

负荷聚合商参与需求响应的可靠性及风险分析

张晶晶¹, 张 鹏¹, 吴红斌¹, 齐先军¹, 杨世海², 李志新²

(1. 安徽省新能源利用与节能实验室(合肥工业大学), 合肥 230009; 2. 国家电网江苏省电力有限公司, 南京 210024)

摘 要: 针对包含传统可调负荷、光伏及电动汽车的用户侧多元需求响应资源,考虑其不确定响应特性,采用模糊机会约束规划建立负荷聚合商的经济调度决策模型。立足经济调度分析,定义响应可信容量和响应容量可信度2个指标来衡量负荷聚合商的调度可靠性,并讨论资源预测精度、配置比例及置信度对可靠性指标的影响。基于模糊模拟技术提出负荷聚合商的风险评估方法,分析不同置信度、不同惩罚系数下负荷聚合商的经济风险水平。算例分析表明,所提出的模型与方法可为负荷聚合商参与需求响应的可靠性评估与运营决策提供理论参考。

关键词: 不确定性分析; 可靠性; 风险分析; 负荷聚合商; 模糊机会约束规划

中图分类号: TM73

文献标识码: A

0 引 言

随着智能电网的快速发展,需求响应(demand response, DR)技术逐渐成为电力行业的研究热点^[1]。居民用电量约占社会总用电量的30%,其特点是单个用户可调容量小而用户基数大,调度潜力较高。当前分布式能源和储能的普及拓展了用户侧的DR资源类型^[2]。负荷聚合商(load aggregator, LA)作为从事DR业务的专门机构^[3],为小型需求侧用户参与DR提供机会,增强了DR的效益^[4]。现有研究多关注于LA的运营机制^[5,6]和调度控制策略^[7],采用基于确定性DR的传统优化调度模型,但未考虑到LA的响应可能存在可靠性问题。实际中,由于用户的心理因素和分布式能源输出功率的波动,调度计划与实际响应存在一定偏差,因此定量分析执行DR决策方案的可靠性及风险对于LA参与系统运行和电力市场交易均具有重要意义。文献[8]提出不确定性可中断负荷参与系统备用配置的协调优化方案;文献[9]研究价格型DR不确定性对日前优化调度的影响;一些文献采用马尔可夫模型^[10,11]和后悔匹配机制^[12]模拟用户不确定行为,并以传统的系统可靠性指标间接反映DR的可靠性。但以上研究并未考虑多元DR资源的不确定性联合调度,同时,目前尚缺乏关于LA的响应决策方案可靠性评

估和风险分析的相关研究。

本文考虑多元DR资源的不确定性,采用模糊机会约束规划建立LA参与DR的优化调度决策模型,并提出响应可靠性的相关量化指标和风险评估方法。算例讨论LA响应可靠性与资源配置比例、资源预测精度以及置信度的关系。通过分析惩罚系数和置信度对经济风险的影响,探讨LA收益与风险的平衡关系。

1 居民侧响应资源不确定性模型

在居民侧,LA挖掘和整合零散的多元DR资源,除单纯可调负荷外,LA的控制资源还包括分布式电源和电动汽车(electric vehicle, EV)^[3]。因此,本文将研究背景定为光储型智能居民区,响应资源包括居民提供的传统可调负荷、光伏(photovoltaic, PV)发电系统和电动私家车。

多数文献从概率角度出发^[8],用响应期望值的随机偏差来描述不确定性。实际中可能由于缺乏运行信息,难以建立精确的概率分布函数,本文采用三角模糊数来描述用户侧不确定程度^[9]。

1.1 IL响应不确定性模型

本文在分时电价(time-of-use, TOU)背景下,采用经济补偿作为激励手段,从LA的角度基于居民

用户生活用电的不确定响应情况进行可中断负荷(interruptible load, IL)调度决策。

用户在接受激励时, 削减水平受到基线负荷、用户激励敏感程度和时段电价的影响。结合消费者心理学原理, 用户负荷的削减率为:

$$\lambda_{\Delta P, t} = \varepsilon \Delta x_t \quad (1)$$

式中, 下标 t ——时段 t (下文同); $\lambda_{\Delta P, t}$ ——负荷削减率, 其中下标 ΔP 为用户负荷的削减标记; ε ——用户激励敏感系数, $\varepsilon \geq 0$; Δx_t ——LA 给用户的激励水平, 为电价的倍数。

居民用户负荷削减率的三角模糊表达式和隶属度参数之间的关系为:

$$\tilde{\lambda}_{\Delta P, t} \sim (\lambda_{\Delta P1, t}, \lambda_{\Delta P2, t}, \lambda_{\Delta P3, t}) \quad (2)$$

$$\begin{cases} \lambda_{\Delta P1, t} = \varepsilon \Delta x_t - d_t \\ \lambda_{\Delta P2, t} = \varepsilon \Delta x_t \\ \lambda_{\Delta P3, t} = \varepsilon \Delta x_t + d_t \end{cases} \quad (3)$$

$$d_t = -k \Delta x_t + d_{\text{init}}, \quad 0 \leq \Delta x_t \leq \Delta x_{t, \max} \quad (4)$$

