考虑多元用户报价的交直流混合配电网动态经济调度

王 硕[1],杨镜非[1],王冠男[2],胡继匀[1]
(1. 上海交通大学 电气工程系,上海 200240;2. 国网北京市电力公司,北京 100031)

摘要:针对交直流混合配电网中多元用户灵活互动的问题,提出一种考虑多元用户报价的交直流混合配电网动态经济调度策略模型。根据用户类别分别建立各类用户参与电网互动的模型,将储能按资产归属不同分为用户拥有的储能和电网公司拥有的储能,拥有储能的用户根据自身电能供应和需求可作为电能的供应者和需求者,向电网公司申报价格和电量来参与经济调度;以配电网购电成本最低为目标,考虑潮流约束,建立交直流混合配电网多时段动态经济调度模型,并采用内点法进行优化求解。基于一个交直流混合配电网算例进行仿真分析,结果表明所提模型能够降低电网公司购电成本,促进多元用户灵活互动及交直流配电网间的互动。

关键词:多元用户报价;蓄耗能用户;交直流混合配电网;储能资产归属;内点法
中图分类号:TM 73 **文献标志码:**A DOI:10.16081/j.epae.202001027

0 引言

随着新能源和电力电子技术的发展,直流配电网受到广泛关注和研究。相比于传统交流配电网,直流配电网具有如下优势[1-3]:直流分布式电源、储能系统和直流负荷接入直流配电网可减少换流成本;直流线路只有2条,相比交流系统的三相四线建造成本低;在有效值相同时,直流峰值电压比交流峰值电压低,因此可降低绝缘成本;在电压等级和电流密度相同时,直流线路单位长度的线损是交流线路的15%~50%。目前,交流配电网仍然是配电网的主体,交直流混合配电网同时具备交流配电网和直流配电网的优势。在交直流混合配电网中,可再生能源发电用户、蓄耗能用户、灵活负荷用户、家庭光伏用户等多元用户将更多地接入。为了能实现配电网的经济优化运行,需要研究考虑多元用户灵活互动的交直流混合配电网经济调度问题。

针对电力系统的经济调度问题,现有的研究主要是关于交流电力系统的经济调度。文献[4]建立风储联合运行的鲁棒区间机组组合模型,利用基于Benders分解算法的两阶段迭代求解策略进行求解。文献[5]研究经济调度和调频联合优化问题,并在不失最优性的情况下将联合问题分解求解。文献[6]提出一种考虑储能系统参与的含高比例风电互联电力系统分散式调度模型。文献[7]考虑风电场出力极限场景下,常规机组备用动作对应的网络安全、机组爬坡等约束,建立多目标动态优化调度模型。文献[8]在虚拟微网接入主动配电网的情景下,提出虚拟微网在不同时间尺度下的优化调度模型,包括日前调度和实时调度。文献[9]提出一种考虑越限风险的主动配电网日前优化调度运行方法。文献[10]提出一种扩展动态规划方法来优化辐射配电网的稳态运行。文献[11]针对考虑可再生能源和随机负荷不确定性的多区域交互调度问题,提出一种基于随机规划的多代理系统的调度方法。文献[12]提出一种新的风电概率分布模型,并基于该模型提出一种可调置信区间的预测动态经济调度方法。上述研究均为交流系统下的经济调度问题。针对交直流混合电网的经济调度问题,文献[13]提出基于二阶锥规划的交直流主动配电网日前优化调度模型。文献[14]提出计及储能运行特性的独立型交直流混合微电网的优化调度模型。文献[15]提出考虑安全约束的交直流配电网储能与换流站协调的经济调度方法。上述研究均未考虑在交直流混合配电网中,多元用户通过报价与配电网灵活互动的情况下如何进行经济调度;且上述关于含储能电力系统经济调度的研究中,储能系统均为电网的资产,未考虑当用户拥有储能系统时如何参与电力系统的经济调度。

本文研究交直流混合配电网中考虑多元用户报价的动态经济调度问题,建立多元用户的模型;将储能系统按资产归属不同分为用户拥有的储能系统和电网公司拥有的储能系统,拥有储能的用户根据自身电能供应和需求可作为电能的供应者和需求者,向电网公司申报价格和电量来参与经济调度;灵活可控负荷作为电能的需求者向电网公司申报价格和电量来参与经济调度;提出交直流混合配电网的潮流计算模型,并考虑潮流约束,以配电网购电成本最低为目标,建立交直流混合配电网动态经济调度模型,利用YALMIP工具箱调用IPOPT求解器求解该经济调度模型;构建一个交直流混合配电网对本文提出的模型进行仿真分析。

收稿日期:2019-03-06;**修回日期:**2019-12-02

1　多元用户模型

1.1　可再生能源发电用户

可再生能源发电的功率需要在日前进行预测，得到预测值后，向配电网调度中心申报报价曲线及功率范围，表达式如式(1)、(2)所示。

$$c_{\mathrm{re},i,t}(P_{\mathrm{re},i,t}) = c_{\mathrm{re0},i,t} + c_{\mathrm{re1},i,t}P_{\mathrm{re},i,t} \tag{1}$$

$$P_{\mathrm{re},i,t,\min} \leqslant P_{\mathrm{re},i,t} \leqslant P_{\mathrm{re},i,t,\max} \tag{2}$$

其中，$P_{\mathrm{re},i,t}$ 为 t 时段可再生能源发电用户 i 的功率；$c_{\mathrm{re},i,t}(P_{\mathrm{re},i,t})$ 为 t 时段可再生能源发电用户 i 的报价；$c_{\mathrm{re0},i,t}$ 和 $c_{\mathrm{re1},i,t}$ 为报价系数；$P_{\mathrm{re},i,t,\max}$ 和 $P_{\mathrm{re},i,t,\min}$ 分别为 t 时段可再生能源发电用户 i 申报的最大出力和最小出力。

接入交流配电网的可再生能源发电用户按定功率因数控制，其无功功率为：

$$Q_{\mathrm{re},i,t} = P_{\mathrm{re},i,t}\tan\varphi_{\mathrm{re}} \tag{3}$$

其中，$Q_{\mathrm{re},i,t}$ 为 t 时段可再生能源发电用户 i 的无功功率；φ_{re} 为功率因数角。

1.2　蓄耗能用户

在本文中，储能系统按照资产归属不同可分为用户拥有的储能系统和电网公司拥有的储能系统。蓄耗能用户拥有储能系统和负荷，既能消耗能量，也能供应能量。

当蓄耗能用户作为电能的供应者时，其申报的报价曲线及功率范围分别为：

$$c^{\mathrm{d}}_{\mathrm{esu},m,t}(P^{\mathrm{grid}}_{\mathrm{esu},m,t}) = c^{\mathrm{d}}_{\mathrm{esu0},m,t} + c^{\mathrm{d}}_{\mathrm{esu1},m,t}P^{\mathrm{grid}}_{\mathrm{esu},m,t} \tag{4}$$

$$P^{\mathrm{d}}_{\mathrm{esu},m,t,\min} \leqslant P^{\mathrm{grid}}_{\mathrm{esu},m,t} \leqslant P^{\mathrm{d}}_{\mathrm{esu},m,t,\max} \tag{5}$$

当蓄耗能用户作为电能的需求者时，其申报的报价曲线及功率范围分别为：

$$c^{\mathrm{c}}_{\mathrm{esu},m,t}(P^{\mathrm{grid}}_{\mathrm{esu},m,t}) = c^{\mathrm{c}}_{\mathrm{esu0},m,t} - c^{\mathrm{c}}_{\mathrm{esu1},m,t}P^{\mathrm{grid}}_{\mathrm{esu},m,t} \tag{6}$$

$$P^{\mathrm{c}}_{\mathrm{esu},m,t,\min} \leqslant P^{\mathrm{grid}}_{\mathrm{esu},m,t} \leqslant P^{\mathrm{c}}_{\mathrm{esu},m,t,\max} \tag{7}$$

