

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.211449

计及用户分级的虚拟电厂经济调度

李英量¹, 周丽雯¹, 王德明², 高兆迪¹, 武晓朦¹

(1. 西安石油大学电子工程学院, 陕西 西安 710065; 2. 陕西铁路工程职业技术学院, 陕西 渭南 714000)

摘要: 虚拟电厂(Virtual Power Plant, VPP)通过需求响应(Demand Response, DR)引导用户参与电力市场, 充分发挥了分布式电源的调度灵活性。而传统的VPP调度策略局限于单一响应用户类型, 为此, 提出了一种计及分级用户边际停电成本的VPP经济优化调度模型, 并综合考虑风、光、DR不确定性影响。首先基于各用户响应的共性及特性, 建立了DR激励模型。其次以激励相容为约束, 建立了兼顾系统运行成本和DR效用的VPP经济优化调度模型。最后通过算例分析验证了所提模型的可行性。结果表明, 相较传统需求响应激励策略, 计及用户主动性和多元性可进一步提升VPP内供需双方经济效益, 实现供需侧效益均衡。

关键词: 虚拟电厂; 经济调度; 需求响应; 用户分级; 激励策略

Virtual power plant economic dispatching considering user classification

LI Yingliang¹, ZHOU Liwen¹, WANG Deming², GAO Zhaodi¹, WU Xiaomeng¹

(1. School of Electronic Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an 710065, China;

2. Shaanxi Railway Institute, Weinan 714000, China)

Abstract: A virtual power plant (VPP) guides users to participate in the electricity market through demand response (DR), giving full play to the flexibility of distributed generation dispatching. However, the traditional VPP dispatching strategy has the limitation of single user type. To tackle this limitation, this paper proposes a VPP economic optimization dispatching model which takes into account the marginal blackout cost of hierarchical users and takes into consideration the uncertainty of wind, solar and DR. First, the DR incentive model is established based on the commonality and characteristics of each user's response behavior. Then, considering an incentive compatibility constraint, a VPP economic optimization scheduling model is constructed, one which takes into account the system operating cost and DR utility at the same time. Finally, a simulation analysis of a detailed case study verifies the feasibility of the proposed model. Compared with the traditional incentive strategy, the proposed approach, which takes into account the initiative and diversity of users, can enhance and balance the economic benefits of both supply and demand sides.

This work is supported by the Natural Science Basic Research Program of Shaanxi Province (No. 2020JM-542).

Key words: virtual power plant; economic dispatch; demand response; user classification; incentive strategy

0 引言

随着“双碳”目标的提出以及新能源向主力型电源的转变, 以风、光为代表的新能源大规模并网问题亟需解决^[1-4]。而虚拟电厂(Virtual Power Plant,

VPP)依托通信技术, 通过分布式电力管理系统将分布式电源(Distributed Generation, DG)、需求响应(Demand Response, DR)、储能装置等资源聚合成一个虚拟可控集合体^[5-7], 以整体形式加入电力市场, 有效解决新能源容量小、位置分散、难以单独参与电力市场的问题^[8-9]。

VPP经济调度通过协调多能互补, 在提高系统经济效益的同时, 改善新能源消纳问题^[10-12]。DR技术是提高VPP经济调度灵活性的有效手段之一, 其通过供需双侧联动, 缓解DG出力波动性带来的影响^[13-15]。针对考虑DR的VPP优化调度问题, 学

基金项目: 陕西省自然科学基金基础研究计划项目资助(2020JM-542); 国家自然科学基金企业创新发展联合基金重点项目资助(U20B2029); 陕西省科技计划基础研究项目资助(2021JM-404); 西安石油大学研究生创新与实践能力的培养项目资助(YCS21213199)

者们主要研究 DR 对系统峰值负荷的调节能力以及对 VPP 运营商经济效益优化作用, 文献[16]提出考虑电源、负荷双重不确定性的 VPP 参与 DR 的优化调度方法; 文献[17]建立以 VPP 经济效益最大为目标的调度模型, 并研究风险规避问题; 文献[18]提出一种考虑需求响应最优 VPP 能源管理的新框架, 制定考虑风险约束的两阶段随机规划模型。为进一步分析不同类型需求响应输出特性, 文献[19]构建以基于价格的需求响应 (Price-based Demand Response, PBDR) 为主导, 基于激励的需求响应 (Incentive-based Demand Response, IBDR) 为备用的 DR 模型, 实现 VPP 与能源消费者之间的交互协调; 文献[20]建立同时考虑 PBDR 和 IBDR 约束的 VPP 优化调度模型; 文献[21]提出了一个应用于工业环境的 VPP 随机调度模型, 并在应急条件下进行了风险管理研究, 同时应用了基于价格弹性的 PBDR 和 IBDR 相结合的 DR 方案。但上述研究仅从 VPP 运行商角度寻求经济最优, 未考虑用户自身效益。

从用户侧效益出发, 量化 DR 为用户带来的效用, 能更好地评价 DR 优越性, 文献[22]建立了面向居民用户需求响应的 VPP 优化调度模型, 将每个用户分为基础负荷、可调节负荷、电动汽车负荷, 通过长短期记忆网络计算其效益系数; 文献[23]研究了考虑 PBDR 的 VPP 经济调度, 建立了以 VPP 收益最大为上层目标, 用户购电成本最小为下层目标的双层优化模型; 文献[24]建立一种碳交易机制下计及用电行为的虚拟电厂经济调度模型, 提高了虚拟电厂的减排效益。文献[25]提出一种考虑需求响应和用户满意度的主动配电网多时间尺度调度方法, 在保证用户利益的同时有效改善配电系统的运行状况。目前, 对用户侧的研究主要针对同一类型用户, 而 VPP 中 DR 用户种类多、分布广、响应复杂, 需要加强对 DR 用户类型多样化以及 IBDR 激励策略的研究。

为此, 本文研究了计及用户用能特性的 DR 模型, 并以含风光、柴油发电机、IBDR 的 VPP 为例, 建立其经济调度模型。首先, 基于负荷削减规律, 建立计及需求主动性和用户多样性的 DR 边际成本模型; 然后, 量化需求响应效用, 建立以 VPP 发电成本最低、需求响应效用最大为目标的 VPP 优化调度模型, 在保证 VPP 经济效益的同时实现供需双侧效益均衡; 最后通过算例分析验证了本文所建模型的有效性。

