

一种计及用户收益的光储协同优化调度策略

熊伟鹏¹,王皓天²,梅凌骏³

(1. 国网江西省电力有限公司南昌供电分公司, 江西 南昌 330000; 2. 国网江西省电力有限公司石城县供电分公司, 江西 赣州 342700; 3. 国网江西省电力有限公司九江供电分公司, 江西 九江 332000)

摘要:在构建新能源为主体的新型电力系统背景下,江西电网分布式光伏占比逐年攀升,但光伏发电固有的随机性和间歇性对电网的稳定运行构成了不小的挑战。面对这一现状,文中针对性地提出了一种光储协同优化调度策略,建立了分布式光伏、储能装置模型,综合考虑光伏发电的出力预测、储能系统的充放电管理、电价波动、配网负荷变化,提出了一个以提高光储一体用户收益、降低电网交换功率波动为目标的光储协同优化调度策略。最后,基于某市公司11节点配电网,采用改进粒子群算法对调度模型进行求解,验证了该策略的有效性及其可行性,为分布式光伏的优化调控提供了一种新的思路。

关键词:光储一体;用户收益;电网功率波动;调度优化

中图分类号:TM 73 **文献标志码:**B **文章编号:**1006-348X(2024)05-0013-05

0 引言

近年来,江西电网光伏呈现爆发式增长,发展迅猛,渗透率高速增长的分布式光伏占比逐年攀升,促使电网负荷性质发生变化,配网结构形态发生深刻变化,单一来源的配电网向供需互动有源配电网过渡^[1],同时分布式光伏的发电功率不均匀,给配网调控运行带来严峻挑战,保障配网安全运行压力陡增。储能装置作为平抑分布式光伏波动的有效手段^[2],是促进新能源有效消纳、保障电网稳定运行的重要媒介,因此研究分布式光伏和储能装置的协同调控策略具有重要意义。

文献[3]提出了一种光储配电网分布式电压控制策略,该策略综合考虑设备损耗及调压成本,能实现抑制电压越限,降低电网调压成本,未包含分布式电源功率波动对电网功率平衡影响分析。文献[4]构建包含电力成本、储能装置荷电状态、用户供暖舒适度的多目标函数,提出一种计算量较低的储能与电热负荷多目标协调控制策略,该控制策略较为复杂;文献[5]为解决光储微网孤岛运行时电能质量和系统稳定

性较差的问题,提出了一种综合考虑新能源波动的预测控制策略,并未考虑微网并网时的控制策略。

文中针对以上问题,综合光伏发电的出力预测、储能系统的充放电管理、电价波动、配网负荷变化,建立分布式光伏与储能装置的控制模型与成本收益模型,提出了最大化光储用户收益、最小化电网峰谷差的多目标光储一体调度策略;最后,基于某IEEE 14节点配网算例,采用改进粒子群算法对调度模型求解,结果表明了所述方法能显著提升分布式光储一体用户收益,有效平抑分布式光伏波动,降低电网峰谷差,提高电网对分布式光伏的消纳能力。

1 光储协同控制模型

1.1 光伏阵列模型

目前常用的分布式光伏由多个基本光伏单元组成,基本光伏单元可视为带内阻的电流源,其等效电路如图1所示,其中, I_p 为光生电流, I_d 为二极管反向饱和电流, V 为光伏单元开路电压, R_1 、 R_2 分别为光伏单元的串联电阻和并联电阻, I_{oc} 为光伏电池输出电流。