式中, $\tilde{\lambda}_{\Delta P, t}$ ——负荷削减率的模糊表达形式; $\lambda_{\Delta P1, t}$ 、 $\lambda_{\Delta P2, t}$ 、 $\lambda_{\Delta P3, t}$ ——负荷削减率的隶属度参数; d_t ——负荷削减率的最大偏差, $d_t \geq 0$, 且随着经济激励水平的增大而呈现递减^[8]; k ——最大削减率偏差随激励水平变化的比例系数, 其值与用户激励敏感系数成正比; d_{init} ——无激励时的初始最大削减率偏差; $\Delta x_{t, \max}$ ——最大激励水平。

1.2 EV 及 PV 出力的三角模糊表示

采用 V2G(vehicle-to-grid)技术, EV 可在一定时段内向电网提供出力。根据 EV 日行驶里程数和开始放电时间密度函数^[13], LA 可预测居民区 EV 的总放电功率, 并通过小区充电桩实现电量收集。同时调查居民区的历史太阳辐射强度和温度参数^[14], 可预测小区光伏组件出力。

考虑到车辆行驶的不确定性及天气波动, EV 及 PV 的总出力可采用三角形模糊数来描述:

$$\tilde{P}_t \sim (r_1 P_t, P_t, r_2 P_t) \quad (5)$$

式中, \tilde{P}_t ——资源出力模糊表达形式, kW; P_t ——资源预测出力, kW; r_1 、 r_2 ——出力的三角隶属度参数。

2 LA 经济调度模型

本文中, 考虑 LA 参与 DR 的方式分为 2 类: 1) 接受电网分配的指定响应任务; 2) 参与日前市场

投标。接受响应任务时, 根据给定的响应容量等要求, LA 需要最小化调度成本从而追求利益最大化^[6]。参与日前市场投标时, 为避免响应资源的闲置, LA 需根据日前预测结果最大化地整合可控资源上报至日前市场, 并根据经济调度模型求解得到响应方案。

2.1 目标函数

LA 的调度目标函数为:

$$\min f = f_{\text{start}} + f_{\text{inf}, 1} + f_2 + f_3 \quad (6)$$

式中, f ——LA 调度总成本, ¥; f_{start} ——调度启动成本, ¥; $f_{\text{inf}, 1}$ ——调度 IL 的成本悲观值, ¥; f_2 ——调度 PV 资源成本, ¥; f_3 ——调度 EV 出力成本, ¥。

1) IL 调度成本

$$\begin{cases} \tilde{f}_1 = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_{\text{IL}}} p_t \Delta x_{i,t} \tilde{\lambda}_{\Delta P, i,t} P_{\text{IL}, i,t} n_{\text{IL}, i} \\ f_{\text{inf}, 1} = \inf \{ r | Cr\{\tilde{f}_1 \leq r\} \geq \alpha \} \end{cases} \quad (7)$$

式中, 下标 i ——第 i 类提供 IL 的居民用户(下文同); p_t ——电价, ¥/kWh; $\Delta x_{i,t}$ ——LA 给各类用户的激励水平, 为决策变量; $\tilde{\lambda}_{\Delta P, i,t}$ ——用户负荷削减率模糊参量; $P_{\text{IL}, i,t}$ ——用户的基线负荷, kW; $n_{\text{IL}, i}$ ——用户数量; N_{IL} ——用户的分类总数; T ——LA 调度的时段总数; $\inf\{\cdot\}$ ——取下界符号; $Cr\{\cdot\}$ ——可信性测度; r ——成本变量, ¥; α ——IL 调度成本悲观值置信度^[15]。

2) PV 调度成本

$$f_2 = \sum_{t=1}^T c_{\text{PV}} \Delta P_{\text{PV}, t} \quad (8)$$

式中, c_{PV} ——LA 调用用户侧 PV 资源的单价, ¥/kWh; $\Delta P_{\text{PV}, t}$ ——LA 调用 PV 资源的容量, kW, 为决策变量。

3) EV 调度成本

考虑到 LA 对 EV 的调度会影响到汽车的效用, 调度成本一般采用二次函数形式描述^[16]。

$$f_3 = \sum_{i=1}^T c_{\text{EV}1} (\Delta P_{\text{EV}, i}^2 + c_{\text{EV}2} \Delta P_{\text{EV}, i}) \quad (9)$$

式中, $c_{\text{EV}1}$ 、 $c_{\text{EV}2}$ ——EV 群的放电成本系数; $\Delta P_{\text{EV}, i}$ ——LA 调用的 EV 功率, kW, 为决策变量。