其中，$P^{\mathrm{grid}}_{\mathrm{esu},m,t}$ 为 t 时段蓄耗能用户 m 与配电网的交互功率，$P^{\mathrm{grid}}_{\mathrm{esu},m,t} > 0$ 表示向配电网供应电能，$P^{\mathrm{grid}}_{\mathrm{esu},m,t} < 0$ 表示从配电网吸收电能；$c^{\mathrm{d}}_{\mathrm{esu},m,t}(P^{\mathrm{grid}}_{\mathrm{esu},m,t})$ 和 $c^{\mathrm{c}}_{\mathrm{esu},m,t}(P^{\mathrm{grid}}_{\mathrm{esu},m,t})$ 分别为 t 时段蓄耗能用户 m 的供应报价和需求报价；$c^{\mathrm{d}}_{\mathrm{esu0},m,t}$ 和 $c^{\mathrm{d}}_{\mathrm{esu1},m,t}$ 为供应报价系数；$c^{\mathrm{c}}_{\mathrm{esu0},m,t}$ 和 $c^{\mathrm{c}}_{\mathrm{esu1},m,t}$ 为需求报价系数；$P^{\mathrm{d}}_{\mathrm{esu},m,t,\max}$ 和 $P^{\mathrm{d}}_{\mathrm{esu},m,t,\min}$ 分别为 t 时段申报的电能供应的上、下限；$P^{\mathrm{c}}_{\mathrm{esu},m,t,\max}$ 和 $P^{\mathrm{c}}_{\mathrm{esu},m,t,\min}$ 分别为 t 时段申报的电能需求的上、下限。

蓄耗能用户需要满足其本身的负荷供应，即需满足关系式：

$$P^{\mathrm{d}}_{\mathrm{esu},m,t} - P^{\mathrm{c}}_{\mathrm{esu},m,t} - D_{\mathrm{esu},m,t} - P^{\mathrm{grid}}_{\mathrm{esu},m,t} = 0 \tag{8}$$

其中，$P^{\mathrm{d}}_{\mathrm{esu},m,t}$ 和 $P^{\mathrm{c}}_{\mathrm{esu},m,t}$ 分别为 t 时段蓄耗能用户 m 的储能系统的放电功率和充电功率；$D_{\mathrm{esu},m,t}$ 为 t 时段蓄耗能用户 m 本身的负荷。

储能系统的电量约束如式(9)—(12)所示。

$$\underline{S}_{\mathrm{esu},m} \leqslant S_{\mathrm{esu},m,t} \leqslant \bar{S}_{\mathrm{esu},m} \tag{9}$$

$$S_{\mathrm{esu},m,t} = E_{m,t}/E_{\mathrm{esu},m} \tag{10}$$

$$E_{m,t} = (1-\alpha_m)E_{m,t-1} + P^{\mathrm{c}}_{\mathrm{esu},m,t}\eta_{\mathrm{c},m}\Delta t - \frac{P^{\mathrm{d}}_{\mathrm{esu},m,t}}{\eta_{\mathrm{d},m}}\Delta t \tag{11}$$

$$E_{m,T} = E_{m,0} \tag{12}$$

其中，$S_{\mathrm{esu},m,t}$ 为 t 时段末储能系统 m 的荷电状态，是储能电量与额定容量的比值；$\bar{S}_{\mathrm{esu},m}$ 和 $\underline{S}_{\mathrm{esu},m}$ 分别为储能系统 m 荷电状态的上、下限；$E_{m,t}$ 为 t 时段末储能系统 m 的电量；$E_{\mathrm{esu},m}$ 为储能系统 m 的额定容量；α_m 为储能系统 m 的自放电率；$\eta_{\mathrm{c},m}$ 和 $\eta_{\mathrm{d},m}$ 分别为储能系统 m 的充电效率和放电效率；Δt 为调度时段长度；$E_{m,0}$ 和 $E_{m,T}$ 分别为储能系统 m 调度周期始、末的电量，T 为调度周期时段总数。

接入交流配电网的蓄耗能用户按定功率因数控制，其无功功率为：

$$Q^{\mathrm{grid}}_{\mathrm{esu},m,t} = P^{\mathrm{grid}}_{\mathrm{esu},m,t}\tan\varphi_{\mathrm{esu}} \tag{13}$$

其中，$Q^{\mathrm{grid}}_{\mathrm{esu},m,t}$ 为 t 时段蓄耗能用户 m 的无功功率；φ_{esu} 为功率因数角。

1.3　灵活负荷用户

灵活负荷用户的负荷可在一定范围内灵活可控，且整个调度周期内总用电量不变。在与配电网交互过程中，灵活负荷用户需要申报其报价及负荷可调范围，即：

$$c_{\mathrm{fl},j,t}(P_{\mathrm{fl},j,t}) = c_{\mathrm{fl0},j,t} - c_{\mathrm{fl1},j,t}P_{\mathrm{fl},j,t} \tag{14}$$

$$P_{\mathrm{fl},j,t,\min} \leqslant P_{\mathrm{fl},j,t} \leqslant P_{\mathrm{fl},j,t,\max} \tag{15}$$

其中，$P_{\mathrm{fl},j,t}$ 为 t 时段灵活负荷用户 j 的实际负荷值；$c_{\mathrm{fl},j,t}(P_{\mathrm{fl},j,t})$ 为 t 时段灵活负荷用户 j 的报价曲线；$c_{\mathrm{fl0},j,t}$ 和 $c_{\mathrm{fl1},j,t}$ 为 t 时段灵活负荷用户 j 报价系数；$P_{\mathrm{fl},j,t,\max}$ 和 $P_{\mathrm{fl},j,t,\min}$ 分别为 t 时段申报的负荷的上、下限。

灵活负荷用户在整个调度周期内总用电量应保持不变，用公式表示为：

$$\sum_{t=1}^{T} P_{\mathrm{fl},j,t} = E_{\mathrm{fl},j} \tag{16}$$

其中，$E_{\mathrm{fl},j}$ 为灵活负荷用户 j 在整个调度周期内的总用电量。

接入交流配电网的灵活负荷用户按定功率因数控制，其无功功率为：

$$Q_{\mathrm{fl},j,t} = P_{\mathrm{fl},j,t}\tan\varphi_{\mathrm{fl}} \tag{17}$$

其中，$Q_{\mathrm{fl},j,t}$ 为 t 时段灵活负荷用户 j 的无功功率；φ_{fl} 为功率因数角。

1.4　家庭光伏用户

家庭光伏用户配备有光伏电池板和储能系统，可以在光照充足时储存光伏发电，在光照不足或无光照时将储存的电量供给自身负荷需求或参与配电网互动。当电量不足时，用户从配电网购电来满足剩余的负荷部分；当电量充足时，用户可将剩余电量回馈配电网来获取利润。家庭光伏用户的容量较

小，因此本文考虑家庭光伏用户根据配电网发布的实时电价来制定能量管理控制策略。家庭光伏用户控制策略流程图如图1所示。

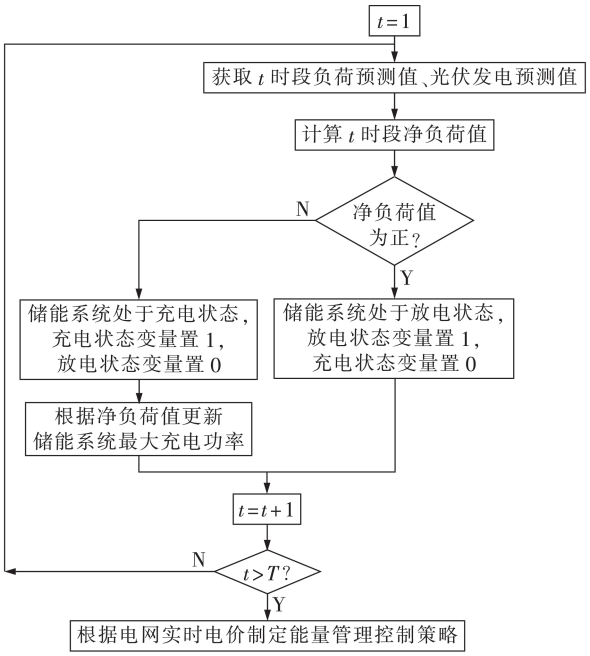


图1 家庭光伏用户控制策略流程图

Fig.1 Flowchart of control strategy for household PV users

当储能系统为充电状态时，需要根据净负荷值来更新储能系统的最大充电功率，更新方法为：

$$P^{\mathrm{c}}_{\mathrm{h},k,t,\max}=\min\{-D_{\mathrm{net},k,t},P^{\mathrm{c,old}}_{\mathrm{h},k,t,\max}\}\quad \forall t\in\tau_{\mathrm{c}} \tag{18}$$

其中，τ_{c}为储能系统充电时段集合；$P^{\mathrm{c}}_{\mathrm{h},k,t,\max}$为更新之后$t$时段储能系统$k$的最大充电功率；$D_{\mathrm{net},k,t}$为$t$时段家庭光伏用户$k$的净负荷功率；$P^{\mathrm{c,old}}_{\mathrm{h},k,t,\max}$为更新之前$t$时段储能系统$k$的最大充电功率。

