

# 含高渗透率可再生能源的配电网广义储能优化配置

茆美琴, 刘云晖, 张榴晨, 张健

(教育部光伏系统研究工程中心, 合肥工业大学, 安徽省合肥市 230009)

**摘要:** 广义储能系统包括固定储能系统和具有存储热能、势能和电能等的可控负载。针对含有高渗透率可再生能源的配电网的广义储能优化配置问题, 提出了广义储能配置的二层优化模型。根据所提方法, 外层采用遗传算法搜索广义储能配置方案, 内层根据动态规划算法得到广义储能的最优运行策略, 通过内外层交替优化对含有不同渗透率可再生能源以及可控负荷的配电网进行广义储能容量优化配置, 并在 IEEE 33 节点配电网中对提出的方法进行验证。仿真计算结果表明, 在高渗透率可再生能源条件下, 所提方法能通过可控负载有效增加配电网系统的调控资源, 显著减小固定储能配置容量, 降低系统的运行成本。

**关键词:** 高渗透率可再生能源; 广义储能; 二层优化; 可控负荷

## 0 引言

高渗透率可再生能源接入电网, 会使电力系统热备用、调频、调压等辅助服务的调剂资源稀缺, 系统稳定性、灵活性控制面临巨大挑战, 从而导致可再生能源的利用率下降<sup>[1]</sup>, 要实现高比例可再生能源的应用, 对储能提出了新的需求。考虑到未来电动汽车参与电力系统调节, 以及需求侧响应等因素, 预计中国储能需求将达到 400~600 GW<sup>[2]</sup>。目前以蓄电池储能、飞轮储能及压缩空气储能为代表的储能系统建设成本高<sup>[3]</sup>, 制约了其大规模的商业应用, 因此, 如何合理配置储能以降低投资成本的问题成为了研究热点。

近年来, 国内外学者针对含可再生能源的配电网中储能优化配置问题展开了一定的研究, 例如, 针对主动配电网中光伏发电系统, 提出了与主动配电网扩展规划相结合的分布式储能优化配置方法<sup>[4]</sup>; 针对配电网中风力发电系统, 提出了满足风电功率全部接纳要求且总成本最小的储能选址以及容量配置方法<sup>[5]</sup>; 针对分布式可再生能源接入配电网后引起节点电压偏移的问题, 提出了利用储能电压支撑能力满足配电网调压需求的储能配置方法<sup>[6]</sup>。此外, 还有学者研究在储能优化配置时考虑储能配电网孤岛运行时的作用及收益<sup>[7-8]</sup>。但上述研究思

路都集中于降低储能系统本身配置容量的条件下, 达到经济性最优, 鲜有从利用可控负荷削减储能配置容量需求的角度展开的研究。

随着智能电网的发展, 具有存储热能、势能和电能等的负载, 如空调、制冷、取暖、水塔、热水器<sup>[9]</sup>、电动汽车<sup>[10]</sup>等有潜力聚合成大容量的新型储能系统。但配电网中分布式可再生能源渗透率的上升和大量电动汽车负荷的使用, 使配电网的运行环境变得更加复杂, 以分时电价 (price-based) 或激励政策 (incentive-based) 为响应机制的传统需求侧响应技术内涵 (控制方法、响应速度) 都不能满足新型配电网的快速调控需求。因此, 以数小时/数天为时间尺度进行调控的需求侧响应技术正向以数秒/数小时为时间尺度进行调控, 且向着以分散性、自主决策性等为特征的可交易能源 (transactive energy, TE) 体系演变<sup>[11]</sup>。为了适应未来智能电网这一发展趋势, 便于对可交易能源架构下的可控负荷机运行策略进行优化, 本文将上述各类可控负荷组成的新型储能系统归为虚拟储能系统<sup>[12]</sup>, 而由蓄电池储能电站组成的传统储能系统称为固定储能系统。进一步, 本文定义固定储能系统与虚拟储能系统组成广义储能系统。初步研究表明, 包含大量电动汽车在内的居民可控负荷参与电网的能量调度, 可以显著提高电网的经济性, 提高可再生能源消纳<sup>[13-14]</sup>。

除了技术条件外, 储能系统的商业应用离不开成熟的电力市场制度, 未来中国可能在电力市场改革中采用电力现货交易规则: 电力供应商通过远期交易和期货交易与传统发电商签订合同确定合约电

收稿日期: 2018-06-15; 修回日期: 2019-01-02。

上网日期: 2019-02-26。

国家自然科学基金资助项目 (51577047); 安徽省科技厅国际合作项目 (1604b0602015)。

量,实际负荷需求与合约电量存在偏差,需要现货市场和平衡市场来平衡<sup>[15-16]</sup>。不平衡电量以阶梯电价形式报价,偏离计划出力越多,报价越高<sup>[17]</sup>。

综上所述,本文针对含高渗透率可再生能源的配电网储能优化配置问题,结合电力现货市场的交易规则,提出了广义储能配置的二层优化模型,通过引入虚拟储能来降低固定储能配置成本,并以IEEE 33节点配电网为例,验证了所述方法的有效性。

## 1 广义储能模型

本文考虑的广义储能系统包括:可转移负荷(transferable load, TL)、可中断负荷(interruptible load, IL)、电动汽车及固定储能。

### 1.1 可转移负荷

可转移负荷完成工作所消耗的总电量一定,但在一定的时间区段内可以转移,例如洗衣机、电饭煲等,当负荷前移时等效于储能先充后放,反之等效于储能先放后充。可转移负荷用电设备的集合用 $A_{TL}$ 表示,其特征描述如式(1)所示,聚合模型如式(2)所示。

$$\begin{cases} P_a^t = P_{a,e} & t \in [t_a^s, t_a^e] \\ P_a^t = 0 & t \notin [t_a^s, t_a^e] \\ t_a^s, t_a^e \in [t_a^-, t_a^+] \\ t_a^e - t_a^s = T_a \end{cases} \quad (1)$$

式中: $a \in A_{TL}$ ;  $P_a^t$ 和 $P_{a,e}$ 分别为设备 $a$ 在 $t$ 时刻的功率和正常使用时的平均功率; $t_a^s$ 和 $t_a^e$ 分别为设备 $a$ 开始和停止运行的时刻; $[t_a^-, t_a^+]$ 构成负荷可转移的时间区间; $T_a$ 为设备 $a$ 完成工作任务所需要的时长。

$$\begin{cases} P_{TL,cmax}^t = \sum_{a \in A_{TL}} P_{a,e} & t \in [t_a^-, t_a^s) \cup (t_a^e, t_a^+] \\ P_{TL,dmax}^t = \sum_{a \in A_{TL}} P_{a,e} & t \in [t_a^s, t_a^e] \end{cases} \quad (2)$$

