

doi: 10.7690/bgzd.2025.04.018

基于混合整数规划的海岛军营储能动态功率管理策略

董典帅, 冯鸿亮, 尤旭昶

(无锡广盈集团有限公司, 江苏 无锡 214000)

摘要: 针对传统电网管理模式在分时电价较低时段为储能系统充电的局限性, 提出基于混合整数规划的海岛军营储能动态功率管理策略。构建一个混合整数线性规划模型, 使用两阶段方法来定义功率限制的时变函数, 在考虑电网约束的同时协调户用储能的控制操作。基于真实海岛配电网数据的验证, 该动态自适应功率管理策略能够有效提升储能系统的经济效益, 并增强海岛电网的韧性和可靠性。结果表明: 该策略允许在低价时段增加充电, 高价时段向电网供电, 实现电费节约和电网平衡, 对于海岛军营等偏远地区的能源自给能力提升具有较为重要的意义。

关键词: 海岛军营; 储能系统; 配电网; 最佳潮流

中图分类号: TM73 **文献标志码:** A

Dynamic Power Management Strategy for Island Military Camp Energy Storage Based on Mixed Integer Programming

Dong Dianshuai, Feng HongLiang, You Xuchang

(Wuxi Guangying Group Co., Ltd., Wuxi 214000, China)

Abstract: In view of the limitation of traditional grid management mode in charging energy storage system during the period of low time-of-use electricity price, a dynamic power management strategy for island military camp energy storage based on mixed integer programming is proposed. A mixed integer linear programming (MILP) model is constructed, and a two-stage approach is used to define the time-varying function of power constraints, which coordinates the control operation of household energy storage while considering the constraints of power grid. The verification based on real island distribution network data, the dynamic adaptive power management strategy can effectively improve the economic benefits of the energy storage system, and enhance the toughness and reliability of the island power grid. The results show that this strategy allows charging to be increased in the low price period, and power supply to the grid in the high price period, so as to achieve electricity saving and grid balance, which is of great significance for the improvement of energy self-sufficiency in remote areas such as island military camps.

Keywords: island military camp; energy storage system; distribution network; optimal power flow

0 引言

随着全球低碳能源政策的推动, 可再生能源, 尤其是太阳能光伏发电, 在电力系统中扮演着越来越重要的角色^[1]。光伏发电的波动性和间歇性也给电网运营商带来了挑战, 尤其是在中午时段, 需求与发电之间往往存在不平衡问题。为了应对这一挑战, 负电价等机制被提出, 但同时, 弃光现象^[2]也日益严重, 这些都不利于低碳能源的转型; 因此, 探索替代解决方案, 如何通过分时电价^[3]优化能源消耗就显得尤为重要。

笔者提出一种混合整数线性规划决策算法^[4], 以协调分布式户用储能系统的控制, 同时兼顾配电网的约束。该算法由储能运营商执行, 旨在选择合适的户用储能系统进行充电和放电, 并根据预定义的线性函数确定最合适的功率交换限值。这些函数

通过三相随机交流最优潮流模型^[5]生成, 考虑了户用储能系统位置和电网需求的不确定性。该算法能有效地提升海岛军营的能源保障能力, 增强其在极端条件下的自给自足能力。

1 系统组成与设计流程

海岛军营储能动态功率管理系统由储能系统组成, 包括电池储能系统, 用于调节和存储可再生能源产生的电能; 能量管理系统, 负责合理调度可再生能源、储能、同步发电机等设备, 以最大限度地利用可再生能源并提高微电网运行的经济性; 以及自动化装置, 用于监控、功率预测和优化控制, 确保供电系统的稳定性和可靠性。这些组成部分共同协作, 通过智能调度和优化储能系统^[6]的充放电过程, 实现在低价时段增加充电、在高价时段向电网

收稿日期: 2024-08-20; 修回日期: 2024-09-20

基金项目: 无锡广盈集团有限公司 2024 年省管产业科技项目(JC2024034)

