

DOI: 10.7667/PSPC171431

考虑需求响应不确定性的光伏微电网储能系统优化配置

李姚旺, 苗世洪, 刘君瑶, 叶畅, 尹斌鑫, 杨炜晨

(华中科技大学电气与电子工程学院强电磁工程与新技术国家重点实验室,
华中科技大学电力安全与高效湖北省重点实验室, 湖北 武汉 430074)

摘要: 将分布式光伏以微电网的形式接入配电网运行是应对大规模分布式光伏并网问题的有效手段之一。以含储能装置和需求响应资源的并网型光伏微电网为研究对象, 研究考虑价格型需求响应(Demand Response, DR)不确定性的并网型光伏微电网储能系统优化配置方法。首先, 同时考虑价格需求弹性曲线和基线负荷不确定性对价格型DR不确定性的影响, 建立了价格型DR响应量模糊模型。在此基础上, 以用户负荷与光伏出力总差异最小为目标, 建立了基于模糊机会约束规划的价格型DR优化运行模型。之后, 以价格型DR的优化结果为基础, 建立了基于模糊机会约束规划的并网型光伏微电网储能系统优化配置模型。通过对模糊机会约束的清晰等价处理, 将模糊机会优化问题转换为确定性优化问题进行求解。最后, 通过仿真算例验证了模型的有效性。

关键词: 光伏微电网; 储能系统优化配置; 需求响应; 不确定性; 模糊优化

Optimal allocation of energy storage system in PV micro grid considering uncertainty of demand response

LI Yaowang, MIAO Shihong, LIU Junyao, YE Chang, YIN Binxin, YANG Weichen

(State Key Laboratory of Advanced Electromagnetic Engineering and Technology, School of Electrical and Electronic Engineering, Huazhong University of Science and Technology, Hubei Electric Power Security and High Efficiency Key Laboratory, Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074, China)

Abstract: Connecting distributed photovoltaic (PV) to the distribution network through the grid-connected micro grid is one of effective ways to solve large-scale distributed PV integration problem. Taking the grid-connected PV micro grid with the energy storage system and demand response resources as the study object, this paper studies the optimal allocation strategy of energy storage system in PV micro grid considering uncertainty of price-based demand response (DR). Firstly, the impacts of price-demand elastic curve and based load uncertainty on the price-based DR uncertainty are considered, and the price-based DR fuzzy response model is established. Based on the price-based DR fuzzy response model, the price-based DR fuzzy chance optimal operation model, which is to minimize the difference between the system load and the PV output, is proposed. After that, based on the optimal results of the optimal operation model, the optimal allocation model of the energy storage system in grid-connected PV micro grid is established based on the fuzzy chance constrained program. By transferring the fuzzy chance constraints into their clear equivalents, the fuzzy chance optimal problem can be converted to a deterministic optimal problem to solve. Finally, the simulation results verify the validity of the proposed model.

This work is supported by National Key Research and Development Program of China (No. 2017YFB0903601), National Natural Science Foundation of China (No. 51777088) and Science and Technology Project of State Grid Corporation of China (No. SGHADK00PJJ51500060).

Key words: PV micro grid; optimal allocation of energy storage system; demand response; uncertainty; fuzzy optimization

0 引言

近年来, 随着“光伏扶贫政策”的落地与推进,

我国的分布式光伏发电事业得到了快速发展, 部分区域内已经形成高渗透率分布式光伏接入配电网的格局, 例如: 安徽省金寨县辖区内的光伏装机容量已超过当地负荷总量^[1]。由于光伏出力具有间歇性和波动性, 大规模分布式光伏并网会对电网安全、经济运行带来挑战^[2-3]。研究表明, 在大规模分布式光伏并网条件下, 相对于直接并网方案, 采用并网

基金项目: 国家重点研发计划项目(2017YFB0903601); 国家自然科学基金(51777088); 国家电网公司科技项目(SGHADK00PJJ51500060)

型光伏微电网接入方案更具经济性和合理性,其是应对大规模分布式光伏并网问题的有效手段之一^[4-5]。

在并网型光伏微电网中配置规模合理的储能系统是促进分布式光伏就地消纳,提升系统运行经济性的关键。目前,储能技术已受到了学术界和工业界的广泛关注^[6-7]。国内外学者已对面向微电网的储能系统优化配置策略进行了广泛的研究,并分别针对削峰填谷^[8]、平抑分布式电源出力波动^[9-12]和提升系统经济性^[13]等方面提出了储能系统的优化配置策略。

近年来,价格型需求响应(Demand Response, DR)作为一种经济、有效的可再生能源消纳手段,已被越来越多的国内外学者所关注^[14]。目前,已有学者对考虑 DR 的储能系统优化配置策略进行了一定研究,文献[5]在光储微电网优化配置模型中考虑可转移负荷,并分析了可转移负荷对光储微电网优化配置结果的影响。文献[15]考虑了基于峰谷电价的价格型 DR 模型,以降低微电网等年值成本为目标,制定了储能系统优化配置策略,验证了 DR 能够降低微电网等年值成本。文献[16]针对分布式电源接入区域配电网对负荷特性的负面影响,综合考虑储能充放电功率约束、运行约束以及配电网潮流平衡约束,建立了储能系统优化配置模型。文献[17]以提升微电网运行经济性为目标,提出了一种考虑价格型 DR 的独立型微电网优化配置策略。上述文献为研究计及 DR 的储能系统优化配置策略提供了良好的参考,但其均未考虑 DR 的不确定性。在实际运行中,受到外界环境的影响,价格型 DR 的响应量必然存在一定的不确定性,在优化问题中忽略价格型 DR 的不确定性将会导致优化结果过于乐观^[18]。因此,需要详细分析价格型 DR 的不确定性,并充分考虑价格型 DR 的不确定性对储能系统优化配置的影响。

