

1.4 系統運用に係る検討

1.4.1 各島の電力系統の状況

口之島，中之島，竹島は島内に内燃力発電を有する独立系統型であり，請島のみ奄美大島の系統に接続する上位系統接続型の島である。

調査対象離島4島のエネルギー供給設備の概要を表1.4-1に示す。

表 1.4-1 対象4島のエネルギー供給設備の概要

項目		口之島	中之島	竹島	請島
電力系統の種類		独立系統型	独立系統型	独立系統型	上位系統接続型
島内内燃力発電設備	ユニット数	3	2	4	なし
	出力 (kW)	220kW	353kW	190kW	—
島内再エネ発電設備	種類	なし	水力発電	なし	なし
	出力 (kW)	—	53kW	—	—

出典：九州電力送配電(株)Webサイト「内燃力発電所概要」（2022年3月31日現在）及び「水力発電所の概要」（2020年4月現在）に基づき作成

1.4.2 離島における系統運用の課題

(1) 再エネの大量連系に伴う問題点

系統を流れる電力に占める変動性再エネ（太陽光・風力など）の比率が大きくなるにつれて、下記のとおり長周期・短周期の変動対策や慣性力・同期化力の確保などの問題が生じ、特に電力需要規模の小さい小規模離島においては、その影響が顕著に現れる。

これらの問題に対する対応策については、出力抑制等の一時的な回避策を除き、研究開発や技術実証が行われているものが中心である。

表 1.4-2 再エネの系統接続に係る主な問題点

問題点	具体的内容	解決に資する対策の例
長周期変動	<ul style="list-style-type: none"> 再エネの導入が進んだ場合、内燃力発電機の出力を抑制しても、再エネを含む電気の供給量が需要を上回り、余剰電力が発生する。これにより、周波数が上昇し続け、全島停電が生じる恐れがある。 	<ul style="list-style-type: none"> 再エネの出力抑制 需要家側での調整：上げDR（HP給湯機・EV・蓄電池の群制御等） 蓄電池（大容量）による変動吸収
短周期変動	<ul style="list-style-type: none"> 太陽光や風力は日射や風況の変化によって、数分から数十分間隔での急峻な出力変動（短周期変動）が発生し、周波数変動の要因となる。通常九州電力送配電の離島では電力の品質を保つため $60 \pm 0.3\text{Hz}$ を逸脱しないように、内燃力発電機の出力を調整することで対応している⁵。 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電によるバックアップ 蓄電池（高出力）による変動吸収 スマートインバータによる周波数等安定化 MGセットによる短周期変動の吸収
同期電源の減少	<ul style="list-style-type: none"> 再エネの導入が進むと電力系統内におけるインバータ電源（交流系統電圧波形を監視して系統に追従するように電圧波形制御し、同期化力を有さない）の比率が増加する。 送電線の故障時に、同期発電機の大規模な脱落が発生するとともに、系統の周波数低下をインバータ電源が追従することで連鎖的な電源脱落の恐れがある⁶。 	<ul style="list-style-type: none"> 再エネの出力抑制 MGセットによる慣性力・同期火力確保 グリッドフォーミング（デジタルグリッドの構築） 同期調相機による慣性力・同期火力確保
空き容量の不足	<ul style="list-style-type: none"> 送電線や変電設備の容量には限度があり、限度を超えた再エネ設備は接続できない。 	<ul style="list-style-type: none"> 再エネ出力抑制 自家消費の推進 グリッドフォーミング（デジタルグリッドの構築） 系統増強

⁵ 九州電力(株) 「離島の再生可能エネルギー発電設備に対する接続可能量の確定と接続申込みの回答再開について」(2015年9月7日)

⁶ 送配電網協議会 「同期電源の減少に起因する技術的課題」(2021年6月16日)

(2) 内燃力発電の下げ代に伴う問題点

小規模離島の基幹電源である内燃力発電には、安定して運転を行うための最低出力があり、最低出力以下で運転を続けると、以下のような問題が生じ得るとされている⁷。

- シリンダー内温度の低下，シリンダー内掃気効果の低下，燃料噴霧の悪化による燃焼状態の悪化
- 不完全燃焼による未燃カーボンが燃焼系に付着堆積し，給気・排気弁や燃料弁，ピストンなどの損傷事故に進展するなどの設備ダメージの発生
- 圧力が逆転する（排気圧力が給気圧力を上回る）ことによる運転停止（一般的に定格出力の30～50%で発生）
- 出力50%を下回ると，排気に未燃燃料が混合されて白煙となり，景観や臭気の問題から地域住民の苦情につながる可能性がある

このような背景から，九州電力送配電においては，島内の内燃力発電が安定して運転できる最低出力を定格出力の50%と定めて運用している。太陽光発電・風力発電等の変動性再エネは，短時間に出力が上下するため，出力の変動に対応して火力電源の出力調整を行うことが必要となる。このような調整のうち，電源の出力を下げる調整を行うことのできる範囲を一般的に「下げ代」といい，離島においては内燃力発電の最低出力に依存するが，電力需要に対する変動性再エネの発電量が大きくなり，下げ代の範囲を超える場合には，再エネの出力抑制が必要となる。

本土においては，電力系統の規模が大きいことから，現状は自家消費型の再エネであれば基本的には出力抑制の対象となることはないが，離島においては電力系統の規模が小さいことから，再エネを自家消費することで島全体の需要の減少に大きく影響し，需要の減少量が内燃力発電の下げ代の範囲を超える可能性がある。したがって，再エネの導入においては，系統への供給量・逆潮流量だけでなく，自家消費向けの再エネ発電抑制の必要が生じ得ることに留意が必要である。

小規模独立系統の離島において再エネ（太陽光発電）の導入が進んだ場合の電力需給バランスのイメージを図1.4-1に示す。離島の電力系統では，島内の電力需要の変動に対し，内燃力発電の出力が追従することで需給バランスを調整しており，基本的には需要の変動が内燃力発電の最大出力・最低出力の範囲内に収まるように運用される。島内で再エネの自家消費の拡大が進んだ場合，中間期は需要が少ないことから，下げ代による制約が発生しやすい。また，夏期や冬期についても，安定供給を行うために急な気象条件の変動に伴う太陽光の出力の急峻な減少に対する調整力を内燃力発電により確保する観点から，出力抑制が必要となる時間が発生し得る。下げ代の制約に対応するよう，系統への再エネの逆潮流量の抑制を行うだけでなく，自家消費量の抑制が求められ，これらを需要家側で自発的に出力制御する仕組みが必要となる。

⁷ 電力広域的運営推進機関「再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の検証結果～平成28年2月21日種子島（九州電力）～」(平成28年3月24日)

