

基于峰谷电价与储能SOC状态的微电网 能量调度策略研究

刘亚伟,关朋,孙陆楠,王春辉,王昊

(天津电气科学研究院有限公司,天津 300301)

摘要:微电网的提出解决了分布式发电在接入配电网时由于发电的间歇性和波动性对配电网的稳定运行带来不利影响的问题。为了充分发挥储能系统在配电网中的调节作用,提出了一种基于峰谷电价与储能荷电状态(SOC)的微电网能量调度策略,该策略将全天划分为峰、平、谷3个时段,在实时调度周期内根据所处不同时段及储能SOC运用不同调度策略,并在不同时段设计储能充/放电惩罚函数的同时引入储能最大充/放电约束因子进一步改善储能装置充/放电。以微电网运行成本最低作为目标函数,通过粒子群优化算法求解,通过算例分析验证了该模型及算法的有效性。

关键词:微电网;储能;峰谷电价;实时调度;荷电状态

中图分类号:TP29 **文献标识码:**A **DOI:**10.19457/j.1001-2095.dqed24909

Research on Energy Dispatching Strategy of Micro-grid Based on Peak-valley Price and SOC State of Energy Storage

LIU Yawei, GUAN Peng, SUN Lunan, WANG Chunhui, WANG Hao

(Tianjin Research Institute of Electric Science Co., Ltd., Tianjin 300301, China)

Abstract: The micro-grid solves the problem that the intermittent and fluctuating power generation has adverse effects on the stable operation of the distribution network when the distributed generation is connected to the distribution network. In order to meet the economic operation of micro-grid under grid connected mode and improve power supply reliability, a micro-grid energy dispatching strategy based on peak-valley price and energy storage state of charge (SOC) was proposed. The strategy divided the whole day into three periods: peak, average and valley. During the real-time scheduling cycle, different scheduling strategies were applied based on different time interval and the SOC of energy storage. Reasonable energy storage charging and discharging penalty functions were designed in different time interval, and the maximum energy storage charging and discharging constraint factor was introduced to further improve the charging and discharging of the energy storage device. The minimum operating cost of micro-grid was took as the objective function and solved it through particle swarm optimization algorithm. The effectiveness of the strategy was verified by an example analysis.

Key words: micro-grid; energy storage; peak-valley price; real-time scheduling; state of charge (SOC)

分布式发电(distributed generation, DG)是利用太阳能、风能等可再生能源以及柴油、燃气等燃料进行发电。在国家倡导环境保护的政策下,光伏(PV)发电和风力(WT)发电得到了快速发展。分布式发电具有位置灵活、分散、就近发电、就近并网等优点,但分布式发电在接入配电网后,由于其发电的间歇性和波动性,因此频繁的

接入和退出给配电网的稳定运行带来了安全隐患^[1]。为了消除隐患和充分利用分布式发电,配备储能的微电网为分布式发电的综合利用提供了一种有效的技术手段,不仅能实现局部能量平衡还可以灵活并网,具有很强的可调度性,能够有效地补充配电网。

针对微电网的能量调度优化问题,特别是经

基金项目:天津电气科学研究院有限公司创新基金(GE2023ZL002)

作者简介:刘亚伟(1987—),男,硕士,高级工程师,Email:lywde2011@163.com

济调度问题^[2-5],国内外已经做了大量的研究工作:文献[6]以家庭用户用电成本最小和净负荷曲线平坦度最优为目标建立了家庭能量管理优化调度模型,并采用二进制粒子群算法对模型进行求解;文献[7]研究了微电网实时能量调度的原理和控制策略,建立了基于遗传算法的微电网能量模型,但没有考虑到当电网的功率需求与调度的要求偏差较大时柴油发电机的数学模型建立;文献[8]基于分时电价建立光、柴、储微电网模型,并设计不同时段的储能充/放电惩罚函数,取得一定的效果,但并未考虑风机发电对电网的影响。

本文在现有的研究成果基础上,研究了基于光伏、风能、柴油发电机、储能蓄电池和配电网为一体的微电网储能系统,在并网运行模式下,通过峰谷电价以及储能不同时刻的SOC状态进行微电网能量实时调度,以微电网整体运行成本最低构建能量调度模型,本文的主要工作如下:

1)将能量调度策略根据峰谷平时段电价和储能SOC状态划分为4种能量调度模型,并给出每种模型的目标函数及约束条件。

2)在能量调度过程中,重点引入储能充/放电惩罚函数和储能蓄电池最大充/放电功率约束因子,有效防止储能电池过充和过放现象,进而延长储能蓄电池使用寿命。

3)通过具体算例,利用粒子群优化算法进行模型求解,并绘制出光伏、风机、储能、配电网24 h不同时刻下的出力曲线图。

4)根据算例求解结果进行分析,在调度响应方面储能蓄电池起到“削峰填谷”功效;对比引入储能充/放电惩罚函数和储能最大充/放电功率约束因子后对储能蓄电池SOC变化曲线产生的不同影响。