式中: $P_{TL,cmax}^t$ 和 $P_{TL,dmax}^t$ 分别为所有可转移负荷在 $t$ 时刻等效的虚拟储能最大充电功率和放电功率。

### 1.2 可中断负荷

可中断负荷可以随时关断,但断电时长受到用户舒适度的约束。本文只考虑空调和电热水器这两种温控负荷,此类负荷可以通过调节温度设定值或者直接改变其运行时间的占空比来调整功率<sup>[18]</sup>。温控负荷削减功率时视为虚拟储能放电,提前调高输出功率储存部分冷量(热量),视为虚拟储能充电<sup>[19]</sup>。可中断负荷用电设备的集合用 $A_{IL}$ 表示,其特征描述如式(3)所示,聚合模型如式(4)所示。

$$\begin{cases} P_{a,e} \leq P_a^t < P_{a,max} & t \in [t_a^s, t_a^e], \theta_a^t < \theta_{a,min} \\ 0 \leq P_a^t < P_{a,e} & t \in [t_a^s, t_a^e], \theta_a^t \geq \theta_{a,min} \\ P_a^t = 0 & t \notin [t_a^s, t_a^e] \end{cases} \quad (3)$$

式中: $a \in A_{IL}$ ;  $P_{a,max}$ 为设备 $a$ 最大运行功率; $\theta_a^t$ 为用户在 $t$ 时刻的用电舒适度; $\theta_{a,min}$ 为用户用电舒适度的下限值。

$$\begin{cases} P_{IL,cmax}^t = \sum_{a \in A_{IL}} (P_{a,max} - P_a^t) \\ P_{IL,dmax}^t = \sum_{a \in A_{IL}} P_a^t & \theta_a^t \geq \theta_{a,min} \\ t \in [t_a^s, t_a^e] \end{cases} \quad (4)$$

式中: $P_{IL,cmax}^t$ 和 $P_{IL,dmax}^t$ 分别为所有可中断负荷在 $t$ 时刻等效的虚拟储能最大充电功率和放电功率。

### 1.3 电动汽车

采用汽车到电网(vehicle to grid, V2G)技术,电动汽车可以像固定储能系统一样和电网进行能量交互。本文假设电动汽车与电力供应商签订合同后,对电动汽车接入的地点和时段进行了规定,并假设每辆电动汽车充放电时功率恒定,且所有电动车充放电的额定功率相同,忽略电池自放电率以及充放电能量损失。当电动汽车充电时,第 $i$ 辆电动汽车在 $t$ 时刻的荷电量可表示为:

$$E_{EV,i}^t = E_{EV,i}^{t-1} + P_{EV,c} \Delta t \quad (5)$$

式中: $E_{EV,i}^t$ 和 $E_{EV,i}^{t-1}$ 分别为第 $i$ 辆电动汽车在 $t$ 时刻和 $t-1$ 时刻的荷电量; $P_{EV,c}$ 为电动汽车充电功率; $\Delta t$ 为时间间隔。

当电动汽车放电时,其在 $t$ 时刻的荷电量可表示为:

$$E_{EV,i}^t = E_{EV,i}^{t-1} - P_{EV,d} \Delta t \quad (6)$$

式中: $P_{EV,d}$ 为电动汽车放电功率。

电动汽车的聚合模型如式(7)所示。

$$\begin{cases} P_{EV,cmax}^t = \sum_{i=1}^{N_{EV}} P_{EV,c} & E_{EV,i}^t < E_{EV,i,max} \\ P_{EV,dmax}^t = \sum_{i=1}^{N_{EV}} P_{EV,d} & E_{EV,i}^t > E_{EV,i,min} \\ E_{EV,max}^t = \sum_{i=1}^{N_{EV}} E_{EV,i,max} \\ E_{EV,min}^t = \sum_{i=1}^{N_{EV}} E_{EV,i,min} \end{cases} \quad (7)$$

式中: $P_{EV,cmax}^t$ 和 $P_{EV,dmax}^t$ 分别为所有电动汽车在 $t$ 时刻最大可充电功率和最大可放电功率; $E_{EV,i,max}$ 为第 $i$ 辆电动汽车充满电所含的荷电量; $E_{EV,i,min}$ 为第 $i$ 辆电动汽车满足车主使用需求所需的最低电量; $E_{EV,max}^t$ 和 $E_{EV,min}^t$ 分别为 $t$ 时刻所有电动汽车总

荷电量的上、下限;  $N_{EV}$  为当前接入的电动汽车数量。

由于电动汽车的随机性,电动汽车的聚合可充放电功率及聚合可调度容量在时空上随着  $N_{EV}$  的变化而变化。为了简化配置模型,在初始化过程中随机确定每辆电动汽车的接入和退出电网的时间以及电动汽车接入电网时的剩余荷电量,得到各时段  $N_{EV}$  的值,这样在全天中各个时段  $N_{EV}$  的值是不同的,但初始化之后该值不再变化。

#### 1.4 固定储能系统

由蓄电池组成的固定储能系统,在  $t$  时刻的荷电量  $E_B^t$  与储能系统在前一时刻的剩余荷电量以及在这段区间内的充放电情况相关,当第  $j$  座储能电站充电时,其在  $t$  时刻的荷电量可表示为:

$$E_{B,j}^t = E_{B,j}^{t-1} + P_{B,j,c}^t \Delta t \quad (8)$$

式中:  $E_{B,j}^t$  和  $E_{B,j}^{t-1}$  分别为第  $j$  座储能电站在  $t$  时刻和  $t-1$  时刻的荷电量;  $P_{B,j,c}^t$  为第  $j$  座储能电站在  $t$  时刻的充电功率。