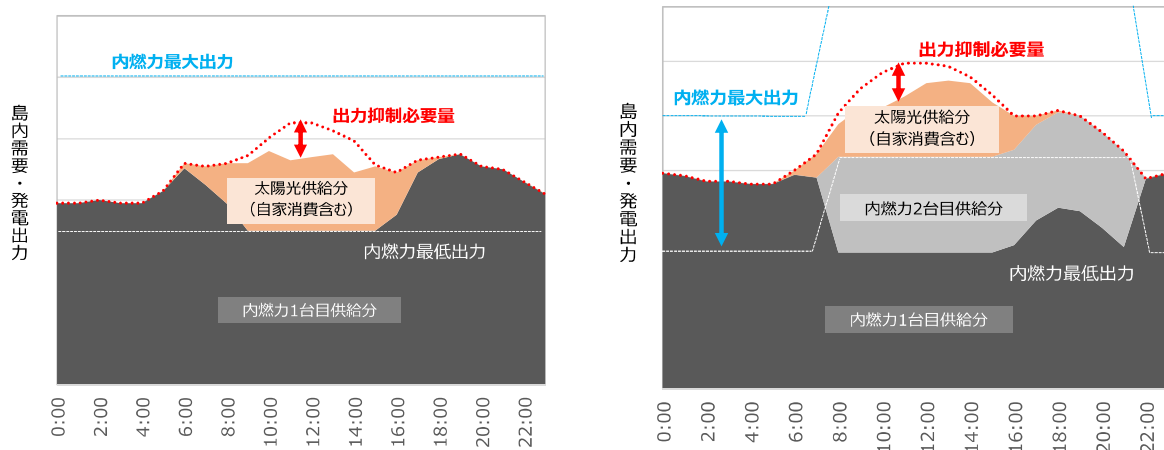


図 1.4-1 小規模独立系統の離島における太陽光発電導入時の需給バランスのイメージ図
(左：中間期，右：夏期)

(3) 類型別の課題整理

上述の問題の現れ方は，再エネ導入を行う小規模離島の電力系統の特徴によっても異なる。離島の類型別に系統運用の課題を表 1.4-3 に示すとおり整理した。

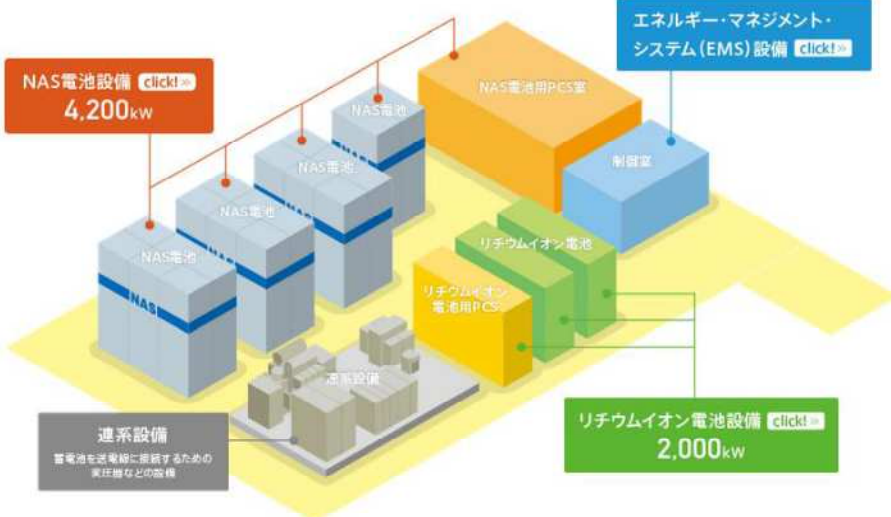
表 1.4-3 小規模離島での再エネ導入時の系統運用に係る課題

区分	出力抑制発生状況	調査対象離島との対応	再エネ導入時の系統運用に係る課題
独立系系統型	—	口之島 中之島 竹島	<ul style="list-style-type: none"> 内燃力発電の出力調整機能により需要に合わせた需給調整を行っているが，出力変動が大きい再エネ電源が多く導入された場合，既存の内燃力発電の出力調整機能では需給調整ができなくなる可能性が高い 本土や中・大規模な離島と同様の出力抑制指令が実施可能なシステムや体制が無く，出力抑制を行うためには，新たなシステム・体制構築が必要
上位系統接続型	あり	該当なし	<ul style="list-style-type: none"> 新規再エネの導入にあたっては，系統への再エネ逆潮流量及び自家消費量の抑制が必要 出力抑制の実施は，対象となる再エネ電源に対して一括で指示が行われるが，系統接続においては先着優先ルールが執られていることから，既存の再エネ発電事業者への配慮のため，出力抑制は極力回避することが求められる
	なし	請島	<ul style="list-style-type: none"> 新規再エネの導入にあたり，自家消費量の抑制は必要なく，系統への逆潮流についても，系統の空き容量に応じて実施可能 将来的に上位系統の再エネ導入量が増加する場合は，上位系統の状況に応じた出力抑制等の対応が必要

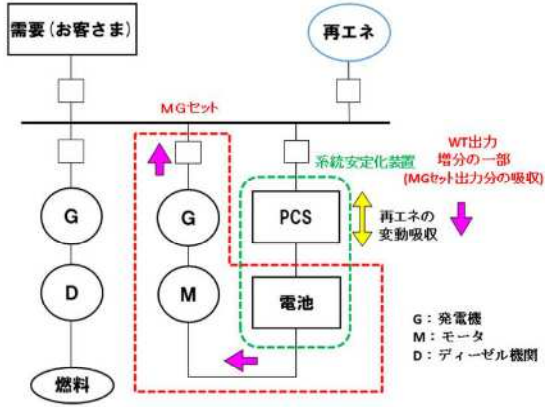
1.4.3 離島の系統安定化に資する技術・対策事例

系統運用の課題を踏まえ、離島での再エネ導入拡大に資する技術・対策事例について調査した。

【ハイブリッド蓄電システム】

技術・対策名称	ハイブリッド蓄電システム									
導入離島	隠岐諸島西ノ島（島根県隠岐郡西ノ島町）									
概要	<ul style="list-style-type: none"> 再エネの早く小さな変動（短周期変動）と遅く大きな変動（長周期変動，余剰電力）の両方に対応すべく，高出力のリチウムイオン電池で短周期変動を吸収するとともに，大容量のNAS電池で長周期変動を吸収するハイブリッドの蓄電池システムである。 隠岐諸島の西ノ島変電所に導入されており，EMSを用いて隠岐諸島内の電気の使用量と再エネの発電量を予測し，蓄電池による充電・放電とディーゼル発電機の発電量を制御することで，電力系統全体の再エネ導入を拡大（約3,000kW→約11,000kW）することに貢献している。 <p style="text-align: center;">表 西ノ島変電所におけるハイブリッド蓄電システムの仕様</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th>蓄電池</th> <th>出力</th> <th>容量</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NAS電池</td> <td>4,200kW</td> <td>25,200kWh</td> </tr> <tr> <td>リチウムイオン電池</td> <td>2,000kW</td> <td>700kWh</td> </tr> </tbody> </table>  <p style="text-align: center;">図 西ノ島変電所におけるハイブリッド蓄電システムの構成</p>	蓄電池	出力	容量	NAS電池	4,200kW	25,200kWh	リチウムイオン電池	2,000kW	700kWh
蓄電池	出力	容量								
NAS電池	4,200kW	25,200kWh								
リチウムイオン電池	2,000kW	700kWh								
期待される効果	<ul style="list-style-type: none"> 長周期変動の緩和による出力抑制の回避 短周期変動の緩和による周波数等の安定化 									
課題・留意事項	<ul style="list-style-type: none"> 大容量・高出力の蓄電池導入のためにインシヤルコストが高額 									
出典等	<ul style="list-style-type: none"> 中国電力ネットワーク(株)Web サイト「隠岐ハイブリッドプロジェクト」 									