1 能量调度策略

1.1 调度管理系统架构

微电网能量调度管理系统分为配电网调度层、微电网集中控制层、就地控制层三层架构,进行集中式管理^[3]。能量调度管理系统架构图如图1所示。

配电网调度层位于系统架构最顶层。微电网集中控制层位于系统架构中间层,由中央控制器和能量管理系统共同实现能量管理调度策略的制定和下达。中央控制器通过实时监测微电网各单元装置的历史数据、实时运行数据、气象

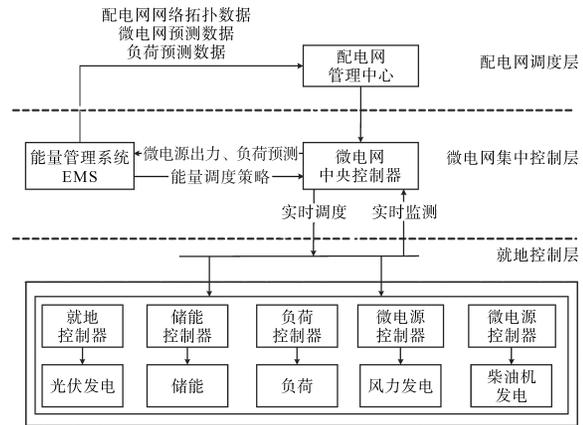


图1 能量调度管理系统架构图

Fig.1 Structure diagram of energy dispatch management system 数据等传递给能量管理系统;能量管理系统根据接收的实时数据对PV,WT发电进行功率预测以及此时负荷功率预测,并制定调度策略,由中央控制器下发调度指令。就地控制层位于系统架构最底层,由各发电电源控制器、光伏控制单元、储能控制单元和保护装置等组成,实现微电网内元器件和负荷等单元的保护和控制。

1.2 能量调度策略

本文设计的能量调度管理策略流程图如图2所示,具体步骤如下:

1)根据当地配电网峰谷分时电价将全天分为峰时段、平时段以及谷时段3种时段。

2)实时采集光伏发电预测数据、负荷功率预测数据、储能蓄电池当前SOC。

3)判断当前时刻储能蓄电池SOC所处范围,若SOC高于其所允许能量状态的上限值 SOC_{max} ,即 $SOC > SOC_{max}$,则调度储能蓄电池放电,使其放电到 SOC_{max} 之下,此时对应求解能量优化模型1;若储能蓄电池SOC低于其所允许能量状态下限 SOC_{min} ,即 $SOC < SOC_{min}$,则调度储能蓄电池充电,以使储能装置充电达到 SOC_{min} 以上,此时对应求解能量优化模型4。

4)若 $SOC_{min} \leq SOC \leq SOC_{max}$,此时储能蓄电池既可充电也可放电,则确定当前时刻所处的时段,若当前时刻为峰时段,则求解能量优化模型2;若当前时刻处于平、谷时段,则求解能量优化模型3。

5)根据上述步骤,系统计算得出相应的调度指令,输出调度指令并下发,即完成一次能量调度,循环执行以上步骤,直到接收到停止调度指令。

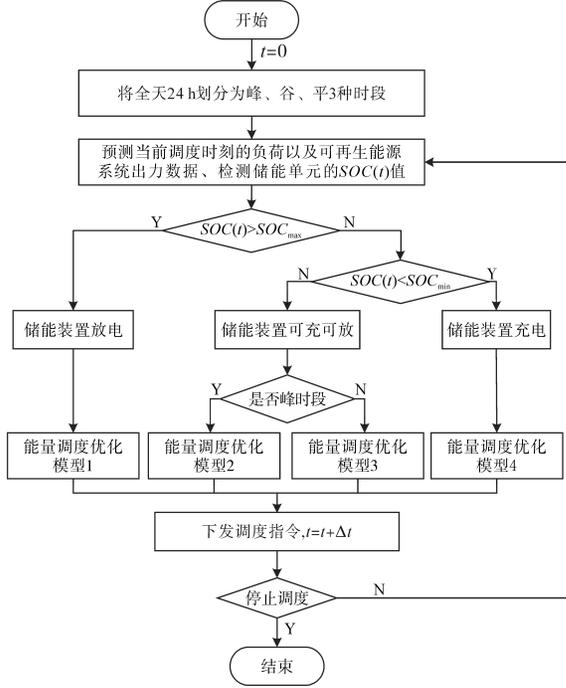


图2 并网模式微电网能量调度管理策略

Fig.2 Micro-grid energy dispatch management strategy for grid-connected

2 能量调度建模

2.1 能量调度优化模型1

当储能蓄电池能量状态 SOC 高于 SOC_{max} 状态时,调用能量调度模型1进行模型求解,以微电网运行成本最低作为优化目标函数。

2.1.1 目标函数

能量调度模型1的目标函数主要考虑储能蓄电池频繁充/放电引起的损耗成本、柴油发电机的燃料成本、运维成本、开机成本、与配电网电能量交互产生的成本,忽略光伏和风机发电的运行成本,如下式所示:

$$F_{min} = \sum_{i=1}^n [S_{di}^t C_{ri}^t (P_{di}^t) + S_{di}^t C_{omi}^t (P_{di}^t) + S_{di}^t (1 - S_{di}^t) C_{si}^t] - S_{sgrid}^t P_{sgrid}^t c_p^t + S_{pgrid}^t P_{pgrid}^t c_p^t \quad (1)$$

