

4-10-2023

## Optimal siting and sizing of distributed energy storage in distribution networks considering isolated islanding duration uncertainty

Fan YANG

*Economic & Technological Research Institute of State Grid Tianjin Electric Power Company, Tianjin 300171, China*

Yuan HU

*Economic & Technological Research Institute of State Grid Tianjin Electric Power Company, Tianjin 300171, China*

Liang ZHANG

*Economic & Technological Research Institute of State Grid Tianjin Electric Power Company, Tianjin 300171, China*

Zheng XU

*School of Electrical Engineering, Southeast University, Nanjing 210096, China*

Zhi WU

*School of Electrical Engineering, Southeast University, Nanjing 210096, China*

Follow this and additional works at: <https://jepst.researchcommons.org/journal>

*See next page for additional authors*

---

### Recommended Citation

YANG, Fan; HU, Yuan; ZHANG, Liang; XU, Zheng; WU, Zhi; and GU, Wei (2023) "Optimal siting and sizing of distributed energy storage in distribution networks considering isolated islanding duration uncertainty," *Journal of Electric Power Science and Technology*. Vol. 38: Iss. 1, Article 6.

DOI: 10.19781/j.issn.1673-9140.2023.01.006

Available at: <https://jepst.researchcommons.org/journal/vol38/iss1/6>

This Article is brought to you for free and open access by Journal of Electric Power Science and Technology. It has been accepted for inclusion in Journal of Electric Power Science and Technology by an authorized editor of Journal of Electric Power Science and Technology.

---

# Optimal siting and sizing of distributed energy storage in distribution networks considering isolated islanding duration uncertainty

## Authors

Fan YANG, Yuan HU, Liang ZHANG, Zheng XU, Zhi WU, and Wei GU

# 考虑孤岛时间不确定性的配电网 分布式储能选址定容

杨帆<sup>1</sup>, 胡源<sup>1</sup>, 张梁<sup>1</sup>, 徐政<sup>2</sup>, 吴志<sup>2</sup>, 顾伟<sup>2</sup>

(1. 国网天津市电力公司经济技术研究院, 天津 300171; 2. 东南大学电气工程学院, 江苏 南京 210096)

**摘要:**提出一种考虑孤岛时间不确定性的配电网分布式储能选址定容方法, 基于鲁棒优化对孤岛时段的不确定性进行描述, 提升配网的孤岛运行能力, 保障重要负荷不停电。规划模型以储能年投资成本、配网年购电成本和储能运维成本之和为目标, 计及分布式储能配置和运行约束、光伏出力约束、配网潮流约束、电网运行安全约束、购电约束、负荷供电约束、孤岛时间不确定性等多种因素。采用列和约束生成法(C&CG)对混合整数二阶锥模型进行求解。针对某地区实际配网进行分布式储能规划, 结果表明所建立的规划模型在保障任意孤岛时间段内重要负荷供电的前提下, 对分布式储能进行优化配置, 提升配电网规划方案的孤岛运行能力与经济性。

**关键词:**配电网; 分布式储能选址定容; 孤岛; 不确定性

DOI: 10.19781/j.issn.1673-9140.2023.01.006 中图分类号: TM711 文章编号: 1673-9140(2023)01-0043-12

## Optimal siting and sizing of distributed energy storage in distribution networks considering isolated islanding duration uncertainty

YANG Fan<sup>1</sup>, HU Yuan<sup>1</sup>, ZHANG Liang<sup>1</sup>, XU Zheng<sup>2</sup>, WU Zhi<sup>2</sup>, GU Wei<sup>2</sup>

(1. Economic & Technological Research Institute of State Grid Tianjin Electric Power Company, Tianjin 300171, China;

