

基于双层优化的虚拟电厂与共享储能的耦合运营策略

卓会丹, 孙艳玲, 马宏伟, 王迎亚, 李润泽, 王 芸

(平高集团有限公司, 河南 平顶山 467000)

摘要: 在能源结构转型与电力市场改革的大背景下, 虚拟电厂凭借整合分布式能源资源的优势, 成为提升能源利用效率的关键。提出一种基于双层优化的虚拟电厂与共享储能耦合运营策略。上层模型以最大化共享储能运营商的收益为核心目标, 综合考虑电力市场价格波动、储能设备寿命损耗以及共享储能在不同时间段的租赁收益等因素, 得到最优储能配置方案。下层模型则以最小化总运营成本、最大化新能源消耗量以及最低碳排放量为多目标优化策略。通过双层优化的协同运作, 实现资源的高效配置。经算例分析与仿真验证, 该策略显著提升了虚拟电厂的运营效益, 有效降低了储能投资成本, 增强了电力系统运行的稳定性与可靠性。

关键词: 虚拟电厂; 共享储能; 双层优化; 运营策略; 电力市场

Coupling operation strategy of virtual power plant and shared energy storage based on double-layer optimization

ZHUO Huidan, SUN Yanling, MA Hongwei, WANG Yingya, LI Runze, WANG Yun

(Pinggao Group Co., Ltd., Pingdingshan 467000, China)

Abstract: Against the backdrop of energy structure transformation and electricity market reform, virtual power plants have become a key force in improving energy utilization efficiency by integrating distributed energy resources. This article proposes a dual layer optimization based virtual power plant and shared energy storage coupling operation strategy. The upper-level model focuses on maximizing the revenue of shared energy storage operators, taking into account factors such as electricity market price fluctuations, energy storage equipment lifespan losses, and rental income of shared energy storage at different times, to obtain the optimal energy storage configuration plan. The lower-level model adopts multi-objective optimization strategies to minimize total operating costs, maximize new energy consumption, and achieve the lowest carbon emissions. Efficient allocation of resources is achieved through dual layer optimized collaborative operation. Through case analysis and simulation verification, this strategy significantly improves the operational efficiency of virtual power plants, effectively reduces energy storage investment costs, and enhances the stability and reliability of power system operation.

Keywords: virtual power plant; shared energy storage; double layer optimization; operational strategy; electricity market

0 引言

在全球气候变暖、传统化石能源逐渐枯竭的背景下,能源结构转型已然成为世界各国实现可持续发展的必由之路^[1]。与此同时,电力市场改革不断深化,旨在打破传统电力行业垄断格局,构建更加公平、开放、高效的市场竞争环境。在此趋势下,以煤炭、石油等传统能源为主导的电力系统弊端日益凸显,不仅面临着能源供应安全问题,还承受着巨大的碳排放压力,亟需寻求一种高效、清洁、可持续的能源解决方案^[2-3]。

虚拟电厂作为一种创新性的能源聚合体,通过先进的信息通信技术与智能控制技术,有效整合分布式能源资源,以及分布式储能与可控负荷等^[4-5]。它以虚拟的形式模拟传统电厂的运行特性,具备灵活的电力调节能力,在提升能源利用效率、促进可再生能源消纳、缓解电力供需矛盾等方面展现出巨大潜力。近年来,随着各国对可再生能源的大力扶持,分布式能源装机容量迅速增长,虚拟电厂的发展也迎来了黄金时期,逐渐成为电力领域研究与实践的焦点^[6]。

目前,针对虚拟电厂的运营策略研究已取得一定进展。诸多学者围绕虚拟电厂参与电力市场交易、优化调度等方面展开深入探究。在电力市场交易方面,研究人员通过建立复杂的市场交易模型,分析虚拟电厂在不同交易机制下的报价策略,尝试利用博弈论、优化算法等手段,使虚拟电厂在市场竞争中获取最大经济效益^[7-8]。在优化调度层面,不少学者基于不同的优化算法,如遗传算法、粒子群优化算法等,对虚拟电厂内部的分布式能源资源进行合理调度,以提升其运行稳定性^[9-10]。在储能方面,共享储能模式因其能够有效降低储能建设成本,提高储能资源利用率,也受到广泛关注^[11]。共享储能通过集中建设储能设施,为多个用户或虚拟电厂提供储能服务,改变了传统储能分散建设、利用率低的状态。