其中

$$C_{ri}^t (P_{di}^t) = a_i (P_{di}^t)^2 + b_i (P_{di}^t) + c_i \quad (2)$$

$$C_{omi}^t (P_{di}^t) = K_{omi} P_{di}^t \quad (3)$$

式中: t 为当前时刻; n 为微网中柴油发电机数量; i 为第 i 台柴油发电机; S_{di}^t 为柴油发电机的启停状态,0表示停运状态,1表示运行状态; P_{di}^t 为柴油发电机功率; C_{ri}^t 为柴油发电机的能耗成本; C_{omi}^t 为柴油发电机的运行维护成本; C_{si}^t 为柴油发电机的开机成本; S_{sgrid}^t 为微电网向配电网功率售电状态,

1表示售电,0表示不售电; P_{sgrid}^t 为微电网向配电网售电功率; S_{pgrid}^t 为微电网向配电网购电状态,1表示购电,0表示不购电; P_{pgrid}^t 为微电网向配电网购电功率; c_p^t 为微电网与配电网交互购售电单价成本; a_i, b_i, c_i 分别为柴油发电机组燃料成本的二次项系数、一次项系数和常数项^[9],其数值分别取0.044,1.4,2.6; K_{omi} 为发电机运行维护系数。

2.1.2 约束条件

1) 功率平衡约束:

$$P_l^t = \sum_{i=1}^n S_{di}^t P_{di}^t + P_{PV}^t - S_{sgrid}^t P_{sgrid}^t + S_{pgrid}^t P_{pgrid}^t + S_{Dbat}^t P_{Dbat}^t \quad (4)$$

式中: P_l^t 为系统运行中 t 时刻总负荷功率; S_{Dbat}^t 为储能装置是否放电,1表示放电,0表示不放电; P_{Dbat}^t 为储能装置放电功率; P_{PV}^t 为光伏发电功率。

2) 柴发输出功率约束:

$$S_{di}^t P_{di}^{min} \leq P_{di}^t \leq S_{di}^t P_{di}^{max} \quad (5)$$

式中: $P_{di}^{min}, P_{di}^{max}$ 分别为柴油发电机输出功率的下限和上限。

3) 柴发上升和下降功率约束:

$$\begin{cases} P_{di}^t - P_{di}^{t-1} \leq \Delta t \times R_U \\ P_{di}^{t-1} - P_{di}^t \leq \Delta t \times R_D \end{cases} \quad (6)$$

式中: R_U, R_D 分别为柴油发电机功率允许的最大上升和最大下降速率。

4) 微电网与配电网交互的最大容量约束:

$$\begin{cases} 0 \leq P_{sgrid}^t \leq S_{sgrid}^t P_{sgrid}^{max} \\ 0 \leq P_{pgrid}^t \leq S_{pgrid}^t P_{pgrid}^{max} \end{cases} \quad (7)$$

式中: P_{sgrid}^{max} 为微电网售电功率允许最大值; P_{pgrid}^{max} 为微电网购电功率允许的最大值。

5) 微电网售购电互斥约束:

$$S_{sgrid}^t + S_{pgrid}^t \leq 1 \quad (8)$$

6) 储能蓄电池 SOC 约束:

$$SOC_{min} \leq SOC \leq SOC_{max} \quad (9)$$

7) 储能蓄电池放电功率约束:

$$0 \leq P_{Dbat}^t \leq S_{Dbat}^t P_{Dbat}^{max} \lambda_{dis} \quad (10)$$

其中

$$\lambda_{dis} = \alpha_{dis} SOC^2 + \beta_{dis} SOC + \gamma_{dis} \quad (11)$$

式中: λ_{dis} 为储能蓄电池最大放电功率约束因子; $\alpha_{dis}, \beta_{dis}, \gamma_{dis}$ 均为储能装置最大放电功率约束因子相关系数,取 $\alpha_{dis}=-0.52, \beta_{dis}=1.82, \gamma_{dis}=-0.32$ 。

储能蓄电池放电过程中,最大放电功率约束因子 λ_{dis} 与 SOC 成正相关性,如图3所示。从图中看出,在 SOC 较高时放电功率范围大; SOC 较低时放电功率范围小。

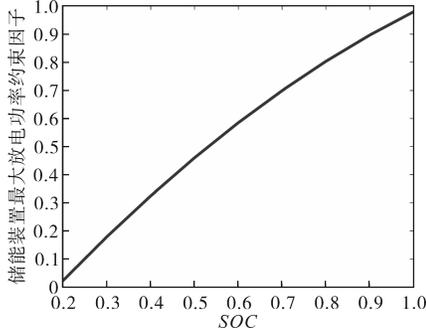


图3 最大放电功率约束因子随SOC变化趋势图

Fig.3 Trend chart of high discharge power constraint factor with SOC variation

2.2 能量优化调度模型2

若当前时刻处于峰时段并且储能蓄电池SOC能量状态值处于 SOC_{min} 和 SOC_{max} 之间,此时储能蓄电池既可以充电也可以放电,此时调用能量优化调度模型2进行求解。