2.2 约束条件

1) IL 激励水平约束

IL 激励水平应使得负荷削减率满足上下限

要求:

$$\lambda_i^{\min} \leq \varepsilon_i \Delta x_{i,t} \leq \lambda_i^{\max} \quad (10)$$

式中, λ_i^{\max} 、 λ_i^{\min} ——用户负荷削减率的上下限。

2) LA、PV 和 EV 的响应容量模糊机会约束

LA 的调度总容量需要满足一定约束,同时 PV 发电和 EV 的调度也需要满足其出力上下限要求。由于上述约束中的参数涉及到模糊参数,因此采用机会约束描述:

$$Cr\left\{\sum_{i=1}^{N_{IL}} \tilde{\lambda}_{\Delta P,i,t} P_{IL,i,t} n_{IL,i} + \Delta P_{PV,t} + \Delta P_{EV,t} \geq \Delta P_{LA,t}\right\} \geq \beta \quad (11)$$

$$Cr\{0 \leq \Delta P_{PV,t} \leq \tilde{P}_{PV}^{\max}\} \geq \gamma_1 \quad (12)$$

$$Cr\{0 \leq \Delta P_{EV,t} \leq \tilde{P}_{EV}^{\max}\} \geq \gamma_2 \quad (13)$$

式中, $\Delta P_{LA,t}$ ——LA 的响应任务容量, kW, 对于参与日前市场投标的情况, 则 $\Delta P_{LA,t}$ 为 LA 的投标容量, kW; \tilde{P}_{PV}^{\max} 、 \tilde{P}_{EV}^{\max} ——居民区 PV 和 EV 可调出力的上限, kW; β 、 γ_1 、 γ_2 ——LA、PV 和 EV 的响应容量机会约束成立的置信度。

2.3 模型求解

本文提出的调度模型中, PV、EV 和 LA 的响应容量模糊机会约束(式(11)~式(13))可转化为清晰等价形式。同理, 可以将 IL 响应调度成本目标函数悲观值(式(7))等价转化^[15]。

通过等价处理, 本文提出的调度模型转化为混合整数规划问题。使用 Matlab 软件编程, 利用 YALMIP 工具箱调用 CPLEX 求解器求解。

3 LA 响应可靠性及风险评估

计及 LA 参与的多层调度模式下的互动增强了 DR 调度的灵活性和兼容性, 但同时可能因复杂的调度结构产生风险。LA 提供的调度合同包含 DR 的具体实施内容^[5], 如响应容量、响应持续时间等。合同中一般未涉及 LA 响应执行的可靠性信息, 忽略了风险的存在。其中风险源从居民侧各类不确定性资源出发, 经过 LA, 最后达到电网侧或市场侧。风险的直接后果是供需不平衡, 电网需额外购买高价备用容量, LA 则可能接受惩罚^[4], 承担经济风险。

3.1 LA 响应可靠性

置信度 β 从概率的角度描述 LA 的响应方案可

靠性。事实上, LA 在各时段以不同置信度满足约束式(11)所提供的最大响应容量并不相同。本文从容量角度描述 LA 的响应可靠性, 在时段 t 定义: 响应资源不确定性的条件下, LA 能够以置信度 β 满足响应任务的最大容量, 称为 LA 置信度为 β 的响应可信容量(response credible capacity, RCC), 如式(14)。一定置信度下的 RCC 表征了 LA 的响应潜力及其对应的可靠程度, 本文将其作为 LA 参与日前市场的投标容量。同时定义: LA 置信度为 β 的响应可信容量与 LA 可控容量之比, 称为 LA 置信度为 β 的响应容量可信度(response capacity credit in percent, RCCP), 如式(15)。RCCP 的大小反映了 LA 的资源整合能力, RCCP 越接近 100%, 则 LA 对不确定性响应资源的整合技术越有效, 整体响应不确定性越小。以上指标作为 LA 提供避峰决策方案的可靠性度量, 在参与日前市场投标时, 可作为竞标信息, 以方便电网做出决策。

$$RCC_{t,\beta} = \max\left\{\sum_{i=1}^{N_{IL}} \tilde{\lambda}_{\Delta P,i,t} P_{IL,i,t} n_{IL,i} + \Delta P_{PV,t} + \Delta P_{EV,t}\right\} \quad (14)$$

s.t. 式(11)~式(13)

$$RCCP_{t,\beta} = \frac{RCC_{t,\beta}}{NC_t} \times 100\% \quad (15)$$

式中, NC_t ——LA 的响应资源可控容量, kW。

3.2 LA 响应风险成本

由于 LA 的响应容量约束以概率形式满足, 不可避免会带来一定的响应容量不足风险, 这种情况下 LA 会面临一定的惩罚, 故量化 LA 调度过程中的经济风险水平, 对 LA 的运营具有重要参考意义。LA 响应风险度量与 LA 响应容量不足和响应容量不足持续时间相关, 本文考虑响应容量不足期望(expected response capacity not supplied, ERCNS)。当 LA 实际响应量大于响应任务容量时, $E_{RCNS,t} = 0$, 亦不存在风险; 反之, 若 LA 响应量未达到响应任务容量, LA 风险成本 C_{risk} 及响应容量不足期望 $E_{RCNS,t}$ 分别为:

