

通信コストを考慮した VPP 事業者のインバランス最適化

富樫 蒼空* 前 匡鴻 松橋 隆治 (東京大学)

Imbalance Optimization of VPP Operators Considering Communication Costs

Sora Togashi*, Masahiro Mae, Ryuji Matsushashi (The University of Tokyo)

In this paper, we optimized the revenue from VPP operations considering communication costs and analyzed the relationship between communication frequency and imbalance costs. There has been little research on energy management that takes communication costs into account, making this aspect novel. The optimization was conducted in two stages: “day-ahead optimization” and “real-time operation.” In the day-ahead optimization, we maximized the profit from the power trading of VPP operators. In the real-time operation, we performed rule-based control and calculated communication costs and imbalance costs. The results showed that while increasing communication frequency did not significantly reduce imbalance costs, it was found that the imbalance costs decreased when evaluated separately for shortage and surplus imbalances.

キーワード：VPP, インバランス, EMS, 通信コスト, 蓄電池, 最適化
(VPP, Imbalance, EMS, Communication cost, Battery, Optimization)

1. 序論

近年,地球温暖化対策の観点から,太陽光発電(PV)や風力発電などの再生可能エネルギー導入が急速に進展している。しかしこれらの出力は気象条件に依存して変動し,大量導入は電力系統の需給バランス維持を難しくする。こうした課題への解決策として,住宅用PVや定置型蓄電池などの分散型エネルギーリソース(DER)を統合制御し,一つの大規模発電所のように機能させるバーチャルパワープラント(VPP)が注目される。VPPはDERの変動を吸収する「調整力」を提供しつつ,市場参入とエネルギーマネジメントを両立する⁽¹⁾。特に,住宅に設置されたPVシステムや定置用蓄電池は,その普及台数の増加に伴い,VPPを構成する重要なエネルギーリソースとして位置づけられている⁽²⁾。一方,計画値同時同量制度下では30分単位で提出した計画と実需給の乖離(インバランス)に応じた料金を負担し,需給ひっ迫時には高額化するリスクがある⁽³⁾。地方VPP事業者にとっては致命的な経済負担となり得るため,家庭用蓄電池との高頻度通信による充放電制御が必要だが通信コストも増大する。

これまでの研究ではスマートグリッドにおける通信コストやVPP運用の最適化が進められてきたもののその多くはどちらか片方について取り上げた論文が多い。例えば文献⁽⁴⁾では,スマートグリッドにおける最適な通信アーキテクチャを通信コストの最適化を行い決定している。文献⁽⁵⁾では,スマートグリッドにおける無線通信規格の組み合わせを通信コストの最適化をもとに決定している。文献⁽⁶⁾では,VPP事業者のデマンドレスポンス戦略をモンテカルロシミュレーションを用いて求めている。本研究では,通信

頻度とインバランス削減のトレードオフを定量的に評価し,通信・制御を含む実運用に適した戦略の構築を目指す。

本論文は,以下のように構成される。第2章ではシステムモデルの概要,第3章では前日最適運用手法,第4章ではルールベースの当日運転制御,第5章では通信コスト,サーバーコスト,第6章では最終的な事業者の利益,第7章ではシミュレーションによる結果と考察,第7章では結論を説明する。

2. システムモデル概要

<2-1> 対象とする住宅用エネルギーシステム 対象はPVパネルとVPP事業者が遠隔制御する定置用蓄電池を持つ住宅200軒である。本論文で対象とする住宅用エネルギーシステムの主要パラメータを表1に示す。

<2-2> 太陽光発電予測および電力需要量 PV発電量は東北地方にある村の2022/4/1-2023/3/31の気象データ(水平全日射量等)からErbsモデルで斜面日射量を計算し算出した⁽⁷⁾。パネル傾斜角15°,方位角180°,アルベド0.1として当日予報データによる発電量を実績値 $Solar$,前日翌日予報データによる発電量を $preSolar$ とした。電力需要量は同地点・同期間の実績値を使用した。当日需要量を $Load$,前日最適化に用いる需要予測(前日実績値)を $Load_{plan}$ とした。