第一作者: 董典帅(1978—), 男, 山东人, 博士。

供电, 以实现电费节约和电网平衡的目标, 系统组成如图 1 所示。

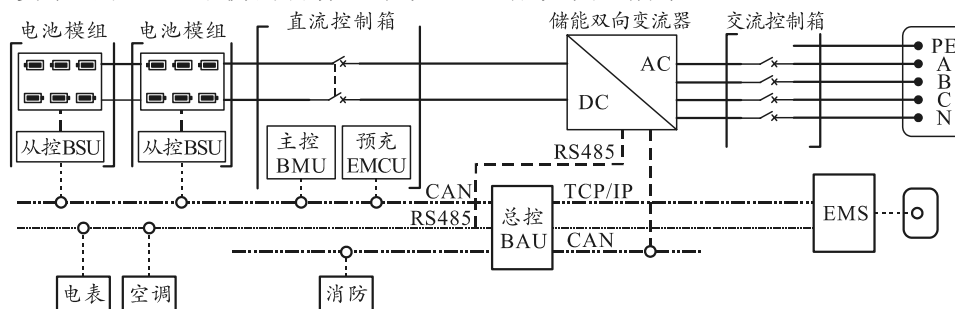


图 1 系统组成

系统流程是一个综合的、多阶段的优化过程。如图 2 所示, 首先, 通过收集和分析可再生能源发电、负载需求、电网状态和储能系统状态的数据; 然后, 在最优潮流仿真阶段, 根据不同时间步长和储能系统渗透率, 计算电网的有功功率和无功功率平衡, 确定电网能够承受的最大输入和输出功率限制; 接着, 在第 2 阶段, 利用曲线拟合技术将这些离散的功率限制值转换为线性函数, 定义了在不同时间步长和不同储能渗透率下储能系统的最大充电和放电功率限制; 最后, 应用混合整数线性规划模型来优化储能系统的充放电策略, 考虑电网的电压和热限制, 旨在最大化储能系统的经济效益, 同时确保电力供应的稳定性和安全性。

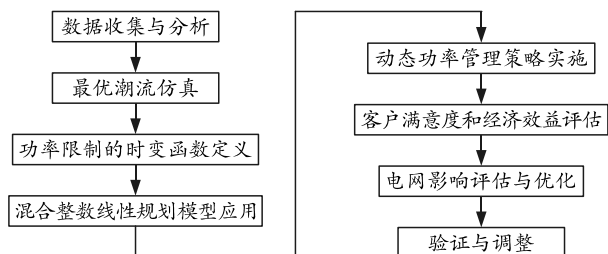


图 2 系统流程

在这一过程中, 微电网储能系统的基本功能包括并网和离网状态下的能源分配、能量管理系统 EMS 的实时监控和控制、PCS 的能量转换、BMS 的电池管理、削峰填谷以及远程调度等。EMS 实时采集储能系统各个能耗监测点的数据, 进行动态趋势分析, 提供能源数据采集、统计分析、能效分析、用能预警、设备管理等服务, 实现储能电站的精细化管理、无人化管控。储能系统通过设置告警阈值, 主动监测设备异常运行状态, 提升用能质量, 记录设备的告警信息, 并通过多途径及时推送告警资讯。

根据分时电价信号, 储能运营商使用决策算法控制户用储能系统的充放电功率, 以实现用户的电费节省, 并从储能系统中获取足够的收入, 以抵消

客户的能源消耗成本。系统还通过模拟不同分时电价渗透率水平和储能系统位置不确定性, 评估分时电价和储能系统对电网的影响, 包括电压越限和热过载问题, 并根据这些评估结果调整功率限制, 以减轻对电网稳定性的影响。

系统通过基于真实海岛配电网数据的验证, 评估所提出的动态自适应功率管理策略的有效性, 并根据验证结果进一步调整和优化, 以确保策略能够实现预期的经济效益和电网稳定性, 形成一个不断迭代优化的闭环系统。这一闭环系统确保了微电网储能系统能够在满足电力供应稳定性和安全性的同时, 最大化经济效益, 并适应电网的动态变化。通过不断的数据收集、分析、优化和验证, 系统能够实现自我迭代和优化。