目前,已有学者对价格型 DR 的不确定性建模进行了一定研究。文献[17-19]以电价-负荷关系曲线为基础,采用曲线上某点的随机误差来表示负荷变化量的随机性,并将其应用于考虑了风电和价格型 DR 的机组组合模型中。文献[20]通过期望值和随机误差之和的形式来表示价格型 DR 的响应量,验证了价格型 DR 的响应不确定性会给系统可靠性带来不利影响。文献[21]采用正态分布对价格型 DR 的响应量进行描述,并将其应用于电力系统概率潮流计算中。上述文献均从概率模型的角度对价格型 DR 的不确定性进行描述,但是,概率模型的建立依赖于充足的信息,当信息不充足或信息收集困难时,采用概率方法难以准确描述不确定性。相对而言,模糊变量可以在信息不充足或没有任何现存信

息时借助专家系统得到不确定参数的隶属函数,因此,在信息不充分的环境下,采用模糊数表示不确定性具有一定的优势^[22]。文献[22]和文献[23]分别采用三角模糊数和梯形模糊数对日前分时电价(Time-of-use price, TOU)和峰谷电价下的价格型 DR 的不确定性进行了描述。其中,TOU 为提前一日制定且以 1 h 为单位分段的分时电价^[22]。上述文献具有良好的启发意义,但是,它们对价格型 DR 不确定性的描述中均未考虑基线负荷^[24]不确定性和价格需求弹性曲线^[18]不确定性的影响,而文献[20, 24]中指出:基线负荷不确定性和价格需求弹性曲线不确定性是价格型 DR 不确定性的两项重要来源。

在已有研究的基础上,本文同时考虑基线负荷不确定性和价格需求弹性曲线不确定性对价格型 DR 不确定性的影响,建立了日前 TOU 环境下的价格型 DR 响应量模糊模型。在此基础上,以负荷曲线与光伏出力曲线差异最小为目标,建立了价格型 DR 优化运行模型。以价格型 DR 优化结果为基础,建立了储能系统优化配置模型。通过对模糊机会约束的清晰等价处理,将模糊优化问题转换为确定性优化问题进行求解。最后,结合仿真算例验证了模型的有效性。

1 日前 TOU 下的价格型 DR 响应量模糊模型

图 1 展示了基于价格需求弹性曲线的价格型 DR 响应量计算方法。图中的蓝色曲线为价格型需求弹性曲线,其主要用于表征负荷与电价间的关系,该曲线在基线负荷处的斜率为负荷弹性系数,负荷弹性系数的表达式如式(1)^[18]。

$$\lambda_{\Delta q,t} = \varepsilon_{f,t} \lambda_{\Delta c,t} \quad (1)$$

式中: $\lambda_{\Delta q,t}$ 表示 t 时段的负荷响应率; $\varepsilon_{f,t}$ 表示 t 时段的预测负荷弹性系数; $\lambda_{\Delta c,t}$ 表示 t 时段的电价变化率。

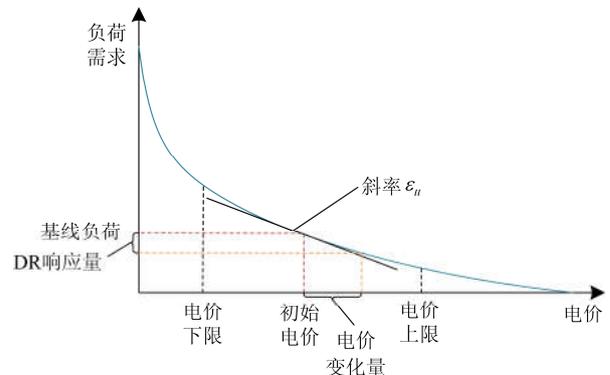


图 1 基于价格需求弹性曲线的价格型 DR 响应量计算方法
Fig. 1 Method of calculating price-based DR response quantity based on price-demand elastic curve

如图 1 所示, 当不计价格型 DR 的不确定性时, 价格型 DR 响应量可利用负荷弹性系数表示^[20-21], 如式(2)。

$$\Delta q_{\text{DR},t} = \varepsilon_{f,t} \lambda_{\Delta c,t} q_{\text{BL},t} \quad (2)$$

式中: $\Delta q_{\text{DR},t}$ 表示 t 时段的价格型 DR 响应量预测值; $q_{\text{BL},t}$ 表示 t 时段的基线负荷。

然而, 在实际系统中, 价格型 DR 响应量无法准确估计, 其必然存在一定的不确定性^[21]。价格型 DR 的不确定性主要来源于两个方面: 价格需求弹性曲线的不确定性和基线负荷的不确定性^[20,24]。因此, 价格型 DR 的不确定性可以由上述两部分组成, 如式(3)所示。

$$\Delta \tilde{q}_{\text{unDR},t} = \Delta \tilde{q}_{\text{unDR_PDC},t} + \Delta \tilde{q}_{\text{unDR_BL},t} \quad (3)$$

式中: $\Delta \tilde{q}_{\text{unDR},t}$ 为价格型 DR 不确定性的模糊表达式; $\Delta \tilde{q}_{\text{unDR_PDC},t}$ 为价格型 DR 不确定性中来源于价格需求弹性曲线不确定性部分的模糊表达式; $\Delta \tilde{q}_{\text{unDR_BL},t}$ 为价格型 DR 不确定性中来源于基线负荷不确定性部分的模糊表达式。