<2-3> VPP運用構成 本論文では,VPP運用を「前日最適化」と「当日運転」の二段階で捉える。

3. 前日最適化

運用期間において予測PV発電量・需要量・市場価格に基づき,式(1)に示すVPP事業者利益を最大化する蓄電池充放電量,系統売買電量を10分単位・1日(144ステップ)で

表 1 主要パラメータ

Table 1. Main parameters

$Solar(t)$	時刻 t における太陽光発電量 [kWh]
$Load(t)$	時刻 t における需要量 [kWh]
$Price(t)$	時刻 t における東北エリア スポット市場価格 [JPY/kWh]
$p_{imb}(t)$	時刻 t における東北エリア インバランス料金 [JPY/kWh]
家庭数	200
蓄電池容量 B_{cap}	11[kWh]
最大放電出力 $Discharge_{MAX}$	3[kW]
最大充電出力 $Charge_{MAX}$	3[kW]
充電効率	0.94
放電効率	0.94
SOC_{min}	0.1
SOC_{MAX}	0.9
PV 容量	4.92[kW]
PV 変換効率	0.21

表 2 最適化変数

Table 2. Optimization variables

$Charge(t)$	時刻 t における蓄電池の充電量 [kW]
$Discharge(t)$	時刻 t における蓄電池の放電量 [kW]
$GridBuy(t)$	時刻 t における卸電力市場からの買電量 [kWh]
$GridSell(t)$	時刻 t における卸電力市場への売電量 [kWh]
$SelfConsume(t)$	時刻 t における自家消費量 [kWh]
$ChargeFlag(t)$	時刻 t の充電バイナリ変数
$DisChargeFlag(t)$	時刻 t の放電バイナリ変数
$BuyFlag(t)$	時刻 t の買電バイナリ変数
$SellFlag(t)$	時刻 t の売電バイナリ変数
$SOC(t)$	時刻 t における蓄電池の SOC[kWh]

決定する。買電計画が「当日の需要計画」、売電計画が「当日の発電計画」となる。 $WheelingPrice$ (託送料金)は東北電力の託送料金相当額を参照し 11.2[JPY/kWh] とする⁽⁸⁾。最適化変数を表 2 に示す。

$$\max \sum_{t=1}^{144} [GridSell(t) \cdot Price(t) - GridBuy(t) \cdot Price(t) - (GridSell(t) + GridBuy(t)) \cdot WheelingPrice] \quad (1)$$

〈3・1〉 制約条件 制約条件は式 (2) - (12) になる。式 (2) は SOC の更新に関する制約, 式 (3) は SOC の範囲を定める制約, 式 (4) は充放電を同時に行わないようにする制約, 式 (5), (6) は充放電の最大出力の制約, 式 (7) は買電, 売電を同時に行わないようにする制約, 式 (8), (9) は売買電力量の上限を決める制約で 100000 以下になるようにしている。この 100000 というのは最適化変数の範囲が無限にならないように設定した数値である。式 (10) はエネルギーバランスを表す制約, 式 (11), (12) は太陽光発電量に関する制約である。

表 3 当日運転パラメータ

Table 3. Parameters in the real-time operation

需要データ情報量	20[B]
PV データ情報量	20[B]
SOC データ情報量	10[B]
買電量データ情報量	20[B]
売電量データ情報量	20[B]
オーバーヘッド	40[B]
追加指令用データ情報量	40[B]
通信コスト C_{bit}	1.65×10^{-3} [JPY/bit]
サーバーコスト c_{server}	7.15×10^{-6} [JPY/bit]
需要, PV データ送信頻度 $freq$	10 - 120[min]

$$SOC(t) = SOC_{prev} + (Charge(t) \cdot 0.94 - Discharge(t)/0.94) \cdot dt \quad (2)$$

$$SOC_{min} \leq SOC(t) \leq SOC_{MAX} \quad (3)$$

$$ChargeFlag(t) + DischargeFlag(t) \leq 1 \quad (4)$$

$$Charge(t) \leq Charge_{MAX} \cdot 200 \cdot ChargeFlag(t) \quad (5)$$

$$Discharge(t) \leq Discharge_{MAX} \cdot 200 \cdot DischargeFlag(t) \quad (6)$$

$$BuyFlag(t) + SellFlag(t) \leq 1 \quad (7)$$

$$GridBuy(t) \leq 100000 \cdot BuyFlag(t) \quad (8)$$

$$GridSell(t) \leq 100000 \cdot SellFlag(t) \quad (9)$$

$$GridBuy(t) + Discharge(t) \cdot dt + SelfConsume(t) = GridSell(t) + Load(t) + Charge(t) \cdot dt \quad (10)$$