2.2.1 目标函数

能量优化模型2在模型1的基础上,考虑储能装置由于放电深度、放电速率以及频繁充/放电所引起的储能装置折旧成本,以微电网运行成本最低为优化目标,目标函数如下:

$$F_{min} = \sum_{i=1}^n [S_{di}^t C_{ri}^t (P_{di}^t) + S_{di}^t C_{omi}^t (P_{di}^t) + S_{di}^t (1 - S_{di}^t) C_{si}^t] + S_{Dbat}^t C_{Dbat}^t (P_{Dbat}^t) + S_{Cbat}^t C_{Cbat}^t (P_{Cbat}^t) - S_{sgrid}^t P_{sgrid}^t C_p^t + S_{pgrid}^t P_{pgrid}^t C_p^t \quad (12)$$

其中

$$C_{Dbat}^t = \delta_{Dbat} P_{Dbat}^t \quad (13)$$

$$C_{Cbat}^t = \delta_{Cbat} P_{Cbat}^t \quad (14)$$

式中: S_{Cbat}^t 为储能装置是否充电,1表示充电,0表示不充电; C_{Dbat}^t 为储能装置放电所引起的折旧成本; C_{Cbat}^t 为储能装置充电引起的折旧成本; P_{Cbat}^t 为储能装置充电功率; δ_{Dbat} 为储能装置放电惩罚函数; δ_{Cbat} 为储能装置充电惩罚函数。

峰时段放电惩罚函数随SOC变化趋势如图4所示,当SOC处于低位时,放电惩罚函数较高,对储能装置放电起抑制作用;当SOC处于高位时,放电惩罚函数较低,对储能装置放电起促进作用。储能装置放电惩罚函数计算如下:

$$\delta_{Dbat} = 0.6(1 - SOC)^{1.4} e^{0.2(1 - SOC)} + 0.15 \quad (15)$$

峰时段充电惩罚函数随SOC变化趋势如图5所示,SOC值越高其充电惩罚函数也越大,对储能装置充电抑制作用越大;反之,则促进储能装置充电。储能装置蓄电池充电惩罚函数计算如下:

$$\delta_{Cbat} = -1.6(1 - SOC)^{0.2} e^{-0.14(1 - SOC)} + 1.65 \quad (16)$$

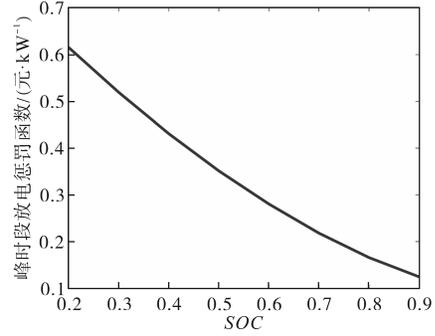


图4 峰时段放电惩罚函数随SOC变化趋势图

Fig.4 Trend chart of peak discharging penalty function with SOC variation

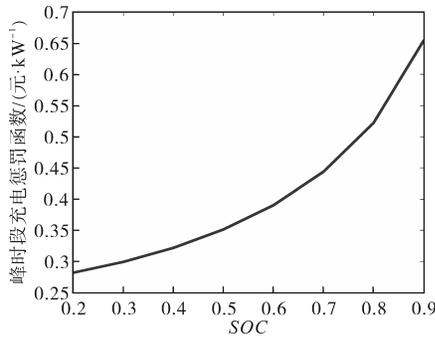


图5 峰时段充电惩罚函数随SOC变化趋势图

Fig.5 Trend chart of peak charging penalty function with SOC variation

2.2.2 约束条件

能量优化模型2相对于能量优化模型1在储能蓄电池功率约束方面有所不同,而且增加了储能蓄电池充电与放电状态互斥约束。

1)功率平衡约束:

$$P_{l}^t = \sum_{i=1}^n S_{di}^t P_{di}^t + P_{PV}^t - S_{sgrid}^t P_{sgrid}^t + S_{pgrid}^t P_{pgrid}^t + S_{Dbat}^t P_{Dbat}^t - S_{Cbat}^t P_{Cbat}^t \quad (17)$$

2)储能装置充电与放电状态互斥约束:

$$S_{Dbat}^t + S_{Cbat}^t \leq 1 \quad (18)$$

3)储能装置充电和放电功率约束:

$$\begin{cases} 0 \leq P_{Dbat}^t \leq \lambda_{dis} S_{Dbat}^t P_{Dbat}^{max} \\ 0 \leq P_{Cbat}^t \leq \lambda_{ch} S_{Cbat}^t P_{Cbat}^{max} \end{cases} \quad (19)$$

其中

$$\lambda_{ch} = \alpha_{ch} SOC^2 + \beta_{ch} SOC + \gamma_{ch} \quad (20)$$

式中: λ_{ch} 为储能装置最大充电功率约束因子; $\alpha_{ch}, \beta_{ch}, \gamma_{ch}$ 均为储能装置最大放电功率约束因子相关系数,取 $\alpha_{ch}=-0.62, \beta_{ch}=-0.36, \gamma_{ch}=1.02$ 。

最大充电功率约束因子随SOC变化趋势图如图6所示。观察图6发现,与能量调度优化模型1中储能蓄电池最大放电功率约束因子变化趋势相反,当SOC处于低位时,约束因子较大,可以