本文提出基于双层优化的虚拟电厂与共享储能耦合运营策略,主要工作如下。

1) 构建上层优化模型。构建聚焦共享储能运营商收益最大化的上层模型。充分考量电力市场价格波动、储能设备寿命损耗及租赁收益等关键因素,运用恰当的数学方法精准确定最优储能配置方案,为共享储能运营商的投资决策提供科学依据。

2) 构建下层优化模型。建立以多目标优化为导向的下层模型,致力于最小化总运营成本、最大化新能源消耗量以及实现最低碳排放量。通过合理设置目标函数权重及约束条件,平衡虚拟电厂运营过程中的经济、能源和环境效益。

3) 实现双层模型协同运作。通过设计有效的信息交互机制与协调算法,打破传统独立分析的局限,实现上下层模型的协同运作,达成资源的深度整合与高效配置。

1 共享储能与多虚拟电厂耦合运营机制

虚拟电厂用于聚合分布式电源和灵活负荷,分布式电源主要由分布式风力发电机和分布式光伏单元组成,灵活负荷则由可中断负荷和可转移负荷构成。共享储能系统由储能运营商独立投资。多虚拟电厂首先进行信息交互,实现多虚拟电厂之间的电力互传,然后与共享储能系统共同调度,有效减少弃风弃光现象和购电成本,并提高系统的经济和环境效益。共享储能与虚拟电厂的合作运营框架如图1所示。

多虚拟电厂可以与共享储能运营商和外部电网进行直接的电力购销交易,其中虚拟电厂从外部电网购电的价格高于从储能运营商购电的价格。

对于虚拟电厂集群而言,每个虚拟电厂的分布式电源输出优先通过内部电网为其内部的负荷用户供电。在满足内部用电负荷的基础上,各虚拟电厂与其他虚拟电厂进行交互,实现电能的相互传输。若电力有剩余,可将其出售给共享储能运营商;若电力短缺,每个虚拟电厂会优先向灵活负荷资源发送调度指令,即可转移负荷和可中断负荷通过参与需求响应尽可能消除电力偏差。若偏差超出灵活负荷资源的调节范围,则选择从共享储能运营商购电;若电力短缺仍无法满足,

则从外部电网购电。

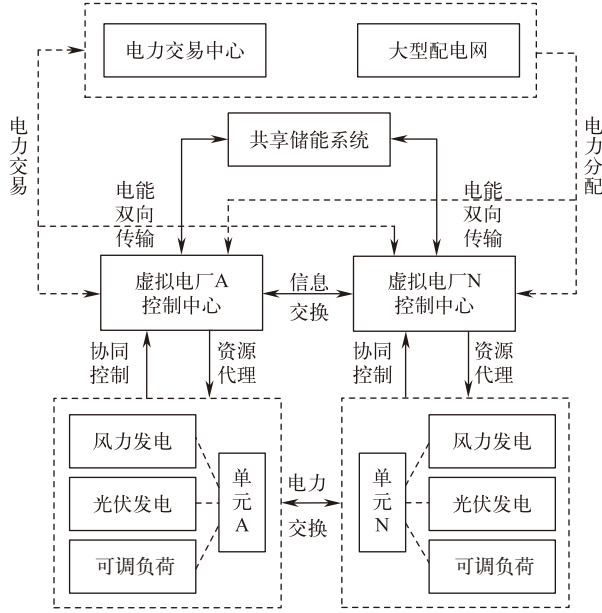


图1 共享储能与虚拟电厂合作运营框架

Fig. 1 Collaborative operation framework of shared energy storage and virtual power plants