$$SelfConsume(t) + Charge(t) \cdot dt \leq Solar(t) \quad (11)$$

$$SelfConsume(t) \leq Load(t) \quad (12)$$

4. 当日運転

前日計画に基づき, 各家庭蓄電池を 30 分を 1 ブロック (内部は 3 つの 10 分スロット) とし, ブロック毎に 10 分単位でルールベースで制御する。当日運転のフローチャートを図 1 に示す。当日運転におけるパラメータを表 3 に示す。

〈4・1〉 Measurement 各 30 分ブロック t (構成 10 分スロット k'_1, k'_2, k'_3) において, PV 実績 $PV_{actual}(k', h)$ と需要実績 $L_{actual}(k', h)$ を VPP 事業者へ通信頻度 $freq$ で送信する。データ PV_m, L_m は, スロット k'_n の開始時刻を T'_n とすると, 初回 (k'_1) および $\text{mod}(T'_n, freq) = 0$ 時に実績値で更新, 他は NaN とする。ブロック t の最終スロット k_{end} の最新計測値を用い, 次ブロック $t+1$ (構成スロット $k_{1+1}', k_{2+1}', k_{3+1}'$) の PV・需要を予測する。

一方, 買電量と売電量はブロック t 間の合計を実績値として家庭側から VPP 事業者に 30 分ごとに送信する。

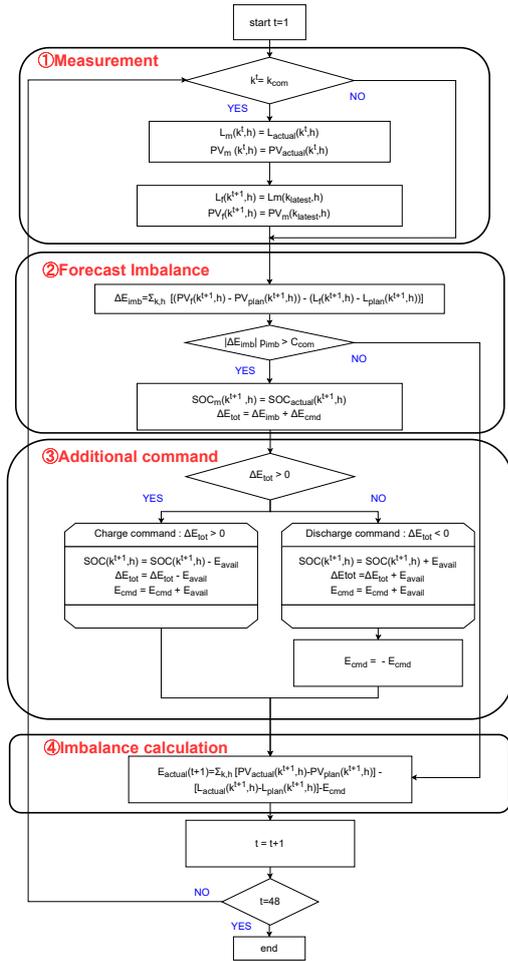


図1 当日運転フローチャート
Fig. 1. Real-time operation flowchart

〈4・2〉 Forecast Imbalance 次ブロック $t+1$ の各スロット k^{t+1} における、家庭 h の予測インバランス量 ΔE_{imb} は、予測される需要・PV の計画からのずれとして算出する。予測インバランスコスト $\Delta E_{imb} \cdot p_{imb}(t+1)$ が通信・サーバーコスト C_{com} を上回る場合に追加指令実行する。追加指令実行時は全家庭から SOC を送信してもらい次ブロック $t+1$ の各スロット k^{t+1} における SOC を前日計画に基づき更新する。しかしこの際、SOC がのちに説明する追加指令の影響で運用範囲を逸脱する場合がある。その場合は逸脱分を除いたものを SOC として再更新し逸脱分を計算し全家庭の逸脱分を逸脱インバランス ΔE_{cmd} として計上する。スロット k^{t+1} における全家庭の予測総インバランス量 ΔE_{tot} は ΔE_{imb} と ΔE_{cmd} の和になる。

