーエレクトロニクス機器から発生する電圧・電流波形の歪み（高調波¹⁵等）の防止

¹¹ SVC (Static Var Compensator) : 無効電力を制御することにより系統電圧を制御する装置（動作速度：数 10 ミリ秒）

¹² SVR (Step Voltage Regulator) : 変圧比を制御することにより電圧を制御する装置（動作速度：電圧逸脱なら 10～300 秒程度）

¹³ LPC (Loop Power Controller) : 他配電線との電力融通を行うための装置

¹⁴ SVC は早い電圧変動に対応、SVR は緩やかな電圧変動に対応する等の特性がある。

¹⁵ 高調波とは、交流電源の基本波（一般的には商用周波数の 50Hz 又は 60Hz）の整数倍の周波数を持つもの。高調波を含まない基本波のみの波形はきれいな正弦波であるのに対し、高調波を含んだ波形は歪んだものとなる。この歪んだ電圧波形が電力系統側に流れ込むことにより、他の電気機器に対し誤動作・異常振動・異常加熱・焼損等を引き起こす場合がある。

(4) 単独運転と不要解列の防止

単独運転とは、落雷等による系統事故時や緊急停止時に、本来、通電を停止すべき電力系統において、太陽光発電等の分散型電源の運転（単独運転）により通電が継続されること。単独運転が継続された場合、公衆感電、機器損傷の発生、消防活動への影響、作業員の感電のおそれがある。

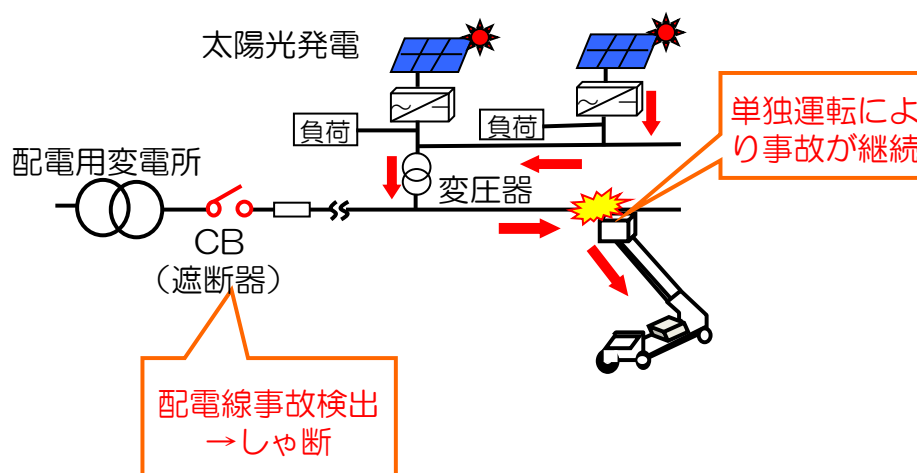
現在、低圧・高圧配電系統に連系される太陽光発電設置者には、配電系統の事故時等に系統から切り離す単独運転防止装置の設置が電気設備の技術基準の解釈¹⁶に基づき義務づけられている。しかしながら、現行の単独運転防止装置では、太陽光発電が集中的に導入された場合、単独運転防止装置の相互干渉等により単独運転を検出できないおそれがある。

一方、本来解列すべきでない程度の電力系統の周波数や電圧の乱れが生じた時に、

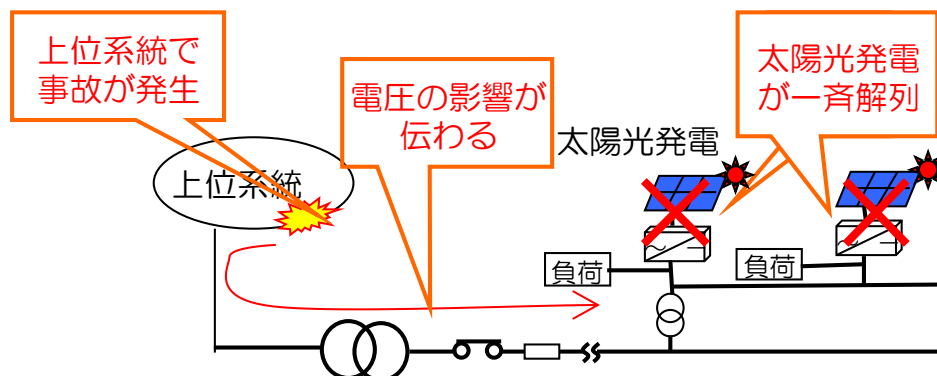
- ① 動作する必要のない単独運転防止装置が動作する
- ② 瞬間的に電圧低下の影響を受ける

等により、太陽光発電が一斉に解列し、需給バランス等が崩れるおそれがある。

<単独運転のイメージ図>



<不要解列のイメージ図>



¹⁶ 「電気設備の技術基準の解釈」（原子力安全・保安院 電力安全課通達）第 276 条において、「発電設備等が単独運転となった自動的に発電設備等を電力系統から解列するための装置を施設すること。」と規定されている。

<対策と技術的課題等>

太陽光発電の大量導入に対応した単独運転防止機能や不要解列防止機能を具備した太陽光発電システムの導入が必要である。

①太陽光発電の大量導入に対応した単独運転防止機能の搭載に関するルール化

- ・ 現行の単独運転防止装置では、太陽光発電が集中的に連系した場合、単独運転防止装置の相互干渉が生じる等の場合に、単独運転を検知できないおそれがあるため、確実に単独運転防止を実現する装置の開発¹⁷とその搭載に関する系統連系・認証等のルール整備が必要。

②太陽光発電の不要解列（一斉脱落）の防止機能の搭載に関するルール化

- ・ 瞬間的な電圧低下等の影響で、太陽光発電が一斉に脱落し、電力系統の安定運転が困難になるおそれがあるため、瞬間的な電圧低下時等でも運転を継続するPCSの開発¹⁸とその搭載に関する認証等のルール化が必要。

（５）系統事故時の電力系統の影響

太陽光発電の大量導入時においては、系統事故に伴う瞬間的な電圧低下により太陽光発電が電力系統から一斉に脱落することで、電力系統の安定運用（周波数安定性、同期安定性、電圧安定性等）に支障を及ぼすおそれがある。

また、太陽光発電や蓄電池等の同期化力を有しない機器が増加すれば、系統事故時において回転機の同期化力による電力系統の周波数を維持しようとする機能が期待できなくなるおそれがある。

更に、太陽光発電による電力系統からみた電力需要の減少分が正確に把握できないため、系統事故により太陽光発電が系統から解列した場合、停電により復旧に必要な電力需要を正確に把握できず、早期の事故復旧に影響が出るおそれがある。

<対策と技術的課題等>

系統事故時の太陽光発電の一斉脱落等に伴う電力系統の安定性への影響や太陽光発電等の導入拡大に伴う同期化力の減少による系統安定性への影響について評価が必要である。

①電力系統シミュレーターの構築

- ・ 電力系統のシミュレーターを構築し、系統事故時の系統安定性や同期機の減少による影響評価を実験的に行い、太陽光発電の大量導入に向けた対策技術等（電力系統の監視・制御技術等）の開発につなげることが必要。

（６）電力用蓄電池に係る技術的課題等

余剰電力対策用の電力用蓄電池としては、揚水発電並みの設置コスト（2.3 万円/kWh）、1箇所当たり数万 kWh～100 万 kWh 級の容量、定格出力で数時間（6～7

¹⁷ NEDOの太陽光発電の集中連系プロジェクト（群馬県太田市）により、単独運転防止を確実に実現する装置の開発が技術的には確立されたが、同装置に係る試験方法等について議論が行われている。

¹⁸ NEDOの複数台連系試験技術開発研究において試験方法の検討が行われている。

時間)の連続充放電が可能であること、長期間にわたって安定した運転が可能であること等が求められる。現在の蓄電池に関する技術開発の見通しにおいては、技術的な実現可能性の点で不確定な要素があることもあり、今後の NaS 電池やリチウムイオン電池等の技術革新が期待されている。また、蓄電池の特徴を上手く組み合わせて制御するハイブリッド制御技術の検討も必要である。

＜電力用蓄電池に要求されるスペック＞

項目	要求性能	NEDO 技術開発目標：2030 年
コスト	揚水発電機並み (2.3 万/kWh)	量産時 1.5 万円/kWh
容量	設置箇所当たり数万 kWh～100 万 kWh	20 万 kWh 程度に適すもの
連続充放電時間	定格出力付近で数時間 (6～7 時間) の連続充放電が可能 (揚水は定格出力で 6 時間以上運転可能)	
効率	充放電のロスが小さいこと 週間単位で充電状態を保持し、保温による電力消費がある場合にも揚水発電並み (総合効率 70%) と同程度であること。	総合効率 80% 程度 (蓄電池本体直流端効率は 90% 以上)
保守点検	容易であること (メンテナンスフリーが望ましい)	-
寿命	頻繁な充放電等にも寿命が長く、かつ、劣化診断技術があること。	20 年程度
安全性	大容量のものを設置 (屋内・屋外) し、長期間運転した場合にも、安全性が確保されていること (難燃化など)	-
その他	LFC 指令等への応答 等	-

出典：中部電力及び辰巳委員資料を基に事務局作成

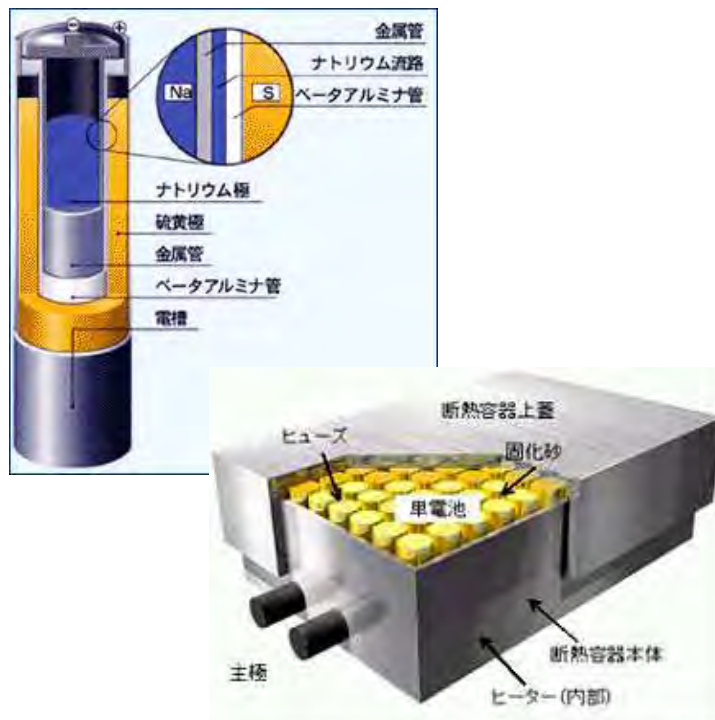
①NaS 電池 (ナトリウム硫黄電池)

NaS 電池は、大容量化が可能であることから、主に工場やビル等における負荷平準化対策や風力発電等における出力安定化対策としても導入されている。現在、蓄電池システムコストで 4 万円/kWh 程度、20 万 kWh 級の大規模システムも実現済みであること等を踏まえると、コスト・容量規模等の点において揚水発電に比肩しうるレベルに達しつつある。しかし、蓄電池システムの稼働率が低くなると、電池温度を保持するためのヒーターが必要となり、NaS 電池自体の電力消費が増加する。したがって、主として余剰電力対策として NaS 電池を活用する場合、余剰電力対策が不要な時期において稼働率が低下することから、ヒーター電力消費の低減に向けた対策が必要である。

また、太陽光発電の出力変動対策への適用においても、現行の NaS 電池は 6 時間率程度での充放電を前提とする電池構造のため、1～2 時間率程度の充放電を連続で行うことは容易ではない。しかし、余剰電力対策として大量の NaS 電池が導入さ

れた場合には、大きな出力変動も吸収しうる可能性もある。

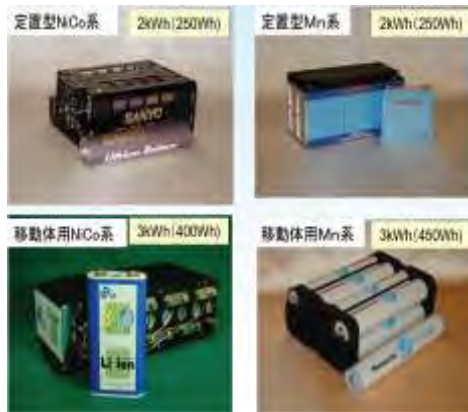
<NaS 電池単電池及びモジュールの構成>



②リチウムイオン電池

リチウムイオン電池は、エネルギー密度及び充放電エネルギー効率が高く、自己放電も小さいことから、主にパソコン等の民生用途として生産されている。現在の自動車用中容量のリチウムイオン電池は、蓄電池システムコストで 10～30 万円/kWh 程度、大容量化の実績においても数百 kWh 級となっており、コストの低減や数千～数万 kWh 級の大容量化に向けた技術開発が必要である。今後、電気自動車等の移動体向けに大量のリチウムイオン電池の生産が想定されることから、移動体向けの技術や量産効果が電力用蓄電池に応用されることが期待される。

＜リチウムイオン蓄電池の例＞



NEDO「分散型電池電力貯蔵技術開発('92-'01)」で
開発された大容量リチウムイオン電池
[出典：NEDO「二次電池等技術開発シンポジウム」資料、2006年5月12日]

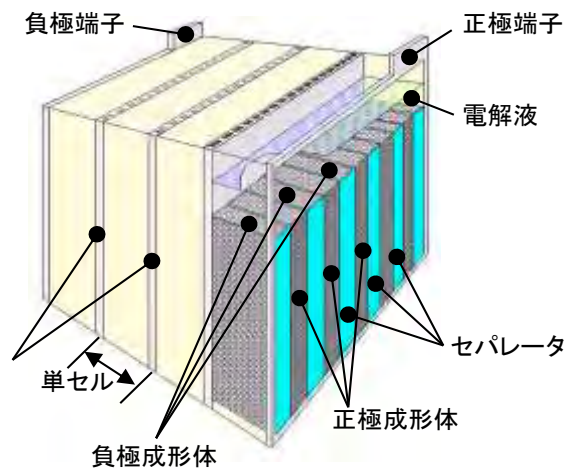


(株)東芝により開発されたリチウムイオン電池SCiB™

③ニッケル水素電池

ニッケル水素電池は、急速充放電が可能で、エネルギー密度及びエネルギー効率が比較的高いことから、電気自動車やプラグインハイブリッド車用の電池として実用化されている。現在、定置用蓄電池システムコストで 40 万円/kWh 程度、大容量化の実績も数百 kWh 級となっており、コストの低減や数万 kWh 級の大容量化に向けた技術開発が必要である。

＜ニッケル水素電池の構造＞

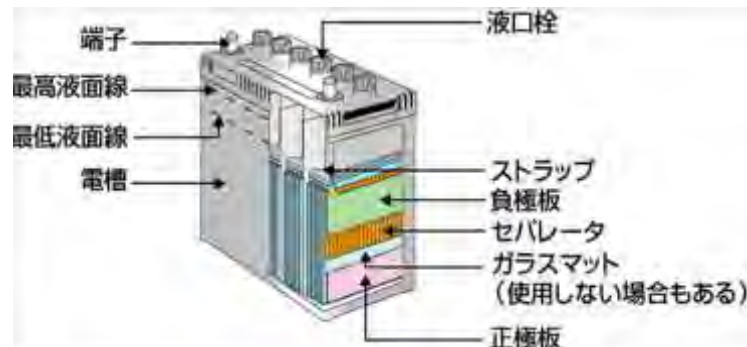


工業(株)開発の新型ニッケル水素電池の構造
EDO 次世代蓄電システム実用化戦略的技術開発

③鉛蓄電池

鉛蓄電池は、比較的安価で、短時間率での充放電が可能であること等から、自動車のバッテリー等において広く利用されており、また最近では、災害時等に系統電力が途脱した場合のバックアップ電源としても用いられている。現在、蓄電池システムコストで5万円/kWh 程度、大容量化の実績も数千 kWh 級となっており、蓄電池システムコスト等の点で他の蓄電池に比べ優位であるが、更なるコストの低減や長寿命化に向けた技術開発が必要である。

＜鉛電池の構造＞



出典：(社) 電池工業会HP

＜電力用蓄電池に係る技術課題等について＞

要求項目（求められるスペック値 ¹⁾ ）		鉛蓄電池	ナトリウム硫酸電池	ニッケル水素電池	リチウムイオン電池
エネルギー密度	現状	40～80 Wh/L	140～170 Wh/L	40～100 Wh/L	140～210 Wh/L
	2020 年見込	5 万円/kWh	4 万円/kWh	40 万円/kWh	10～30 万円/kWh
システムコスト（2.3 万円/kWh）	現状	○4～3 万円/kWh	○	○4 万円/kWh	○4 ～△3 万円/kWh
	2020 年見込	数 1,000kWh 級	20 万 kWh 級	数 100 kWh 級	数 100 kWh 級
大容量化実績（数万～100 万 kWh）	現状	◎ 数万 kWh 級	◎	○ 数万 kWh 級	○ 数千～数万 kWh 級
	2020 年見込	設置蓄電池容量(kWh)の増設で対応可	6～7 時間率	設置蓄電池容量(kWh)の増設で対応可	設置蓄電池容量(kWh)の増設で対応可
連続充放電（6～7 時間）	現状	◎	◎	◎	◎
	2020 年見込	連続時間として短時間であれば対応可	△～○（新電池構造の開発；低コスト化の促進）	◎	◎
短周期（2 時間率）対応	現状	1 時間率まで可	連続時間として短時間であれば対応可	1 時間率まで可	0.5 時間率まで可
	2020 年見込	◎	△～○（低稼働率時のヒーター電力消費の低減）	◎	◎
充放電効率（電池直流端で 80% 程度）	現状	75～87%	90%	80～90%	94～96%
	2020 年見込	◎	△～○（低稼働率時のヒーター電力消費の低減）	◎	◎
寿命（20 年程度）	現状	4500 サイクル	4500 サイクル	6000 サイクル	3500 サイクル
	2020 年見込	△（電極不活性化の抑制）	○	◎	△（電極不活性化の抑制）
安全性（難燃化など）	現状	不燃性・充放電管理	充放電管理	不燃性・充放電管理	充放電管理
	2020 年見込	◎	◎	◎	○
頻繁な充放電でも安定した入出力	現状	劣化による制限はあり	劣化による制限はあり	劣化による制限はあり	劣化による制限はあり
	2020 年見込	◎	◎	◎	◎
電池残量（SOC ²⁾ ）把握	現状	積算電力計による	積算電力計による	積算電力計による	電圧監視で可能
	2020 年見込	○（SOC 監視法開発）	○（SOC 監視法開発）	○（SOC 監視法開発）	◎

2020 年見込み（◎：達成可能 ○：技術開発が必要だが達成は可能 △：技術開発によるブレークスルーが必要 ×：達成は原理的に困難）

注）蓄電池の性能は、使用形態や用途によって異なるため、表中の数値とは異なる場合がある。

1) 第 2 回次世代送配電ネットワーク研究会・資料 3「電力業界として蓄電池に求めるスペック」

2) SOC: State of Charge（充電状態）

3. 次世代送配電ネットワークの構築に向けたロードマップ

太陽光発電が 2020 年に 2,800 万 kW 程度導入されることを想定し、次世代送配電ネットワークの構築に向け今後取り組むことが必要な事項とそのロードマップ等について整理を行った（別紙参照）。

