

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.201524

考虑风电协议外送的调峰型电采暖虚拟电厂优化配置方法

王宏, 魏晓强, 李兵

(国网黑龙江省电力有限公司调度中心, 黑龙江 哈尔滨 150010)

摘要: 针对风电外送型区域电网调峰需求, 提出考虑风电协议外送的调峰型虚拟电厂电采暖优化配置方法。首先, 分析风电协议外送型电网系统结构及互动消纳机理。针对蓄热式电采暖用能特性, 量化推导蓄热式电采暖可调节特性, 建立蓄热式电采暖需求响应模型。然后, 联合火电机组与VPP协同调峰策略, 建立以区域电网协议风电外送经济性最优为目标的虚拟电厂电采暖容量优化配置模型。选取黑龙江某区域电网进行了算例分析, 结果表明所提方法正确有效。

关键词: 蓄热式电采暖; 虚拟电厂; 风电协议外送; 火电深度调峰; 优化配置

Optimal configuration method of electric heating in a virtual power plant with peak load regulation considering a wind power delivery protocol

WANG Hong, WEI Xiaoqiang, LI Bing

(Dispatch Center of State Grid Heilongjiang Electric Power Co., Ltd., Harbin 150010, China)

Abstract: Given the peak-shaving demand of a wind power delivery type grid, the electric heating optimal configuration method of a peak-regulating virtual power plant considering a wind power delivery protocol is proposed. First, the structure and interaction consumption mechanism of the power grid with a wind-power delivery protocol is analyzed. From the energy consumption characteristics of regenerative electric heating, a demand response model of regenerative electric heating is established on the basis of quantitatively deducing its adjustable characteristics. Then, with the objective of optimal economic performance in the regional power grid with the wind power delivery protocol, the electric heating capacity optimal allocation model of the VPP is established. This combines the peak-shaving strategy of thermal power units and VPP. A regional power grid in Heilongjiang Province is selected for analysis, and the results show the correctness and effectiveness of the method.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 51807172) and the Science and Technology Project of State Grid Heilongjiang Electric Power Co., Ltd. (No. 522400190042).

Key words: regenerative electric heating; virtual power plant; wind power delivery protocol; deep peak regulation of thermal units; optimal configuration

0 引言

近年来, 风电作为清洁可再生能源已成为中国能源重点发展方向。由于地理及气候条件优势, 我国“三北”地区成为风电富集地区。上述地区因远离负荷中心, 风电消纳能力有限, 弃风问题凸显^[1-2]。

随着我国多条区域电网新能源智能化输电通道的建设投产, 将进一步提高风电富集地区电力外送能力, 使上述地区成为典型的风电“外送型”电网。

然而, 由于风电随机性及间歇性特点, 导致区域电网外送功率峰谷差较大且波动性强, 给受端电网安全稳定运行带来风险^[3-4]。为此, 可在风能富集的区域电网采用风电功率协议外送形式, 即以协议形式确定各时段区域电网功率外送值, 使风电友好、高效送出。上述情况下, 亟需探索风电外送型电网协同调峰机制, 在消纳风电的同时进一步提高外送功率的友好与稳定性。

为有效解决系统调峰及风电消纳, 国内外学者开展了广泛的研究。文献[5]分别从源、荷、储三方面挖掘系统的调峰能力, 以系统经济性最优和弃风率最小为目标构建了考虑火电深度调峰主动性与需

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(51807172); 国网黑龙江省电力有限公司科技项目资助(522400190042)

求响应的含储能电力系统优化调度模型；文献[6]构建综合考虑电网深度调峰运行经济性和调峰灵活性的多目标优化调度模型，提出考虑新能源出力随机特性的多目标电网深度调峰运行优化调度策略。文献[7]提出储电与储气联合参与风电消纳的协调运行策略，建立了考虑电气混合储能的区域能源系统优化调度模型；文献[8]基于用户电负荷、热负荷、采暖室温等数据分析了终端热负荷的差异性，提出了一种考虑终端“储热”差异性的风电消纳最优化技术；文献[9]提出了基于和蓄热式电锅炉-热电联产的风电供热组合方案，建立了考虑社会综合收益的弃风消纳组合供热方案模型；文献[10]提出基于风电消纳能力态势划分的源荷储分阶段优化策略。综上所述可知，现阶段系统调峰主要依靠火电机组深度调峰，而火电机组频繁调节会增加运行成本和安全风险，单纯依靠火电机组难以满足系统调峰和经济性需求，通过综合利用负荷侧资源与火电机组协同参与调峰是实现经济风电消纳的有效调控方式。

蓄热式电采暖具有一定蓄热能力，打破传统电采暖“以热定电”的运行方式，峰谷电价用户通过低电价时蓄热、高电价时放热以节省购电成本，表现为可转移负荷，是重要的需求侧响应资源^[11-12]。现代电采暖设备除供暖外，还可提供热水等其他热源，具备全年运行条件。随着电采暖设备在我国北方地区的普遍应用，可将异构、地理位置分散，规模化接入的电采暖聚合成虚拟电厂(Virtual Power Plant, VPP)，是实现电采暖资源整合及灵活管控的可行途径^[13-14]。研究蓄热式电采暖运行特性和需求响应模型，统筹考虑系统调峰需求及经济运行目标，对 VPP 中蓄热式电采暖进行优化配置是其参与电网调峰优化调度需要解决的关键技术问题，也可为其优化运行提供指导。文献[13]提出了“灵活性可调资源-聚合调节特性-优化目标建模”的 VPP 多级优化配置体系；文献[15]建立了基于多层建筑物传热过程的电采暖负荷可调节特性模型；文献[16]提出互动模式下光伏安装容量和电采暖蓄热容量的最优联合配置方法；文献[17]考虑了网络安全约束以及电、热负荷、风速、光照和市场价格的不确定性，建立了虚拟电厂随机调度模型。上述电采暖建模及 VPP 的相关研究主要存在以下不足：① 电采暖负荷特性建模只停留在其一阶热力学模型，缺乏对蓄热式电采暖需求响应特性定量描述与建模；② 关于调峰型 VPP 研究，多集中于优化调度，尚未有与火电