当储能电站放电时,其在  $t$  时刻的荷电量可表示为:

$$E_{B,j}^t = E_{B,j}^{t-1} - P_{B,j,d}^t \Delta t \quad (9)$$

式中:  $P_{B,j,d}^t$  为第  $j$  座储能电站在  $t$  时刻的放电功率。

固定储能的聚合模型如式(10)所示。

$$\begin{cases} P_{B,cmax}^t = \sum_{j=1}^{N_B} P_{B,j,cmax}^t & E_{B,j}^t < E_{B,j,max} \\ P_{B,dmax}^t = \sum_{j=1}^{N_B} P_{B,j,dmax}^t & E_{B,j}^t > E_{B,j,min} \\ E_{B,max}^t = \sum_{j=1}^{N_B} E_{B,j,max} \\ E_{B,min}^t = \sum_{j=1}^{N_B} E_{B,j,min} \end{cases} \quad (10)$$

式中:  $P_{B,cmax}^t$  和  $P_{B,dmax}^t$  分别为配电网中所有固定储能电站最大充电功率和放电功率;  $P_{B,j,cmax}^t$  和  $P_{B,j,dmax}^t$  分别为第  $j$  座储能电站的最大充电功率和放电功率;  $E_{B,j,max}$  和  $E_{B,j,min}$  分别为第  $j$  座固定储能电站荷电量的上、下限;  $E_{B,max}^t$  和  $E_{B,min}^t$  分别为固定储能总荷电量的上、下限;  $N_B$  为固定储能电站的数量。

## 2 广义储能优化配置模型

本文建立了综合考虑广义储能配置成本和运行收益多目标优化二层优化模型,目标函数和约束条件为:

$$\begin{cases} \max F(X_0) = \max(f_2(X_2) - f_1(X_1)) \\ \text{s. t.} & g_m(X_0) \leq 0 \quad m = 1, 2, \dots, m' \\ & g_n(X_1) \leq 0 \quad n = 1, 2, \dots, n' \\ & g_p(X_2) \leq 0 \quad p = 1, 2, \dots, p' \\ & X_0 \in S_0 \\ & X_1 \in S_1 \\ & X_2 \in S_2 \end{cases} \quad (11)$$

式中:  $F(X_0)$  为优化目标函数,表示广义储能系统年净收益;  $f_1(X_1)$  为年固定投入成本;  $f_2(X_2)$  为年运行可变净收益;  $X_0, X_1, X_2$  为优化变量;  $g_m, g_n, g_p$  为约束函数;  $m', n', p'$  为约束的个数;  $S_0, S_1, S_2$  为  $X_0, X_1$  和  $X_2$  的约束域。

### 2.1 优化变量的选取

式(11)中优化变量  $X_0$  包含广义储能的总功率  $P_{BR}$  及总容量  $E_{BR}$ ; 优化变量  $X_1$  包含固定储能的总功率  $P_B$  和总容量  $E_B$ ; 优化变量  $X_2$  则包含  $P_{BR}^t, P_{TL}^t, P_{IL}^t, P_{EV}^t$  以及  $P_B^t$ 。为简化计算,将全天以 1 h 为间隔分为 24 个时段,  $P_{BR}^t$  为  $t$  时段广义储能等效输出功率( $P_{BR}^t < 0$  代表广义储能充电,  $P_{BR}^t > 0$  代表广义储能放电),  $P_{TL}^t$  和  $P_{IL}^t$  分别为  $t$  时段可转移负荷以及可中断负荷等效的虚拟储能输出功率,  $P_{EV}^t$  为  $t$  时段配电网中电动汽车输出功率之和,  $P_B^t$  为  $t$  时段配电网中固定储能电站输出功率之和(放电为正,充电为负,下同)。并且广义储能等效输出功率  $P_{BR}^t$  满足如下关系式:

$$P_{BR}^t = P_{TL}^t + P_{IL}^t + P_{EV}^t + P_B^t \quad (12)$$

### 2.2 广义储能配置的目标函数

式(11)中,年固定投入成本  $f_1(X_1)$  表达式如下所示:

$$f_1(X_1) = C_{CAP} + C_{REP} \quad (13)$$

式中:  $C_{CAP}$  为固定储能平均年建设成本费用;  $C_{REP}$  为平均年替换费用<sup>[20]</sup>, 本文认为虚拟储能为整合现有可用资源,初始投资成本不计。

其中,固定储能的平均年建设成本表达式如下:

$$C_{CAP} = (c_P P_B + c_E E_B) \frac{\gamma(1+\gamma)^{L_B}}{(1+\gamma)^{L_B} - 1} \quad (14)$$

式中:  $c_P$  和  $c_E$  分别为储能单位功率成本和单位容量成本;  $L_B$  为固定储能的使用寿命;  $\gamma$  为银行年利率。

替换费用表达式如下:

$$C_{REP} = (c_{P,rep} P_B + c_{E,rep} E_B) F_B S_{FF}(\gamma, L_B) - S_B S_{FF}(\gamma, L_B) \quad (15)$$

式中:  $c_{P,rep}$  和  $c_{E,rep}$  分别为固定储能单位功率替换成本和单位容量替换成本;  $F_B$  为固定储能系统替换

因数;  $S_{FF}(\gamma, L_B)$  为偿债基金因数;  $S_B$  为固定储能的折余价值。

年运行可变净收益  $f_2(X_2)$  表达式如下所示:

$$f_2(X_2) = C_N + C_E - C_{OM} - C_D \quad (16)$$

式中:  $C_N$  为广义储能平均每年节省的升级改造费用以及通过降低配电网输电占用容量而节省的过网费用之和;  $C_E$  为广义储能通过为电力供应商提供服务每年在电力现货市场交易所获得的收益;  $C_{OM}$  为固定储能年运行维护费用<sup>[20]</sup>;  $C_D$  为用于补偿/奖励提供可控负荷资源的用户而造成的支出。

其中, 年节省的过网费及升级改造费表达式如下:

$$C_N = c_w \Delta P + C_U \quad (17)$$

式中:  $\Delta P$  为广义储能系统削减的峰值电量;  $c_w$  为配电网一年中单位可省过网费;  $C_U$  为配电网平均每年节省的升级改造费用<sup>[21]</sup>, 计算方法如下

$$C_U = \frac{C_{inv}}{L_B} \left[ 1 - \left( \frac{1 + \tau_r}{1 + d_r} \right)^{\Delta L} \right] \quad (18)$$