收稿日期:2024-05-16

作者简介:熊伟鹏(1994),男,硕士,工程师,主要研究方向为电网调度运行、分布式电源消纳。

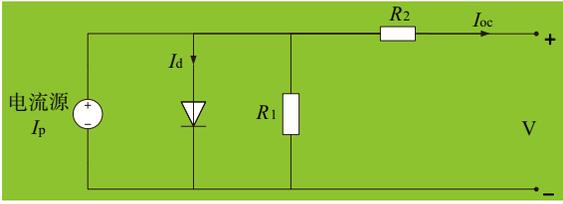


图1 光伏单元等效电路

在实际工程中,基本光伏单元可用以下数学模式表示:

$$I = I_{SC} (1 - C_1 (e^{(V - DV)/C_2 V_{OC}} - 1)) + DI \quad (1)$$

$$\begin{cases} C_1 = (1 - I_m/I_{SC}) e^{-V_m/C_2 V_{OC}} \\ C_2 = (V_m/V_{OC} - 1) / \ln(1 - I_m/I_{SC}) \\ DI = \alpha R/R_{ref} DT + (R/R_{ref}) I_{SC} \\ DV = -\beta DT - R_s DI \\ DT = T - T_{ref} \end{cases} \quad (2)$$

式中: I_{SC} 为短路电流; V_{OC} 为开路电压; R 、 R_{ref} 为太阳辐射和辐射参考值; T 、 T_{ref} 为电池温度和参考温度; α 为电流变化温度系数; β 为电压变化温度系数; R_s 为光伏阵列串联电阻。

目前,光伏发电系统最常用的最大光能跟踪方法为固定电压法、模糊控制法、间歇扫面法、扰动观测法等,文中不再赘述。

1.2 储能装置建模

建模采用谢波德蓄电池模型,如图2所示,将蓄电池简化为一个带内阻的受控电压源,该蓄电池的数学模型可以表达为:

$$V_b = V_o - K \frac{Q}{Q - \int I_b dt} + Ae^{(-B \int I_b dt)} \quad (3)$$

式中: V_b 为蓄电池的空载电压; V_o 为蓄电池的输出电压; K 是极化电压; Q 为蓄电池容量, $A \cdot h$; A 为指数增益电压; B 为时间增益容量, $A \cdot h^{-1}$ 。

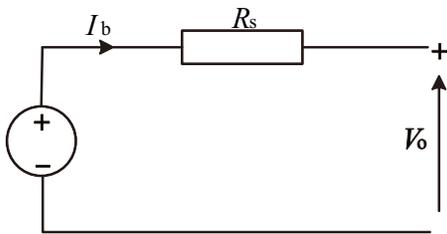


图2 蓄电池等效电路图

1.3 光储协同控制结构

图3为典型的光储一体控制结构,主要由分布式光伏发电系统(主要包括光伏阵列、电力电子装置

等)、储能装置(主要包括蓄电池及其控制系统)组成。该光储一体控制系统基于蓄电池的高能量密度特征,通过控制蓄电池吸收、释放分布式光伏中的波动功率,实现光储一体系统的恒功率输出。

为最大程度消纳新能源,分布式光伏发电系统控制器采用MPPT控制模式,经过DC/DC升压装置与储能装置并联,最后经DC/AC逆变器并网。储能装置与双向DC/DC变换器相连,工作在BOOST/BUCK模式下通过PWM控制实现功率的双向流动。DC/AC逆变器为三相电压型双向变流器,并网逆变器采用PQ恒功率控制,并经过滤波电路升压后并网运行,控制策略参考文献[2]。

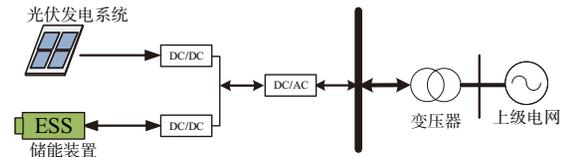


图3 光储一体控制结构

2 分布式光伏及储能装置成本模型

2.1 分布式光伏收益模型

分布式光伏收益模型主要包括并网售电收益、运维成本及折旧成本,以式(4)表示:

$$I_{PV}^i = \sum_{t=1}^T \left(P_{PV,i}^t S_t - P_{PV,i}^t C_{PV,om}^t - \frac{C_{ins}^i}{365 \times 24 \times L_i} \right) \Delta t \quad (4)$$