机组进行联合经济调峰的 VPP 优化配置方法。

本文提出考虑风电协议外送的调峰型虚拟电厂电采暖优化配置方法，旨在解决如何从大规模电采暖资源中合理组建特定需要的虚拟电厂问题。探讨了风电协议外送型电网系统结构及互动消纳机理，研究了蓄热式电采暖可调节特性和量化建模，提出火电机组与 VPP 协同调峰计划，建立了以区域电网协议风电外送经济性最优为目标的虚拟电厂蓄热电采暖规模的优化配置模型。算例分析证明了本文所提方法的有效性。

1 风电协议外送型电网及互动消纳机理

本文结合我国西北、东北电网电源及负荷分布特征，为充分利用规模化分散式电采暖负荷调峰灵活特性，构建典型风电外送型区域电网系统，其结构为：源侧包括常规火电机组、风电场，负荷侧主要包括由常规电负荷和分散的蓄热式电采暖负荷及功率外送联络线，系统结构图如图 1 所示。

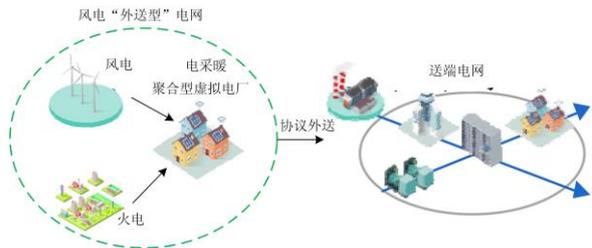


图 1 虚拟电厂组织架构与互动机制
Fig. 1 Organizational structure and interaction mechanism of VPP

以 2017—2019 年东北电网四季运行数据^[18]为例，分析该区域电网系统运行及调峰情况。2019 年东北电网冬季典型日风电消纳运行情况如图 2 所示。由于风电出力具有很强的随机性和波动性，会使风电外送功率对受端电网产生影响，在风能富集的区域电网采用风电功率协议外送形式，即综合考虑

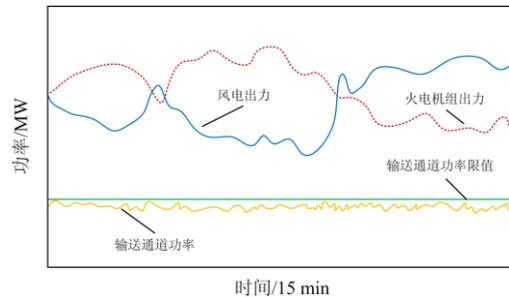


图 2 东北电网冬季典型日实际运行情况
Fig. 2 Actual operation of Northeast Power Grid on typical days in winter

系统运行经济性、安全稳定性及风电利用率等因素决策出调度周期下各时段外送功率, 以协议形式确定各时段区域电网功率外送值, 上述形式可实现风电资源友好、高效送出与利用。

由图 2 分析可知, 该区域电网冬季风电出力夜晚大、白天小, 与电网负荷用电趋势相反, 在协议风电外送功率确定情况下, 反调峰情况仍然明显, 消纳能力明显受限。为降低风电反调峰特性对电网调度运行的影响, 最大程度提高风电接纳的能力, 需综合利用多种调峰资源及调节手段以提高系统灵活性。现阶段, 当系统负荷峰谷差较大时主要依靠常规火电机组进行深度调峰。然而, 火电机组参与深度调峰会给机组本身带来高额的调峰成本, 导致火电调峰容量不足。在区域电网推广储能储热供暖的电采暖工程, 对安装电采暖的用户根据其安装容量进行补贴, 通过合同形式将分散式电采暖负荷聚合成虚拟电厂, 利用峰谷电价, 引导供暖用户在夜晚负荷低谷时段运行, 利用富余电能储热, 白天高峰时段停运, 利用蓄能供暖, 使虚拟电厂对外呈现功率的上调与下调能力, 实现整体出力的灵活调节, 与火电机组协同参与电网削峰填谷, 以满足区域电网协议风电外送。

2 蓄热式电采暖需求响应建模

2.1 蓄热式电采暖系统模型

综合考虑房屋建筑结构、室内温度、天气等因素, 根据建筑物热量传递原理建立房屋室温变化与传热量的时变方程^[9]。单位时间内室内温度变化与传热量的关系为

$$\begin{cases} P_{\text{House}}(t) - Q_h(t) = C_{\text{air}} \rho_{\text{air}} V [T_{\text{in}}(t+1) - T_{\text{in}}(t)] \\ Q_h(t) = Q_c(t) + Q_v(t) - Q_s(t) \\ (C_{\text{air}} \rho_{\text{air}} K_c + K_v) [T_{\text{in}}^{\text{PMV}} - T_{\text{out}}(t)] - G_s F_w \end{cases} \quad (1)$$

式中: $P_{\text{House}}(t)$ 为采暖设备散热功率; $Q_h(t)$ 为 t 时段房屋热负荷需求; $T_{\text{in}}(t)$ 为 t 时段的室内温度; $T_{\text{in}}^{\text{PMV}}$ 为采暖用户设定的室内温度; $T_{\text{out}}(t)$ 为 t 时段室外温度; $Q_c(t)$ 、 $Q_v(t)$ 和 $Q_s(t)$ 分别为室内外建筑围护的传导热量、空气的交换热量及阳光辐射向室内提供的热量, 以室内向室外传热为正方向; C_{air} 为空气的总热容; ρ_{air} 为空气密度; V 为室内空气容积; K_c 为综合传热系数; K_v 为综合换热系数; F_w 为建筑等值采光面积; G_s 为阳光辐射强度。

蓄热式电采暖系统主要包括制热设备及蓄热设备。制热设备将电能转换为热能, 其制热功率为

$$P_{\text{EW}}(t) = \frac{P_E}{\eta_E} \quad (2)$$

式中: $P_{\text{EW}}(t)$ 为 t 时段电采暖电功率; P_E 为 t 时段电采暖制热功率; η_E 效能比。

蓄热式电采暖在谷电价时段蓄热, 峰电价时段利用蓄热设备供热, 其蓄热设备蓄热特性可表示为蓄热量、蓄/放热功率及热损耗之间的关系^[20], 即

$$Q_w(t+1) = Q_w(t)(1 - \eta_w) + [P_w^c(t) - P_w^d(t)] \Delta t \quad (3)$$

$$P_w^c(t) = P_E(t)(1 - \eta_w^c) \quad (4)$$

式中: $Q_w(t)$ 为 t 时段电采暖蓄热量; $P_w^c(t)$ 为 t 时段蓄热功率; $P_w^d(t)$ 为 t 时段放热功率; η_w 蓄热损失率; η_w^c 为放热损失率。