【MG セット】

技術・対策名称	MG セット
導入離島	波照間島（沖縄県八重山郡竹富町）
概要	<ul style="list-style-type: none"> 主に同期発電機・誘導電動機・インバータ・蓄電池で構成されており、駆動源が電動機となる為、運用下限の制約がない。また、ディーゼル発電機と同等の制御機能（周波数維持機能、電圧維持機能、慣性力）を有しており、代替電源として運用することで再エネ出力拡大が可能である。 波照間島の沖縄電力(株)波照間電業所に導入されており、これまでの実証で、可倒式風車+MG セット+系統安定化装置の運転で再エネ 100%による電力の供給（約 2 時間の連続運転）と安定的に運用できることが確認されている <p>【波照間島での設備内容・規模】</p> <ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電機：A 重油機 5 基 計 1,250kW 可倒式風力発電設備：245kW×2 基 計 490kW 系統安定化装置：鉛蓄電池 600kW/1,500kWh MG セット：同期発電機 300kW，駆動用電動機 330kW  <p>図 MG セット系統接続イメージ</p>
期待される効果	<ul style="list-style-type: none"> 同期電源の有する機能の確保（周波数維持機能、電圧維持機能、慣性力）による再エネ電源比率向上時の安定運転の実施 ディーゼル発電機の完全代替による再エネ電源比率 100%運転（連続運転可能時間は再エネの発電量・蓄電池容量に依存）
課題・留意事項	<ul style="list-style-type: none"> 発電機，モータ，蓄電池など多くの設備が必要であり，高コストとなる
出典等	<ul style="list-style-type: none"> 沖縄電力(株)「イノベーション事例小規模離島における再エネ導入拡大への挑戦」（チャレンジ・ゼロ HP） 沖縄電力(株)プレスリリース「沖縄県「スマートエネルギーアイランド基盤構築事業（小規模離島における再生可能エネルギー最大導入事業）」によるモータ発電機の設置工事の完了について」（平成 30 年 3 月 28 日）

【デジタルグリッドルーター (DGR)】

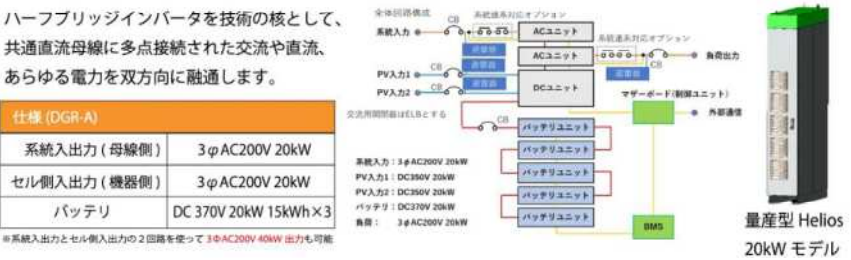
技術・対策名称	デジタルグリッドルーター (DGR)								
導入離島	沖永良部島 (鹿児島県大島郡知名町・和泊町) ※今後導入予定								
概要	<ul style="list-style-type: none"> デジタルグリッドルーター (DGR) とは東京大学阿部力也研究室が開発した非同期連系可能な分散型 Grid Forming インバータ機器のことで、交流から直流、直流から交流への変換をリアルタイムに行うことにより、あらゆる電力を双方向に融通可能とするものである。 マイクログリッド内の発電機器や電力使用機器を制御する機能や、GPS の時刻信号を使ってマイクログリッド内電源の周波数を同期させる機能、高速演算によって電源・負荷をリアルタイムで制御する機能などにより、マイクログリッド内の電力供給を安定させることに貢献する。 <p style="text-align: center;">DGR (Digital Grid Router) のご紹介</p> <p>通信ルーターのように電力を融通する</p> <p>DGR(Digital Grid Router) とは、まるで通信ルーターのように電力を双方向に融通する仕組みを持った電力変換システムです。交流から直流へ、直流から交流への変換をリアルタイムで行うことで、系統の異なる電力ラインの接続が可能となります。</p> <p>原理説明</p> <p>ハーフブリッジインバータを技術の核として、共通直流母線に多点接続された交流や直流、あらゆる電力を双方向に融通します。</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th colspan="2">仕様 (DGR-A)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>系統入出力 (母線側)</td> <td>3φ AC200V 20kW</td> </tr> <tr> <td>セル側入出力 (機器側)</td> <td>3φ AC200V 20kW</td> </tr> <tr> <td>バッテリー</td> <td>DC 370V 20kW 15kWh×3</td> </tr> </tbody> </table> <p style="font-size: small;">※系統入出力とセル側入出力の2回路を使って 3φ AC200V 40kW 出力も可能</p>  <p style="text-align: right;">量産型 Helios 20kW モデル</p>	仕様 (DGR-A)		系統入出力 (母線側)	3φ AC200V 20kW	セル側入出力 (機器側)	3φ AC200V 20kW	バッテリー	DC 370V 20kW 15kWh×3
仕様 (DGR-A)									
系統入出力 (母線側)	3φ AC200V 20kW								
セル側入出力 (機器側)	3φ AC200V 20kW								
バッテリー	DC 370V 20kW 15kWh×3								
期待される効果	<ul style="list-style-type: none"> 同期化力や慣性力の確保による再エネ電源比率向上時の系統安定化 グリッド内の潮流を制御することによる既存の内燃力発電の運転と協調した再エネ電力利用の最大化 								
課題・留意事項	<ul style="list-style-type: none"> 研究開発・実証段階であり、離島での本格導入・運用はこれからとなる 								
出典等	<ul style="list-style-type: none"> PRTIMES Web サイト 「分散電源に適応した新たな電力変換技術と統合型自律分散制御(Grid Forming-Cell Grid 技術)開発した DG キャピタルグループ。デジタルグリッドルーター Helios(プロトタイプ)完成を発表 (2022年3月26日) 知名町・和泊町・リコージャパン株式会社一般社団法人サステナブル経営推進機構「脱炭素先行地域計画提案書：ゼロカーボンアイランドおきのえらぶ」(2022年2月21日) 戸田建設 Web サイト「地域マイクログリッドの構築に向けた模擬電力網制御実証公開試験の実施」(2022年2月18日) 								