（１）2020 年に向けた系統安定化対策の実施時期と内容

①電圧上昇対策

太陽光発電が集中的に導入される地域から電圧上昇問題が広がっていくと考えられることから、それらの地域では柱上変圧器の分割設置や電圧調整装置の設置等を随時実施していくことが必要である。なお、太陽光発電の設置割合が需要家の約 2 割を超えると配電用変電所における逆潮流（いわゆる「バンク逆潮流」）の発生が想定されることから、バンク逆潮流対策も必要となる。

②周波数変動・余剰電力対策

太陽光発電の導入量が 1,000 万 kW 程度を超えると周波数変動や余剰電力問題が顕在化してくるものと見込まれる¹⁹。したがって、太陽光発電の導入量が 1,000 万 kW を超える 2014 年頃²⁰には、電力需要が特に少ない GW・年末年始において余剰電力が発生する可能性があることから、余剰電力対策（特異日における出力抑制や電力用蓄電池の設置）や周波数変動対策（揚水発電の増設（可変速化を含む）、電力用蓄電池の設置による LFC 容量の確保等）が必要となる。更に、太陽光発電の導入量が 1,300 万 kW を超える 2015 年以降²¹は、これらの日に加えて、電力需要の少ない時期（春・秋季）の土曜又は日曜においても余剰電力が発生すると想定されることから、更なる余剰電力対策（出力抑制日の追加や更なる電力用蓄電池の設置、新規の需要創出等）が必要となる。

③単独運転・不要解列防止

太陽光発電の導入拡大の初期段階から停電事故等に対応することが必要であることから、できるだけ早期に新たな単独運転・不要解列防止機能を有する太陽光発電の PCS の設置が必要となる。

（２）次世代送配電ネットワークの構築に向けた技術開発等の見通し

2020 年に太陽光発電を 2,800 万 kW 程度導入することが可能な次世代送配電システムの構築に向け、電圧調整装置の改良、新型 PCS や電力用蓄電池等の開発、新たな需給制御システムの構築等が必要である。しかし、2020 年以降も太陽光発電の導入は拡大するものと想定されることから、2030 年に向けて整合性のある次世代送配電システムを構築していくことが必要である。

¹⁹ 周波数調整対策が必要となる時期や規模については、太陽光発電の出力データの蓄積・分析事業の結果等を踏まえる必要がある。

²⁰ 太陽光発電の導入量については、現状の導入量から 2020 年に 2,800 万 kW 程度導入されるものとして線形で導入されるものと想定した。

²¹ 上記（脚注 20）に同じ。

①電圧調整装置の改良等

配電系統における昇圧（6,600V→2万V）は需要家の受電設備を変更する必要がある等、費用や時間等を考えると実現性に乏しい中、都市部等への太陽光発電の導入拡大により SVC や SVR 等の電圧調整装置の設置が一層進展すると想定されることから、できるだけ早期に SVC や SVR 等の小型化や低コスト化を実現した製品が供給されることが期待される。

②出力抑制機能や FRT 機能²²等を具備した新型 PCS の開発・ルールの策定

太陽光発電の導入量が 1,000 万 kW を超える 2014 年頃までに、太陽光発電の出力抑制機能や FRT 機能等を具備した新型 PCS が市場投入され、太陽光発電の出力抑制の実施体制が整備されることが必要となる。

それに向け、関係者間で太陽光発電の出力抑制の実施等に関する方針をできるだけ早期に決定し、制度化（出力抑制機能や FRT 機能等を具備とした新型 PCS に関する認証ルールの策定や系統連系ルールの整備等）するとともに、太陽光発電設置者への理解活動を行うことが必要である。

③電力用蓄電池の開発

電力用蓄電池に要求されるスペック（大容量化、経済性、安全性等）の達成に向け、引き続き、技術開発を進めていくことが必要である。更に、電力用蓄電池を活用した新たな需給制御システムを開発する場合には、引き続き、高い供給信頼度の電力供給システムを維持するために 2～3 年程度の電力用蓄電池の性能試験（充放電耐久性の確認等）が必要であることにかんがみ、2013 年頃までには電力用蓄電池の実用化の目処が必要である（2015 年以降は生産体制の確立段階へ移行）。

④ヒートポンプや電気自動車等による蓄エネルギー制御

太陽光発電による余剰電力をヒートポンプや電気自動車等の蓄エネルギー機器へ貯蔵が可能となれば、電力用蓄電池の設置量が減少すると想定される。したがって、需要家における自律制御機器の開発・実証²³を進めていくことが必要である。

⑤新たな需給制御システムの構築

太陽光発電の 2020 年に 2,800 万 kW 程度導入を可能とするためには、太陽光発電の出力データの蓄積・分析等を基にした太陽光発電の出力予測システムの開発、太陽光発電等の大量導入に伴う系統事故時も含めた電力系統全体への影響把握を踏まえた需給制御技術・潮流制御技術・系統安定化技術の開発等が必要である。

また、いわゆる「スマートメーター」（双方向通信機能を有する電子電力計量器）により、個別需要家の需給状況を把握することが出来れば、より効率的な設備形成

²² FRT（Fault Ride Through）機能：瞬間的な電圧低下や周波数変動等の乱れに対して、系統から解列せずに運転を継続し、系統の安定性を確保する機能。

²³ 2010 年度から開始する次世代スマート送配電実証事業において実施予定

が可能となるほか、電気使用量の「見える化」や料金プログラムの組み合わせ等によるデマンドレスポンス効果も期待されているところである。

これらの技術を組み合わせることにより、太陽光発電等と電力用蓄電池・火力・水力発電との協調制御システムの開発・実証を行っていくとともに、必要に応じて実際の需給制御システムの構築に反映していくことが必要である。そのため、2009年度より開始した太陽光発電出力データ収集実証事業、離島マイクログリッド実証事業、電力系統シミュレーター事業、スマートメーター大規模導入実証事業等を着実に実施していく必要がある。

(参考) 次世代送配電ネットワークの構築に向けた実証事業²⁴の概要

①太陽光発電出力データ収集実証事業（2009年度より実施）

太陽光発電の大量導入に備え、全国300箇所程度で太陽光発電の出力変動や平滑化効果等について、実測データに基づく分析・評価を行う事業。

②離島マイクログリッド実証事業（2009年度より実施）

独立した電力系統の離島において、太陽光発電設備等を大量に導入した場合に発生する影響を把握し、系統安定化対策を検討するために、系統規模の異なる離島へ太陽光発電設備や蓄電池を設置し、周波数対策などの実証試験を行う事業。

③電力系統シミュレーター事業（2009年度より実施）

太陽光発電の大量導入時における系統事故時の電力系統への影響を実験的に把握し、同期安定性や周波数安定性等の影響評価を行い、対策技術の開発につなげる実証事業。

④スマートメーター大規模導入実証事業（2009年度より実施）

双方向通信機能を有する電子電力計量器（スマートメーター）を設置し、電気使用量の「見える化」や料金プログラムの組み合わせ等により、省エネ・負荷平準化の効果検証を行う実証事業。

⑤次世代スマート送配電実証事業（2010年度より開始）

太陽光発電の大量導入時の課題（①周波数調整不足、②電圧上昇）を軽減するため、系統側の状況に応じて需要側を最適に制御するためのスマートインターフェースの開発・検証や新たな配電系統の電圧制御の方式開発と検証を行う実証事業。

²⁴ 上記実証事業に係る事業費は、2009年度は約117億円（うち、国費（補正予算を含む）は77億円）、2010年度は約20億円（うち国費は約12億円）。

Ⅲ. 太陽光発電等の大量導入に伴う系統安定化対策シナリオとコスト試算

太陽光発電の大量導入に伴う系統安定化対策のシナリオについて、2020 年までの技術開発の見通し等を踏まえ、以下の①～⑥のシナリオを設定し、コスト試算を行った。

1. 系統安定化対策シナリオの設定

太陽光発電の大量導入に伴う系統安定化対策のシナリオについて、2020 年までの技術開発の見通し等を踏まえ検討した結果、以下の①～⑥のシナリオを設定した。

〔シナリオ①〕 余剰電力を系統側蓄電池で吸収（太陽光発電の出力抑制なし）

電力需要の少ない時期においても、太陽光発電の出力抑制は行わず、余剰電力を系統側に設置する蓄電池により吸収するもの。

需要家側で発電された太陽光発電からの電気は、蓄電池等の充放電ロスを除き、すべて利用することが可能である。一方、電力需要の少ない時期においては、太陽光発電による相当の余剰電力が発生すると見込まれ、追加的な電力需要が創出されない限り、相当量の蓄電池を系統に設置することが必要となる。また、電力需要が少なく余剰電力が発生する時期のみに蓄電池を使用することとなり、蓄電池の設備利用率は非常に低く、蓄電池の運転コストも大きくなる¹。

〔シナリオ①'〕 余剰電力を需要家蓄電池で吸収（太陽光発電の出力抑制なし）

電力需要の少ない時期においても、太陽光発電の出力抑制は行わず、余剰電力を需要家側に設置する蓄電池により吸収するもの。

上記①と異なり、需要家側に設置した蓄電池により余剰電力を吸収する場合は、電力系統における余剰電力の発生状況に応じて、確実に需要家が蓄電池に余剰電力を蓄電する保証がないことや電力系統における余剰電力の発生状況に合わせた蓄電池の制御システムの構築は双方向通信インフラが整備されなければ困難であること、需要家における蓄電池の設置スペースが限られ、エネルギー密度が高いリチウムイオン電池を設置する場合は高コストとなるといった課題がある。

〔シナリオ②〕 特異日における太陽光発電の全量出力抑制＋系統側蓄電池による対応

電力需要が特に少ない GW・年末年始（以下「特異日²」という。）において太陽光発電の出力抑制を行い、余剰電力を系統側に設置する蓄電池により吸収するもの。

特異日（GW・年末年始）において太陽光発電の出力抑制を行うことで、出力抑制なしのシナリオ①に比べ、余剰電力対策量を抑えることができる。一方、2020 年までに、電力会社が、需要家の太陽光発電システムを直接制御するための制御システムや通信ネットワークの構築等は実現性が低いため、出力抑制を行う日をあらかじめ設定したカレンダー機能を PCS に付加することが現実的である。その際であっても、太陽光発電に出

¹ 系統側蓄電池として NaS 電池を使用する場合、蓄電池の寿命が短くならないよう、運転温度の維持のための電力消費が必要。

² 2020 年までの各年の特異日数は 2 週間程度。なお、実際の出力抑制日の設定については、各社の需給バランスを検証の上、今後確定していく。

力抑制を行う日をあらかじめ設定するための PCS の開発は必要となる。また、カレンダー機能の場合、あらかじめ出力抑制を行う日を設定するため、雨・曇天時などの出力抑制が不要な日でも出力抑制がなされる可能性がある。太陽光発電の出力抑制に対する需要家の理解が必要となる。

[シナリオ③] 特異日における太陽光発電の部分出力抑制＋系統側蓄電池による対応

特異日（GW・年末年始）における太陽光発電の出力抑制を半分程度³とし、余剰電力を系統側に設置する蓄電池により吸収するもの。

特異日における太陽光発電の出力抑制量をできるだけ抑えることで、太陽光発電の電気を可能な限り活用することができる。一方、シナリオ②と同様、あらかじめ出力抑制を行う日を設定したカレンダー機能を PCS に付加することが必要となる。なお、シナリオ②及びシナリオ③のいずれにおいても、太陽光発電が 2020 年に 2,800 万 kW 程度導入された場合には、端境期の週末には太陽光発電による余剰電力が発生すると見込まれ、相当な蓄電池を系統に設置することが必要となる。太陽光発電の出力抑制に対する需要家の理解が必要となる。

[シナリオ④] 特異日＋端境期の週末（土曜又は日曜）における太陽光発電の全量出力抑制＋系統側蓄電池による対応

特異日（GW・年末年始）に加え、電力需要が少ない春・秋季（以下「端境期」という。）の週末（土曜又は日曜）⁴において太陽光発電の出力抑制を行い、余剰電力を系統側に設置する蓄電池により吸収するもの。

特異日及び端境期の週末まで太陽光発電の出力抑制を行うことにより、余剰電力対策量を大幅に抑えることが可能である。シナリオ②及びシナリオ③と同様、あらかじめ出力抑制を行う日を設定したカレンダー機能を PCS に付加することが必要となる。太陽光発電の出力抑制日が増加するため、需要家の一層の理解が必要となる。

[シナリオ⑤] 特異日＋端境期の週末（土曜又は日曜）における太陽光発電の全量出力抑制＋電気自動車やヒートポンプ等の電力貯蔵機器への蓄エネルギー＋系統側蓄電池による対応

特異日（GW・年末年始）及び端境期の週末（土曜又は日曜）において、需要家の電気自動車（EV）やヒートポンプ（HP）など蓄エネルギー能力を有する機器を活用し、その分だけ系統側に必要となる蓄電池対策量と太陽光発電の出力抑制量の縮小を図るもの。

需要家の電気自動車（EV）やヒートポンプ（HP）等に余剰電力を蓄エネルギーすることにより、蓄電池対策量を減らすことが可能である。一方、2020 年度までに電力会社による需要家に対する通信制御の実現性は低いため、EV や HP 等の電力貯蔵機器への蓄エネルギーは自律制御が前提となる。また、新規に創出された EV や HP への蓄エネルギー時間帯が、太陽光発電の発電時間と異なる場合は、揚水などに貯蔵された電力を

³ 太陽光発電の自家消費率が約 4～5 割であることから、電力系統への逆潮を抑制する観点から約 5 割と設定。

⁴ 2020 年までの各年の特異日及び端境期の週末（土曜又は日曜）における出力抑制の日数は 30 日と想定。

消費することで、電力系統側の蓄電池設置量を減らすことが可能となる。一方、新規に創出された EV や HP への蓄エネルギー時間帯が、太陽光発電の発電時間と同じ場合は、EV や HP 等へ蓄電するための自律制御機器（スマートインターフェース等）の開発が必要であることに加え、対価の支払い（有償）によるコストが発生する可能性がある。なお、需要家の太陽光発電については、カレンダー機能による出力抑制が必要であり、当該機能を PCS に付加することが必要となる。太陽光発電の出力抑制に対する需要家の理解が必要となる。

[シナリオ⑥] 地域レベルでの需給バランス制御

地域レベルでの系統において、情報通信技術を活用し、太陽光発電等の分散型電源・蓄電池・家庭用機器等を遠隔監視制御により地域レベルで需給調整を行うもの。

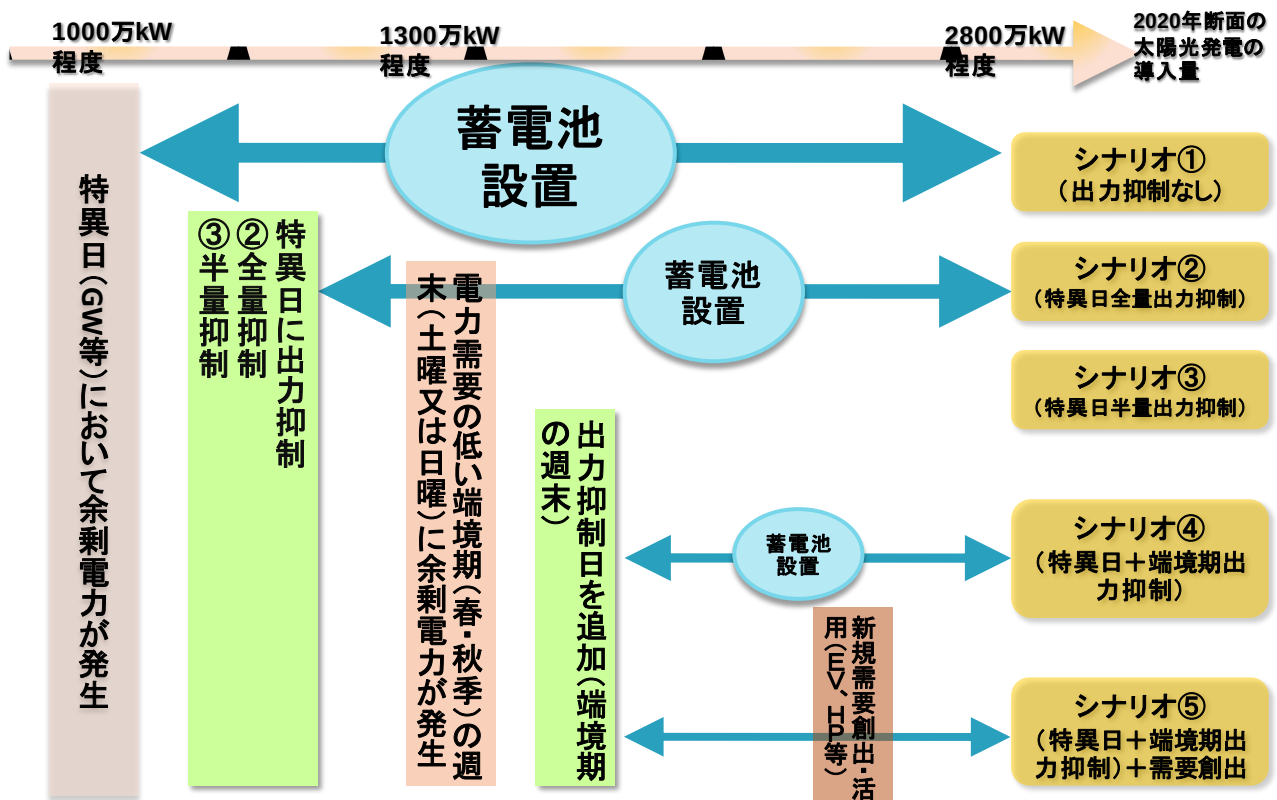
本シナリオは大規模系統と特定の地域とを結ぶ送配電インフラが弱く、その増強・新設コストよりも地域内での制御により潮流制御を行うシステムの構築・運用コストが安価となる場合において効果的である。本シナリオにおいては、太陽光発電の出力変動や需要家の負荷変動の抑制を目的とした需給調整について、地域レベルでの需給調整と系統全体での需給調整のいずれかが、CO₂削減効果や費用対効果等の観点から効果的かについて、十分に検証することが必要である。また、分散型電源・蓄電池・家庭用機器等の地域レベルでの制御に関し、離島等においては有効な概念として実証が行われているが、一般の都市においても有効な概念かの実証も必要となる。地域毎に需給調整を行うに当たっては、地域における需給調整システムの構築、非常時のバックアップ体制の確保等について、系統との二重投資についての整理が必要である。更に、分散型電源・蓄電池・家庭用機器等の制御を行うに当たっては、技術的な実現可能性や費用対効果の検証、社会的受容性、制御セキュリティの確保等が必要となる。