对于供热设备性能的评价, 通常采用人体舒适度作为重要指标, 对于电采暖设备供热性能评价本文引入人体热感觉预测平均标度(Predicted Mean Vote, PMV)指标^[20]反映人体热舒适度的室内温度。

在工程中, PMV 指标计算公式为

$$\varphi_{\text{PMV}} = 2.43 - \frac{3.76(T_s - T_{\text{in}}^{\text{PMV}})}{M(I_{\text{cl}} + 0.1)} \quad (5)$$

式中: φ_{PMV} 为反映人体热舒适度的 PMV 指标; T_s 为人体皮肤温度; M 为人体代谢率; I_{cl} 为人体服装热阻。

将式(5)经数学变换, 得到考虑人体舒适度指标的室内温度为

$$T_{\text{in}}^{\text{PMV}} = T_s - \frac{M(2.43 - \varphi_{\text{PMV}})(I_{\text{cl}} + 0.1)}{3.76} \quad (6)$$

式中: PWV 指标可分为 7 级; φ_{PMV} 为 0 时是人体最佳的热舒适状态。ISO-7730 标准规定 PWV 指标在 $[-0.5, 0.5]$ 之间为人体最佳的热舒适状态^[8]。

2.2 峰谷电价下电采暖负荷用电特性分析

虚拟电厂通过峰谷电价对电采暖负荷实施基于价格的需求侧响应的削峰填谷机制。利用蓄热式电采暖设备热储能特性, 优化电采暖设备的启停方式, 可有效将电采暖设备的用电时段转移到相对低电价的时段, 同时不影响用户取暖需求。峰谷电价下蓄热式电采暖负荷用电方式应优先利用谷电时段蓄热, 避免使用峰电; 峰电时段优先利用蓄热体供热。设 $t_1 \sim t_2$ 为每日谷电时段, $t_2 \sim t_3$ 为平电时段, $t_3 \sim t_4$ 为峰电时段, 则蓄热式电采暖的用电过程包括以下情况。

(1) 谷电蓄热过程。谷电时段用户电采暖在满足用户供暖需求的同时, 还需进行蓄热, 该时段需要的电量 E_v 为

$$E_V = \begin{cases} \sum_{t=t_1}^{t_2} Q_h(t) + \sum_{t=t_1}^{t_2} P_W^c(t), \\ \sum_{t=t_1}^{t_2} P_W^c(t) \leq [Q_{W,max} - Q_W(t_4)] \\ \sum_{t=t_1}^{t_2} Q_h(t) + [Q_{T,max} - Q_W(t_4)], \\ \sum_{t=t_1}^{t_2} P_W^c(t) > [Q_{W,max} - Q_W(t_4)] \end{cases} \quad (7)$$

式中, $Q_{W,max}$ 为电采暖最大蓄热量。

(2) 平电跟踪过程。平电价时段用户电采暖进行电加热, 若此时蓄能设备在谷电时段未能蓄满, 可利用该时段进一步蓄能, 该时段需要的电量 E_F 为

$$E_F = \begin{cases} \sum_{t=t_2+1}^{t_3} Q_h(t) + \sum_{t=t_2+1}^{t_3} P_W^c(t), \sum_{t=t_2+1}^{t_3} P_W^c(t) \leq [Q_{W,max} - Q_W(t_2)] \\ \sum_{t=t_2+1}^{t_3-1} Q_h(t), \sum_{t=t_2+1}^{t_3} P_W^c(t) > [Q_{W,max} - Q_W(t_2)] \end{cases} \quad (8)$$

(3) 峰电蓄热供热过程。用户电采暖在该时段优先利用蓄热设备进行供热, 当蓄能体不能满足供热需求时, 采用电加热, 该时段需要的电量 E_P 为

$$E_P = \begin{cases} 0, \sum_{t=t_3+1}^{t_4} Q_h(t) \leq Q_W(t_3) \\ \sum_{t=t_3}^{t_4-1} Q_h(t) - Q_W(t_3), \sum_{t=t_3+1}^{t_4} Q_h(t) > Q_W(t_3) \end{cases} \quad (9)$$

2.3 蓄热式电采暖可调特性量化建模

基于电价激励的蓄热式电采暖负荷用电特性等同于可转移负荷, 其负荷模型为

$$P_{EW}(t) = P_{EW}^*(t) + \sum_{t'=1, t' \neq t}^T (\varphi_{t',t} - \phi_{t',t}) \Delta P_{EW}(t) \quad (10)$$

式中: $P_{EW}^*(t)$ 、 $P_{EW}(t)$ 分别为电采暖负荷电价激励前、后在 t 时段的电功率; $\Delta P_{EW}(t)$ 为单次转移功率; $\varphi_{t',t}$ 、 $\phi_{t',t}$ 分别表示电采暖从 t' 时段到 t 时段转入和从 t 时段到 t' 时段转出的状态, 取 1 表示有转入或者转出。联立式(3)一式(4)与式(7)一式(10)可求得电采暖负荷各时段的可调节功率。

考虑虚拟电厂用户电采暖设备参数离散化特征, 为实现对电采暖负荷用电特性的精准预测, 本文根据电采暖设备额定容量对用户进行分类, 相同额定容量聚合为一类, 基于大量同类别的电采暖设备参数样本基础上, 采用蒙特卡洛模拟法对相同类型用户房屋参数进行抽样, 得出电采暖用户的等效热阻与等效热容的概率模型, 依据参数的概率分布进行抽样, 将每次随机抽取的结果分别作为该类典

型用户相关运行参数, 将其他参数进行均一化处理, 从而得到方便计算的电采暖负荷用电特性参数。

3 火电机组参与深度调峰能力分析

根据火电机组出力大小, 其调峰能力可分为常规调峰与深度调峰。其中, 深度调峰为有偿调峰, 分为不投油深度调峰与投油深度调峰^[21]。火电机组调峰能力示意图如图 3 所示。其中, $P_{G,b}$ 为调峰机组不投油时的最小出力; $P_{G,a}$ 为调峰机组投油时最小出力; $P_{G,max}$ 为机组出力的最大出值; $P_{G,min}$ 为机组最小出力。当机组出力在 $P_{G,max}$ 与 $P_{G,min}$ 之间时, 为火电机组常规调峰服务; 当夜间风电出力与负荷低谷重合时, 为尽量消纳风电, 此时火电机组出力降到 $P_{G,min}$, 处于不投油深度调峰状态, 一般为火电机组额定容量 50%; 当机组出力下降超过 40%, 为维持机组稳定运行, 此时处于投油深度调峰状态。为促进风电进一步消纳, 鼓励调峰型火电参与深度调峰服务, 根据调峰深度, 采用阶梯补偿机制, 给参与深度调峰的火电机组相应补偿, 各阶梯补偿办法如图 3 所示。