用户根据电网实时电价制定能量管理控制策略的过程可建立如下最大化收益的优化模型：

$$\max_{P^{\mathrm{d}}_{\mathrm{h},k,t},P^{\mathrm{c}}_{\mathrm{h},k,t}}\sum_{t\in\tau_{\mathrm{d}}}c_{\mathrm{nw},t}(P^{\mathrm{d}}_{\mathrm{h},k,t}-D_{\mathrm{net},k,t})\Delta t \tag{19}$$

$$\text{s.t.}\quad 0\leqslant P^{\mathrm{c}}_{\mathrm{h},k,t}\leqslant u_{\mathrm{c},k,t}P^{\mathrm{c}}_{\mathrm{h},k,t,\max} \tag{20}$$

$$0\leqslant P^{\mathrm{d}}_{\mathrm{h},k,t}\leqslant u_{\mathrm{d},k,t}P^{\mathrm{d}}_{\mathrm{h},k,t,\max} \tag{21}$$

其中，τ_{d}为储能系统放电时段集合；$c_{\mathrm{nw},t}$为t时段电价；$P^{\mathrm{d}}_{\mathrm{h},k,t}$和$P^{\mathrm{c}}_{\mathrm{h},k,t}$分别为$t$时段家庭光伏用户$k$的储能系统放电功率和充电功率；$u_{\mathrm{c},k,t}$和$u_{\mathrm{d},k,t}$分别为$t$时段储能系统充电状态和放电状态0-1变量，根据$t$时段净负荷功率的正负确定。模型中储能系统荷电状态及电量的约束与式(9)—(12)一致，此处不再赘述。

家庭光伏用户在制定能量管理控制策略后，按式(22)上报与配电网交互的功率，供配电网经济调度考虑。

$$P^{\mathrm{grid}}_{\mathrm{h},k,t}=\begin{cases}P^{\mathrm{d}}_{\mathrm{h},k,t}-D_{\mathrm{net},k,t} & t\in\tau_{\mathrm{d}}\\ 0 & t\in\tau_{\mathrm{c}}\end{cases} \tag{22}$$

接入交流配电网的家庭光伏用户按定功率因数控制，其无功功率为：

$$Q^{\mathrm{grid}}_{\mathrm{h},k,t}=P^{\mathrm{grid}}_{\mathrm{h},k,t}\tan\varphi_{\mathrm{h}} \tag{23}$$

其中，$Q^{\mathrm{grid}}_{\mathrm{h},k,t}$为$t$时段家庭光伏用户$k$的无功功率；$\varphi_{\mathrm{h}}$为功率因数角。

2 交直流混合配电网的潮流计算模型

2.1 交流配电网模型

交流配电网各节点注入有功和无功功率分别为：

$$P_{i,t}=U_{i,t}\sum_{j=1}^{n}U_{j,t}(G_{ij}\cos\theta_{ij,t}+B_{ij}\sin\theta_{ij,t}) \tag{24}$$

$$Q_{i,t}=U_{i,t}\sum_{j=1}^{n}U_{j,t}(G_{ij}\sin\theta_{ij,t}-B_{ij}\cos\theta_{ij,t}) \tag{25}$$

其中，$P_{i,t}$和$Q_{i,t}$分别为t时段节点i的注入有功功率和无功功率；$U_{i,t}$为t时段节点i的电压幅值；$\theta_{ij,t}$为t时段节点i与j之间的相角差；G_{ij}和B_{ij}分别为节点i与j之间的互电导和互电纳；n为交流配电网节点数。

各节点功率平衡方程为：

$$P_{\mathrm{g}(i),t}+\sum_{j\in i}P_{\mathrm{s},j,t}+\sum_{k\in i}P_{\mathrm{u},k,t}-P_{\mathrm{d},i,t}-P_{i,t}=0 \tag{26}$$

$$Q_{\mathrm{g}(i),t}+\sum_{j\in i}Q_{\mathrm{s},j,t}+\sum_{k\in i}Q_{\mathrm{u},k,t}-Q_{\mathrm{d},i,t}-Q_{i,t}=0 \tag{27}$$

其中，$j\in i$表示第j个电压源换流器(VSC)接在节点i上；$k\in i$表示第k个用户或储能系统接在节点i上；$P_{\mathrm{g}(i),t}$和$Q_{\mathrm{g}(i),t}$分别为上级电网(与交流配电网的节点i连接)注入交流配电网的有功功率和无功功率；$P_{\mathrm{s},j,t}$和$Q_{\mathrm{s},j,t}$分别为t时段第j个VSC注入交流配电网的有功功率和无功功率；$P_{\mathrm{u},k,t}$和$Q_{\mathrm{u},k,t}$分别为t时段第k个用户或储能系统注入交流配电网的有功功率和无功功率；$P_{\mathrm{d},i,t}$和$Q_{\mathrm{d},i,t}$分别为t时段节点i的有功负荷和无功负荷。

2.2 直流配电网模型

直流配电网各节点注入有功功率为：

$$P_{\mathrm{dc}i,t}=U_{\mathrm{dc}i,t}\sum_{j=1}^{r}Y_{\mathrm{dc}i,j}U_{\mathrm{dc}j,t} \tag{28}$$

其中，$P_{\mathrm{dc}i,t}$为t时段节点i的注入有功功率；$U_{\mathrm{dc}i,t}$为t时段节点i的电压；$Y_{\mathrm{dc}i,j}$为直流节点导纳矩阵中的元素；r为直流配电网节点数。

各节点功率平衡方程为：

$$\sum_{j\in i}P_{\mathrm{dc},j,t}+\sum_{k\in i}P_{\mathrm{udc},k,t}-P_{\mathrm{ddc},i,t}-P_{\mathrm{dc}i,t}=0 \tag{29}$$

其中，$P_{\mathrm{dc},j,t}$为t时段第j个VSC注入直流配电网的功率；$P_{\mathrm{udc},k,t}$为t时段第k个用户或储能系统注入直流配电网的有功功率；$P_{\mathrm{ddc},i,t}$为t时段节点i的有功负荷。

2.3 VSC模型

VSC用于交直流配电网的连接，其有功功率和无功功率可解耦控制，因此控制方式比较灵活[16]。VSC的结构图和等值电路参考文献[17]，其满足的功率方程为：

$$P_{s,j,t}=-U_{s,j,t}^2G_c+U_{s,j,t}U_{c,j,t}[G_c\cos(\theta_{s,j,t}-\theta_{c,j,t})+B_c\sin(\theta_{s,j,t}-\theta_{c,j,t})] \tag{30}$$

$$Q_{s,j,t}=U_{s,j,t}^2B_c+U_{s,j,t}U_{c,j,t}[G_c\sin(\theta_{s,j,t}-\theta_{c,j,t})-B_c\cos(\theta_{s,j,t}-\theta_{c,j,t})] \tag{31}$$

$$P_{c,j,t}=U_{c,j,t}^2G_c-U_{s,j,t}U_{c,j,t}[G_c\cos(\theta_{s,j,t}-\theta_{c,j,t})-B_c\sin(\theta_{s,j,t}-\theta_{c,j,t})] \tag{32}$$

$$Q_{c,j,t}=-U_{c,j,t}^2B_c+U_{s,j,t}U_{c,j,t}[G_c\sin(\theta_{s,j,t}-\theta_{c,j,t})+B_c\cos(\theta_{s,j,t}-\theta_{c,j,t})] \tag{33}$$

$$P_{c,j,t}+P_{dc,j,t}=0 \tag{34}$$

换流桥两侧的电压关系为：

$$U_{c,j,t}=\frac{\mu M}{\sqrt{2}}U_{dc,j,t} \tag{35}$$

其中，$U_{s,j,t}$和$\theta_{s,j,t}$分别为交流网侧电压幅值和相角；$P_{c,j,t}$、$Q_{c,j,t}$、$U_{c,j,t}$和$\theta_{c,j,t}$分别为交流阀侧有功功率、无功功率、电压幅值和相角；G_c和B_c分别为VSC的等值电导和电纳；μ为直流电压利用率，与脉宽调制方式有关；M为调制比。式(30)—(34)中功率均以注入电网方向为正方向。