すなわち、シナリオ⑥については、例えば、参考 2 にあるような実証等による検証が必要であることから、以下の検討においては考慮しないこととする。

＜系統安定化対策ごとの評価について＞

シナリオ	メリット	デメリット
①特異日※1を含め系統側蓄電池で対応（出力抑制なし）	○太陽光発電の出力抑制なし。	●余剰電力対策量が膨大。 ●NaS電池の保温電力量が膨大※3。
①'特異日を含め需要家側蓄電池で対応（出力抑制なし）	○太陽光発電の出力抑制なし。	●余剰電力対策量が膨大。 ●需要家側蓄電池は、系統用蓄電池に比べ蓄電池コストが高い。 ●系統側にも蓄電池の設置が必要。
②特異日における太陽光発電の全量出力抑制＋系統側蓄電池による対応	○太陽光発電の出力抑制を行うことで、余剰電力対策量が減少。	●太陽光発電の出力抑制に伴い機会損失が発生。 ●蓄電池の利用率は相対的に低くなる可能性。
③特異日における太陽光発電の半量出力抑制＋系統側蓄電池による対応	○太陽光発電の出力抑制を行うことで、余剰電力対策量が減少。	●太陽光発電の出力抑制に伴い機会損失が発生。 ●②に比べ余剰電力対策量が増加。 ●蓄電池の利用率は相対的に低くなる可能性。
④特異日＋電力需要の少ない季節（春・秋季）の週末（土曜又は日曜）※2における全量出力抑制＋系統側蓄電池による対応	○太陽光発電の出力抑制を行うことで、余剰電力対策量が大幅に減少。	●太陽光発電の出力抑制に伴い機会損失が増加。 ●余剰電力対策用の蓄電池量が減少するので、周波数調整力の確保が必要。
⑤特異日＋電力需要の少ない季節（春・秋季）の週末（土曜又は日曜）における出力抑制＋電気自動車やヒートポンプ等の電力貯蔵機器への蓄エネルギー＋系統側蓄電池による対応	○太陽光発電の出力抑制に加え、電気自動車やヒートポンプ等の蓄エネルギー機器の利用により、余剰電力対策量が大幅に減少。	●太陽光発電の出力抑制に伴い機会損失が増加。 ●電気自動車やヒートポンプ等に蓄エネルギーするための自律制御装置の技術開発が必要。 ●余剰電力対策用の蓄電池量が減少するので、周波数調整力の確保が必要。

＜系統安定化対策シナリオと余剰電力対策量試算の考え方＞



2. 余剰電力対策量の試算について

(1) 余剰電力対策量試算の前提

上述のシナリオについて、以下の前提の下で、2020 年度における系統安定化対策のために必要となる余剰電力対策量の試算を行った。

<試算の前提>

①太陽光発電⁵

- ・太陽光発電は、2020 年度に 2,800 万 kW 導入
- ・太陽光発電の 1 日当たりの最大発電電力量：太陽光パネル 1 kW 当たり 6 kWh
- ・太陽光発電の平均利用率：12%
- ・出力抑制機能付き太陽光発電は、1,000 万 kW⁶導入時点で導入開始
- ・配電対策（柱上変圧器の増設や電圧調整装置の設置等）は随時実施

②電力貯蔵設備

- ・系統側蓄電池（NaS 電池）の設置コスト：4 万円/kWh⁷
- ・需要家側蓄電池（リチウムイオン電池）の設置コスト：10 万円/kWh⁸（現状 10 ～30 万円/kWh）

③電力需要

- ・2020 年度の電力需要は、電力供給計画の最終年度の需要を平均伸び率で算出。

④その他

- ・太陽光発電の大量導入による影響が大きい春期（5 月）に必要な系統安定化対策を検討。
- ・太陽光発電の導入量が 1,000 万 kW を超えると、GW 等の特異日における余剰電力対策⁹（特異日における出力抑制、電力貯蔵設備の設置等）が必要となる。また、太陽光発電の導入量が 1,300 万 kW を超えると、更なる余剰電力対策（出力抑制日の追加、電力貯蔵設備（揚水や蓄電池）の新增設等）が必要となる。

(2) 2020 年断面における余剰電力対策量について

上記「1. 系統安定化対策シナリオの設定」で提示したシナリオ⑥（地域レベルでの需給バランス制御）については、実現可能性等の検証が必要であり、今回の試算に

⁵ 風力発電は、主に事業用のみに設置され、電力系統側から出力の抑制等が技術的に実現可能である。よって、今回の系統安定化対策コストの試算の検討は、系統側から出力の抑制等ができない太陽光発電のみを対象とした。

⁶ 太陽光発電の集中設置等の場合を除き、太陽光発電の出力抑制を行わずに電力系統への連系が可能な量（電気事業連合会試算）

⁷ 日本ガイシ（株）への聞き取り。

⁸ リチウムイオン電池の設置コストについては、電気自動車用リチウムイオン電池や民生用リチウムイオン電池の累積導入効果も踏まえ 10 万円とした。

⁹ 余剰電力が発生する特異日等においては、石炭火力も含めて火力発電は需給運用に必要な最低台数・最低出力まで絞っているものと想定。また、原子力については、日々の電力需要の変動にあわせて出力を調整する運転の実現可能性が不明確であるため、定格出力で運転しているものと想定。なお、コジェネ等の分散電源については、効果及び実現可能性が不明確であるため、想定していない。

馴染まないことから、シナリオ①～⑤に従って余剰電力対策量や出力抑制量等についての試算を行った。

<2020 年断面における余剰電力対策量のまとめ¹⁰⁾>

シナリオ	余剰対策不要PV導入可能量(万kW)	余剰電力対策量(億kWh)	出力抑制量(億kWh)	発電電力量(億kWh)	太陽光発電の利用率	CO ₂ 削減量※ ¹ (万t-CO ₂)	(参考) NaS電池保温のための消費電力量(億kWh)
①出力抑制なし(系統側蓄電池)	1,000	3.8	0	294.3	12.0%	971	約140
①'出力抑制なし(需要家側蓄電池)	1,000	4.6～5.7	0	294.3	12.0%	971	—
②特異日出力抑制	1,300	0.7	7.3	287.0	11.7%	947	約30
③特異日半量出力抑制	1,000	1.9	3.6	290.7	11.9%	959	約70
④特異日＋端境期出力抑制	2,700	0.04	15.6	278.7	11.4%	920	約1.5
⑤特異日＋端境期出力抑制＋EV等	2,900	0	9.6	284.7	11.6%	940※ ²	—

以上のとおり太陽光発電の出力抑制を行うことにより、余剰電力対策量が大幅に減少することから、出力抑制に対するインセンティブ等、太陽光発電設置者への理解活動等について検討することが必要である。また、新規の電力需要の創出や蓄エネルギー能力を有する機器（ヒートポンプや電気自動車等）を活用することで、余剰電力対策量や太陽光発電の出力抑制量を軽減することが可能である。

(参考) NaS 電池の保温電力消費量について

NaS 電池は、内部温度を高温（300℃前後）で保持するために、断熱容器に収容し稼働時は充放電による自己発熱により保温可能。

特異日や端境日の週末（土曜日又は日曜）に蓄電池を動作させるためには、NaS 電池の寿命が短くならないよう、他の時期においても電気ヒータで加熱し、運転温度を維持しておくことが必要。

NaS 電池の保温のための電力消費については、更なる技術開発や運用方法の工夫等による消費電力量の削減が課題。

¹⁰⁾ ※ 1：長期的な電源開発計画を踏まえ全電源で試算（2020 年電事連排出原単位目標（0.33kg-CO₂/kWh））

※ 2：シナリオ⑤の CO₂ 削減量には、電気自動車等による電力需要創出による CO₂ 削減効果は含まない。また、NaS 電池保温のための消費電力等による CO₂ 排出増加は含まない。

3. 2020 年までの系統安定化対策シナリオごとのコスト試算

「1. 系統安定化対策シナリオの設定」で提示したシナリオ①～⑤に従って、2020 年までの系統安定化対策のシナリオごとのコストについて試算した。コスト試算に当たっては、配電対策や蓄電池の設置コスト等についてシナリオごとに試算を行い、その合計を系統安定化対策コストとして算出した。その結果、系統安定化対策コストは、総額で約 1.4～57.2 兆円（将来価値換算）と試算され、CO₂ 排出削減効果を相当程度確保しつつ、最も経済的なシナリオは④（特異日＋端境期出力抑制）であった。

<系統安定化対策コストの内訳の概要>

（1）配電対策コスト

配電対策工事は、太陽光発電の導入量にほぼ比例して増加するものと想定した（太陽光発電の導入量が 1,000 万 kW 以前より対策が必要となる）。また、電圧調整装置（SVC 等）は、1 配電用変電所（バンク）当たり 1 台、柱上変圧器は住宅用太陽光発電を設置する住宅のうちの 5～8 軒に 1 台設置されるものと想定した。更に、配電用変電所の 1 割でバンク逆潮が発生し、制御装置の改造が必要と想定した。

（2）蓄電池設置コスト

蓄電池の設置については、系統用蓄電池として NaS 電池、需要家側蓄電池としてリチウムイオン電池を想定した（蓄電池コストは、システム価格を採用）。なお、系統側蓄電池については、蓄電池設置のための用地代も別途必要となるが、本試算には含まれていないことに留意が必要である。

また、余剰電力対策用の蓄電池設置量が少量の場合、電力需要の少ない時期には揚水・火力発電による LFC 容量だけでは周波数調整力が不足するため、LFC 容量確保のために別途蓄電池の設置が必要となる（よって、シナリオ④⑤においては、LFC 容量確保のための蓄電池を設置するものとして試算した）。

なお、太陽光発電の導入量が 2,800 万 kW 以降の一定量を超過すると、週末に発生した余剰電力を平日に消費しきれず翌週に持ち越すこととなり、余剰電力量対策が飛躍的に増大し、蓄電池設置対策の限界費用が大幅に増加することが見込まれることにも留意が必要である。

（3）制御システム構築コスト

需要変動に太陽光発電の出力変動が加わることへの対応として、太陽光発電の出力把握や火力・水力発電と蓄電池を組み合わせた需給制御システムの構築等が行われるものと想定した。

（4）太陽光発電の出力抑制に係る PCS コスト

太陽光発電の導入量が 1,000 万 kW を超えるもの（1,800 万 kW 分）について、出力抑制機能付き PCS が設置されるものと想定した。なお、太陽光発電システムには一般的に PCS は含まれることから、本コスト対策に当たっては、出力抑制機能付き PCS のコスト上昇分のみをコスト試算の対象とした。

(5) 需要創出・活用コスト

太陽光発電とヒートポンプ・電気自動車の自律制御を行うインターフェースが太陽光発電の導入住宅の約6割¹¹に設置されるものと想定した。

(6) 蓄電池・揚水ロス等のコスト

太陽光発電の余剰電力を蓄電池や揚水発電等で充放電する際に発生するロスを30%として、コストを試算した。また、系統側蓄電池として NaS 電池を採用した場合の NaS 電池の保温のための電力消費に伴うコストも含む。

(7) 火力調整運転コスト

太陽光発電の発電電力量の増加により、火力発電の焚き減らしに伴う熱効率の低下が想定されるため、既存の火力発電プラントの実績を基に、出力低下によるコストの増分を試算した。

¹¹ 太陽光発電とヒートポンプを同時に導入する需要家の割合は約6割（2008年度概算値）。

＜2020 年までの対策シナリオごとのコスト試算結果＞

(太陽光発電2,800万kW導入ケース)

(将来価値で試算、単位：兆円)

シナリオ	配電 対策※1	蓄電池 設置※2	制御シ ステム 構築	出力抑 制機能 PCS※3	需要創 出・活用	蓄電池・ 揚水ロス 等※4	火力調 整運転	合計	備考
①(出力抑制なし) (系統側蓄電池)	0.32	15.1	0.30	-	-	0.35	0.15	16.2	
①'(出力抑制なし) (需要家側蓄電池)	-	45.4～ 56.7※5	0.30	-	-	0.05	0.15	45.9～ 57.2	
②(特異日出力抑制)	0.32	2.80※6	0.30	0.02	-	0.08	0.15	3.67	・太陽光発電の出力抑制量は7.3 億kWh/年
③(特異日半量抑制)	0.32	7.56	0.30	0.02	-	0.19	0.15	8.54	・太陽光発電の出力抑制量は3.6 億kWh/年
④(特異日＋端境期出 力抑制)	0.32	0.55※6	0.30	0.02	-	0.02	0.15	1.36	・太陽光発電の出力抑制量は15.6 億kWh/年
⑤(特異日＋端境期出 力抑制＋需要創出)	0.32	0.55※6	0.30	0.02	0.09※7	0.02	0.15	1.45	・太陽光発電の出力抑制量は9.6 億kWh/年

※1：電圧調整装置(SVC等)が1バンク当たり1台(単価：1500万円)、住宅用太陽光発電の5～8軒で柱上変圧器(単価：20万円)が1台設置されるものと
して試算。

※2：蓄電池システム価格のみの試算であり、別途蓄電池を設置するための用地代が必要。

蓄電池コストはそれぞれ、NaS電池システム価格：4万円/kWh、LiB電池システム価格：10万円/kWhとして試算。

※3：太陽光発電の導入量が1,000万kWを超えるもの(=1,800万kW)について、出力抑制機能付きPCSが設置されるものとして試算(PCSのコスト上昇
分を0.5万円として試算)。

※4：NaS電池の保温のための電力消費分を含む。

※5：需要家側蓄電池の運用が的確に行われなかった場合への対応として、系統側蓄電池も必要となる可能性あり。

※6：太陽光発電の導入量が一定量を超えると、週末に発生した余剰電力を平日に消費しきれず翌週に持ち越すこととなり、余剰電力対策量が飛躍的
に増大し、蓄電池設置対策の限界費用が大幅に増加すると見込まれる。LFC容量確保のための蓄電池対策コストも含む。

※7：太陽光発電とHPP/EVの自律制御を行うスマートインターフェースが約300万戸(太陽光導入住宅の約6割)設置されるものとして試算(スマートイン
ターフェースは3万円/台として試算)

なお、追加発生コストではないが、太陽光発電の導入に伴う自家消費の増加により、既存設備に係るkWh当たりの固定費負担額が導入しない
場合に比べて相対的に増加する。

また、2020 年時点での対策シナリオごとの需要家負担についても試算を行ったこと

ろ、一般家庭で 58～901 円／月となった。なお、シナリオ①については、系統安定化対策コストが大きく、需要家負担も大きくなるので除外した。

＜2020 年時点での対策シナリオごとの負担額試算結果＞

2,800 万 kW 導入ケース

シナリオ	2020年までの 負担総額	2020年時点の全需要家 平均負担単価
①(出力抑制なし) (系統側蓄電池)	16.24兆円	3.00円/kWh
②(特異日出力抑制)	3.67兆円	0.74円/kWh
③(特異日半量抑制)	8.54兆円	1.56円/kWh
④(特異日＋端境期出力抑制)	1.36兆円	0.19円/kWh
⑤(特異日＋端境期出力抑制＋需要創出)	1.45兆円	0.21円/kWh

モデルケース(2020年時点での月当たり負担額)

シナリオ	一般家庭 (300kWh/月)	業務用ビル(7F程度) (33,000kWh/月)	大規模工場 (240万kWh/月)	産業界全体 (300億kWh/月)
①	901円	99,146円	721.1万円	901.3億円
②	223円	24,569円	178.7万円	223.4億円
③	467円	51,341円	276.6万円	466.7億円
④	58円	6,400円	46.5万円	58.2億円
⑤	63円	6,962円	50.6万円	63.3億円

※ 全需要家平均単価に各需要家の月当たり電力使用量を乗じて計算。

IV. 次世代送配電ネットワークの構築による経済波及効果等

1. 経済波及効果等の試算に当たっての基本的な考え方

太陽光発電の導入拡大に伴う系統安定化対策コストは、太陽光発電の導入量とともに増加していくが、一方で、太陽光発電等の大量導入が可能な次世代送配電ネットワークの構築に伴う経済的波及効果や雇用創出効果等も想定される。

本研究会では、経済波及効果等の推計対象を太陽光発電等の再生可能エネルギーの大量導入を実現するために必要な次世代送配電技術として、その普及にともなう他産業への影響、雇用創出効果について分析を行った¹。

以下の前提を置いて試算を行っており、試算結果の評価に際しては、その点に十分留意する必要がある。

- ①国内の系統安定化対策に必要な機器は、国内で生産された製品（輸入は想定しない）によって賄われると仮定するとともに、それに伴う設置工事、関連サービスへの波及効果を分析対象とした。
- ②海外市場については、先進国、発展途上国を問わず各国で日本並みの投資が実施されたものと想定し、その一定割合（後述）が日本からの輸出で賄われると仮定した。
- ③再生可能エネルギーの全量買取制度等による国民負担の増加に伴う生産の海外移転といった負の効果は考慮しないものとした。

（１）経済波及効果の分析の方法

次世代送配電ネットワークを構成する機器、システム、資機材等の関連産業は幅広いことから、次世代送配電ネットワークの構築に伴い、後述するように幅広い産業が経済波及等の対象となる。

そこで、対象となる設備・機器の投資額（新規需要）を本研究会での検討状況、及び国の各種の普及見通しを基にし、各年度の市場規模を想定し、産業連関表²により、その波及効果と雇用創出効果を算定した。

経済波及効果は、当該産業の新規需要により誘発される直接効果の他に、原材料に対して誘発される生産額（第一次間接波及効果）と、雇用者の所得増加から産まれる消費に誘発される生産額（第二次間接波及効果）までを評価の対象として分析した。

投資額（新規需要）は、各年の投資額（機器の単価及び工事費等³に普及量を乗じて算出）を、産業連関表の中分類で190部門⁴に割り振り分析を行った。

¹ 有識者から構成される経済波及効果等検討小委員会において詳細な検討を行った。

² 最新である平成 17 年(2005 年)産業連関表を用いた。

³ 家庭内の省エネ関連サービス産業としては、ホームエネルギーマネジメントシステム（HEMS）へのサービス提供に関する投資も考慮している。

⁴ 雇用創出効果を算定するためには、これ以上の分類を細分化した場合のデータがないため。

(参考) 投資額の考え方

投資額	=	機器の単価	×	機器の普及量
*工事費も含めて単価を想定 産業分類190部門に単価を区分する。				

	～2020年	2021年～2030年
電圧変動対策	柱上変圧器の分割 電圧調整装置 (SVC、SVR、STATCOM)	柱上変圧器の分割 電圧調整装置 (SVC,SVR,STATCOM)
余剰電力対策・周波数調整対策	蓄電池(系統側) 系統状況管理用計測設備	蓄電池(系統側) 蓄電池(需要側)
単独運転・不要解列対策	新型PCS	新型PCS
その他対策	-	アモルファス変圧器 (柱上変圧器の分割の際に導入)
AMI (高度メータインフラ ストラクチャ)		AMI対応メータ AMIシステム用データ処理システム(サーバ)等
負荷制御	-	インターフェース機器
HEMS	-	情報サービスの提供
その他	バンク逆潮流対策 需給システムの改修	バンク逆潮流対策 需給システムの改修 超電導ケーブル敷設

(2) 経済波及効果の推計の対象産業

経済波及効果の推計対象産業を狭義(次世代送配電技術に関連する産業)と広義(次世代送配電技術が開発・普及することで普及が可能となる機器)に分類した。

(狭義の関連産業)