2 定义功率极限的时变函数

笔者提出一种 2 阶段方法来定义功率限制的时变函数, 以便储能运营商在考虑电网约束的同时协调户用储能的控制操作。第 1 阶段是通过运行最优潮流仿真, 根据时间步长、储能渗透率和户用储能具体位置, 确定输入和输出功率限制。在每个时间步长内, 进行不同比例储能系统的最优潮流仿真, 选取最小值作为输入限值。第 2 阶段根据功率限制与储能系统渗透率之间的关系, 使用曲线拟合将这些离散的功率限值转换为线性函数, 通过调整模型目标以确定储能系统在放电状态下的最大放电功率。这种方法旨在提高储能运营商在分析和选择储能渗透比例时的灵活性, 同时确保电网的安全运行。

2.1 第 1 阶段: 交流最优潮流模型

在每个时间步长内, 交流最优潮流模型在不同比例的有源电池水平和储能系统位置的场景下运行。负载和发电机的有功功率和无功功率的时间序列数据来自历史数据。模型的目标函数是使有源储能系统的充电功率最大化(p^{import})。

$$\text{Max} p^{\text{import}}. \quad (1)$$

该模型采用二次约束规划方程^[7-8], 计算整个线路和变压器的三相潮流以及每条母线的电网电压。式中忽略电压角度, 并使用每条线路和变压器起始母线以及每相的有功功率和无功功率($p_{l, \text{ph}}$ 和 $q_{l, \text{ph}}$)来模拟电压降。对于每个相位、线路和变压器, 公式以线路 1 的起始母线和末端母线的电压幅值的平方 $V_{b, \text{ph}}^{\text{sqr}}$ 以及整个线路 l 的电流幅值的平方 $I_{l, \text{ph}}^{\text{sqr}}$ 计算电压降, 如式(2)所示。

$$\sum_{\rho_{l=b}^{\text{start}}} V_{b, \text{ph}}^{\text{sqr}} - \sum_{\rho_{l=b}^{\text{end}}} V_{b, \text{ph}}^{\text{sqr}} = 2 \left(\sum_{\rho_{l=b}^{\text{start}}} R_l p_{l, \text{ph}} + X_l q_{l, \text{ph}} \right) - \sum_{\rho_{l=b}^{\text{start}}} I_{l, \text{ph}}^{\text{sqr}} (R_l^2 + X_l^2). \quad (2)$$

式中: R_l 和 X_l 分别为线路 l 的电阻和电抗; $\rho_{l, \text{ph}}^{\text{start}}$ 和 $\rho_{l, \text{ph}}^{\text{end}}$ 分别为线路 l 的起始母线和终止母线。每个母线和每个相位的有功功率和无功功率平衡方程分别表示为式(3)和(4)。在该模型中, 储能系统的位置以二进制参数 $A_{bt, \text{ph}}^{\text{BESS}}$ 表示, 该预定义参数将被作为算法的输入, 当总线 b 和相位 ph 配置了储能系统时, 该参数值为 1, 否则为 0。

$$\sum_{\rho_{d=b, \gamma_d}=\text{ph}} p_{d, \text{ph}} + \sum_{\rho_{bt=b, \gamma_{bt}}=\text{ph}} p^{\text{import}} A_{bt, \text{ph}}^{\text{BESS}} = \sum_{\rho_{x=b, \gamma_x}=\text{ph}} p_{x, \text{ph}}^{\text{BSP}} + \sum_{\rho_{g=b, \gamma_g}=\text{ph}} p_{g, \text{ph}} + \sum_{\rho_{l=b, \gamma_l}^{\text{start}}} (p_{l, \text{ph}} - R_l I_{l, \text{ph}}^{\text{sqr}}); \quad (3)$$

$$\sum_{\rho_{d=b, \gamma_d}=\text{ph}} q_{d, \text{ph}} = \sum_{\rho_{x=b, \gamma_x}=\text{ph}} q_{x, \text{ph}}^{\text{BSP}} + \sum_{\rho_{g=b, \gamma_g}=\text{ph}} q_{g, \text{ph}} + \sum_{\rho_{l=b, \gamma_l}^{\text{start}}} (q_{l, \text{ph}} - X_l I_{l, \text{ph}}^{\text{sqr}}). \quad (4)$$