図 DGR の概要

1.4.4 系統運用上の課題を踏まえた島全体の需給バランスの検討

(1) 需給バランス検討の方針

本業務の調査対象の4島は、島内で単独の系統を形成する「独立系統型」と、島内に発電機を有さず他の系統からの電力供給を受ける「上位系統接続型（系統余力あり）」があり、再エネ導入時の系統安定化の観点から、それぞれ再エネ主力電源化の目指す位置付けが異なる。

ここでは、九州電力送配電(株)から提供のあった島全体の電力需要データを活用し、再エネ導入拡大による再エネ主力電源化の可能性について検証を行った。

表 1.4-4 島内の電力需給シミュレーションによる検証事項

系統の種類	対象離島	需給シミュレーションによる検証事項
独立系統型	<ul style="list-style-type: none"> ・ 口之島 ・ 中之島 ・ 竹島 	<p>【系統の特徴】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 島内に内燃力発電があり、島内のみに閉じた送配電網が整備されている。 ・ 内燃力発電の<u>出力抑制下限(下げ代)の影響を大きく受ける。</u> <p>【検証事項】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 安定供給の観点から、当面は既存の内燃力発電との協調を図ることを前提に、再エネの導入拡大による内燃力発電の負荷低減を目指すこととし、再エネの導入拡大による<u>内燃力発電の稼働台数の減少や、燃料使用量削減の可能性を検証する。</u>
上位系統接続型（系統余力あり）	<ul style="list-style-type: none"> ・ 請島 	<p>【系統の特徴】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 島内に発電所を有さず、本土や中大規模の離島の系統に接続しており、海底ケーブルによって島内に電力供給が行われる。 ・ 上位系統の需要と合わせた運用となるため、<u>上位系統の下げ代余力に応じた再エネ導入が可能。</u> <p>【検証事項】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 上位系統からのバックアップによる電力供給を得られる利点を活かし、島内マイクログリッド(MG)による再エネ拡大を目指すこととし、再エネの導入拡大による<u>上位系統からの供給の低減や島内のエネルギーの自立化の可能性を検証する。</u>

(2) 独立系統型

① 分析の方針

九州電力送配電(株)の提供データに基づき、年間 365 日の時刻別電力需要を想定し、内燃力発電出力の運用下限値を踏まえ、電力需要に対する内燃力発電及び再エネ・蓄電池による電力供給を模擬する需給シミュレーションを実施した。需給シミュレーションの実施方針は以下のとおりである。ここでは、独立系統型の小規模離島の例として、口之島の電力需要データを活用し、検証を行った。

■シミュレーションの目的

- ・ 既存の内燃力発電と協調した再エネ・蓄電池の導入による島全体の再エネ電源比率向上及び必要となる設備導入規模の関係を明らかにする

■シミュレーションの方法

- ・ 現状と同様の電力需要規模が今後も続くと仮定し、当面の取組として太陽光発電 (PV) 及び蓄電池による自家用費型再エネを島内に普及させる場合を想定
- ・ 太陽光発電の発電、蓄電池の充放電、需要、買電の毎時の収支を 8,760 コマ分 (24 時間×360 日) 作成
- ・ 需要データは過去の電力需要実績をもとに作成した月別の標準的なロードカーブを適用
- ・ 日射量は NEDO の日射量データベースの「中之島」地点を利用

<需給の基本的なルール>

- ① 内燃力発電の下げ代は定格出力の 50%とし、50%未満となる運転は行わない
- ② 再エネの出力が短時間で急激に減少することに備え、常に島内の電力需要に対して内燃力発電からの供給ができるような運転台数を確保する
- ③ 「内燃力発電の下げ代+太陽光発電量>電力需要」となる場合、余剰電力は蓄電池に充電する
- ④ 蓄電池が満充電となっており、更に余剰電力が発生する場合は捨電する
- ⑤ 「内燃力発電の下げ代+太陽光発電量<電力需要」となる場合、蓄電池に残量のうち、下げ代制約の範囲内で放電し、島内の需要に供給する

■評価指標

- ・ **再エネ電源比率 (%)** : 電力需要に対する再エネ由来の電力供給の比率
⇒ 本指標は、エネルギー自給率や、脱炭素化の進展を表す指標とも言え、できるだけ高めることが求められる。
- ・ **再エネ有効利用率 (%)** : 再エネ発電量のうち、実際に需要家側で消費できた量の割合 (直接消費+蓄電池由来の消費を含む)
⇒ 本指標は、再エネの余剰の状況を示しており、100%に近づけることで、余剰分を余すことなく消費できたことになる。

② 分析結果：現状趨勢ケース

口之島において、太陽光発電（PV）の出力及び蓄電池の容量を変化させた場合の、再エネ電源比率及び再エネ有効利用率の推計結果を図 1.4-2 に示す。

既存の内燃力発電と協調した運用を行う場合、再エネ電源比率は数%～15%程度となると推計された。太陽光発電（PV）の出力を高めれば高めるほど、再エネ電源比率は増加するが、下げ代による制約に伴い余剰電力も大幅に発生することから、蓄電池の容量を大幅に増加させる必要があり、設備投資が増加する。なお、蓄電池を全く導入しない場合は再エネの有効利用率が大幅に下がるため、蓄電池の導入は必須と考えられる。

更なる再エネ電源比率向上に向けた対策の方向性としては、短期的には電化（EV・HP 給湯器等の導入）の推進による自家消費率の向上が考えられるほか、中長期的には系統安定化対策による内燃力発電の稼働台数低減や安定再エネ電源の確保が想定される。