式中:  $C_{inv}$  为配电网升级的投资成本;  $\Delta L$  为电网延缓升级年数;  $\tau_r$  为通货膨胀率;  $d_r$  为贴现率。其中, 电网延缓升级年数计算方法如下所示:

$$\Delta L = \frac{\lg(1 + \alpha)}{\lg(1 + \beta)} \quad (19)$$

式中:  $\alpha$  为储能削减峰值负荷的比率;  $\beta$  为负荷增长率。

广义储能系统在电力现货市场收益表达式如下:

$$C_E = C_A + C_B \quad (20)$$

式中:  $C_A$  和  $C_B$  分别为广义储能系统全年充入和放出电能的总价格, 计算方法如下

$$\begin{cases} C_A = \sum_{t=1}^{8760} \rho^t P_{BR}^t \Delta t & P_{BR}^t < 0 \\ C_B = \sum_{t=1}^{8760} \xi^t P_{BR}^t \Delta t & P_{BR}^t > 0 \end{cases} \quad (21)$$

式中:  $\rho^t$  和  $\xi^t$  分别为时段  $t$  内广义储能系统充电和放电时的平均单位电价(随不平衡电量的大小而变化, 若广义储能系统充电导致购电需求与合约电量偏差减小, 则  $\rho^t$  随着充电量的增加而降低, 反之则增大; 若广义储能系统放电导致购电需求与合约电量偏差减小, 则  $\xi^t$  随着放电量的增加而升高, 反之则降低)。即  $\rho^t$  和  $\xi^t$  根据实际购电需求偏离合约电量的高低分别在基准电价附近的区间变化, 基准电价设为现货市场电价, 每小时更新一次。

固定储能年运行维护费用表达式如下:

$$C_{OM} = \sum_{P_{B'}^t \neq 0} c_O P_{B'}^t \Delta t + \sum_{P_{B'}^t = 0} c_M \lambda_B E_B \quad (22)$$

式中:  $c_O$  和  $c_M$  分别为固定储能系统的单位运行和维护费用;  $\lambda_B$  为单位容量的固定储能在单位时间内的平均自放电比率。

用于补偿/奖励用户造成的支出表达式如下:

$$C_D = \sum_{t=1}^{8760} c_D |P_{TL}^t + P_{IL}^t + P_{EV}^t| \Delta t \quad (23)$$

式中:  $c_D$  为单位响应负荷量的补偿/奖励价格。

### 2.3 约束条件

式(11)中约束函数  $g_m(X_0)$  包括以下内容:

$$\begin{cases} P_{BR, \min} \leq P_{BR} \leq P_{BR, \max} \\ E_{BR, \min} \leq E_{BR} \leq E_{BR, \max} \end{cases} \quad (24)$$

式中:  $P_{BR, \max}$  和  $P_{BR, \min}$  分别为广义储能功率的搜索上、下限;  $E_{BR, \max}$  和  $E_{BR, \min}$  分别为其容量的搜索上、下限。

式(11)中约束函数  $g_n(X_1)$  包括以下内容:

$$\begin{cases} 0 < P_B \leq P_{BR} \\ 0 < E_B \leq E_{BR} \end{cases} \quad (25)$$

式(11)中约束函数  $g_p(X_2)$  包括以下内容:

$$\begin{cases} -P_{BR} \leq P_{BR}^t \leq P_{BR} \\ -P_{TL, \max}^t \leq P_{TL}^t \leq P_{TL, \max}^t \\ -P_{IL, \max}^t \leq P_{IL}^t \leq P_{IL, \max}^t \\ -P_{EV, \max}^t \leq P_{EV}^t \leq P_{EV, \max}^t \\ -P_{B, \max}^t \leq P_B^t \leq P_{B, \max}^t \\ E_{EV, i, \min}^t \leq E_{EV, i}^t \leq E_{EV, i, \max}^t & 1 \leq i \leq N_{EV} \\ E_{B, j, \min}^t \leq E_{B, j}^t \leq E_{B, j, \max}^t & 1 \leq j \leq N_B \\ P_G^t + P_{EV}^t + P_B^t + P_C^t - P_D^t - P_{LOSS}^t = 0 \end{cases} \quad (26)$$

式中:  $P_G^t$  为分布式可再生能源总功率;  $P_C^t$  为发电公司通过上级输电网输送到配电网的电能;  $P_D^t$  为负荷需求的功率;  $P_{LOSS}^t$  为配电网中的损耗功率。

规定配电网的功率不能向上级电网倒送, 即

$$P_C^t \geq 0 \quad (27)$$

节点电压约束为:

$$V_{\min} \leq V_k^t \leq V_{\max} \quad (28)$$

式中:  $V_{\min}$  和  $V_{\max}$  分别为节点电压  $V_k^t$  的下限和上限。

配电网潮流约束采用了 Distflow 模型<sup>[22-23]</sup>:

$$\begin{cases} \sum_{k \in u(l)} \left( P_{kl}^t - r_{kl} \frac{(P_{kl}^t)^2 + (Q_{kl}^t)^2}{(V_k^t)^2} \right) = \sum_{f \in v(l)} P_{lf}^t + P_l^t \\ \sum_{k \in u(l)} \left( Q_{kl}^t - x_{kl} \frac{(P_{kl}^t)^2 + (Q_{kl}^t)^2}{(V_k^t)^2} \right) = \sum_{f \in v(l)} Q_{lf}^t + Q_l^t \end{cases} \quad (29)$$

式中: $u(l)$ 为配电网中以 $l$ 为末端节点的支路的首端节点组成的集合; $v(l)$ 为配电网中以 $l$ 为首端节点的支路的末端节点组成的集合; $P_{kl}^t$ 和 $Q_{kl}^t$ 分别为支路 $kl$ 首端在 $t$ 时段的有功和无功功率; $P_{lf}^t$ 和 $Q_{lf}^t$ 分别为支路 $lf$ 首端在 $t$ 时段的有功和无功功率; $P_l^t$ 和 $Q_l^t$ 分别为在 $t$ 时段注入节点 $l$ 的有功和无功功率; $r_{kl}$ 和 $x_{kl}$ 分别为支路 $kl$ 的支路电阻和电抗。

### 3 广义储能配置优化求解

#### 3.1 广义储能配置的优化流程

由于配置和运行问题二者之间相互影响,本文采用二层优化的方法,式(11)中广义储能系统年净收益 $F(X_0)$ 作为外层优化模型的目标函数,年运行可变净收益 $f_2(X_2)$ 作为内层优化模型的目标函数,将待求问题转化为外层配置优化主问题和内层运行优化子问题。