由图 1 可以看出, 价格需求弹性曲线主要通过负荷弹性系数影响价格型 DR 响应量。因此, 从价格型 DR 的角度来看, 来源于价格需求弹性曲线的不确定性实际上可以看作是来源于负荷弹性系数的不确定性。三角隶属度函数是研究不确定性问题时广泛采用的隶属度函数^[22-23], 本文也采用三角模糊数描述负荷弹性系数不确定性。负荷弹性系数不确定性的三元组表示形式如式(4)。

$$\tilde{\varepsilon}_{\text{un},t} = (-k_{\text{en}} \varepsilon_{f,t}, 0, k_{\text{ep}} \varepsilon_{f,t}) \quad (4)$$

式中: $\tilde{\varepsilon}_{\text{un},t}$ 为负荷弹性系数不确定性的模糊表达式; k_{ep} 和 k_{en} 分别表示负荷弹性系数的正向和负向最大误差比例, $k_{\text{ep}} \geq 0$, $k_{\text{en}} \geq 0$ 。此外, 需要指出的是: 负荷弹性系数的绝对值越大, 负荷的柔性程度越强, 而柔性程度更大的负荷具有更强的响应不确定性^[21-22]。因此, 本文假设 k_{ep} 和 k_{en} 均与 $|\varepsilon_{f,t}|$ 成正相关。

根据式(2), 价格型 DR 不确定性中来源于价格需求弹性曲线不确定性部分的模糊表达式可以表示为

$$\Delta \tilde{q}_{\text{unDR_PDC},t} = \tilde{\varepsilon}_{\text{un},t} \lambda_{\Delta c,t} q_{\text{BL},t} \quad (5)$$

类似于负荷弹性系数不确定性, 本文同样采用三角模糊数描述基线负荷不确定性。基线负荷不确定性的三元组表示形式如式(6)。

$$\tilde{q}_{\text{unBL},t} = (-k_{\text{qn}} q_{\text{BL},t}, 0, k_{\text{qp}} q_{\text{BL},t}) \quad (6)$$

式中: $\tilde{q}_{\text{unBL},t}$ 为基线负荷不确定性的模糊表达式; k_{qp} 和 k_{qn} 为表示基线负荷的正向和负向最大误差比例, $k_{\text{qn}} \geq 0$, $k_{\text{qp}} \geq 0$ 。

根据式(2), 价格型 DR 不确定性中来源于基线负荷不确定性部分的模糊表达式可以表示为

$$\Delta \tilde{q}_{\text{unDR_BL},t} = \varepsilon_{f,t} \lambda_{\Delta c,t} \tilde{q}_{\text{unBL},t} \quad (7)$$

根据三角模糊数计算公式^[25], 价格型 DR 响应量不确定性同样为三角模糊数, 其三元组表示形式如式(8)。

$$\begin{cases} \Delta \tilde{q}_{\text{unDR},t} = (-\Delta q'_{\text{unDRn},t}, 0, \Delta q'_{\text{unDRp},t}) \\ \Delta q'_{\text{unDRn},t} = (k_{\text{en}} + k_{\text{qn}}) \varepsilon_{f,t} \lambda_{\Delta c,t} q_{\text{BL},t} \\ \Delta q'_{\text{unDRp},t} = (k_{\text{ep}} + k_{\text{qp}}) \varepsilon_{f,t} \lambda_{\Delta c,t} q_{\text{BL},t} \end{cases} \quad (8)$$

式中, $\Delta q'_{\text{unDRn},t}$ 和 $\Delta q'_{\text{unDRp},t}$ 均为价格型 DR 不确定性模糊表达式中的三角隶属度参数。

综上所述, 价格型 DR 响应量可以表示响应量预测值的确定数 ($\Delta q_{\text{DR},t}$) 和表示响应量不确定性的模糊数 ($\Delta \tilde{q}_{\text{unDR},t}$) 之和来表示。

2 考虑价格型 DR 不确定性的并网型光伏微电网储能系统优化配置模型

并网型光储微电网内含有分布式光伏、储能系统和负荷, 实行“自发自用、余量上网、电网调剂”的运行机制^[5]。储能系统在光伏出力大于负荷的情况下充电, 富裕电量上网; 在光伏出力小于负荷的情况下放电, 不足电量从配电网购买。在实行日前 TOU 政策后, 通过对微电网内用电电价的调整, 引导用电负荷曲线与光伏出力曲线尽量贴近, 从而降低光伏微电网对储能系统的配置需求。

本文采用典型日数据和一年内的相似日天数来进行储能系统优化配置计算^[15]。典型日数据可采用样条插值法等方法获得^[26]; 全年相似日可通过聚类等方法选取, 进而获得全年相似日天数^[27]; 相似日选取原则需要考虑温度、湿度、特征气象参数等多种因素^[28]。

本文中价格型 DR 的主要作用是通过改变负荷形状, 使得负荷和光伏发电在时序上更加贴近, 从而有助于消纳光伏, 并减少储能系统的配置需求。因此, 本文首先针对典型日运行数据, 进行计及 DR 不确定性的价格型 DR 优化运行, 并基于优化运行后的系统负荷进行储能系统的优化配置^[5]。日前 TOU 电价更新周期为 24 h, 单位分段时长为 1 h。

2.1 计及响应不确定的价格型 DR 优化运行模型

1) 目标函数

以最小化光伏出力与用电负荷期望值的总差异为优化目标, 表示如式(9)。

$$\min \sum_{t=1}^T \left| P_{PV,t} - P_{L,t} - \frac{\Delta q_{IDR,t}}{\Delta t} - E\left(\frac{\Delta \tilde{q}_{unDR,t}}{\Delta t}\right) \right| \quad (9)$$

式中: $P_{PV,t}$ 表示典型日 t 时段光伏出力大小; $P_{L,t}$ 表示典型日 t 时段负荷功率; $E(\cdot)$ 为计算模糊期望值的符号; T 表示日前 TOU 更新周期; Δt 表示日前 TOU 电价单位分段时长。

