

考虑大量 EV 接入的电-气-热多能耦合系统协同优化调度

潘振宁^{1,2}, 王克英^{1,2}, 瞿凯平^{1,2}, 余涛^{1,2}, 王德志^{1,2}, 张孝顺^{1,2}

(1. 华南理工大学电力学院, 广东省广州市 510640;

2. 广东省绿色能源技术重点实验室, 华南理工大学, 广东省广州市 510640)

摘要: 随着能源互联网的发展,在未来多能源网络将深度耦合的大背景下,传统的电网调度模式已不能够满足对多能源系统协同优化的要求,电动汽车的大量推广也给制定更合理的调度策略,支撑多能源系统运行带来了新的挑战和机遇。基于上述背景,文中考虑电网潮流、天然气网潮流、能源中心供能和电动汽车出行及充电需求等约束,利用模糊理论处理电动汽车总体需求及风电出力的不确定性,以全系统供能成本和污染物排放最小为目标,建立了计及大量电动汽车接入下的多能源系统协同调度模型,并采用内点法进行求解。最后,以典型的 11 节点多能源系统为算例,分析了电动汽车不同充放电模式和不同能源中心结构下的调度策略及效益,并比较了不同接入车数与不同置信水平下的调度结果,验证了电动汽车参与多能源系统的协同调度能够提升系统运行的经济性。

关键词: 多能源系统; 能源中心; 电动汽车; 协同调度

0 引言

经济的高速发展在给人类生活带来巨大改变的同时,也引发了能源枯竭、环境污染等问题。能源互联网是融合了电力、天然气、交通等网络形成的复杂系统,其概念和理论的提出颠覆了传统以单一能源系统为主的调度模式,为实现资源的高效利用和保证能源供应安全提供了重要保障^[1]。

能源互联网的核心和亟待解决的问题是如何有效实现多能源系统的协调运行,国内外已对此进行了大量研究。文献[2]给出了能源中心(energy hub, EH)的基本架构并建立了能源中心的通用模型。文献[3]分析了当前对多能源系统的研究现状和进展,指出多能源系统的发展趋势与关键技术。文献[4]建立了考虑风电出力不确定性的多能源系统在线鲁棒性经济调度模型。文献[5]研究了孤岛下多能源系统的最优需求响应问题。文献[6]分析了多能源系统下,能源中心间的竞争博弈策略。文献[7]建立了含电转气(power to gas, P2G)的多能源系统模型,并分析了多能源系统对于提升风电消纳能力的效益。文献[8]研究了电-气互联系统的概率最优潮流问题。大量研究都验证了多能源系统

的协同调度在改善系统运行效益方面具有传统调度模型不可比拟的优势。

电动汽车(electric vehicle, EV)相比于传统汽车,在保护环境、缓解能源危机等方面具有巨大优势,结合电动汽车入网(vehicle to grid, V2G)技术,必将对电网运行带来深刻影响^[9]。已有大量文献在 EV 参与经济调度^[10]、调频^[11]、新能源协同优化方面^[12]做了研究,但目前对于 EV 参与多能源系统协同优化的研究还较少,实际上,由于各能源系统运行联系紧密,因此需要研究多能源系统下 EV 的调度策略。同时, EV 以何种形态的模型参与日前协同调度仍然有改进的空间。文献[13]在规 EV 充放电模式的情况下建立了微网调度模型;文献[14]建立经济调度模型时以 EV 数量作为充放电功率约束条件,该方法没有考虑到 EV 的实际消纳能力,实际运行结果与调度结果可能产生偏差;文献[15]以单台 EV 为单位建立了日前调度模型,该方法在提高优化精度的同时也增加了计算难度,可能产生维数灾难的问题。文献[16-17]提出了一种依照 EV 自身特性进行分群,以 EV 群体的方式参与优化的调度策略,该方法兼具群体和单一模型的优势,具有较好的可行性。

随着能源互联网的发展和 EV 的普及,如何实现多能源系统和 EV 的协同调度是能源互联网下“源-网-荷”协同优化中必须面对的问题。基于以上考虑,本文根据车主出行统计规律,提出了 EV 集

收稿日期: 2017-05-27; 修回日期: 2017-10-30。

上网日期: 2018-01-03。

国家自然科学基金资助项目(51777078)。

群日前调度模型,建立了考虑风电波动及 EV 充电需求不确定性的大规模 EV 参与多能源系统协同调度优化模型,利用模糊理论及可信性理论将模型转换为确定性模型,以 11 节点多能源系统为算例,验证模型的有效性。

1 能源中心简介

能源中心可视为各个能源网络之间的耦合部分。典型的多能源系统及能源中心结构见图 1。

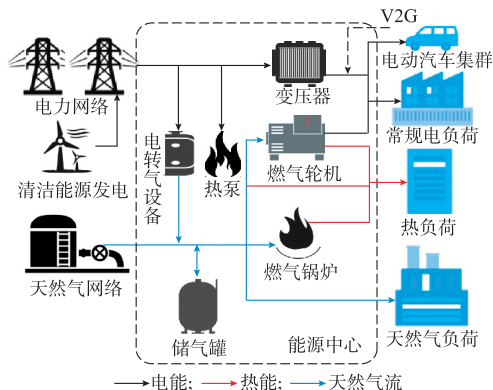


图 1 多能源系统架构
Fig.1 Structure of multi-energy system

一个能源中心包含着多种不同能源的输入、转换和输出形式。能源中心在运行时,电能通过变压器和电力网络传输给电力负荷、天然气通过天然气网传输给天然气负荷的过程称为直接传输,此过程不包含能源类型的转换。一方面,燃气锅炉可将天然气转换为热能,燃气轮机通过使用天然气发电向电网提供电能,实现电网和气网耦合的同时也产生热能供给热负荷,热能的提供还可以通过热泵及燃气锅炉实现。另一方面,电转气设备又可以将电能转换为天然气^[7],这些使能源类型相互转化的设备称为转换器。建模时可将具有 ω 个输入、 φ 个输出的能源中心抽象成以下数学方程:

$$\mathbf{L} = \boldsymbol{\eta} \mathbf{P} \quad (1)$$

式中: \mathbf{L} 为 φ 维负荷向量; $\boldsymbol{\eta}$ 为能源中心各转换设备效率的效率矩阵,为 $\varphi \times \omega$ 阶矩阵; \mathbf{v} 为各形式能源通过不同转换设备比例的调度系数矩阵,为 $\omega \times \omega$ 阶矩阵; \mathbf{P} 为 ω 维功率向量。