〈4・3〉 Additional command

〈4・3・1〉 Charge command 各家庭 h の前日計画に基づく $SOC(k^{t+1}, h)$ と次回ブロック $t+1$ の前日放電計画から、追加放電可能なマージンを計算し、大きい家庭から順に選択をする。選択された家庭 h の指令放電量 $E_{avail}(k^{t+1}, h)$ 分だけ

不足インバランスを減らし指令量 $E_{cmd}(k^{t+1}, h)$ に $E_{avail}(k^{t+1}, h)$ に加算する。不足インバランスが解消されるか、指令可能な家庭がなくなるまで繰り返す。

〈4・3・2〉 Discharge command 各家庭 h の前日計画に基づく $SOC(k^{t+1}, h)$ と次回ブロック $t+1$ の前日充電計画から、追加充電可能なマージンを計算し、大きい家庭から順に選択する。選択された家庭 h の指令充電量 $E_{avail}(k^{t+1}, h)$ 分だけ余剰インバランスを減らし指令量 $E_{cmd}(k^{t+1}, h)$ に $E_{avail}(k^{t+1}, h)$ を加算する。余剰インバランスが解消されるか、指令可能な家庭がなくなるまで繰り返す。指令量は $E_{cmd}(k^{t+1}, h) = -E_{cmd}(k^{t+1}, h)$ として記録する。

〈4・4〉 Imbalance calculation 各 30 分ブロック $t+1$ の終了後、そのブロック内の各スロット k' における実際のインバランス量は式 (13) となる。

$$\Delta E_{actual}(t+1) = \sum_{n=1}^3 \sum_{h=1}^{200} [(PV_{actual}(k_n^{t+1}, h) - PV_{plan}(k_n^{t+1}, h)) - ((L_{actual}(k_n^{t+1}, h) - L_{plan}(k_n^{t+1}, h)) - E_{cmd}(k_n^{t+1}, h))] \quad (13)$$

このブロック $t+1$ のインバランスコスト $C_{imb}(t+1)$ は式 (14) となる。

$$C_{imb}(t+1) = \Delta E_{actual}(t+1) \cdot p_{imb}(t+1) \quad (14)$$

1 日の総インバランスコスト $C_{imb,total}$ は、各ブロックのコストの合計となる。

5. 通信コスト

蓄電池運用には、各家庭からのデータ (需要量, PV 発電量, SOC) 収集と中央システムから各家庭への制御指令送信に伴うサーバーコストを含む通信コストが発生する。

〈5・1〉 需要量, 発電量データアップロードコスト 需要量と PV 発電量は全家庭分設定された頻度 (例: 10 分ごと) で送信される。需要量, PV のデータを送るためオーバーヘッドを考慮すると 1 回送信あたりのデータ量は 80[B] となる。送信回数を $N_{uploads}$ とすると式 (15) となる。

$$C_{upload} = 200 \cdot 80 \cdot N_{uploads} \cdot (C_{bit} + C_{server}) \quad (15)$$

〈5・2〉 買電量, 売電量データアップロードコスト 買電量と売電量は全家庭分 30 分頻度で送信されるため 1 日当たり 48 回送信される。買電量, 売電量のデータを送るためオーバーヘッドを考慮すると 1 回送信あたりのデータ量は 80[B] となるため通信コストは式 (16) となる。

$$C_{upload} = 200 \cdot 80 \cdot 48 \cdot (C_{bit} + C_{server}) \quad (16)$$

〈5・3〉 追加指令コスト 追加指令を行う場合、全家庭分 SOC が送信され指令対象となった家庭にのみ追加指令情報を送信する。SOC データ 1 回送信あたりの情報はオーバーヘッドを考慮すると 50[B], 追加指令データ 1 回送信あたりの情報は 80[B] となる。指令回数を $N_{cmd-uploads}$, スロット k の追加指令対象家庭数を $N_{cmd,house}(k_n)$ とすると通