一般采用二层优化方法来进行储能配置的文献中,将固定储能的功率/容量值作为外层模型的决策变量,所以计算年固定投资成本 $f_1(X_1)$ 时不会受内层优化策略的影响。而本文外层模型决策变量为广义储能系统的配置,仅给出了固定储能和虚拟储能系统的总功率和总容量,考虑到组成虚拟储能系统的储能负荷可调度容量的实时变化特性,虚拟储能系统的容量和功率需要在运行控制中动态确定,然后将外层确定的广义储能系统的总容量和总功率进一步分解,从而最终确定固定储能的优化配置,并将配置方案返回给外层模型,计算得到 $f_1(X_1)$ 的值。

#### 3.2 外层优化方法

本文外层优化采用经典的遗传算法对广义储能功率和容量进行配置<sup>[24]</sup>,流程框图如图1所示。

#### 3.3 内层优化方法

在内层优化中,本文选取动态规划算法<sup>[25-26]</sup>对广义储能能在各时段内的充放电功率进行优化。其原理如图2所示,将广义储能的总储存电量 $E$ 离散化,划分为若干个储能电量状态,相邻的电量状态量相差的电能为 $\Delta e$ , $\Delta e$ 越小则每个决策步骤中可供选择的电量状态越多。动态规划的最优策略为从初始状态到终止状态的最优路径,运行策略全年的优化目标函数如式(16)所示,每24 h划分为一个优化周期,每个周期初始状态和终止状态均为 $E_{low} = E_{min}$ 。

本文在内层模型优化过程中,将式(16)中的内层优化目标函数即年可变运行净收益 $f_2(X_2)$ 拆分为两部分: $C_N$ 与 $C_E$ 之和代表运行收益, $C_{OM}$ 与 $C_D$

之和代表运行成本。内层优化过程分两步进行。

首先,在外层模型给定的广义储能配置方案情况下,以运行收益最大为优化目标,在每个24 h的优化周期内通过动态规划算法得到一条从初始时刻到终止时刻的最优路径作为广义储能的荷电量变化曲线,如图3中红线所示;其次,为降低可控负荷总调用成本,提高运行收益,以虚拟储能运行的净收益最高为优化目标,通过动态规划算法得到虚拟储能的荷电量变化曲线,如图3中绿线所示;红色曲线与绿色曲线所代表的值相减,得到固定储能荷电量变化曲线,如蓝线所示。

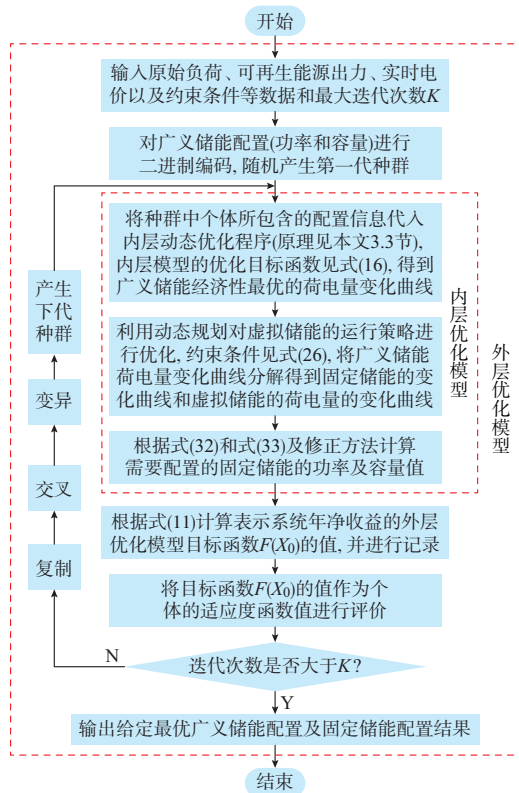


图1 遗传算法流程图

Fig.1 Flow chart of genetic algorithm

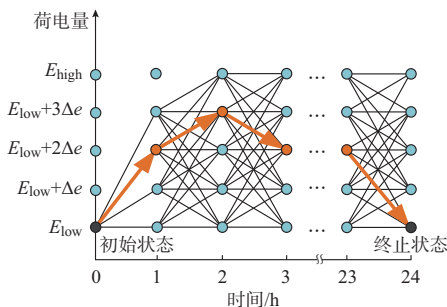


图2 动态规划原理示意图

Fig.2 Schematic diagram of principle of dynamic programming

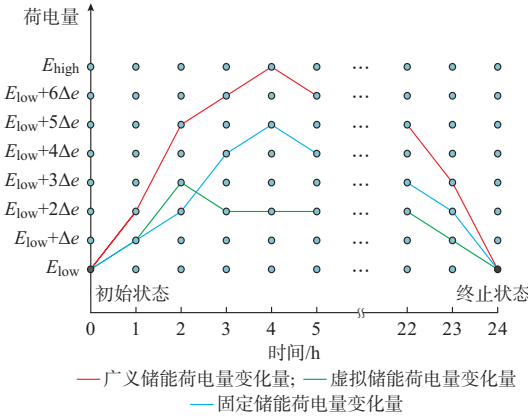


图3 利用动态规划优化虚拟储能的示意图  
Fig.3 Schematic diagram of virtual energy storage optimized by dynamic programming

### 3.4 可控负荷控制策略

本文中可控负荷包括可转移负荷、可中断负荷以及电动汽车,通过内层优化得到虚拟储能的荷电量变化曲线,可推算出各时段全部可控负荷增加或削减功率的聚合值,因此需要进行分解得到各类可控负荷需要增加或削减的功率值,根据优先调用功率较小但时效性强的负荷,最后调用存在电能损失的电动汽车这一原则,按照可转移负荷>可中断负荷>电动汽车的顺序调用虚拟储能资源。

各类可控负荷的调度策略如下。

1)可转移负荷: 优先调用可转移时间窗口较窄的负荷。

2)可中断负荷: 本文中可中断负荷只考虑温控负荷,将可控负荷用电设备按照用户的满意度高低进行排序,需要虚拟储能充电时优先调用满意度较低的用电设备,反之则优先调用满意度较高的设备。温控负荷的用户满意度定义如式(30)所示。

$$\theta_a^t = \begin{cases} 1 & \left| \frac{T_R - T_0}{T_S - T_0} \right| \in (0, 1) \\ & \frac{T_R - T_0}{T_S - T_0} \geq 1 \\ 0 & \frac{T_R - T_0}{T_S - T_0} \leq 0 \end{cases} \quad (30)$$