1 需求响应模型

DR 是通过增减用户用电量来调节供需平衡的

一种手段, 可以有效缓解发电压力, 实现用户和发电商之间的互动。DR 主要分为 PBDR 和 IBDR, PBDR 是通过采取分时电价来调节用户用电情况, 平缓用电负荷曲线; IBDR 是通过激励补偿政策来调节用户响应行为, 具有很强的削峰效应^[20]。为优化 VPP 需求响应激励策略, 本文主要对 IBDR 进行研究。

1.1 传统 IBDR 模型

常规的 IBDR 通过激励补偿政策, 引导客户在系统可靠性降低或负荷低谷时参与需求响应。其响应成本包括用户因调整用电需求而造成的损失以及用户参与响应得到的政府补贴, 常表示为需求响应电量的二次函数^[26]。

$$H_{i,t} = \pi_1 \cdot x_{i,t}^2 + (\pi_2 + \alpha_t) \cdot x_{i,t} \quad (1)$$

$$x_{i,\min} \leq x_{i,t} \leq x_{i,\max} \quad (2)$$

式中: $H_{i,t}$ 为响应成本; π_1 、 π_2 分别为响应补偿金额的成本系数; α_t 为 t 时段的售电电价; $x_{i,t}$ 为 t 时段需求响应电量; $x_{i,\min}$ 、 $x_{i,\max}$ 分别为响应电量的下限值和上限值。

1.2 计及用户响应意愿的 IBDR 模型

为综合考虑用户用能特性, 本文在设计 IBDR 激励函数时引入用户响应意愿^[27-28], 从而将用户类型参数化。用户分级的方法是以用户中断特性为依据, 根据用户响应意愿对用户进行分级。把响应意愿相同的用户划分为一种用户等级并构建其停电成本函数, 该分级方法便于同时调度多种类型需求响应负荷。最后, 该需求响应模型从用户和 VPP 运营商效益均衡的角度进行考虑。

1.2.1 用户侧

1) 用户中断成本

用户的中断成本是指当用户参与需求响应时, 因削减负荷所造成的停电损失。用户削减负荷会改变其原有的用电习惯, 从而造成用电满意度下降。削减的负荷越多, 用户中断成本越高; 用户响应意愿越强烈, 中断边际成本越低, 具有越高的边际效益^[27]。

因此, 用户中断成本函数构建有如下假设:

(1) 随着削减负荷的增加, 用户的停电成本逐渐增加, 用户的边际效益随之下降;

(2) 用户停电成本函数是凸函数, 即边际成本的变化率随着用户削减负荷的增加而增加。

本文用包含需求响应负荷削减量 x 和需求响应用户类型 θ 的二次函数表示停电成本。其中, 用户类型按需求响应意愿参数化为 θ , 取值范围为 $[0,1]$ 。当 $\theta=0$ 时, 属于直接负荷控制型需求响应类型, 即在提前通知用户的前提下, 直接负荷控制的执行机

构可以远程控制电力用户设备的启停从而避开用电高峰, 这种情况下, 用户响应意愿最低, 边际成本最高; 当 $\theta > 0$ 时, 属于可中断负荷控制, 即在执行前需要得到用户同意方能控制用电设备, 且 θ 值越大, 响应意愿越强烈。当 $\theta = 1$ 时, 表示用户响应意愿最高, 边际成本最低。实际问题中的 θ 取值可由公共事业数据库获得^[27]。

按照边际成本对用户进行排序时, 若用户停电成本为 $c(\theta, x)$, 代表 θ 型用户削减 x 负荷自身所产生的成本为 c 。如果用户从响应意愿最低到最高进行排序, 则满足式(3)。

$$\frac{\partial}{\partial \theta} \left(\frac{\partial c}{\partial x} \right) < 0 \quad (3)$$

同样, 若用户从响应意愿最高到最低进行排序, 则满足式(4)。

$$\frac{\partial}{\partial \theta} \left(\frac{\partial c}{\partial x} \right) > 0 \quad (4)$$

当用户削减量为 0 的时候, 削减成本应为 0。只要保证停电成本函数不是减函数, 可任选以上其中一种排序方式。本文根据用户响应意愿由低到高进行排序, 即式(3)的情况, 用户停电成本函数应满足式(5)一式(7)。

$$\frac{\partial c}{\partial x} > 0 \quad (5)$$

$$\frac{\partial^2 c}{\partial x^2} > 0 \quad (6)$$

$$c(\theta, 0) = 0 \quad (7)$$

式中: $x \geq 0$; $0 \leq \theta \leq 1$ 。

因此, 用户停电成本函数可以表示为

$$c(\theta, x) = a_1 x^2 + a_2 x - a_2 x \theta \quad (8)$$

式中, a_1 、 a_2 为 DR 成本系数。 $-a_2 x \theta$ 保证了不同的 θ 值对应不同的 $\partial c / \partial x$ 值(即用户的边际成本), 随着 θ 值变大, 边际成本降低。

2) 用户效益

用户效益是指客户通过参与需求响应而获得的收益, 对于 IBDR, 其收益是获得的补贴 b , 成本是负荷中断成本 $c(\theta, x)$ 。因此, 效益可以表示为

$$B_1(\theta, x, b) = b - c(\theta, x) \quad (9)$$

式中, b 为用户参与响应得到的补贴, 且满足 $b \geq c(\theta, x)$ 。

1.2.2 VPP 运营商

VPP 运营商主要考虑 VPP 整体效益, 在含有 IBDR 的系统中, VPP 应在激励用户参与响应的同时, 提高自身收益, 从而提高社会福利。

VPP 效用是指因实施 DR 项目而产生的满足

感, 具体量化为因减少发电量而产生的边际效益减去用户补贴成本。可以表示为

$$B_2(\theta, \lambda) = \lambda x - b \quad (10)$$

式中, λ 为区域边际价格, 表示不向用户供电的利益为 λ 美元/MWh。

该模型还应满足消费者利润保障约束^[29]:

$$0 \leq b_i - (a_1 x_i^2 + a_2 x_i - a_2 x_i \theta_i) \quad (11)$$

$$b_i - (a_1 x_i^2 + a_2 x_i - a_2 x_i \theta_{i+1}) \leq \quad (12)$$

$$b_{i+1} - (a_1 x_{i+1}^2 + a_2 x_{i+1} - a_2 x_{i+1} \theta_{i+1})$$

式(11)用于保证顾客利益始终为正, 以鼓励用户参与响应, 式(12)是激励相容约束, 以确保用户因削减负荷而得到合适的补偿。

2 VPP 协同优化调度模型

2.1 调度流程

本文所建立的 VPP 调度方式如图 1 所示, VPP 运营商以最大限度利用可再生能源发电的原则对其所辖范围内的所有发电机组(传统 DG 机组和可再生 DG 机组)、DR 单元进行调度。同时, VPP 作为一个整体可以参与电力市场进行电量交易, 在电价低的时候向电网购电, 减少内部发电以降低成本, 在电价高的时候向电网售电, 增加内部发电以增加 VPP 运营商收益。由于风力发电和光伏发电具有较强的随机性, 本文对风速模型用 Weibull 分布函数来描述, 光伏发电用 Beta 分布函数对其描述^[30]。最后该模型以 VPP 发电成本最低、需求响应效用最大为目标函数进行调度优化。