式中: $p_{d, \text{ph}}$ 和 $q_{d, \text{ph}}$ 为需求的有功功率和无功功率; $p_{g, \text{ph}}$ 和 $q_{g, \text{ph}}$ 为发电机的有功功率和无功功率; $p_{x, \text{ph}}^{\text{BSP}}$ 和 $q_{x, \text{ph}}^{\text{BSP}}$ 为从电网输入和输出的有功功率和无功功率; γ_u 为每个元件所连接的母线 b 和相位 ph 。

优化模型还会受到电压和热约束, 分别以式(5)和(6)表示。

$$V_b^{\text{sqr}(-)} \leq V_{b, \text{ph}}^{\text{sqr}} \leq V_b^{\text{sqr}(+)}; \quad (5)$$

$$I_{l, \text{ph}}^{\text{sqr}} \leq I_l^{\text{sqr}(+)}. \quad (6)$$

式中: $V_b^{\text{sqr}(-, +)}$ 是每个母线的电压幅值平方限值; $I_l^{\text{sqr}(+)}$ 是线路电流限值的平方。

为了保证优化问题属于凸优化范畴, 必须确保整个线路 l 的视在功率等于电压和电流的乘积, 如式(7)所示。

$$\sum_{\rho_{l=b}^{\text{start}}, \gamma_l=\text{ph}} (p_{l, \text{ph}})^2 + (q_{l, \text{ph}})^2 = \sum_{\rho_{l=b}^{\text{start}}, \gamma_l=\text{ph}} V_{b, \text{ph}}^{\text{sqr}} I_{l, \text{ph}}^{\text{sqr}}. \quad (7)$$

在一个时间步长内, 为每个比例水平的储能系统($p_{t, r}^{\text{import}}$)定义一个输入限值, 其值为相应情景中确定的输入限值的最小值($p_{t, r, \text{sc}}^{\text{import}}$)。

$$p_{t, r}^{\text{import}} = \min_{\text{sc}} \{p_{t, r, \text{sc}}^{\text{import}}\}, \forall t \in T, \forall r \in R. \quad (8)$$

同样, 在时间步长为 t 的放电状态下, 每个比例等级的储能输出限额($p_{t, r}^{\text{export}}$)的计算公式为式(9)。

$$p_{t, r}^{\text{export}} = \min_{\text{sc}} \{p_{t, r, \text{sc}}^{\text{export}}\}, \forall t \in T, \forall r \in R. \quad (9)$$

2.2 第2阶段：定义功率极限的线性函数

基于曲线拟合在每个时间步长内定义了一系列功率极限的线性函数, 输入限值函数的数学表达式如式(10)和(11)所示。每个函数对应一个特定范围的户用储能系统。例如, 当户用储能系统的比例在 0 和 10%之间时, 函数 $f_{t, 1}$ 将在时间步长 t_1 应用。同样, 每个时间步长也会生成输出限制函数($p_{t, i}^{\text{export}}$)。

$$p_{t, i}^{\text{import}} = \{f_{t, i}(r_{t, i}), c_{t, i-1} \leq r_{t, i} < c_{t, i}\}; \quad (10)$$

$$f_{t, i}(r_{t, i}) = a_{t, i} r_{t, i} + b_{t, i}. \quad (11)$$

式中 $a_{t, i}$, $b_{t, i}$ 分别为每个函数的斜率和交点。每个函数都被分配到一个特定的百分比范围, 其起始值和终止值分别由 $c_{t, i-1}$ 和 $c_{t, i}$ 给出。

