

直流電鉄用地上蓄電装置の DR 制御による再エネ活用の向上

小西 武史* 緒方 隆充 (鉄道総合技術研究所)

Improvement of utilizing Renewable Energy by applying Demand Response Control
for Energy Storage System in DC Electrified Railway.

Takeshi Konishi*, Takamitsu Ogata (Railway Technical Research Institute)

The installation of PV is spreading toward the realization of carbon neutrality in 2050. The power generation characteristics of PVs are significantly dependent on daylight, season, and weather and are different from those of conventional power sources. In contrast, power demand of railways is significantly different from the output characteristics of PVs. Therefore, the significance of utilizing energy storage systems for the demand control of PVs become larger. In this paper, assuming that there is surplus PV power generation on power grid side and some stationary energy storage systems in the DC electrified railway, the authors carried out a study on effect of applying the demand response control for the energy storage systems. The demand control is operated in accordance with the demand of the power supply company. Through a train operation power simulation, the effect of the demand response by the energy storage systems can be obtained.

キーワード：直流電気鉄道，地上蓄電装置，DR 制御，再生可能エネルギー

(DC electrified railway, stationary energy storage system, demand response control, renewable energy)

1. はじめに

2050 年カーボンニュートラルの実現に向け，我が国では電源構成に占める再エネ比率の向上が求められている。特に，太陽光発電 (PV) は他の発電方式と比較して設置の自由度が高いことから 2010 年台から急速に普及してきた。しかし，PV は日中に発電量が最大となる一方で夜間には発電できない，発電量の天候依存性が大きいなど，従来の電源とは大きく異なる発電特性であり，PV 導入拡大に向けては電力需給バランスの維持が課題となる。この課題に対する需要家側の取り組みとして，需要家側で電力デマンドを PV の出力特性に追従させることが考えられる。

鉄道の電力需要は，一般に朝と夕方のラッシュ時間帯にピークとなる。これは，昼にピークとなる PV の出力特性とは傾向が一致しないため，蓄電装置を活用してデマンドを PV に追従させる取り組みの意義は大きいといえる。鉄道事業者においては，回生吸収用途のほか，非常走行用途として蓄電装置を設置する事例が増えており⁽¹⁾⁻⁽³⁾，大容量蓄電装置導入への関心は高くなるものと予想される。一方で蓄電装置を回生エネルギー吸収により有効活用するためには，直流き電系統側に蓄電装置を接続することが考えられる。

筆者らは，直流き電系統に接続した蓄電装置を想定した余剰再エネ出力吸収と回生エネルギー吸収を両立する充放電制御法を提案している⁽⁴⁾⁽⁵⁾。今後のカーボンニュートラル

に向けて複数の蓄電装置を一線区に導入することも想定される。また，2016 年に小売・発電が全面自由化に移行したことに伴い，蓄電装置の需給調整能力を電力需給調整市場で活用する動きも今後活発になると予想される。その実現に向けては，複数存在する蓄電装置に総括的な制御を適用する必要性が生じることも考えられる。そこで本稿では，再エネ活用効果を向上させるべく，直流電気鉄道に複数の地上蓄電装置を設置することを想定し，系統側の要請に応じて蓄電装置を充放電するデマンドレスポンス制御 (DR 制御) の手法を検討した。

2. DR 対応のための蓄電装置の充放電制御

〈2.1〉 地上蓄電装置による需給調整のイメージ 直流電鉄用地上蓄電装置を，系統側に接続されている再エネの需給調整に活用する場合の適用イメージを図 1 に示す。

図中の VPP (バーチャルパワープラント) アグリゲータは，電力需要家の需要量を制御して電力の需給バランスを保つべく，送配電事業者 (主に電力会社) と需要者の間に立ってコントロールする事業者を指す。鉄道事業者が電力需給調整市場に参入すると，VPP アグリゲータの DR 指令を受けて，充電 (上げ DR)，放電 (下げ DR) するように地上蓄電装置を動作させる。なお，図中の OpenADR は，標準的な自動デマンドレスポンス用通信規約を指す。