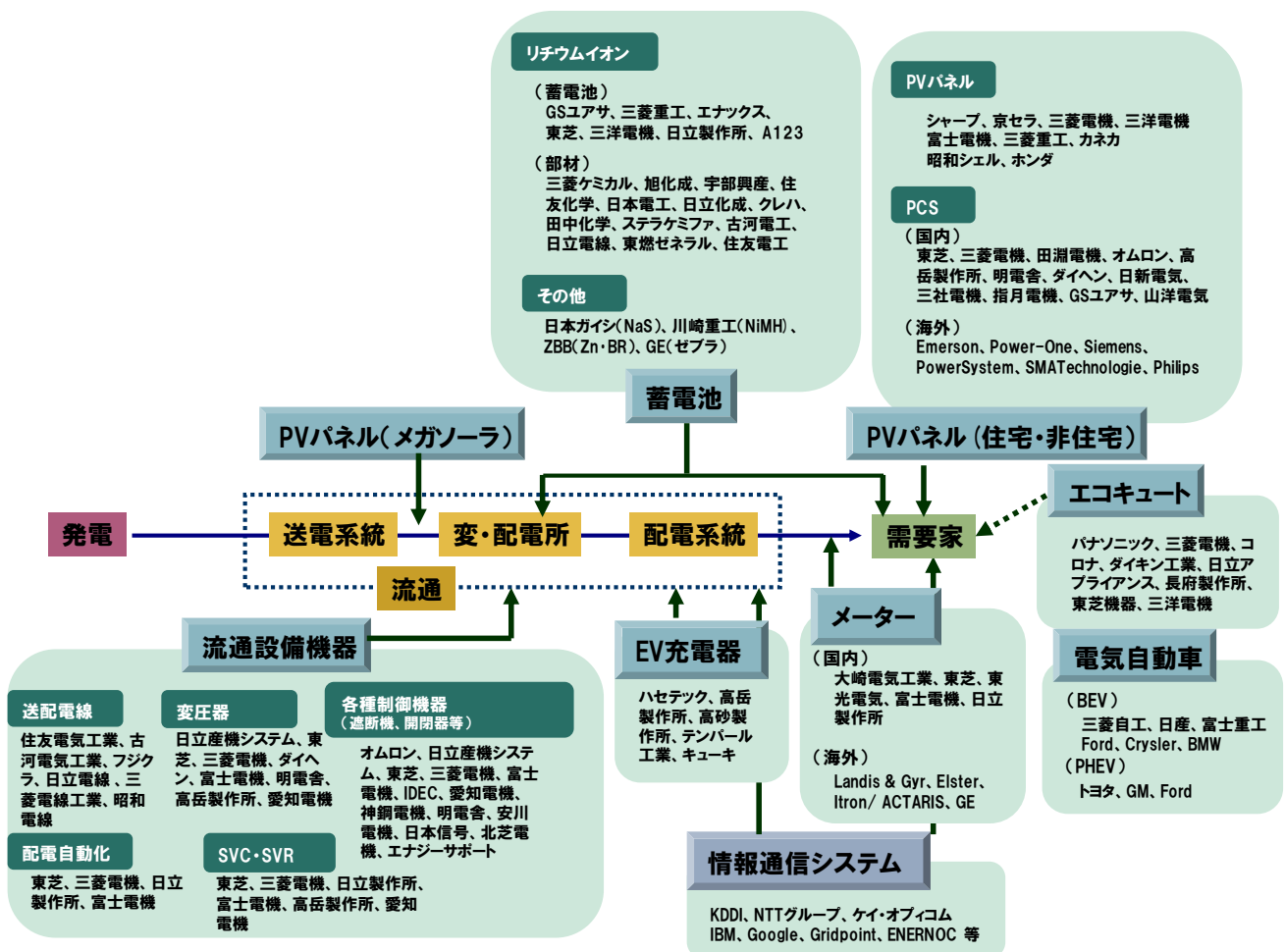
- ・産業用電気機器(電圧変動対策機器(SVC)、柱上変圧器、PCS等)
- ・その他電気機器(蓄電池)
- ・電気計測器(自動開閉器、メーター)
- ・電子計算機・同付属装置(負荷制御用インターフェース)
- ・半導体素子・集積回路(太陽光発電)
- ・その他の土木建設(各種機器の設置工事費)
- ・電気通信(AMI用通信)
- ・情報サービス(HEMSサービス)
- ・電線・ケーブル(超伝導ケーブル)

(広義の関連産業)

- ・半導体素子・集積回路(太陽光パネル)

- ・ 産業用電気機器（太陽光発電用 PCS）
- ・ その他の土木建設（各種機器の設置工事費）

＜想定される次世代送配電技術関連産業＞



(3) 市場の考え方

経済波及効果等を算定するため、国内の新規需要はすべて国内製品で賄われると想定した。また、海外市場については、日本企業に国際競争力がある技術について専門家・有識者へのヒアリングの実施、及び特許出願数による定量的分析を実施した結果、次の技術を分析対象とした。

- ① 蓄電池
- ② 電圧変動対策機器(SVC)
- ③ 配電自動化機器

これら想定した技術に関しては、海外の市場規模については、①蓄電池は、IEAの蓄電技術の今後の市場予測結果⁵を、②電圧変動対策及び③配電自動化機器は、日本並みの投資が欧米とアジアで実施された場合について、各国の送配電こう長（延長）の比率を考慮して想定した。また、それぞれの市場における日本企業のシェアについては、当該分野における欧米での日本企業の特許出願数の比率⁶とした。

（参考）各技術の日本企業シェア

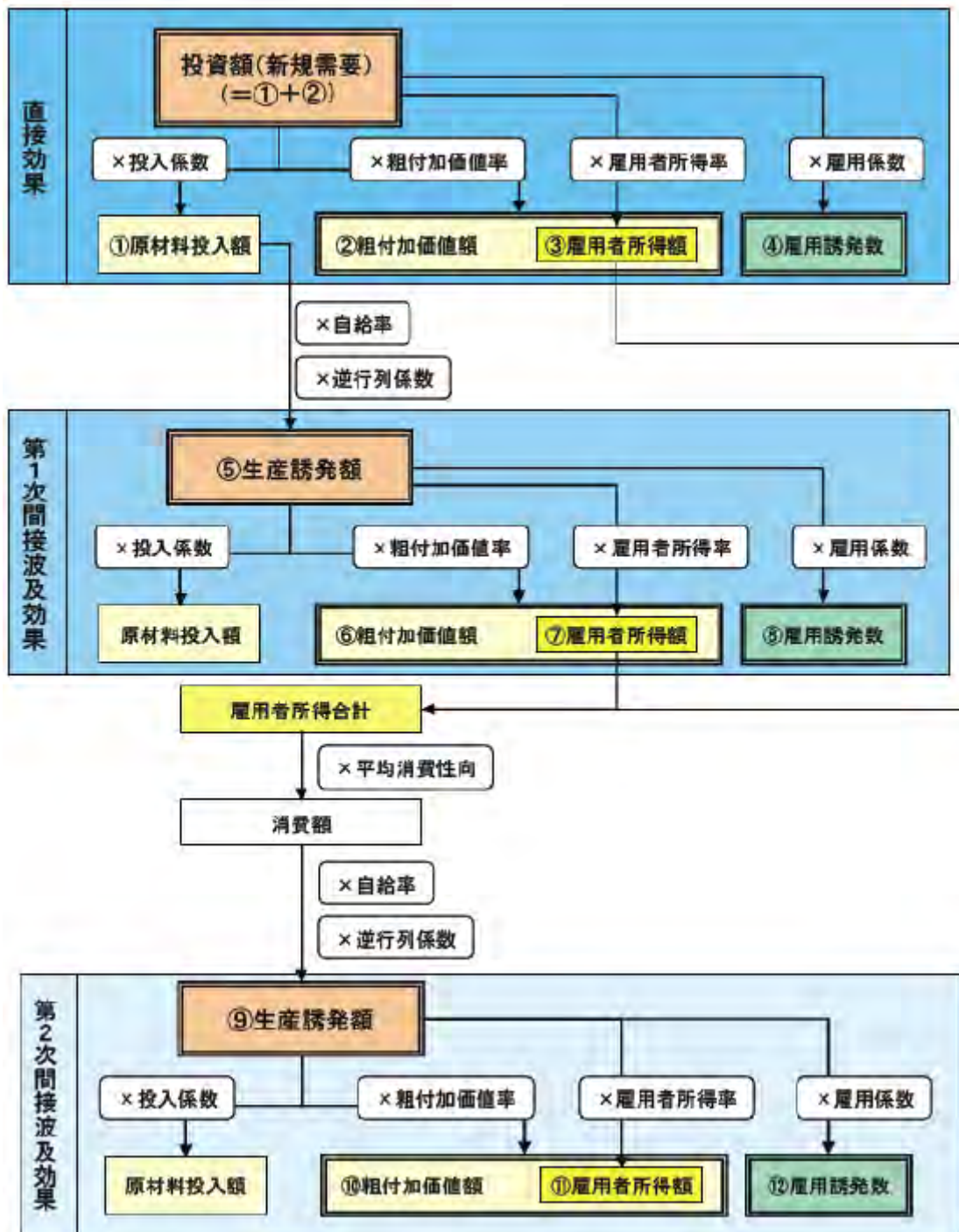
（億円）	米国		欧州		アジア		合計	
	2020	2030	2020	2030	2020	2030	2020	2030
蓄電池	-	19,200	12,800	-	-	-	12,800	19,200
日本企業のシェア	-	10,464	6,976	-	-	-	6,976	10,464
電圧変動対策（SVC）	1,491	1,081	730	529	3,423	2,481	5,644	4,091
日本企業のシェア	295	214	145	105	678	491	1,118	810
配電自動化	5,146	5,146	2,520	2,520	11,817	11,817	19,483	19,483
日本企業のシェア	340	340	166	166	780	780	1,286	1,286

⁵ IEA "Prospects for Large-Scale Energy Storage in Decarbonised Power Grids" (2009)

⁶ 特許分析の結果より、日本企業のシェアは蓄電池で52%、電圧変動対策（SVC）は20%、配電自動化は7%と想定した。

(参考)

経済効果・雇用効果の算定手順



区分	生産誘発額	粗付加価値誘発値額		
		雇用者所得誘発額	雇用誘発数	
直接効果	①+②	②	③	④
第1次間接波及効果	⑤	⑥	⑦	⑧
第2次間接波及効果	⑨	⑩	⑪	⑫

2020 年に 2,800 万 kW、2030 年に 5,300 万 kW の太陽光発電が導入された場合に必要となる系統安定化対策を基に投資額の検討を行った（2020 年断面で 0.8 兆円（シナリオ②）～15.8 兆円（シナリオ①））⁷。次世代送配電ネットワークの構築に伴う経済波及効果について、系統安定化対策シナリオ①～④ごとに 2020 年まで試算した⁸。2021 年以降については、情報通信技術の進展度合いなど不確定要素があるため、シナリオ②のみ算定した⁹。

[illegible]

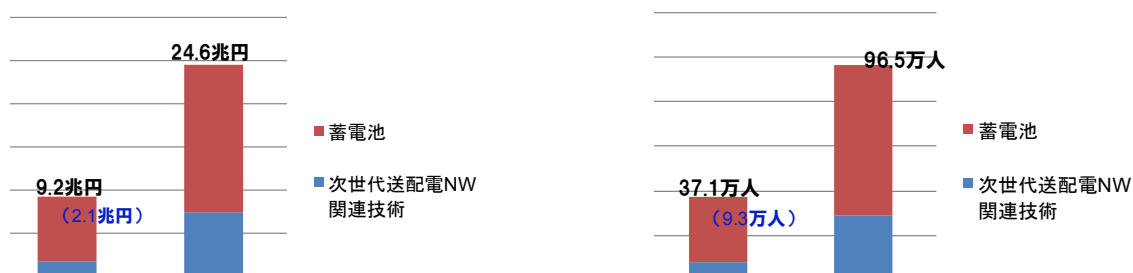
※その他、太陽光発電の投資額として2020年までに3.9兆円、2030年までに2.7兆円

(1) 国内市場のみを考慮した場合

また、2021 年から 2030 年までの 10 年間の経済波及効果の総額は、特異日に出
力抑制を行うシナリオ②の場合、24.6 兆円となった(太陽光発電の導入効果を除く。)
この場合の雇用創出効果はのべ 96.5 万人(年間平均で 9.7 万人)であった。

¹¹ 直接効果、第一次間接波及効果、第二次間接波及効果の合計

＜2020 年までの次世代送配電ネットワークの構築による経済波及効果（国内分）
（10 年間の合計）^{12）}＞



経済波及効果計（兆円）

のべ雇用創出効果

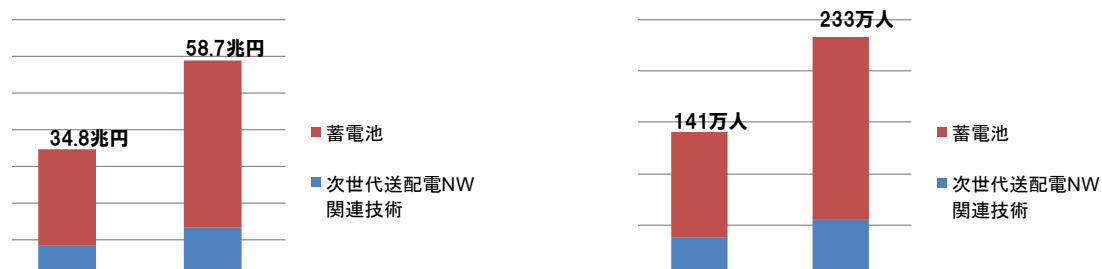
注：特異日出力抑制ケース（シナリオ②）で試算（なお、括弧内の数字はシナリオ④）

（2）国内分に加えて海外への輸出分も含む場合

2020 年までの 10 年間の輸出分も含めた経済波及効果の総額は、太陽光発電の導入効果を除いた場合、27.7 兆円（シナリオ④）～68.1 兆円（シナリオ①）となった。また、雇用創出効果についても、年間平均で 11.3 万人（特異日と端境期を出力抑制するシナリオ④）～27.1 万人（シナリオ①）となった。

また、2021 年から 2030 年までの 10 年間の輸出分も含めた経済波及効果の総額は、シナリオ②の場合、58.7 兆円となった（太陽光発電を除く。）。この場合の雇用創出効果は年間平均で 23.3 万人であった。

＜2020 年までの次世代送配電ネットワークの構築による経済波及効果
（国内分に加えて海外への輸出分も含む場合）（10 年間の合計）^{13）}＞



経済波及効果計（兆円）

のべ雇用創出効果

特異日出力抑制ケース（シナリオ②）で試算

^{12）} 蓄電池等は、すべて国内生産で対応するものと想定した。再生可能エネルギーの全量買取制度による国民負担の増加に伴う生産の海外移転や消費の減少といったマイナス効果は、試算に含まれていない。

^{13）} 上記（脚注 12）に同じ。

V. 系統運用ルールについて

我が国を含め各国では、再生可能エネルギーの導入拡大に向けた取組が行われている中、欧州では再生可能エネルギーに対して優先的な取扱いをすることにより、導入を促す方策がとられている。

ＥＵでは、2020 年までに最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの割合を20%とすることを目標とし、2009 年 4 月に「ＥＵ再生可能エネルギー利用促進指令」（以下「ＥＵ再エネ指令」という。）を制定した。同時に、電力系統に係る規定として、優先規定（優先給電、優先アクセス、優先接続）が制定された。ＥＵにおける、再生可能エネルギーの導入拡大に向けた方策である優先規定の内容や欧州各国の運用状況や優先的な取扱い等により、再生可能エネルギーの導入量が増大したことに伴う影響等について整理を行った。また、再生可能エネルギーの導入拡大を目指す我が国においても電力系統の連系に係る規定について整理した。

1. 欧州の電力系統連系要件等について

（１）ＥＵ再エネ指令における優先規定

ＥＵでは、1990 年代から欧州大で再生可能エネルギーの導入拡大を図るための検討が行われており、2001 年 9 月に「再生可能エネルギー電力促進指令」を制定し、再生可能エネルギー電源の優先給電を義務づけた¹。その後、2009 年 4 月に制定されたＥＵ再エネ指令では、再生可能エネルギーの導入に係る優先規定として、従来の「優先給電」に加え、「優先アクセス」が規定され、また、ＥＵ再エネ指令の前文に、ＥＵ加盟各国が任意に国内法化することができる「優先接続」が示された。

¹ 2001 年 9 月の「再生可能エネルギー電力促進指令」により、加盟各国に優先給電に係る国内法の制定等を義務づけているが、イギリスやフランスは未だ制定されていないが、欧州委員会は現在まで、いかなるＥＵ加盟国に対しても指令違反との見解を示していない。しかし、2009 年 4 月に制定されたＥＵ再エネ指令では、2010 年 12 月までに加盟国で規定することを義務化することとしている。

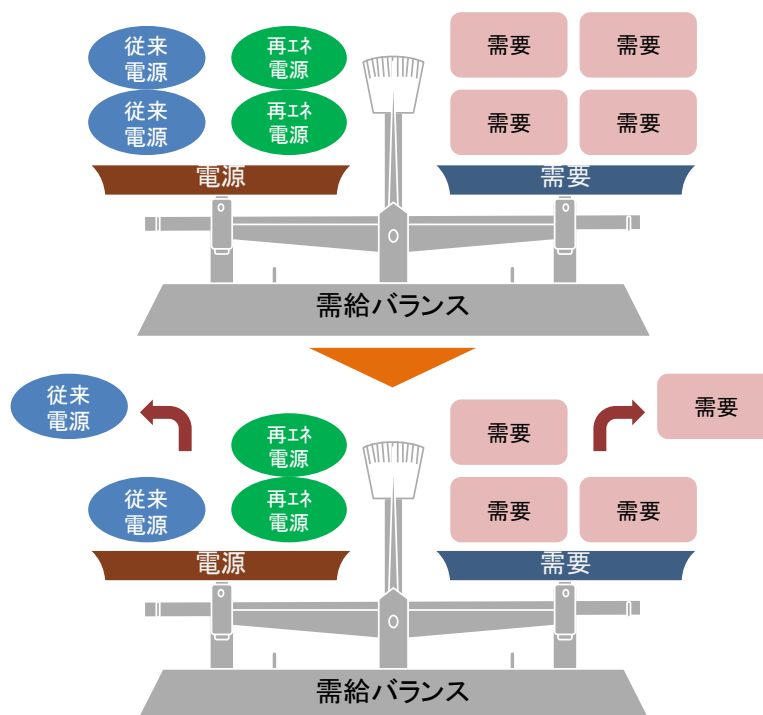
①優先給電² (Priority dispatching)

EU加盟各国は、TSO 等³系統運用者の需給バランス調整時に、電力系統の安定的な運転が可能なることを前提に、

- ・各国電力系統の安定的な運転が可能、かつ、透明性と非差別的な基準に基づく限りにおいて、系統運用者は再生可能エネルギー発電設備に対して、給電の際に、優先性を付与しなければならない。
- ・再生可能エネルギーによる電力の抑制を最小化するために適切な系統措置及び市場に基づく運用措置が講じられることを EU 加盟国は保証しなければならない。