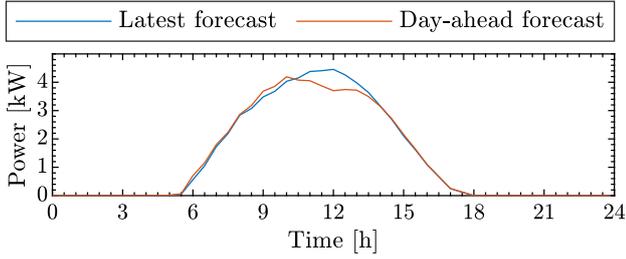


図2 PV 予測 (2022/4/2)
Fig. 2. PV forecast(2022/4/2)

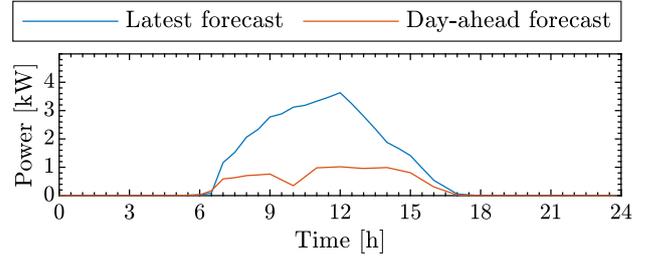


図5 PV 予測 (2023/3/8)
Fig. 5. PV forecast(2023/3/8)

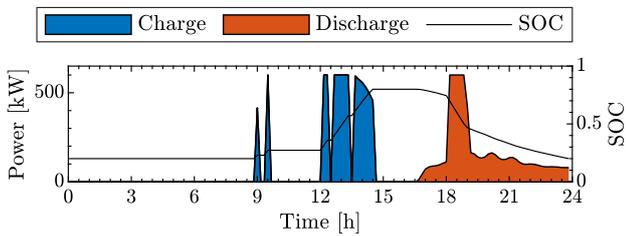


図3 充放電計画および SOC 計画 (2022/4/2)
Fig. 3. Charging , discharging and SOC schedule(2022/4/2)

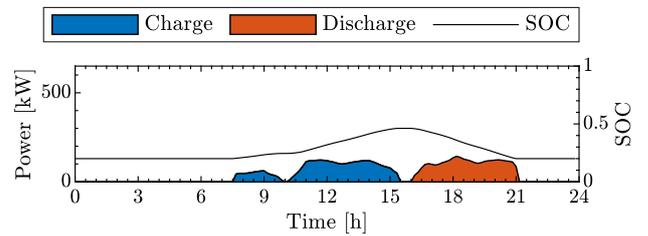


図6 充放電計画および SOC 計画 (2023/3/8)
Fig. 6. Charging , discharging , and SOC schedule(2023/3/8)

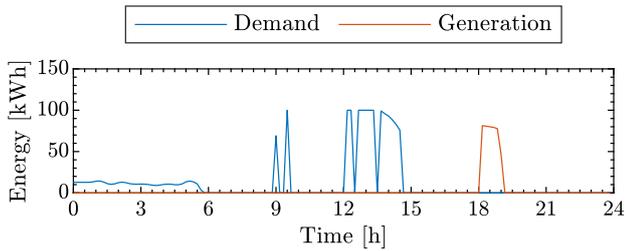


図4 需要計画および発電計画 (2022/4/2)
Fig. 4. Demand and power generation schedule(2022/4/2)

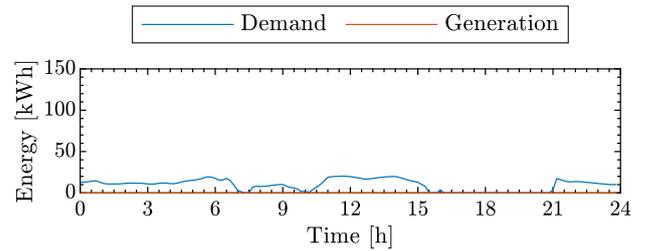


図7 需要計画および発電計画 (2023/3/8)
Fig. 7. Demand and power generation schedule(2023/3/8)

信コストは式 (17) となる。

$$C_{sirei} = \left[\sum_{t=1}^{48} \sum_{n=1}^3 (N_{cmd,house}(k_n^t) \cdot 80) + 200 \cdot 50 \cdot N_{cmd-uploads} \right] \cdot (c_{bit} + c_{server}) \quad (17)$$