$$C_{risk} = \sum_{t=1}^T \pi_t E_{RCNS,t} \quad (16)$$

$$E_{RCNS,t} = E[\Delta P_{LA,t} - \sum_{i=1}^{N_{IL}} \tilde{\lambda}_{\Delta P,i,t} P_{IL,i,t} n_{IL,i} - \Delta P_{PV,t} - \Delta P_{EV,t}] \quad (17)$$

$$\pi_t = \delta \cdot p_{LA,t} \quad (18)$$

$$p_{LA,t} = \eta \cdot \pi_t \quad (19)$$

式中, π_t ——电网对 LA 的惩罚单价, ¥/kWh ; δ ——惩罚系数, 表征了 LA 响应的风险强度; $p_{LA,t}$ ——电网根据分时电价 p_t 向 LA 支付的响应补偿单价, ¥/kWh ; η ——LA 的收益系数。

由于不确定因素以模糊数的形式表示, 因此采取模糊模拟技术求解 $E_{RCNS,t}$ 。与 Monte Carlo 模拟不同的是, 模糊模拟在事件的可信性分布上对模糊变量采样, 同时文献[17]为其提供了严格的算法收敛性证明。

假设 $f: R^n \rightarrow R$ 是一个实值函数, 定义响应容量不足期望 $E_{RCNS,t}$ 为模糊事件 $f(x, \xi)$ 的期望, ξ 是定义在可能性空间 $(\Theta, P(\Theta), Pos)$ 上的模糊向量, x 为决策向量, 结合半方差风险测度思想, $E_{RCNS,t}$ 的求解算法为:

1) 置 $e=0$, 分别从 Θ 中均匀产生 θ_k , 使得 $Pos\{\theta_k\} \geq \varepsilon$, 令 $v_k = Pos\{\theta_k\}$ ($k=1, 2, 3, \dots, N$), 其中 ε 是充分小的正数;

2) 计算中间量 a 和 b , 其中

$$a = [f(x, \xi(\theta_1)) \wedge f(x, \xi(\theta_2)) \wedge \dots \wedge f(x, \xi(\theta_N)), 0]^+,$$

$$b = [f(x, \xi(\theta_1)) \vee f(x, \xi(\theta_2)) \vee \dots \vee f(x, \xi(\theta_N)), 0]^+;$$

3) 从 $[a, b]$ 中均匀产生 rd ;

$$4) e \leftarrow e + Cr\{f(x, \xi) \geq rd\}, \text{ 其中 } Cr\{f(x, \xi) \geq rd\} = \frac{1}{2} \left(\max_{1 \leq k \leq N} \{v_k | f(x, \xi(\theta_k)) \geq rd\} + \min_{1 \leq k \leq N} \{1 - v_k | f(x, \xi(\theta_k)) < rd\} \right);$$

5) 重复步骤 3)~步骤 4) 共 N 次;

6) 则 $E_{RCNS,t} = E[f(x, \xi)] = a \vee 0 + b \wedge 0 + e(b-a)/N$ 。

4 算例分析

4.1 算例条件

以某城区 LA 为研究主体。峰时段为 10:00~12:00、16:00~22:00, 谷时段为 00:00~08:00, 其余为平时段, 其中峰平谷电价分别为 0.74、0.52 和 0.36 ¥/kWh ; 经过分类的 4800 户居民用户 IL 及其响应参数见表 1。居民区 PV 安装容量为 1000 kW, 受 LA 调度的 EV 数量为 1000; PV 和 EV 出力三角模糊参数 r_1 分别为 0.8 和 0.85, r_2 分别为 1.2 和 1.15; PV 与 EV 出力预测值见图 1。PV 调用电价为 $c_{PV} = 0.78 \text{ ¥/kWh}$; EV 调用成本参数为 $c_{EV1} = 1 \times 10^{-3}$, $c_{EV2} = 7 \times 10^2$; IL 调度成本悲观值置信度 α 取 0.9; PV 和 EV 的响应容量约束置信度取 $\gamma_1 = \gamma_2 = 0.95$;

LA 满足总响应容量约束的置信度 β 取 0.9。

表 1 分类的 IL 响应参数

Table 1 Classified IL response parameters

类型	激励敏感系数	最大削减率/%	平均负荷/kW	用户数量
1	0.4	40	3.5	234
2	0.4	30	2.5	651
3	0.4	20	2.0	276
4	0.4	10	1.5	225
5	0.3	40	3.0	438
6	0.3	30	2.5	675
7	0.3	20	2.0	351
8	0.3	10	1.5	216
9	0.2	40	2.5	363
10	0.2	30	2.0	405
11	0.2	20	1.5	252
12	0.2	10	1.0	174
13	0.1	40	2.0	114
14	0.1	30	1.5	180
15	0.1	20	1.0	165
16	0.1	10	0.5	81