2. School of Electrical Engineering, Southeast University, Nanjing 210096, China)

**Abstract:** This paper proposes an optimal siting and sizing method for distributed energy storage in distribution networks considering islanding duration uncertainty. The uncertainty of the islanding duration is described based on robust optimization, which improves the ability of islanding operation and guarantees the uninterrupted power supply of important loads. The planning model aims to minimize the sum of the annual investment cost of energy storage, the annual power purchase cost of the distribution network, and the operation and maintenance cost of energy storage, the configuration and operation constraints of distributed energy storage, photovoltaic output constraints, distribution network flow constraints, grid operation safety constraints, power purchase constraints and load power supply constraints and the uncertainty of islanding duration is considered in the planning model. The column-and-constraint generation algorithm (C&CG) is adopted to solve the mixed-integer second-order cone robust programming model. The planning model is carried out under an actual distribution network. The results show that the established model can optimize the planning solution of distributed energy storage while guarantee the power supply of important loads considering the islanding duration uncertainty, and improves the ability of distribution network islanding operation and economy

**Key words:** distribution networks; optimal siting and sizing of distributed energy storage; islanding; uncertainty;

收稿日期: 2021-10-24; 修回日期: 2022-04-14

基金项目: 国家自然科学基金青年基金(51707033); 国网天津市电力公司科技项目(KJ20-1-08)

通信作者: 徐政(1996—), 男, 硕士, 主要从事配电网规划与运行研究; E-mail: richard\_xz@163.com

为适应电网向高质量目标发展,分布式储能作为增强配电网灵活性、经济性和可靠性的重要手段,在电网中应用越来越广泛<sup>[1-3]</sup>。2017年,国家发改委出台了《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》,在此基础上,近年又进一步提出了相关配套政策,指出合理发展分布式储能服务,促进储能在电网中的应用,如增强电网可靠性、提升可再生能源利用率等。

目前国内外关于配电网规划模型及分布式储能应用已有相关研究。文献[1]将可靠性成本纳入有源配电网综合成本,在此基础上对分布式储能进行优化配置;文献[3]计及负荷和光伏的不确定性,建立配电网削峰填谷效益的分布式储能规划模型;文献[4]考虑多广义储能设备,基于双层优化框架,求解储能规划和运行方案,但采用启发式算法对模型进行求解,无法保证得到全局最优解;文献[5]采用改进 benders 分解算法,对分布式电源、储能及配电网架进行经济性规划,提高大规模混合整数规划问题的计算效率,模型中考虑最恶劣的 N-1 故障线路,但未计及储能的影响;文献[6]考虑电压偏移、分布式电源波动等因素,对分布式储能容量进行优化配置,但未考虑分布式储能选址等因素;文献[7]提出一种分布式储能容量配置和有序布点的综合优化方法,上层对分布式储能容量进行优化,下层对分布式储能布点进行优化;文献[8]考虑聚合商参与配网分布式储能规划,将储能投资运营方和配网运营商当成 2 个主体,采用双层优化方法优化得到储能规划方案,但文献[7-8]均未考虑到配电网的孤岛运行能力;文献[9]针对高渗透率分布式电源接入下的配网进行“网—源—储”多目标规划,通过计算孤岛运行概率考虑系统可靠性,对 DG 运营商和配网运营商的规划方案进行求解,但所采用模型为确定性规划模型,未计及系统孤岛时间的不确定性;文献[10]以经济性为优化目标,可靠性为约束条件,对风—光—储容量进行优化配置,分析其对配电网可靠性的影响,但该模型未考虑到配网潮流因素,同时采用粒子群方法进行搜索,无法保障得到全局最优解;文献[11-12]考虑风光荷的时空相关性,建立分布式电源和广义储能的联合规划模型;文献[13]考虑光伏出力不确定性,对分布式储能和光伏联合规划模型进行研究。

目前大多数文献[3-8,11-13]都是从经济性、分布式电源不确定性、相关性角度对配电网分布式储能进行规划,少量文献[1,9-10]考虑配电网的孤岛运行能力,但并未计及孤岛发生时间的不确定性。由于主动配电网内包含光伏电源及分布式储能等设备,应当具备脱离主网,维持内部重要负荷运行的能力<sup>[14]</sup>。因此,有必要建立考虑不确定性孤岛的配电网分布式储能规划模型,提升规划方案的韧性。本文提出一种考虑孤岛不确定性的分布式储能选址定容方法,对配网孤岛状态的时间不确定性进行建模,保证配网具备任意时间发生孤岛,配网具备维持内部重要负荷供电的能力,采用 C&CG 算法对混合整数二阶锥鲁棒规划模型进行求解。结果表明,所提出的规划方法能够在保证重要负荷供电的前提下,对分布式储能进行优化配置。