在交直流混合配电网中，上述交流配电网模型、直流配电网模型和VSC模型联立求解，得到交直流混合配电网的潮流计算结果。

3　动态经济调度模型

3.1　目标函数

模型目标函数为最小化配电网购电成本C，包括从上级电网购电的成本C_g、从可再生能源发电用户购电的成本C_{re}、从蓄耗能用户购电及售电的成本C_{esu}、向灵活负荷用户售电的成本C_{fl}和从家庭光伏用户购电及售电的成本C_h，如式(36)所示。其中，当配电网从多元用户购电时，成本为正值；当配电网向多元用户售电时，成本为负的售电收益，为负值。

$$\min C=C_g+C_{re}+C_{esu}+C_{fl}+C_h \tag{36}$$

$$C_g=\sum_{t=1}^{T}c_{g,t}P_{g,t}\Delta t \tag{37}$$

$$C_{re}=\sum_{i=1}^{n_{re}}\sum_{t=1}^{T}c_{re,i,t}(P_{re,i,t})P_{re,i,t}\Delta t \tag{38}$$

其中，$c_{g,t}$为t时段从上级电网购电的电价；$P_{g,t}$为t时段从上级电网注入的功率；n_{re}为可再生能源发电用户的个数。$P_{g,t}$和$P_{re,i,t}$正方向为流入电网的方向。

$$C_{esu}=\sum_{m=1}^{n_{esu}}\sum_{t=1}^{T}[u_{esu,m,t}^{d}c_{esu,m,t}^{d}(P_{esu,m,t}^{grid})P_{esu,m,t}^{grid}\Delta t+u_{esu,m,t}^{c}c_{esu,m,t}^{c}(P_{esu,m,t}^{grid})P_{esu,m,t}^{grid}\Delta t] \tag{39}$$

其中，n_{esu}为蓄耗能用户数；$u_{esu,m,t}^{d}$为蓄耗能用户m在t时段是否作为电能供应者的0-1状态量，其值为1表示作为电能供应者，为0表示不作为电能供应者，$u_{esu,m,t}^{c}$为蓄耗能用户m在t时段是否作为电能需求者的0-1状态量，其值为1表示作为电能需求者，为0表示不作为电能需求者，$u_{esu,m,t}^{d}$和$u_{esu,m,t}^{c}$均由用户事先申报确定。

式(39)等号右边第一项表示蓄耗能用户作为电能供应者时电网公司从蓄耗能用户购电的成本，第二项表示蓄耗能用户作为电能需求者时电网公司向蓄耗能用户售电的成本。由于当蓄耗能用户作为电能供应者时，$P_{esu,m,t}^{grid}>0$，作为电能需求者时，$P_{esu,m,t}^{grid}<0$，因此第一项为正值，第二项为负值。

$$C_{fl}=-\sum_{j=1}^{n_{fl}}\sum_{t=1}^{T}c_{fl,j,t}(P_{fl,j,t})P_{fl,j,t}\Delta t \tag{40}$$

其中，n_{fl}为灵活负荷用户数；$P_{fl,j,t}$正方向为流出电网的方向。式(40)表示电网公司向灵活负荷用户售电的成本，为负的售电收益。

$$C_h=\sum_{k=1}^{n_h}\sum_{t=1}^{T}c_{nw,t}P_{h,k,t}^{grid}\Delta t \tag{41}$$

其中，n_h为家庭光伏用户数；$P_{h,k,t}^{grid}$为家庭光伏用户注入配电网的功率，其值为正表示家庭光伏用户向配电网注入功率，为负表示家庭光伏用户从配电网吸收功率。

家庭光伏用户与电网公司的交互过程如下：电网公司向家庭光伏用户传递实时电价信息，家庭光伏用户根据实时电价，考虑自身光伏、负荷功率及储能系统容量，以式(19)为目标进行优化，得到各时段其向电网公司售出或从电网公司购入的电量，并将此电量信息传递给电网公司；电网公司按照实时电价以及上述电量优化结果从家庭光伏用户购入或向其售出电能，同时考虑电网中的其他约束，以式(36)为目标进行优化调度，得到调度结果。

3.2　约束条件

(1)上级电网的注入功率约束。

$$P_{g,t,\min}\leqslant P_{g,t}\leqslant P_{g,t,\max} \tag{42}$$

$$Q_{g,t,\min}\leqslant Q_{g,t}\leqslant Q_{g,t,\max} \tag{43}$$

其中，$P_{g,t,\max}$和$P_{g,t,\min}$分别为t时段上级电网有功功率上、下限；$Q_{g,t}$为t时段从上级电网注入的无功功率；$Q_{g,t,\max}$和$Q_{g,t,\min}$分别为t时段上级电网无功功率上、下限。

(2)多元用户的功率及电量的约束包括式(2)、(3)、(5)、(7)—(13)、(15)—(17)。

(3)电网公司拥有的储能系统的功率约束。

$$0\leqslant P_{esn,l,t}^{d}\leqslant P_{esn,l,\max}^{d} \tag{44}$$

$$0\leqslant P_{esn,l,t}^{c}\leqslant P_{esn,l,\max}^{c} \tag{45}$$

其中，$P_{esn,l,t}^{d}$和$P_{esn,l,t}^{c}$分别为电网公司拥有的储能系统l在t时段的放电功率和充电功率；$P_{esn,l,\max}^{d}$和$P_{esn,l,\max}^{c}$分别为其最大放电功率和最大充电功率。

(4)电网公司拥有的储能系统的电量约束与式(9)—(13)一致。

(5)交流配电网的潮流约束包括式(26)、(27)及式(46)、(47)。

$$-P_{ij,\max} \leqslant P_{ij,t} \leqslant P_{ij,\max} \tag{46}$$

$$U_{i,t,\min} \leqslant U_{i,t} \leqslant U_{i,t,\max} \tag{47}$$

其中,$P_{ij,t}$为t时段支路有功功率;$P_{ij,\max}$为支路有功功率限值;$U_{i,t,\max}$和$U_{i,t,\min}$分别为节点电压上、下限值。

(6)直流配电网的潮流约束包括式(29)及式(48)、(49)。

$$-P_{\mathrm{dc}ij,\max} \leqslant P_{\mathrm{dc}ij,t} \leqslant P_{\mathrm{dc}ij,\max} \tag{48}$$

$$U_{\mathrm{dc}i,t,\min} \leqslant U_{\mathrm{dc}i,t} \leqslant U_{\mathrm{dc}i,t,\max} \tag{49}$$

其中,$P_{\mathrm{dc}ij,t}$为直流支路有功功率;$P_{\mathrm{dc}ij,\max}$为支路有功功率限值;$U_{\mathrm{dc}i,t,\max}$和$U_{\mathrm{dc}i,t,\min}$分别为节点电压上、下限值。

(7)VSC的潮流约束包括式(30)—(35)及式(50)、(51)。

$$P_{\mathrm{s},j,t,\min} \leqslant P_{\mathrm{s},j,t} \leqslant P_{\mathrm{s},j,t,\max} \tag{50}$$

$$Q_{\mathrm{s},j,t,\min} \leqslant Q_{\mathrm{s},j,t} \leqslant Q_{\mathrm{s},j,t,\max} \tag{51}$$

其中,$P_{\mathrm{s},j,t,\max}$、$P_{\mathrm{s},j,t,\min}$和$Q_{\mathrm{s},j,t,\max}$、$Q_{\mathrm{s},j,t,\min}$分别为第j个VSC在时段t的交流网侧有功功率及无功功率上、下限。

上述交直流混合配电网动态经济调度模型是一个非线性规划问题,其目标函数及约束条件均连续可微。由于内点法在求解非线性规划问题时收敛迅速,鲁棒性强,对初值不敏感[18],因此本文利用YALMIP工具箱调用基于内点法[18]的IPOPT求解器来求解上述模型。

4 算例分析

4.1 算例设置

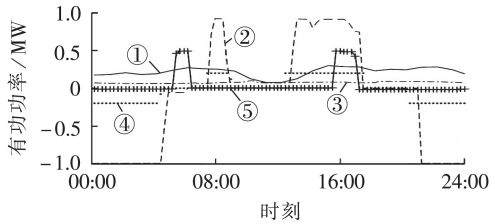
本文构建一个交直流混合配电网作为测试系统进行仿真分析。其中,交流网拓扑结构如附录中图A1所示,直流网拓扑结构如附录中图A2所示。图中,HG表示上级电网;REU表示可再生能源发电用户;ESU表示蓄耗能用户;FLU表示灵活负荷用户;HPV表示家庭光伏用户,是该节点区域多个家庭光伏用户的聚合;ESN表示电网公司储能。

调度时段T取96,即以15 min作为调度间隔。上级电网及多元用户参数见附录中图A3—A6、表A1—A4。上级电网及家庭光伏用户的实时电价曲线如附录中图A7所示,其他多元用户的报价如附录中表A5所示。