在能源中心优化运行过程中,忽略由工况变化引起的效率变化,因此将效率矩阵视为常数矩阵。通过改变调度系数和能源输入,决定各设备的运行状态,确定能源中心内部能源流向和出力,从而起到调节各能源网络运行状况的目的,在满足多种负荷需求的基础上实现优化运行的目标。

2 计及不确定性的 EV 集群日前调度模型

随着 EV 的普及,因其具有移动储能特性和可转移负荷的特性,可以预见,未来 EV 将在电力系统运行中扮演着重要的负荷角色。建立合理的 EV 日前调度模型,合理制定充放电计划,利用其作为一种主动负荷参与多能源系统的优化,可以进一步改善系统的运行特性。由于 EV 参与调度将会导致系统信息流量的大幅提高,因此信息不可能全部传送到调度中心进行集中决策。依照文献[18]提出的能量管理系统家族的概念,可以在各能源中心设立一个区域电动汽车能量管理中心 (EV-distributed energy management system, EV-DEMS) 实现对该能源中心覆盖区域内 EV 信息的统一收集并上报至系统调度中心,调度中心根据各 EV-DEMS 上报的信息和多能源系统运行的预测信息进行日前调度策略的制定。

与传统储能设备不同, EV 作为一种“移动”的负荷,其充电行为对于电网而言,不确定性体现在接入电网、离开电网时间的不确定性,充电需求的不确定性及电池特性的不确定性。EV 日前需求预测可以采用蒙特卡洛法对大规模 EV 的充电行为进行建模,也可以采用日前申报机制^[10],由车主上报次日的出行时间及需求给 EV-DEMS。由于单台 EV 的行驶行为和充电行为具有很大的随机性,无论采用哪种方法都不能够保证实际需求与预测需求的吻合度,并且当车数增加,仍以单台车为调度对象会产生维数灾难的问题。因此,在建立日前调度模型时,不现实也没必要对单台 EV 的具体行为及具体约束进行建模。而当 EV 的数量达到一定规模时, EV 作为群体的行为规律便相当稳定,充电需求的预测值与实际值吻合度较高,制定的相应策略也具有较好的可执行度。

文献[19]根据北京市居民通勤用车的行驶数据,给出了典型工作日下午考虑日间、夜间一日两充的 EV 行为模型,如附录 A 图 A1 所示。可以看出 EV 日间和夜间接入电网和离开电网的时间都相对集中于 07:00—10:00 和 16:00—19:00 之内,在其余时段内接入和离开的汽车数量很少,因此在建立 EV 日前调度模型时可以考虑将具有相同接入时间和离开时间的汽车视作一个 EV 集群,将大量 EV 划分为若干个集群。同一集群内的所有车辆可等效为一台汽车进行处理,调度中心可根据历史数据预测各集群的充电需求,制定合理的调度计划,在各集群的离开时间之前完成充电需求电量的供应,如此在保证日前调度精度的情况下可极大地减少计算中的

变量。

以附录 A 图 A1 为例,根据各时段 EV 接入和离开的概率密度曲线,可忽略零散接入的少部分汽车,考虑绝大部分汽车的充电需求,可建立 EV 集群化日前调度模型,划分规则见表 1。

表 1 EV 集群划分规则
Table 1 Division rule of EV clusters

集群名称	接入时刻	离开时刻	集群名称	接入时刻	离开时刻
集群 1	08:00	16:00	集群 7	17:00	次日 07:00
集群 2	08:00	17:00	集群 8	17:00	次日 08:00
集群 3	08:00	18:00	集群 9	18:00	次日 07:00
集群 4	09:00	16:00	集群 10	18:00	次日 08:00
集群 5	09:00	17:00	集群 11	19:00	次日 07:00
集群 6	09:00	18:00	集群 12	19:00	次日 08:00

对于其余少量的汽车,可将其充电需求就近并入邻近的集群中(如 18:00 接入,次日 09:00 离开的 EV 的充电需求可归入集群 10),这样便可在不增加计算难度时尽量提升模型的精度。

将 EV 集群化之后,各集群的特性可用单辆 EV 的特性描述如下:

$$D_i = \sum_{m=1}^M d_{i,m} = \sum_{m=1}^M (S_{\text{SOC,end},i,m} - S_{\text{SOC,start},i,m}) c_{i,m,\max} \quad (2)$$

$$\begin{cases} \sum_{t=T_{\text{start},i}}^{T_{\text{end},i}} P_{i,t} \Delta t = D_i \\ P_{i,t} = 0 \quad t \notin [T_{\text{start},i}, T_{\text{end},i}] \end{cases} \quad (3)$$

$$P_{\text{LB},i,t} = \sum_{m=1}^M p_{d,i,m,\max} \leq P_{i,t} \leq \sum_{m=1}^M p_{c,i,m,\max} = P_{\text{UB},i,t} \quad (4)$$

式中: D_i 为集群 i 充电需求的参考值; M 为集群 i 日前预测的 EV 数量; $S_{\text{SOC,end},i,m}$, $S_{\text{SOC,start},i,m}$, $d_{i,m}$ 分别为集群 i 中第 m 辆车的期望荷电状态、接入时的荷电状态和充电需求, $c_{i,m,\max}$ 为该车的电池容量,以上单辆车的数据可采用历史数据或蒙特卡洛仿真法获得; $P_{i,t}$ 为集群 i 于 t 时刻的充放电出力; $T_{\text{end},i}$ 和 $T_{\text{start},i}$ 分别为集群 i 的离开时间和接入时间。

式(2)用以计算 EV 集群 i 日前预测的充电需求;式(3)表示集群 i 各时刻的充放电电量之和需满足整个集群的充电需求;式(4)表示集群 i 各时刻的充放电功率需在集群消纳能力之内,其中 $p_{c,i,m,\max}$ 和 $p_{d,i,m,\max}$ 分别表示集群 i 中第 m 辆车的充放电极限,若不考虑 V2G 过程,则该式的下界为 0。