2) 约束条件

价格型 DR 的电价约束表示如式(10)^[21-22]。

$$c_{\min} \leq c_t \leq c_{\max} \quad (10)$$

式中: c_t 表示 t 时段 TOU 电价; c_{\min} 和 c_{\max} 分别表示电价下限和电价上限。

价格型 DR 的实施不能够过分影响用户的正常生产与生活, 否则会引起用户的不满^[29]。因此, 本文在考虑价格型 DR 不确定性的前提下, 采用模糊机会约束的形式限制日前 TOU 制定后的用户全天总用电量, 使得在满足一定置信度的前提下, 用户全天总用电量在日前 TOU 制定前后近似不变, 以合理控制由价格型 DR 带来的不利影响。

$$\begin{cases} Cr\left\{\sum_{t=1}^T (\Delta q_{IDR,t} + \Delta \tilde{q}_{unDR_BL,t} - P_{L,t} \Delta t) \leq q_{dmax}\right\} \geq \alpha \\ Cr\left\{\sum_{t=1}^T (\Delta q_{IDR,t} + \Delta \tilde{q}_{unDR_BL,t} - P_{L,t} \Delta t) \geq -q_{dmax}\right\} \geq \alpha \end{cases} \quad (11)$$

式中: $Cr\{\}$ 为置信度表达式; α 表示慢性用户全天总用电量约束的置信度; q_{dmax} 表示用户全天总用电量的最大允许偏差, 与用户的用电满意度相关^[29], 其值可以通过对用户进行统计调查获得。

2.2 计及响应不确定性的储能系统优化配置模型

1) 目标函数

在光伏微电网中安装储能系统后的效益主要表现为: 储能系统能够将多余的光伏出力进行储存, 在负荷高于光伏的时段放电, 减少从配电网购电的成本; 在负荷低于光伏的时段充电, 减少微电网向配电网的倒送功率, 从而降低因功率倒送限制而引起的弃光量。本模型的目标函数为: 最大化储能系统为光伏微电网带来的净效益。目标函数如式(12)。

$$\max(G_{girdout} + G_{PVsub} - C_{girdin} - C_{BESS}) \quad (12)$$

式中: $G_{girdout}$ 和 C_{girdin} 分别表示微电网售电收益和微电网购电成本; G_{PVsub} 表示光伏发电补贴收益; C_{BESS}

表示储能电站的投资、运行和维护成本。各项收益和成本的表达式如式(13)。

$$\begin{cases} G_{girdout} = Rc_{sell} \sum_{t=1}^T P_{girdout,t} \Delta t \\ C_{girdin} = Rc_{buy} \sum_{t=1}^T P_{girdin,t} \Delta t \\ G_{PVsub} = Rc_{PVsub} \sum_{t=1}^T P_{PV,t} \Delta t \\ C_{BESS} = n_{BESS} I_{BESS} \frac{\gamma(1+\gamma)^l}{(1+\gamma)^l - 1} + m_{BESS} \end{cases} \quad (13)$$

式中: c_{sell} 和 c_{buy} 分别为售电单价和购电单价; R 表示一年的相似日天数; $P_{girdout,t}$ 和 $P_{girdin,t}$ 分别表示微电网在 t 时段向配电网售电的功率和从配电网购电的功率, $P_{girdout,t} \geq 0$, $P_{girdin,t} \geq 0$; Δt 表示进行储能优化配置分析的单位时长, 其与价格型 DR 优化模型中的单位时长一致; c_{PVsub} 表示分布式光伏发电单位补贴; n_{BESS} 表示单体储能电池的数量; I_{BESS} 表示单体储能电池的单价; γ 表示贴现率; l 表示储能系统使用年限; m_{BESS} 表示储能装置的运行、维护成本。

2) 约束条件

微电网在电量过剩和电量不足时分别需要向配电网售电和从配电网购电, 上述两种情况下的系统功率平衡约束分别表示如式(14)和式(15)。

$$P_{PV,t} - P_{PVcur,t} + P_{BESS,t} = P_{L,t} + P_{girdout,t} + \frac{\Delta q_{IDR,t}}{\Delta t} + E\left(\frac{\Delta \tilde{q}_{unDR,t}}{\Delta t}\right) \quad (14)$$

$$P_{PV,t} + P_{BESS,t} + P_{girdin,t} = P_{L,t} + \frac{\Delta q_{IDR,t}}{\Delta t} + E\left(\frac{\Delta \tilde{q}_{unDR,t}}{\Delta t}\right) \quad (15)$$

式中: $P_{BESS,t}$ 表示储能系统在 t 时段的出力, $P_{BESS,t} \leq 0$ 表示储能系统处于充电状态, $P_{BESS,t} \geq 0$ 表示储能系统处于放电状态; $P_{PVcur,t}$ 表示 t 时段的弃光功率。

储能系统充放电功率约束如式(16)。

$$n_{BESS} P_{BESSc,max} \leq P_{BESS,t} \leq n_{BESS} P_{BESSdisc,max} \quad (16)$$

式中, $P_{BESSc,max}$ 和 $P_{BESSdisc,max}$ 分别表示单体储能电池的最大充电功率和最大放电功率, 其中 $P_{BESSc,max} < 0$, $P_{BESSdisc,max} > 0$ 。

受价格型 DR 不确定性的影响, 微电网向配电网的倒送功率存在不确定性。为了对倒送功率越限的风险进行合理把控, 本文采用模糊机会约束的形式表示微电网倒送功率约束, 表达式如式(17)。

$$Cr\{P_{PV,t} - P_{PVcur,t} + P_{BESS,t} - P_{L,t} - \frac{\Delta q_{fDR,t}}{\Delta t} - \frac{\Delta \tilde{q}_{unDR,t}}{\Delta t} \leq P_{out,max}\} \geq \varphi \quad (17)$$