4.2 仿真结果分析

仿真得到交流配电网中的调度结果如图2所示,直流配电网中的调度结果如图3所示,VSC注入直流配电网的功率如图4所示。

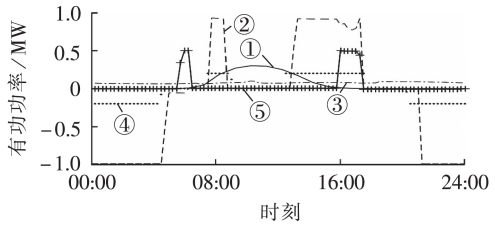
由图2可以看出,可再生能源发电用户由于其低廉的报价优先获得发电权,其实际功率接近预测值。灵活负荷用户在电价较低的时段增加用电量,在电价较高的时段减少用电量,其全天的负荷功率波动较小。蓄耗能用户在00:00—05:00从电网购电,一部分供应自身负荷需要,剩余部分储存在储能系统中;在07:30—09:00、13:00—18:00,上级电网电价较高,蓄耗能用户释放储存的电能,一部分供应自身负荷需要,剩余部分向电网出售;在21:00—24:00,蓄耗能用户从电网购电储存在储能系统中,以使储能系统调度周期末的电量与调度周期初的电量相等。类似地,电网公司的储能系统在00:00—04:00、20:00—24:00充电,在07:30—09:00、12:30—18:00放电。在时段06:30—15:30,光伏出力高于负荷,家庭光伏用户将剩余电量存入储能系统,因此与配电网交互功率为0;在其余时段,家庭光伏用户选择在其电价较高的时段向配电网放电,而在其电价较低的时段依靠自身储能储存的电量放电来供给自身负荷。图3所示直流配电网中多元用户的调度结果与交流配电网的类似。



① REU, ② ESU, ③ FLU, ④ ESN, ⑤ HPV

图2 交流配电网中的调度结果

Fig.2 Dispatch results of AC distribution network



① REU, ② ESU, ③ FLU, ④ ESN, ⑤ HPV

图3 直流配电网中的调度结果

Fig.3 Dispatch results of DC distribution network

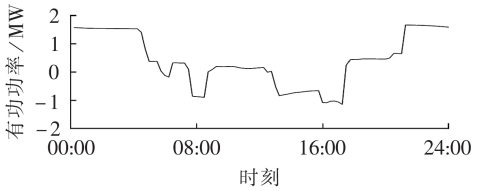


图4 VSC注入直流配电网的功率

Fig.4 Power injected into DC distribution network from VSC

图4中,在06:00左右、08:00左右以及13:00—17:30,由于多元用户的行为使得直流配电网出现功率盈余,功率由直流配电网流向交流配电网;在其余

时间，直流配电网不能实现自身的功率平衡，需要交流配电网向其支援一部分功率，功率由交流配电网流向直流配电网。由此可见，本文提出的动态经济调度模型可促进交直流配电网间的互动。

为了研究蓄耗能用户和电网公司储能对电网调度经济性的影响，设置2种情况进行仿真，并与原始情况进行对比分析。3种情况设置如下。

情况1（原始情况）：全部多元用户均与电网公司进行电能交换。

情况2：蓄耗能用户不向电网公司售电，仅从电网公司购电以供给自身负荷，其余用户与情况1相同。

情况3：电网公司储能不参与电能交换，其余用户与情况1相同。

仿真得到3种情况下电网公司的购电费用分别为：情况1为16 768元；情况2为17 087元；情况3为17 466元。可以看出，相比于情况2和情况3，情况1的购电费用更低。3种情况下电网公司从上级电网购电的功率见图5。从图5可看出，在00:00—05:00、21:00—24:00，上级电网电价较低，相比于情况2和情况3，情况1从上级电网购电更多；在08:00左右、13:00—17:30，相比于情况2和情况3，情况1从上级电网购电更少。因此，情况1的购电费用更低。由此可见，蓄耗能用户和电网公司储能与配电网的互动可以降低购电费用，提高经济性。

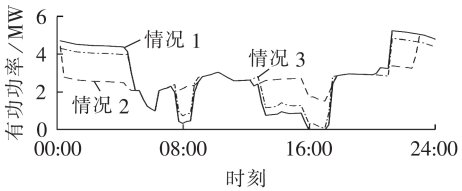


图5　3种情况下从上级电网的购电功率

Fig.5　Power purchased from superior grid of three conditions

保持多元用户的数据不变，对交流配电网和直流配电网分别单独进行调度，得到共同调度下的购电费用为16 768元，单独调度下的购电费用为16 882元。可见，相比于交流配电网和直流配电网单独调度，交直流配电网共同调度的购电费用更低，经济性更好。因此，交直流互联的配电网可以提高调度的经济性，降低购电费用。

5　结论

针对考虑多元用户报价的交直流混合配电网动态经济调度问题，本文首先建立多元用户参与电网互动的模型；将储能系统按资产归属不同分为用户拥有的储能系统和电网公司拥有的储能系统，拥有储能的用户根据自身电能供应和需求可作为电能的供应者和需求者，向电网公司申报价格和电量来参与经济调度；灵活可控负荷作为电能的需求者向电网公司申报价格和电量来参与经济调度。然后，考虑交直流混合配电网的潮流约束，以配电网购电成本最低为目标，建立动态经济调度模型，利用YALMIP工具箱调用IPOPT求解器进行求解。构建交直流混合配电网测试系统进行仿真分析，验证了多元用户通过报价与配电网灵活互动可降低电网公司的总购电费用，从而提高系统的经济性；同时，交直流配电网间可根据负荷水平和上级电网电价互相提供功率补偿，促进了交直流配电网间的灵活互动。

附录见本刊网络版（http://www.epae.cn）。

参考文献：

[1] 宋强，赵彪，刘文华，等. 智能直流配电网研究综述[J]. 中国电机工程学报，2013，33(25)：9-19，5.
SONG Qiang，ZHAO Biao，LIU Wenhua，et al. An overview of research on smart DC distribution power network[J]. Proceedings of the CSEE，2013，33(25)：9-19，5.

[2] 周逢权，黄伟. 直流配电网系统关键技术探讨[J]. 电力系统保护与控制，2014，42(22)：62-67.
ZHOU Fengquan，HUANG Wei. Study on the key technology of DC distribution power network[J]. Power System Protection and Control，2014，42(22)：62-67.

[3] 马骏超，江全元，余鹏，等. 直流配电网能量优化控制技术综述[J]. 电力系统自动化，2013，37(24)：89-96.
MA Junchao，JIANG Quanyuan，YU Peng，et al. Survey on energy optimized control technology in DC distribution network[J]. Automation of Electric Power Systems，2013，37(24)：89-96.

[4] 张刘冬，袁宇波，孙大雁，等. 基于两阶段鲁棒区间优化的风储联合运行调度模型[J]. 电力自动化设备，2018，38(12)：59-66，93.
ZHANG Liudong，YUAN Yubo，SUN Dayan，et al. Joint operation model of wind-storage system based on two-stage robust interval optimization[J]. Electric Power Automation Equipment，2018，38(12)：59-66，93.

[5] CAI D，MALLADA E，WIERMAN A. Distributed optimization decomposition for joint economic dispatch and frequency regulation[J]. IEEE Transactions on Power Systems，2017，32(6)：4370-4385.

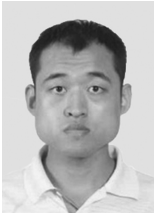
[6] 任建文，许英强，董圣孝. 考虑储能参与的含高比例风电互联电力系统分散式调度模型[J]. 电网技术，2018，42(4)：1079-1086.
REN Jianwen，XU Yingqiang，DONG Shengxiao. A decentralized scheduling model with energy storage participation for interconnected power system with high wind power penetration[J]. Power System Technology，2018，42(4)：1079-1086.

[7] 颜远，林舜江，刘明波. 考虑备用动作约束的含风电场电力系统多目标动态优化调度[J]. 电网技术，2018，42(2)：479-487.
YAN Yuan，LIN Shunjiang，LIU Mingbo. Multi-objective optimal dynamic dispatch of power system with wind farms considering reserve action constraints[J]. Power System Technology，2018，42(2)：479-487.

[8] 黄伟，熊伟鹏，闫彬禹，等. 不同时间尺度下虚拟微网优化调度策略[J]. 电力系统自动化，2017，41(19)：12-19.
HUANG Wei，XIONG Weipeng，YAN Binyu，et al. Multi-time scale optimization scheduling strategy for virtual microgrid[J].