每个节点的 EV 充放电总功率为节点内所有 EV 集群充放电功率之和:

$$P_{\text{ev},n,t} = \sum_{i=1}^I P_{i,t} \quad (5)$$

式中: $P_{\text{ev},n,t}$ 为节点 n 在 t 时刻的 EV 充放电总功率; I 为集群总数。

受实际运行中 EV 行为随机性的影响,各集群内可参与调度的汽车数量及需求都具有一定误差,这种不确定性将表现为集群总充电需求和充放电极限的不确定性,故模型将集群总充电需求和充放电极限视为不确定参数,并采用模糊参数来描述它们的不确定性。本文采用三角隶属度函数来描述各不确定量:

$$\tilde{D}_i = (D_i^1, D_i^2, D_i^3) \quad (6)$$

$$\tilde{P}_{\text{LB},i,t} = (P_{\text{LB},i,t}^1, P_{\text{LB},i,t}^2, P_{\text{LB},i,t}^3) \quad (7)$$

$$\tilde{P}_{\text{UB},i,t} = (P_{\text{UB},i,t}^1, P_{\text{UB},i,t}^2, P_{\text{UB},i,t}^3) \quad (8)$$

式中: D_i^1, D_i^2, D_i^3 分别为集群 i 充电需求的隶属度参数; $P_{\text{LB},i,t}^1, P_{\text{LB},i,t}^2, P_{\text{LB},i,t}^3$ 分别为集群 i 在 t 时刻的充放电下界的隶属度参数; $P_{\text{UB},i,t}^1, P_{\text{UB},i,t}^2, P_{\text{UB},i,t}^3$ 分别为集群 i 在 t 时刻的充放电上界的隶属度参数。

采用模糊参数表示不确定性后,基于可信性理论,原 EV 集群充电需求平衡方程(式(3))与各时段出力限制方程(式(4))转变为可信性机会约束^[20]:

$$\begin{cases} \text{Cr} \left(\sum_{t=T_{\text{start},i}}^{T_{\text{end},i}} P_{i,t} \Delta t = \tilde{D}_i \right) \geq \alpha \\ P_{i,t} = 0 \quad t \notin [T_{\text{start},i}, T_{\text{end},i}] \end{cases} \quad (9)$$

$$\text{Cr}(\tilde{P}_{\text{LB},i,t} \leq P_{i,t} \leq \tilde{P}_{\text{UB},i,t}) \geq \alpha \quad (10)$$

式中: α 为可信性置信水平。

EV 集群化日前调度模型根据实际情况,以群整体优化方式在减少计算难度的同时尽可能使模型更精细,保证了调度结果具有较高的可执行性。实际运行时, EV-DEMS 可根据当日实际的汽车接入情况和日前调度策略,考虑单台车的初始电量、停留时间、精确充电需求等具体约束,跟踪日前策略并制定相应的下层功率分配计划将策略分配到每台车,通过实时优化的方式实现对日前调度策略的响应^[17]。

3 考虑 EV 及风电不确定性的多能源系统协同调度模型

3.1 目标函数

本文以图 1 中所示的典型能源中心为研究对象,站在多能源系统调度者的角度,考虑到大量 EV 接入并参与系统调度的情况,以能源中心各设备运行变量、各节点 EV 充放电功率、电网和气网的状态量为优化决策变量,计及电网潮流、天然气输气网潮流、能源中心运行约束,电、气、热负荷需求约束, EV 需求及相关运行约束,以一天内全系统供能成本和污染物排放最小为目标,因热能无法远距离传输,本

文假设热能在各节点就地消纳,故文中只考虑电网与天然气输气网的建模。

模型的目标函数可表示为:

$$\begin{cases} \min F_1 = \sum_{t=1}^T \sum_{i \in \Omega_{\text{elec}}, \Omega_{\text{gas}}} (a_i P_{\text{in},i,t}^2 + b_i P_{\text{in},i,t} + c_i) \\ \min F_2 = \sum_{t=1}^T \sum_{i \in \Omega_{\text{elec}}} (u_i P_{\text{in},i,t}^2 + v_i P_{\text{in},i,t} + w_i) \end{cases} \quad (11)$$

式中: Ω_{elec} 为发电机组集合; Ω_{gas} 为天然气源集合; T 为一个调度中期内包含的时段数,本文中为24 h; a_i, b_i, c_i 为各发电机组或天然气源的成本系数; $P_{\text{in},i,t}$ 为第*i*个火力发电机组或天然气源于*t*时刻的出力;本文中污染物排放考虑火电机组产生的 SO_2 , u_i, v_i, w_i 为污染物排放系数。

3.2 约束条件

3.2.1 能源中心约束条件

优化过程中,各能源中心于各时段都需满足运行约束:

$$\begin{cases} L_{e,t} = P_{e,t} + \eta_{\text{CHP}}^c P_{\text{CHP},t} - \eta_{\text{ev}} P_{\text{ev},t} - P_{\text{p2g},t} - P_{\text{pump},t} \\ L_{h,t} = \eta_{\text{CHP}}^h P_{\text{CHP},t} + \eta_{\text{bo}} P_{\text{bo},t} + \eta_{\text{pump}} P_{\text{pump},t} \\ L_{g,t} = P_{g,t} - P_{\text{bo},t} - P_{\text{CHP},t} + \eta_{\text{p2g}} P_{\text{p2g},t} - P_{\text{gss},t} \end{cases} \quad (12)$$

式中: $L_{e,t}, L_{h,t}, L_{g,t}$ 分别为*t*时刻常规电负荷、热负荷和天然气负荷; $P_{e,t}$ 和 $P_{g,t}$ 分别为能源中心*t*时刻输入的电功率和天然气功率; $P_{\text{ev},t}$ 为*t*时刻EV的充放电功率之和,需满足第2节中式(2)一式(5)的约束; $P_{\text{CHP},t}, P_{\text{bo},t}, P_{\text{p2g},t}, P_{\text{pump},t}, P_{\text{gss},t}$ 分别为*t*时刻燃气轮机、燃气锅炉、电转气设备、热泵和储气设备的功率; $\eta_{\text{CHP}}^c, \eta_{\text{CHP}}^h, \eta_{\text{ev}}, \eta_{\text{p2g}}, \eta_{\text{pump}}, \eta_{\text{bo}}$ 分别为燃气轮机发电效率、燃气轮机热效率、充电桩的充放电效率、电转气设备效率、热泵效率和燃气锅炉热效率。