総通信コスト $C_{comm,total}$ はこれらの総和となる。

6. 事業者利益の評価

前日計画段階で期待される利益を Π_{DA} とすると、当日運転後の事業者の最終的な利益 Π_{final} は、当日発生した各種コストを差し引いて評価される。

$$\Pi_{final} = \Pi_{DA} - (C_{imb,total} + C_{comm,total} + C_{server,total}) \quad (18)$$

7. シミュレーション結果および評価

シミュレーションは東北地方にある村の実績データを用い、2022/4/2(最小インバランス計測日)、2023/3/8(最大余剰

インバランス計測日)、2023/3/9(最大不足インバランス計測日)の3日間で実施。

〈7・1〉 前日計画結果 最適化結果の利益を示したものを表4に示す。スポット市場価格に15[JPY/kWh] 上乘せした価格を電力小売価格とし、家庭の予測需要分を売上として電力売上利益とした。また市場売買利益は前日計画の市場取引の利益であり式(1)の値となる。これらの和を利益とした。太陽光発電予測値、最適化で得られた充放電計画とSOC、需要計画および発電計画の結果を2022/04/02は図2, 3, 4に示し、2023/03/08は図5, 6, 7に示し、2023/03/09は図8, 9, 10に示す。

〈7・2〉 当日運転結果 それぞれの日時で通信頻度を10分から120分まで10分ずつ変化させながら通信コストとインバランスを求める。通信コストとインバランスコストを2022/4/2は図11、2023/3/8は図12、2023/3/9は図13に示す。不足インバランスを3つの日時で比較したものを図

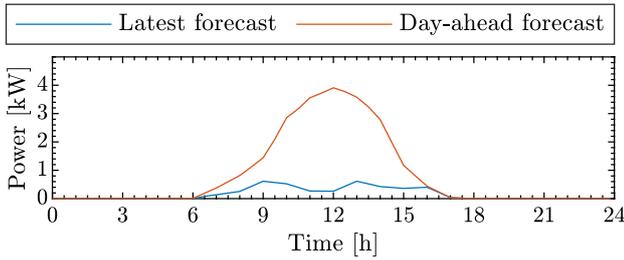


図 8 PV 予測 (2023/3/9)
Fig. 8. PV forecast(2023/3/9)

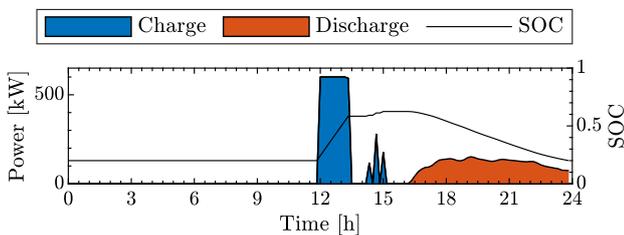


図 9 充放電計画および SOC 計画 (2023/3/9)
Fig. 9. Charging, discharging, and SOC schedule(2023/3/9)

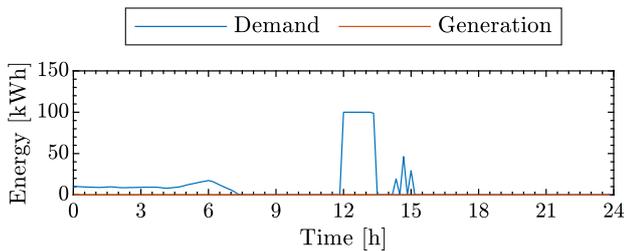


図 10 需要計画および発電計画 (2023/3/9)
Fig. 10. Demand and power generation schedule(2023/3/9)

表 4 最適化結果

Table 4. Optimization result

日時	2022/4/2	2023/3/8	2023/3/9
電力売上利益 [JPY]	70894.1103	41214.3737	42037.5117
市場売買利益 [JPY]	-20448.7222	-25414.5321	-21488.9278
利益 [JPY]	61806.3881	26731.8416	30959.5838