以较大充电功率促进储能装置尽快充电;随着SOC值不断增大,充电功率的速率也将越来越小。

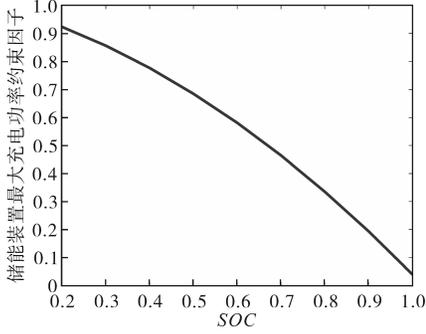


图6 最大充电功率约束因子随SOC变化趋势图
Fig.6 Trend chart of maximum charging power constraint factor with SOC variation

2.3 能量调度优化模型3

能量优化模型3对应储能蓄电池能量状态为 $SOC_{min} \leq SOC \leq SOC_{max}$,且当前时刻处于平、谷时段。

2.3.1 目标函数

能量优化模型3的目标函数与能量优化模型2基本相同,不同之处在于储能装置充电与放电惩罚函数设计有所变化。在分时电价机制下,平、谷时段较峰时段时大电网电价便宜且负荷较小,系统鼓励储能蓄电池多充少放,以储备较多的电能,在峰时段与大电网共同为负荷供电,平、谷时段储能装置放电惩罚函数如下:

$$\delta_{Dbat} = 1.15[0.4(1 - SOC)^{1.4} e^{0.2(1 - SOC)} + 0.3] \quad (21)$$

如图7所示,处于平、谷时段的储能装置放电惩罚函数随SOC增大而减小,但在相同SOC条件下,较峰时段时的放电惩罚函数更大。

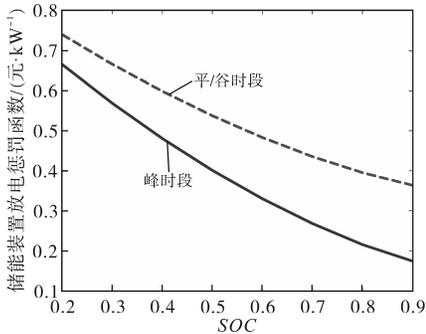


图7 平、谷时段放电惩罚函数随SOC变化趋势图
Fig.7 Discharge penalty function varies with the discharge of SOC in the normal time or valley time

在介绍能量优化模型2时,设计了峰时段储能装置充电惩罚函数,在模型3中设计平、谷时段储能装置充电惩罚函数如下:

$$\delta_{Cbat} = 0.9[-1.6(1 - SOC)^{0.2} e^{-0.14(1 - SOC)} + 1.65] \quad (22)$$

平、谷时段充电惩罚函数随SOC变化趋势如图8所示,观察发现,与能量优化模型2中储能蓄电池充电惩罚函数相比,在相同SOC条件下,平、谷时段充电惩罚函数较峰时段时较小,引导储能装置多充电。

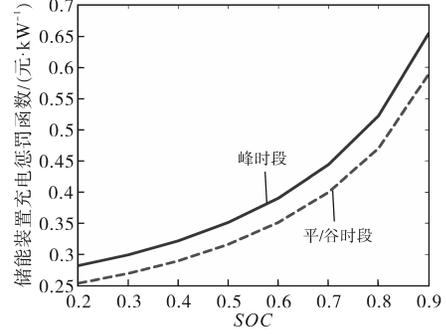


图8 平、谷时段充电惩罚函数随SOC变化趋势图
Fig.8 Charge penalty function varies with the charge of SOC in the normal time or valley time

2.3.2 约束条件

能量优化模型3的约束条件与能量优化模型2完全相同,不再赘述。

2.4 能量调度优化模型4

2.4.1 目标函数

储能装置此时能量状态 $SOC < SOC_{min}$,需要储能装置充电至 SOC_{min} 之上,此时段无需引入惩罚函数。能量优化调度模型4的目标函数与调度模型1的目标函数相同,不再赘述。

2.4.2 约束条件

能量优化模型4的约束条件与模型1基本相同,不同之处在于功率平衡约束条件和储能装置功率约束条件有所变化。

1) 功率平衡约束:

$$P_l^t = \sum_{i=1}^n S_{di}^t P_{di}^t + P_{PV}^t - S_{sgrid}^t P_{sgrid}^t + S_{pgrid}^t P_{pgrid}^t - S_{Cbat}^t P_{Cbat}^t \quad (23)$$

2) 储能蓄电池充电功率约束:

$$0 \leq P_{Cbat}^t \leq S_{Cbat}^t P_{Cbat}^{max} \lambda_{ch} \quad (24)$$

3 算例分析

3.1 算例设计

参照文献[9]中的算例系统形式,设计本文的微电网算例系统,将PV发电单元、WT发电单元、柴油机DE发电单元、储能蓄电池Bat以及设定的负荷组成一个微电网系统模型,其中PV和WT均