式中: I_{PV}^i 为第 i 个分布式光伏的在一个调度周期内的售电收益; T 为一个调度周期内的调度时段数,通常为小时的整数; Δt 为调度时间间隔; $P_{PV,i}^t$ 为分布式光伏 i 在 t 时段内的发电功率; 考虑实时电价波动, S_t 为 t 时段分布式光伏单位功率上网电价; $C_{PV,om}^t$ 为分布式光伏 i 单位功率的运维成本; C_{ins}^i 为分布式光伏 i 的安装成本; L_i 为分布式光伏 i 使用寿命。

2.2 储能装置成本模型

储能装置由用户投资,故其调度成本需包含放电收益、充电成本、运维成本及折旧成本,以式(5)表示:

$$C_{ESS}^j = \sum_{t=1}^T \left(P_{ESS,j}^t C_t - P_{ESS,j}^t C_{eo,j} + \frac{C_{ins}^j}{365 \times 24 \times L_j} \right) \Delta t \quad (5)$$

式中: C_{ESS}^j 为储能装置 j 在一个调度周期内的调度成本; $P_{ESS,j}^t$ 为储能装置 j 在 t 时段充电/放电功率; C_t 为电网在 t 时段售电电价; $C_{eo,j}$ 为储能装置 j 单位功率运维

费用; $P'_{ESS,j}$ 为储能装置 j 在 t 时段充电/放电功率; C'_{ins} 为储能装置 j 的安装成本; L_j 为使用寿命。其余变量含义与式(4)相同。

3 光储一体化调度优化策略

在建立了光储用户收益模型的基础上,文中提出了基于光储一体化协调控制的配电网调度策略,实现最大化光储用户收益、提高分布式电源消纳能力、最小化电网功率波动目标。

3.1 提高光储一体用户收益

考虑光储一体用户的总收益 I_{PE} 包括分布式光伏售电向上级电网售电收益、储能装置的运维费用, I 为配网中分布式光伏总数, J 为配网中储能装置总数,光储一体用户总收益可用式(6)表示:

$$I_{PE} = \sum_{i=1}^I I_{PV}^i - \sum_{j=1}^J I_{ESS}^j \quad (6)$$

将光储一体用户总收益进行无量纲化:

$$I_L = \sum_{t=1}^T C_t P'_L \Delta t \quad (7)$$

式中: I_L 为该配网负荷售电总收益; P'_L 为配网在 t 时刻的总负荷值。

为方便后文对该模型进行求解,则光储一体用户总收益的目标函数可以表示为:

$$\min f_1 = 1 - \frac{I_{PE}}{I_L} \quad (8)$$

3.2 降低电网交换功率波动

分布式光伏配备储能装置后,在分布式光伏发电时,通过电力电子装置控制储能装置放电,达到光储一体装置恒定功率输出效果,从而平抑分布式光伏功率波动;在光照不足时,分布式光伏暂停发电,通过电力电子装置控制储能装置充电,降低电网峰谷差。文中提出电网交换功率波动率指标 VOL ,该指标取整个调度时段内相邻两个调度时段的电网功率平均变化值来量化光储一体装置平抑功率波动的效果,如式(9)所示:

$$VOL = \sum_{t=2}^T \left(\frac{P'_L - P'_{PV} - P'_{ESS}}{P'_{L,t-1} - P'_{PV,t-1} - P'_{ESS,t-1}} \right) \times \frac{1}{T-1} \quad (9)$$