式中: φ 表示满足倒送功率约束的置信度; $P_{out,max}$ 表示允许向配电网倒送的最大功率。

储能电池荷电状态计算表达式和储能电池荷电状态约束分别如式(18)和式(19)所示。

$$SOC_{t+1} = SOC_t - \frac{\eta_{BESS} P_{BESS,t} \Delta t}{Q_{BESS}} \quad (18)$$

$$SOC_{min} \leq SOC_t \leq SOC_{max} \quad (19)$$

式中: SOC_t 表示 t 时段储能电池荷电状态; η_{BESS} 表示储能电池充放电效率; Q_{BESS} 表示储能电池容量; SOC_{min} 和 SOC_{max} 分别表示储能电池最小荷电状态和储能电池最大荷电状态。

考虑放电深度和循环次数对电池寿命的影响, 本文参考文献[15], 引入放电深度约束和循环次数约束, 其中, 循环次数约束使得储能系统在典型日内完成一次充放电循环。上述两约束分别表示如式(20)和式(21)所示^[15]。

$$D_{od} \leq 0.8 \quad (20)$$

$$C_y = 1 \quad (21)$$

式中: D_{od} 表示储能系统放电深度; C_y 表示储能系统在典型日 T 时段的充放电循环次数。

3 模型求解

根据三角模糊数期望值计算公式^[25], 价格型 DR 响应量不确定性期望值表达式为

$$E\left(\frac{\Delta \tilde{q}_{unDR,t}}{\Delta t}\right) = \frac{1}{4\Delta t} (\Delta q'_{unDRp,t} - \Delta q'_{unDRn,t}) \quad (22)$$

将式(21)分别代入式(9)、式(14)和式(15), 可将式(9)、式(14)和式(15)分别转换为确定性表达式。

此外, 本文模型中的用户全天总用电量约束和微电网倒送功率约束均为模糊机会优化约束, 且其均满足清晰等价类的标准转换形式, 通过文献[25]中方法, 式(11)和式(17)的清晰等价形式分别为

$$\begin{cases} \sum_{t=1}^T [\Delta q_{fDR,t} - P_{L,t} \Delta t + (2\alpha - 1) \Delta q'_{unDRp,t}] \leq q_{dmax} \\ \sum_{t=1}^T [\Delta q_{fDR,t} - P_{L,t} \Delta t - (2\alpha - 1) \Delta q'_{unDRn,t}] \geq -q_{dmax} \end{cases} \quad (23)$$

$$\begin{aligned} & P_{PV,t} - P_{PVcur,t} + P_{BESS,t} - P_{L,t} - \\ & \frac{\Delta q_{fDR,t}}{\Delta t} + (2\varphi - 1) \frac{\Delta q'_{unDRn,t}}{\Delta t} \leq P_{out,max} \end{aligned} \quad (24)$$

转换后的价格型 DR 优化运行问题和储能系统

优化配置问题均为确定性优化问题, 本文采用 CPLEX 12.6.3 对其进行求解。

4 仿真算例

4.1 算例数据

本文以安徽省某实际区域 10 kV 馈线数据为例开展分析。该馈线典型日光伏出力曲线和该地区典型日负荷曲线如图 2 所示, 假设每年有 260 个相似日。铅酸蓄电池的详细参数如表 1 所示^[30]。

各价格设定如下: 假设工业电价为每度 1.0 元, 分布光伏发电上网电价每度 0.485 元, 光伏发电每度补贴价格为 0.62 元^[5]。假设微电网允许最大倒送功率为 250 kW。

负荷响应特性如下: 假设负荷的自弹性系数为 -0.4, 假设负荷弹性系数的正向和负向最大误差水平比例系数均为 0.3, 基线负荷的正向和负向最大误差水平比例系数均为 0.05。假设用户全天总用电量约束和微电网倒送功率约束的置信度均取 0.9, 用户全天总用电量最大允许偏差为初始用户全天总用电量的 5%。

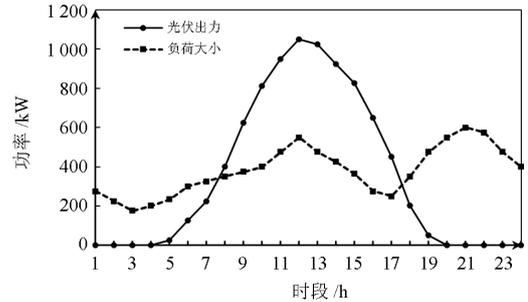


图 2 典型日光伏出力和负荷大小

Fig. 2 Output power of photovoltaics and system load on a typical day

表 1 铅酸蓄电池的详细参数

Table 1 Detailed parameters of lead acid battery

参数名称	数值	单位
电池单体电压	2.1	V
电池最大单体容量	50	A · h
最大 SOC 限制	0.95	—
最小 SOC 限制	0.45	—
单体最大放电功率	0.42	kW
单体最大充电功率	0.21	kW
充放电效率	0.85	—
单体初始投资成本	70	元/个
运行、维护成本占投资成本比例	0.3	%
循环寿命	1 000	次

4.2 算例分析

1) 价格型 DR 不确定性对优化结果的影响分析

本文设置了 4 种场景来分析价格型 DR 不确定性对并网型光伏微电网储能系统配置规模和系统净收益的影响。场景 1: 光伏微网中不含储能系统和价格型 DR; 场景 2: 光伏微网中含有储能系统但不含价格型 DR; 场景 3: 光伏微网中含有储能系统和价格型 DR, 但不计价格型 DR 的不确定性; 场景 4: 光伏微网中含有储能系统和价格型 DR, 且考虑价格型 DR 的不确定性。4 种场景下的系统优化结果如表 2 所示。