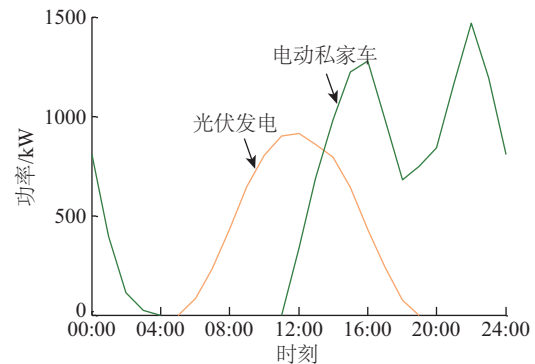


图 1 PV 及 EV 出力预测曲线

Fig. 1 Output forecast curves of PV and EV

4.2 LA 基本调度分析

根据参与 DR 的方式及是否考虑不确定性, 设定 LA 参与以下调度场景:

场景 1: 接受响应任务, 不考虑不确定性

场景 2: 接受响应任务, 考虑不确定性

场景 3: 参与日前投标, 不考虑不确定性

场景 4: 参与日前投标, 考虑不确定性

场景 1、2 中,LA 需要在次日 13:00 完成 4000 kW 的响应任务;场景 3、4 中,LA 参与日前 $t=13$ 时段的 DR 投标。LA 的启动成本均为 2000 元。调度成本对比见表 2,场景 1 中的响应资源调度情况见图 2,其中横坐标 1~16 对应表 1 的 16 类居民用户,17 和 18 分别对应 PV 和 EV。

表 2 不同场景下的 LA 成本对比

Table 2 LA's cost comparison in different scenarios

场景	响应 容量/kW	IL 成本/元	PV 成本/元	EV 成本/元	调度 成本/元
1	4000	1491.2	670.6	352.1	4513.9
2	4000	1858.9	549.9	537.5	4946.3
3	4622	2036.3	670.6	959.1	5666.0
4	4251	2117.8	549.9	774.1	5441.8

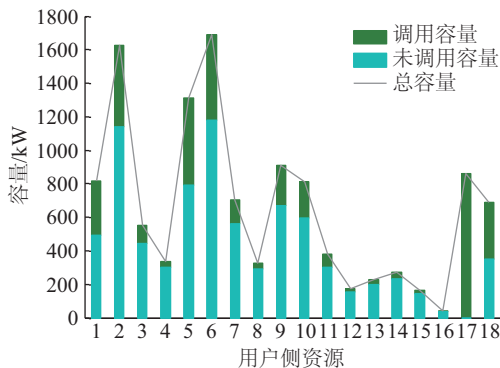


图 2 场景 1 的响应资源调用情况

Fig. 2 Scheduling results of DR resources in scenario 1

1)图 2 中 LA 的资源调度情况,反映了 LA 以耗量微增率准则对响应资源的聚合调度特点。IL 类型 4、8 和 12~16 的响应容量偏小,其他 IL 均有可观的响应量。对比表 1 可知,激励敏感程度高、削减率上限高及基线负荷大的用户应当赋予优先调用权。

2)场景 1 中 PV 出力全部调用,EV 资源仅部分调用,因为 PV 的上网单价较低而 EV 出力调用成本随着调用容量的增大呈二次函数增长。

3)对比场景 1 和场景 2,在相同响应容量下考虑不确定因素时,LA 总调用成本增高。场景 1 的 PV 出力全部被调用,由于场景 2 考虑 PV 出力预测不确定性,其调用容量较保守,因而 PV 调用成本下降但 IL 和 EV 调用成本相应上升。

4)场景 4 中 LA 响应容量比场景 3 低 371 kW,

此时 LA 响应总容量即为 $t=13$ 时段置信度 $\beta=0.9$ 的响应可信容量,与不考虑不确定性的情况比较,更接近该 LA 实际的最大可靠调度能力。