## 1 目标函数

在规划阶段需要计及光伏及负荷的不确定性,而过多的原始场景集会增加规划模型的计算复杂度,可通过 K 均值聚类<sup>[15]</sup>的方法对原始场景集进行削减,得到光伏及负荷典型运行场景,每个场景  $s$  中典型日天数记为  $D_s$ ,并且满足  $\sum D_s = 365$ 。

在此基础上,可得到分布式储能的规划目标函数,包含分布式储能规划成本、配电网购电成本、储能运维成本 3 个组成部分,其数学表达式如下:

$$C^{YR} = C^{INV} + C^{BS} + C^{OPE} \quad (1)$$

式中,  $C^{YR}$  为配电网通过等年值计算得到的规划和运行成本;  $C^{INV}$  为分布式储能投资成本等年值;  $C^{BS}$  为配电网购售电成本;  $C^{OPE}$  为分布式储能运维成本。

1) 分布式储能投资成本。

$$C^{INV} = \sum_{i \in \Omega^{ess}} \frac{r(1+r)^y}{(1+r)^y - 1} p_{rc} p_i^{ess} \quad (2)$$

式中,  $\Omega^{ess}$  为分布式储能候选节点;  $r$  为储能的折现率;  $y$  为储能运行寿命;  $p_{rc}$  为储能的单位容量建设成本;  $p_i^{ess}$  为节点  $i$  的储能安装容量。

2) 配电网购售电成本。

$$C^{BS} = \sum_s \sum_t D_s \left( \epsilon_{s,t}^{pur} [p_{s,t}^H]^+ - \epsilon_{s,t}^{sell} [-p_{s,t}^H]^+ \right) \quad (3)$$

式中,  $\epsilon_{s,t}^{pur}$ 、 $\epsilon_{s,t}^{sell}$  分别为场景  $s$  中  $t$  时刻配网向上级电网的购电及售电电价;  $p_{s,t}^H$  为配网根节点与上级电网的

交互功率,由于配电网中包含光伏配置节点,因此存在倒送光伏功率情况,即 $p_{s,t}^H$ 可正可负; $[\cdot]^+$ 为投影到非负域上的算子,即 $[x]^+ := \max(x, 0)$ 。

3) 分布式储能运维成本。

$$C^{\text{OPE}} = \sum_s \sum_t \sum_{i \in \Omega^{\text{ess}}} D_s \epsilon_r^{\text{ess}} (p_{i,s,t}^{\text{ch}} + p_{i,s,t}^{\text{disch}}) \quad (4)$$

式中, $p_{i,s,t}^{\text{ch}}$ 、 $p_{i,s,t}^{\text{disch}}$ 分别为分布式储能的充放电功率; $\epsilon_r^{\text{ess}}$ 为储能单位运维成本。

## 2 约束条件

本文所建立的规划模型主要约束条件包含分布式储能约束、光伏运行约束、配网潮流约束、安全约束、上级电网购电约束和负荷供电约束,具体如下。

### 2.1 分布式储能约束

1) 分布式储能配置约束。

分布式储能配置时需对储能的容量及位置进行优化,其约束条件分别如下:

$$0 \leq p_i^{\text{ess}} \leq x_i^{\text{ess}} p_{\max}^{\text{ess}} \quad (5)$$

$$\sum_{i \in \Omega^{\text{ess}}} x_i^{\text{ess}} \leq N^{\text{ess}} \quad (6)$$

式(5)、(6)中, $x_i^{\text{ess}}$ 为节点 $i$ 是否安装储能的0-1变量,1表示安装,0表示不安装。式(5)为节点储能容量约束,若节点配置分布式储能,则 $x_i^{\text{ess}}$ 为1,且该节点储能容量小于最大允许接入容量 $p_{\max}^{\text{ess}}$ 。式(6)为对储能候选节点 $\Omega^{\text{ess}}$ 选址,不能超过配置数量上限 $N^{\text{ess}}$ 。