对于共享储能运营商而言，在低用电时段，以低价购买虚拟电厂集群中可再生能源产生的过剩电能；在用电高峰时段，释放储存的电力。一方面，可以实现峰谷电价差套利，从而获取收益；另一方面，可以通过削峰填谷，减少虚拟电厂集群用户从外部电网的购电量，进而降低虚拟电厂用户的购电成本，同时还能促进可再生能源的消纳。

2 基于双层优化的虚拟电厂与共享储能耦合运营策略

2.1 多虚拟电厂系统运行双层优化模型构建

2.1.1 上层优化模型

(1) 目标函数

共享储能由第三方运营商独立配置，为多个虚拟电厂提供储能服务。上层模型通过最大化共享储能运营商的年化收益进行优化，计算式为

$$\max F_1 = I_{es, vp} - C_{es, inv} - C_{es, ope} \quad (1)$$

式中， F_1 为储能运营商的年度总收入； $I_{es, vp}$ 为共享储能运营商与虚拟电厂之间的电力购销收

益； $C_{es, inv}$ 为共享储能系统的年化初始购置成本； $C_{es, ope}$ 为共享储能的年度运营维护成本。

共享储能运营商与虚拟电厂之间的购电和售电收益计算式为

$$I_{es, vp} = \sum_{d=1}^D \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N (\beta_s^t P_{vpp \rightarrow es}^{s, t, n} - \beta_b^t P_{vpp \rightarrow es}^{b, t, n}) \quad (2)$$

式中， β_s^t 和 β_b^t 分别为虚拟电厂在 t 时刻向储能运营商售电和购电的价格， $P_{vpp \rightarrow es}^{s, t, n}$ 和 $P_{vpp \rightarrow es}^{b, t, n}$ 分别为第 n 个虚拟电厂在 t 时刻向储能运营商出售和购买的功率。

共享储能的初始购置成本包括功率建设成本和容量建设成本。共享储能的年化购置成本计算式为

$$C_{es, inv} = (E_{es} C_{es, r} + P_{es} C_{es, g}) \frac{\omega(1+\omega)^{T_{es}}}{(1+\omega)^{T_{es}} - 1} \quad (3)$$

式中， E_{es} 为共享储能的配置容量； $C_{es, r}$ 为共享储能的单位容量建设成本； P_{es} 为共享储能的配置功率； $C_{es, g}$ 为共享储能的单位功率建设成本； ω 为折现率； T_{es} 为共享储能的使用寿命。

共享储能的年度运营维护成本是基于购置成本乘以一定比例得出，计算式为

$$C_{es, ope} = \lambda_{ope} C_{es, inv} \quad (4)$$

式中， λ_{ope} 为共享储能年度运营维护成本占年化投资成本的百分比。

(2) 约束条件

共享储能系统的容量和功率存在上限，约束条件为

$$\begin{cases} 0 < E_{es} \leq E_{es}^{\max} \\ 0 < P_{es} \leq P_{es}^{\max} \end{cases} \quad (5)$$

式中， $E_{es}^{\max}$ 为储能配置容量的上限； $P_{es}^{\max}$ 为储能配置功率的上限。

共享储能系统的充放电约束条件为

$$\begin{cases} 0 \leq P_{es, t}^{cha} \leq X_{es, t}^{cha} P_{es} \\ 0 \leq P_{es, t}^{dis} \leq X_{es, t}^{dis} P_{es} \\ X_{es, t}^{cha} + X_{es, t}^{dis} = 1 \\ (S_{soc, t} - S_{soc, t-1}) E_{es} = \eta_{es} P_{es, t}^{cha} - \frac{P_{es, t}^{dis}}{\eta_{es}} \\ S_{soc}^{\min} \leq S_{soc, t} \leq S_{soc}^{\max} \\ S_{soc}^0 = S_{soc}^T \end{cases} \quad (6)$$