とする規定（義務規定）。

<EU 再生エネ指令における優先給電のイメージ>



² 優先給電は、EU 指令において内容が不明確なため、国内法制化の具体的内容は各国の判断となっている。

³ TSO(Transmission System Operator)：送電系統の系統運用者。また、TSO 以外の系統運用者としては、DSO(Distribution System Operator)：配電系統の系統運用者がある。

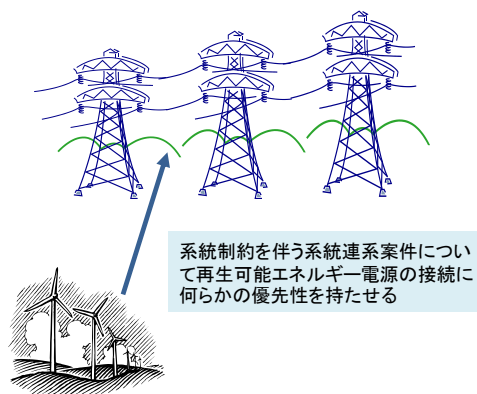
②優先アクセス⁴（Priority Access）

発電電力の買取時に、加盟各国は、再生可能エネルギーにより発電された電気に対して、系統への優先的アクセス又はアクセス保証を提供しなければならないとする規定（義務規定）。つまり、系統連系している再生可能エネルギー発電電力の売却⁵を加盟国が保証すること⁶。

③優先接続（Priority connection）

発電事業者が、系統運用者との連系協議時に、再生可能エネルギー発電設備の系統への接続手続きを迅速にするために、加盟各国は優先接続又は予備的な接続容量を新設の再生可能エネルギー発電設備に与えることができる規定（任意規定）。

<EU 再エネ指令における優先接続のイメージ>



（参考）ドイツ・スペインにおける優先接続の事例

- ・ドイツ：系統信頼度を維持できる範囲で出力抑制を前提とした連系を暫定的に認めることで、系統増強前に接続可能。ただし、経済的に不合理な場合は、系統運用者は接続に必要な系統増強責務を負わない。
- ・スペイン：複数の発電機の連系申込が同時にあった場合、再生可能エネルギー電源を優先的に連系。

⁴ アクセスとは、市場へのアクセス（市場又はFITによって売却できること）

⁵ 「売却」が意味するところは、発電事業者により売電の申込みがされた際に、市場又は市場により売却が可能な制度を確立することをさす。

⁶ FIPを採用している加盟国では、プレミアム分だけ入札価格を下げるができるため、再生可能エネルギー電力の売却が優位となるが、必ずしも常時売却が保証されているわけではない。

＜EU再エネ指令における再生可能エネルギーに対する優先規定⁷⁾＞

	EU指令における位置付け	規定内容	規定適用局面	備考
優先給電 Priority dispatching	義務規定	給電する際、加盟各国は、各国電力系統の安定的な運転が可能、かつ、透明性と非差別的な基準に基づく限りにおいて、系統運用者は再生可能エネルギーによる発電を優先しなければならない。 適切な系統運用と市場関連の運用における対策は、再生可能エネルギー発電電力の抑制が最小化されるためであることを、加盟各国は保証しなければならない。	需給バランス調整時	EU指令では、「電力系統の安定的な運転が可能」なことが前提。
優先アクセス Priority access	義務規定	加盟各国は再エネによる電気に対して、系統への優先的アクセスまたはアクセス保証を提供しなければならない。	発電電力の買取時	系統連系している再生可能エネルギー発電電力の常時売却を加盟国が保証すること
優先接続 Priority connection	任意規定	接続手続きを迅速にするために、加盟各国は優先接続または予備的な接続容量を新設の再エネ発電設備に与えることができる。	TSO等系統運用者との連系協議時	再生可能エネルギー発電の系統接続に当たり、何らかの優位性を持たせること

⁷⁾ 表注)

接続：発電設備の系統への物理的な接続、系統連系に関連する事項

給電：需給調整等、系統運用者からの制御に関連する事項

（２）欧州各国の優先規定の運用状況について

欧州では、EU再エネ指令に基づき再生可能エネルギー電源の優先規定について各国で法整備が行われているが、電源構成や系統設備の実態に配慮し、各国の制度設計には違いが見られる。例えば、優先接続について、再生可能エネルギー電源の連系可能量の上限は設けられていないものの、ドイツの再生可能エネルギー法のように経済性を考慮し一定の制限を設定⁸する動きがある。また、優先給電についても、ドイツ・スペイン・デンマークで法整備がなされているが、電力品質や需給バランスの維持が前提である。いずれにせよ、欧州における優先規定は、電力の安定供給や経済性に配慮したものであることに留意が必要である。

＜各国の優先規定と日本の比較＞

	優先接続	優先給電	再生可能エネルギー促進策
EU指令	加盟各国が任意に判断	各国の規定が義務化 ただし、内容は加盟各国の判断	—
ドイツ	○ 再生可能エネルギーに限り系統増強前に接続可能 経済的に不合理な場合は、系統運用者は増強責務を負わない	○ 抑制は最後尾 ただし、技術的理由で優先給電ができない場合有	FIT
スペイン	○ 複数の発電設備から同時に連系申請がなされた際、再生可能エネルギー発電は他の発電設備よりも優先的に接続	○ 系統の安定性、信頼性が維持される限り、発電電力を電力系統に供給ただし、技術的理由で優先給電できない場合有	FIT 市場価格＋割増（FIP）
デンマーク	○ 再生可能エネルギー電源、ゴミ発電等は電力系統に優先的に接続	○ 抑制は最後尾 ただし、技術的理由で優先給電ができない場合有	FIT 市場価格＋割増（FIP）
イギリス	- 全電源は平等。先着優先	- 全電源は平等。優先給電はない	RPS
フランス	- 全電源は平等。	- 優先給電はない	FIT
日本	- 全電源は平等。先着優先	- （運用上）系統信頼度を損なわない限り抑制はない	RPS、FIT（太陽光の余剰電力に限る）

○：記載有り、—：記載無し

FIT：Feed-in Tariff 固定価格買取制度
RPS：Renewable Portfolio Standard 再生可能エネルギーの利用割合の基準
FIP：Feed-in Premium 市場価格プレミアム上乗せ制度

（３）再生可能エネルギーの大量導入に伴う電力系統への影響

欧州では、2020年に最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギー比率を20%とする目標に向け、優先規定等により再生可能エネルギーの導入拡大を図っているが、風力発電等の出力が不安定な再生可能エネルギーの大量導入に伴う電力系統への影響も顕在化している。

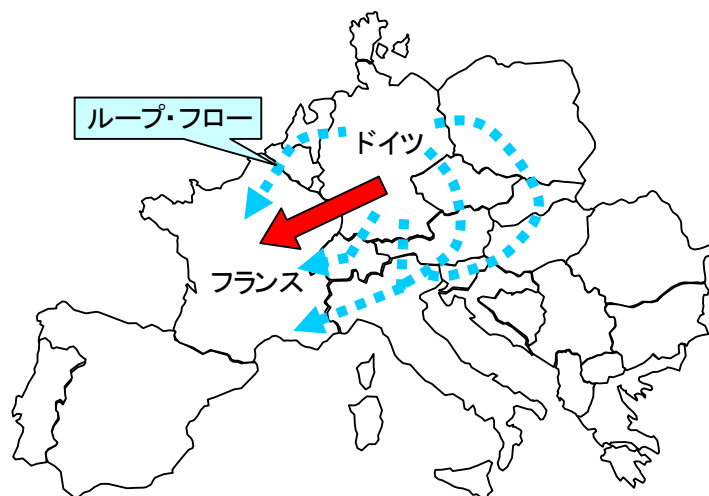
①風力発電の大量導入による影響（ループフロー問題）

欧州では、国・地域間がメッシュ構造で構成されているため、潮流管理が難しいことに加え、出力の予測が困難な風力発電の大量導入により、それぞれの系統運用者が想定した風力発電の出力と実績値が大きく逸脱した場合など、想定外の潮流により近

⁸ ドイツ再生可能エネルギー法第9条には、経済的に不合理な場合は系統運用者は系統の増強責務を負わないと規定されている。2004年の再生可能エネルギー法の改正時の付属文書において、系統増強費用が発電設備の建設費の25%を超える場合は、増強の必要がないとされている。

隣諸国の送電線や国際連系線の潮流が乱れ、過負荷が生じる等、近隣諸国の電力潮流に影響を与えている。⁹

＜ドイツからフランスに送電を行う場合、電力潮流が近隣諸国の連系線にも迂回する例＞



出典：海外電力調査会作成

②ドイツにおけるバッテンフォール・ヨーロッパ社の系統運用状態

再生可能エネルギーによる電力の導入量が多いドイツのバッテンフォール・ヨーロッパ社の TSO（送電系統運用者）では、エネルギー事業法第 13 条による系統運用上の危機回避措置の発動回数が、近年、増加している。同法 13 条においては系統の安全・信頼度の維持を目的として、以下の措置がとられる。

- ①ネットワークの切り替えによる混雑解消
- ②需給調整契約負荷の調整、混雑相殺する方向に融通実施（カウンタートレード¹⁰）、系統運用者が確保している予備力による調整潮流¹¹
- ③最終手段として、給電指令による電源（再生可能エネルギー電源を含む）の出力抑制

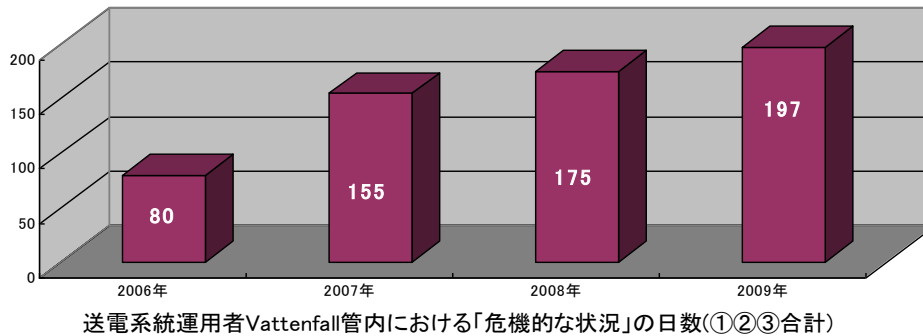
なお、③の給電指令による出力抑制は、①及び②の措置を講じても系統の混雑が解消できない場合に認められる措置とされている。

⁹ 我が国の電力系統の構成は欧州と異なるため、ループフローは生じていない。

¹⁰ 連系線で接続された二つの系統間で発電出力を調整すること。

¹¹ 当初の計画から実運用時に変更があった時に、複数の発電所の出力を増減することにより潮流制御を行うこと。

＜ドイツ・エネルギー事業法第 13 条の発動実績¹²



出典：Vattenfall Europe 社の TSO¹³の HP より

③風力発電機の一斉解列の影響

2006 年 11 月に生じた欧州広域停電では、送電線停止による停電を契機に発生した系統周波数の急激な低下により、風力発電機が系統事故と同時に一斉に解列し、電力需給バランスの悪化に拍車をかける事態が生じた。

大停電の発生後、電力系統が分離し、系統周波数を正常な状態に戻すために、周波数が低下した UCTE 西部では発電出力を増加させ、周波数が上昇した北東部では、発電出力を低下させることが必要とされていたが、電力系統が分離した際に発生した周波数変動の影響で、自動的に系統から解列していた風力発電機が、事故発生から数分後に系統電圧、周波数が回復した際に、TSO の指示を待たずに、あるいは、TSO へ連絡をせずに系統に並列してしまい、TSO の復旧作業に支障を与えることとなった。

このような一斉解列等による問題を防止するため、風力発電等の再生可能エネルギーの導入に当たっては、FRT 機能といった系統安定化に資する機能の具備等が重要である。

＜欧州大停電時の系統分離状況＞



出典：UCTE”Final Report System Disturbance on 4 November 2006”

を基に海外電力調査会作成

¹² 「危機的な状況」とは、送電制約を満たさないケース（重潮流等）。

¹³ Vattenfall Europe 社の送電系統運用部門は 50 Hertz Transmission 社という関連会社

○風力発電の大量導入による影響の報告

EWISにより 2007 年 2 月に発表された第 1 フェーズの最終報告書では、風力発電の大量導入による影響が報告された。欧州では風力発電の導入増加によって、供給保障及び国際連系線の利用可能送電容量に対する影響が既に顕在化していることが指摘されている。具体例として、

- ①欧州域内の様々な地域で風力電源が局所的に集中配置されることにより、国内送電線や国際連系線を介して電力潮流が流れ込んでおり、近隣諸国の国内送電線や国際連系線に過負荷を引き起こしていること、
- ②風力発電の大量導入によって各国で発電計画の見直しが必要とされていること
- ③風力発電の大量導入によって電力市場において障害が発生している（風力発電の優先的取扱により費用対効果の優れた従来型電源が市場から締め出され、また、連系線の利用可能送電容量が引き下げられている）こと、

等が挙げられている。

＜EWIS が想定した電力潮流のパターン＞

(風力発電が低水準の場合)



(UCTE北部で風力発電が増加の場合)



(UCTE南部で風力発電が増加の場合)



出典：EWIS の資料を基に海外電力調査会により作成

○風力発電の大量導入に向けた対策の提示

2009 年 1 月に発表された第 2 フェーズの中間報告書では、風力発電の大量導入に向けた対策が提示された。具体的には、

- ①連系線の潮流管理を行なうために位相調整器 (Phase Shifter) の導入
- ②連系線における混雑管理
- ③風力発電機への FRT 機能の具備
- ④送電線等の建設・増強の実施
- ⑤長距離送電を行う場合における無効電力の追加的な供給
- ⑥再生可能エネルギー電源専用給電所における系統運用者による一括管理

(例：スペイン REE 社の再エネ中給の設置、

等が挙げられている。

¹⁴ EWIS (欧州風力発電連系研究)：第 6 次 EU 研究開発枠組み計画 (FP6) で実施されている送電系統運用者及び欧州委員会による共同研究プロジェクト。なお、EWIS はその実行性について特に強制力はなく、各国が必要に応じて適宜対応する位置づけ。

（４）各国における再生可能エネルギーの制御と出力抑制補償

欧州では、系統運用上問題が発生している再生可能エネルギー電源（主に風力発電）を対象に、出力抑制が行われている。出力抑制の実施方法については、主に電話回線により指令が行われている。なお、通信回線を利用した出力抑制指令等については、指令を受信する発電所の特性等を踏まえつつ¹⁵、導入されているところもある。

また、一般的には、系統全体の安定性維持のための出力抑制に対しては、補償はされていないが、一部の国では、発電事業者の収益を確実にするため、出力抑制に伴う補償が導入されている。

＜各国の出力抑制に伴う補償について＞

	出力抑制の実施方法	補償の有無（周波数維持、過負荷等）	
ドイツ	DSOからの指令：通信回線指令※ TSOからの指令：DSOを経由した電話、電子メール指令	○	配電線の過負荷抑制については対象（FIT価格）
		×	系統安定化対象は補償の対象外
スペイン	電話指令	○	市場価格＋割増金制度の対象については市場価格に基づき補償
		×	FIT制度適用時
デンマーク	電話指令	×	前日計画策定前の変更命令であれば補償無。（事故時も同様）
イギリス	DSOからの指令：電話指令（自動制御については実証試験中） TSOからの指令：DSOを経由した電話指令	×	補償はない
日本	電話指令	×	補償はない

※通信により指令内容を発電機運転員に伝え、出力抑制を行うこと。通信による直接制御とは異なる。

¹⁵ それぞれの発電所の運用に最も適した方法が個別に決定されているため、技術的に通信回線による操作が可能な場合であっても、あえて、「電話指令」により、相互に確認を行っている場合もある。なお、ドイツでは出力抑制の対象は100kW以上の電源であり、抑制の手順は、まず系統運用者が出力抑制の信号を送信し、その信号を受けた発電事業者が自ら制御を行う形となっている。

(参考) Nord Pool における「Negative Price」

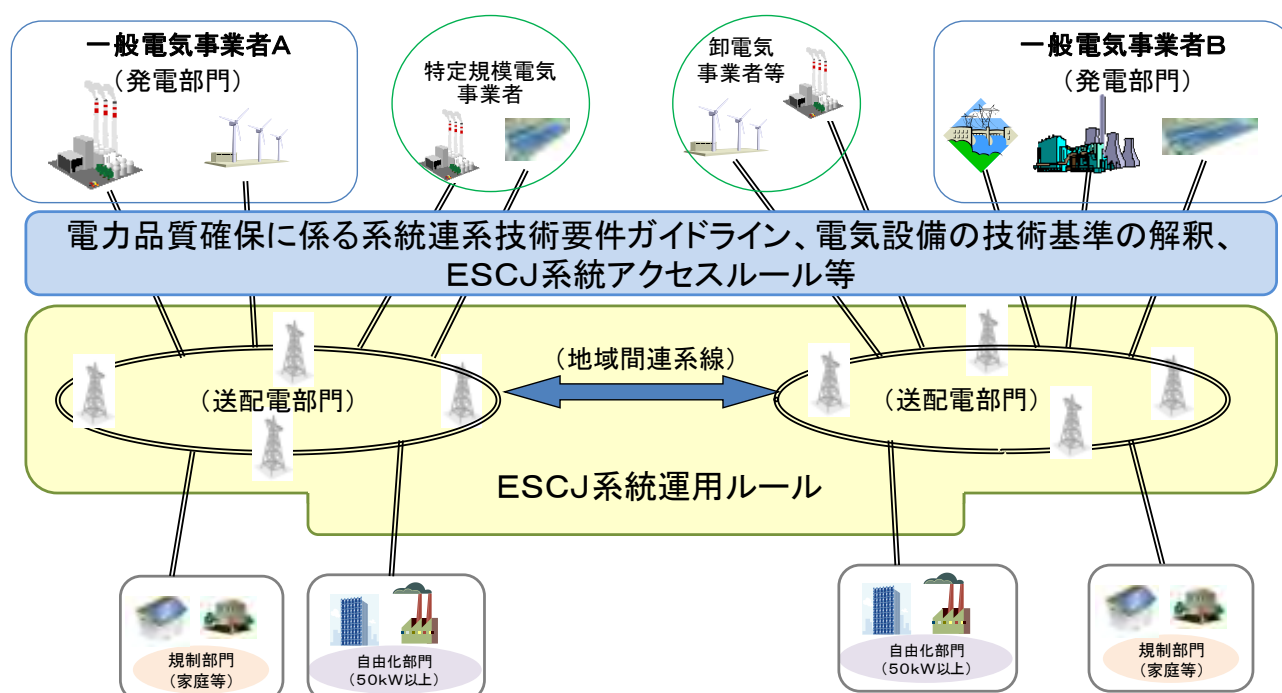
北欧4カ国が開設した国際卸電力市場（Nord Pool）では、風力発電の増加に伴い生じる系統運用上の問題の解決などを目的に、Nord Pool の電力取引において取引の底値のマイナスを許容する”Negative Price”を2009年11月より導入した。

従来の取引システムでは、電力の底値は「0」であったが、システムの改修によりマイナスの底値を適用可能とした。つまり、風力発電による電力供給量が需要量を上回った際に、Negative Price（マイナスの底値）を適用することにより、電力供給量に対して課金をするシステムとなっている。Negative Price の導入により、系統へ電力を供給することに伴い、支払いが発生することとなるため、出力抑制に対する一定のインセンティブになるものと考えられている。なお、Negative Price は法的な根拠はなく、Nord Pool における運用上の仕組みである。