式中: $a \in A_{II}$ ;  $T_0$  为被控对象(室温/水温)的初始温度;  $T_S$  为设定温度( $T_S \neq T_0$ );  $T_R$  为被控对象的实际温度。

3)电动汽车: 按剩余荷电量进行排序,需要其放电时,剩余荷电量高的优先级高;反之,剩余荷电量低的优先级高。

同时,为提高求解速度,本文还对温控负荷模型进一步简化:提前计算好各种使用场景下负荷参与调度后其用户满意度变化率,当温控负荷群参与调

度后,根据式(31)直接更新其用户满意度的值,而不必再次通过等效热参数模型求解。

$$\theta_a^t = \theta_a^{t-1} + k \Delta t \quad (31)$$

式中: $k$  为用电设备在响应调度命令后用户满意度变化率,其数值可根据温控负荷的热力学模型进行计算<sup>[27]</sup>,削减功率时满意度下降,此时  $k < 0$ , 否则  $k > 0$ 。

### 3.5 内层模型中固定储能配置计算

根据 3.3 节中介绍的动态规划方法,能够得到固定储能荷电量在全天的变化曲线,即可求出其在各时段输出功率值:

$$P_B^t = - \frac{E_B^t - E_B^{t-1}}{\Delta t} \quad (32)$$

按式(33)每 24 h 计算一次固定储能所需功率的和容量,一年可得 365 组功率和容量的配置方案。

$$\begin{cases} P_{B,d} = \max\{x \mid x = |P_B^t|, t = 1, 2, \dots, 24\} \\ E_{B,d} = \max\{E_B^t, t = 1, 2, \dots, 24\} \end{cases} \quad (33)$$

式中: $P_{B,d}$  和  $E_{B,d}$  分别为第  $d$  天固定储能所需的功率和容量值。

若直接取 365 组配置方案中功率和容量值的最大值  $P_{B,max}$  和  $E_{B,max}$  作为固定储能配置会使固定储能利用率较低,造成浪费,因此,本文利用统计分析的方法进一步优化得到既能满足大多数情况下配电网对储能的需求,又能使经济性最优的方案。

1)对 365 组功率和容量值进行统计分析,取置信水平为 0.95 对应的功率值置信区间  $[P_B^-, P_B^+]$  和容量值的置信区间  $[E_B^-, E_B^+]$ ,作为对固定储能功率和容量进一步优化的边界。

2)当降低固定储能配置的功率和容量值时,可节省初始投资成本,但在部分时段固定储能的输入和输出功率会降低,需要从电力现货市场交易更多的电能来补足,将增加一定的交易成本,将投资成本减少量与交易成本增加量之差  $\psi$  作为评价指标,选取  $\psi$  值的最大值对应的功率值  $P_B$  和容量值  $E_B$  作为最终的固定储能配置方案。

## 4 实例计算

为对所提方法进行验证,本文以 IEEE 33 节点配电网模型为例进行算例分析,IEEE 33 配电网的结构见附录 A 图 A1。其中,假设在 13,23,30 号节点分别接入光伏和风力发电站,固定储能电站装于可再生能源电站一侧,固定储能的总容量和各时段充放电总功率为本文优化结果,每个固定储能电站的容量及各时段充放电功率,由可再生能源装机容量占总装机容量的比值决定。本文中原始负荷曲线见附录 A 图 A2,其中,用户的需求功率作为原始负

荷,可再生能源发电视为值为负数的负荷,将原始负荷与可再生能源发电功率叠加值视为净负荷。

本文为检验接入可再生能源及储能系统的节点电压是否越限以及配电网是否向上级电网倒送功率需要进行潮流计算。为保证求解效率,在内层优化时根据优化目标和其他约束条件优化得出全天的广义储能运行策略后,再进行潮流计算对可再生能源以及优化得到的广义储能运行策略进行修正;若接入可再生能源的节点电压超过限值或出现功率向上级电网倒送,则削减该节点可再生能源出力值至该节点处广义储能充电功率。若接入可再生能源的节点电压低于限值且广义储能充电,则将广义储能充电功率设为零并削减后续时段的计划放电功率;若此时段广义储能放电,则提高该时段放电功率。最后根据实际运行策略修正收益函数值。

本文在算例中,固定储能的容量单价取 1 元/(W·h),储能电池的功率单价取 1.5 元/W,使用寿命为 10 a,并考虑了可再生能源的发电量分别占到负荷总需求量的 20%,30%和 40%三种方案,具体配置如附录 A 表 A1 所示。算例中采用的可控负荷的安装位置及可调功率如附录 A 表 A2 所示。表 1 列出了对应附录 A 表 A1 中不同可再生能源渗透率条件下的优化方案及收益结果。

表 1 储能系统的配置及收益

Table 1 Configuration and income of energy storage system

可再生能 源渗透 率/ %	广义 储能 容量/ (MW·h)	广义 储能 功率/ MW	固定 储能 容量/ (MW·h)	固定 储能 功率/ MW	储能 年净 收益/ 万元	不使用 虚拟储 能的配 置成本/ 万元	使用虚 拟储能 的配置 成本/ 万元
20	0.94	0.76	0.62	0.55	2.47	208.0	144.5
30	1.19	0.90	0.79	0.68	2.79	254.0	181.0
40	1.37	1.15	1.01	0.92	4.02	309.5	239.0

从表 1 的结果还可以看出,随着可再生能源渗透率提高,广义储能配置的容量和功率也随之提高。可再生能源渗透率为 30%和 40%的方案中,广义储能的容量值分别较渗透率为 20%的方案提高了 26.6%和 45.7%;而功率值则分别提高了 18.4%和 27.8%。这是由于可再生能源存在随机性,装机容量越大,预测值与实际值偏差越大,造成合约电量与实际购电需求的偏差也越大,因此需要更多的储能资源来降低现货及平衡市场的购电费用。表 1 的结果还显示,可再生能源渗透率越高,不平衡电量越高,采用更高容量和功率的储能系统收益也越高。若系统不使用虚拟储能,则外层模型中的广义储能容量和功率值全部由固定储能系统提供。表 1 列出了不使用虚拟储能时以及使用虚拟储能时的初始投

资结果对比,可以看出利用广义储能系统可以有效降低初始投资成本。

图 4 为可再生能源渗透率为 20%时典型周的可再生能源及广义储能输出功率曲线,可再生能源渗透率 30%和 40%时典型周的可再生能源及广义储能输出功率优化结果见附录 B 图 B1。附录 B 图 B2 为可控负荷及固定储能输出功率优化结果。其中,图 B2 柱状图总高度代表广义储能的出力,与图 4 及图 B1 中的广义储能输出功率对应。