式中, $P_{es,t}^{cha}$ 和 $P_{es,t}^{dis}$ 分别为储能设备在 t 时刻的充电和放电功率; $X_{es,t}^{cha}$ 和 $X_{es,t}^{dis}$ 分别为储能设备在 t 时刻的充电和放电系数, 取值为 0 或 1; $S_{soc,t}$ 为储能设备在 t 时刻的剩余电量荷电状态; η_{es} 为储能设备的充放电效率; $S_{soc}^{\min}$ 为储能荷电状态的下限; $S_{soc}^{\max}$ 为储能荷电状态的上限; S_{soc}^0 和 S_{soc}^T 分别为一个调度周期内的初始和最终存储电量荷电状态。

2.1.2 下层优化模型

(1) 目标函数

下层模型以多虚拟电厂系统运行成本最小化、新能源消纳率最大化和碳排放量最小化为目标进行优化, 将储能系统的实时充放电功率以及虚拟电厂与大电网和储能电站的购售电功率作为决策变量。

1) 虚拟电厂系统年运行成本最小化

多虚拟电厂系统的年运行成本包括从大电网购电的成本、与共享储能电站进行电力购销的收益以及调节可调负荷参与需求响应的成本。计算式为

$$\begin{cases} C_{vpp,ope} = C_{vpp \rightarrow g,b} + C_{vpp \rightarrow es, sb} + C_{vpp, dr} \\ C_{vpp \rightarrow g,b} = \sum_{t=1}^{24} \sum_{n=1}^N E_{grid}^t P_{vpp \rightarrow g}^{t,n} \\ C_{vpp \rightarrow es, sb} = \sum_{t=1}^{24} \sum_{n=1}^N (E_{es}^{s,t} P_{vpp \rightarrow es}^{b,t,n} - E_{es}^{b,t} P_{vpp \rightarrow es}^{s,t,n}) \\ C_{vpp, dr} = \sum_{d=1}^{365} \sum_{t=1}^{24} \sum_{n=1}^N E_{dr} L_{vpp, dr}^{t,n} \end{cases} \quad (7)$$

式中, $C_{vpp,ope}$ 为虚拟电厂的运行成本; $C_{vpp \rightarrow g,b}$ 为虚拟电厂从大电网购电的成本; $C_{vpp \rightarrow es, sb}$ 为虚拟电厂与储能运营商进行电力购销的成本; $C_{vpp, dr}$ 为虚拟电厂对可调负荷的调节成本; $P_{vpp \rightarrow g}^{t,n}$ 为第 n 个虚拟电厂在 t 时刻从大电网购得的功率; E_{grid}^t 为 t 时刻从大电网购电的价格; $P_{vpp \rightarrow es}^{b,t,n}$ 和 $P_{vpp \rightarrow es}^{s,t,n}$ 分别为第 n 个虚拟电厂在 t 时刻向电网出售和购得的功率; $E_{es}^{s,t}$ 和 $E_{es}^{b,t}$ 分别为虚拟电厂在时刻 t 向储能电站出售和购得的功率; E_{dr} 为用户参与需求响应的补偿成本; $L_{vpp, dr}^{t,n}$ 为第 n 个虚拟电厂在 t 时刻参与需求响应的负荷功率。

2) 新能源消纳最大化

以最小化弃风弃光电量为新能源消纳目标,

计算式为

$$\Delta P_{ab} = \sum_{d=1}^{365} \sum_{t=1}^{24} \sum_{n=1}^N (P_{pv,pre}^{t,n} - P_{pv}^{t,n} + P_{wind,pre}^{t,n} - P_{wind}^{t,n}) \quad (8)$$

式中, ΔP_{ab} 为弃风弃光电量; $P_{pv,pre}^{t,n}$ 和 $P_{wind,pre}^{t,n}$ 分别为第 n 个虚拟电厂在 t 时刻分布式光伏和分布式风电的预测输出; $P_{pv}^{t,n}$ 和 $P_{wind}^{t,n}$ 分别为第 n 个虚拟电厂在 t 时刻分布式光伏和分布式风电的实际输出。