以最大功率点跟踪(maximum power point tracking, MPPT)模式运行,并通过公共连接点PCC接入配电网。算例系统结构图如图9所示。其中,PV发电单元容量为150 kW;WT单元容量为150 kW;蓄电池Bat的最大充、放电功率均为150 kW,容量为300 kW·h;选用60 kW柴油机DE发电机组, SOC_{min} 设置为0.3, SOC_{max} 设置为0.9;蓄电池SOC初始值为0.4;与电网交互的最大功率为80 kW。光伏PV系统发电、风力WT系统发电、蓄电池Bat和柴油机组DE的基本信息如表1所示。

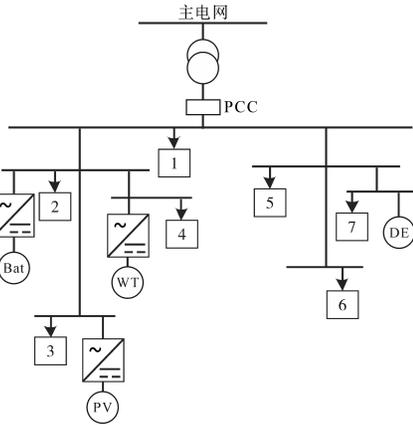


图9 微电网算例系统结构图

Fig.9 Structure of micro-grid system for case study

表1 分布式微电源基本信息

Tab.1 Basic information of DG micro power supply

发电类型	容量 下限/kW	容量 上限/kW	运行维护系数/ [元·(kW·h) ⁻¹]	启动 成本/元
光伏单元 PV	0	150	0	0
风力单元 WT	0	150	0	0
蓄电池组 Bat	0	150	0	0
柴油发电 DE	5	60	0.085 9	1.5

发电类型	发电成本/ [元·(kW·h) ⁻¹]	最小连续 运行时间/h	最小连续 停运时间/h
光伏单元 PV	0	—	—
风力单元 WT	0	—	—
蓄电池组 Bat	0	—	—
柴油发电 DE	1.05	2	1.5

以天津市某年配电网大工业用电1~10 kV电压等级销售电价作为参考,对峰、平、谷时段的划分如下:1)峰时段:08:00—11:00,18:00—23:00;2)平时段:07:00—08:00,11:00—18:00;3)谷时段:23:00—07:00。由于向配电网售电价受政策影响较大,为了计算方便,售电价以相应时段的购电电价的85%进行计算,分时购电与售电电价如表2所示。

光伏PV发电单元和风力WT发电单元均工作在MPPT模式以得到最大的功率输出,最大限

表2 分时购电与售电电价表

Tab.2 Period purchasing and selling prices

时段	购电电价/ [元·(kW·h) ⁻¹]	售电电价/ [元·(kW·h) ⁻¹]
峰时段	1.31	1.11
平时段	0.86	0.73
谷时段	0.43	0.36

度地利用可再生能源。本文光伏和风力发电输出功率遵循图10所示的典型输出功率曲线进行模拟计算。

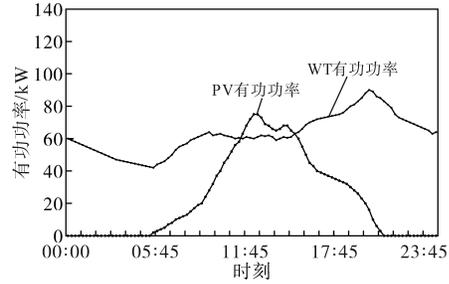


图10 光伏发电系统和风力发电系统全天有功功率输出

Fig.10 Active power output of PV and WT generation systems for a day

表3列出了本文算例系统中7个负荷节点以及各负荷节点的功率因数,并假定系统运行过程中各负荷节点功率因数恒定不变。

表3 微电网各节点负荷信息

Tab.3 Data of node loads in micro-grid

负荷节点号	有功功率/kW	负荷功率因数
1	15	0.954 5
2	16	0.948 7
3	20	0.975 1
4	24	0.974 0
5	12	0.978 1
6	8	0.977 2
7	10	0.972 8

图11是基于正太分布的典型负荷日拟合办法拟合出全天负荷分布曲线,本文设定的负荷节点按照此负荷的全天24 h分布曲线进行算例计算。

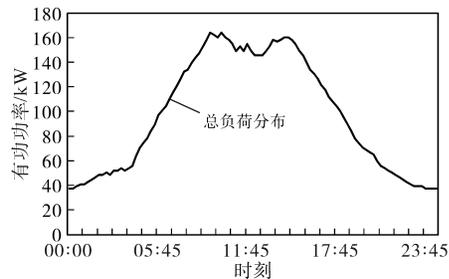


图11 负荷全天分布曲线

Fig.11 Load distribution curve for a day

3.2 结果及分析

本文以15 min作为一个实时调度周期,根据目标函数和约束条件,通过粒子群优化算法进行

求解,通过算例进行模拟计算,描绘出全天光伏、风电、柴油机、蓄电池及配电网输出的有功功率曲线。

在算例求解过程中加入和未加入惩罚函数及约束因子两种情况下SOC趋势变化曲线如图12所示。分析发现,未加入充/放电惩罚函数以及最大充/放电功率约束因子的情况下,会出现短暂时刻的过充和过放,如在00:00—8:00充电过程中,出现了短时超过 SOC_{max} 的值;在08:00—11:00期间,电价处于峰时段,蓄电池在放电过程中,也出现了低于 SOC_{min} 的值;而反观加入充/放电惩罚函数以及最大充/放电功率约束因子的情况,整个过程中未出现过充和过放现象,且能量状态SOC曲线相对平缓。