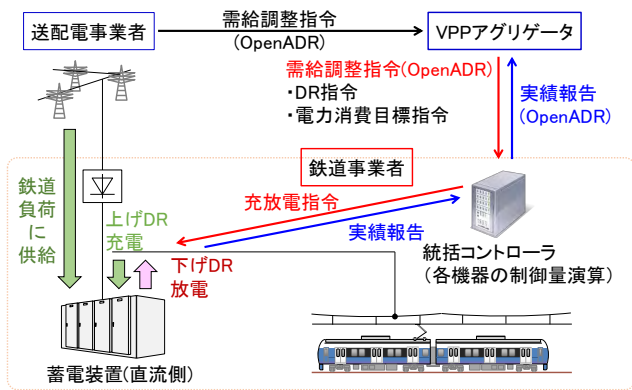
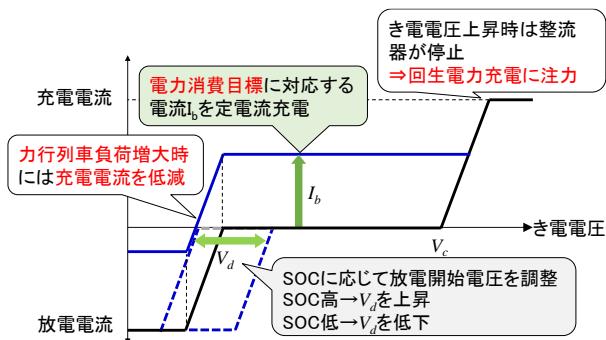
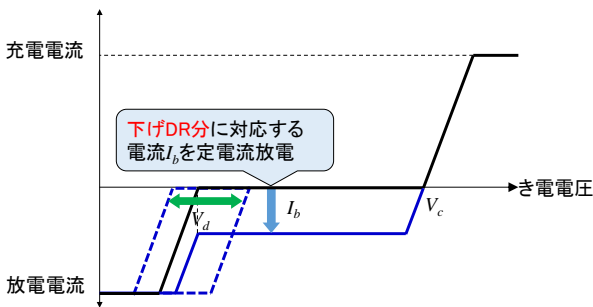


図 1 電鉄用地上蓄電装置の需給活用イメージ

(2・2) DR 制御 図 1 に示すような地上蓄電装置の需給活用実現に向け、本稿で提案する DR 制御の充放電特性を図 2 に示す。



(a) 上げ DR



(b) 下げ DR

図 2 DR 制御による充放電制御

き電電圧 V が充電開始電圧 V_c を超えると充電を行い、放電開始電圧 V_d を下回ると放電を行うような充放電特性を持つ回生電力吸収用蓄電装置の制御 (以下、外線電圧制御) (2)(6) を基本としているが、 $V_d < V < V_c$ の領域では上げ DR 指令が届いた際に、図 2(a) に示すように目標吸収電流 I_b で定電流充電する。また、鉄道側の負荷が増大する際には蓄電装置の充電電流を抑制することで、鉄道システム全体としては上げ DR 指令に沿った充電を行う。さらに、蓄電装置は SOC (充電率) が目標 SOC (以下 SOC*) よりも大きいときには V_d を上げて放電量を増加させ、逆に SOC が SOC* よりも小

いときには V_d を下げて放電量を低下させる。下げ DR 指令が届いた際には、図 2(b) に示すように $V_d < V < V_c$ の領域では目標放電電流 I_b で放電する。SOC と V_d の関係に関しては上げ DR 時と同様である。SOC の変化幅が大きいほど、トータルの需給調整効果、DR に適用可能な調整力も大きくなる。

今後、需給活用や回生吸収の機能を高めるために、複数の地上蓄電装置を設置することも考えられる。その際、図 1 に示す統括コントローラから各蓄電装置に与える DR 制御指令のイメージを図 3 に示す。統括コントローラが各蓄電装置に与えるべき指令要素は、 I_b と DR 終了時刻における SOC* のみとなる。

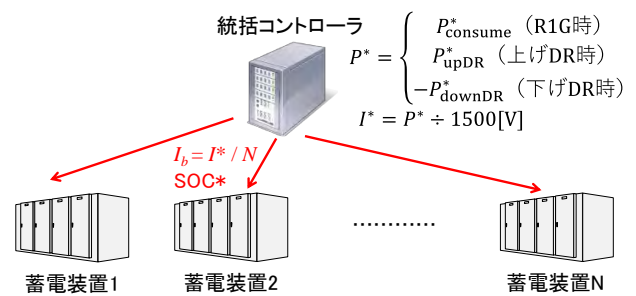


図 3 複数蓄電装置への DR 制御の指令イメージ

(2・3) モデル線区による検証 図 2, 図 3 に示した DR 制御の適用効果を検証するため、モデル線区による運転電力シミュレーションを実施した。

モデル線区の概略は図 4 に示す。既報(7)のものを流用して、全長 38.5 km、駅数 19 駅、全線複線、10 変電所 (全ての変電所に蓄電装置あり) の、架空の直流電化路線とした。変電所の整流器は、全箇所 3000 kW、電圧変動率 6% (無負荷直流電圧 1590 V) とした。蓄電装置は直流き電側に設置し、何れも 400kWh / 2000A 定格 (路線全体で 10 箇所計 4MWh) と設定した。個々の蓄電装置の V_d は 1520~1580V の間で変動し、 V_c は 1650V 固定とした。時間帯による DR 特性の違いを把握するため、7:30~8:00 (朝ラッシュ)、11:00~11:30 (日中)、19:30~20:00 (タラッシュ) の三パターンでの DR を実施した。