3) 碳排放最小化

碳排放表达式为

$$E_{CO_2} = \sum_{d=1}^{365} \sum_{t=1}^{24} \sum_{n=1}^N P_{vpp \rightarrow g}^{b,t,n} \delta_h \xi_{CO_2} \quad (9)$$

式中, E_{CO_2} 为碳排放; $P_{vpp \rightarrow g}^{b,t,n}$ 为第 n 个虚拟电厂在 t 时刻从大电网购得的功率; δ_h 为电网购电中火力发电的占比; ξ_{CO_2} 为对应火电单位电能的碳排放因子。

为便于后续求解, 通过成本化将多目标转化为单目标, 将新能源消纳目标转化为弃风弃光的最小成本, 将最小碳排放转化为碳排放的最小成本, 以最小化综合成本作为下层目标函数。具体为

$$\min F_2 = C_{vpp,ope} + \Delta P_{ab} \partial_{ab} + E_{CO_2} \partial_{CO_2} \quad (10)$$

式中, F_2 为多虚拟电厂的综合运行成本; ∂_{ab} 为弃风弃光成本; ∂_{CO_2} 为碳价。

(2) 约束条件

虚拟电厂的内部功率平衡约束为

$$P_{vpp \rightarrow es}^{b,t,n} + P_{vpp \rightarrow g}^{b,t,n} + P_{pv}^{t,n} + P_{wind}^{t,n} + P_{vppi \rightarrow vppj}^t = L_{ul}^{t,n} + L_{cl}^{t,n} + L_{tl}^{t,n} + P_{vpp \rightarrow es}^{s,t,n} \quad (11)$$

式中, $P_{vppi \rightarrow vppj}^t$ 为 t 时刻虚拟电厂之间的互传功率; $L_{ul}^{t,n}$ 、 $L_{cl}^{t,n}$ 和 $L_{tl}^{t,n}$ 分别为第 n 个虚拟电厂在 t 时刻的不可中断负荷功率、可转移负荷功率和可中断负荷功率。

虚拟电厂与大电网和储能运营商的购售电功率存在上限约束, 公式为

$$\begin{cases} 0 \leq P_{vpp \rightarrow g}^{b,t,n} \leq P_{vpp \rightarrow g}^{\max,n} \\ 0 \leq P_{vpp \rightarrow es}^{s,t,n} \leq P_{vpp \rightarrow es}^{s,\max,n} \\ 0 \leq P_{vpp \rightarrow es}^{b,t,n} \leq P_{vpp \rightarrow es}^{b,\max,n} \end{cases} \quad (12)$$

式中, $P_{vpp \rightarrow g}^{\max,n}$ 为第 n 个虚拟电厂在 t 时刻向大电网购电的功率上限; $P_{vpp \rightarrow es}^{s,\max,n}$ 和 $P_{vpp \rightarrow es}^{b,\max,n}$ 分别为第 n 个虚拟

电厂在 t 时刻向储能运营商售电和购电的功率上限。

虚拟电厂中风力发电机的输出不可超过其预测水平，约束条件为

$$\begin{cases} 0 \leq P_{pv}^{t,n} \leq P_{pv,pre}^{t,n} \\ 0 \leq P_{wind}^{t,n} \leq P_{wind,pre}^{t,n} \end{cases} \quad (13)$$

参与需求响应的可中断和可转移负荷转移量存在上限约束，且可转移负荷必须满足一个响应周期内的响应总和为0。该约束可表示为

$$\begin{cases} 0 \leq L_{cl,t}^{t,n} \leq L_{cl,t}^{max,n} \\ -L_{tl,t}^{max,n} \leq L_{tl,t}^{t,n} \leq L_{tl,t}^{max,n} \\ \sum_{t=1}^T L_{tl,t}^{t,n} \Delta t = 0 \end{cases} \quad (14)$$

式中， $L_{cl,t}^{max,n}$ 和 $L_{tl,t}^{max,n}$ 分别为第 n 个虚拟电厂在 t 时刻可中断负荷功率和可转移负荷功率的上限。