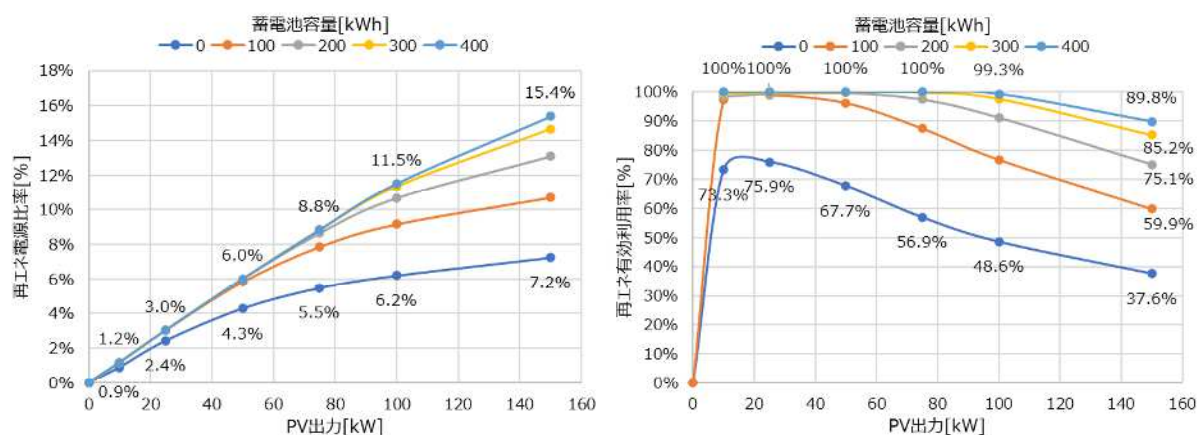


図 1.4-2 PV 出力・蓄電池容量と再エネ電源比率・再エネ有効利用率の関係（口之島）

③ 分析結果：対策ケース（電化の推進）

需要規模の小さい小規模離島においては、電気自動車（EV）やヒートポンプ（HP）給湯機の普及が必要に与える影響が相対的に大きい。EV や HP 給湯機は一般には夜間充電・夜間運転は行われるが、太陽光の余剰電力吸収の観点から、昼間運転を行い、需給バランスの調整を図る調整力としての働きが期待される（図 1.4-3）。ここでは、下記のとおり電化に伴う電力需要量の増加を想定し、電化の推進による各評価指標への影響を検討した。

■電化ケースの試算条件

- EV**
 - 口之島における世帯あたり1日あたりガソリン平均使用量(0.97L/日※1)に燃費(14.7km/L※2)を乗算し1日の走行量を算定⇒14km/日
 - 軽EVによる代替を想定し、走行距離あたり電力消費量(124Wh/km ※3)から1日の電力消費量を試算⇒1.8kWh/日
 - 上記電力消費量を毎日充電するものとして、現状のロードカーブに加算(645kWh/台/年)
- HP**
 - 住宅用エネルギーシミュレーションソフト: BEST-H※4を活用し、標準的な2人世帯における使用量に基づくHP給湯器の時刻別電力消費量を推計し、現状のロードカーブに加算(1,093kWh/台/年)

※1: 「十島村における石油製品流通合理化・安定供給体制構築に関する調査・検討事業【住民アンケート結果】」(平成28年12月)

※2: 「地球温暖化対策計画」(令和3年10月)

※3: 日産 サクラ(SAKURA)の諸元

※4: 一般財団法人住宅・建築SDGs推進センター「BEST-H(住宅版)」

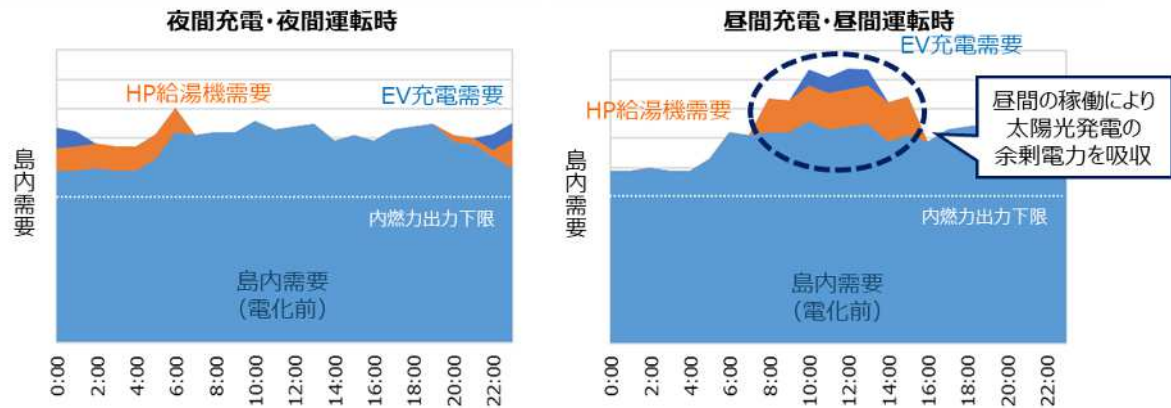


図 1.4-3 小規模離島におけるEV・HP給湯機の普及拡大による需要変化のイメージ

例として、口之島で太陽光発電100kW、蓄電池200kWhを導入するケースを想定し、EV・HP給湯器普及率を変化させた場合の再エネ電源比率・再エネ有効利用率及びCO2削減量への影響を推計した(表1.4-5)。昼間の余剰電力をEV・HP給湯器に供給することを前提とし、EVやHP給湯器の普及率を拡大することで、再エネ電源比率・再エネ有効利用は共に向上する。更に、石油系機器の代替に伴いCO2排出量の削減が進む。内燃力の下げ代制約の厳しい小規模離島においては、電化対策との連携など、需給一体となった再エネ拡大の取組が重要である。

表 1.4-5 電化の実施による各指標への影響の分析結果(口之島)

再エネ導入条件	EV・HP給湯器普及率	再エネ電源比率	再エネ有効利用率	CO2削減量
太陽光: 100kW 蓄電池: 200kWh	0%	10.7%	91.4%	69 t-CO2/年
	10%	11.0%	94.3%	73 t-CO2/年
	20%	11.2%	96.5%	76 t-CO2/年
	30%	11.3%	97.8%	78 t-CO2/年
	40%	11.4%	98.7%	80 t-CO2/年

④ 分析結果：対策ケース（系統安定化対策の実施）

夏期や冬期など、電力需要が大きい時期については、島内の電力需要が内燃力発電 1 台目の出力を上回る時間がある。再エネの出力が急峻に変動した場合、内燃力発電 1 台のみでは変動に対応できないことから、2 台分の運転によるバックアップの確保が必要だが、その分下げ代による制約が大きくなる。

将来的なエネルギーシステムとして、再エネ+蓄電池に系統安定化機能（周波数維持機能、電圧維持機能、慣性力）を付与することで、電力需要に対する安定供給を再エネ側のシステムのみによって担うことができ、夏期や冬期における内燃力発電 2 台目の運転が停止できるようになる。また、太陽光発電が発電していない夜間の電力負荷を賄う安定的な再エネ電源として、水力資源や地熱・温泉熱資源等の有効利用を図ることが期待される。

需給シミュレーションによって検証したところ、これらの取組により再エネ電源比率の大幅向上が期待できることがわかった。

⑤ 検討結果のまとめ

既存の内燃力発電をベースの電源として運用しつつ、以下の対策を進めることにより再エネの主力電源化を図ることで、再エネ電源比率は 30%程度まで向上可能。

各島の地域特性によって状況は異なるが、まずは自家消費型再エネ（太陽光+蓄電池）と電化による需給一体の対策を推進し、将来的な技術普及や安定再エネの開発状況を踏まえ、系統における再エネの主力電源化を徐々に進めることが重要と考えられる。