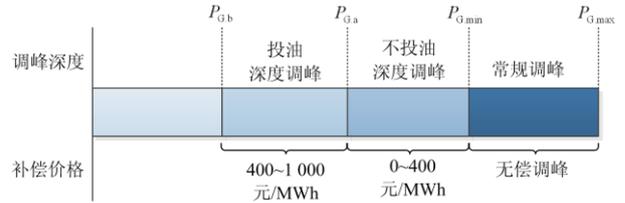


图 3 火电机组调峰示意图

Fig. 3 Schematic diagram of peak regulation of thermal units

考虑风电协议外送的区域电网以协议形式确定各时段区域电网功率外送值, 设区域电网各时段外送功率为 $P_{S,t}$, 则满足式(11)的关系。

$$P_S(t) = P_{S,N}(t) \quad (11)$$

式中, $P_{S,N}(t)$ 为区域电网各时段协议外送功率值。

区域电网以经济性最优为目标对区内资源进行调度。调度过程中, 应尽量减少使用成本较高的火电机组深度调峰, 且尽可能多地消纳风电。可优先利用电采暖聚合的虚拟电厂进行削峰填谷, 再进一步利用补偿机制激励调峰型火电机组参与深度调峰从而达到调度目标。设 t 时段区域电网负荷功率为 $P_L(t)$, 虚拟电厂功率为 $P_{VPP}(t)$, 火电机组功率为 $P_G(t)$, 风电功率为 $P_W(t)$, 一个调度周期 T 内存在式(12)的关系。

$$\sum_{t=1}^T [P_L(t) + P_S(t) + P_{VPP}(t)] = \sum_{t=1}^T [P_G(t) + P_W(t)] \quad (12)$$

$$P_{VPP}(t) = \sum_{i=1}^N \left[P_{EW,i}^*(t) + \sum_{t'=1, t' \neq t}^T (\varphi_{t',t} - \phi_{t',t}) \Delta P_{EW,i}(t) \right] \quad (13)$$

$$P_G(t) = \sigma(t)P_{G,n}(t) - \lambda(t)P_{G,e}(t) + \delta(t)P_{G,u}(t) \quad (14)$$

式中: $P_{G,n}(t)$ 、 $P_{G,e}(t)$ 、 $P_{G,u}(t)$ 分别为发电机组正常运行、不投油调峰及投油调峰功率; $\sigma(t)$ 、 $\lambda(t)$ 、 $\delta(t)$ 为对应调峰状态变量, 取 1 或 0, 取 1 表示为火电机组当前所处的状态; N 为电采暖用户种类。由上述分析可知, 虚拟电厂电采暖配置情况将直接影响区域电网调度经济性与风电消纳水平, 因此有必要在区域电网风电协议外送及火电、风电运行情况已知条件下探索虚拟电厂电采暖配置方法。

4 虚拟电厂电采暖蓄热容量优化配置模型

4.1 目标函数

本文以运行经济性为目标, 建立区域电网虚拟电厂蓄热式电采暖容量优化配置模型。模型目标函数为区域电网协议风电外送经济性最优, 兼顾虚拟电厂电采暖聚合成本 C_1 、火电机组调峰成本 C_2 及弃风惩罚成本 C_3 。具体表示如式(15)所示。

$$\min C = C_1 + C_2 + C_3 \quad (15)$$

(1) 电采暖聚合成本

虚拟电厂聚合电采暖负荷需根据用户安装容量进行补贴, 产生 VPP 聚合成本。具体表示如式(16)所示。

$$C_1 = c_{EW} \sum_{i=1}^N S_{EW,i} \quad (16)$$

式中: c_{EW} 为 VPP 支付给电采暖用户的单位安装容量补贴成本; $S_{EW,i}$ 为第 i 类用户电采暖安装容量。

(2) 火电机组调峰成本

火电机组正常运行与深度调峰时均会产生煤耗成本, 具体表示如式(17)所示。

$$C_p(t) = a_j P_{G,j}^2(t) + b_j P_{G,j}(t) + c_j \quad (17)$$

式中: $P_{G,j}(t)$ 为第 j 台火电机组出力; a_j 、 b_j 及 c_j 为第 j 台火电机组的煤耗系数。

当火电机组处于不投油深度调峰状态时, 会产生深度调峰损耗成本^[21], 具体表示如式(18)所示。

$$C_q(t) = \zeta C_{G,U} / 2N_f [P_{G,j}(t)] \quad (18)$$

式中: $C_{G,U}$ 为火电机组购置成本; $N_f [P_{G,j}(t)]$ 为转子损耗循环周次, 可由转子疲劳曲线确定; ζ 为火

电机组运行影响系数。

当火电机组处于深度调峰投油状态时, 将产生投油成本, 具体表示如式(19)所示。

$$C_r(t) = c_{oil} Q_{oil} \quad (19)$$

式中: c_{oil} 为发电机投油单位成本; Q_{oil} 为机组深度调峰稳燃时油耗量。

由于风电的“挤出效应”, 当火电机组深度调峰时还将产生电量损失成本, 具体表示如式(20)所示。

$$C_w(t) = k_G \Delta P_w(t) \quad (20)$$

式中: k_G 为火电机组标杆上网电价; $\Delta P_w(t)$ 为因火电深度调峰而增加的风电上网电量。

综上可知, 火电机组在不同调峰状态下产生的成本不同, 具体表示如式(21)所示。

$$C_G = \begin{cases} C_p(t), & P_{G,\min} < P_G < P_{G,\max} \\ C_p(t) + C_q(t) + C_w(t), & P_{G,a} < P_G < P_{G,\min} \\ C_p(t) + C_q(t) + C_r(t) + C_w(t), & P_{G,b} < P_G < P_{G,a} \end{cases} \quad (21)$$