表 2 不同场景下的系统优化结果

Table 2 Optimization results in different scenarios

参数名称	场景 1	场景 2	场景 3	场景 4
蓄电池数量/个	—	29 048	18 029	21 324
全年弃光量(MW·h)	556.63	0	0	0
售电收益/万元	28.37	28.37	26.20	21.34
购电成本/万元	117.85	78.19	66.42	67.44
光伏补贴/万元	109.82	134.40	134.40	134.40
储能系统成本/万元	—	58.74	36.46	43.12
净效益/万元	20.34	25.84	57.72	45.18

对比表 2 中场景 1 和场景 2 的计算结果可得, 配置储能系统后, 并网型光伏微电网中不再出现弃光, 全年弃光量减少 556.63 MW·h, 且储能装置为系统带来的效益大于其自身的成本, 系统净收益增加 5.5 万元。其说明配置储能系统能够提升并网型光伏微电网的经济性和光伏消纳率。

对比表 2 中场景 2、场景 3 和场景 4 的计算结果可得, 引入价格型 DR 后, 不论是否考虑价格型 DR 的响应不确定性, 储能系统成本和系统购电成本均有较大程度的下降。考虑价格型 DR 不确定性前后, 系统净收益分别增加了 31.88 万元和 19.34 万元, 蓄电池配置数量分别减少了 11 019 个和 7 724 个。此外, 相较于考虑价格型 DR 不确定性前, 考虑响应不确定性后, 储能系统配置规模增加, 购电成本增加, 售电收益下降, 系统净收益下降 12.54 万元, 蓄电池配置数量增加 3 295 个。其说明考虑价格型 DR 响应不确定性后, 价格型 DR 依然具有削减储能系统配置规模和提升系统运行经济性的能力, 但该能力有所削弱。

2) 用户全天总用电量约束对优化结果的影响分析

在场景 4 的基础下, 设置用户全天总用电量的最大允许偏差分别为初始用户全天总用电量的 5%、2.5%和 1%, 其余参数不变, 系统优化结果如表 3 所示。

表 3 不同满意度指标下的系统优化结果

Table 3 Optimization results with different satisfaction index

最大允许偏差	初始用电量 的 5%	初始用电量 的 2.5%	初始用电量 的 1%
典型日负荷与光伏 出力偏差/kW·h	6 525	6 870	7 399
蓄电池数量/个	21 324	22 962	24 943
售电收益/万元	21.34	22.58	24.56
购电成本/万元	67.44	69.39	73.64
光伏补贴/万元	134.40	134.40	134.40
储能系统成本/万元	43.12	46.43	50.43
净效益/万元	45.19	41.17	34.89

从表 3 可以看出, 随着最大允许偏差的降低, 单个典型日内负荷与光伏出力的偏差增大, 系统内蓄电池优化配置数量增加, 系统净收益下降。需要说明的是, 用户全天总用电量约束是保证用户用电满意度的重要约束, 但其严苛程度会影响到价格型 DR 的响应水平; 最大允许偏差越小, 意味着负荷的总体可调水平越受限制, 进而导致储能系统配置规模提升和系统净收益下降。因此, 在实际系统的规划运行中, 需要仔细权衡用户全天总的用电量最大允许偏差, 在用户用电满意度与系统经济性中寻找平衡点。

为了对比分析考虑价格型 DR 不确定性前后, 用户全天总用电量约束对系统优化结果的影响, 绘制考虑价格型 DR 不确定性前后, 不同总用电量最大允许偏差下的系统净效益。结果如图 4 所示。

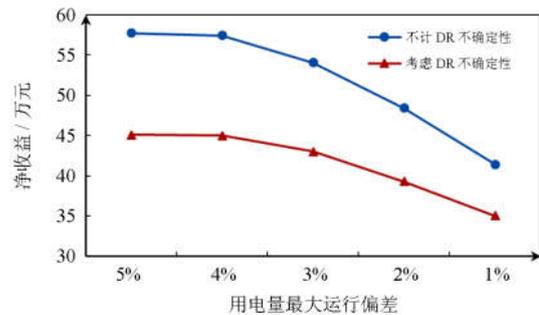


图 3 不同总用电量最大允许偏差下的净效益

Fig. 3 Net profits under different maximum allowable deviation of total electricity demand

由图 4 可知, 不论是否考虑价格型 DR 的不确定性, 系统净收益均随着最大允许偏差的减少而呈下降趋势。此外, 随着最大允许偏差的减少, 考虑价格型 DR 不确定性前后的系统净收益差距呈下降趋势。这主要是由于: 随着最大允许偏差的降低, 价格型 DR 的响应水平减少, 则系统受价格型 DR 不确定性的影响相应减少, 因此, 当最大允许偏差

下降时, 考虑不确定性前后的系统净收益差距同样有所下降。

3) 负荷弹性系数对优化结果的影响分析

在场景 4 的基础上, 假设系统负荷弹性系数预测值分别为-0.2、-0.4 和-0.6, 由于负荷弹性系数的最大误差比例系数与负荷弹性系数绝对值成正相关, 因此假设对应的最大误差水平比例系数分别为 0.1、0.3 和 0.5, 其余条件不变。考虑价格型 DR 不确定性前后的系统优化结果如表 4 所示。

表 4 不同负荷弹性系数下的系统优化结果

参数名称	$\varepsilon_{\beta} = -0.2$	$\varepsilon_{\beta} = -0.4$	$\varepsilon_{\beta} = -0.6$	
不 计 不 确 定 性	蓄电池数量/个	23 439	18 029	17 496
	售电收益/万元	27.15	26.20	26.13
	购电成本/万元	72.53	66.42	61.79
	光伏补贴/万元	134.40	134.40	134.40
	储能系统成本/万元	47.39	36.46	35.38
	净效益/万元	41.63	57.72	63.36
考 虑 不 确 定 性	蓄电池数量/个	24 058	21 324	21 162
	售电收益/万元	25.85	21.34	20.98
	购电成本/万元	73.21	67.44	65.76
	光伏补贴/万元	134.40	134.40	134.40
	储能系统成本/万元	48.65	43.12	42.79
	净效益/万元	38.39	45.19	46.83