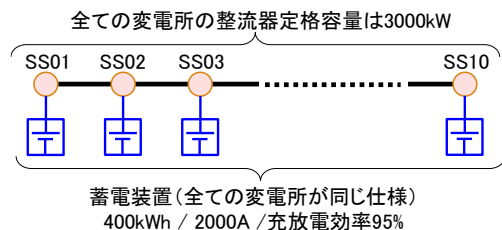
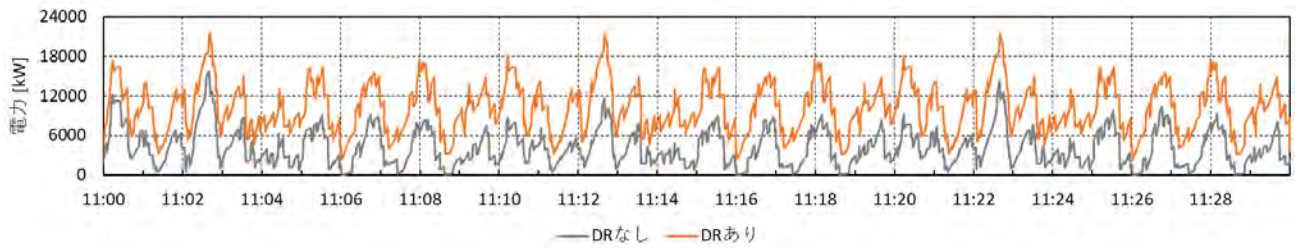
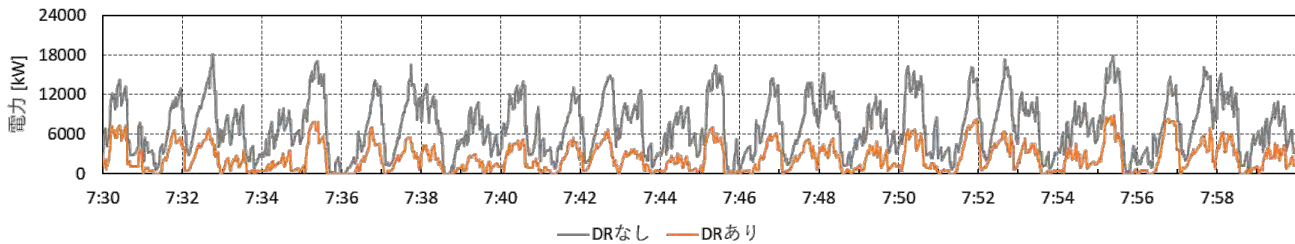


図 4 モデル線区の概略

一例として日中に上げ DR、朝ラッシュ時に下げ DR を要求した際の線区全体の 30 分間の消費電力の変化を図 5 に示す。蓄電装置 1 台あたりの I_b は 400A (10 台合計で最大 6000kW) の設定である。DR 適用により、日中時の消費電力は大きく (PV 余剰電力を大きく充電)、朝ラッシュ時の



(a) 上げ DR の例(日中)



(b) 下げ DR の例(朝ラッシュ)

図 5 DR 時の線区全体の消費電力量の変化

消費電力は小さい(蓄電装置が放電)ことが分かる。

各時間帯の DR に提供できる調整力の結果を表 1 にまとめる。ここでその調整力は 30 分デマンドをベースにしている。例えば下げ DR6000kW・30 分間で設定すると、 $6000\text{kW} \times 0.5\text{h} = 3000\text{kWh}$ 減が提供可能な調整力の上限となる

表 1 DR に提供可能な調整力の計算結果

	朝ラッシュ	日中	タラッシュ
上げ DR	2,820kW	2,980kW	2,770kW
下げ DR	2,350kW	1,470kW	2,460kW

上げ DR 時は何れの時間帯もほぼ上限の調整力を提供できる。一方、下げ DR 時は電力が整流器を逆潮流出来ないことにより放電制限が発生するためである。特に日中の負荷はラッシュ時よりも小さいため、放電制限を多く受けて下げ DR の調整力は小さめとなる。また、下げ DR 終了後は SOC を目標に戻すために充電が増えてデマンド電力が大きくなる影響もある。DR なしの場合の日中のデマンド電力は 2,070kWh であり、下げ DR としては残り 530kWh 分を向上する余地がある。