2) 分布式储能运行约束。

分布式储能可以通过充放电对配网功率进行调节<sup>[16]</sup>,其约束条件如下:

$$0 \leq p_{i,s,t}^{\text{ch}} \leq p_{\max}^{\text{ess}}, 0 \leq p_{i,s,t}^{\text{disch}} \leq P_{\max}^{\text{ess}} \quad (7)$$

$$S_i^{\min} = \omega_{\min} p_i^{\text{ess}}, S_i^{\max} = \omega_{\max} p_i^{\text{ess}} \quad (8)$$

$$S_i^{\min} \leq S_{i,s,t} \leq S_i^{\max} \quad (9)$$

$$S_{i,s,t} = S_{i,s,t-1} + \eta_{\text{ch}} p_{i,s,t}^{\text{ch}} - \eta_{\text{dch}} p_{i,s,t}^{\text{disch}}, S_{i,s,t_0} = S_{i,s,T} \quad (10)$$

其中,式(7)为储能充放电有功功率约束, $P_{\max}^{\text{ess}}$ 为储能最大充放电功率,式(8)~(10)为储能剩余电量约束, $\omega_{\min}$ 、 $\omega_{\max}$ 分别为最小和最大剩余电量系数, $S_i^{\max}$ 、 $S_i^{\min}$ 分别为最大和最小剩余电量, $S_{i,s,t}$ 为储能剩余电量, $\eta_{\text{ch}}$ 、 $\eta_{\text{dch}}$ 分别为储能充放电系数。

### 2.2 光伏出力约束

分布式光伏电源出力特性<sup>[17]</sup>一般可表示为

$$0 \leq p_{i,s,t}^{\text{pv}} \leq p_{i,s,t}^{\text{pvmax}} \quad (11)$$

$$-p_{i,s,t}^{\text{pv}} \tan \beta \leq q_{i,s,t}^{\text{pv}} \leq p_{i,s,t}^{\text{pv}} \tan \beta \quad (12)$$

$$\|p_{i,s,t}^{\text{pv}}, q_{i,s,t}^{\text{pv}}\| \leq S_i^{\text{pv}} \quad (13)$$

式(11)~(13)中, $p_{i,s,t}^{\text{pvmax}}$ 为光伏在场景 $s$ 中 $t$ 时刻的最大功率输出; $p_{i,s,t}^{\text{pv}}$ 为光伏的实际有功输出; $q_{i,s,t}^{\text{pv}}$ 为光伏的实际无功输出; $\beta$ 为光伏逆变器相角; $S_i^{\text{pv}}$ 为节点光伏容量。

上述模型中,光伏最大功率输出值 $p_{i,s,t}^{\text{pvmax}}$ 为随机变量,在 $[p_{i,s,t}^{\text{pv-}}, p_{i,s,t}^{\text{pv+}}]$ 范围内波动,其中 $p_{i,s,t}^{\text{pv-}}$ 为光伏预测值,而 $p_{i,s,t}^{\text{pv-}}$ 、 $p_{i,s,t}^{\text{pv+}}$ 为光伏波动的上下界。根据鲁棒优化和对偶原理<sup>[18]</sup>,得到光伏功率的鲁棒模型。

$$p_{i,s,t}^{\text{pvmax}} = p_{i,s,t}^{\text{pv-}} - f_{i,s,t}^{\text{pv}} - v_{i,s,t}^{\text{pv}} h_{i,s,t}^{\text{pv}} \quad (14)$$

$$f_{i,s,t}^{\text{pv}} + h_{i,s,t}^{\text{pv}} \geq z_{i,s,t}^{\text{pv}} (p_{i,s,t}^{\text{pv+}} + p_{i,s,t}^{\text{pv-}}) / 2 \quad (15)$$

$$f_{i,s,t}^{\text{pv}} \geq 0, h_{i,s,t}^{\text{pv}} \geq 0, z_{i,s,t}^{\text{pv}} \geq 1 \quad (16)$$

式(14)~(16)中, $f_{i,s,t}^{\text{pv}}$ 、 $h_{i,s,t}^{\text{pv}}$ 、 $z_{i,s,t}^{\text{pv}}$ 均为对偶变量; $v_{i,s,t}^{\text{pv}}$ 为控制模型保守程度的参数,范围在0到1之间。取0时,表示光伏波动量为0;取1时,表示光伏波动量达到最大。