以上を踏まえると、再エネによる安定供給を進めることで、将来的には内燃力発電の規模縮小等による再エネ電源比率の更なる向上にも期待できる。

(3) 上位系統接続型

① 分析の方針

上位系統接続型の離島は、島内に発電所を有さず海底ケーブルによって島内に電力供給が行われるという特徴を有するため、台風時等に送電経路における停電等の影響を受けやすく、復旧にも時間がかかる恐れもあることから、島内の再エネ電源比率の向上には意義がある。また、当該離島の需要規模と比較して上位系統の内燃力発電等の発電出力が大きく、島内で再エネの普及拡大が進んだ場合でも、島内のみで需給バランスを調整する必要がないため、内燃力発電の下げ代や出力制御による影響が比較的小さいと想定される。請島の場合は、奄美大島の系統に接続しており、奄美大島本島で出力抑制が実施される場合、請島でも同じ条件で出力抑制がかかることになり、本島の電力システムに準じた運用が必要とされるが、現状は奄美大島における太陽光発電の導入量は大きくなく、系統に一定程度の余裕がある状況である。

請島においては、系統制約が少ないという特徴を活かし、上位系統からの供給の低減や島内のエネルギーの自立化を目指した再エネ導入が求められる。

ここでは、九州電力送配電(株)の提供データに基づき、年間 365 日の時刻別電力需要を想定し、電力需要に対する上位系統からの供給分、再エネ・蓄電池による電力供給を模擬する需給シミュレーションを実施した。需給シミュレーションの実施方針は以下のとおりである。

■シミュレーションの目的

- 再エネ・蓄電池の導入による島全体の再エネ電源比率向上及び必要となる設備導入規模の関係を明らかにする

■シミュレーションの方法

- 現状と同様の電力需要規模が今後も続くと仮定し、当面の取組として太陽光発電 (PV) 及び蓄電池による再エネ導入拡大を想定
- 太陽光発電の発電、蓄電池の充放電、需要、買電の毎時の収支を 8,760 コマ分 (24 時間×360 日) 作成
- 需要データは過去の電力需要実績をもとに作成した月別の標準的なロードカーブを適用
- 日射量は NEDO の日射量データベースの「古仁屋」地点を利用

<需給の基本的なルール>

- ① 太陽光発電による発電電力を島内で消費する
- ② 需要を上回る発電 (= 余剰電力) がある場合は、蓄電池に充電する
- ③ 発電が需要を下回る場合は、蓄電池から放電し、なお不足する場合は系統から買電する
- ④ 蓄電池が満充電の場合に余剰電力が生じる場合は、捨電する

■評価指標

口之島の例と同様に、「再エネ電源比率 (%)」及び「再エネ有効利用率 (%)」を採用

② 分析結果：現状趨勢ケース

請島において、太陽光発電（PV）の出力及び蓄電池の容量を変化させた場合の、再エネ電源比率及び再エネ有効利用率の推計結果を図 1.4-4 に示す。

島全体の電力需要総量を満たすには 400kW 程度の太陽光発電が必要（自家消費・余剰を考慮しない場合）となる。蓄電池の容量を増やせば増やすほど再エネ電源比率は増加するが、ある一定値を超えると鈍化傾向となり、再エネ有効利用率も同様の傾向を示す。蓄電池を活用した場合に、島内で完全自家消費可能な太陽光発電の容量は 200kW 程度と推計された。

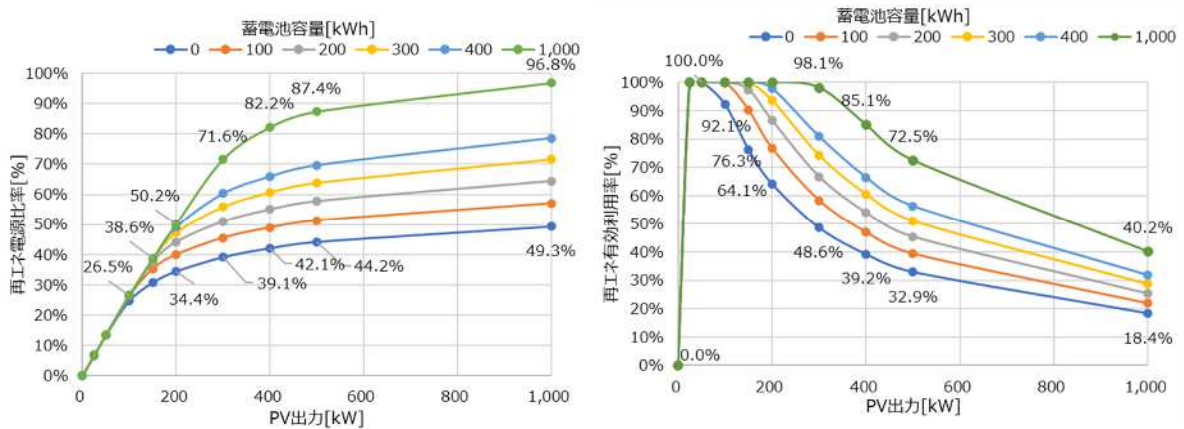


図 1.4-4 PV 出力・蓄電池容量と再エネ電源比率・再エネ有効利用率の関係（請島）

1.4.5 安定供給に向けた対策の方向性

上述のとおり、離島における再エネ電源の普及拡大においては、内燃力発電との協調運転のため、自家消費も含め再エネの出力抑制が必要である。小規模独立系統型の離島では、現状は出力抑制が可能なシステムや体制が無く、出力制御を行うためには、新たなシステム構築が必要となる。現状は出力制御の仕組みが無いことを踏まえ、再エネ設備に加え、再エネの出力変動に対応可能な大容量の蓄電池をバックアップとして導入する方法が考えられるが、その場合でも、自家消費に伴う需要の減少には留意が必要であり、内燃力発電との協調運転が求められる。また、大容量の蓄電池の導入にはコストもかかることから、設備更新のタイミング等に合わせて、効率的に再エネ設備の導入を進めていくことが望ましい。

上位系統接続型の小規模離島では、上位系統のシステムに準じた導入が可能であり、出力抑制にも対応可能である。特に、再エネ導入があまり進んでおらず、下げ代に対する余力が大きな離島に接続している離島では、比較的容易に再エネの導入が可能である。

以上を踏まえ、系統運用の課題解決に向けた対策の方向性を以下のとおり整理する。

【小規模離島における安定供給に向けた対策の方向性】

- ※ 前提として、独立系統型の小規模離島では、内燃力発電の設備更新の機会を捉えた再エネ導入など、既存の内燃力発電と協調した取組を行う
- ① 内燃力発電との協調可能な範囲で、自家消費型再エネ・バックアップ蓄電池の導入を行う（独立系統型）
- ② 短期的には、出力抑制に対応可能な再エネ設備を導入する（上位系統接続型）
- ③ 中・長期的には、スマートインバータ等の技術の活用による系統協調型の再エネシステムの構築に取り組む