2. 我が国における電力系統への連系に係る規定について

我が国における電力系統への連系に係る規定としては、電気事業法に加え、「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」や「電気設備の技術基準の解釈」や電力各社が定める「系統連系技術要件」等がある。また、系統利用の公平性・透明性を確保するために、電気事業法において、送配電等業務支援機関について規定されており、一般社団法人 電力系統利用協議会（以下、「ESCJ」という。）が指定されている。

ESCJでは、一般電気事業者、特定規模電気事業者（PPS）、卸電気事業者、自家発電設備設置者等、及び学識経験者（中立者）の公平な議決権の下に業務運営やルール¹⁶策定（ESCJルール）がされている。なお、ESCJルールでは、送配電設備の設備形成、系統アクセス、系統運用および情報公開について規定している。



（１）我が国の系統アクセスルール及び系統運用ルールについて

①系統アクセスルール

ESCJルールでは、系統アクセスルールとして、

- 1) 一般電気事業者の送配電部門において、公平性・透明性の観点から、託送供給に係わる申込窓口や接続検討から託送供給開始までの業務フローを定めて公表すること、
- 2) 接続検討の申込みを受けてから、検討終了次第速やかに、かつ、原則3ヶ月以内に接続検討結果を回答すること¹⁷、
- 3) 法令、電気の需給状況、流通設備の状況、その他やむを得ない場合以外には、系統連系の申込みを受け付けること、

¹⁶ ESCJルール：系統アクセスルール（申込窓口、検討に必要な情報、系統連系技術要件（発電機定数、電力品質対策、等）、設備分界・施工分界等）、系統運用ルール（系統運用（平常時運用、異常時運用）、作業停止の調整、給電指令、連系線等の利用ルール、混雑管理等）、その他、設備形成ルール、情報公表ルール、供給信頼度評価ルールを規定

¹⁷ 電力各社は、全ての電源を公平に（接続申込み順に）検討を行っている。

- 4) 接続の可否の回答を行う際は、技術的、経済的に合理的な説明を接続検討の申し込み者に行うこと、
- 5) 発電設備の系統連系技術要件の考え方、等を規定している。

②系統運用ルール

ESCJ ルールでは系統運用ルールとして、1) 平常時の運用、2) 軽負荷時等の運用、3) 異常時の運用の考え方等を規定している。一般電気事業者の送電部門は、電力の品質維持及び安定的に電力を需要家へ供給すること、並びに保安の確保を目的として、管内の系統接続者への発電機出力の増加・抑制、遮断等も含めた給電指令¹⁸を発令する。

1) 平常時の需給調整¹⁹の考え方

電力需要の動向にあわせて一般電気事業者が調達した火力や揚水等の発電機出力の増加や抑制・停止を行い、需給バランスを確保する。

2) 軽負荷時等²⁰の需給調整(出力抑制等の給電指令を行う順番)の考え方

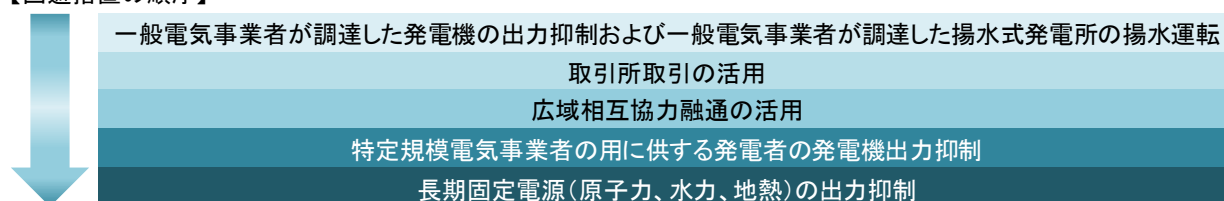
軽負荷時や豊水時においては、長期固定電源(原子力、水力(除く揚水式)、及び地熱)の発電出力抑制を回避することを目的として、必要な措置を行う「優先給電指令²¹」を電力会社が発令することができる。

その場合の順序は、以下のとおりである。

- ・一般電気事業者が調達した発電機の出力抑制および一般電気事業者が調達した揚水式発電所の揚水運転の調整を行い、
 - ・取引所取引²²や広域相互協力融通²³を活用し、
- それでも、系統混雑が解消されない場合に、
- ・特定規模電気事業者の用に供する発電者の発電機出力抑制を行う。

<参考: 軽負荷時等の需給調整(出力抑制等の給電指令を行う順番)の考え方>

【回避措置の順序】



3) 異常時の需給(周波数)調整(出力抑制等の給電指令を行う順番)の考え方

¹⁸ 給電指令には、発電機出力の増加・抑制、遮断に係る指令のほかに、電力設備の運転・操作、作業の中止等に係る指令も含まれる。

¹⁹ 計画段階及び当日運用において、時間的余裕がある場合

²⁰ GW や年末年始、夜間や休日等

²¹ ESCJ ルールにおける優先給電指令は、長期固定電源の出力抑制を回避するために行う特定規模電気事業の用に供する発電者の発電機出力抑制をいう。EU 再エネ指令に規定されている優先給電指令とは異なる。

²² 日本卸電力取引所(JEPX)を利用して電気の取引を行うこと

²³ 軽負荷時及び豊水時において、長期固定電源の発電抑制回避のため一般電気事業者間のやりとりにより受給する電力

異常時に需給調整を行う際、一般電気事業者の送電部門は、主に周波数調整力のある火力や揚水等を活用して周波数の調整に必要なあらゆる発電機に対して、出力の増加または抑制・停止を行う。なお、出力増加等の指令は、一般電気事業者が調達した発電機²⁴に対して優先して実施するが、それでも適正な周波数の維持が困難な状態が継続する場合等には、供給エリア内にある特定規模電気事業者等が調達した発電機に対して出力増加等の指令を行う。

（２）我が国の系統運用ルールの課題

（１）に概観したとおり、我が国の系統運用ルールは、ＥＵ再エネ指令における優先規定と比較をすると、再生可能エネルギーの優先的な規定は具体的に明文化されていない。しかし、軽負荷時等の需給調整においては、出力調整能力のある火力発電や揚水発電といった電源から順に出力抑制等を行う運用がされている。つまり、実態的には、風力発電等の再生可能エネルギー電源については、ＥＵ再エネ指令に規定されている優先給電的扱いがなされていると考えることもできる²⁵。

今後、再生可能エネルギーの導入拡大に向け、ＥＵ再エネ指令なども参考にしつつ、系統安定性や経済性に留意し、系統運用ルールのあり方について検討していくことが必要である。

また、ＥＵと同様に、我が国においても、再生可能エネルギーの大量導入に伴う出力抑制を講じる必要が生じることも考えられるが、その際、出力抑制の考え方や出力抑制に対するインセンティブ等、出力抑制への理解活動について、検討することが必要である²⁶。また、それらを担保する系統への連系ルール等の整備や機器の標準化等が必要である。

²⁴ 出力調整能力が高い発電機は火力発電機等であるため、結果として、出力調整の困難な電源（太陽光発電や風力発電等の再生可能エネルギー発電）は、最後に抑制、遮断等の指令を受けることとなる。

²⁵ ドイツでは、給電にあたり、従来は最後に連系された電源を機械的に抑制していたところ、優先給電規定により、①従来電源、②再生可能エネルギー電源、の順に抑制することとなっている。

²⁶ 欧州において、出力抑制に対する補償の考え方も国により異なる。また、系統全体の問題から出力抑制を行う場合には、系統利用者の責務として抑制に協力するものであるため、補償は実施されていない。

VI. 次世代送配電ネットワークの構築に向けた今後の課題

以上の検討を踏まえ、次世代送配電ネットワークの構築に向けた課題について、短期的課題（2020 年までの対応として検討が必要なもの）と中期的課題（2020 年代での確立を目指した対応として検討が必要なもの）に分けて整理した。併せて、我が国の系統安定化関連技術の強みを活かした海外展開についても検討が必要である。

1. 短期的課題（2020 年までの対応として検討が必要なもの）

2020 年までの対応としては、太陽光出力データ収集実証事業等の実証事業による知見を活用するとともに、太陽光発電の出力抑制・単独運転防止装置等の機能を備えた PCS の開発・導入や系統用蓄電池の技術開発等を着実にやっていくことが必要である。これらの対策については、次世代送配電ネットワークの構築に向けたロードマップに従って、着実に推進していくことが重要である。また、ロードマップに関しては、太陽光発電の導入状況や技術開発の進捗動向等を見極めつつ、適宜ローリングしていくことが必要である。

（1）太陽光発電の出力抑制の実施に向けて

①出力抑制機能付き PCS の開発

太陽光発電の出力抑制については、当面は太陽光発電の PCS へのカレンダー機能の具備が現実的であることから、カレンダー機能を具備した太陽光発電の PCS の開発を早期に行うことが必要である。ただし、太陽光発電設置者の出力抑制量を可能な限り減らすことが重要であるため、将来的には通信を活用した太陽光発電の出力抑制も可能な PCS の開発も行っていくことが必要である。

②太陽光発電の出力抑制の実施に向けた課題

太陽光発電の PCS へのカレンダー機能の具備に当たっては、出力抑制の開始時期に加え、出力抑制日の設定（例えば、特異日（GW・年末年始）や端境期の週末（土曜又は日曜））や出力抑制量（全量抑制、半量抑制、逆潮流抑制）等、出力抑制に対するインセンティブ等、太陽光発電設置者への理解活動について検討することが必要である。また、それらを担保する系統への連系ルール等の整備や機器の標準化等が必要である。

（2）再生可能エネルギーの導入拡大に向けた最適な系統運用ルール等の見直し

①太陽光発電等の PCS への機能追加

太陽光発電等の PCS への FRT 機能や新方式の単独運転防止機能¹が搭載された発電設備が確実に連系されるためには、厳格な機器の認証ルールの整備や電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドラインの改定等を早期に行うことが必要である。

¹ 従来型の単独運転防止機能では、電力系統に太陽光発電が大量に連系すると、検出装置が系統の単独運転状態を検出できない場合がある。

②系統運用ルールの見直し

再生可能エネルギーの導入拡大に向け、系統安定性等を確保しつつ、系統運用ルールのあり方についても検討していくことが必要である。なお、優先規定の検討に当たっては、電気事業目的以外の自家発電等の電源の取扱いについても留意が必要である。

(3) 系統用蓄電池等に係る技術開発のフォローアップ

系統用蓄電池に求められるスペック（揚水発電並みの設置コスト、大容量化、長寿命化等）の達成に向けた技術開発や蓄電池の制御・運用に係るシステムの開発のフォローアップを行うことが必要である。また、開発された蓄電池システムが余剰電力対策や周波数調整対策に活用可能か否かについての見極めが必要である。

(4) 系統事故時における安定運用策の検討

電力系統から制御・管理が困難な太陽光発電の導入拡大に伴い、停電等の系統事故時における復旧対応が現状以上に難しくなると予想される。また、太陽光発電の出力増大に伴って従来電源の運転台数が減少することで、電力系統の事故時の動的な特性が変化することや、大規模停電のリスクが高まることも考えられる。したがって、系統事故時における現象の解明と、同期安定性や周波数安定性等の影響評価を行うことが必要である。

(5) 実証事業の着実な実施とフォローアップ

再生可能エネルギーの導入拡大が欧米を中心に課題となっている中、太陽光発電出力データ収集実証事業、離島マイクログリッド実証事業、電力系統シミュレーター事業、次世代スマート送配電実証事業等の電力系統の安定化に係る実証事業、次世代エネルギー・社会システム実証事業²については、先進的な事業であることを踏まえ、スピード感をもって着実に取り組んでいくことが必要である。また、スマートメーター実証事業等についても着実に実施していくことが必要である。

これらの実証事業については、適切に事業の成果を公開し、広く関係者で共有する等、フォローアップを確実に行うとともに、電力系統の安定化対策につなげていくことが重要である。また、実証事業のフォローアップにおいては、供給安定性、経済性（費用対効果）及びCO₂削減効果についても検証を行い最適な系統安定化対策の検討や系統安定化技術の国際標準化の検討につなげていくことが必要である

（スマートグリッドに関する国際標準化の動向については、参考1を参照）。

² 「次世代エネルギー・社会システム実証事業」については、参考2参照のこと。

2. 中期的課題（2020年代での確立を目指した対応として検討が必要なもの）

2020年以降の対応として検討が必要な課題等としては、需要家機器の制御の扱いや更なる太陽光発電の導入に備えた系統安定化対策等が考えられる。太陽光発電の更なる導入に伴い、電力系統への影響（余剰電力や電圧上昇等）は更に厳しくなる見込みである。

（１）双方向通信の導入・確立に関する課題

電力系統側から太陽光発電や電気自動車の蓄電池等の需要家機器の制御等を行う場合には、電力供給を受ける当事者である需要家側の社会的受容性や費用対効果の分析が必要である。また、電力系統側から需要家機器の制御等を行う場合に必要となる電力用通信等について、既存インフラの活用も含めた通信インフラの整備の進め方や、情報セキュリティの確保、情報のやりとりに係るプロトコルの標準化等についても検討することが必要である。

（２）実証事業のフォローアップ等を踏まえた系統安定化対策の検討

①太陽光発電の出力把握・予測技術の開発等

太陽光出力データ収集実証事業等の成果や配電系統における潮流情報の活用等により、太陽光発電の出力把握・予測技術の開発等を行っていくことが必要である。

②系統用蓄電池の更なる効率化に向けた技術開発

系統用蓄電池については、引き続き、コストの低減や大容量化、長寿命化、充放電ロス率の低減、リサイクル方式の確立等を図っていくことが必要である。系統用蓄電池として、大容量化が図られている NaS 電池については、余剰電力対策が不要な時期における NaS 電池の保温電力量の低減等を図っていくことが必要である。

③蓄電池と火力・水力との協調制御技術の開発等

蓄電池と火力・水力との協調制御技術の開発等の進捗状況の確認を行うとともに、最新の技術動向を踏まえ、余剰電力対策や太陽光発電の出力変動に対応するための周波数調整対策の対応状況のフォローを行うことが必要である。

（３）需要家機器の制御等に係る技術開発や実証事業のフォローアップと系統安定化対策への検討

①需要創出・活用に向けた技術開発

ヒートポンプや電気自動車等の蓄エネルギー機器による電力需要の創出・活用に向けた技術開発をフォローするとともに、系統安定化対策として実効性のある仕組みを検討することが必要である。

②スマートメーターに係る実証事業のフォローアップ等

スマートメーター大規模導入実証事業の経過をフォローするとともに、社会的コストが最小となるような需給マネジメントの構築に資するため、系統安定化対策の観点からも、スマートメーターに必要な機能の標準化等について検討するとともに、費用

対効果等を十分考慮しつつ、導入拡大を目指すことが必要である。

③需要家側蓄電池に係る技術開発のフォローアップ等

需要家側蓄電池に係る技術開発をフォローするとともに、系統安定化対策への活用について検討することが必要である。

(参考 1)

スマートグリッドに関する国際標準化の動向について

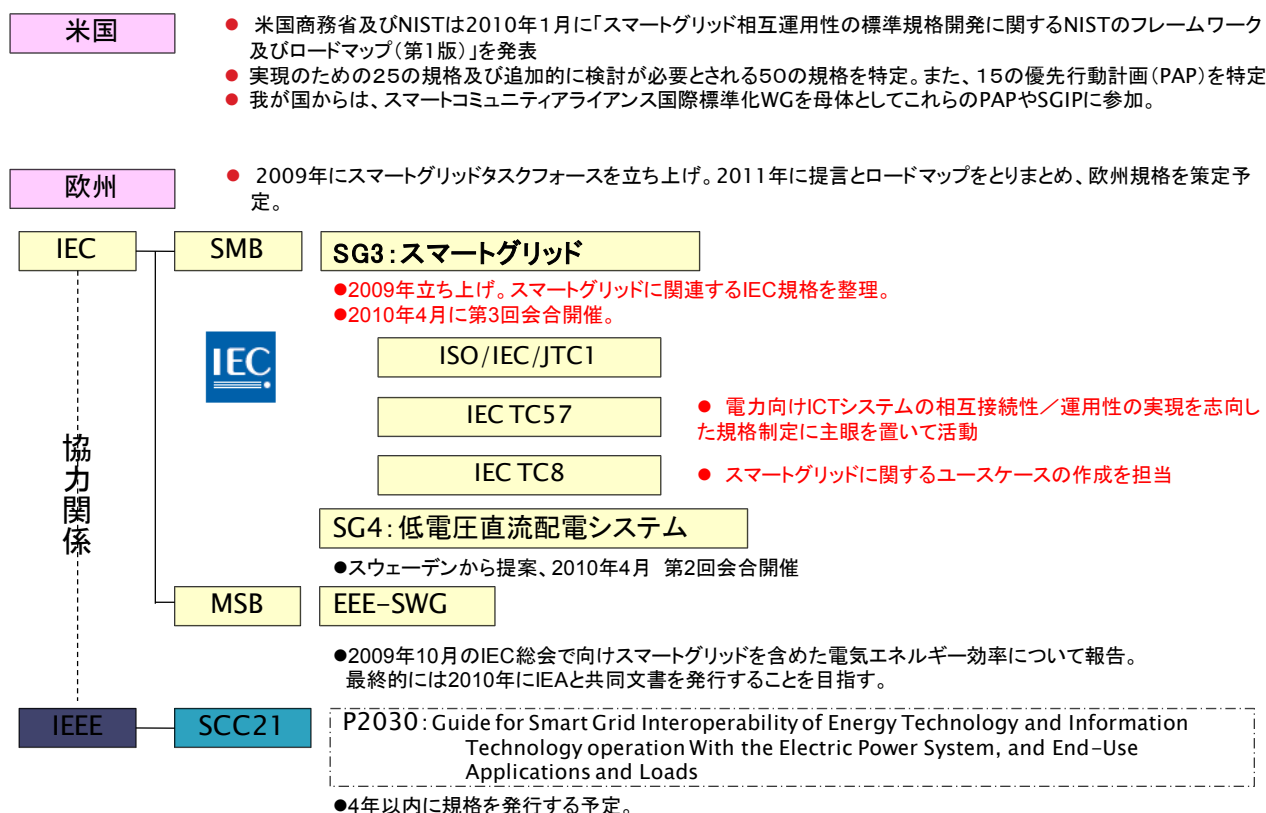
次世代送配電関連分野は、今後、欧米をはじめとするインフラ市場の拡大が見込まれ、大きなビジネスチャンスが期待される分野である。インフラ市場においては、複数のシステムが「つながる」ためのルール化、すなわち標準作りが重要である。標準化では、我が国産業界の強み・弱みを踏まえ、日本企業の優位性を確保しつつ海外市場に展開できるよう、主導的に取り組んでいくことが重要である。

欧米においては、我が国に先行して当該分野に関する標準化の議論が進展していることから、欧米や我が国におけるスマートグリッドの標準化に関する動向について紹介する。

(1) 欧米における次世代送配電技術に関する標準化の動向

欧米では、下図に示すように、①米国 NIST³ (国立技術標準研究所)、②IEC (国際電気標準会議)、③CEN (欧州標準化委員会)、CENELEC (欧州電気標準化委員会) 及び ETSI (欧州電気通信標準化機構)、④IEEE (米国電気電子学会) といった機関や団体が次世代送配電技術に関する標準化に積極的に関与している。