14, 余剰インバランスを3つの日時で比較したものを図15, それぞれのインバランスの絶対値をとりその和を比較したものを図16に示す。

〈7・3〉 考察

〈7・3・1〉 前日計画考察 前日最適化について考察する。前日最適化は、各日のPV・需要予測に基づき合理的な充放電戦略を選択した。2022/4/2は図2, 表4から高需要・高PV予測であることがわかり, 図3, 4のようにPV余剰とスポット市場価格差を利用し日中充電・夜間売電で利益追

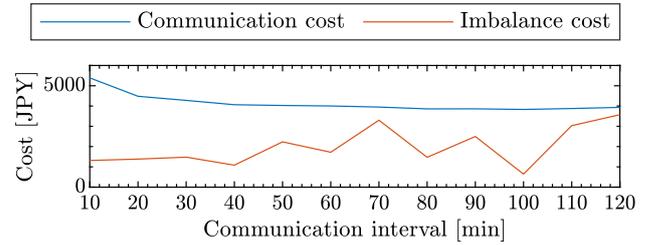


図 11 通信コスト vs インバランスコスト (2022/4/2)
Fig. 11. Communication cost vs imbalance cost(2022/4/2)

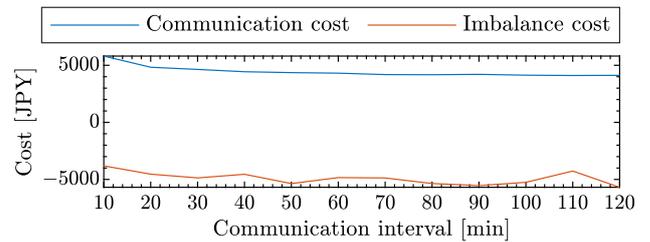


図 12 通信コスト vs インバランスコスト (2023/3/8)
Fig. 12. Communication cost vs imbalance cost(2023/3/8)

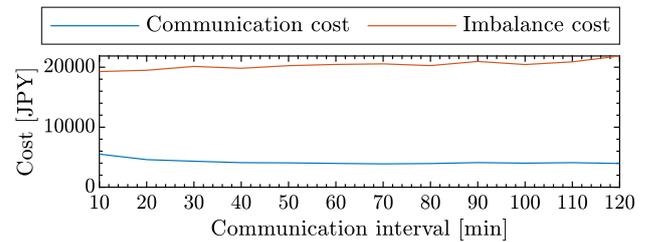


図 13 通信コスト vs インバランスコスト (2023/3/9)
Fig. 13. Communication cost vs imbalance cost(2023/3/9)

求している。2023/3/8は図5から前日は低PV予測であったことがわかり, 図6, 7のように売電より自家消費を優先し, スポット市場での高価格帯買電を抑制している。2023/3/9は図8から当日低PV予測であったことがわかり, 図9, 10のように日中安価電力で充電し, 夜間高価格帯買電を放電で回避した。PV発電量と電力需要量の予測値によって運用戦略(市場取引型 vs 自家消費・買電抑制型)が選択される。

〈7・3・2〉 当日運転考察

当日運転について考察する。図11, 12, 13から通信頻度と通信コストおよびインバランスコストの関係性を考察する。どの図も通信頻度が低くなるにつれて通信コストが下がっていることがわかる。通信頻度が高い時ほど通信コストが大きく増加しており, 通信頻度が高い時ほど加速度的に通信回数が増加することに起因する。通信コストと比較してインバランスコストは, 一見すると通信頻度とあまり相関がないように見える。通信頻度とインバランスコストの関係性をさらに考察するため