### 2.3 配电网潮流约束

考虑辐射状配电网通常只有单个或少量变电站节点,因此采用distflow模型<sup>[19]</sup>对配电网潮流进行刻画,其数学模型如下:

$$\begin{cases} \sum_{j \in d(i)} (P_{ij,s,t} - r_{ij} I_{ij,s,t}^{\text{sqr}}) - \sum_{j \in \pi(i)} P_{ji,s,t} = \\ p_{i,s,t}^{\text{pv}} - p_{i,s,t}^{\text{pv-}} + p_{i,s,t}^{\text{ch}} - p_{i,s,t}^{\text{disch}} \\ \sum_{j \in d(i)} (Q_{ij,s,t} - x_{ij} I_{ij,s,t}^{\text{sqr}}) - \sum_{j \in \pi(i)} Q_{ji,s,t} = q_{i,s,t}^{\text{pv}} - q_{i,s,t}^{\text{pv-}} \\ V_{i,s,t}^{\text{sqr}} = V_{j,s,t}^{\text{sqr}} - 2(r_{ij} P_{ij,s,t} + x_{ij} Q_{ij,s,t}) + I_{ij,s,t}^{\text{sqr}} (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) \\ \|2P_{ij,s,t}, 2Q_{ij,s,t}, V_{i,s,t}^{\text{sqr}} - I_{ij,s,t}^{\text{sqr}}\| \leq V_{i,s,t}^{\text{sqr}} + I_{ij,s,t}^{\text{sqr}} \end{cases} \quad (17)$$

式中, $d(i)$ 为以 $i$ 为终端节点的支路始端节点集合; $\pi(i)$ 为以 $i$ 为始端节点的支路终端节点集合; $P_{ij,s,t}$ 、 $Q_{ij,s,t}$ 分别为节点 $i$ 向节点 $j$ 流动的有功和无功功率; $r_{ij}$ 、 $x_{ij}$ 分别为线路 $ij$ 的电阻和电抗; $I_{ij,s,t}^{\text{sqr}}$ 为线路 $ij$ 上流通电流的平方项; $V_{i,s,t}^{\text{sqr}}$ 为节点 $i$ 电压的平方项; $p_{i,s,t}^{\text{pv}}$ 、 $q_{i,s,t}^{\text{pv}}$ 均为节点负荷。值得注意的是,当节点 $i$ 未配置光伏和储能设备时,式(17)中功率平衡方程相应功率项为零。

### 2.4 安全约束

为保证配电网安全运行,其电压及电流需维持

在一定范围内,可表示为

$$V_{\min}^{\text{sqr}} \leq V_{i,s,t}^{\text{sqr}} \leq V_{\max}^{\text{sqr}} \quad (18)$$

$$0 \leq I_{ij,s,t}^{\text{sqr}} \leq I_{\max}^{\text{sqr}} \quad (19)$$

式(18)、(19)中,  $V_{\max}^{\text{sqr}}$ 、 $V_{\min}^{\text{sqr}}$  分别为节点电压平方的最大值和最小值;  $I_{\max}^{\text{sqr}}$  为支路电流平方的最大值。

## 2.5 上级电网购电约束

对于辐射性配电网,其向上级电网交互有功功率  $p_{s,t}^{\text{H}}$ 、无功功率  $q_{s,t}^{\text{H}}$  等于所有从根节点(记为1号节点)的流出功率  $P_{1j,s,t}$ 、 $Q_{1j,s,t}$  之和,即

$$p_{s,t}^{\text{H}} = \sum_{j \in \partial(1)} P_{1j,s,t} \quad (20)$$

$$q_{s,t}^{\text{H}} = \sum_{j \in \partial(1)} Q_{1j,s,t}$$

从上级电网购电功率应满足:

$$\|p_{s,t}^{\text{H}}, q_{s,t}^{\text{H}}\| \leq u_{s,t} S_{\text{T}} \quad (21)$$

其中,  $u_{s,t}$  为不确定性0-1变量,表示是否与上级电网断开,  $S_{\text{T}}$  为根节点变电站容量。当遭遇极端事件时,配电网与上级电网断开,处于孤岛运行状态,即  $u_{s,t}=0$ ,  $p_{s,t}^{\text{H}}=0$ ,  $q_{s,t}^{\text{H}}=0$ 。