式中: P'_L 、 P'_{PV} 、 P'_{ESS} 分别为配网在 t 时刻的总负荷值、分布式光伏在 t 时刻的总功率,储能装置在 t 时

刻的总充电/放电功率,其余变量含义与式(4)相同。

由式(9)可以看出, VOL 值越接近1,则代表配网向上级电网交换功率波动越小,电网运行越稳定,为方便后文对模型求解,则降低配网交换功率波动的目标函数可以表示为,该函数越接近于0,则代表配网功率波动越小:

$$\min f_2 = |1 - VOL| \quad (10)$$

总目标函数可以表示为:

$$F = \min(\omega_1 f_1 + \omega_2 f_2) \quad (11)$$

式中: ω_1 、 ω_2 为目标函数权重系数,取介于(0,1)之间常数。

约束条件如下:

1) 功率平衡约束条件

$$\sum_{i=1}^I P'_{PV,i} + \sum_{j=1}^J P'_{ESS,j} + P'_{LOSS} + P'_{EX} = P'_L \quad (12)$$

式中: P'_{LOSS} 为 t 时刻配网网损功率; P'_{EX} 为 t 时刻上级电网向配网输送功率。

2) 储能装置约束条件

储能装置约束条件主要包括荷电状态(SOC)上下限约束、充放电功率约束及并网SOC约束,文中设定分布式光伏发电期间(白天);通过储能装置充电/放电保持光储一体恒功率输出,若分布式光伏不发电期间(夜晚),通过储能装置充电恢复储能的初始荷电状态,且利用谷电充电降低电网峰谷差,提升经济效益。

$$\begin{cases} S_{ESS,\min} \leq S_{ESS,j} \leq S_{ESS,\max} \\ -P_{d,j}/\eta_d \leq P'_{ESS,j} \leq P_{c,j}/\eta_c \\ S_{ESS,j}(0) \leq S_{ESS,j}(T) \end{cases} \quad (13)$$

式中: $S_{ESS,\min}$ 、 $S_{ESS,\max}$ 分别为第 j 个储能装置SOC上下限值; $P_{c,j}$ 、 $P_{d,j}$ 分别为第 j 个储能装置额定充放电功率值; η_c 、 η_d 分别为充放电效率; $S_{ESS,j}(0)$ 、 $S_{ESS,j}(T)$ 分别表示调度周期开始和结束时 j 个储能装置的SOC,SOC的计算方法参考文献[6]。

3) 节点电压约束

$$V_{m,\min} \leq V_m \leq V_{m,\max} \quad (14)$$

式中: $V_{m,\max}$ 、 $V_{m,\min}$ 分别为配网节点电压上下限值。

3.3 求解多目标优化问题

参考文献[7]中的改进粒子群算法对上述多目标优化调度策略求解,流程图如图4所示。

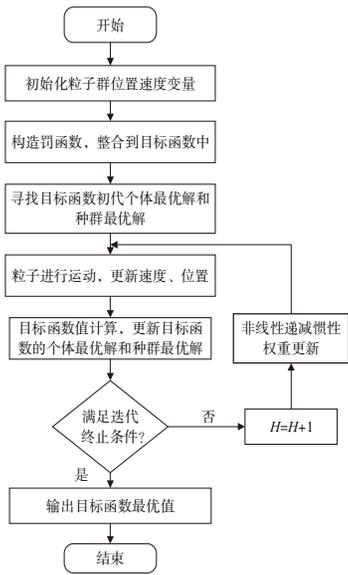


图4 改进粒子群算法流程图

4 算例分析

4.1 算例参数

文中算例采用某市公司11节点配电网来验证所提调度优化策略的有效性,配网结构及参数如图5所示,该配网在节点3、6、10装设光储一体装置,光伏、储能装机容量按照1:2配比。典型日负荷曲线如图6所示,典型日光伏出力曲线如图7所示,电网电价及光伏上网电价如表1所示,光伏及蓄电池相关参数如表2所示。