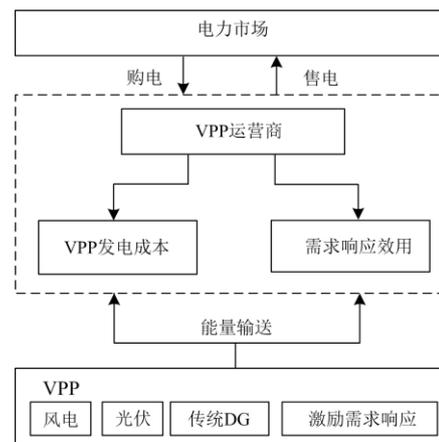


图 1 VPP 调度流程

Fig. 1 Flow chart of dispatching in VPP

2.2 目标函数

1) VPP 运行成本 F_1

VPP 运行成本主要包括发电商发电成本及功率交互成本, 其目标函数为

$$\min F_1 = C(P_c) + C(P_g) \quad (13)$$

式中: $C(P_c)$ 表示传统 DG 发电成本, 本文以传统柴油 DG 机组(DEG)为例进行分析; $C(P_g)$ 表示 VPP 与电网购售电成本。

每部分具体表达式为

$$C(P_c) = \sum_i \sum_{t=1}^{24} C_i(P_{c,i,t}) = \sum_i \sum_{t=1}^{24} m_i p_{c,i,t}^2 + n_i p_{c,i,t} \quad (14)$$

$$C(P_g) = \sum_{t=1}^{24} C(P_{g,t}) = \sum_{t=1}^{24} \alpha_t P_{g,t} \quad (15)$$

式中: $C_i(P_{c,i,t})$ 为 DEG 成本函数; $p_{c,i,t}$ 为第 i 个 DEG 在 t 时刻的发电量; m_i 、 n_i 为第 i 个 DEG 的发电成本系数; $C(P_{g,t})$ 为 VPP 与电网购售电成本函数; α_t 为 t 时刻电价; $P_{g,t}$ 为 t 时刻 VPP 向电网购售电量, 其值为正表示购电, 为负表示售电。

2) VPP 需求响应效益 F_2

加入激励型需求响应后, VPP 运营商需要给响应用户支付补贴费, 即激励成本, 该成本同时反映了用户侧效益。此外, VPP 内 DEG 因少发电会获得成本效用。以 VPP 需求响应效益最大为优化目标, 其表达式为

$$\max F_2 = \sum_i \sum_{t=1}^{24} (\lambda_t x_{i,t} - b_{i,t}) \quad (16)$$

$$b_{i,t} = a_{1,i} x_{i,t}^2 + a_{2,i} x_{i,t} - a_{2,i} x_{i,t} \theta_i \quad (17)$$

式中: $x_{i,t}$ 为第 i 类 DR 用户 t 时刻削减电量; $\lambda_t x_{i,t}$ 表示 t 时刻第 i 类 DR 用户响应 $x_{i,t}$ 电量时, VPP 因为少发电而获得的边际效益; $b_{i,t}$ 表示 t 时刻支付给第 i 类 DR 用户的补贴; $a_{1,i}$ 、 $a_{2,i}$ 为第 i 类 DR 用户的激励成本系数; θ_i 为第 i 类 DR 用户的响应意愿。

3) 模型目标函数

为综合考虑 VPP 运行成本最小和 VPP 需求响应效益最大, 本文目标函数为

$$\min F = \min w_1 F_1 + w_2 (-F_2) \quad (18)$$

式中, w_1 、 w_2 为权重系数, 满足 $w_1 + w_2 = 1$ 。

2.3 约束条件

1) 负荷供需平衡约束

$$P_{w,t} + P_{s,t} + P_{g,t} + P_{c,t} = L_t + D_t \quad (19)$$

式中: $P_{w,t}$ 表示 t 时刻风电功率; $P_{s,t}$ 表示 t 时刻光伏发电功率; $P_{g,t}$ 表示 t 时刻 VPP 与电网功率交互值; $P_{c,t}$ 表示 t 时刻 DEG 发电功率; L_t 表示 t 时刻用电负荷; D_t 表示 t 时刻总需求响应削减负荷。

2) DEG 出力约束

$$P_{c,t} = \sum_i P_{c,i,t} \quad (20)$$

$$P_{c,i,\min} \leq P_{c,i,t} \leq P_{c,i,\max} \quad (21)$$

$$P_{d,i} \leq P_{c,i,t+1} - P_{c,i,t} \leq P_{u,i} \quad (22)$$

式中: $P_{c,i,\max}$ 、 $P_{c,i,\min}$ 分别表示第 i 个 DEG 机组出力上、下限; $P_{u,i}$ 、 $P_{d,i}$ 分别表示第 i 个 DEG 机组上、下坡。

3) 需求响应约束

$$D_t = \sum_i x_{i,t} \quad (23)$$

$$x_{i,\min} \leq x_{i,t} \leq x_{i,\max} \quad (24)$$

$$\sum_{t=1}^T x_{i,t} \leq D_{L,i} \quad (25)$$

式中, $D_{L,i}$ 表示第 i 类用户需求响应削减负荷日最大削减总量。

$$0 \leq \sum_{t=1}^T [b_{i,t} - (a_1 x_{i,t}^2 + a_2 x_{i,t} - a_2 x_{i,t} \theta_i)] \quad (26)$$

$$\sum_{t=1}^T [b_{i,t} - (a_1 x_{i,t}^2 + a_2 x_{i,t} - a_2 x_{i,t} \theta_{t+1})] \leq \quad (27)$$

$$\sum_{t=1}^T [b_{i+1,t} - (a_1 x_{i+1,t}^2 + a_2 x_{i+1,t} - a_2 x_{i+1,t} \theta_{t+1})]$$

式中: $b_{i,t}$ 为 t 时刻 VPP 支付给第 i 类用户的补贴; $(a_1 x_{i,t}^2 + a_2 x_{i,t} - a_2 x_{i,t} \theta_i)$ 表示第 i 类需求响应用户停电成本。