(3) 弃风惩罚成本

$$C_3(t) = k_{wa} [P_w^{\text{pre}}(t) - P_w(t)] \quad (22)$$

式中: k_{wa} 为弃风惩罚系数; $P_w^{\text{pre}}(t)$ 为日前预测风电出力; $P_w(t)$ 为实际风电上网功率。

4.2 约束条件

(1) 功率平衡约束

系统功率平衡约束具体见式(12)一式(14)。

(2) 蓄热式电采暖运行约束

a) 热功率平衡约束

在一个调度周期内, 房屋热负荷值应与蓄热式电采暖设备制热量与蓄热损耗之差相等, 具体如式(23)所示。

$$\sum_{t=1}^T Q_h(t) = \sum_{t=1}^T [\eta_w \eta_c P_E P_{EW}(t) - \eta_w Q_w(t)] \quad (23)$$

式中, η_c 为电采暖散热效率。

b) 用户舒适度指标约束

$$Q_{w,\min} \leq Q_w(t) \leq Q_{w,\max} \quad (24)$$

c) 蓄热体蓄热量约束

$$Q_{w,\min} \leq Q_w(t) \leq Q_{w,\max} \quad (25)$$

一个调度周期结束时蓄热体蓄热量等于其初始蓄热量, 即

$$Q_w(1) = Q_w(T) \quad (26)$$

(3) 火电机组运行约束

机组常规调峰及深度调峰出力约束如式(27)所示。

$$\begin{cases} P_{G,\min} \leq P_G(t) \leq P_{G,\max} \\ P_{G,b} \leq P_G(t) \leq P_{G,\max} \end{cases} \quad (27)$$

机组爬坡约束如式(28)所示。

$$\gamma_{d,i} \leq P_{G,j}(t+1) - P_{G,j}(t) \leq \gamma_{u,i} \quad (28)$$

式中, $\gamma_{u,i}$ 、 $\gamma_{d,i}$ 分别表示火电机组最大向上、向下爬坡速率。

4.3 模型求解

本文以小时为时段,年为运行周期,基于 Matlab 仿真软件,采用粒子群算法进行优化求解,模型优化决策变量为 VPP 各类电采暖额定功率 $P_{EW,N,i}(t)$ 及电采暖蓄热容量 $Q_{W,N,i}$ 。具体步骤如下:

(1) 基于历史气象数据,得出典型年各时段的室外温度、风速及太阳辐射强度等作为初始数据,得到电采暖用户热负荷需求曲线和风电功率曲线。

(2) 初始化 VPP 各类蓄热电采暖设备的蓄热容量 $Q_{W,N,i}$ 和额定功率 $P_{EW,N,i}(t)$,根据式(16)计算 VPP 电采暖聚合成本。

(3) 以周期年首日峰电开始时刻为起点,设电采暖蓄热体蓄热量为 0,由峰谷电价下电采暖负荷用电特性模型式(7)一式(10)对电采暖负荷用电功率进行计算。

(4) 根据式(12)一式(14)对考虑风电协议外送的区域电网进行调度模拟,计算各时段火电机组运行功率及风电上网功率,判断火电机组调峰状态。

(5) 由步骤(3)结果计算火电机组调峰成本、弃风惩罚成本。粒子群优化算法的模型优化计算流程图如图 4 所示。

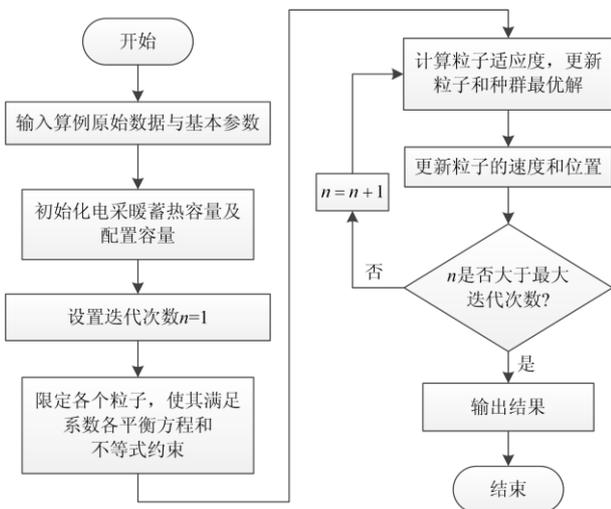


图 4 粒子群优化算法的模型优化计算流程

Fig. 4 Model optimization calculation flow of particle swarm optimization algorithm

5 算例分析

5.1 算例说明

本文以黑龙江省某区域电网为例进行算例分析,系统结构如图 5 所示。该区域包括 6 台火电机组 G1~G6,火电机组相关参数如表 1 所示。选取容量为 200 MW 的火电机组作为调峰机组,深度调峰时各阶段补偿电价分别为^[22-23]:不投油阶段补偿价格为 200 元/MWh、投油阶段补偿价格为 500 元/MWh。区域内风电总装机容量为 500 MW,以 2019 年 8 760 个小时的风电与负荷功率作为基础数据,提取出冬季典型日的风电及负荷预测曲线如图 6 所示。峰谷电价下的分时电价时段及电价如表 2 所示。参考文献[24],得出虚拟电厂中电采暖负荷单位容量聚合成本为 150 元/MWh。电采暖设备运行参数,用户房屋参数等参考文献[25]。

根据该地区电采暖设备功率聚和为三种典型电采暖用户类型,其热阻及热容参数详见表 3。电采暖用户的室内初始温度均匀分布在 $[19.5^{\circ}\text{C}, 24.5^{\circ}\text{C}]$ 。

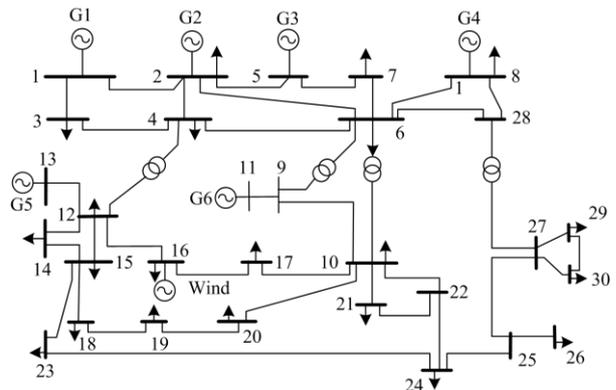


图 5 系统结构图

Fig. 5 System structure drawing

表 1 火电机组相关参数

Table 1 Thermal power unit related parameters

出力上限/MW	出力下限/MW	爬坡率	燃料成本系数		
			a/(S MW ⁻²)	b/(S MW ⁻¹)	c/S
200	50	100	0.037 5	20.0	372.5
80	20	40	0.175 0	17.5	352.3
50	15	25	0.625 0	10.0	316.5
35	10	18	0.083 4	32.5	329.2
30	10	15	0.250 0	30.0	276.4
40	12	20	0.250 0	30.0	232.2