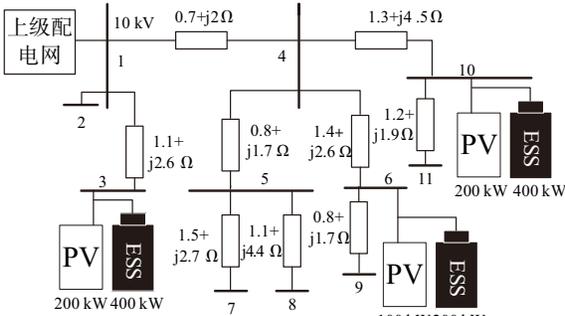


图5 11节点配电网

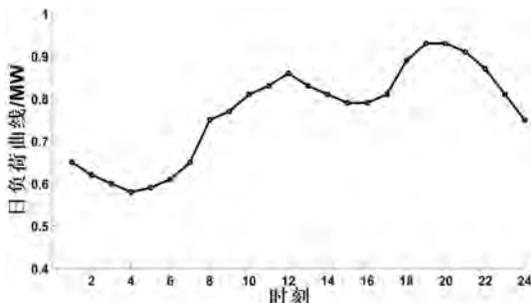


图6 典型日负荷曲线

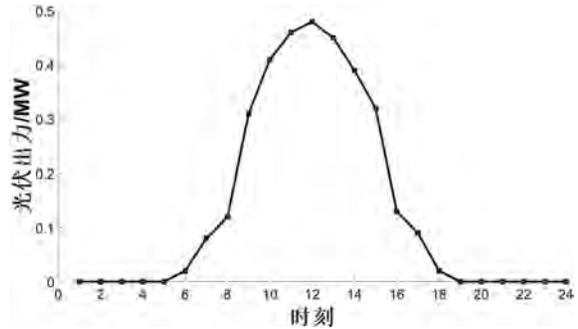


图7 典型日光伏出力曲线

表1 电网电价

时段	具体时间	元/kW·h
峰时段	16:00—22:00	0.83
平时段	06:00—16:00 22:00—24:00	0.49
谷时段	00:00—06:00	0.17

表2 光伏及储能装置相关参数

参数	取值	参数	取值
储能装置额定充放电功率	0.15倍ESS容量	储能装置SOC上/下限	0.3/0.9
储能安装成本	0.2万元/kW	光伏安装成本	0.2万元/kW
储能充放电效率	0.95	光伏运维成本	0.0096元/kW·h
储能运维成本	0.054元/kW·h	光伏上网电价	0.62元/kW·h

在该算例中,光储一体装置在各调度时段均参与调度。通过AHP-熵权法^[8]确定了同时兼顾光储用户收益和电网功率波动的目标函数权重组合: $\omega_1=0.41$ 、 $\omega_2=0.41$ 。

为验证文中所提光储一体调度优化策略的有效性,设计了以下2种仿真案例,并依据第4部分中所提目标函数对计算结果进行对比分析。

Case 1:分布式光伏单独参与配网调控;

Case 2:光储一体联合参与配网调控。

4.2 优化结果及分析

图8、图9分别为两种模式下的负荷曲线、与上级电网功率交换功率曲线,分析可得,相比于Case1,Case2的负荷曲线、与上级电网功率交换峰谷差更小。Case1负荷曲线峰谷差为0.350 MW,Case2负荷曲线峰谷差缩减为0.222 MW,缩减幅度为36.57%;Case2的上级电网功率交换峰谷差为0.516 MW,Case2负荷曲线峰谷差缩减为0.404 MW,缩减幅度为21.71%,并且相较于未接入分布式电源,Case1中分布式电源的并网扩大了与上级电网功率交换峰谷差。综上所述,光储一体联合参与配网调控策略可有效缩减负荷曲线峰谷差和交换功率峰谷差,降低分布式电源对配网功率波动的影响。