4) 功率交互约束

$$P_{g,\min} \leq P_{g,t} \leq P_{g,\max} \quad (28)$$

式中: $P_{g,\max}$ 、 $P_{g,\min}$ 分别表示 VPP 与电网间功率交互值的上、下限; $P_{g,t}$ 为 t 时刻 VPP 与电网间的功率交互值。

5) 风光出力约束

$$0 \leq P_{w,t} \leq P_{w,\max} \quad (29)$$

$$0 \leq P_{s,t} \leq P_{s,\max} \quad (30)$$

式中: $P_{w,t}$ 、 $P_{s,t}$ 分别为 t 时刻风电、光电出力; $P_{w,\max}$ 、 $P_{s,\max}$ 分别为风电、光电出力最大值。

2.4 不确定性处理

上述模型没有考虑风、光和 DR 的不确定性影响, 在实际情况中, 实时风光出力和响应行为不能被准确预测。为此, 本文构建了计及不确定性的鲁棒随机优化模型^[31-33]。鲁棒随机优化是一种基于区间扰动信息的不确定决策方法, 通过构建不确定集描述不确定性变量的波动范围。

风、光、DR 的不确定形式为

$$\tilde{P}_{w,t} = P_{w,t} + \mu_t \rho_{w,t} P_{w,t} \quad (31)$$

$$\tilde{P}_{s,t} = P_{s,t} + \mu_t \rho_{s,t} P_{s,t} \quad (32)$$

$$\tilde{D}_t = D_t + \mu_t \rho_{d,t} D_t \quad (33)$$

式中: $\tilde{P}_{w,t}$ 、 $\tilde{P}_{s,t}$ 、 \tilde{D}_t 为风、光、DR 的不确定形式; $P_{w,t}$ 、 $P_{s,t}$ 、 D_t 为风、光、DR 预测值; 其中 $P_{w,t}$ 、 $P_{s,t}$ 值为正, D_t 值为负; $\mu_t \in [-1, 1]$, $\rho_{w,t}$ 、 $\rho_{s,t}$ 、 $\rho_{d,t}$ 为估计误差系数, 即认为风、光、DR 波动区间分别为 $[(1-\rho_{w,t})P_{w,t}, (1+\rho_{w,t})P_{w,t}]$ 、 $[(1-\rho_{s,t})P_{s,t}, (1+\rho_{s,t})P_{s,t}]$ 、 $[(1+\rho_{d,t})D_t, (1-\rho_{d,t})D_t]$ 。为了具有调度可行性, 将式(19)修正为

$$\tilde{P}_{w,t} + \tilde{P}_{s,t} + P_{g,t} + P_{c,t} \geq L_t + \tilde{D}_t \quad (34)$$

令

$$G_t = P_{g,t} + P_{c,t} - L_t \quad (35)$$

则式(34)为

$$\tilde{D}_t - \tilde{P}_{s,t} - \tilde{P}_{w,t} \leq G_t \quad (36)$$

将式(31)一式(33)代入式(36), 可得

$$(D_t + \mu_t \rho_{d,t} D_t) - (P_{s,t} + \mu_t \rho_{s,t} P_{s,t}) - (P_{w,t} + \mu_t \rho_{w,t} P_{w,t}) \leq G_t \quad (37)$$

为了使所求的解在实际出力达到预测边界时, 仍然满足约束要求, 引入辅助变量 $\delta_{w,t}$ 、 $\delta_{s,t}$ 、 $\delta_{d,t}$, 令 $\delta_{w,t} \geq |P_{w,t}|$ 、 $\delta_{s,t} \geq |P_{s,t}|$ 、 $\delta_{d,t} \geq |D_t|$, 则

$$\begin{aligned} (D_t + \mu_t \rho_{d,t} D_t) - (P_{s,t} + \mu_t \rho_{s,t} P_{s,t}) - (P_{w,t} + \mu_t \rho_{w,t} P_{w,t}) &\leq \\ D_t + \rho_{d,t} |D_t| - P_{s,t} + \rho_{s,t} |P_{s,t}| - P_{w,t} + \rho_{w,t} |P_{w,t}| &\leq \\ D_t + \rho_{d,t} \delta_{d,t} - P_{s,t} + \rho_{s,t} \delta_{s,t} - P_{w,t} + \rho_{w,t} \delta_{w,t} &\leq G_t \end{aligned} \quad (38)$$

从而, 具有不确定量的线性规划转化为确定性规划, 即在满足 2.2、2.3 节所示目标函数和约束条件的基础上增加式(38)、(39)所示的约束条件。

$$\begin{cases} -\delta_{w,t} \leq P_{w,t} \leq \delta_{w,t} \\ -\delta_{s,t} \leq P_{s,t} \leq \delta_{s,t} \\ -\delta_{d,t} \leq -D_t \leq \delta_{d,t} \\ \delta_{w,t}, \delta_{s,t}, \delta_{d,t} \geq 0 \end{cases} \quad (39)$$

3 算例分析

3.1 算例数据

为验证本文所建模型的可行性和经济性, 在 Matlab 构建算例模型, 并采用粒子群优化算法进行求解。VPP 由 1 个风电场、1 个光伏电场、4 个 DEG 机组和 1 个 IBDR 构成。风电、光伏、DEG 参数如

表 1 所示; IBDR 分成 3 个用户等级, 每类用户参数如表 2 所示; 风、光、负荷预测如图 2 所示; 日前电价^[34]如图 3 所示。

表 1 虚拟电厂内机组参数

Table 1 Unit parameters in virtual power plant

类型	出力上限/MW	出力下限/MW	爬坡功率/MW
风电机组	11	0	—
光伏机组	15	0	—
DEG1	6	0	3
DEG2	11	0	8
DEG3	8	0	5
DEG4	9	0	6

表 2 IBDR 参数

Table 2 Parameters of IBDR

用户类型 i	削减上限 $x_{i,max}/MW$	日最大削减量 $D_{L,i}/MWh$	a_1	a_2	θ
用户类型 1	5	30	1.847	11.64	0
用户类型 2	6	35	1.378	11.63	0.14
用户类型 3	7	40	1.079	11.32	0.26