4.3 LA 响应可靠性分析

4.3.1 LA 的日内响应可信容量评估

为分析 LA 在各时段的可调度特性和响应可靠性,绘制 LA 的日内响应可信容量曲线及响应容量可信度曲线如图 3 所示。

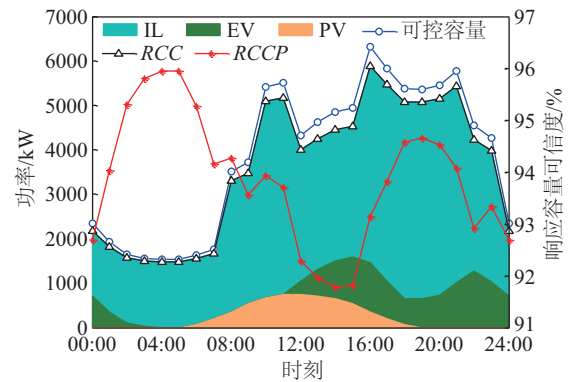


图 3 LA 的日内响应可信容量及响应容量可信度曲线

Fig. 3 LA's day RCC and RCCP curves

1)各时段响应可信容量均低于可控容量,这是由于调度过程中不确定因素造成的。LA 的响应可信容量在 01:00~7:00 低于 2000 kW,而部分时段则超过 5000 kW,不同时段的响应能力差别较明显,其原因是各时段 IL、PV 和 EV 的可调度能力具有不同特性。同时,EV 与 PV 出力在时段上呈现出一定的互补特性,这对于城区 LA 提供连续、稳定的响应能力具有重要意义。

2)LA 的响应容量可信度在各时段呈现出明显差异,这表明各时段响应可信容量低于可控容量的程度并不相同。激励水平较高时,居民生活用电的 IL 不确定性较低,在含有 PV 和 EV 资源比例较多的时段中,PV 和 EV 出力的较大不确定性使得响应容量可信度较低。如在 14:00 时 RCCP 为 91.78%,而在 04:00~05:00 并无 PV 和 EV 资源可用,此时 RCCP 达到 95.94%。虽然用户侧新能源和电动汽车是 LA 的优质资源,但此类不确定性较高的资源可能降低 LA 的响应容量可信度,并可能影响 LA 的整体效益。

4.3.2 LA 响应可信容量影响因素分析

选择 4.2 节场景 4, 对于 PV 和 EV 出力, 设定 3 组不同预测精度的模糊参数: 1) $r_{PV1}=0.9, r_{EV1}=0.95$; 2) $r_{PV1}=0.8, r_{EV1}=0.85$; 3) $r_{PV1}=0.7, r_{EV1}=0.75$ 。分别调节 β 、 γ_1 和 γ_2 在 $[0.8, 1.0]$ 区间内变化, LA 的响应可信容量如图 4 所示。

1) 以第 1 组为例分析, 随着置信度 β 、 γ_1 和 γ_2 的增加, LA 的响应可信容量从 4450 kW 下降到 4348 kW, 响应容量可信度下降了 2.2%。第 2 组、第 3 组中, RCCP 也分别有 3.7% 和 5.1% 的降幅。可见, 随着置信度的增加, 即提高机会约束的满足概率, 其相应的 LA 响应可信容量会降低。LA 响应置信度的提升以可信容量的降低为代价。

2) 图 4 中在同样置信度策略下, 响应可信容量从大到小排序依次是第 1 组、第 2 组、第 3 组。可见 PV 和 EV 出力的预测精度越高, LA 的响应可信容量越高, 因此采用先进的 PV 出力预测手段和 EV 放电行为引导方式减小预测偏差可提高 LA 响应可靠性。

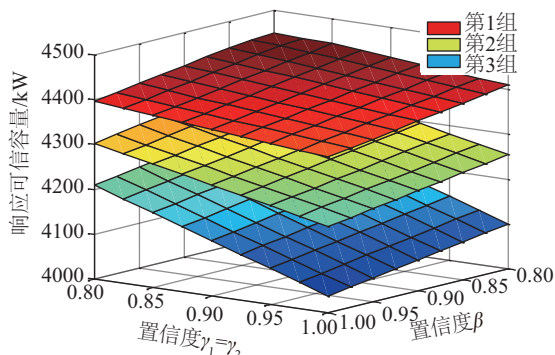


图4 不同预测精度和置信度策略下 LA 响应可信容量

Fig. 4 LA's RCC under different forecasting accuracy and confidence strategies

4.4 LA 调度风险分析

4.4.1 计及风险的 LA 收益

针对 4.2 节 4 种场景, 设定 LA 收益系数 $\eta=4$, 惩罚系数 $\delta=4$, 分别计算 LA 的收益情况如表 3 所示。其中, 考虑不确定性的场景 2、4 中, 收益计算除了考虑调度成本, 还需扣除风险成本。

表 3 中: 场景 2 和场景 4 计及风险后 LA 的响应容量不足期望分别为 12.2 和 10.6 kW, 其对应惩罚系数下的风险成本分别为 101.5 和 88.2 元。可见

在置信度 $\beta=0.9$ 时, LA 的风险成本较低, 收益受影响较小。虽然联合调度多种不确定性 DR 资源给 LA 的运营带来了经济风险, 但合适的置信度下, LA 仍有较大收益空间。

表3 不同场景下的 LA 收益对比

Table 3 LA's profit comparison in different scenarios

场景	响应 补偿/元	调度 成本/元	风险 成本/元	收益/ 元	$E_{RCNS,t}/$ kW
1	8320.0	4513.9	—	3806.1	—
2	8320.0	4946.3	101.5	3272.2	12.2
3	9613.8	5666.0	—	3947.8	—
4	8842.1	5441.8	88.2	3312.1	10.6