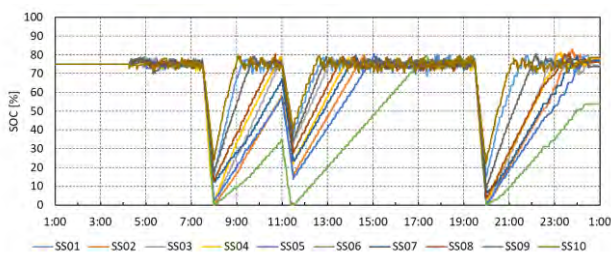


図 6 下げ DR 時の各蓄電装置の SOC 変化

下げ DR 時の SOC 変化を図 6 に示す。ここでは SOC の初期値は 75% 一律とした。日中において SS06 付近の負荷電力量が他の変電所よりも大きいことにより、その箇所の蓄電装置の SOC 低下が著しく放電不可に陥ったことが、モデル線区全体の調整力低下につながったものと考えられる。また、直流き電側で回生が生じた際も、蓄電装置は充電動作を行うため下げ DR 実施時に制約が生じる。

3. 複数蓄電装置の充放電配分制御

図 6 に示したように、変電所ごとの負荷電力量が異なることによって、一部の蓄電装置の放電が偏って促進されて SOC が他と大きく異なるため、下げ DR 時の調整力低下につながる懸念がある。そこで、目標放電電流 I_b を一律配分せず、各々の SOC に応じて配分を変更することを検討した。

統括コントローラによる充放電配分制御のフローを図 7 に示す。統括コントローラは下げ DR に複数の蓄電装置が対応するトータルの目標放電電流 I_{b_Total} を決定する。次に各蓄電装置の SOC 余力情報を収集し、その余力に応じた追加配分電流 I_{b_Addi} を決定する。しかし直流き電側に放電する負荷が存在しない場合は制限が発生するため、その制限量 I_{b_limi} を収集する。 I_{b_Total} から $I_{b_Addi} - I_{b_limi}$ の合計値を差し引き、 I_{b_Total} がゼロになるまで、下げ DR の要求量を各蓄電装置に繰り返し配分していく。

統括コントローラによる I_b の配分制御の具体例を図 8 に示す。ここでは簡単のため 3 台の蓄電装置の場合を想定する。下げ DR では蓄電装置に放電を求めることになるため、SOC が大きい蓄電装置を優先して放電するのが望ましい。仮に I_b が 1500A とすると、SOC に応じて I_b を配分していく。しかし、図中の「蓄電装置 2」が放電する際に付近の電車負

荷 (I_{add}) が 100A しか存在しなければ、SOC によって配分された 700A のうち残り 600A が残る。そこで I_{add} 上限超過分を通知し I_b を再配分し、蓄電装置 1 と 3 に I_b を加算することにより、調整力向上と SOC 管理の両立を図る。

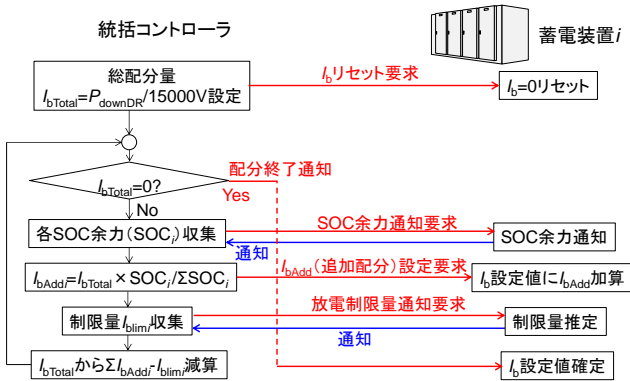


図 7 統括コントローラによる配分制御のチャート

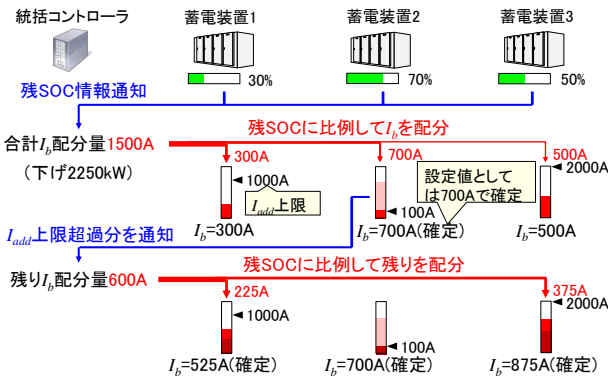


図 8 下げ DR 時の充放電配分制御の例

配分制御を適用した際の DR に提供可能な調整力を表 2 に示す。何れの時間帯においても、表 1 に示した下げ DR の数値を上回った。特に、最も小さい値を示した日中において配分制御の効果が大きく表れ、日中のデマンド電力の 2,070kWh にやや近づいた。