3 决策算法

笔者为储能运营商提供了混合整数线性规划决策算法模型。该算法旨在根据分时价格信号 π_t 控制户用储能系统设备的充放电功率 $p_{bt, t}^{\text{ch}}$ 、 $p_{bt, t}^{\text{dis}}$ (均为非负值)。除了满足配电网的约束条件外, 电力公司的目标还包括提高每个用户的满意度(即实现电费的节省)。具体做法是从户用储能系统获取足够的收入, 以抵消相应客户的能源消耗成本。为此, 需要定义一个客户满意度指数(CSI_{bt}), 以户用储能系统收益与客户电费减少额的比率来表示。例如, 如果某个客户的 CSI_{bt} 为 100%, 则表示储能运营商完全实现了用户的电费节省。从数学角度看, CSI 值如式(12)所示, 其分子代表户用储能系统通过套利获得的收益。

$$\text{CSI}_{bt} = \sum (p_{bt, t}^{\text{dis}} \pi_t - p_{bt, t}^{\text{ch}} \pi_t) / C_{bt}^{\text{contract}}. \quad (12)$$

4 实验结果

针对提出的储能运营商协调调度框架,通过一个实际低压配电网进行验证,该电网为军营提供电力服务。用户的日负荷曲线来自馈线上的智能电表数据集。此外,非住宅用户的负荷曲线根据实际电能测量结果确定。建模语言 AIMMS 用于定义功率限制和决策算法建模,优化问题使用 CPLEX 求解。

在所分析的电网中,每个住宅用户都有 2 个不同的电表:一个用于家庭消费,另一个专用于额定功率为 3.6 kW 的 14 kWh 电池。采用如图 3 所示的分时电价,低价时段(即 10:00~15:00)与光伏发电量高的时段一致,而高价时段则与电力系统的高峰需求时段(即 19:00~23:00)相对应,一天中的剩余时间为中间价格时段。

分析在有无户用储能管理系统的情况下,分时电价对电网的影响,包括电压越限和热过载。通过随机潮流模拟来反映用储能系统位置,同时使用储能协调管理系统提高分时电价渗透率,并定义时变函数来限制输入和输出功率。决策算法利用这些函数协调储能系统运行,响应分时电价,同时减少客户电力花费。

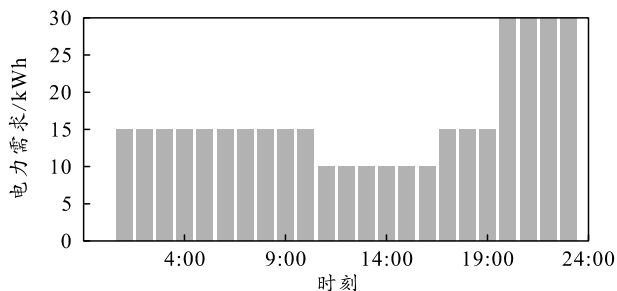


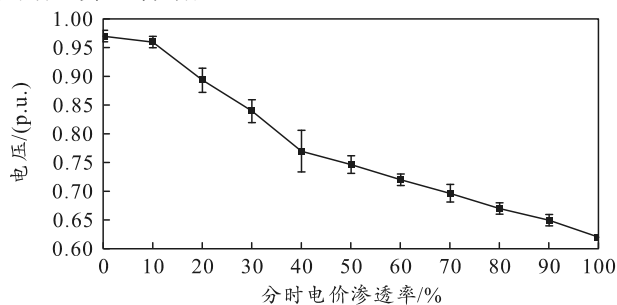
图 3 分时电价

4.1 分时电价对配电网影响评估：无户用储能系统

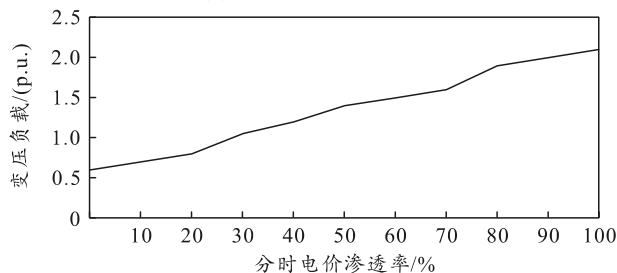
评估在中低压配电网中分时电价和户用储能系统对电网影响的程度。通过模拟不同分时电价渗透率水平(0~100%),以及采用分时电价的用户数量,分析了对电网的影响。每个使用分时电价的用户配备了一个 14 kWh 的户用储能系统,并考虑了 100 种不同的户用储能系统选址方案来反映位置不确定性。随着渗透率的提高,逐步增加储能系统设备,直至每个用户都分配到一个户用储能系统。