1.5 設備導入・維持管理にかかるコスト・採算性の試算

1.5.1 エネルギーシステムの検討

1.4.5 を踏まえ、再エネ主力電源化に向けたエネルギーシステムの構成について離島の類型別に整理した。

(1) 独立系統型におけるエネルギーシステムの構成イメージ

独立系統型におけるエネルギーシステムの構成イメージについて、短中期のイメージを表 1.5-1 に、中長期のイメージを表 1.5-2 に示す。

表 1.5-1 短中期：自家消費型再エネの導入促進

自家消費型再エネの導入促進		短中期
<ul style="list-style-type: none"> 再エネについて、系統接続を行わず<u>個々の需要家での完全自家消費を前提として導入することで、系統への影響を最小化しながら再エネの普及拡大を図ることが可能。</u> 独立系統型の場合は、下げ代の制約により再エネ電源からの直接の自家消費ができない時間帯が存在し得るため、<u>他の需要家設備（EV・HP 給湯器等）への余剰電力融通を行いながら、系統に影響を与えない範囲での自家消費を行うとともに、再エネの急な出力変化により影響を及ぼさないよう、大容量のバックアップ蓄電池を備えることが必要となる。</u> 		
<p>【エネルギーシステムの基本的な構成とイメージ】</p>		
① 自家消費型エネ	離島における再エネポテンシャルや技術成熟度，コスト等を踏まえ，太陽光発電を想定	
② 通信・制御機能付き PCS	系統情報や需要家側の負荷を監視する通信機能，太陽光発電の出力制御機能を有するパワコン（PCS）	
③ 蓄電池	再エネの余剰電力発生時に余剰電力を吸収し，再エネの出力不足時に需要家に供給を行う	
④ EV・EHP 給湯器	再エネと一体的に導入し，余剰電力の吸収や下げ代による制約の緩和を図る	
⑤ 逆電力継電器	余剰電力の発生に伴う系統への逆潮流を遮断	
<p>※ 上記は基本的な構成であり，各離島でのモデルプラン検討においては，対策への落とし込みには地理的特性や地域課題を踏まえたシステム構成とする</p>		

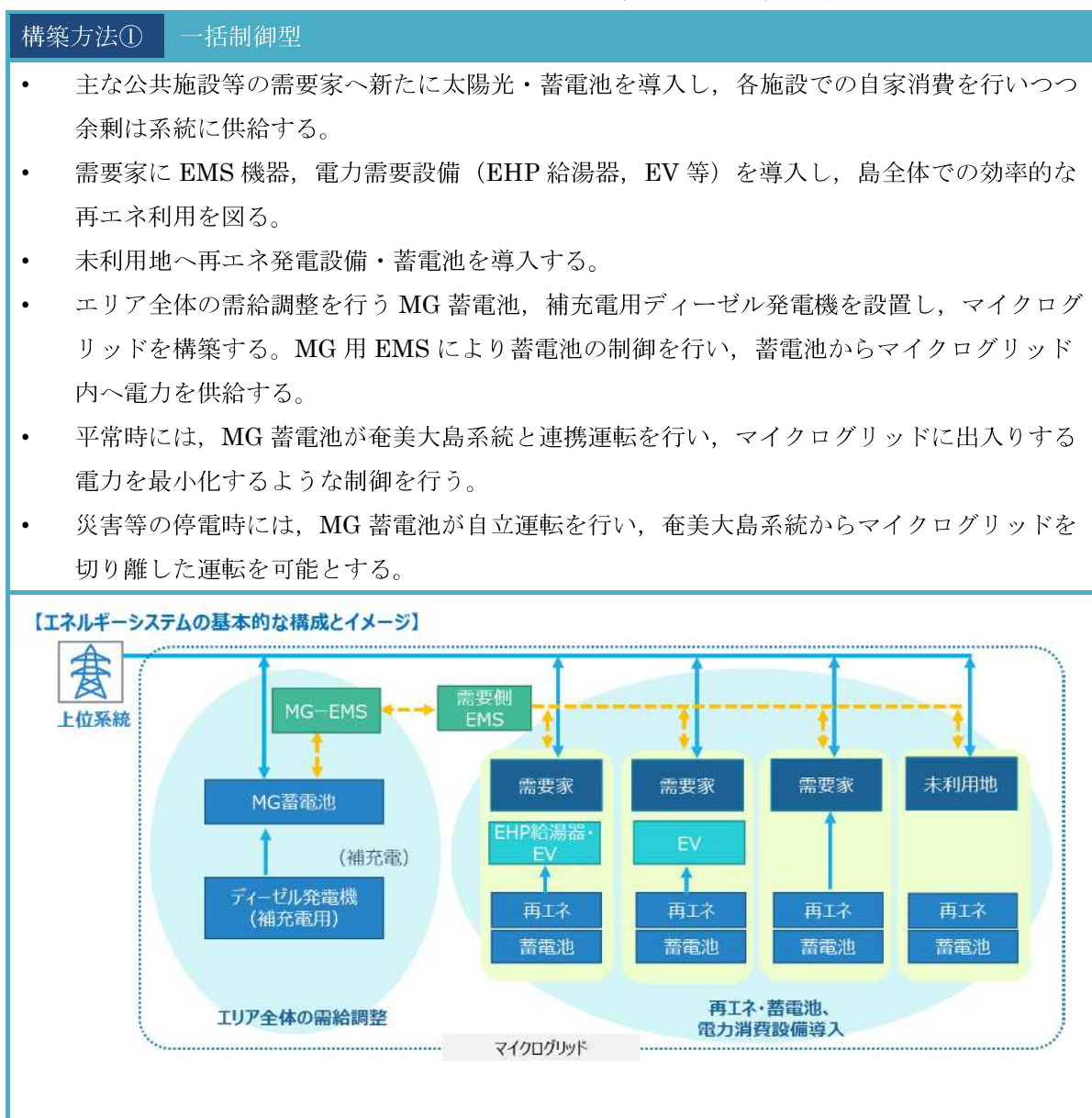
表 1.5-2 中長期：系統協調型の再エネシステムの構築

系統協調型の再エネシステムの構築	中長期
<ul style="list-style-type: none"> 自家消費型再エネの延長として、再エネ等のインバータ電源に同期発電機が持つ慣性力等と同等の能力を組み込むことで自立的な系統安定化機能を付与し、需要の変動に合わせて再エネ電力を供給可能とする技術。 鹿児島県沖永良部島では、スマートインバータの一種である DGR（デジタルグリッドルーター）を活用したマイクログリッド形成に向けた取組が検討されている状況である。 	
<p>【エネルギーシステムの基本的な構成とイメージ】</p> <p>The diagram illustrates the basic structure of an energy system. On the left, a power system (電力系統) is connected to a backbone system (基幹系統). The backbone system feeds into a microgrid (セルグリッド). Within the microgrid, there are three smart inverters (DGR) connected to homes (需要家). A separate section shows a future renewable energy source (再エネ発電所 (将来)) also connected to a DGR within the microgrid. The diagram is divided into three numbered sections: 1. DGR (Digital Grid Router), 2. Integrated renewable energy (需給一体型再エネ), and 3. Renewable energy source (再エネ発電所).</p>	
<p>① DGR（デジタルグリッドルーター）</p>	<p>交流—直流—交流の変換を実現し、自立的な周波数の安定化を図る装置。内蔵バッテリーを有しており、系統状況を鑑みながら逆潮流量や自家消費量を調整することで再エネ電源の系統との協調運転を実現するとともに、同一セルグリッド内の再エネに同期慣性力を付与することが可能。</p>
<p>② 需給一体型再エネ</p>	<p>需要家と一体となった再エネ電源（太陽光発電や小型風力等が想定）</p>
<p>③ 再エネ発電所</p>	<p>系統を介して各需要家に電力を供給することを前提とした再エネ電源（将来的な導入拡大が想定）</p>
<p>※ 上記は基本的な構成であり、各離島でのモデルプラン検討においては、対策への落とし込みには地理的特性や地域課題を踏まえたシステム構成とする</p>	