能源中心里变压器、电转气设备、燃气轮机、燃气锅炉、热泵需满足下列运行约束:

$$\begin{cases} P_{\text{trans},\min} \leq P_{\text{trans},t} \leq P_{\text{trans},\max} \\ P_{\text{p2g},\min} \leq P_{\text{p2g},t} \leq P_{\text{p2g},\max} \\ P_{\text{CHP},\min} \leq P_{\text{CHP},t} \leq P_{\text{CHP},\max} \\ P_{\text{bo},\min} \leq P_{\text{bo},t} \leq P_{\text{bo},\max} \\ P_{\text{pump},\min} \leq P_{\text{pump},t} \leq P_{\text{pump},\max} \\ P_{\text{CHP},D} \leq P_{\text{CHP},t} - P_{\text{CHP},t-1} \leq P_{\text{CHP},U} \end{cases} \quad (13)$$

式中:下标max和min分别表示上下限; $P_{\text{trans},t}$ 为变压器*t*时刻的功率; $P_{\text{CHP},D}$ 和 $P_{\text{CHP},U}$ 分别为燃气轮机向下和向上爬坡的功率极限。

储气设备在运行时需满足以下约束:

$$\begin{cases} P_{\text{gss},\min} \leq P_{\text{gss},t} \leq P_{\text{gss},\max} \\ S_{\text{gss},\min} \leq S_{\text{gss}}(t-1) + \frac{P_{\text{gss},t} \Delta t}{C_{\text{gss},\max}} \leq S_{\text{gss},\max} \end{cases} \quad (14)$$

式中: $P_{\text{gss},\min}$ 和 $P_{\text{gss},\max}$ 分别是储气设备向下和向上爬坡的功率极限; $S_{\text{gss},\min}$ 和 $S_{\text{gss},\max}$ 分别为储气设备储气状态最小值和最大值,文中分别取为0.2和0.9; $S_{\text{gss}}(t-1)$ 为*t-1*时刻的储气状态; $C_{\text{gss},\max}$ 为储气设备最大储气容量。为使调度策略具有可持续性,规定在日前调度结束时刻储气状态回到0.5。

3.2.2 电网潮流约束

多能源系统运行过程中,需满足电力系统网络约束,如下式所示:

$$P_{G_i} - P_{D_i} + V_i \sum_{j=1}^{N_B} V_j (g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \sin \theta_{ij}) = 0 \quad (15)$$

$$Q_{G_i} - Q_{D_i} + V_i \sum_{j=1}^{N_B} V_j (g_{ij} \sin \theta_{ij} - b_{ij} \cos \theta_{ij}) = 0 \quad (16)$$

$$P_{G_i,\min} \leq P_{G_i} \leq P_{G_i,\max} \quad i=1,2,\dots,N_G \quad (17)$$

$$Q_{G_i,\min} \leq Q_{G_i} \leq Q_{G_i,\max} \quad i=1,2,\dots,N_G \quad (18)$$

$$V_{i,\min} \leq V_i \leq V_{i,\max} \quad i=1,2,\dots,N_B \quad (19)$$

$$P_{l,\min} \leq P_l \leq P_{l,\max} \quad l=1,2,\dots,N_L \quad (20)$$

$$P_{G_i,D} \leq P_{G_i,t} - P_{G_i,t-1} \leq P_{G_i,U} \quad i=1,2,\dots,N_G, t=1,2,\dots,T \quad (21)$$

式中: P_{G_i} 和 Q_{G_i} 分别为节点*i*发电机发出的有功功率和无功功率; P_{D_i} 和 Q_{D_i} 分别为节点*i*的有功负荷和无功负荷,其中因EV充放电产生的无功功率依照文献[15]计算; $g_{ij}, b_{ij}, \theta_{ij}$ 分别为节点*ij*之间的电导、电纳和相角; V_i 为节点*i*的电压; P_l 为支路*l*流过的有功功率; $P_{G_i,D}$ 和 $P_{G_i,U}$ 分别为机组向下和向上爬坡的功率极限; N_G, N_B, N_L 分别为发电机、节点和支路个数。

式(15)和式(16)为节点功率平衡约束、式(17)和式(18)为发电机有功和无功出力上下限约束、式(19)为节点电压约束、式(20)为线路传输功率约束、式(21)为机组爬坡约束。

本文将风电场出力作为决策变量,因实际风速波动具有不确定性,故将风电可调度的最大出力采用模糊参数描述^[20],并用三角隶属度函数表示,风电调度出力的可信性机会约束为:

$$\tilde{P}_{\text{wind},i,t,\max} = (P_{\text{wind},i,t,\max}^1, P_{\text{wind},i,t,\max}^2, P_{\text{wind},i,t,\max}^3) \quad (22)$$

$$\text{Cr}(P_{\text{wind},i,t} \leq \tilde{P}_{\text{wind},i,t,\max}) \geq \alpha \quad (23)$$

式中: $P_{\text{wind},i,t,\max}^1, P_{\text{wind},i,t,\max}^2, P_{\text{wind},i,t,\max}^3$ 为风电场*i*在*t*时刻可调用最大出力的隶属度参数; $P_{\text{wind},i,t}$ 为风电场*i*在*t*时刻调用的出力。

电力系统还须满足正、负旋转备用约束:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^{N_{Gf}} \min(P_{Gi, \max}, P_{Gi, t} + P_{Gi, U}) + \\ \sum_{m=1}^{N_{CHP}} \min(P_{CHP, m, \max}, P_{CHP, m, t} + P_{CHP, m, U}) + \\ \sum_{k=1}^{N_W} P_{wind, k, t} \geq L_D \sum_{j=1}^{N_B} P_{Dj, t} \\ \sum_{i=1}^{N_{Gf}} \max(P_{Gi, \min}, P_{Gi, t} - P_{Gi, D}) + \\ \sum_{m=1}^{N_{CHP}} \max(P_{CHP, m, \min}, P_{CHP, m, t} - P_{CHP, m, D}) + \\ \sum_{k=1}^{N_W} P_{wind, k, t} \leq L_U \sum_{j=1}^{N_B} P_{Dj, t} \end{array} \right. \quad (24)$$