从图 4 及附录 B 图 B1 可以看出,时段 1 至时段 103 相较于时段 103 至时段 168 的可再生能源的波动要大,对应的,图 B2 中时段 1 至时段 103 的条纹较时段 103 至时段 168 部分要密集,说明可再生能源波动造成的不平衡电量增多,需要调用更多的储能资源。图 B2 的优化结果还显示,当可再生能源波动增加时,可以通过提高虚拟储能出力,来降低固定储能的出力值,这与由表 1 中的结果所得到的结论是一致的。

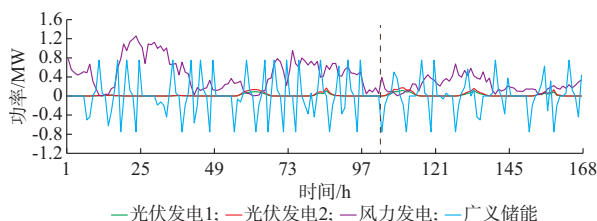


图 4 可再生能源渗透率为 20%时  
广义储能输出功率曲线

Fig. 4 Output power curve of generalized energy storage with 20% of renewable energy permeability

## 5 结语

在优先接纳可再生能源的前提下,可再生能源渗透率的提高将导致电网中不平衡电量增大,为降低运行费用,系统对储能资源的需求量增大。本文使用的优化方法能够有效地降低不平衡电量增加的交易成本,同时虚拟储能的应用还降低了固定储能的配置需求和初始投资成本。由于篇幅所限,本文中对虚拟储能可调度容量建模采用了简化模型,虚拟储能系统量大、分散,其聚合可调度容量模型也是未来的一个重要的研究方向之一,后续将进一步深入研究。

附录见本刊网络版 (<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>)。

## 参考文献

[1] 鲁宗相,李海波,乔颖.含高比例可再生能源电力系统灵活性规划及挑战[J].电力系统自动化,2016,40(13):147-158.

- LU Zongxiang, LI Haibo, QIAO Ying. Power system flexibility planning and challenges considering high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(13): 147-158.
- [2] 白建华, 辛颂旭, 刘俊, 等. 中国实现高比例可再生能源发展路径研究[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(14): 3699-3705.
- BAI Jianhua, XIN Songxu, LIU Jun, et al. Roadmap of realizing the high penetration renewable energy in China[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(14): 3699-3705.
- [3] 孙冰莹, 杨水丽, 刘宗歧, 等. 国内外兆瓦级储能调频示范应用现状分析与启示[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(11): 8-16. DOI: 10.7500/AEPS20161225003.
- SUN Bingying, YANG Shuli, LIU Zongqi, et al. Analysis on present application of megawatt-scale energy storage in frequency regulation and its enlightenment[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(11): 8-16. DOI: 10.7500/AEPS20161225003.
- [4] 刘洪, 范博宇, 唐翀, 等. 基于博弈论的主动配电网扩展规划与光储选址定容交替优化[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(23): 38-45. DOI: 10.7500/AEPS20170118013.
- LIU Hong, FAN Boyu, TANG Chong, et al. Game theory based alternate optimization between expansion planning of active distribution system and siting and sizing of photovoltaic and energy storage[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(23): 38-45. DOI: 10.7500/AEPS20170118013.
- [5] 朱嘉远, 刘洋, 许立雄, 等. 风电全消纳下的配电网储能可调鲁棒优化配置[J]. 电网技术, 2018, 42(6): 1875-1883.
- ZHU Jiayuan, LIU Yang, XU Lixiong, et al. Adjustable robust optimization for energy storage system in distribution network based on wind power full accommodation[J]. Power System Technology, 2018, 42(6): 1875-1883.
- [6] 李振坤, 陈思宇, 符杨, 等. 基于时序电压灵敏度的有源配电网储能优化配置[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(16): 4630-4640.
- LI Zhenkun, CHEN Siyu, FU Yang, et al. Optimal allocation of ESS in distribution network containing DG based on timing-voltage sensitivity analysis[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(16): 4630-4640.
- [7] SEDGHI M, AHMADIAN A, ALIAKBAR-GOLKAR M. Optimal storage planning in active distribution network considering uncertainty of wind power distributed generation [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 31(1): 304-316.
- [8] 刘文霞, 秦浩, 王凌飞, 等. 考虑失负荷风险的配电网光/储与计划孤岛协同规划[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(19): 30-36. DOI: 10.7500/AEPS20161215007.
- LIU Wenxia, QIN Hao, WANG Lingfei, et al. Coordinated planning of photovoltaic/battery energy storage and planned island in distribution networks considering risk of lost load[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(19): 30-36. DOI: 10.7500/AEPS20161215007.
- [9] PAULL L, MACKAY D, LI H, et al. A water heater model for increased power system efficiency [C]// 2009 Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, May 3-6, 2009, St. John's, Canada: 731-734.
- [10] 杨晓东, 张有兵, 任杰帅, 等. 含高渗透率光伏发电并网型微网中的电动汽车优化调度方法[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(18): 15-23.
- YANG Xiaodong, ZHANG Youbing, REN Shuaijie, et al. Optimal scheduling scheme of electric vehicles in grid-connected microgrid with high penetration photovoltaic power [J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(18): 15-23.
- [11] CHEN S, LIU C C. From demand response to transactive energy: state of the art[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2017, 5(1): 1-10.
- [12] 茆美琴, 丁勇, 王杨洋, 等. 微网——未来能源互联网系统中的“有机细胞”[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(19): 1-11. DOI: 10.7500/AEPS20170417007.
- MAO Meiqin, DING Yong, WANG Yangyang, et al. Microgrid—an “organic cell” for future energy interconnection system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(19): 1-11. DOI: 10.7500/AEPS20170417007.
- [13] 茆美琴, 孙树娟, 苏建徽. 包含电动汽车的风/光/储微电网经济性分析[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(14): 30-35.
- MAO Meiqin, SUN Shujuan, SU Jianhui. Economic analysis of a microgrid with wind/photovoltaic/storages and electric vehicles[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(14): 30-35.
- [14] 汤奕, 鲁针针, 伏祥运. 居民主动负荷促进分布式电源消纳的需求响应策略[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(24): 49-55.
- TANG Yi, LU Zhenzhen, FU Xiangyun. Demand response strategies for promoting consumption of distributed power generation with residential active loads [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(24): 49-55.
- [15] 王林炎, 张粒子, 张凡, 等. 售电公司购售电业务决策与风险评估[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(1): 47-54. DOI: 10.7500/AEPS20170522001.
- WANG Linyan, ZHANG Lizi, ZHANG Fan, et al. Decision-making and risk assessment of purchasing and selling business of electricity retailers [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(1): 47-54. DOI: 10.7500/AEPS20170522001.
- [16] 葛睿, 陈龙翔, 王轶禹, 等. 中国电力市场建设路径优选及设计[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(24): 10-15. DOI: 10.7500/AEPS20170601008.
- GE Rui, CHEN Longxiang, WANG Yiyu, et al. Optimization and design of construction route for electricity market in China [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(24): 10-15. DOI: 10.7500/AEPS20170601008.
- [17] 文安, 黄维芳, 刘年. 英国电力市场的电量交易平衡机制[J]. 南方电网技术, 2014, 8(5): 1-5.
- WEN An, HUANG Weifang, LIU Nian. The balancing mechanism of the UK electricity trading market[J]. Southern Power System Technology, 2014, 8(5): 1-5.
- [18] 邓宇鑫, 王磊, 李扬, 等. 温控负荷直接负荷控制策略与优化调度[J]. 电力系统及其自动化学报, 2015, 27(6): 18-25.
- DENG Yuxin, WANG Lei, LI Yang, et al. Direct load control strategies and optimization scheduling of thermostatically controlled loads [J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2015, 27(6): 18-25.