Automation of Electric Power Systems,2017,41(19):12-19.
[9] 符杨,廖剑波,李振坤,等. 考虑越限风险的主动配电网日前优化调度及运行[J]. 中国电机工程学报,2017,37(21):6328-6338.
FU Yang,LIAO Jianbo,LI Zhenkun,etal. Day-ahead optimal scheduling and operating of active distribution network considering violation risk[J]. Proceedings of the CSEE,2017,37(21):6328-6338.
[10] LÓPEZ J C,VERGARA P P,LYRA C,et al. Optimal operation of radial distribution systems using extended dynamic programming[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2018,33(2):1352-1363.
[11] YUTING J,LANG T. Multi-area interchange scheduling under uncertainty[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2018,33(2):1659-1669.
[12] TANG Chenghui,XU Jian,SUN Yuanzhang,et al. Look-ahead economic dispatch with adjustable confidence interval based on a truncated versatile distribution model for wind power[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2018,33(2):1755-1767.
[13] 马鑫,郭瑞鹏,王蕾,等. 基于二阶锥规划的交直流主动配电网日前调度模型[J]. 电力系统自动化,2018,42(22):144-153.
MA Xin,GUO Ruipeng,WANG Lei,et al. Day-ahead scheduling model for AC/DC active distribution network based on second-order cone programming[J]. Automation of Electric Power Systems,2018,42(22):144-153.
[14] 张志昌,吴健,骆钊,等. 计及储能运行特性的独立型交直流混合微网优化调度[J]. 电力系统自动化,2018,42(19):118-127.
ZHANG Zhichang,WU Jian,LUO Zhao,et al. Optimal scheduling for independent AC/DC hybrid microgrid considering operation characteristics of energy storage[J]. Automation of Electric Power Systems,2018,42(19):118-127.
[15] 王守相,陈思佳,谢颂果. 考虑安全约束的交直流配电网储能与换流站协调经济调度[J]. 电力系统自动化,2017,41(11):85-91.
WANG Shouxiang,CHEN Sijia,XIE Songguo. Security-constrained coordinated economic dispatch of energy storage systems and converter stations for AC/DC distribution networks[J]. Automation of Electric Power Systems,2017,41(11):85-91.
[16] BEERTEN J,VAN HERTEM D,BELMANS R. VSC MTDC systems with a distributed DC voltage control-a power flow approach[C]//2011 IEEE Trondheim PowerTech. New York,USA:IEEE,2011:1-6.
[17] 李韦姝. 直流配电网潮流计算模型及算法研究[D]. 北京:华北电力大学,2015.
LI Weishu. Research on model and algorithm of powel flow calculation in DC distribution network[D]. Beijing:North China Electric Power University,2015.
[18] 王锡凡,方万良,杜正春. 现代电力系统分析[M]. 北京:科学出版社,2003:116-134.

作者简介:


王 硕

王 硕(1993—),男,河北承德人,硕士研究生,主要研究方向为电力系统运行优化(**E-mail**:tsong123@sjtu.edu.cn);

杨镜非(1974—),女,北京人,副教授,博士,主要研究方向为智能电网运行以及配电网优化(**E-mail**:carayang@sjtu.edu.cn);

王冠男(1993—),男,山西长治人,硕士,主要研究方向为电力系统运行优化(**E-mail**:wgn19930415@163.com);

胡继匀(1995—),女,辽宁锦州人,硕士研究生,主要研究方向为电力系统运行优化(**E-mail**:1837312632@qq.com)。

(编辑 王锦秀)

Dynamic economic dispatch of AC/DC hybrid distribution network considering multi-user bidding

WANG Shuo[1],YANG Jingfei[1],WANG Guannan[2],HU Jiyun[1]

(1. Department of Electrical Engineering,Shanghai Jiao Tong University,Shanghai 200240,China;
2. State Grid Beijing Electric Power Company,Beijing 100031,China)

Abstract:Aiming at the flexible interaction problem of multi-user in AC/DC hybrid distribution network,a dynamic economic dispatch strategy model of AC/DC hybrid distribution network is proposed considering multi-user bidding. The models of various users participating in power grid interaction are respectively built according to the user category. Energy storage is divided into energy storage owned by users and energy storage owned by power grid companies according to different ownership of assets. Users possessing energy storage can be regarded as power suppliers and demanders according to their own power supply and demand,and participate in economic dispatch by declaring the price and power quantity to power grid companies. A multi-period dynamic economic dispatch model for AC/DC hybrid distribution network is built,which takes the minimum electricity-purchasing cost of distribution network as its objective and considers power flow constraints. The interior-point method is used to solve the model. The simulation and analysis are carried out based on an AC/DC hybrid distribution network example,and the results show that the proposed model can reduce the electricity-purchasing cost of power grid companies,and promote the flexible interaction of multi-user and the interaction between AC and DC distribution networks.

Key words:multi-user bidding;energy storage user;AC/DC hybrid distribution network;asset ownership of energy storage;interior-point method