式中: L_D 和 L_U 分别为正、负旋转备用的需求系数; N_{Gf} 为火电厂个数; N_{CHP} 为燃气轮机个数; N_W 为风电场个数。

3.2.3 天然气网潮流约束

典型的天然气网络建模需要考虑天然气管道、加压站和储气设备等,管道间的天然气流量、天然气节点气压和加压站系数是反映整个气网运行情况的重要参数。整个天然气网的节点流量平衡方程如下:

$$(\mathbf{A} + \mathbf{U})\mathbf{f} + \mathbf{w} - \mathbf{T}\boldsymbol{\tau} = \mathbf{0} \quad (25)$$

式中: \mathbf{A} 为天然气网络管道-节点关联矩阵; \mathbf{U} 为加压站-节点关联矩阵, $\mathbf{A} + \mathbf{U}$ 为天然气网络的支路-节点关联矩阵; \mathbf{f} 为支路气流量; \mathbf{w} 为节点净流量; \mathbf{T} 为加压站消耗流量与节点的关联矩阵; $\boldsymbol{\tau}$ 为加压站消耗的气流量。

天然气管道和加压站的模型如附录 A 图 A2 所示,两个天然气节点间气流量和节点气压需满足以下关系:

$$f_{kn} = \begin{cases} k_{kn} \sqrt{p_k^2 - p_n^2} & p_k \geq p_n \\ k_{kn} \sqrt{p_n^2 - p_k^2} & p_k < p_n \end{cases} \quad (26)$$

式中: f_{kn} 为节点 k 至 n 管道内的天然气流量; k_{kn} 为输气管道传输系数,其数值与管道的物理特性和气温等因素有关; p_k 和 p_n 分别为节点 k 和 n 的气压。

加压站通过对管道内的气体进行增压以弥补传输过程中的压力损耗,同时需要消耗一部分气流量 f_{com} 。加压站的数学模型可以描述为^[7-8]:

$$f_{mn} = f_{com} + f_{kn} \quad (27)$$

$$f_{com} = k_{com} f_{kn} (p_k - p_m) \quad (28)$$

式中: k_{com} 为加压站特性常数。

除了上述管道和加压站等式约束外,天然气网络还需满足气源注入功率约束、各节点气压上下限约束和加压站加压比约束:

$$\left\{ \begin{array}{ll} P_{gi, \min} \leq P_{gi} \leq P_{gi, \max} & i \in N_S \\ p_{i, \min} \leq p_i \leq p_{i, \max} & i \in N_N \\ R_{i, \min} \leq \frac{p_k}{p_m} \leq R_{i, \max} & i \in N_C \end{array} \right. \quad (29)$$

式中: N_S, N_N, N_C 分别为气源、节点和加压站个数; P_{gi} 为节点 i 气源的注入功率; p_k/p_m 为加压站加压比; $R_{i, \max}$ 和 $R_{i, \min}$ 分别为加压站加压比上下限。

3.3 模型求解

模型中包含模糊机会约束方程,可依照文献^[20]方法直接转换成清晰等价类形式进行求解^[20-22],具体过程不再赘述。

对于多目标优化问题,本文采用模糊集理论的模糊决策方法,将经济与环境两个目标分别转换为隶属度函数,以其中最小的隶属度函数作为满意度指标,将多目标优化问题转换为最大化满意度指标的单目标优化问题^[20],避免了传统加权法主观性较强的问题。

各目标的隶属度函数为:

$$\mu_i = \begin{cases} 1 & F_i(x) \leq F_{i, \min} \\ \frac{F_{i, \max} - F_i(x)}{F_{i, \max} - F_{i, \min}} & F_{i, \min} \leq F_i(x) \leq F_{i, \max} \\ 0 & F_i(x) \geq F_{i, \max} \end{cases} \quad (30)$$

式中: $F_i(x)$ 为第 i 个目标的目标值, $F_{i, \max}$ 和 $F_{i, \min}$ 为其最大值与最小值,文中以单独优化其中某一目标时,另一个目标的取值作为该目标的最大值。

转换后的单目标问题可以表示为:

$$\left\{ \begin{array}{l} \max \lambda \\ \lambda = \min \mu_i \end{array} \right. \quad (31)$$

考虑了 EV 参与协同优化之后,求解模型时需要计算考虑多个时段耦合的多能源系统最优潮流。因此,该优化问题是一个大规模的非线性优化问题,求解算法时可采用传统的数学解法或新兴的人工智能算法,因优化模型含有较多约束,利用智能算法求解较为困难,因此本文采用 MATLAB R2016a 进行建模,调用优化软件 GAMS 使用内点法求解器 IPOPT 进行求解。

4 算例分析

为验证所提模型的有效性,本文以 11 节点多能源系统为测试算例。系统拓扑及各能源中心对应的电力系统、天然气系统节点编号如图 2 与表 2 所示。

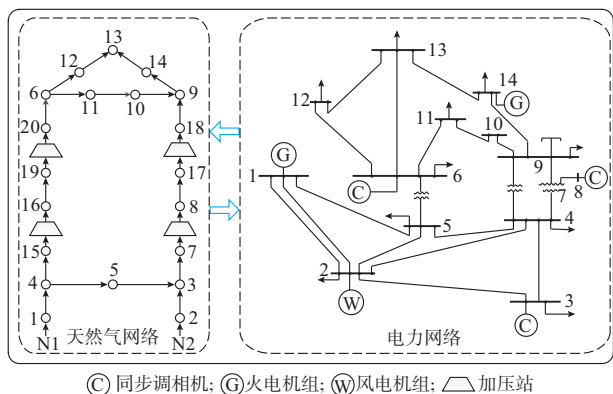


图 2 11 节点多能源系统拓扑

Fig.2 Topology of 11-node multi-energy system

表 2 电力系统与天然气系统的耦合关系
Table 2 Coupling relationship between electric and gas systems

能源中心节点	电力系统节点	天然气系统节点
1	2	2
2	3	3
3	4	4
4	5	5
5	6	6
6	9	9
7	10	10
8	11	11
9	12	12
10	13	13
11	14	14