通过表 4 可以得出, 随着负荷弹性系数绝对值的增大, 价格型 DR 削减储能系统成本和提升系统运行经济性的能力不断提升。但值得注意的是, 考虑价格型 DR 不确定性后, 当负荷弹性系数由-0.4 变为-0.6 时, 蓄电池配置数量仅削减了 162 个, 系统净效益仅提升 1.64 万元, 不及不计价格型 DR 不确定性时由提升负荷弹性系数带来的好处。

产生该现象的主要原因为: 当不考虑价格型 DR 不确定性时, 提高负荷的弹性相当于提高了负荷的响应水平, 其可以有效提升价格型 DR 削减储能系统成本和提升系统运行经济性的能力; 但考虑价格型 DR 不确定性后, 更高的负荷弹性意味着更大的响应不确定性, 其反而会削弱价格型 DR 削减储能系统成本和提升系统运行经济性的能力, 从而弱化由负荷弹性提升带来的优势。

5 结论

本文考虑了基线负荷和价格需求弹性曲线对价格型 DR 不确定性的影响, 建立了价格型 DR 不确定性模糊模型。在此基础上, 建立了考虑价格型 DR 不确定性的并网型光伏微电网储能系统优化配置模型, 分析了价格型 DR 不确定性对并网型微电网储

能系统优化配置的影响机理。得到以下结论:

1) 相对于确定价格型 DR, 考虑不确定性的价格型 DR 依然具有削减储能系统配置规模和提升系统运行经济性的能力, 但该能力有所削弱。

2) 用户用电满意度会限制价格型 DR 的响应水平。随着用户用电满意度限制的提升, 考虑价格型 DR 不确定性前后的储能系统优化结果差距呈下降趋势。

3) 在一定程度上, 负荷柔性程度的提升能够增强价格型 DR 削减储能系统配置规模和提升系统运行经济性的能力, 但受价格型 DR 不确定性的影响, 当负荷柔性程度过高时, 价格型 DR 的优势反而得不到有效地发挥。

参考文献

- [1] 蒋克勇. 金寨县风电光伏在配电网下的规划研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2015.
JIANG Keyong. Study of wind power and photovoltaic power of Jinzhai under the distribution network[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2015.
- [2] 王新普, 周想凌, 邢杰, 等. 一种基于改进灰色 BP 神经网络组合的光伏出力预测方法[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(18): 81-87.
WANG Xinpu, ZHOU Xiangling, XING Jie, et al. A prediction method of PV output power based on the combination of improved grey back propagation neural network[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(18): 81-87.
- [3] 陈海飞, 苗淼, 常康. 大型并网光伏电站无功电压控制综述[J]. 陕西电力, 2016, 44(10): 20-26.
CHEN Haifei, MIAO Miao, CHANG Kang, et al. Review on reactive voltage control for large-scale grid-connected PV power station[J]. Shaanxi Electric Power, 2016, 44(10): 20-26.
- [4] 许佳佳, 张敏, 是晨光, 等. 电网友好型微电网经济运行分析[J]. 陕西电力, 2016, 44(1): 56-59.
XU Jiajia, ZHANG Min, SHI Chenguang, et al. Analysis on grid-friendly based microgrid economic operation[J]. Shaanxi Electric Power, 2016, 44(1): 56-59.
- [5] 赵波, 包侃侃, 徐志成, 等. 考虑需求侧响应的光储并网型微电网优化配置[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(21): 5465-5474.
ZHAO Bo, BAO Kankan, XU Zhicheng, et al. Optimal sizing for grid-connected PV-and-storage microgrid considering demand response[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(21): 5465-5474.