<各国の標準化への取組状況>



①米国の動き

米国における次世代送配電技術の導入の当初の目的は、老朽化した電力設備への対応、増大する電力需要へ対応するためのデマンドレスポンス等の AMI (高度メータイ

³ NIST: National Institute of Standards and Technology

ンフラストラクチャ)の普及に主眼があったが、その後、再生可能エネルギーの導入や高品質の電力供給に視点が拡大している。

米国連邦政府は NIST に対して、関係者⁴と協力して、スマートグリッド⁵に関するフレームワークの開発を進めることを求めている⁶。2009 年には、NIST は EPRI に対して支援を要請し、共同でスマートグリッドの標準化に向けた取組を開始し、3つのフェーズでスマートグリッドの標準化が検討されている。

<第1フェーズ：2009年4月～2009年9月>

- ・スマートグリッド標準のコンセンサスを形成するため、利害関係者が参加するワークショップを開催し、スマートグリッドの基本概念、Interoperability (相互運用性)とサイバーセキュリティの標準の優先順位及び標準化作業支援のための草案、残された標準の必要性を探る計画を策定した。
- ・ロードマップとはスマートグリッドに関連して必要となる標準のうち、何が現状で欠けているかを指摘するもの。こうしたワークショップ等での検討を踏まえ、Smart Grid Interoperability Standards Interim Roadmap と PAP (プライオリティ・アクション・プラン) が策定されている。

<第2フェーズ：2009年末まで>

- ・2009 年末から標準化に関するパネル (検討会) を設置して、フェーズ1で策定されたロードマップを進展させる段階である。

<第3フェーズ：2009年末まで計画策定、2010年から運用開始>

- ・スマートグリッドの装置及びシステムが Interoperability (相互運用性) 及び安全性に係る標準に則っているかを検証するための検査・認証のための計画を策定する予定である。

<米国における標準化の動向>



出典：経済産業省「次世代エネルギーシステムに係る国際標準化に向けて」

⁴ エネルギー省、NEMA (電気機器協会)、IEEE、GWAC (Grid Wise Architecture Council)

⁵ エネルギー省では、Modern Grid、電力研究所 (EPRI) では、IntelliGridと次世代送配電技術を呼んできたが、その後 Smart Grid という単語が一般的になり、2007 年の Energy Independence and Security Act (EISA) の法令にも記載されるようになった。

⁶ これは Energy Independence and Security Act (EISA) of 2007 の Title XIII, Section 1305. に記載されている。

②IEC の動き

IEC（国際電気標準会議）では、SMB⁷が2006年にスマートグリッドの検討を提言したのを契機として、戦略グループ（SG3）にてスマートグリッドに関する標準化の議論が行われている。

スマートグリッド関連の機器及びシステムの相互運用性を確保する為のフレームワークの開発のために、IEC内に戦略グループが2008年11月に設置されることが決定された。戦略グループ（SG3）⁸の役割は、以下のとおりである。

- ・ スマートグリッドに関し市場適合性の観点より規格化に必要な規格・技術を明確にすること。
- ・ 規格化の優先順位付けを作成すること。
- ・ 担当分野（スマートグリッド）における関連する複数のTC間に渡って規格が統一的且つ重複しない様にする。
- ・ 担当分野（スマートグリッド）における規格化のOne-Stop-Shopたること。
- ・ 既存の公開文書（PAS）、デファクト標準、規格化動向を明確化し、評価を行う。
- ・ 上記の観点より技術委員会（TC）に指針を与えること。

SG3では、スマートグリッド関係の標準化を推進するために必要な標準化項目の整理、IECの各TCの活動の調整等を含めた今後の展開について議論されている。

③CEN、CENELEC 及び ETSI

EUでは、2009年のEU指令（M/441）により、CEN（欧州標準化委員会）、CENELEC（欧州電気標準化委員会）及びETSI（欧州電気通信標準化機構）に、公益事業者のメーター（いわゆるスマートメーター）の双方向通信及び相互運用性を可能にする欧州規格の開発に関する権限を与えている。これらの標準化機関では、スマートメーターの通信や相互運用性、追加的機能の可能性に関する欧州規格の開発のほか、電気自動車の充電インフラに係る標準化などの活動が行われている。

④IEEE（米国電気電子学会）

電気・電子技術関係の学会であるIEEEは、NISTの標準化活動のサポートの他、関連する規格の策定を行っている。2009年3月にスマートグリッドの相互運用仕様を検討するワーキンググループ（P2030）を立ち上げ、2011年3月にIEEE全体での投票に付すことを目指して活動している。

（2）我が国における次世代送配電技術に関する標準化の動向

欧米における次世代送配電技術に関する急速な国際標準化に向けた動きを受け、経済産業省でも2009年8月に「次世代エネルギーシステムに係る国際標準化に関する研究会」が設置され、検討を開始した。

同研究会では、システムとして海外進出する際には、自らの「競争力の源泉」を確

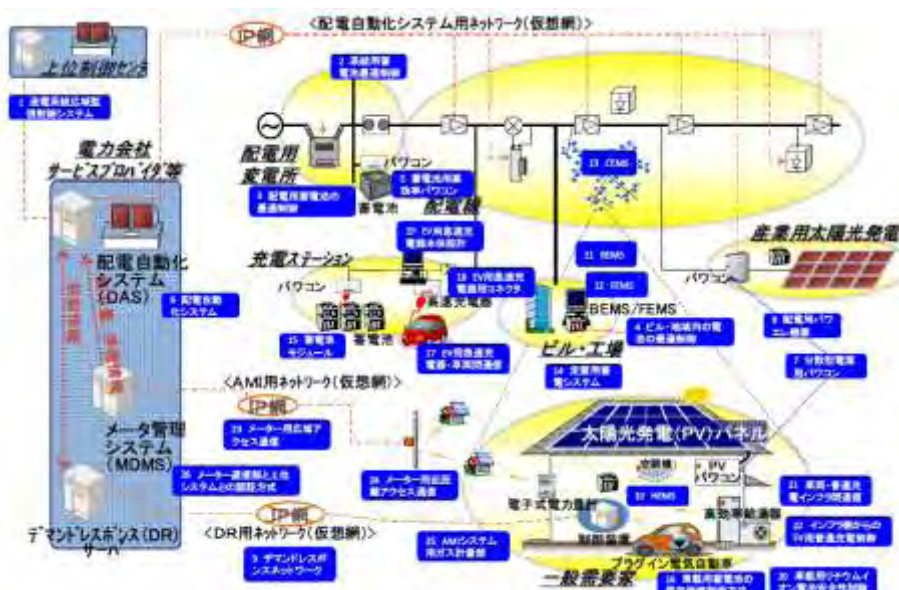
⁷ SMB：Standardization Management Board（標準管理評議会）

⁸ EDF International North America のSchomberg 議長の下、韓国、フランス、オランダ、中国、ドイツ、イタリア、英国、スウェーデン、米国、日本、スイスが参加。

保しつつ他業種とつながるために標準化というツールを活用することは極めて重要であるとの認識の下に検討を行った。具体的には、NIST のユースケースを参考にしつつ、スマートグリッドの全体像を作成し、全体像を構成する7つの事業分野⁹を特定し、事業分野を構成する重要システムと重要アイテムを特定した。これら重要アイテムの抽出にあたっては、競争優位性や市場の参入可能性の有無等を勘案し、重要アイテムごとに強み・弱みを分析し、標準化したい項目と、標準化すべきでない（競争領域に留めたい、標準化が困難等）項目が議論された。その結果、下記に示す 26 の重要アイテムについて着実な国際標準化を進めていくことが取りまとめられた。

26の標準化したい重要アイテム

1	送電系統広域監視制御システム
2	系統用蓄電池最適制御
3	配電用蓄電池の最適制御
4	ビル・地域内の電池の最適制御
5	蓄電池用高効率パワコン
6	配電自動化システム
7	分散型電源用パワコン
8	配電用パワエレ機器
9	デマンドレスポンスネットワーク
10	HEMS
11	BEMS
12	FEMS
13	CEMS
14	定置用蓄電システム
15	蓄電池モジュール
16	車載用蓄電池の残存価値評価方法
17	EV用急速充電器・車両間通信
18	EV用急速充電器用コネクタ
19	EV用急速充電器本体設計
20	車載用リチウムイオン電池安全性試験
21	車両・普通充電インフラ間通信
22	インフラ側からのEV用普通充電制御
23	メーター用広域アクセス通信
24	メーター用近距離アクセス通信
25	AMIシステム用ガス計量部
26	メーター通信部と上位システムとの認証方式



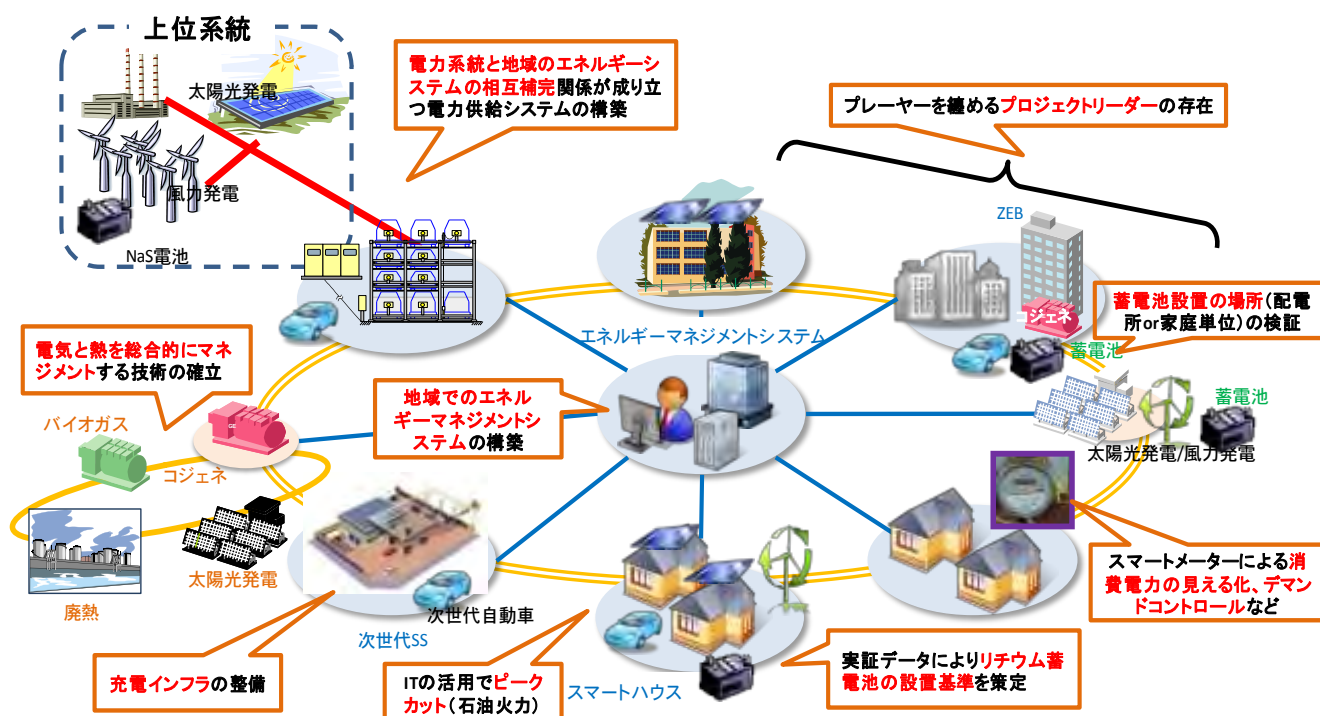
出典：経済産業省「スマートグリッドに関する国際標準化ロードマップについて」

⁹ 1) 送電系統広域監視制御システム (WASA)、2) 系統用蓄電池、3) 配電網の管理、4) デマンドレスポンス、5) 需要側蓄電池、6) 電気自動車、7) AMI システム

(参考2)

「次世代エネルギー・社会システム実証事業¹⁰」について

中長期的には、情報通信技術の発達や、蓄電機能を有する電気自動車の市場投入や家庭の電化が進展しつつある状況を踏まえれば、需要サイドにおける蓄電や、家電の制御、需要サイドでのエネルギーマネジメントシステムにより、従来のエネルギー供給者のみが担ってきた調整機能の一部をエネルギーの需要者が担い、地産地消モデルが併存、両立する可能性がある。電力ネットワークと地産地消を可能とする地域レベルでのエネルギーマネジメントシステムとが相互に補完しあい、両者がそれぞれに積極的に貢献する形で、全体として再生可能エネルギーの大量導入と電力の安定供給が両立するシステムが構築される可能性もある。こうしたエネルギーシステムの構築のために、2020年以降の太陽光発電の更なる導入拡大を想定しつつ、デマンドレスポンスを含めたエネルギーマネジメントシステム、地域レベルでのエネルギーマネジメントシステムと電力ネットワークの補完関係や、電気と熱の有効利用、交通システムを含めた実証事業を通じた技術の確立を目指す。国内では今年度より、全国4カ所（横浜市・豊田市・けいはんな学研都市（京都府）・北九州市）において、関係省庁とも連携しながら、施策を集中投入した実証事業を開始する予定。



出典：経済産業省「次世代エネルギー・社会システム実証地域」選定結果について」

¹⁰ 次世代エネルギー・社会システムの実証事業の関連予算

① 地域エネルギーマネジメントシステム開発事業（2010年度より実施 予算額11億円）

地域での最適なエネルギーマネジメントを行うためのシステムとして、地域全体・住宅やビル内・電気自動車の3つのエネルギーマネジメントシステムを基本要素として開発を行う事業。

② 蓄電複合システム化技術開発（2010年度より実施 予算額43.4億円）

太陽光発電等の分散電源が大量に導入される中、これらの新エネルギーを最大に有効活用するため、要となる蓄電池の開発に加え、蓄電池の制御・評価に係る技術の開発を行う事業。

Ⅶ. おわりに

本研究会では、2020 年に太陽光発電が現状の 20 倍程度（約 2,800 万 kW）導入されることを想定した次世代送配電ネットワークの構築に向け、系統安定化対策に係る技術的課題の整理、次世代送配電ネットワークの構築に向けた工程表（ロードマップ）の策定、系統安定化対策コストの試算等について、専門的、技術的見地から検討を行った。

系統安定化対策に係る技術的課題については、余剰電力の発生、周波数調整力の不足、配電系統における電圧上昇等について、その対策と技術的課題の整理を行うとともに、太陽光発電の大量導入を想定し、技術的に解決すべき課題を克服すべく、2020 年までに取り組むべき事項等についてロードマップとして整理した。

また、系統安定化対策シナリオとして、現時点で技術的に考えられるシナリオを複数整理し、それにかかるコスト試算を行った。その結果、各シナリオに応じて 2020 年までの総額で約 1.4～57.2 兆円（将来価値換算）のコストがかかり、最も経済的なシナリオは④（特異日＋端境期出力抑制）であった。その結果、太陽光発電の出力抑制は、系統安定化対策コストの削減と CO₂ 排出削減効果のバランスの観点から効果があることがわかり、太陽光発電の出力抑制は必要との意見が大勢を占めた。

なお、本報告書の系統安定化オプションの内容やコスト試算の結果等は、本報告書策定時の知見を結集したものであるが、一定の前提・仮定に基づくものであり、今後の技術開発の進展や各種実証事業の成果、エネルギーをめぐる環境変化や電力需給の状況、再生可能エネルギーの導入状況等を踏まえて、見直しを行っていくことが必要である。その際、エネルギーの安定供給、環境適合、経済性といった 3E の観点も十分に配慮することが重要である。

また、今後の検討課題として、短期的課題（2020 年までの対応として検討が必要なもの）と中期的課題（2020 年代での確立を目指したとして検討が必要なもの）に分け整理を行ったところであるが、これらの課題の解決に向けた具体的検討が、引き続き、行われる必要がある。



太陽光発電の導入量

1000万kW程度

1300万kW程度

2800万kW程度

再生可能エネルギー導入に伴う課題

電圧上昇

周波数変動

余剰電力

単独運転・不要解列

集中的にPVが連系される地域から徐々に顕在化し範囲拡大（バンク逆潮流対策はPV設置率約2割強より）

PV導入量が一定水準を超えてから変動が顕在化*1

系統安定化対策の実施内容（必要時期）

電圧上昇対策

周波数変動対策
余剰電力対策

単独運転・不要解列対策

柱上変圧器の増設

SVC/SVR設置

配電系統電圧制御の高度化

LFC容量の確保等（揚水の増設・可変速化、蓄電池の設置・制御）

特異日（GW・年末年始等）の出力抑制

系統側蓄電池設置による需給制御

軽負荷期の週末の出力抑制

需要による対応（需要創出）

新型PCS

技術開発
ロードマップ
（メカ、電力）

電圧上昇対策

SVC/SVRの改良

SVC/SVRの小型化・低コスト化

周波数変動対策・
余剰電力対策

特異日等におけるPV
出力抑制※2

方針決定

標準化

製品開発
生産体制確立

必要時期

PV導入量1000万kWと
なるタイミング

PV導入量1300万kW
となるタイミング

必要時期

系統側蓄電池による
需給制御※2

PV出力データの蓄積・分析（実証事業）

基礎検討

PV出力予測手法の開発

基礎検討

PV出力把握手法の開発

離島におけるマイクログリッド実証事業

電力系統シミュレータ整備事業

需給制御技術・潮流制御技術の開発
（基礎技術）

（全体統合）

蓄電池を含めた
システムの評価

実証システムの構築・試験評価

中給等システム設計

工事・
各種動作試験

運用開始

定置型蓄電池システムの開発
（大容量、経済性、安全性）

性能試験（充放電耐久性等）
製造仕様確定

生産体制確立

需要創出・活用

次世代スマートパワー実証事業

組合せ対応における具体的課題への対応

自律制御機器の開発

生産体制確立

単独運転・不要解列対策

新型PCSの開発

新型PCSの開発・標準化・生産体制確立

高度化（開発）

スマートメーター

スマートメーター大規模導入実証

実証事業の検証等を踏まえた対応

国の政策・制度

制度

系統連系ガイドライン等の改定
（FRT要件、単独運転防止）

安定化対策コスト負担スキーム

PV出力抑制の
方針決定

太陽光出力抑制の制度化

（注）

※1 対策が必要となる時期や規模は、PV出力データの蓄積・分析の結果等により前後する。今後の技術開発の進展や各種実証事業の成果、エネルギーをめぐる環境変化や電力需給の状況、再生可能エネルギーの導入状況等を踏まえて、見直しを行っていくことが必要である。

※2 需要家側設置の太陽光発電、蓄電池を系統側から直接制御することも想定されるが、現行の数百万倍規模の情報処理システムが必要となることと、セキュリティ対策が確保された通信回線を全需要家に敷設しなければならない、2020年までには実現は困難。

次世代送配電ネットワーク研究会 審議経過

第1回 平成21年8月27日

(議題)

- ・次世代送配電ネットワーク研究会について
- ・電力供給システムに関する現状と課題について
- ・次世代送配電ネットワークに関する現状と課題の整理

第2回 平成21年10月2日

(議題)