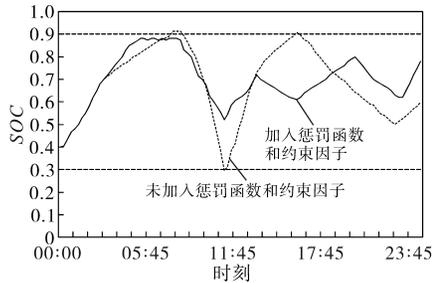


图12 SOC趋势对比图

Fig.12 Trend comparison diagram of SOC

微电源、蓄电池及配电网的全天有功功率输出曲线如图13所示。

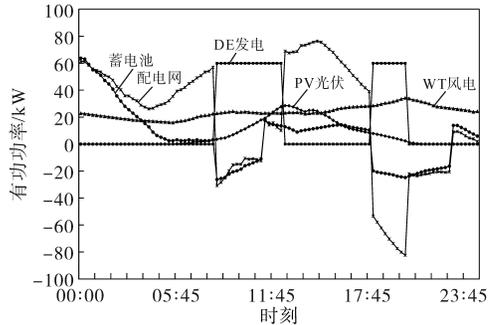


图13 微电源、蓄电池及配电网的全天有功功率输出

Fig.13 Active power output of micro-sources battery and distribution grid for a day

由图11可见,在00:00—07:00时段,微电网的负荷较小,程序优先通过配电网购电供电,并未启动柴油机发电,同时风机WT发电出力,此时段由图10观察,光伏基本不出力,此时蓄电池功率一直为正值,代表充电,因为此时处于谷电价,蓄电池SOC未达到最大值,蓄电池优先充电;在08:00—11:00时段,配电网电价处于峰时段,通过图11发现此时的负荷也达到顶峰,光伏和风能发电不能满足负荷要求,并且向配电网购电功率也达到最大值80 kW,此时柴油发电机组启动进

行电力补充,根据约束条件柴油发电机组每次启动需要最小运行2 h,由图13观察柴油发电机组运行大约4 h,而蓄电池在谷时段已经完成充电,此时段蓄电池功率为负值,进行放电,随着运行,此时段的配电网功率由正值变为负值,微电网开始向配电网进行售电,并取得收益;在12:00—17:00时段,电价处于平时段,由于蓄电池在峰时段持续放电,SOC已接近最小值,此时段在惩罚函数作用下,蓄电池进行充电(功率值为正值),此时光伏发电也达到峰值,此时段配电网、光伏、风机配合进行出力以满足负荷要求,在此时段柴油发电机处于停止状态;在18:00—20:00时段,电网电价又处于峰时段,但此时负荷在逐渐下降,由于柴油发电机组发电与峰时段电网购电存在成本差,此时段由柴油发电机组作为主要出力单元,此时蓄电池SOC未到达最小值,蓄电池在惩罚函数引导下放电,此时的配电网功率为负,微电网向配电网进行售电。配电网在一天整体模拟运行下达到了“削峰填谷”的效果。图14反映了微电网全天24 h的总体运行成本,其中与配电网交换成本曲线为正时表示向配电网购电成本,为负时表示向配电网售电获取的收益,符合在用电平、谷时段向配电网购电、在峰时段微电网向配电网售电的情况。

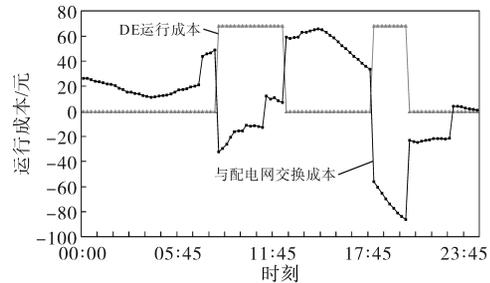


图14 全天微电网运行成本

Fig.14 Perating cost of micro-grid for a day

4 结论

本文提出了基于峰谷电价与储能SOC的微电网能量调度策略,该策略将全天划分为峰、平、谷3个时段,在实施调度周期内监测储能蓄电池的SOC,并根据当前调度周期所在的不同时段和SOC所处的不同范围采用不同的调度策略。本文在不同时段设计不同的储能装置充/放电惩罚函数,以引导储能装置对电网削峰填谷;此外,在储能装置充/放电过程中设计最大充电功率约束因子和最大放电功率约束因子,防止储能装置过

度充电和深度放电。通过建立微电网运行调度模型,以最小运行成本作为目标函数,使用粒子群优化算法对算例进行模拟计算,根据计算结果绘制出微电网不同维度的曲线图,通过算例分析验证了所提策略的有效性。

参考文献

[1] 姚钢,王旭,周荔丹.基于模糊控制的光储微网实时电价能量管理策略[J].电力系统及其自动化学报,2022,34(2):1-8.
YAO Gang, WANG Xu, ZHOU Lidan. Real-time electricity price energy management strategy for photovoltaic storage microgrid based on fuzzy control[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2022, 34(2): 1-8.