- [6] 刘舒, 李正力, 王翼, 等. 含分布式发电的微电网中储能装置容量优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(3): 78-84.
LIU Shu, LI Zhengli, WANG Yi, et al. Optimal capacity allocation of energy storage in micro-grid with distributed generation[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(3): 78-84.
- [7] 何青, 刘辉, 刘文毅. 风电-压缩空气储能系统火用和火用成本分析模型[J]. 热力发电, 2016, 45(2): 34-39.
HE Qing, LIU Hui, LIU Wenyi. Exergy and exergy cost analysis model for wind-compressed air energy storage system[J]. Thermal Power Generation, 2016, 45(2): 34-39.
- [8] 毛发, 章学来, 丁磊, 等. 热管式相变储能系统蓄放热性能试验[J]. 热力发电, 2016, 45(11): 48-53.
MAO Fa, ZHANG Xuelai, DING Lei, et al. Experimental research on heat charging and discharging performance of heat pipe phase change energy storage system[J]. Thermal Power Generation, 2016, 45(11): 48-53.
- [9] 田培根, 肖曦, 丁若星, 等. 自治型微电网群多元复合储能系统容量配置方法[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(1): 168-173.
TIAN Peigen, XIAO Xi, DING Ruoxing, et al. A capacity configuring method of composite energy storage system in autonomous multi microgrid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(1): 168-173.
- [10] 李保恩, 李献伟, 毋炳鑫. 基于储能 SOC 状态的微电网能量优化调度策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(11): 108-114.
LI Baoen, LI Xianwei, WU Bingxin. Research on energy optimal dispatching strategy for microgrid based on battery SOC[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(11): 108-114.
- [11] 施琳, 罗毅, 涂光瑜, 等. 考虑风电场可调度性的储能容量配置方法[J]. 电工技术学报, 2013, 28(5): 120-127.
SHI Lin, LUO Yi, TU Guangyu, et al. Energy storage sizing method considering dispatch ability of wind farm [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2013, 28(5): 120-127.
- [12] 陈征, 肖湘宁, 路欣怡, 等. 含光伏发电系统的电动汽车充电站多目标容量优化配置方法[J]. 电工技术学报, 2013, 28(6): 238-248.
CHEN Zheng, XIAO Xiangning, LU Xinyi, et al. Multi-objective optimization for capacity configuration of PV-based electric vehicle charging stations[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2013, 28(6): 238-248.
- [13] 翁国庆, 张有兵, 戚军, 等. 多类型电动汽车电池集群参与微网储能的 V2G 可用容量评估[J]. 电工技术学报, 2014, 29(8): 36-45.
WENG Guoqing, ZHANG Youbing, QI Jun, et al. Evaluation for V2G available capacity of battery groups of electric vehicles as energy storage elements in microgrid[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2014, 29(8): 36-45.
- [14] DIETRICH K, LATORRE J M, OLMOS L, et al. Demand response in an isolated system with high wind integration[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(1): 20-29.
- [15] 周楠, 樊玮, 刘念, 等. 基于需求响应的光伏微网储能系统多目标容量优化配置[J]. 电网技术, 2016, 40(6): 1709-1716.
ZHOU Nan, FAN Wei, LIU Nian, et al. Batter storage multi-objective optimization for capacity configuration of PV-based microgrid considering demand response[J]. Power System Technology, 2016, 40(6): 1709-1716.
- [16] 杨玉青, 牛利勇, 田立亭, 等. 考虑负荷优化控制的区域配电网储能配置[J]. 电网技术, 2015, 39(4): 1019-1025.
YANG Yuqing, NIU Liyong, TIAN Liting, et al. Configuration of energy storage devices in regional distribution network considering optimal load control[J]. Power System Technology, 2015, 39(4): 1019-1025.
- [17] 张有兵, 任帅杰, 杨晓东, 等. 考虑价格型需求响应的独立型微电网优化配置[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(7): 55-62.
ZHANG Youbing, REN Shuaijie, YANG Xiaodong, et al. Optimal configuration considering price-based demand response for stand-alone microgrid[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(7): 55-62.
- [18] ZHAO C, WANG J, WATSON J P, et al. Multi-stage robust unit commitment considering wind and demand response uncertainties[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(3): 2708-2717.
- [19] WANG Q, WANG J, GUAN Y. Stochastic unit commitment with uncertain demand response[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(1): 562-563.
- [20] 牛文娟, 李扬, 王蓓蓓. 考虑不确定性的需求响应虚拟电厂建模[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(22): 3630-3637.
NIU Wenjuan, LI Yang, WANG Beibei. Demand response based virtual power plant modeling considering uncertainty[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(22): 3630-3637.

- 3630-3637.
- [21] 曾丹, 姚建国, 杨胜春, 等. 计及价格型负荷响应不确定性的概率潮流计算[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(20): 66-71, 97.
ZENG Dan, YAO Jianguo, YANG Shengchun, et al. Probabilistic load flow calculation considering price-elasticity load uncertainties[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(20): 66-71, 97.
- [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.
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.
- [23] 王蓓蓓, 孙宇军, 李扬. 不确定性需求响应建模在电力积分激励决策中的应用[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(10): 93-99, 150.
WANG Beibei, SUN Yujun, LI Yang. Application of uncertain demand response modeling in power-score incentive decision[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(10): 93-99, 150.
- [24] 牛文娟. 计及不确定性的需求响应机理模型及应用研究[D]. 南京: 东南大学, 2015.
NIU Wenjuan. Demand response mechanism models and its application considering uncertainty[D]. Nanjing: Southeast University, 2015.
- [25] 刘宝碇. 不确定规划及应用[M]. 北京: 清华大学出版社, 2003.
- [26] 赵晖. 用样条插值法模拟典型日负荷曲线[J]. 电网技术, 1998, 22(5): 39-41.
ZHAO Hui. Simulation of typical daily load curve with spline interpolation[J]. Power System Technology, 1998, 22(5): 39-41.
- [27] 于龙. 基于模糊聚类选取相似日的短期电力负荷预测[D]. 上海: 上海交通大学, 2013.
YU Long. Short-term power load forecasting based on fuzzy clustering similar days[D]. Shanghai: Shanghai Jiao Tong University, 2013.
- [28] 李啸骢, 李春涛, 从兰美, 等. 基于动态权重相似日选取算法的短期负荷预测[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(6): 1-8.
LI Xiaocong, LI Chuntao, CONG Lanmei, et al. Short-term load forecasting based on dynamic weight similar day selection algorithm[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(6): 1-8.
- [29] LI Y, MIAO S, LUO X, et al. Optimization scheduling model based on source-load-energy storage coordination in power systems[C] // International Conference on Automation and Computing, September 7-8, 2016, Colchester, UK: 120-125.
- [30] 杨艳红, 裴玮, 邓卫, 等. 计及蓄电池储能寿命影响的微电网日前调度优化[J]. 电工技术学报, 2015, 30(22): 172-180.
YANG Yanhong, PEI Wei, DENG Wei, et al. Day-ahead scheduling optimization for microgrid with battery life model[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2015, 30(22): 172-180.

收稿日期: 2017-09-25; 修回日期: 2018-02-08

作者简介:

李姚旺(1993—), 男, 博士研究生, 主要研究方向为新型储能技术及其应用、电力系统优化调度;

苗世洪(1963—), 男, 通信作者, 教授, 博士生导师, 主要研究方向为电力系统继电保护、主动配电网、新型储能技术及应用。E-mail: shmiao@hust.edu.cn

(编辑 魏小丽)