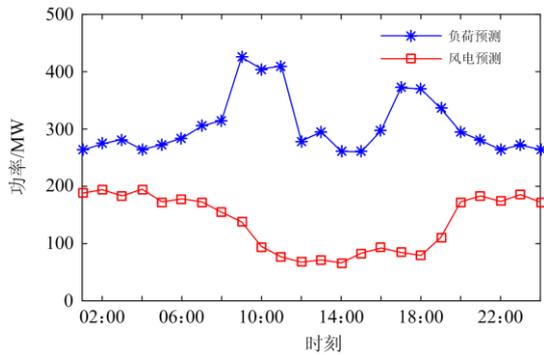


图 6 冬季典型日风电及负荷预测曲线

Fig. 6 Typical daily forecast curve of wind power and load forecasting in winter

表 2 分时电价表

Table 2 Time-of-use price

	峰段	平段	谷段
时段	08:00—12:00 14:00—21:00	05:00—08:00 12:00—14:00 21:00—00:00	00:00—05:00
电价/(元/kWh)	0.804	0.550	0.329

表 3 典型电采暖用户参数

Table 3 Parameters of typical electric heating users

用户种类	电采暖设备 装机容量/kW	蓄热容 量/MW	热阻参数抽 样值/($^{\circ}\text{C}\cdot\text{W}$)	热容参数抽 样值/($\text{J}\cdot^{\circ}\text{C}$)
典型用户 1	8	6.336	0.164	28 915 375
典型用户 2	15	21.855	0.070	17 683 659
典型用户 3	25	21.8	0.038	15 807 438

5.2 结果分析

5.2.1 区域电网调峰缺额分析

为分析区域电网风电外送的情况，由全年 8 760 h 基础数据得出的该区域实际风电、火电、负荷运行情况和外送功率情况如图 7 所示。

由图 7 可知，由于风电出力的不确定性和波动性，区域电网在各时段风电功率波动较大。在 18:00—24:00、次日 00:00—08:00，由于风电出力较大，风电出力显著增加。而在 08:00—18:00，风电出力较小。由于区域电网外送功率波动大且与负荷时序差异大，会给受端电网安全稳定运行带来风险。在风电协议外送功率确定情况下，该区域反调峰情况仍然比较明显，加之风电消纳能力有限，造成弃风量较大。

5.2.2 典型电采暖负荷运行功率特性

根据东北地区居民生活、工作习惯及峰谷电价的激励措施得出典型用户电采暖负荷运行特性及蓄热可调节特性如图 8 所示。

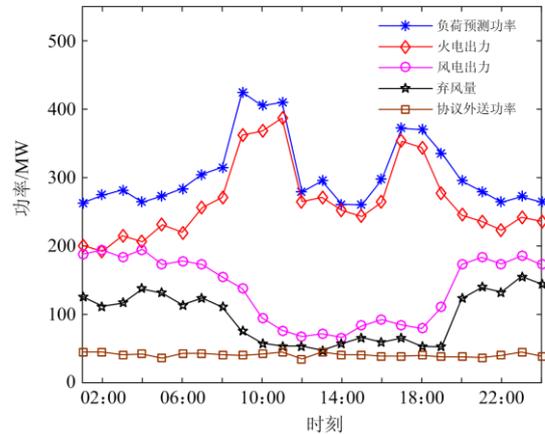


图 7 风电、火电、负荷实际功率和外送功率曲线

Fig. 7 Curves of wind power, thermal power, load actual power and power delivery

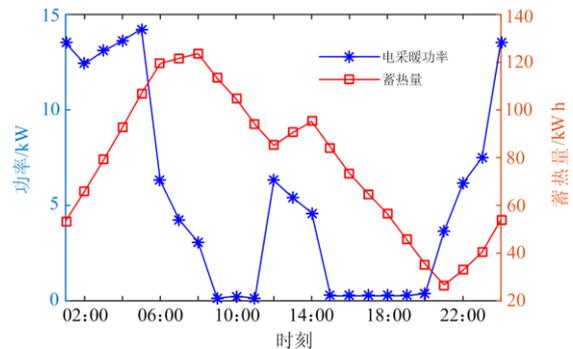


图 8 典型用户电采暖负荷运行特性曲线

Fig. 8 Typical operation characteristic curve of user electric heating load

00:00—05:00 处于谷电时段，电采暖用户在满足供暖需求的同时进行蓄热；在 05:00—08:00、12:00—14:00、21:00—00:00 时段，电采暖用户在正常供电的同时，如果蓄能设备在谷电未能蓄满，利用该时段进一步蓄能。在 08:00—12:00、14:00—21:00 时段，上述时段处于峰电电价，电采暖用户在该时段优先利用蓄热设备进行供热，当蓄能体不能满足供热需求时，再采用电加热。

5.2.3 区域电网虚拟电厂电采暖配置结果

根据第 4 节所建区域电网虚拟电厂电采暖优化配置模型，利用粒子群算法进行求解，给出电采暖优化配置结果如表 4 所示。该结果下的各项经济运行成本结果如表 5 所示。

5.2.4 区域电网调峰优化调度结果

在虚拟电厂电采暖负荷配置结果基础上，以图 7 所示的风电及负荷运行为基础数据，对虚拟电厂电采暖及火电调峰效果进行分析。以风电协议外送

经济性最优为目标，采用虚拟电厂电采暖和火电协同调节策略，给出激励后 VPP 调控结果及火电深度调峰调控结果如图 9、图 10 所示。

表 4 虚拟电厂电采暖优化配置结果

Table 4 Optimal configuration results of VPP electric heating users

典型用户种类	电采暖设备装机容量/kW	用户数量/户	蓄热容量/MW	热阻参数抽样值/($^{\circ}\text{C}\cdot\text{W}$)	热容参数抽样值/($\text{J}\cdot^{\circ}\text{C}$)
典型用户 1	8	1 267	5.069	0.164	28 915 375
典型用户 2	15	2 331	17.484	0.070	17 683 659
典型用户 3	25	1 395	17.44	0.038	15 807 438