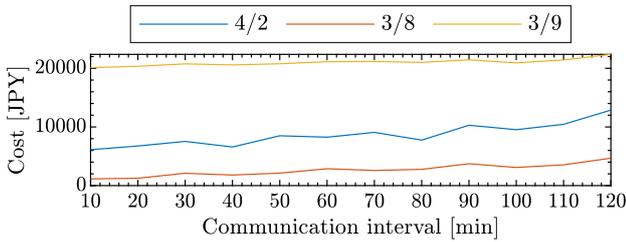


図 14 不足インバランス比較

Fig. 14. Comparison of shortage imbalance

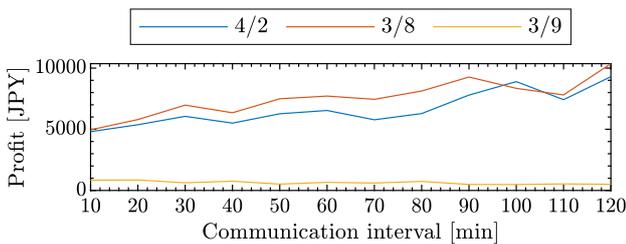


図 15 余剰インバランス比較

Fig. 15. Comparison of surplus imbalance

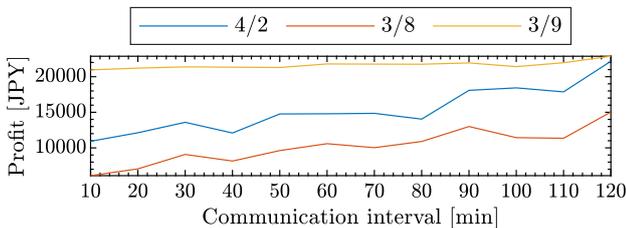


図 16 インバランス絶対値比較

Fig. 16. Comparison of absolute values of imbalance

にインバランスコストを不足インバランスコストと余剰インバランスコストに分解して考える。図 14, 15 を確認すると不足インバランスコスト, 余剰インバランスコストの両方とも通信頻度が高くなるにつれて 0 に近づくことがわかる。インバランスの解消量を比較するために不足インバランスと余剰インバランスをそれぞれ絶対値をとり足し合わせたものと通信頻度の関係を示したものが図 16 である。どのグラフも通信頻度が高くなるにつれて値は小さくなっており通信頻度を高くすることで, より新しい実績値に基づいた予測が可能となり, インバランスを正確に検知し, 蓄電池による適切な充放電指令を通じて効果的に対応できるためと考えられる。またそれぞれの日時を比較したとき不足インバランスが最大である 2023/3/9 が最もインバランスを解消できなかった。これは PV 発電量が少なく追加指令を出す SOC マージンが少なかったためと考えられる。

8. 結論

本論文では, 通信コストを考慮した VPP 運用の最適化を行い, 通信頻度とインバランスコストの関係性を分析した。最適化は「前日最適化」と「当日運転」の 2 段階で構成され, 前者では電力取引による利益最大化を, 後者ではルールベース制御により通信・インバランスコストを評価した。通信頻度の増加は全体のインバランスコスト削減に大きく寄与しなかったが, 不足・余剰インバランスの個別評価では削減効果が確認された。今後は時系列予測を導入した前日最適化や通信頻度を動的に調整する制御方式によりさらなるコスト最小化を目指す予定である。

謝 辞

本研究は社会連携講座「エネルギー環境イノベーション実現」(京セラ・東京大学工学系研究科)において実施した。

文 献

- (1) 経済産業省: 定置用蓄電システムに関わる直近の政策動向についてのご報告 (2025/5/15), https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/\storage_system/pdf/2024_005_04_00.pdf
- (2) 東芝エネルギーシステム株式会社: 見えない発電所 パーチャルパワープラントとは (2025/5/2), <https://www.global.toshiba/jp/company/energy/topics/renewable-energy/vpp.html>
- (3) 電力・ガス取引監視等委員会: インバランス料金制度等について (2025/4/8), <https://www.emsc.meti.go.jp/info/public/pdf/20220117001b.pdf>
- (4) Jiazhen Zhou, Scalable Distributed Communication Architectures to Support Advanced Metering Infrastructure in Smart Grid IEEE Transactions on Parallel and Distributed Systems (Volume: 23, Issue: 9, September 2012)
- (5) Aryadevi Remanidevi Devidas, Maneesha Vinodini Ramesh, Cost Optimal Hybrid Communication Model for Smart Distribution Grid IEEE Transactions on Smart Grid (Volume: 13, Issue: 6, November 2022)
- (6) J. Ryu and J. Kim, Virtual Power Plant Operation Strategy Under Uncertainty With Demand Response Resources in Electricity Markets IEEE Access (Volume: 10, pp. 62763–62771 June 2022)
- (7) (株) 気象データシステム 日射直散分離と斜面日射量の計算 (July 2024)
- (8) 東北電力 託送料金相当額等について (2025/4/2), <https://www.tohoku-epco.co.jp/dprivate/rule/consignment/>