4.4.2 置信度和惩罚系数对 LA 收益的影响

基于场景 4, 分别以不同置信度 β 下的响应可信容量作为投标容量参与日前 DR 市场投标。绘制 $\delta=2, 4, 8$ 时的 LA 收益曲线如图 5, 其中置信度 β 变化区间为 $[0.6, 1.0]$, 间隔为 0.02。

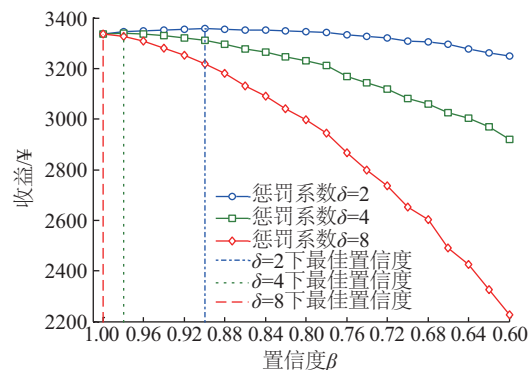


图5 不同惩罚系数下 LA 的收益曲线

Fig. 5 LA's profit curves under different penalty factors

$\delta=2, 4, 8$ 下, β 的最佳值分别约为 0.90、0.98、1.00, 对应收益分别约为 3375.1、3354.5、3335.4 元。可见, 随着惩罚系数的增大, LA 最佳收益降低, 但不明显。最佳置信度的位置变化规律明显: 当惩罚系数较小, 最佳置信度出现在较低数值处, 表明 LA 在低响应风险强度下, 可舍弃一定的响应可靠性以增大收益。同时, $\delta=2$ 时, β 在 0.6~1.0 内, LA 的收益变化并不大, 因此难以驱使 LA 采取可靠的响应决策参与避峰。当惩罚系数增大, 最佳置信度趋近于 1, 同时低置信度下的 LA 收益下降明显, 这表明较高的响应风险强度会迫使 LA 提高响应的可靠程度, 提升 LA 的风险管控水平。根据以上规律, 电网

侧可以结合实际避峰需要,制定相应的惩罚系数,在基本不影响 LA 最佳收益的情况下引导 LA 可靠地参与 DR 任务;同时 LA 应根据既定的惩罚系数,结合用户侧响应资源的不确定程度,合理选择置信度策略,以权衡收益与风险。

5 结 论

本文以城区 LA 的 DR 调度为背景,建立基于模糊机会约束规划的 LA 经济调度模型。立足经济调度分析,提出和分析 LA 响应可靠性相关指标,同时进一步研究 LA 调度的经济风险。得出以下结论:

1)除单纯 IL 外,以 PV、EV 为代表的分布式发电和储能也是城区用户侧的重要 DR 资源。同时,考虑到资源的模糊性,可采用模糊机会约束建模并求解。研究结果表明计及不确定因素在一定程度上会增加 LA 的调度成本,但相比传统确定性模型更为准确。

2)提出的响应可信容量指标量化 LA 在一定置信度下的响应潜力,响应容量可信度指标则量化了 LA 对不确定性响应资源的整合能力。所提指标可作为 LA 参与市场投标的参数,以表征 LA 的响应可靠性,丰富 DR 市场的竞标信息。

3)LA 的响应可靠性受到响应资源的预测精度、比例配置及置信度等因素影响。通过充分的预测和合理的规划,可降低响应资源不确定性给 LA 带来的可靠性影响。

4)提出的风险评估方法能够清晰地量化 LA 参与 DR 的风险成本。不同惩罚系数和置信度对 LA 的收益影响展示了风险与收益的均衡关系,对电网和 LA 的运营均有一定参考意义。