储能系统通过本地控制,在低电价时段充电,高电价时段放电,减少用户电费支出。使用 OpenDSS 软件评估电压水平如图 4 所示。结果显示,分时电价和储能系统的渗透率达到 20%时开始出现电压下降问题,且随着渗透率的增加,电压越

限问题会显著增加。



(a) 最低电压的中值



(b) 配电变压器的最大负载

图 4 不同分时电价渗透率下的电压和负载

在 30% 的渗透率时出现了变压器过载问题,但中压馈线仍保持在容量限制范围内。这表明分时电价和户用储能系统的广泛采用可能会对电网稳定性造成显著影响,需要采取适当的措施来减轻这些影响。

图 5 显示了储能系统对价格信号的响应在低价时段产生了新的尖峰,达到 16.2 MW,超过馈线热极限的 62%。由于户用储能系统会在高电价时段释放储存的能量,因此实施分时电价后,夜间的原始峰值需求从 8.6 降至 6.8 MW。

在分时电价下,广泛使用户用储能系统且采用本地控制时,对需求产生了影响,在低价时段形成了新的用电尖峰。而这种产生的新的峰值需求超过了实施分时电价之前观察到的原始峰值需求。这种情况违反了配电网的约束条件,因此需要加强配电网以支持分时电价的实施。

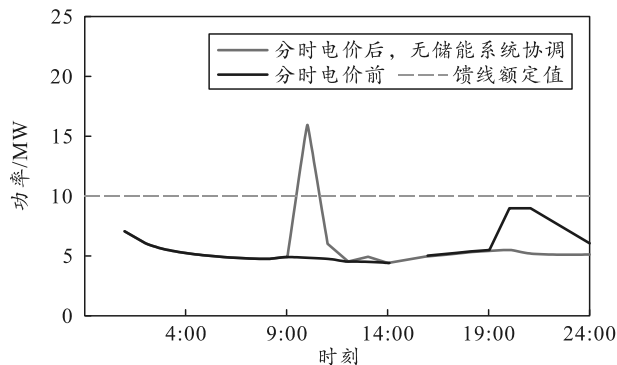


图 5 分时电价前和采用 100% 分时电价后的中压馈线负荷

4.2 分时电价对配电网影响评估：有户用储能系统

定义输入输出限值的时变函数，考虑 10%~100% 之间 10 个户用储能系统比例水平。通过多次运行交流最优潮流模型来确定最佳输入输出限值，并生成 100 种情景以应对与电池位置相关的不确定性。这一过程共进行了 24 000 次模拟，每小时一次，涵盖了一整天。随着电池储能系统的比例从 10% 增加到 100%，充电的限制功率从 4.5 降低到 0.6 kW，充电限制随着储能系统在空间上的分布而有所变化。

例如，当储能系统比例是 10% 时，充电限制在 1.2~4.5 kW。然而，当比例接近 100% 时，这种变化趋势减小。为满足储能运营商决策算法的要求，需要生成每个时间步长的线性函数来定义功率限制。图 6 为上午 10:00 的线性函数示例，与 1.2 kW 的输入限制相比，功率限制可能增加 370%。这些函数清晰展示了根据户用储能系统数量动态调整输入限制的重要性，这为储能运营管理户用储能系统提供了更大的灵活性，并提高了满足预期能源需求的客户比例。