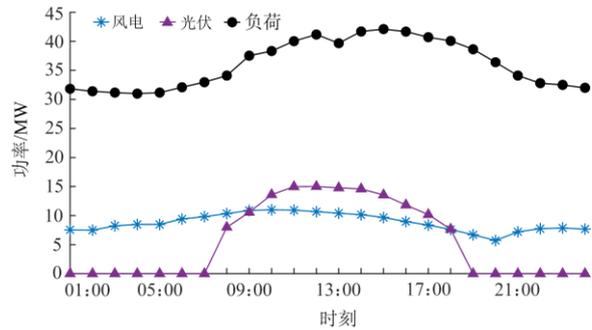


图 2 日前预测曲线

Fig. 2 Day-ahead prediction diagram

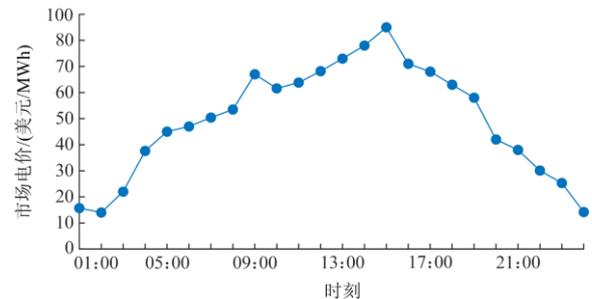


图 3 日前电价

Fig. 3 Day-ahead price

为了对结果进行对比分析, 本文设置 3 种运行场景。

场景 1: 无 DR 参与, 系统内由 1 个风电场、1 个光伏电场、4 个 DEG 机组参与调度, 可与大电网进行功率交互, 以 VPP 发电成本最小为目标函数

进行优化;

场景 2: DR 选取单一用户意愿,系统内由 1 个风电场、1 个光伏电场、4 个 DEG 机组、1 个单一用户响应意愿的 IBDR 参与调度,可与大电网进行功率交互,以 VPP 运营商成本最低,DR 效用最大为目标函数进行优化;

场景 3: DR 选用分级用户意愿,考虑用户用能意愿,对场景 2 中用户分成 3 个等级,其他参数同场景 2。

3.2 结果分析

3.2.1 调度情况分析

1) 无 DR 参与

场景 1 即无 DR 参与时的调度结果如图 4、图 5 所示。其中, VPP 与大电网交互电量为正,表示 VPP 向电网购电;VPP 与大电网交互电量为负,表示 VPP 向电网出售电量。图 4 为 DEG 出力曲线,07:00 之前和 19:00 之后 DEG 出力明显增加,是由于这段时间内没有光伏发电,需要 DEG 发电保持供需平衡。图 5 为 VPP 与市场功率交互情况。可以看出,当市场电价较高时, VPP 向电网出售电量以获取收益;当市场电价较低时,其购电成本低于机组发电成本,因此增加 VPP 购电量,减少系统内发电量。

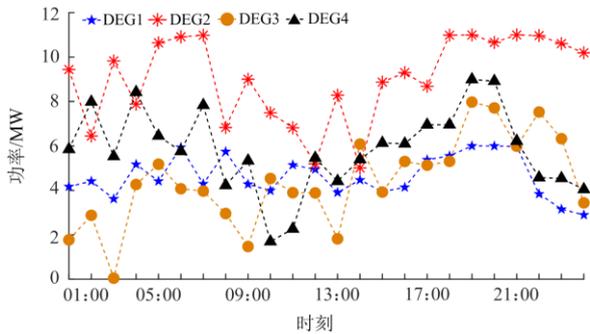


图 4 场景 1 时 DEG 出力曲线

Fig. 4 DEG output curves in situation 1

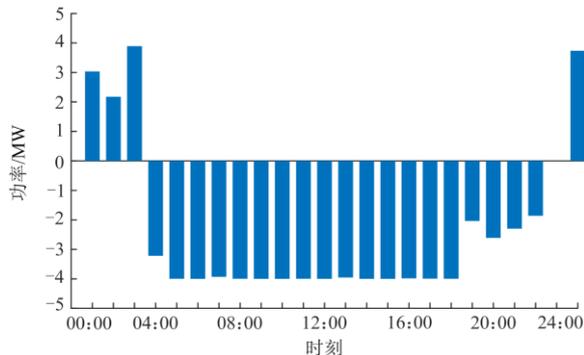


图 5 场景 1 时 VPP 与主网交互功率

Fig. 5 Power exchange between VPP and grid in situation 1

2) DR 参与时的出力情况

以场景 3 为例,设定 DR1—DR3 用户响应意愿递增,分别为 0、0.14、0.26。每一级用户响应曲线如图 6 所示,响应前后总需求变化如图 7 所示。可以看出,14:00—16:00 时段内削减较多,这是因为该时段内市场电价最高,为了减少购电量,提高 VPP 效益,削减了用户电量。07:00 时,光伏机组开始出力, VPP 发电量增加,供给充足,DR 削减量大降低。01:00—06:00、20:00—24:00 时段,负荷需求量较低,DR 削减量也相应很低,几乎为 0。19:00 时光伏机组退出运行,为了平缓负荷波动,大幅增加 DR 削减量。在其他时刻,随着市场电价、风光出力、负荷需求波动,DR 削减量也相应变化。

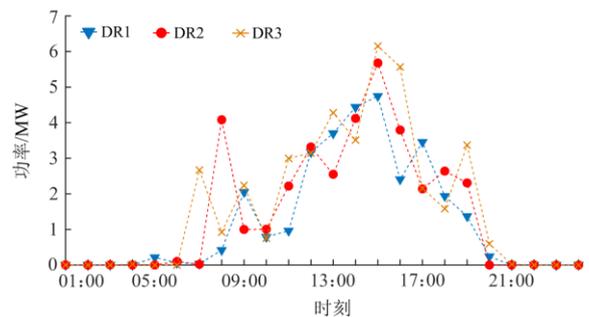


图 6 分级用户需求响应曲线

Fig. 6 Curves of user response based customer classification

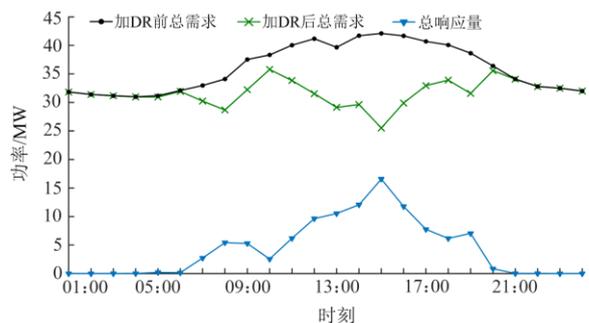


图 7 需求变化曲线

Fig. 7 Curves of demand change

场景 3 时 DEG 出力曲线如图 8 所示,从出力趋势可以看出,为了优先保证新能源出力,08:00—18:00 时段内 DEG 出力较少,01:00—03:00、21:00—24:00 时段,由于电价较低,优先向电网购电,所以 DEG 出力较少。