- [19] 王怡岚,童亦斌,黄梅,等. 基于需求侧响应的空调负荷虚拟储能模型研究[J]. 电网技术,2017,41(2):394-401.  
WANG Yilan, TONG Yibin, HUANG Mei, et al. Research on virtual energy storage model of air conditioning loads based on demand response[J]. Power System Technology, 2017, 41(2): 394-401.
- [20] CHEN C, DUAN S, CAI T, et al. Optimal allocation and economic analysis of energy storage system in microgrids[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2011, 26(10): 2762-2773.
- [21] 向育鹏,卫志农,孙国强,等. 基于全寿命周期成本的配电网蓄电池储能系统的优化配置[J]. 电网技术,2015,39(1):264-270.  
XIANG Yupeng, WEI Zhinong, SUN Guoqiang, et al. Life cycle cost based optimal configuration of battery energy storage system in distribution network[J]. Power System Technology, 2015, 39(1): 264-270.
- [22] 陈厚合,刘丽娜,姜涛,等. 提升配电网电压质量的分布式储能经济优化配置方法[J]. 电网技术,2018,42(7):2127-2135.  
CHEN Houhe, LIU Lina, JIANG Tao, et al. Optimal economic configuration of distributed energy storage systems for improving voltage quality in distribution network [J]. Power System Technology, 2018, 42(7): 2127-2135.
- [23] 刘一兵,吴文传,张伯明,等. 基于混合整数二阶锥规划的主动配电网有功-无功协调多时段优化运行[J]. 中国电机工程学报,2014,34(16):2575-2583.  
LIU Yibing, WU Wenchuan, ZHANG Boming, et al. A mixed integer second-order cone programming based active and reactive power coordinated multi-period optimization for active distribution network [J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(16): 2575-2583.
- [24] 玄光男,程润伟. 遗传算法与工程优化[M]. 北京:清华大学出版社,2004.  
XUAN Guangnan, CHENG Runwei. Genetic algorithm and engineering optimization [M]. Beijing: Tsinghua University Press, 2004.
- [25] 鲍冠南,陆超,袁志昌,等. 基于动态规划的电池储能系统削峰填谷实时优化[J]. 电力系统自动化,2012,36(12):11-16.  
BAO Guannan, LU Chao, YUAN Zhichang, et al. Load shift real-time optimization strategy of battery energy storage system based on dynamic programming [J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(12): 11-16.
- [26] THARAKAN A T, PANIGRAHI B K. A dynamic programming based energy management algorithm for loss reduction in wind farm systems with storage [C]// IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems, December 14-17, 2016, Trivandrum, India: 1-6.
- [27] 王成山,刘梦璇,陆宁. 采用居民温控负荷控制的微网联络线功率波动平滑方法[J]. 中国电机工程学报,2012,32(25):36-43.  
WANG Chengshan, LIU Mengxuan, LU Ning. A tie-line power smoothing method for microgrid using residential thermo statically controlled loads [J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(25): 36-43.

茆美琴(1961—),女,通信作者,博士,教授,主要研究方向:电力电子技术在可再生能源发电系统中的应用、微电网系统。E-mail: mmqmail@163.com

刘云晖(1993—),男,硕士研究生,主要研究方向:电力系统、可再生能源发电。E-mail: lyhxsyx@126.com

张榴晨(1960—),男,教授,博士生导师,主要研究方向:电力电子技术与智能电网。E-mail: lchang@unb.ca

(编辑 孔丽蓓)

## Optimal Configuration of Generalized Energy Storage in Distribution Network with High-penetration Renewable Energy

MAO Meiqin, LIU Yunhui, ZHANG Liuchen, ZHANG Jian

(Research Center for Photovoltaic Systems Engineering of Ministry of Education, Hefei University of Technology, Hefei 230009, China)

**Abstract:** Generalized energy storage system (GESS) includes stationary energy storage system and controllable loads which can store thermal energy, potential energy and electric energy. An optimal model based on bi-level optimization method is proposed to solve the GESS optimal configuration problem of distribution networks with high-penetration renewable energy. According to the proposed method, the external model uses the genetic algorithm to search for the configuration scheme for GESS and the internal model is used to optimize the operation strategy of GESS based on the dynamic programming algorithm. By alternately optimizing the internal and external layers, the capacity of GESS in the distribution network containing renewable energy and controllable loads is optimized. And an IEEE 33-node distribution grid is taken as an example to verify that the proposed method can effectively increase the control resources of the distribution network system through controllable loads, and it can significantly reduce the configuration capacity of stationary energy storage and the operation cost of the system.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51577047) and International Cooperation Project of Anhui Provincial Science and Technology Department (No. 1604b0602015).

**Key words:** high-penetration renewable energy; generalized energy storage; bi-level optimization; controllable load