表 5 经济运行成本结果

Table 5 Economic operation cost result

经济指标	调节后/万元
电采暖聚合成本	6 570.55
火电机组调峰成本	8 143.92
弃风惩罚成本	2 075.86

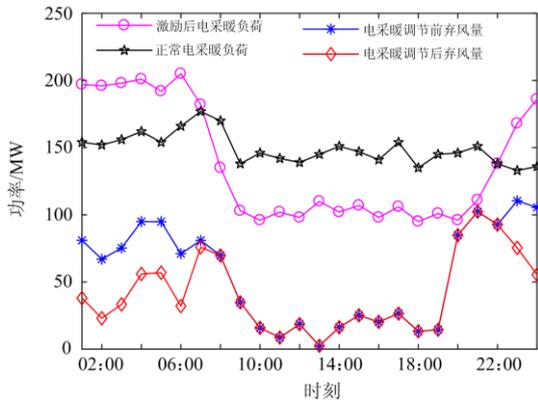


图 9 VPP 运行功率与弃风功率对比曲线

Fig. 9 Comparison curves of VPP operation power and abandoned wind power

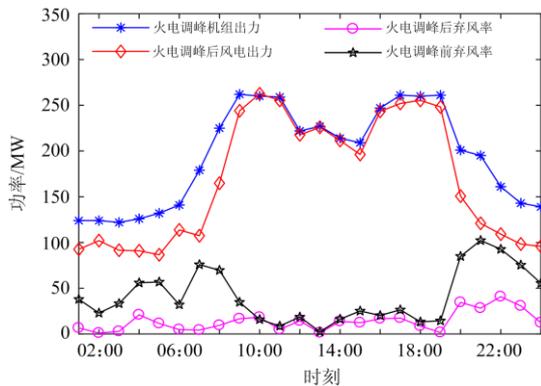


图 10 火电深度调峰调控结果

Fig. 10 Deep peak regulation results of thermal power

由图 9、图 10 结果分析可知，VPP 在实施电价激励后，电采暖负荷功率由高峰时段转移到低谷时段，负荷曲线峰谷差明显减小。在 01:00—08:00 时段，区域电网负荷功率较小而风电出力较大，VPP 首先通过激励电采暖在此时蓄热，提高负荷功率，在此基础上，通过火电机组参与深度调峰，以消纳协议外送后仍富余的风电。在 09:00—18:00 时段，区域电网负荷较大而风电出力较小，在此时 VPP 利用电采暖降低负荷功率，并通过火电机组参与常规调峰减少出力，以消纳协议外送后仍富余的风电。在 19:00—24:00 时段，区域电网负荷较小而风电出力较大，首先激励电采暖在正常供暖的同时蓄热，提高负荷功率，在此基础上，通过火电机组参与深度调峰，与富余的风电形成互补。上述结果说明本文提出的电采暖虚拟电厂及火电深度调峰协同优化策略能够有效对区域电网进行削峰填谷，提高区域风电外送功率稳定性，降低弃风率。

6 结论

本文针对风电协议外送型区域电网调峰需求，提出考虑风电协议外送的调峰型虚拟电厂电采暖优化配置方法。分析了风电协议外送型电网系统结构及互动消纳机理；建立蓄热式电采暖需求响应模型；联合火电机组与 VPP 协同调峰，建立以区域电网协议风电外送经济性最优为目标的虚拟电厂电采暖容量优化配置模型。算例结果表明本文所提方法及相关模型能够充分发挥电采暖负荷参与系统调峰的能力，将虚拟电厂与火电机组进行联合调峰可有效提高系统调峰经济性及区域电网风电消纳能力，使区域电网自律运行同时达成协议风电外送的目标。

参考文献

- [1] HUANG Hui, DU Yingying, SONG Shizhong, et al. Key technologies and economic analysis of decentralized wind power consumption: a case study in B city, China[J]. Energies, 2020, 13(16).
- [2] 何后裕, 郭健翔, 王永利, 等. 面向配电网风电消纳的冰蓄冷空调系统多目标优化策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(23): 180-187.
- HE Houyu, GUO Jianxiang, WANG Yongli, et al. Research on multi-objective optimization strategy for ice storage air conditioning system for distribution network wind power consumption[J]. Power System Protection