2.2 模型求解算法

结合本文模型的特点，外层采用粒子群优化算法迭代搜索最优的储能配置容量和配置功率，并将结果传递给内层模型。内层问题属于混合整数线性规划问题，调用商业求解器CPLEX进行求解，得到共享储能的最优充放电功率以及多虚拟电厂系统的最优调度方案，然后将内层的优化结果返回给外层模型。完成所有迭代后，输出共享储能的最优配置容量和配置功率，以及多虚拟电厂系统的最优调度结果。算法具体求解流程为：

1) 输入外层的原始数据，包括粒子群规模、迭代次数、学习因子、飞行速度、决策变量的取值范围、储能系统的单位成本和设备参数等。

2) 根据外层约束确定的边界，随机生成储能系统容量和功率的粒子集，并将其传入内层。

3) 输入内层的原始数据，包括虚拟电厂的负荷、风电输出、光伏功率和电价等。

4) 根据外层传入的储能系统容量和功率，更新内层的运行优化约束条件。

5) 以虚拟电厂系统的年运行成本、弃风弃光成本和碳排放成本之和作为内层的目标函数，通过Yalmip调用CPLEX进行调度优化。

6) 输出内层的最优调度结果，包括虚拟电厂与共享储能运营商之间的购售电功率，并将其传递给外层。

7) 外层根据内层传递的最优调度结果，计算共享储能运营商收益的等效年值，作为适应度函数的值。

8) 判断当前适应度函数值是否优于全局最优值。如果是，则用当前适应度值代替全局最优值，将当前储能容量和功率作为全局最优储能容量和功率，然后执行下一步；如果不是，则直接执行下一步。

9) 判断收敛次数是否满足预设的迭代要求。如果满足，那么输出共享储能的最优配置方案和虚拟电厂集群的最优运行策略；如果不满足，则更新储能容量和功率，然后循环执行步骤3)~步骤8)。

10) 输出共享储能的最优配置方案和虚拟电厂集群的最优运行策略。

3 仿真实验与验证

选取不同地区的虚拟电厂A和虚拟电厂B作为测试系统，以分析共享储能的配置策略和运行策略。共享储能的参数见表1。

表1 共享储能系统的参数

Tab. 1 Parameters related to SES systems

名称/单位	值
$C_{es,g}/(\text{元}/\text{kW})$	1 400
$C_{es,r}/[\text{元}/(\text{kW} \cdot \text{h})]$	1 000
$\lambda_{ope}(\%)$	1.5
$S_{SOC,min}$	0.2
$S_{SOC,max}$	0.9
$\eta_{es}(\%)$	90
$T_{es}/\text{年}$	15

弃风弃光的惩罚成本分别设定为0.496元/(kW·h)和0.560元/(kW·h)。碳价为70元/t。设定的负荷需求响应机制均为基于激励的需求响应，根据预先签订的需求响应激励合同，虚拟电厂运营商直接向灵活负荷用户发送需求响应控制信号，负荷用户削减或转移负荷。为充

分调动可调负荷，用户参与激励型需求响应。合同中规定，用户在参与需求响应时，每转移或削减1 kW·h负荷，将额外获得0.2元的补偿。本文设置两种场景进行对比分析，见表2。

表 2 不同场景下的系统结构
Tab. 2 System structure under different scenarios

场景	1	2
分布式风电	√	√
分布式光伏	√	√
柔性负荷	√	√
独立储能	√	
综合能源系统		√
系统功率交互	√	

场景1和场景2中储能设备的最优配置以及储能运营商的收益情况见表3。

表 3 不同场景下系统储能最优配置结果分析
Tab. 3 Analysis of optimal energy storage configuration results in different scenarios