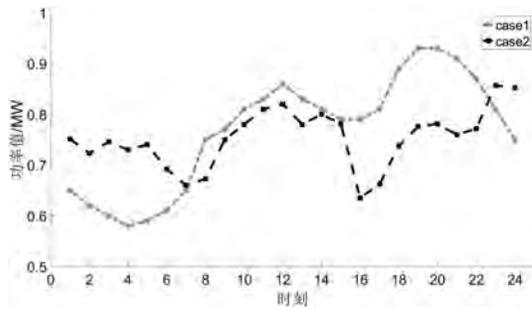


图8 不同模式下负荷曲线

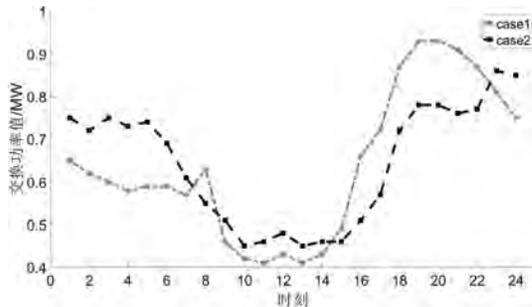


图9 不同模式下与上级电网交换功率曲线

表3为一个调度周期内用户的收益及成本,由表3分析可得,相较于Case1,Case2的总收益、净收益分别增加了524.25元、143.22元,同比增长29.08%、8.7%,但由于储能装置的接入,使得Case2的运维成本和折旧成本提高了107.43元、273.6元。综上所述,光储一体装置在文中所提优化策略下可有效提高用户的售电收益,激发分布式光伏用户配置储能装置积极性。

表3 两种模式下用户收益及成本

模式	总收益	净收益	运维成本	折旧成本
Case1	1 802.59	1 635.94	29.85	136.8
Case2	2 326.84	1 779.16	137.28	410.4

表4对比了三种不同模式下电网波动率指标VOL,相较于未接入分布式光伏,接入分布式光伏会影响电网的功率稳定性,通过储能装置平抑分布式电源出力可有效降低配网交换功率波动,进一步提高电网稳定性。

表4 不同模式下电网波动率指标

模式	未接入分布式光伏	Case1	Case2
VOL指标值	1.009 1	1.012 8	1.007 6

4 结语

文中提出了一个以提高光伏用户收益、降低电网交换功率波动为目标的光储协同调度策略,最后通过算例验证了文中所提策略的有效性及可行性。结论如下:

1) 接入分布式光伏后电网功率交换波动性加剧,电网峰谷差增大,通过光储协同控制调度策略可有效平抑分布式电源的不利影响,降低配电网峰谷差。

2) 相比较于分布式电源直接并网,光储一体并网虽然增加运维成本及折旧成本,但可进一步提升光伏用户净收益,证明了文中调度策略的有效性。

参考文献:

- [1] 仲泽天,李梦月,王加澍,等.一种有源配电网分布式光伏消纳能力评估方法[J].电网与清洁能源,2023,39(2):60-68.
- [2] 黄伟,熊伟鹏,车文学.模糊控制在风光混合储能微电网系统中的应用[J].现代电力,2017,34(1):30-36.
- [3] 姚璐勤,王琦,李妍,等.计及设备损耗成本的含光储配电网分布式电压控制策略[J].电力工程技术,2023,42(6):52-63.
- [4] 郭立东,雷鸣宇,杨子龙,等.光储微网系统多目标协调控制策略[J].电工技术学报,2021,10(1):4121-4131.
- [5] 张万家,赵耀.孤岛运行光储微电网控制策略研究[J].上海电力大学学报,2023,39(6):515-522.
- [6] 李保恩,李献伟,毋炳鑫.基于储能SOC状态的微电网能量优化调度策略研究[J].电力系统保护与控制,2017,45(11):108-114.
- [7] 黄伟,熊伟鹏,华亮亮,等.基于动态调度优先级的主动配电网多目标优化调度[J].电工技术学报,2018,33(15):3486-3498.
- [8] 沙熠,邱晓燕,宁雪姣,等.协调储能与柔性负荷的主动配电网多目标优化调度[J].电网技术,2016,40(5):1394-1399.