图 9 为 VPP 与电网交互功率曲线,可以看出,电价低的时候,向电网购电,电价高的时候,向电网售电,从而获得更大收益。

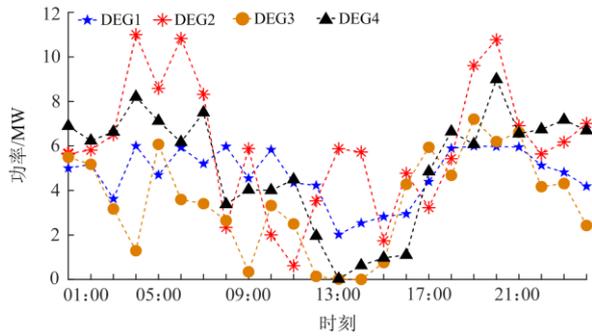


图8 场景3时DEG出力曲线

Fig. 8 DEG output curves in situation 3

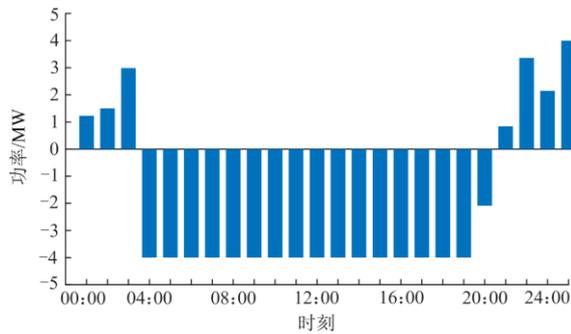


图9 场景3时VPP与主网交互功率

Fig. 9 Power exchange between VPP and grid in situation 3

3.2.2 经济性分析

为与 3.1 节中场景的经济性进行对比, 本文对场景 2 中的 IBDR 进行 3 种试验, 其响应意愿分别设定为 0、0.14、0.26, 再与场景 1 和场景 3 对比。

表3 多种场景结果对比

Table 3 Comparison of results in multiple situations

运行场景	场景 1	场景 2			场景 3
		$\theta=0$	$\theta=0.14$	$\theta=0.26$	
DEG 日发电成本/美元	12 662.5081	10 473.5749	10 353.7245	10 396.0930	10 258.0221
DR 日激励成本/美元	—	1927.1356	1580.0170	1313.5905	1540.8419
购售电日收益/美元	3844.6	4041.4666	3765.0578	3803.2712	3696.8332
DR 日效用/美元	—	5470.1	5747.6	6071.8	5783.4
日综合成本/美元	8817.9801	8359.2439	8168.6837	7906.4123	8102.0308
DR 日削减量/MWh	—	104.9957	105	104.9555	105
DEG 日总发电量/MWh	573.9453	472.8817	467.8273	469.1769	463.9015
电网日购电量/MWh	12.8397	12.103	10.9103	10.3309	16.0740
电网日售电量/MWh	67.885	71.0805	64.8376	65.6833	66.0755

采用分级用户策略时, 其效益如表 3 最后一列所示, 其 DR 效用为 5783.4 美元, 激励成本为 1540.8419 美元, VPP 综合运行成本为 8102.0308 美元。相较于均使用 $\theta=0.26$ 时的激励策略, 该情况下 VPP 运营商的 DR 效用降低了, 但用户侧收益提高了。所以该策略可以较全面地考虑各类用户的激

励成本, 平衡系统总成本, 提高用户效益, 从而实现供需效益均衡。该策略可以促进用户响应积极性, 提高可中断负荷响应参与率, 进一步降低传统 DG 机组发电需求, 提高电力系统可调度性。

几种运行场景的经济效益情况如表 3 所示, 可以看出, 未加入 DR 前, DEG 发电成本为 12 662.5081 美元; DR 加入后 DEG 发电成本分别降低了 17.3%、18.2%、17.9%、19.0%。DR 激励成本分别增加了 1927.1356 美元、1580.0170 美元、1313.5905 美元、1540.8419 美元, 但低于 DEG 发电成本降低部分, 且 VPP 获得了 DR 效用, 量化后分别为 5470.1 美元、5747.6 美元、6071.8 美元、5783.4 美元。因此, 可中断负荷参与响应, 实现从负荷侧改变用户用电习惯, 减少用电需求, 可以降低传统 DG 机组发电需求, 从而有效缓解环境污染问题。

仅计及单一用户等级时, 其效益如表 3 第 3~5 列所示。当系统均使用 $\theta=0$ 时的激励策略时, DR 的效用为 5470.1 美元, 激励成本为 1927.1356 美元, VPP 综合运行成本为 8359.2439 美元; 均使用 $\theta=0.14$ 时的激励策略时, DR 的效用为 5747.6 美元, 激励成本为 1580.0170 美元, VPP 综合运行成本为 8168.6837 美元; 均使用 $\theta=0.26$ 时的激励策略时, DR 的效用为 6071.8 美元, 激励成本为 1313.5905 美元, VPP 综合运行成本为 7906.4123 美元。分析可知, 用户响应意愿越强烈, DR 效用越大, 激励成本越低, VPP 综合成本越低, 但用户效益更小, 这是因为一部分停电成本高的用户获得了更少的补贴。所以, 仅采用折中的统一激励政策来激励用户响应的方式不能实现供需侧利益最大化, 不能促进用户响应积极性。

励成本, 平衡系统总成本, 提高用户效益, 从而实现供需效益均衡。该策略可以促进用户响应积极性, 提高可中断负荷响应参与率, 进一步降低传统 DG 机组发电需求, 提高电力系统可调度性。

当 $\theta=0$ 时, 可以看作传统的 IBDR 优化调度模型, 该方法为简化激励成本函数, 通常选择折中的

统一参数计算所有用户的补贴成本，没有考虑不同用户的用能特性。将其与考虑分级用户意愿的情况进行对比可以看出，当系统根据用户响应意愿对用户进行分类时，可以合理制定用户激励成本方案。在保证 VPP 经济效益的同时，综合考虑用户效益，实现供需侧的双赢，有效提高用户参与需求侧管理的积极性。

3.2.3 不确定性分析

为考虑不确定性对 VPP 发电成本和 DR 效用的影响，图 10 描述了风、光出力预测误差为 15% 时，DR 预测误差对 VPP 发电成本和 DR 效用的影响。即风电、光伏预测出力的波动偏差取其预测值的 15%^[31]，在此基础上分析 DR 波动偏差分别为其预测值的 0%、5%、10%、15%、20%、25% 和 30% 时 VPP 的效益情况。可以看出预测误差系数 ρ 对 VPP 的影响较大。其中，VPP 发电成本随着 ρ 的增大而增大，DR 效用随着 ρ 的增大而减小。当 $\rho=0$ ，即系统不存在预测误差时，VPP 实现发电成本最低，DR 效用最大，是最理想的状态，可以最大化 DR 的价值。在实际情况中，DR 存在较大不确定性，通过用户分级机制，可以提高用户响应积极性，从而减小预测误差，提高 DR 为系统带来的效益。