	指标 / 单位	场景 1	场景 2
储能配置	$E_{es}/\text{kW}\cdot\text{h}$	1 974.03	1 784.1
	P_{es}/kW	476.93	339
成本指标	$C_{es,inv}/(\text{元}/\text{年})$	192 719	160 147
	$C_{es,ope}/(\text{元}/\text{年})$		
收益指标	$I_{es,vp}/(\text{元}/\text{年})$	441 796	416 337
盈利指标	$Q_l/(\text{元}/\text{年})$	249 077	256 191
经济效益指标	NPV/ 元	896 879	963 604
	IRR(%)	12.33	13.51
	Pt/ 年	10.01	9.22

表3中， Q_l 为共享储能运营商年收入；NPV为净现值；IRR为内部收益率；Pt为动态投资回收期。

与独立配置储能相比，共享储能模式的配置使容量分配规模减少了189.93 kW·h，功率分配规模减少了137.93 kW。在场景2中，共享储能运营商的年收入为256 191元，相比场景1每年增加了7 180元。这一方面是因为储能投资成本降低，另一方面是因为共享储能系统利用率提高，增加了共享储能与多虚拟电厂系统之间的峰谷电价套利收益。在经济效益指标方面，场景2的财务净现值为963 604元，内部收益率为13.51%，动态投资

回收期为9.22年，均优于场景1，表明该模型下共享储能系统运营商的收益稳定且可观。

场景1和场景2中储能系统的充放电情况以及荷电状态如图2~图4所示。储能电站功率为正表示充电，为负表示放电。以场景2为例进行分析，在00:00—07:00和08:00—12:00时间段，共享储能电站以较低电价从虚拟电厂系统购电。在07:00—08:00、12:00—13:00、14:00—22:00和23:00—24:00的用电高峰时段，共享储能电站以低于普通电网的电价向虚拟电厂售电。这种低电价充电、高峰电价放电的充放电策略实现了盈利，减少了弃风弃光现象，同时降低了虚拟电厂的购电成本，缓解了电网压力。与场景1相比，场景2中共享储能设备的闲置时间更短，设备利用率更高。

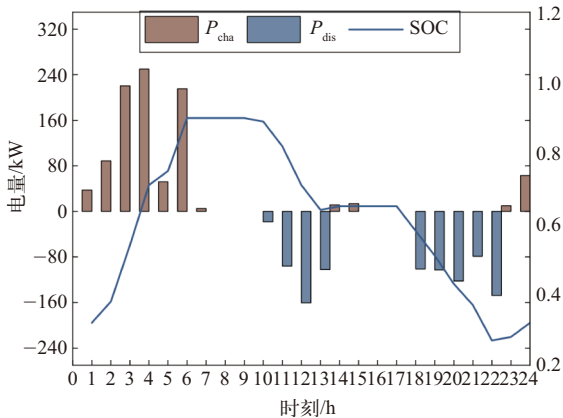


图 2 场景 1 下虚拟电厂 A 的充电状态
Fig. 2 Charging status of virtual power plant A in scenario 1

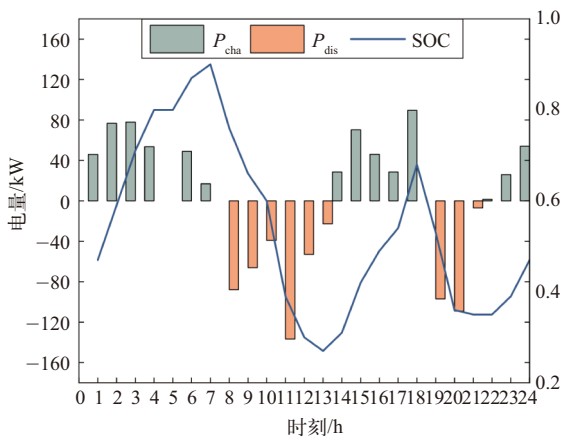


图 3 场景 1 下虚拟电厂 B 的充电状态
Fig. 3 Charging status of virtual power plant B in scenario 1