(2) 上位系統接続型におけるエネルギーシステムの構成イメージ

上位系統からのバックアップによる電力供給を得られる利点を活かし、島内マイクログリッド (MG) の構築によって島全体で再エネ利用を目指すエネルギーシステムを想定する。再エネの導入拡大による上位系統からの供給の低減や島内のエネルギーの自立化の可能性を検証する国内の他の離島における実証・検討事例を踏まえ、以下の2つの構築方法を取りまとめた。

表 1.5-3 エネルギーシステム構築方法 1：一括制御型



1.5.2 電力需給シミュレーション及び採算性の検討

(1) 需給シミュレーションの実施方針

各離島での具体的な設備構成や設備導入規模等の検討にあたり、電力需給シミュレーションを実施した。需給シミュレーションの実施方針は以下のとおりである。

■シミュレーションの目的

- 既存の内燃力発電と協調した再エネ・蓄電池の導入による島全体の再エネ電源比率向上及び必要となる設備導入規模の関係を明らかにする

■シミュレーションの方法

- 現状と同様の電力需要規模が今後も続くと仮定し、当面の取組として太陽光発電（PV）及び蓄電池による自家用費型再エネを島内に普及させる場合を想定
- 太陽光発電の発電、蓄電池の充放電、需要、買電の毎時の収支を 8,760 コマ分（24 時間×360 日）作成
- 需要データは過去の電力需要実績をもとに作成した月別の標準的なロードカーブを適用
- 日射量は NEDO の日射量データベースを利用

<需給の基本的なルール>

- ① 内燃力発電の下げ代は定格出力の 50%とし、50%未満となる運転は行わない
- ② 再エネの出力が短時間で急激に減少することに備え、常に島内の電力需要に対して内燃力発電からの供給ができるような運転台数を確保する
- ③ 「内燃力発電の下げ代+太陽光発電量>電力需要」となる場合、余剰電力は蓄電池に充電する
- ④ 蓄電池が満充電となっており、更に余剰電力が発生する場合は捨電する
- ⑤ 「内燃力発電の下げ代+太陽光発電量<電力需要」となる場合、蓄電池に残量のうち、下げ代制約の範囲内で放電し、島内の需要に供給する

■評価指標

- **再エネ電源比率 (%)**：電力需要に対する再エネ由来の電力供給の比率
⇒ 本指標は、エネルギー自給率や、脱炭素化の進展を表す指標とも言え、できるだけ高めることが求められる。
- **再エネ有効利用率 (%)**：再エネ発電量のうち、実際に需要家側で消費できた量の割合（直接消費+蓄電池由来の消費を含む）
⇒ 本指標は、再エネの余剰の状況を示しており、100%に近づけることで、余剰分を余すことなく消費できたことになる。
- **CO2 削減量 (%)**：系統からの電力調達の削減による CO2 削減量
- **投資回収年 (年)**：初期投資、維持管理費を電気代削減分と余剰売電で回収するとした場合の必要年数
⇒ 個別施設への実証導入は、できる限り効率的な施設を優先するため、投資回収年数の短い施設を選定する。

(2) 需給シミュレーションの実施結果概要

各島の再エネの導入候補施設における 8,760 コマ分の電力需給シミュレーションを実施し、太陽光発電、蓄電池による供給量と電力需要との需給バランスを検討した。

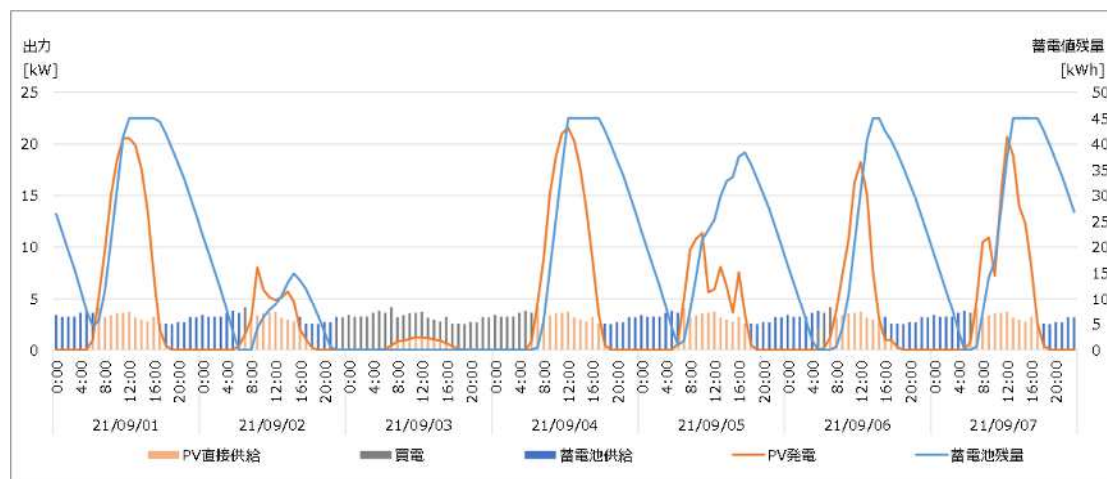


図 1.5-1 需給バランスの検討例

(3) コスト・採算性の試算

需給シミュレーションにおける各コストの試算条件の例を以下に示す。離島での各設備の単価については、エネルギー事業者へのヒアリング結果を踏まえて設定した。

表 1.5-5 事業コスト試算条件（本土と比較して導入コスト 2 倍とするケース）

	費目	単価	備考
初期投資	■設備費		
	太陽光発電	51 万円/kW	調達価格等算定委員会「令和 5 年度以降の調達価格等に関する意見」(2023.2) 事業者ヒアリング※
	蓄電池	48 万円/kWh	経済産業省「蓄電池産業の競争力強化に向けて」(2022.8) 事業者ヒアリング※
年間支出	■維持・運用費		
	設備保守費	0.5 万円/年	調達価格等算定委員会「令和 5 年度以降の調達価格等に関する意見」(2023.2)

※ 事業者ヒアリングで得られた「本土と比較して離島ではイニシャルコストが 1.5～2 倍」との情報に基づき、2 倍に設定