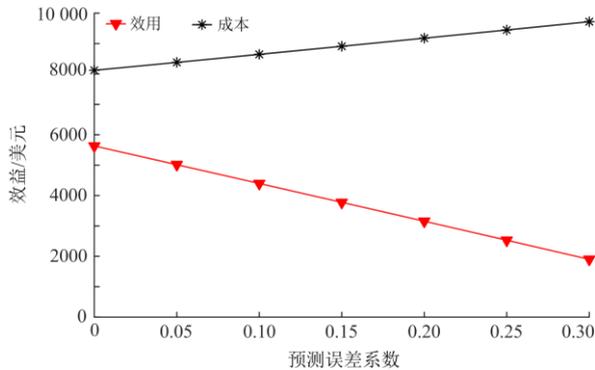


图 10 风、光出力预测误差为 15% 时，DR 不确定性对 VPP 发电成本和 DR 效用的影响

Fig. 10 Impact of DR uncertainty on VPP cost and DR utility, when wind and solar output prediction error is 15%

4 结论

本文构建了考虑多用户类型的 VPP 优化调度模型，对 VPP 内部发电机组和 DR 单元进行协调优化，以获得经济性更优的日前调度方案。并使用粒子群优化算法对模型进行求解，通过算例分析得出以下结论：

1) 本文所构建的需求响应模型考虑了用户响应等级，激励计划充分考虑用户用电习惯，并计及激励相容约束，模型更符合实际情况，调度结果也

满足用电规律，达到了预期效果。

2) 本文所建立的以 VPP 运行成本最小、DR 效用最大为目标的优化调度模型，较全面地度量了引入 DR 所带来的效益。该模型有效提高了系统的可调度性，VPP 在获得 DR 效用的同时降低了发电成本，提高了 VPP 运行经济性与稳定性。

参考文献

- [1] KORAKI D, STRUNZ K. Wind and solar power integration in electricity markets and distribution networks through service-centric virtual power plants[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(1): 473-485.
- [2] 徐天奇, 田业, 高鑫, 等. 新能源全消纳并网友好型虚拟发电厂优化调度研究[J]. 电力工程技术, 2021, 40(2): 33-38.
XU Tianqi, TIAN Ye, GAO Xin, et al. Optimal dispatching of virtual power plant with new energy power generation full consumption and friendly integration into power grids[J]. Electric Power Engineering Technology, 2021, 40(2): 33-38.
- [3] 杨谦, 刘继春, 蒋万泉. 光伏不同渗透率下考虑源网荷储深度互动的电力系统调峰策略[J]. 电力建设, 2021, 42(9): 74-84.
YANG Qian, LIU Jichun, JIANG Wanxiao. Peak regulation strategy of power system considering the interaction of source-network-load-storage under different penetration rate of PV[J]. Electric Power Construction, 2021, 42(9): 74-84.
- [4] 任景, 薛晨, 马晓伟, 等. 计及新能源资源分级的柔性调度模型预测控制[J]. 智慧电力, 2020, 48(9): 30-36, 88.
REN Jing, XUE Chen, MA Xiaowei, et al. Flexible scheduling model predictive control based on new energy resource classification[J]. Smart Power, 2020, 48(9): 30-36, 88.
- [5] 胡健, 秦玉杰, 焦提操, 等. 泛在电力物联网环境下考虑碳排放权约束的 VPP 理性调峰模型[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(3): 49-57.
HU Jian, QIN Yujie, JIAO Ticao, et al. Rational peak shaving model of VPP considering carbon emission rights constraints in ubiquitous power internet of things environment[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(3): 49-57.
- [6] 卫志农, 余爽, 孙国强, 等. 虚拟电厂的概念与发展[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(13): 1-9.
WEI Zhinong, YU Shuang, SUN Guoqiang, et al. Concept and development of virtual power plant[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(13): 1-9.
- [7] 孟月, 张宏立. 虚拟电厂配电网复杂网络的能效分析