表 2 配分制御時の DR に提供可能な調整力

	朝ラッシュ	日中	夕ラッシュ
下げ DR	2,480kW	1,700kW	2,540kW

配分制御を適用した際の各蓄電装置の SOC 変化を図 9 に示す。図 6 の結果と比較すると、依然として各蓄電装置の SOC 変化のばらつきが見られるものの、SOC が高止まりしていた蓄電装置の放電量が増え、全体としての蓄電エネルギーをより有効に利用できるようになった。

日中 11:00~11:30 における下げ DR 要求量に対する 30 分デマンドの低下幅を図 10 に示す。下げ DR 要求量が 3000kW を超えるあたりから、配分制御を適用することでデマンド電力をより低減し、調整力が向上する効果が表れ始めている。

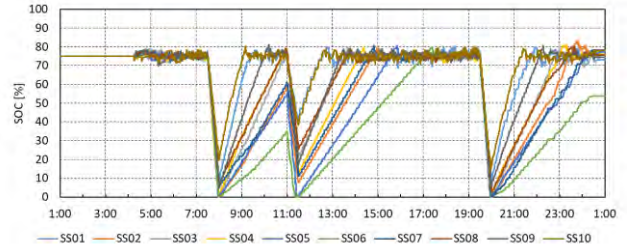


図 9 配分制御時の各蓄電装置の SOC 変化

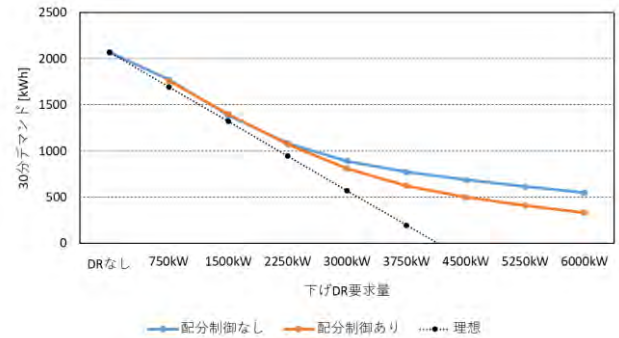


図 10 配分制御時の 30 分デマンド抑制効果

4. まとめ

本稿では、再エネ活用の促進を指向して、系統側からの DR 指令に対応する直流側蓄電装置の制御方法を検討した。複数蓄電装置の SOC、放電可能量を考慮して放電電流を配分することにより、下げ DR に提供可能な調整力の向上が期待できることを確認した。

今後、提案した DR 制御を実装していく過程において、統括コントローラと各蓄電装置の通信頻度・通信速度の制御性能への影響についても検討する予定である。

文 献

- (1) 市原正人：「鉄道における大容量蓄電池の設置について」、電気設備学会誌、2017年2月号、pp.114~117
- (2) 阿蘇利行：「多摩都市モノレール(株)の巻」、鉄道と電気技術、Vol.29, No.6, pp.73~75 (2018)
- (3) 中井貴哉, 桂木浩光, 杉浦治, 山口貴也：「近鉄東花園変電所蓄電池システム導入の成果検証について」、鉄道電気テクニカルフォーラム論文集、33巻、pp.97~100 (2020)
- (4) 生出珠之助, 小西武史：「直流き電回路に接続した大規模蓄電装置による余剰再エネ出力吸収」、電気学会 産業応用部門大会、5-27 (2021)
- (5) 生出珠之助, 小西武史：「交流系統側電力潮流を考慮した直流き電回路計算手法」、J-RAIL2020, S3-1-6 (2020)
- (6) 相原徹：「リチウムイオン電池を用いた電力補完装置の導入」、鉄道と電気技術、vol.18, No.4, pp.9~12 (2007)
- (7) 生出珠之助, 小西武史：「直流き電回路に接続する大規模蓄電装置を活用した鉄道デマンドの PV 出力特性追従」、電気学会 産業応用部門大会、5-1 (2022)