如图 2 所示,11 节点多能源系统包含 14 节点电力系统与 20 节点天然气系统。系统功率以 100 MVA 为基准值,文中所涉及的参数如无特殊说明,皆为标幺值。供能成本用金融单位(monetary unit)表示。假设该区域内共有 55 000 台 EV,按典型工作日一日两充的行为进行建模,日前预测各能源中心接入 EV 为 5 000 台,并对各节点接入的 EV 按上文提到集群划分方式建立的集群日前调度模型。全天优化时段从 08:00 至次日 08:00,共分为 24 个优化时段,各时段间隔为 1 h,第一个时段为 08:00。为分析 EV 不同的充放电模式和能源中心内部组成对于调度结果的影响,其中,EV 的充放电模式为慢充,分为无序充电(接入电网后即以最大功率充电直至充满)、固定充放电模式^[10](夜间接入的 EV 采取先放电到最低限度,后充电的策略)、有序充电(不考虑 V2G)、有序充放电(考虑 V2G),能源中心结构分为不含电转气和储气设备、含电转气但不含储气设备、含电转气和储气设备的能源中心作为不同情景进行模拟并分析计算结果。系统中的发电机、气源、线路、EV、能源中心

内部设备参数、节点各时段负荷、日内风电最大期望出力及隶属度参数见附录 A 表 A1 至表 A5。除非特别说明,算例中的置信水平均取为 90%。

所有仿真均在 Intel(R) Core(TM) i7-6700, 3.40 GHz, RAM 为 8 GB 的 PC 机上进行。

4.1 不同系统下的计算结果分析

为验证多能耦合系统下 EV 调度的优势,比较了下面 3 种情形下的优化结果。

情形 1:仅含电力系统的优化结果。

情形 2:多能耦合系统下非协同调度下的结果。

情形 3:多能耦合系统下协同调度下的结果。

其中,情形 1 下电力系统负荷为常规电负荷、EV 负荷和 50% 供热负荷,不含燃气轮机与电转气设备,情形 2 下电力系统与天然气系统分别负责 50% 供热,不含电转气设备,优化结果如表 3 所示,其中各成本用金融单位表示。

表 3 不同情形下的计算结果
Table 3 Results in different cases

情形	总供能成本	污染物排放量/t	电力系统供能成本	天然气供能成本
1		17.3	4 307	
2	9 304	12.4	3 062	6 242
3	8 877	9.02	2 212	6 665

由表 3 可以看出,单纯只针对电力系统下的计算结果无论在经济效益还是在环境效益上都是最差的。和非协调调度相比,协同调度无论是在经济效益还是在环境效益上都有着巨大的提高。其中,天然气供能成本虽有 6.7% 的上升,但电力系统供能成本降低了 28.9%,并且总供能成本降低了 4.6%。仿真结果说明了与仅针对电力系统的传统调度、多能耦合系统非协同调度相比,多能耦合系统下的协同调度的优势巨大,能够获取更大的经济与环境效益。

4.2 EV 不同充放电模式下的计算结果分析

该部分假设所有的能源中心均含电转气设备和储气装置,EV 不同充放电模式下的优化结果见表 4,其中模式 1 为无序充电,模式 2 为固定充放电,模式 3 为有序充电,模式 4 为有序充放电。

表 4 不同充放电模式下的计算结果
Table 4 Results in different charge/discharge modes

充放电模式	供能成本	污染物排放量/t
模式 1	8 981.5	9.53
模式 2	8 990.0	9.68
模式 3	8 877.8	9.02
模式 4	8 864.9	8.92

由表 4 可以看出,EV 参与多能源系统协同调度可以降低全系统供能成本并减少污染物排放。同

无序充电相比,通过有序充电可以降低全系统供电成本约 1.3%并降低污染物排放约 5.7%,模式 4 利用 V2G 技术则可以进一步优化系统的运行状况。固定充放电模式下系统的经济与环境成本在 4 种模式中皆最为恶劣,说明 EV 参与多能源系统协同调度需要灵活地制定充放电计划,固定、死板的调度模式在面对大量 EV 接入时可能会产生适得其反的效果。

从附录 A 图 A3 至图 A5 可以看出,在电力负荷高峰时段,多能源系统会加大天然气供电比例来支撑电力系统的运行且实现联合供热。模式 1 下的 EV 负荷会形成早晚两个充放电高峰,模式 2 下也会在充放电切换时刻(15:00)产生较大的负荷波动,形成很大的峰谷差,不利于系统的安全稳定运行。模式 3 和 4 下 EV 集群总充放电功率如附录 A 图 A4 所示,各集群的充放电功率见附录 A 图 A6 和图 A7。可以看出,有序充/放电下的 EV 总负荷与发电机出力的波动相对较为平稳,在热、电负荷的高峰时段模式 3 通过降低 EV 的充电负荷,模式 4 还可以通过 V2G 送出一部分电能支撑电网运行,并将充电负荷转移至风电出力较大的时段,从而降低了天然气的供电比例和火电机组出力,实现了系统的经济运行。上述结果证明了多能源系统下的各组成部分是相互联系、紧密耦合的, EV 参与多能源系统的协同优化在降低系统供电成本和污染排放的同时也在一定程度上实现了“削峰填谷”,改善了系统的运行状况。

由于风力发电不需要燃料成本并且不会产生污染物排放,消纳尽可能多的风电是实现系统经济运行与环境友好的重要途径。由附录 A 图 A4、图 A6 和图 A7 可以看出,模式 3 和 4 下 EV 集群的总充放电计划的制定与风电出力的波动息息相关。在风电出力较大的时段,模式 3 和 4 下 EV 总充放电功率也相应增大,并且大部分充电负荷集中在电力负荷较低并且风电出力较为富余的时段。模式 1 和 2 下由于固定了 EV 的充放电行为,因此系统在风电出力增加的时段已无力消纳多余的功率,可能出现“弃风”的现象。

4.3 不同能源中心结构下的计算结果分析

能源中心内部设备的不同对系统运行有着较大影响,该部分以固定 EV 的数量(各能源中心有 5 000 台 EV)情形分析不同能源中心结构下的计算结果。能源中心按照内部设备的不同可分为以下 4 种结构,各算例中所有能源中心都保持一致的结构。

结构 1:不含电转气和储气设备。

结构 2:含电转气但不含储气设备。

结构 3:含储气但不含电转气设备。

结构 4:含储气和电转气设备。

不同结构下的供电成本和污染物排放量如附录 A 表 A6 所示,可以看出,在无序充电下,结构 2 的供电成本较之结构 1 有所下降,污染物排放下降约 6%,而结构 2 和 4 下的调度结果十分相近。可以得出,引入电转气和储气设备都可以改善系统的运行状况,但系统供电成本的降低与节能减排的实现主要归功于电转气设备的引入。这是因为电转气设备可以将多余的风电转换为天然气使用,增加了清洁能源的利用率,而储气设备则不具备此功能。