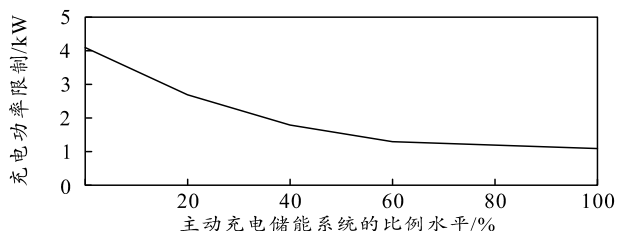


图6 10:00 充电功率限制的线性函数集

在高价时段(19:00~23:00)的每个时间步长内，还生成了输出限制的线性函数。为便于说明，图7显示了19:00时放电限制的线性函数集，这些函数决定了储能系统设备的最大放电功率。值得注意的是，在高价格区间内的其他时间段，输出限值函数几乎完全相同。在考虑 100% 分时电价渗透率的情况下，将得到的每小时充放电的线性函数集放入储能运营商决策算法。

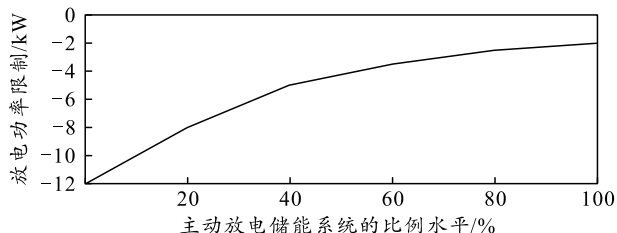


图7 19:00 放电功率限制的线性函数集

图8显示了引入决策算法后的馈线负荷。为便于比较，图中还显示了没加入储能系统协调的馈线

负荷。展示了在低价时段减少馈线峰值需求的效果。峰值需求从 15.9 大幅降至 7.4 MW。

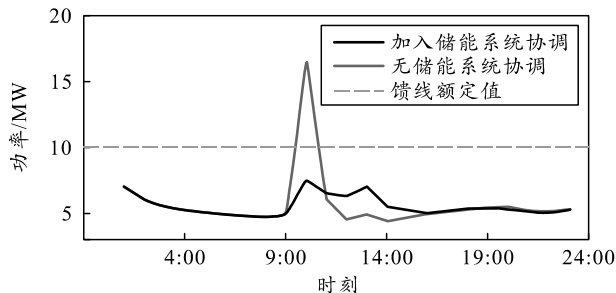


图8 引入决策算法后的压馈线负荷

此外，所有配电变压器和线路的负载以及客户的电压均保持在其限制范围内。这表明，在引入储能运营商的情况下，分时电价的渗透率有可能达到 100%，而在未利用功率限制的情况下，渗透率仅为 20%。虽然网络限制得到了有效管理，但带来的效益几乎相同，都是 12.9 MW 时。决策算法允许在各个时间步长内分配所需的充电能量，而不是在同一时间步长内对所有储能系统同时充电。通过调整每小时的充电功率限制，使每个储能系统都能获得所需的充电量，从而更好地利用网络容量。

5 结论

笔者构建混合整数线性规划模型，提出一种海岛军营储能系统的动态功率管理策略。该策略能够在分时电价机制下优化储能系统的充放电过程，不仅最大化了储能系统的经济效益，而且确保了电力供应的稳定性和安全性。笔者提出的 2 阶段方法，通过最优潮流仿真和曲线拟合技术，定义了功率限制的时变函数，使储能运营商能够在满足配电网功率限制的前提下，调整分布式户用储能系统设施的功率来减少配电网的峰值需求。与传统的分布式方法相比，该算法在储能系统高渗透率下更具优势，因为它允许更高的输入功率，从而提高了分时电价的收益。此外，该算法还考虑了价格套利，在高价区间增加对电网的电能输出，从而创造额外收入。

通过该算法，军营官兵户得以从分时电价和户用储能系统中受益，同时确保了供电安全和电网的可靠性。特别是在海岛军营等偏远地区，通过建设独立型海岛微电网项目，可以有效地解决这些地区的用电问题，提高能源自给能力，减少对外部电力供应的依赖。例如，珠海担杆岛的微电网项目就是一个成功的案例，它采用了柴油发电、光伏、储能互补的建设方案，提高了海岛供电的可靠性。