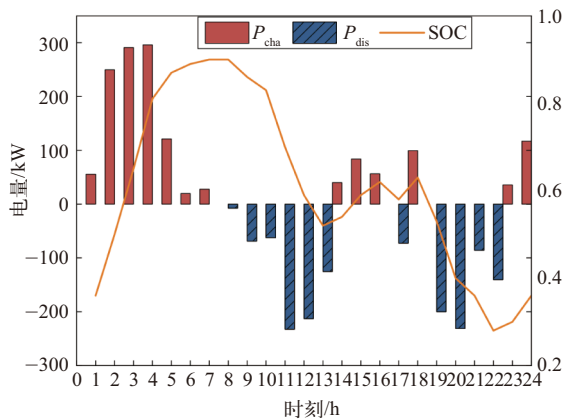


图4 场景2下虚拟电厂的充电状态

Fig. 4 Charging status of virtual power plant in scenario 2

4 结束语

在能源结构转型与电力市场改革的背景下，本研究深入剖析虚拟电厂与共享储能的耦合运营问题，提出基于双层优化的创新策略。通过构建双层优化模型，有效弥补了现有研究对二者独立分析的不足，实现了资源的深度整合与高效配置。

在上层模型中，以共享储能运营商收益最大化为核心目标，全面考量电力市场价格波动、储能设备寿命损耗以及租赁收益等关键要素，精准制定了最优储能配置方案，为共享储能运营商提供了科学的投资决策依据。而下层模型以多目标优化为导向，成功实现了总运营成本降低、新能源消耗最大化以及碳排放量最小化，有力推动了虚拟电厂在经济、能源与环境效益上的协调发展。

经算例分析与仿真验证，本策略在实际应用中展现出显著成效。一方面，显著提升了虚拟电厂的运营效益，使其在复杂多变的电力市场环境中更具竞争力；另一方面，有效降低了储能投资成本，提高了共享储能资源的利用效率。同时，增强了电力系统运行的稳定性与可靠性，为能源结构转型与电力系统的可持续发展提供了有力支撑。

参考文献

[1] 夏启繁，杜德斌，段德忠，等．中国能源全球投资建设布局的结构演进及多重效应[J]．地理科学，2024，44(11): 1925-1935.

- [2] 穆天．基于人工智能的新能源零售电力市场交易策略研究[J]．电子元器件与信息技术，2024，8(12): 80-83.
- [3] 潘廷哲，王宗义，杨晨，等．面向电力需求响应的工业园区综合能源系统优化调控研究[J]．电力需求侧管理，2024，26(6): 62-67.
- [4] 李明扬，董哲．含分布式新能源和需求响应负荷的虚拟电厂定价机制及优化调度[J]．综合智慧能源，2024，46(10): 12-17.
- [5] 漆磊，高扬，艾芊．基于能量共享的虚拟电厂多产消者混合博弈策略[J]．电力建设，2025，46(1): 1-13.
- [6] 许建中，何作为，程鹏，等．新型电力系统下虚拟电厂需求响应潜力评估方法研究[J]．价值工程，2024，43(29): 51-54.
- [7] 李健，张诤杰，杜龙，等．考虑“电-碳-绿”联合交易的虚拟电厂博弈优化调度[J]．浙江电力，2025，44(2): 64-74.
- [8] 王辉，金子蓉，方航，等．基于动态定价的虚拟电厂博弈能源管理模型[J]．南方电网技术，2023，17(4): 101-108.
- [9] 李明冰，李强，管西洋，等．市场环境下考虑多元用户侧资源协同的虚拟电厂低碳优化调度[J]．中国电力，2025，58(2): 66-76.
- [10] 钱臻．智能技术在虚拟电厂分布式协同调度和能源管理中的应用[J]．电子技术，2024，53(9): 288-289.
- [11] 吴仁泽，汤士明，周文亮．计及分布式储能技术的虚拟电厂优化调度分析[J]．集成电路应用，2024，41(10): 110-111.

作者简介

卓会丹（1986—），女，硕士，工程师，主要研究方向为综合能源、虚拟电厂、需求响应、电力交易。

（收稿日期：2025-03-18）