- 研究[J]. 电测与仪表, 2020, 57(16): 33-38.
- MENG Yue, ZHANG Hongli. Study on energy efficiency analysis of complex network of distribution network in virtual power plant[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2020, 57(16): 33-38.
- [8] ZHANG R, HREDZAK B. Distributed dynamic clustering algorithm for formation of heterogeneous virtual power plants based on power requirements[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2021, 12(1): 192-204.
- [9] 张涛, 李逸鸿, 郭玥彤, 等. 考虑虚拟电厂调度方式的售电公司多时间尺度滚动优化[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(11): 79-87.
- ZHANG Tao, LI Yihong, GUO Yuetong, et al. Multi-time scale rolling optimization of electricity retailers considering virtual power plant scheduling[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(11): 79-87.
- [10] 袁桂丽, 陈少梁, 刘颖, 等. 基于分时电价的虚拟电厂经济性优化调度[J]. 电网技术, 2016, 40(3): 826-832.
- YUAN Guili, CHEN Shaoliang, LIU Ying, et al. Economic optimal dispatch of virtual power plant based on time-of-use power price[J]. Power System Technology, 2016, 40(3): 826-832.
- [11] AI Qian, FAN Songli, PIAO Longjian. Optimal scheduling strategy for virtual power plants based on credibility theory[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2016, 1(1): 48-55.
- [12] 贾德香, 柳占杰, 高骞, 等. 计及碳—电一体化交易的虚拟电厂竞价策略[J]. 电力科学与技术学报, 2021, 36(2): 89-97.
- JIA Dexiang, LIU Zhanjie, GAO Qian, et al. Bidding strategy of the virtual power plant based on the consideration of carbon-electricity integration trading in auxiliary service market[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2021, 36(2): 89-97.
- [13] 南思博, 李庚银, 周明, 等. 智能小区可削减柔性负荷实时需求响应策略[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(10): 42-50.
- NAN Sibao, LI Gengyin, ZHOU Ming, et al. Real-time demand response of curtailable flexible load in smart residential community[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(10): 42-50.
- [14] MING Hao, XIA Bainan, LEE K Y, et al. Prediction and assessment of demand response potential with coupon incentives in highly renewable power systems[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2020, 5(2): 124-137.
- [15] 胡晶, 陈红坤, 陈磊, 等. 考虑多主体利益与需求响应的分布式电源优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(15): 38-46.
- HU Jing, CHEN Hongkun, CHEN Lei, et al. Distributed generation planning in an active distribution network considering multi-agent interests and demand response[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(15): 38-46.
- [16] 刘井军, 刘涛, 周旭, 等. 含不确定源荷虚拟电厂参与需求响应优化控制方法[J]. 电力系统及其自动化学报, 2021, 33(4): 84-89.
- LIU Jingjun, LIU Tao, ZHOU Xu, et al. VPP demand response control method considering uncertainties in source and load[J]. Proceedings of the CSU-EPSCA, 2021, 33(4): 84-89.
- [17] VAHEDIPOUR-DAHRAIE M, RASHIDIZADEH-KERMANI H, ANVARI-MOGHADDAM A, et al. Risk-averse probabilistic framework for scheduling of virtual power plants considering demand response and uncertainties[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2020, 121.
- [18] LIANG Z, ALSAFASFEH Q, JIN T, et al. Risk-constrained optimal energy management for virtual power plants considering correlated demand response[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(2): 1577-1587.
- [19] WANG Y, AI X, TAN Z, et al. Interactive dispatch modes and bidding strategy of multiple virtual power plants based on demand response and game theory[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7(1): 510-519.
- [20] 徐辉, 焦扬, 蒲雷, 等. 计及不确定性和需求响应的风光燃储集成虚拟电厂随机调度优化模型[J]. 电网技术, 2017, 41(11): 3590-3597.
- XU Hui, JIAO Yang, PU Lei, et al. Stochastic scheduling optimization model for virtual power plant of integrated wind-photovoltaic-energy storage system considering uncertainty and demand response[J]. Power System Technology, 2017, 41(11): 3590-3597.
- [21] NOSRATABADI S M, HOOSHMAND R A. Stochastic electrical energy management of industrial Virtual Power Plant considering time-based and incentive-based Demand Response programs option in contingency condition[J]. International Journal of Emerging Electric Power Systems, 2020, 21(2).
- [22] 陈张宇, 刘东, 刘浩文, 等. 基于精细化需求响应的虚拟电厂优化调度[J]. 电网技术, 2021, 45(7): 2542-2550.
- CHEN Zhangyu, LIU Dong, LIU Haowen, et al. Optimal dispatching of virtual power plant based on refined demand response[J]. Power System Technology, 2021, 45(7): 2542-2550.
- [23] 刘鑫, 吴红斌, 王鲸杰, 等. 市场环境下考虑需求响应的虚拟电厂经济调度[J]. 中国电力, 2020, 53(9): 172-180.

- LIU Xin, WU Hongbin, WANG Jingjie, et al. Economic dispatch of a virtual power plant considering demand response in electricity market environment[J]. *Electric Power*, 2020, 53(9): 172-180.
- [24] 张立辉, 戴谷禹, 聂青云, 等. 碳交易机制下计及用电行为的虚拟电厂经济调度模型[J]. *电力系统保护与控制*, 2020, 48(24): 154-163.
- ZHANG Lihui, DAI Guyu, NIE Qingyun, et al. Economic dispatch model of virtual power plant considering electricity consumption under a carbon trading mechanism[J]. *Power System Protection and Control*, 2020, 48(24): 154-163.
- [25] SHENG H, WANG C, LI B, et al. Multi-timescale active distribution network scheduling considering demand response and user comprehensive satisfaction[J]. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2021, 57(3): 1995-2005.
- [26] 何奇琳, 艾芊. 售电侧放开环境下含需求响应虚拟电厂的电力市场竞争策略[J]. *电力建设*, 2019, 40(2): 1-10.
- HE Qilin, AI Qian. Bidding strategy of electricity market including virtual power plant considering demand response under retail power market deregulation[J]. *Electric Power Construction*, 2019, 40(2): 1-10.
- [27] FAHRIOGLU M, ALVARADO F L. Using utility information to calibrate customer demand management behavior models[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2001, 16(2): 317-322.
- [28] 燕智超, 姚一鸣, 谢开贵, 等. 面向配电网可靠性的微电网最优需求响应策略[J]. *供用电*, 2021, 38(7): 40-44.
- YAN Zhichao, YAO Yiming, XIE Kaigui, et al. Optimal demand response strategy of microgrid for distribution network reliability[J]. *Distribution & Utilization*, 2021, 38(7): 40-44.
- [29] FAHRIOGLU M, ALVARADO F L. Designing incentive compatible contracts for effective demand management[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2000, 15(4): 1255-1260.
- [30] 丁明, 吴义纯, 张立军. 风电场风速概率分布参数计算方法的研究[J]. *中国电机工程学报*, 2005, 25(10): 107-110.
- DING Ming, WU Yichun, ZHANG Lijun. Study on the algorithm to the probabilistic distribution parameters of wind speed in wind farms[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2005, 25(10): 107-110.
- [31] 蔡瑶, 卢志刚, 孙可, 等. 计及源荷不确定性的独立型交直流混合微网多能源协调优化调度[J]. *电工技术学报*, 2021, 36(19): 4107-4120.
- CAI Yao, LU Zhigang, SUN Ke, et al. Multi-energy coordinated optimal scheduling of isolated AC-DC hybrid microgrids considering generation and load uncertainties[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2021, 36(19): 4107-4120.
- [32] 王冠, 李鹏, 焦扬, 等. 计及风光不确定性的虚拟电厂多目标随机调度优化模型[J]. *中国电力*, 2017, 50(5): 107-113.
- WANG Guan, LI Peng, JIAO Yang, et al. Multi-objective stochastic scheduling optimization model for virtual power plant considering uncertainty of wind and photovoltaic power[J]. *Electric Power*, 2017, 50(5): 107-113.
- [33] 宋雪莹, 陈杰, 刁利, 等. 双碳目标下考虑源荷不确定性多能互补系统优化运行模型[J]. *电测与仪表*, 2021, 58(11): 8-15.
- SONG Xueying, CHEN Jie, DIAO Li, et al. Optimal operation model of multi-energy complementary system considering source-load uncertainty under double carbon target[J]. *Electrical Measurement & Instrumentation*, 2021, 58(11): 8-15.
- [34] NWULU N I, XIA X. Optimal dispatch for a microgrid incorporating renewables and demand response[J]. *Renewable Energy*, 2017, 101: 16-28.

收稿日期: 2021-10-28; 修回日期: 2022-02-13

作者简介:

李英量(1979—), 男, 通信作者, 博士, 教授, 研究方向为电力系统稳定控制、配电网规划与继电保护; E-mail: yingliang.li@hotmail.com

周丽雯(1997—), 女, 硕士研究生, 研究方向为虚拟电厂、分布式发电技术。

(编辑 周金梅)