- ・次世代送配電ネットワークの構築に向けた技術課題について(1)

第3回 平成21年10月29日

(議題)

- ・次世代送配電ネットワークの構築に向けた技術課題について(2)

第4回 平成21年11月25日

(議題)

- ・次世代送配電ネットワークの構築に向けた技術課題について(3)
※蓄電池研究会との合同会合

第5回 平成21年12月24日

(議題)

- ・次世代送配電ネットワークの構築に向けた技術課題について(4)

第6回 平成22年1月28日

(議題)

- ・欧州における再生可能エネルギーの系統連系について
- ・2020年の系統安定化に関するコストについて(1)

第7回 平成22年2月25日

(議題)

- ・欧州における再生可能エネルギーの電力系統への連系に関する優先規定と我が国の状況について
- ・電力用通信の現状について
- ・2020年の系統安定化に関するコストについて(2)
- ・中間論点整理と今後の検討課題について

第8回 平成22年3月23日

(議題)

- ・スマートグリッドに関する国際標準化の動向について
- ・各種実証事業の進捗状況について
- ・来年度から予定している実証事業等について
- ・次世代送配電ネットワークの構築による経済波及効果等について
- ・次世代送配電ネットワーク研究会報告書の骨子(案)について

第9回 平成22年4月22日

(議題)

- ・報告書とりまとめについて

次世代送配電ネットワーク研究会委員名簿

座長	横山 明彦	東京大学大学院 新領域創成科学研究科 教授
委員	赤木 泰文	東京工業大学大学院理工学研究科 電気電子工学専攻 教授
	秋庭 悦子	内閣府原子力委員会 委員
	伊藤 敏憲	UBS証券会社 株式調査部 シニアアナリストマネージングディレクター
	大橋 弘	東京大学大学院経済学研究科 准教授
	栗原 郁夫	財団法人 電力中央研究所 システム技術研究所長
	合田 忠弘	九州大学大学院システム情報科学研究院 教授
	柵山 正樹	三菱電機(株) 専務執行役 経営企画室長
	竹中 章二	(株)東芝 電力流通・産業システム社 統括技師長
	辰巳 国昭	(独)産業技術総合研究所ユビキタスエネルギー研究部門蓄電デバイス研究グループ長
	土井 義宏	関西電力(株) 常務取締役 電力流通事業本部本部長代理
	中村 成人	(株)ユーラスエナジーホールディングス 常務取締役
	萩原 龍蔵	太陽光発電協会 出力抑制合同検討会 副委員長 (三洋電機株式会社 エナジーシステム開発部 ソーラーシステム技術課長)
	早坂 礼子	産業経済新聞社 編集局 編集委員
	松浦 昌則	中部電力(株) 執行役員 流通本部 系統運用部長
	八坂 保弘	(株)日立製作所 電力グループ 技師長
	山口 博	東京電力(株) 常務取締役 電力流通本部副本部長

(第4回次世代送配電ネットワーク研究会・第7回蓄電池システム産業戦略研究会合同会合 委員名簿)

○蓄電池システム戦略研究会委員名簿

座長	石谷 久	東京大学名誉教授
	石川 勝也	川崎重工業(株) 車両カンパニーギガセル電池センター 副センター長
	岡本 貫之	日本ガイシ(株) 電力事業本部長 取締役 専務執行役員
	橋本 秀美	(株)ジーエス・ユアサ パワーサプライ 新エネルギー本部 新エネルギー営業部長
	玄後 義	三菱重工業(株) リチウム電池事業化推進室
	児玉 皓雄	(株) 先進知財総合研究所 代表取締役会長
	辰巳 国昭	(独)産業技術総合研究所 ユビキタスエネルギー研究部門蓄電デバイス研究グループ長
	佐藤 信利	(株)明電舎 社会システム事業部 支配人
	野村 宏	東京電力(株) 執行役員 販売営業本部 副本部長
	長谷川泰二	(株)日立製作所 電池事業統轄推進本部 執行役専務 本部長

※系統用蓄電池に関連する出席委員のみ

(第6回オブザーバー)

伊勢 公人 海外電力調査会 調査部 副主席研究員

(第8回オブザーバー)

北内 義弘 電力中央研究所 上席研究員
高見 佳宏 電気事業連合会 技術開発部長
玉城 正裕 沖縄電力(株) 研究開発部長

五十音順、敬称略

用語集

- AMI (Advanced Metering Infrastructure) : 高度計量インフラストラクチャ。情報通信を利用することで、需要家と電力会社の双方向通信を可能とするインフラ。単なる電力量計の電子化や機能の高度化ではなく、需要家側でのデマンドコントロールを始め多様なサービスの提供を可能とするインフラを含めて意味している場合が多い。
- CEN (Comité Européen de Normalisation) : 欧州標準化委員会。欧州連合 (EU) の基礎条約の一つであるローマ条約に従って 1961 年に設立され、現在、欧州 27 ヶ国、EFTA 3 ヶ国、クロアチアの 31 ヶ国。電気分野以外の EN 規格作成等標準化を担当。
- CENELEC (Comité Européen de Normalisation Electrotechnique) : 欧州電気標準化委員会。1973 年に設立され、ヨーロッパにおける電気・電子技術分野の EN 規格作成等の標準化を担当。
- DSO (Distribution System Operator) : 配電システムの系統運用責任者
- ETSI (European Telecommunications Standards Institute) : 欧州電気通信標準化機構。1988 年に設立され、ヨーロッパ圏の電気通信における標準仕様を策定するための標準化団体。
- EWIS (European Wind Integration Study) : 欧州風力発電連系研究
- FIP (Feed-in-Premium) : 市場価格の電力料金に固定プレミアム（ボーナス）を上乗せした価格で買取する制度
- FIT (Feed-in Tariff) : 固定価格買取制度。再生可能エネルギーの普及と技術開発を促進するために、買取価格（タリフ）を法律で定める制度。
- FRT (Fault Ride Through) 機能 : 瞬間的な電圧低下や周波数変動等のじょう乱に対して、系統から解列せずに運転を継続し、系統の安定性を確保する機能。
- IEA (International Energy Agency) : 国際エネルギー機関。OECD の枠内における機関として 1974 年に設立され、加盟国において石油を中心としたエネルギーの安全保障を確立するとともに、中長期的に安定的で持続可能なエネルギー需給構造を確立することを目的とする。
- IEC (International Electrotechnical Commission) : 国際電気標準会議。各国の代表的標準化機関から成る国際標準化機関であり、1906 年に設立され、1976 年以降は ISO と協定を結び、電気・電子分野の国際標準化を担当。
- IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineers) : 米国電気電子学会。1963 年に設立された電気、電子技術の学会であり、電子部品や通信方式などの標準化も担当。

LFC (Load Frequency Control) : 負荷周波数制御。電力系統の周波数を規定値 (50Hz 又は 60Hz) に維持するため、需要変動等に応じて発電機の出力を制御すること。

LFC 容量 : LFC (負荷周波数制御) を行うことのできる火力発電等で調整可能な出力の量。

LPC (Loop Power flow Controller) : 電力融通装置。現状で放射状構成をとる配電系統において、隣接する配電線の連系箇所に本装置を接続し、2 配電線間の電力を相互融通することで分散型電源の連系時の系統電圧制御やネットワーク潮流の均等化の実現が可能。

Negative Price : 電力取引において底値のマイナス (発電事業者側がお金を支払って電気を引き取ってもらうこと) を許容する仕組みで、Nord Pool において 2009 年 11 月より導入されている。

NIST (National Institute of Standards and Technology) : 米国国立技術標準研究所。1988 年に NBS (National Bureau of Standards) が改組して設立され、米国連邦政府の機関でとして工業技術の標準化を担当。

Nord Pool : 1993 年にノルウェー送電会社の取引所として設立したが、1996 年スウェーデンの電力自由化に伴い共通市場として改編。その後、フィンランド (1998 年)、デンマーク西部 (1999 年)、デンマーク東部 (2000 年) が加入し、北欧の電力取引の共通市場となった。

PAP (Priority Action Plan) : 米国の NIST がスマートグリッドの標準化を今後進める際に、何をどのような優先順位で実施するかを定めた計画。

PCS (Power Conditioning System) : 太陽電池等からの直流電力を交流電力に変換する機器。

PLC (Power Line Communication) : 電力線を通信回線とする通信手法。我が国では、無線通信を妨害するおそれがあることから、屋外においては 100kHz~450kHz の高周波信号を重畳する伝送速度が低い PLC (低速 PLC) のみが利用されてきた。また、2006 年に規制緩和により屋内に限り 2 MHz~30MHz の周波数の使用が許可され屋内の電力線を利用した伝送速度が高い PLC (高速 PLC) がホームネットワーク構築の要素技術の一つとなっている。

RPS (Renewable Portfolio Standards) : 電気事業者に割り当てられる再生可能エネルギーの利用割合の基準

Smart Grid Interoperability Standards Interim Roadmap : 2009 年 3~9 月にかけて NIST が策定したスマートグリッドの基本概念。Interoperability (相互運用性) とサイバーセキュリティの標準の優先順位及び標準化作業に関わるロードマップ。

SVC (Static Var Compensator) : 静止形無効電力補償装置。電力系統の電力品質を適正に維持するために、電力系統の電圧・無効電力を連続的・高速に制御することで電圧や安定度等を維持する装置。

SVR (Step Voltage Regulator) : 配電線用の自動電圧調整器。配電系統の電圧を適正に維持するために、変圧比を自動的に制御することにより配電系統の電圧を段階的に制御する装置。

TC (Technical Committee) : IEC 内の規格策定に関わる技術委員会

TSO (Transmission System Operator) : 送電系統の系統運用責任者

UCTE (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity) : 欧州送電協調連盟。1951 年に設立された UCPTC (Union for the Co-ordination of Production and Transmission of Electricity) をその前身とし、1999 年に UCTE に改称。

アモルファス合金：結晶構造を持たない非晶質合金。柱上変圧器に用いることにより、電力の損失低減を図ることが可能となる。

位相調整器（Phase Shifter）：位相とは、電圧又は電流の波の位置を表わす言葉で、位相差とは二つの波のズレをいう。位相調整器は装置内に電圧位相差を作り出すことで、電力系統の潮流を制御する装置。

イタリア全土停電：2003 年 9 月、地域バランスとしての電源不足に加え、嵐の影響で、電力を輸入しているスイスとの連系線が使用不能になり、イタリア全土が停電。

インターフェース：二つのものの間に立って、情報のやり取りを仲介するもの。また、その規格。

エネルギー効率：投入したエネルギーに対する利用可能なエネルギーの比。

エネルギー密度：質量あたりに蓄えられるエネルギー。

遠隔検針：通信媒体の活用により、遠隔操作で計量器の計量データの収集を行うこと。
AMR:Automated Meter Reading と呼ばれる。

欧州広域停電：2006 年 11 月、ドイツ北西部で発生した送電系統の過負荷が原因となり、欧州大陸で同じ周波数で連系して運用されている電力系統が3つに分断された。その結果、供給力不足となった欧州大陸西部では、各国で負荷遮断が行われ、広域停電が発生。

カウンタートレード：電力取引の仕組みを用いて、連系線で接続された二つの系統間で元の潮流と反対方向に潮流を流し、相殺すること。混雑（送電線の運用容量を潮流が超えること）を解消する目的等に用いられる。

カレンダー機能：決められた日時に制御が行えるようにあらかじめ機器に組み込まれたもので、機器は自身の持つカレンダー機能に従って制御する。

逆潮流（逆潮）：通常、配電系統では、有効電力が電力系統側から需要家側へ向かって流れるが、住宅用太陽光発電等の分散型発電設備の設置者である需要家側から電力系統側へ逆方向に有効電力が流れること。

供給信頼度：発電から送配電、需要家を含めた系統システム全体の頑健性を指し、一般には「停電の少なさ」が目安となる。

系統運用ルール：電力系統を運用するためのルールで、我が国では一般社団法人 電力系統利用協議会が定めた「電力系統利用協議会ルール」等がある。

系統連系技術要件ガイドライン：発電設備設置者と電気事業者との間で、系統連系の条件について、個別に協議を行うために必要となる技術要件を定めるために制定されたもの。「系統連系技術要件ガイドライン」は平成 16 年 10 月に廃止され、「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」が制定されている。

公衆感電：伐倒木等により切れて垂れ下がった電線に人が接触、クレーン操作中に、ブームやワイヤー等が電線に接近・接触、建設作業中に身体・鉄筋・パイプ等が電線に接触等することにより、一般公衆が感電する事故。

高調波：交流電源の基本波（一般的には商用周波数の 50Hz 又は 60Hz）の整数倍の周波数を持つもの。高調波を含まない基本波のみの波形はきれいな正弦波であるのに対し、高調波を含んだ波形は歪んだものとなる。この高調波成分を含んだ電圧波形が電力系統側に流れ込むことにより、他の電気機器に対し誤動作・異常振動・異常加熱・焼損等を引き起こす場合がある。

再生可能エネルギー：自然現象から取り出すことができ、何度利用しても再生可能な枯渇しないエネルギー資源。具体的には、太陽光、風力、バイオマス、地熱、水力、空気熱等。

産業連関表：産業連関表は、国内経済において一定期間（通常 1 年間）に行われた財・サービスの産業間取引を一つの行列（マトリックス）に示した統計表。

瞬時電圧低下：電力系統を構成する設備に、落雷等により事故が発生した場合、事故を保護リレーが検出し、遮断器を開放することにより事故設備を切り離すが、それまでの極めて短時間（0.1 秒～2 秒程度）、事故点を中心に、電圧が低下する現象。

スマートグリッド：定義は明確ではないが、一般的には、一層の供給信頼度、効率性を確保するために、IT 技術を活用し、更には太陽光等の分散型電源を安定的に受け入れることを可能とする先進的送配電ネットワークを指す。

セキュリティホール：セキュリティホールとは、ソフトウェアの設計ミスなどによって生じた、ハードウェアやネットワーク等も含んだシステム全体としてのセキュリティ上の弱点。

ゼロ・エミッション電源：発電時に化石燃料の燃焼を伴わず CO₂ を排出しない電源。具体的には、再生可能エネルギー（太陽光、風力等）や原子力。

単独運転：電力系統の一部が事故等により系統電源と切り離された際に、その分離された系統内に連系している発電設備等が発電を継続し、需要（負荷）に対して電力を供給している状態のこと。

地域間連系線：系統運用者（電力会社）のエリア間を連系している送電線。

蓄電池：エネルギー貯蔵技術の一種で、現在実用化しているものとしては、鉛、ニッケル水素、リチウムイオン、ナトリウム硫黄等の方式がある。

通信インフラ：情報通信に関わる社会基盤（通信網）

デファクト標準：国際機関や標準化団体による公的な標準ではなく、市場の実勢や学問上の評価などによって事実上の標準とみなされるようになった「業界標準」の規格・製

品。

デマンド・サイド・マネジメント（DSM）：電力系統からの情報等に基づき、需要家サイドの機器制御や需要家自らの主体的な行動の変化を促すことにより、需要側のエネルギーを管理すること。

デマンドレスポンス：電力需要の価格弾力性等を活用することで、需要家に対して省エネや負荷移行などの行動変化を促す仕組み。電力需要を抑制する取組で、2000 年以降、アメリカの一部地域で導入され始めている。

電圧調整装置：適正な供給電圧に調整するために、無効電力や電圧等の調整を行う装置の総称。SVC や SVR 等がある。

電力系統：電力の発生から消費に至るまでの発電所、送電線、変電所、開閉器、配電線、需要家等の一連の設備が一体的に結合されたシステム。送電系統（発電所から配電用変電所まで）と配電系統（配電用変電所から需要家まで）により構成される。

同期化力：発電機（同期機）が電力系統に連系している状態で、その同期状態を乱すような系統事象（発電機故障や送電線故障等）があった場合等にも、引き続き同期を維持するように発電機それぞれに働く復元力。電力系統の安定性維持に重要な性質。

特異日：電力需要が年間のうち著しく低くなる日（GW・年末年始）。

配電用開閉器：配電系統に設置される平常時の負荷電流を開閉する装置。

端境期：電力需要が年間のうち比較的低くなる春季・秋季。

パワーエレクトロニクス・パワーエレクトロニクス機器：電力用半導体デバイスを用いて電力の変換、制御、開閉を行う技術・機器

バンク逆潮流：配電線に系統連系している発電機の発電電力の合計が、配電用変電所の変圧器（バンク）から供給している需要の合計を超えて、配電用変電所の変圧器単位で逆潮流すること。電圧管理や保護協調面で問題が生じるおそれがあり、現状、電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドラインではバンク逆潮流を発生させないこととなっている。

ヒートポンプ：大気や地中からの熱を圧縮機と膨張弁等を使い、熱を効率よく移動させることによって、冷暖房・給湯を行なう装置。従来の燃焼式機器と比べ、エネルギー利用効率が非常に高い。

不要解列：落雷等に伴う系統事故による瞬間的な電圧低下等、本来解列されてはならない状態の時に系統から解列すること。

プロトコル（通信プロトコル）：機器同士が通信を行なう上で、決められた約束事の集合。

ベース供給力：電力需要のベース部分に対する供給を担い、電力需要の変化に応じた発電

出力の調整を行わず出力一定で運転する電源。

ホーム・エネルギー・マネジメント・システム(HEMS)：家電機器や給湯機器等の住宅内のエネルギー消費機器をネットワーク化し、省エネ等になるように制御するシステム。

マイクログリッド：一定地域内において、複数の分散型電源、電力貯蔵設備および制御装置等を組み合わせて制御・運用し、需給バランスを図るシステム。

無効電力：電気エネルギーとして消費することはできないが、電圧の維持など電力（有効電力）を送電するために必要なもの。

ユースケース：システム開発などにおいて、システムが外部に提供する機能のこと。利用者や外部の別のシステム等がそのシステムを使ってできることを意味する。

優先アクセス (Priority Access)：EU再エネ指令において、再生可能エネルギーによる発電電力の買取時に、加盟各国は、再生可能エネルギーによる電気に対して、系統への優先的アクセス（市場へのアクセス）又はアクセス保証を提供しなければならないとする規定。

優先給電 (Priority Dispatching)：EU再エネ指令において、需給バランス調整時に、電力系統の安定的な運転が可能なことを前提に、給電の際、各国電力系統の安定的な運転が可能、かつ、透明性と非差別的な基準に基づく限りにおいて、系統運用者は再生可能エネルギー発電設備に対して優先性を付与する、あるいは再生可能エネルギー発電電力の削減を最小化するために適切な系統措置及び市場に基づく運用措置が講じられること保証する規定。

優先接続 (Priority Connection)：EU再エネ指令において、発電事業者が、系統運用者との連系協議時に、再生可能エネルギーの系統への接続手続きを迅速にするために、優先接続又は予備的な接続容量を新設の再生可能エネルギー発電設備に与えることができる規定。

余剰電力：発電電力が需要電力を上回り、余剰となった電力。

流通設備：送電、変電及び配電設備

ループフロー：複数のルートで結ばれている送電網に流れる電力潮流のこと。発電機の運転状態や電力需要の状況が変わることにより潮流が変化するため、把握することが難しい。

本用語集は、報告書の理解を深めることを目的にまとめたものであり、専門用語の定義と異なる場合があることに留意が必要である。