如何减少 LA 调度过程中的不确定性以提升响应可靠性、减小调度风险,是进一步研究的问题。

〔参考文献〕

- [1] Lo C H, Ansari N. The progressive smart grid system from both power and communications aspects[J]. IEEE Communications Surveys & Tutorials, 2012, 14(3): 799—821.
- [2] Kwom S, Ntamo L, Gautam N. Optimal day-ahead power procurement with renewable energy and demand response[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(5): 3924—3933.
- [3] 高赐威, 李倩玉, 李慧星, 等. 基于负荷聚合商业务的需求响应资源整合方法与运营机制[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(17): 78—86.
- [3] Gao Ciwei, Li Qianyu, Li Huixing, et al. Methodology and operation mechanism of demand response resources integration based on load aggregator[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(17): 78—86.
- [4] Burger S, Chaves-Ávila J P, Battle C, et al. A review of the value of aggregators in electricity systems[J]. Renewable & Sustainable Energy Reviews, 2017, 77: 395—405.
- [5] Parvania M, Fotuhi-Firuzabad M, Shahidehpour M. Optimal demand response aggregation in wholesale electricity markets[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2013, 4(4): 1957—1965.
- [6] 文 刚, 翁维华, 赵 岩, 等. 考虑负荷聚集商参与的源荷互动双层优化模型[J]. 电网技术, 2017, 41(12): 3956—3963.
- [6] Wen Gang, Weng Weihua, Zhao Yan, et al. A bi-level optimal dispatching model considering source-load interaction integrated with load aggregator[J]. Power System Technology, 2017, 41(12): 3956—3963.
- [7] 周 磊, 李 扬, 高赐威. 聚合空调负荷的温度调节方法改进及控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(31): 5579—5589.
- [7] Zhou Lei, Li Yang, Gao Ciwei. Improvement of temperature adjusting method for aggregated air-conditioning loads and its control strategy[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(31): 5579—5589.
- [8] 王蓓蓓, 李义荣, 李 扬, 等. 考虑响应不确定性的可中断负荷参与系统备用配置的协调优化[J]. 电力自动化设备, 2015, 35(11): 82—89.
- [8] Wang Beibei, Li Yirong, Li Yang, et al. Optimal coordination between system reserve and interruptible loads with response uncertainty[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(11): 82—89.
- [9] 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.
- [9] 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.
- [10] Kwag Hyung-Geun, Kim Jin-O. Reliability modeling of demand response considering uncertainty of customer

- behavior[J]. *Applied Energy*, 2014, 122(6): 24—33.
- [11] Tabandeh A, Abdollahi A, Rashidinejad M. Reliability constrained congestion management with uncertain negawatt demand response firms considering repairable advanced metering infrastructures[J]. *Energy*, 2016, 104: 213—228.
- [12] 武 赓, 隆竹寒, 曾 博, 等. 计及用户行为的需求响应对分布式发电系统充裕度的影响[J]. *电力系统自动化*, 2018, 42(8): 119—126.
- [12] Wu Geng, Long Zhuhan, Zeng Bo, et al. Influence of demand response on supply adequacy of distributed generation system considering behaviors of users[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2018, 42(8): 119—126.
- [13] 李海娟, 黄学良, 陈 中, 等. 含电动汽车无线充电的配电网可靠性评估[J]. *电工技术学报*, 2015, 30(Sup1): 244—250.
- [13] Li Haijuan, Huang Xueliang, Chen Zhong, et al. Reliability evaluation of distribution network with wireless charging of electric vehicle[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2015, 30(Sup1): 244—250.
- [14] 吴红斌, 白 雪, 王 蕾. 基于序贯蒙特卡洛模拟的风光储发电系统可靠性评估[J]. *太阳能学报*, 2017, 38(6): 1501—1509.
- [14] Wu Hongbin, Bai Xue, Wang Lei. Reliability evaluation of wind-solar-battery generation system based on sequential monte carlo simulation[J]. *Acta Energiac Solaris Sinica*, 2017, 38(6): 1501—1509.
- [15] 刘宝碇, 赵瑞清, 王 纲. 不确定规划及应用[M]. 北京: 清华大学出版社, 2003.
- [15] Liu Baoding, Zhao Ruiqing, Wang Gang. *Uncertain programming with applications*[M]. Beijing: Tsinghua University Press, 2003.
- [16] Samadi P, Mohsenian-Rad H, Schober R, et al. Advanced demand side management for the future smart grid using mechanism design[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2012, 3(3): 1170—1180.
- [17] Liu Yian-Kui. Convergent results about the use of fuzzy simulation in fuzzy optimization problems[J]. *IEEE Transactions on Fuzzy Systems*, 2006, 14(2): 295—304.

RELIABILITY AND RISK ANALYSIS OF LOAD AGGREGATORS IN DEMAND RESPONSE

Zhang Jingjing¹, Zhang Peng¹, Wu Hongbin¹, Qi Xianjun¹, Yang Shihai², Li Zhixin²

(1. *Anhui New Energy Utilization and Energy Saving Laboratory (Hefei University of Technology), Hefei 230009, China;*

2. State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd., Nanjing 210024, China)

Abstract: Considering the uncertain response characteristics of user-side diversified response resources including traditional adjustable load, photovoltaic and electric vehicles, a load aggregator's economic dispatching decision model is established using fuzzy chance constrained programming method. Through the analysis of economic dispatch, two indices, namely response credible capacity and response capacity credit in percent, are defined to measure the load aggregator's dispatch reliability and discuss the impact of resource prediction accuracy, configuration ratio and confidence level on the reliability index. Based on fuzzy simulation technology, the risk assessment method of the load aggregator is proposed, and the economic risk levels of load aggregators under different confidence levels and different penalty coefficients are analyzed. The example analysis shows that the given model and method can provide a theoretical reference of the reliability assessment and operational decision-making for load aggregators in demand response.

Keywords: uncertainty analysis; reliability; risk analysis; load aggregator; fuzzy chance constrained programming