附录：

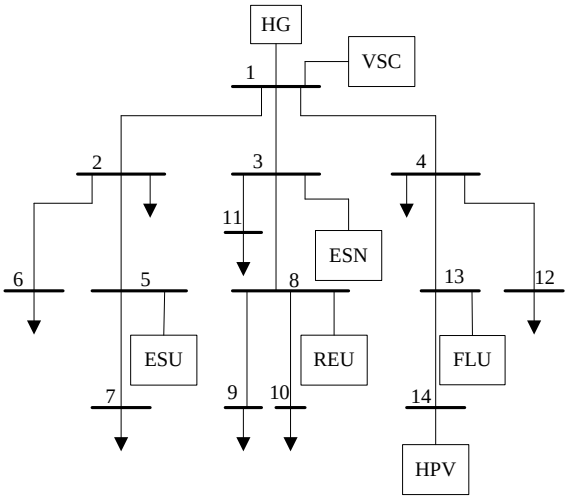


图 **A1** 测试系统交流网拓扑结构

Fig.A1 Topology of AC network in test system

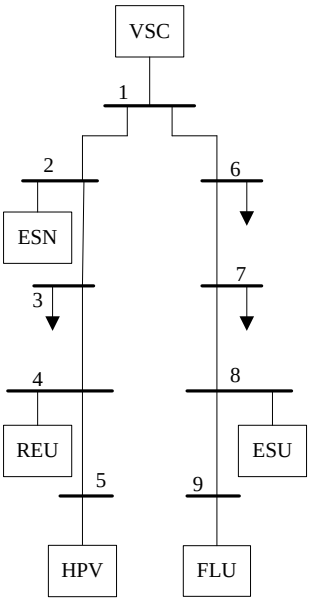


图 **A2** 测试系统直流网拓扑结构

Fig.A2 Topology of DC network in test system

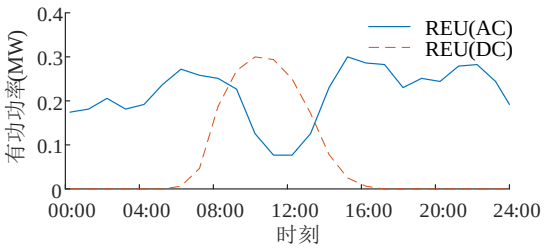


图 A3 可再生能源发电用户的功率预测曲线

Fig.A3 Power prediction curves of renewable generation users

注：接入交流配电网的多元用户的功率因数取为 0.95，后图同。

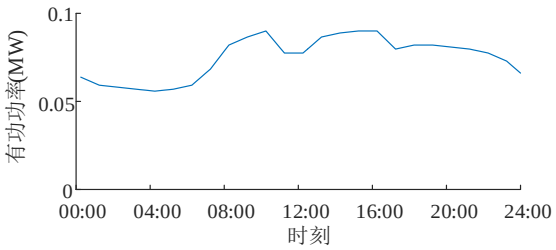


图 A4 蓄耗能用户的负荷曲线

Fig.A4 Load curve of energy storage users

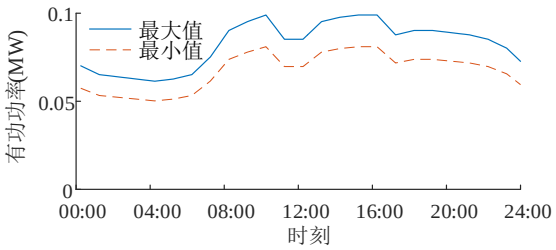


图 A5 灵活负荷用户的功率范围

Fig.A5 Power range of flexible load users

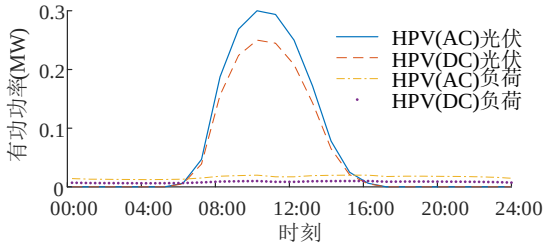


图 A6 家庭光伏用户光伏出力及负荷曲线

Fig.A6 PVoutput and load curves of household PV users

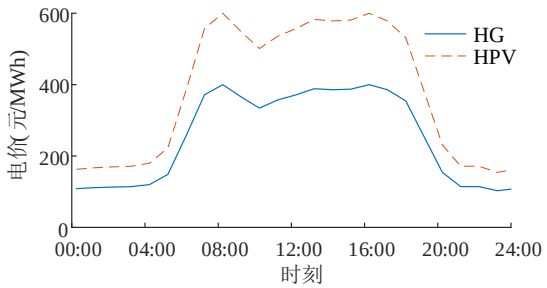


图 **A7** 上级电网及家庭光伏用户的实时电价

Fig.A7 Real-time electricity price of higher level grid and household PV users

表 A1 上级电网功率上下限

Table A1 Power limits of superiorgrid

有功上限/MW	有功下限/MW	无功上限/Mvar	无功下限/Mvar
10	0	10	-10

表 A2 蓄耗能用户的储能参数

Table A2 Energy storage parameters of energy storage users

用户	额定容量/(MW•h)	初始电量/(MW•h)	荷电状态下限	荷电状态上限
ESU(AC)	10	5	0.15	0.9
ESU(DC)	10	5	0.15	0.9
用户	最大放电功率/MW	最大充电功率/MW	自放电率	充放电效率
ESU(AC)	1	1	0	0.92
ESU(DC)	1	1	0	0.92

表 A3 家庭光伏用户的储能参数

Table A3 energy storage parameters of household PV users

用户	额定容量/(MW•h)	初始电量/(MW•h)	荷电状态下限	荷电状态上限
HPV(AC)	2	1	0.15	0.9
HPV(DC)	2	1	0.15	0.9
用户	最大放电功率/MW	最大充电功率/MW	自放电率	充放电效率
HPV(AC)	0.5	0.5	0	0.92
HPV(DC)	0.5	0.5	0	0.92

表 A4 电网公司储能参数

Table A4 Energy storage parameters of power grid company

用户	额定容量/(MW•h)	初始电量/(MW•h)	荷电状态下限	荷电状态上限
ESN(AC)	2	1	0.15	0.9
ESN(DC)	2	1	0.15	0.9
用户	最大放电功率/MW	最大充电功率/MW	自放电率	充放电效率
ESN(AC)	0.2	0.2	0	0.92
ESN(DC)	0.2	0.2	0	0.92

表 A5 多元用户报价系数

Table A5 Bidding coefficients of multi-users

时段	REU(AC)		ESU(AC)				FLU(AC)		REU(DC)		ESU(DC)				FLU(DC)	
	c_0	c_1	c_0 (放)	c_1 (放)	c_0 (充)	c_1 (充)	c_0	c_1	c_0	c_1	c_0 (放)	c_1 (放)	c_0 (充)	c_1 (充)	c_0	c_1
1	54.3	0.1	—	—	59.7	0.1	67.9	0.1	57.0	0.1	—	—	62.4	0.1	70.6	0.1
2	54.6	0.1	—	—	60.1	0.1	68.3	0.1	57.4	0.1	—	—	62.8	0.1	71.0	0.1
3	55.0	0.1	—	—	60.5	0.1	68.8	0.1	57.8	0.1	—	—	63.3	0.1	71.5	0.1
4	55.4	0.1	—	—	60.9	0.1	69.2	0.1	58.1	0.1	—	—	63.7	0.1	72.0	0.1
5	55.7	0.1	—	—	61.3	0.1	69.6	0.1	58.5	0.1	—	—	64.1	0.1	72.4	0.1
6	55.9	0.1	—	—	61.5	0.1	69.9	0.1	58.7	0.1	—	—	64.3	0.1	72.7	0.1
7	56.1	0.1	—	—	61.8	0.1	70.2	0.1	59.0	0.1	—	—	64.6	0.1	73.0	0.1

8	56.4	0.1	—	—	62.0	0.1	70.4	0.1	59.2	0.1	—	—	64.8	0.1	73.3	0.1
9	56.6	0.1	—	—	62.2	0.1	70.7	0.1	59.4	0.1	—	—	65.1	0.1	73.5	0.1
10	56.7	0.1	—	—	62.4	0.1	70.9	0.1	59.6	0.1	—	—	65.2	0.1	73.7	0.1
11	56.9	0.1	—	—	62.5	0.1	71.1	0.1	59.7	0.1	—	—	65.4	0.1	73.9	0.1
12	57.0	0.1	—	—	62.7	0.1	71.3	0.1	59.9	0.1	—	—	65.6	0.1	74.1	0.1
13	57.1	0.1	—	—	62.9	0.1	71.4	0.1	60.0	0.1	—	—	65.7	0.1	74.3	0.1
14	57.9	0.1	—	—	63.6	0.1	72.3	0.1	60.8	0.1	—	—	66.5	0.1	75.2	0.1
15	58.6	0.1	—	—	64.4	0.1	73.2	0.1	61.5	0.1	—	—	67.4	0.1	76.1	0.1
16	59.3	0.1	—	—	65.2	0.1	74.1	0.1	62.3	0.1	—	—	68.2	0.1	77.1	0.1
17	60.0	0.1	—	—	66.0	0.1	75.0	0.1	63.0	0.1	—	—	69.0	0.1	78.0	0.1
18	63.6	0.1	—	—	69.9	0.1	79.5	0.1	66.8	0.1	—	—	73.1	0.1	82.6	0.1
19	67.1	0.1	—	—	73.9	0.1	83.9	0.1	70.5	0.1	—	—	77.2	0.1	87.3	0.1
20	70.7	0.1	—	—	77.8	0.1	88.4	0.1	74.3	0.1	—	—	81.3	0.1	91.9	0.1
21	74.3	0.1	—	—	81.7	0.1	92.9	0.1	78.0	0.1	—	—	85.4	0.1	96.6	0.1
22	87.9	0.1	—	—	96.6	0.1	109.8	0.1	92.3	0.1	—	—	101.0	0.1	114.2	0.1
23	101.4	0.1	—	—	111.6	0.1	126.8	0.1	106.5	0.1	—	—	116.6	0.1	131.9	0.1
24	115.0	0.1	—	—	126.5	0.1	143.8	0.1	120.8	0.1	—	—	132.3	0.1	149.5	0.1
25	128.6	0.1	192.9	0.1	—	—	160.7	0.1	135.0	0.1	199.3	0.1	—	—	167.1	0.1
26	142.9	0.1	214.3	0.1	—	—	178.6	0.1	150.0	0.1	221.4	0.1	—	—	185.7	0.1
27	157.1	0.1	235.7	0.1	—	—	196.4	0.1	165.0	0.1	243.6	0.1	—	—	204.3	0.1
28	171.4	0.1	257.1	0.1	—	—	214.3	0.1	180.0	0.1	265.7	0.1	—	—	222.9	0.1
29	185.7	0.1	278.6	0.1	—	—	232.1	0.1	195.0	0.1	287.9	0.1	—	—	241.4	0.1
30	189.3	0.1	283.9	0.1	—	—	236.6	0.1	198.8	0.1	293.4	0.1	—	—	246.1	0.1
31	192.9	0.1	289.3	0.1	—	—	241.1	0.1	202.5	0.1	298.9	0.1	—	—	250.7	0.1
32	196.4	0.1	294.6	0.1	—	—	245.5	0.1	206.3	0.1	304.5	0.1	—	—	255.4	0.1
33	200.0	0.1	300.0	0.1	—	—	250.0	0.1	210.0	0.1	310.0	0.1	—	—	260.0	0.1
34	195.7	0.1	293.6	0.1	—	—	244.6	0.1	205.5	0.1	303.4	0.1	—	—	254.4	0.1
35	191.4	0.1	287.1	0.1	—	—	239.3	0.1	201.0	0.1	296.7	0.1	—	—	248.9	0.1
36	187.1	0.1	280.7	0.1	—	—	233.9	0.1	196.5	0.1	290.1	0.1	—	—	243.3	0.1
37	182.9	0.1	274.3	0.1	—	—	228.6	0.1	192.0	0.1	283.4	0.1	—	—	237.7	0.1
38	178.9	0.1	268.4	0.1	—	—	223.7	0.1	187.9	0.1	277.3	0.1	—	—	232.6	0.1
39	175.0	0.1	262.5	0.1	—	—	218.8	0.1	183.8	0.1	271.3	0.1	—	—	227.5	0.1
40	171.1	0.1	256.6	0.1	—	—	213.8	0.1	179.6	0.1	265.2	0.1	—	—	222.4	0.1
41	167.1	0.1	250.7	0.1	—	—	208.9	0.1	175.5	0.1	259.1	0.1	—	—	217.3	0.1
42	170.0	0.1	255.0	0.1	—	—	212.5	0.1	178.5	0.1	263.5	0.1	—	—	221.0	0.1
43	172.9	0.1	259.3	0.1	—	—	216.1	0.1	181.5	0.1	267.9	0.1	—	—	224.7	0.1
44	175.7	0.1	263.6	0.1	—	—	219.6	0.1	184.5	0.1	272.4	0.1	—	—	228.4	0.1
45	178.6	0.1	267.9	0.1	—	—	223.2	0.1	187.5	0.1	276.8	0.1	—	—	232.1	0.1
46	180.4	0.1	270.5	0.1	—	—	225.4	0.1	189.4	0.1	279.6	0.1	—	—	234.5	0.1
47	182.1	0.1	273.2	0.1	—	—	227.7	0.1	191.3	0.1	282.3	0.1	—	—	236.8	0.1
48	183.9	0.1	275.9	0.1	—	—	229.9	0.1	193.1	0.1	285.1	0.1	—	—	239.1	0.1
49	185.7	0.1	278.6	0.1	—	—	232.1	0.1	195.0	0.1	287.9	0.1	—	—	241.4	0.1
50	187.9	0.1	281.8	0.1	—	—	234.8	0.1	197.3	0.1	291.2	0.1	—	—	244.2	0.1