- and Control, 2019, 47(23): 180-187.
- [3] 葛维春, 滕健伊, 潘超. 含风光储能源-储-荷规划与运行调控策略[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(13): 46-53.
GE Weichun, TENG Jianyi, PAN Chao. Operation regulation strategy of source-storage-load with wind energy storage energy[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(13): 46-53.
- [4] 吴宛璐, 韩帅, 郭小璇, 等. 计及空调负荷等多类型需求侧资源的虚拟电厂优化运行策略[J]. 电力需求侧管理, 2020, 22(1): 10-14.
WU Wanlu, HAN Shuai, GUO Xiaoxuan, et al. Optimized operation strategy of multi-type demand side resources in virtual power plant considering air conditioning load[J]. Power Demand Side Management, 2020, 22(1): 10-14.
- [5] 谷万江, 王飞, 田小蕾, 等. 考虑储能及碳交易成本的电热联合系统优化调度策略[J]. 电网与清洁能源, 2020, 36(7): 109-118.
GU Wanjiang, WANG Fei, TIAN Xiaolei, et al. Optimal scheduling strategy for electric-thermal combined system considering energy storage and carbon trading cost[J]. Power System and Clean Energy, 2020, 36(7): 109-118.
- [6] 应益强, 王正风, 吴旭, 等. 计及新能源随机特性的电网深度调峰多目标策略[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(6): 34-42.
YING Yiqiang, WANG Zhengfeng, WU Xu, et al. Multi-objective strategy for deep peak shaving of power grid considering uncertainty of new energy[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(6): 34-42.
- [7] 刘超, 陈思宇, 孟冰冰, 等. 考虑电气混合储能的区域能源系统调度方法研究[J]. 热力发电, 2020, 49(8): 156-161.
LIU Chao, CHEN Siyu, MENG Bingbing, et al. Scheduling method for regional energy system considering electric hybrid energy storage[J]. Thermal Power Generation, 2020, 49(8): 156-161.
- [8] 朱金菊, 赵清松, 刘成刚, 等. 考虑终端“储热”差异性的调峰能力提升与风电消纳最优化技术[J]. 电力建设, 2019, 40(8): 69-76.
ZHU Jinju, ZHAO Qingsong, LIU Chenggang, et al. Peak regulating capacity enhancement and wind power absorption optimization technology considering the difference of terminal "heat storage"[J]. Electric Power Construction, 2019, 40(8): 69-76.
- [9] 崔杨, 庄妍, 陈志, 等. 基于蓄热式电锅炉电-热时移特性的弃风消纳方案经济性分析[J]. 热力发电, 2019, 48(6): 9-17.
CUI Yang, ZHUANG Yan, CHEN Zhi, et al. Economic analysis of abandoned wind power consumption schemes based on electric-thermal time shift characteristics of regenerative electric boiler[J]. Thermal Power Generation, 2019, 48(6): 9-17.
- [10] 葛维春, 张艳军, 高超, 等. 基于风电消纳能力态势划分的源荷储系统分阶段优化策略[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(15): 26-33.
GE Weichun, ZHANG Yanjun, GAO Chao, et al. Phased optimal strategy of source-load-storage system based on state partition of accommodation capacity of wind power[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(15): 26-33.
- [11] HE Juan, LI Xiaosen, CHEN Zhaoyang, et al. Combined styles of depressurization and electrical heating for methane hydrate production[J]. Applied Energy, 2021, 282.
- [12] YU Kun, GUO Wenxin, CHEN Xingying, et al. Research on dynamic control of low-voltage distribution network with high penetration of electric heat pumps based on μ PMU measurements and data-driven approach[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2020, 14(20): 1-20.
- [13] 常金旺, 刘波, 薛建明, 等. 风光储供给火电厂厂用电的消纳技术及其可靠性研究[J]. 供用电, 2020, 37(7): 81-87.
CHANG Jinwang, LIU Bo, XUE Jianming, et al. Study on the absorption technology and reliability of wind photovoltaic and storage energy for auxiliary power of thermal plant[J]. Distribution & Utilization, 2020, 37(7): 81-87.
- [14] FAN Shuai, LIU Jiang, WU Qing, et al. Optimal coordination of virtual power plant with photovoltaics and electric vehicles: a temporally coupled distributed online algorithm[J]. Applied Energy, 2020, 277.
- [15] 刘军, 李辉, 聂孝国, 等. 严寒地区分散式电采暖负荷可调节特性量化建模研究[J]. 东北电力技术, 2020, 41(1): 30-34.
LIU Jun, LI Hui, NIE Xiaoguo, et al. Quantitative modeling of adjustable characteristics of distributed electric heating load in severe cold region[J]. Northeast Electric Power Technology, 2020, 41(1): 30-34.
- [16] 赵铁军, 孟菁, 王珺, 等. 互动模式下光伏与电采暖蓄

- 热容量优化配置策略[J/OL]. 电力系统及其自动化学报: 1-7[2020-11-30]. <https://doi.org/10.19635/j.cnki.csu-epsa.000514>.
- ZHAO Tiejun, MENG Jing, WANG Jun, et al. Photovoltaic interactive mode with electric heating of the heat capacity storage optimization allocation strategy[J/OL]. Proceedings of the CSU-EPSA: 1-7[2020-11-30]. <https://doi.org/10.19635/j.cnki.csu-epsa.000514>.
- [17] MAHDI R, JAHANBANI A F, JAHANBANI A A. Optimal stochastic scheduling of electrical and thermal renewable and non-renewable resources in virtual power plant[J]. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 2021, 127.
- [18] 孙勇, 魏敏, 王磊, 等. 基于系统调峰约束的电网风电消纳水平研究[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(19): 107-112.
- SUN Yong, WEI Min, WANG Lei, et al. Study on wind power consumption based on system peak regulation capability constrain[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(19): 107-112.
- [19] 杨建林, 吕冉, 张铭. 不同基础配置的虚拟电厂内部资源组合策略研究[J]. 电力需求侧管理, 2020, 22(1): 4-9.
- YANG Jianlin, LÜ Ran, ZHANG Ming. Research on the internal resource aggregation strategy of virtual power plants based on different basic configurations[J]. Power Demand Side Management, 2020, 22(1): 4-9.
- [20] 杨瑞. 智能化、数字化、网络化供热系统的构建与实施[J]. 华电技术, 2020, 42(6): 83-86.
- YANG Rui. Construction and implementation of intelligent, digital and networked heat-supply system[J]. Huadian Technology, 2020, 42(6): 83-86.
- [21] 檀勤良, 丁毅宏, 李渝, 等. 考虑经济-环境平衡的风光火联合外送调度策略多目标优化[J]. 电力建设, 2020, 41(8): 129-136.
- TAN Qinliang, DING Yihong, LI Yu, et al. Multi-objective optimization of combined wind-solar-thermal power dispatching strategy considering economic-environmental equilibrium[J]. Electric Power Construction, 2020, 41(8): 129-136.
- [22] NI Tongwei, YANG Zhenguo. Failure analysis on unexpected leakage of electro-hydraulic servo valve in digital electric hydraulic control system of 300 MW thermal power plant[J]. Engineering Failure Analysis, 2021, 119.
- [23] 薛晨, 任景, 张小东, 等. 含虚拟储能的新能源高渗透电网深度调峰备用决策模型[J]. 中国电力, 2019, 52(11): 35-43.
- XUE Chen, REN Jing, ZHANG Xiaodong, et al. A reserve decision model for high-proportional renewable energy integrated power grid based on deep peak-shaving and virtual storage[J]. Electric Power, 2019, 52(11): 35-43.
- [24] 杨建林, 吕冉, 张铭. 不同基础配置的虚拟电厂内部资源组合策略研究[J]. 电力需求侧管理, 2019, 52(11): 35-43.
- YANG Jianlin, LÜ Ran, ZHANG Ming. Research on the internal resource aggregation strategy of virtual power plants based on different basic configurations[J]. Power Demand Side Management, 2020, 22(1): 4-9.
- [25] HAN J, MA G, HU S, et al. Analysis of electric heating load characteristics in South Hebei Power Grid[C] // 2018 2nd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2), October 20-22, 2018, Beijing, China: 1-5.

收稿日期: 2020-12-08; 修回日期: 2021-01-29

作者简介:

王宏(1968—), 男, 硕士, 高级工程师, 主要研究方向为电力系统规划与新能源技术的研究; E-mail: hljwanghong@yeah.net

魏晓强(1985—), 男, 本科, 工程师, 主要研究方向为电力系统规划与新能源技术的研究;

祁峰(1985—), 男, 本科, 工程师, 主要研究方向为电力系统规划与新能源技术的研究。

(编辑 张爱琴)