在有序充电下,引入电转气和储气设备虽然能够改善系统运行状况,但 4 种模式的调度结果都十分相近,即使系统不含有电转气或储气设备,整个系统也能够经济且清洁地运行,表明 EV 参与多能源系统协同优化调度对于降低系统的投资建设成本,减少不必要的资金投入有着重要意义。

4.4 不同调度目标下的计算结果分析

该部分比较了 EV 以有序充电的方式参与多能源系统协同调度的背景下,不同目标函数下的调度结果,如附录 A 表 A7 所示。可以看出,若只追求经济性,则燃气轮机将不参与多能源系统的运行,系统将增大火电机组的出力实现供热需求,此时系统供电成本最低但污染物排放量巨大;若只追求环保,则系统将加大燃气轮机发电同时实现供热,热泵将不参与系统运行,此时系统污染物排放可减少一半以上,但却增加了大量额外的供电成本,这是因为火电相比于天然气发电有着较大的成本优势,而天然气发电在降低污染物排放上优势巨大,因此,若只考虑单一目标运行就不能够发挥出多能源系统优势互补的特点。综合考虑环境与经济效应,采用多目标优化可以均衡各系统的出力,达到兼顾环境与经济运行的最优状态。

4.5 不同置信水平和接入车数下的计算结果分析

附录 A 表 A8 给出了不同置信水平和不同 EV 数量下的调度结果。置信水平反映了调度策略对于风险的把控,机会约束的置信水平越高,系统运行的供电成本与污染物排放量皆有所上升。这是因为置信水平越高,系统将更多考虑 EV 集群日前预测的充电需求不确定性和风电波动带来的约束条件越限的风险,通过更为保守的调度来降低运行风险水平。

随着 EV 数量的增加,系统的供电成本与污染物排放量皆有明显的上升,但在有序充电模式下各指标的上升幅度明显小于无序充电,因此,随着未来 EV 渗透率的不断增大,其参与系统协同运行调度

带来的节能环保效应也更加突出。

5 结语

本文考虑大量EV参与多能源系统日前协同调度的情形,首次建立了大量EV参与多能源系统协同优化模型,对实现能源互联网框架下的“源-网-荷”协同优化调度进行了初步的探索和尝试。通过算例分析得出以下结论。

1)多能源耦合系统协同调度与传统电力系统调度、非协同调度相比,能够获得更大的经济与环境效益。

2)EV充放电模式对优化结果有着较大影响。与无序充电相比,EV参与多能源系统协同优化对降低供电成本和降低污染物排放具有明显的作用。

3)引入电转气和储气设备可以有效降低无序充电给多能源系统带来的不利影响。EV进行有序充电在很大程度上起到了电转气和储气设备带来的积极作用,可以降低系统投资建设费用。

4)日前预测的EV集群需求和风电最大出力波动的不确定性会对调度结果产生一定的影响,调度决策需要综合考虑运行效益和风险的协调。

本文的后续工作将着手于研究电力市场下多能源系统的优化运行方式,考虑热/冷网的约束,并研究大规模节点下的模型解耦和求解方法,进一步提升模型的实用性。

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

参 考 文 献

- [1] RIFKIN J. The third industrial revolution: how lateral power is transforming energy, the economy, and the world [M]. New York, USA: Palgrave MacMillan, 2011.
- [2] GEIDL M, KOEPEL G, FAVRE-PERROD P, et al. Energy hubs for the future[J]. IEEE Power and Energy Magazine, 2007, 5(1): 24-30.
- [3] 贾宏杰,王丹,徐宪东,等.区域综合能源系统若干问题研究[J].电力系统自动化,2015,39(7):198-207. DOI:10.7500/AEPS20141009011.
- [4] JIA Hongjie, WANG Dan, XU Xiandong, et al. Research on some key problems related to integrated energy systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(7): 198-207. DOI: 10.7500/AEPS20141009011.
- [5] MOEINI-AGHTAIF M, DEGHANIAN P, FOTUHI-FIRUZABAD M, et al. Multi-agent genetic algorithm: an online probabilistic view on economic dispatch of energy hubs constrained by wind availability [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2014, 5(2): 699-708.
- [6] SOLANKI B V, RAGHURAJAN A, BHATTACHARYA K, et al. Including smart loads for optimal demand response in integrated energy management systems for isolated microgrids [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 8(4): 1739-1748.
- [7] SHEIKHI A, RAYATI M, BAHRAMI S, et al. Integrated demand side management game in smart energy hubs[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 6(2): 675-683.
- [8] 李杨,刘伟佳,赵俊华,等.含电转气的电-气-热系统协同调度与消纳风电效益分析[J].电网技术,2016,40(12):3680-3688. LI Yang, LIU Weijia, ZHAO Junhua, et al. Optimal dispatch of combined electricity-gas-heat energy systems with power-to-gas devices and benefit analysis of wind power accommodation [J]. Power System Technology, 2016, 40(12): 3680-3688.
- [9] 孙国强,陈霜,卫志农,等.计及相关性的电-气互联系统概率最优潮流[J].电力系统自动化,2015,39(21):11-17. DOI:10.7500/AEPS20150611006. SUN Guoqiang, CHEN Shuang, WEI Zhinong, et al. Probabilistic optimal power flow of combined natural gas and electric system considering correlation [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(21): 11-17. DOI: 10.7500/AEPS20150611006.
- [10] 胡泽春,宋永华,徐智威,等.电动汽车接入电网的影响与利用[J].中国电机工程学报,2012,32(4):1-10. HU Zechun, SONG Yonghua, XU Zhiwei, et al. Impacts and utilization of electric vehicles integration into power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(4): 1-10.
- [11] 姚伟锋,赵俊华,文福拴,等.基于双层优化的电动汽车充放电调度策略[J].电力系统自动化,2012,36(11):30-37. YAO Weifeng, ZHAO Junhua, WEN Fushuan, et al. A charging and discharging dispatching strategy for electric vehicles based on bi-level optimization [J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(11): 30-37.
- [12] 姚伟锋,赵俊华,文福拴,等.集中充电模式下的电动汽车调频策略[J].电力系统自动化,2014,38(9):69-76. DOI:10.7500/AEPS20130513005. YAO Weifeng, ZHAO Junhua, WEN Fushuan, et al. Frequency regulation strategy for electric vehicles with centralized charging [J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(9): 69-76. DOI: 10.7500/AEPS20130513005.
- [13] 项顶,胡泽春,宋永华,等.通过电动汽车与电网互动减少弃风的商业模式与日前优化调度策略[J].中国电机工程学报,2015,35(24):6293-6303. XIANG Ding, HU Zechun, SONG Yonghua, et al. Business model and day-ahead dispatch strategy to reduce wind power curtailment through vehicle-to-grid [J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(24): 6293-6303.
- [14] 庄怀东,吴红斌,刘海涛,等.含电动汽车的微网系统多目标经济调度[J].电工技术学报,2014,29(增刊1):365-373. ZHUANG Huaidong, WU Hongbin, LIU Haitao, et al. Multi-objective economic dispatch of microgrid system considering electric vehicles [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2014, 29(Supplement 1): 365-373.
- [15] 张谦,刘超,周林,等.计及可入网电动汽车最优时空分布的双层经济调度模型[J].电力系统自动化,2014,38(20):40-45. DOI:10.7500/AEPS20131219006. ZHANG Qian, LIU Chao, ZHOU Lin, et al. A bi-level