51	190.0	0.1	285.0	0.1	—	—	237.5	0.1	199.5	0.1	294.5	0.1	—	—	247.0	0.1
52	192.1	0.1	288.2	0.1	—	—	240.2	0.1	201.8	0.1	297.8	0.1	—	—	249.8	0.1
53	194.3	0.1	291.4	0.1	—	—	242.9	0.1	204.0	0.1	301.1	0.1	—	—	252.6	0.1
54	193.9	0.1	290.9	0.1	—	—	242.4	0.1	203.6	0.1	300.6	0.1	—	—	252.1	0.1
55	193.6	0.1	290.4	0.1	—	—	242.0	0.1	203.3	0.1	300.0	0.1	—	—	251.6	0.1
56	193.2	0.1	289.8	0.1	—	—	241.5	0.1	202.9	0.1	299.5	0.1	—	—	251.2	0.1
57	192.9	0.1	289.3	0.1	—	—	241.1	0.1	202.5	0.1	298.9	0.1	—	—	250.7	0.1
58	193.1	0.1	289.6	0.1	—	—	241.3	0.1	202.7	0.1	299.3	0.1	—	—	251.0	0.1
59	193.3	0.1	289.9	0.1	—	—	241.6	0.1	203.0	0.1	299.6	0.1	—	—	251.3	0.1
60	193.5	0.1	290.3	0.1	—	—	241.9	0.1	203.2	0.1	299.9	0.1	—	—	251.6	0.1
61	193.7	0.1	290.6	0.1	—	—	242.1	0.1	203.4	0.1	300.3	0.1	—	—	251.8	0.1
62	195.3	0.1	292.9	0.1	—	—	244.1	0.1	205.1	0.1	302.7	0.1	—	—	253.9	0.1
63	196.9	0.1	295.3	0.1	—	—	246.1	0.1	206.7	0.1	305.1	0.1	—	—	255.9	0.1
64	198.4	0.1	297.6	0.1	—	—	248.0	0.1	208.4	0.1	307.6	0.1	—	—	258.0	0.1
65	200.0	0.1	300.0	0.1	—	—	250.0	0.1	210.0	0.1	310.0	0.1	—	—	260.0	0.1
66	198.2	0.1	297.3	0.1	—	—	247.8	0.1	208.1	0.1	307.2	0.1	—	—	257.7	0.1
67	196.4	0.1	294.6	0.1	—	—	245.5	0.1	206.3	0.1	304.5	0.1	—	—	255.4	0.1
68	194.6	0.1	292.0	0.1	—	—	243.3	0.1	204.4	0.1	301.7	0.1	—	—	253.0	0.1
69	192.9	0.1	289.3	0.1	—	—	241.1	0.1	202.5	0.1	298.9	0.1	—	—	250.7	0.1
70	188.9	0.1	283.4	0.1	—	—	236.2	0.1	198.4	0.1	292.8	0.1	—	—	245.6	0.1
71	185.0	0.1	277.5	0.1	—	—	231.3	0.1	194.3	0.1	286.8	0.1	—	—	240.5	0.1
72	181.1	0.1	271.6	0.1	—	—	226.3	0.1	190.1	0.1	280.7	0.1	—	—	235.4	0.1
73	177.1	0.1	265.7	0.1	—	—	221.4	0.1	186.0	0.1	274.6	0.1	—	—	230.3	0.1
74	164.6	0.1	247.0	0.1	—	—	205.8	0.1	172.9	0.1	255.2	0.1	—	—	214.0	0.1
75	152.1	0.1	228.2	0.1	—	—	190.2	0.1	159.8	0.1	235.8	0.1	—	—	197.8	0.1
76	139.6	0.1	209.5	0.1	—	—	174.6	0.1	146.6	0.1	216.4	0.1	—	—	181.5	0.1
77	127.1	0.1	190.7	0.1	—	—	158.9	0.1	133.5	0.1	197.1	0.1	—	—	165.3	0.1
78	114.6	0.1	172.0	0.1	—	—	143.3	0.1	120.4	0.1	177.7	0.1	—	—	149.0	0.1
79	102.1	0.1	153.2	0.1	—	—	127.7	0.1	107.3	0.1	158.3	0.1	—	—	132.8	0.1
80	89.6	0.1	134.5	0.1	—	—	112.1	0.1	94.1	0.1	138.9	0.1	—	—	116.5	0.1
81	77.1	0.1	115.7	0.1	—	—	96.4	0.1	81.0	0.1	119.6	0.1	—	—	100.3	0.1
82	72.1	0.1	108.2	0.1	—	—	90.2	0.1	75.8	0.1	111.8	0.1	—	—	93.8	0.1
83	67.1	0.1	100.7	0.1	—	—	83.9	0.1	70.5	0.1	104.1	0.1	—	—	87.3	0.1
84	62.1	0.1	93.2	0.1	—	—	77.7	0.1	65.3	0.1	96.3	0.1	—	—	80.8	0.1
85	57.1	0.1	—	—	62.9	0.1	71.4	0.1	60.0	0.1	—	—	65.7	0.1	74.3	0.1
86	57.1	0.1	—	—	62.9	0.1	71.4	0.1	60.0	0.1	—	—	65.7	0.1	74.3	0.1
87	57.1	0.1	—	—	62.9	0.1	71.4	0.1	60.0	0.1	—	—	65.7	0.1	74.3	0.1
88	57.1	0.1	—	—	62.9	0.1	71.4	0.1	60.0	0.1	—	—	65.7	0.1	74.3	0.1
89	57.1	0.1	—	—	62.9	0.1	71.4	0.1	60.0	0.1	—	—	65.7	0.1	74.3	0.1
90	55.7	0.1	—	—	61.3	0.1	69.6	0.1	58.5	0.1	—	—	64.1	0.1	72.4	0.1
91	54.3	0.1	—	—	59.7	0.1	67.9	0.1	57.0	0.1	—	—	62.4	0.1	70.6	0.1
92	52.9	0.1	—	—	58.1	0.1	66.1	0.1	55.5	0.1	—	—	60.8	0.1	68.7	0.1
93	51.4	0.1	—	—	56.6	0.1	64.3	0.1	54.0	0.1	—	—	59.1	0.1	66.9	0.1

94	52.1	0.1	—	—	57.4	0.1	65.2	0.1	54.8	0.1	—	—	60.0	0.1	67.8	0.1
95	52.9	0.1	—	—	58.1	0.1	66.1	0.1	55.5	0.1	—	—	60.8	0.1	68.7	0.1
96	53.6	0.1	—	—	58.9	0.1	67.0	0.1	56.3	0.1	—	—	61.6	0.1	69.6	0.1