[2] 杨柳青,马群凯,刘晓军,等.含风光柴储的独立微电网容量优化配置研究[J].吉林电力,2020,48(2):19-23.
YANG Liuqing, MA Qunkai, LIU Xiaojun, et al. Optimal allocation of optical storage capacity of independent microgrid containing wind-solar-diesel-battery hybrid power generation[J]. Jilin Electric Power, 2020, 48(2): 19-23.

[3] 陈冰研.含多微网的主动配电网多时间尺度能量管理研究[D].保定:华北电力大学,2019.
CHEN Bingyan. Research on multi time scale energy management of active distribution network with multi-microgrids[D]. Baoding: North China Electric Power University, 2019.

[4] 方磊,牛玉刚,祖其武.微网可转移负荷调度与储能控制策略[J].华东理工大学学报(自然科学版),2018,44(4):588-594.
FANG Lei, NIU Yugang, ZU Qiwu. Transferable load dispatching and energy storage control strategy in microgrid[J]. Journal of East China University of Science and Technology (Natural Science Edition), 2018, 44(4): 588-594.

[5] 孔令志,唐西胜,齐智平,等.光柴储微网系统的储能动态能

量调度策略研究[J].电力系统保护与控制,2012,40(20):6-12.
KONG Lingzhi, TANG Xisheng, QI Zhiping, et al. Study on dynamic senergy dispatch strategy of energy storage in PV-diesel-energy storage microgrid system[J]. Power System Protection and Control, 2012, 40(20): 6-12.

[6] 伍惠铨,王淳,左远龙,等.基于分时电价和蓄电池实时控制策略的家庭能量系统优化[J].电力系统保护与控制,2019,47(19):23-30.
WU Huicheng, WANG Chun, ZUO Yuanlong, et al. Home energy system optimization based on time-of-use price and real-time control strategy of battery[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(19): 23-30.

[7] 柳溪.光伏微电网的发电和负荷预测方法及调度策略研究[D].武汉:华中科技大学,2018.
LIU Xi. Research on the method of power generation and load forecasting as well as scheduling strategy of photovoltaic micro grid [D]. Wuhan: Huazhong University of Science and Technology, 2018.

[8] 朱梅梅.基于光储柴的微网能量管理研究[D].合肥:合肥工业大学,2017.
ZHU Meimei. Research on energy management for microgrid based on solar/storage/diesel[D]. Hefei: Hefei University of Technology, 2017.

[9] 许琼果,张炜焘,刘光伟,等.计及储能调节特性的直流微电网优化调度研究[J].电气传动,2022,52(15):53-60.
XU Qiongguo, ZHANG Weitao, LIU Guangwei, et al. Research on optimal scheduling of DC microgrid considering energy storage regulation characteristics[J]. Electric Drive, 2022, 52(15): 53-60.

收稿日期:2023-01-13

修改稿日期:2024-02-02

(上接第70页)

[23] 秦世耀,代林旺,王瑞明,等.考虑风电机组功率跌落和机械载荷优化的虚拟惯量控制方法[J].电网技术,2021,45(5):1665-1672.
QIN Shiyao, DAI Linwang, WANG Ruiming, et al. Virtual inertia control method considering wind turbine power drop and mechanical load optimization[J]. Power System Technology, 2021, 45(5): 1665-1672.

[24] YANG D, SANG S, ZHANG X. Two-phase short-term frequency response scheme of a DFIG-based wind farm[J]. Frontiers in Energy Research, 2021, 9: 781989.

[25] 颜湘武,孙雪薇,崔森,等.考虑系统频率连续波动与二次跌落的双馈风力发电机组虚拟惯量通用控制策略[J].太阳能学报,2021,42(11):247-254.
YAN Xiangwu, SUN Xuewei, CUI Sen, et al. Virtual inertia general control strategy of DFIG-based wind turbine considering continuous fluctuation of system frequency and second frequency drop[J]. Acta Energaiae Solaris Sinica, 2021, 42(11): 247-254.

[26] 张峰,田宇,丁磊.风电虚拟惯量延时的影响机理模型解析

及替代性研究[J].电力系统自动化,2024,48(7):267-276.
ZHANG Feng, TIAN Yu, DING Lei. Analytical solution for influential mechanism model of virtual inertia delay of wind power and its substitutability research[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(7): 267-276.

[27] 周海强,鲁锦文,薛峰,等.计及风电综合惯性控制的电力系统扩展频率响应模型[J].电力系统自动化,2023,47(8):198-205.
ZHOU Haiqiang, LU Jinwen, XUE Feng, et al. Extended frequency response model for power system considering wind power synthetic inertia control[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(8): 198-205.

[28] 梁丹琦,汪震.考虑频率二次跌落抑制的风火联合一次调频控制[J].能源工程,2021(5):29-34,78.
LIANG Danqi, WANG Zhen. A wind-thermal combination- based primary frequency control scheme considering suppression of frequency second dip[J]. Energy Engineering, 2021(5): 29-34, 78.

收稿日期:2023-11-03

修改稿日期:2023-12-11