- economy dispatch model considering temporal and spatial optimal distribution of electric vehicles [J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(20): 40-45. DOI: 10.7500/AEPS20131219006.
- [15] 占恺峤, 宋永华, 胡泽春, 等. 以降损为目标的电动汽车有序充电优化[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(31): 11-18.
ZHAN Kaiqiao, SONG Yonghua, HU Zechun, et al. Coordination of electric vehicle charging to minimize active power losses [J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(31): 11-18.
- [16] 黄一诺, 郭创新, 王力成, 等. 考虑用户满意度的电动汽车分群调度策略[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(17): 183-191. DOI: 10.7500/AEPS20150331011.
HUANG Yinuo, GUO Chuangxin, WANG Licheng, et al. A cluster-based dispatch strategy for electric vehicles considering user satisfaction [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(17): 183-191. DOI: 10.7500/AEPS20150331011.
- [17] 潘振宁, 张孝顺, 余涛, 等. 大规模电动汽车集群分层实时优化调度[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(16): 96-104. DOI: 10.7500/AEPS20160919012.
PAN Zhenning, ZHANG Xiaoshun, YU Tao, et al. Hierarchical real-time optimized dispatching for large-scale clusters of electric vehicles [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(16): 96-104. DOI: 10.7500/AEPS20160919012.
- [18] 孙宏斌, 张伯明, 吴文传, 等. 自律协同的智能电网能量管理系统家族: 概念、体系架构和示例[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(9): 1-5. DOI: 10.7500/AEPS20140424002.
SUN Hongbin, ZHANG Boming, WU Wenchuan, et al. Autonomous-synergetic energy management system family for smart grids: concept, architecture and cases [J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(9): 1-5. DOI: 10.7500/AEPS20140424002.
- [19] 杨冰, 王丽芳, 廖承林. 大规模电动汽车充电需求及影响因素[J]. 电工技术学报, 2013, 28(2): 22-27.
YANG Bing, WANG Lifang, LIAO Chenglin. Research on power-charging demand of large-scale electric vehicles and its impacting factors [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2013, 28(2): 22-27.
- [20] 刘宝璇, 赵瑞清, 王纲. 不确定规划及应用[M]. 北京: 清华大学出版社, 2003: 178-198.
- [21] 熊虎, 向铁元, 陈红坤, 等. 含大规模间歇式电源的模糊机会约束机组组合研究[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(13): 36-44.
XIONG Hu, XIANG Tiejue, CHEN Hongkun, et al. Research of fuzzy chance constrained unit commitment containing large-scale intermittent power [J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(13): 36-44.
- [22] 罗纯坚, 李姚旺, 许汉平, 等. 需求响应不确定性对日前优化调度的影响分析[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(5): 22-29. DOI: 10.7500/AEPS20160702006.
LUO Chunjian, LI Yaowang, XU Hanping, et al. Influence of demand response uncertainty on day-ahead optimization dispatching [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(5): 22-29. DOI: 10.7500/AEPS20160702006.

潘振宁(1994—), 男, 通信作者, 硕士研究生, 主要研究方向: 电力系统优化运行与控制。E-mail: scutpanzn@163.com

王克英(1963—), 男, 博士, 教授, 主要研究方向: 电力系统保护控制与运行优化。

瞿凯平(1993—), 男, 博士研究生, 主要研究方向: 电力系统优化运行与控制。

(编辑 蔡静雯)

Coordinated Optimal Dispatch of Electricity-Gas-Heat Multi-energy System Considering High Penetration of Electric Vehicles

PAN Zheming^{1,2}, WANG Keying^{1,2}, QU Kaiping^{1,2}, YU Tao^{1,2}, WANG Dezhi^{1,2}, ZHANG Xiaoshun^{1,2}

(1. School of Electric Power, South China University of Technology, Guangzhou 510640, China;

2. Guangdong Key Laboratory of Green Energy Technology, South China University of Technology, Guangzhou 510640, China)

Abstract: The traditional dispatch mode of the power system cannot meet the requirement of multi-energy system dispatch in the background of development of Energy Internet and deep coupling among multi-energy networks. The high penetration of electric vehicles (EVs) is both opportunity and challenge for the multi-energy system to make flexible dispatch strategy. Based on the background, this paper develops a coordinated optimal dispatch model for electricity-gas-heat multi-energy system considering high penetration of EVs. The fuzzy optimization theory is adopted to deal with the total charge demand of EVs and the uncertainty of the wind power output. The model is proposed to minimize the total energy supply cost and the pollutant emission when the constraints of power flow, natural gas system, energy demand of energy hub and EV charge demand can be satisfied. The interior point method is chosen to solve the model. Finally, the typical 11-node multi-energy system is taken as an example, and the dispatch strategies and benefits under different EV charge/discharge modes and energy center structures are analyzed. The dispatch results under different EV numbers and confidence levels are compared, which shows that the proposed coordinated dispatch can improve the economic efficiency of the power system.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51777078).

Key words: multi-energy system; energy hub; electric vehicle; coordinated dispatch