## 2.6 负荷供电约束

主动配电网处于孤岛运行状态时,将采用切负荷方式运行,依靠内部光伏电源及分布式储能设备,对重要负荷进行供电。对于一般负荷节点集合  $W^{\text{EL}}$  内节点  $i \in W^{\text{EL}}$ ,其数学模型如下:

$$u_{s,t} p_{i,s,t}^{\text{le}} \leq p_{i,s,t}^{\text{l}} \leq p_{i,s,t}^{\text{le}}, u_{s,t} q_{i,s,t}^{\text{le}} \leq q_{i,s,t}^{\text{l}} \leq q_{i,s,t}^{\text{le}}, i \in \Omega^{\text{EL}} \quad (22)$$

式中,  $p_{i,s,t}^{\text{le}}$ 、 $q_{i,s,t}^{\text{le}}$  均为节点额定负荷。

对于重要负荷节点集合  $W^{\text{IL}}$  内节点  $i \in W^{\text{IL}}$ ,则有

$$p_{i,s,t}^{\text{l}} = p_{i,s,t}^{\text{le}}, q_{i,s,t}^{\text{l}} = q_{i,s,t}^{\text{le}}, i \in \Omega^{\text{IL}} \quad (23)$$

由式(22)、(23)可知,当  $u_{s,t}$  为1时,所有负荷节点正常供电;当  $u_{s,t}$  为0时,一般负荷节点可以削负荷,而重要负荷节点正常供电,不受  $u_{s,t}$  影响。

# 3 一般形式

## 3.1 模型线性化

注意到目标函数式(3)中配网向上级电网购电电价  $\epsilon_{s,t}^{\text{pur}}$  往往高于售电电价  $\epsilon_{s,t}^{\text{sell}}$  即满足  $\epsilon_{s,t}^{\text{pur}} > \epsilon_{s,t}^{\text{sell}}$ 。因此,可引入辅助变量  $\delta_{s,t}^{\text{H}}$  将式(3)线性化<sup>[20]</sup>。

$$C^{\text{BS}} = \sum_s \sum_t D_s \delta_{s,t}^{\text{H}} \quad (24)$$

$$\delta_{s,t}^{\text{H}} \geq \epsilon_{s,t}^{\text{pur}} p_{s,t}^{\text{H}}, \delta_{s,t}^{\text{H}} \geq \epsilon_{s,t}^{\text{sell}} p_{s,t}^{\text{H}} \quad (25)$$

对于式(13)、(21),可引入连续性辅助变量  $d_1$ 、 $d_2$  代替二阶锥形式右侧变量或参数,即引入辅助约束条件  $d_1 = [S_i^{\text{pv}}]_{\forall i}$ 、 $d_2 = [u_{s,t} S_{\text{T}}]_{\forall s,t}$ ,使约束条件式(13)、(21)转化为标准二阶锥形式。

## 3.2 不考虑孤岛运行能力的确定性规划模型

通过上述转化,可得到不考虑孤岛运行( $u_{s,t}$  恒定为1)情况下的分布式储能规划模型  $M_1$ ,即

$$\min_{y,z} a^{\text{T}} y + b^{\text{T}} z \quad (26)$$

$$\text{s.t. } Fy \leq f \quad (27)$$

$$My + Nz \leq w \quad (28)$$

$$Hz \leq h \quad (29)$$

$$\|L_m z\| \leq l_m^{\text{T}} z, \forall m \in \Theta \quad (30)$$

$$Dz \leq \bar{u} \quad (31)$$

式(26)~(31)中,  $y$  为规划层变量,即  $[x_i^{\text{ess}}]_{\forall i}$  和  $[p_i^{\text{ess}}]_{\forall i}$ ;  $z$  为运行层及其辅助变量,包含储能运行变量  $[p_{i,s,t}^{\text{ch}}, p_{i,s,t}^{\text{disch}}, q_{i,s,t}^{\text{ch}}, q_{i,s,t}^{\text{disch}}, S_{i,s,t}]_{\forall i,s,t}$ 、光伏运行变量  $[p_{i,s,t}^{\text{pv}}, q_{i,s,t}^{\text{pv}}, p_{i,s,t}^{\text{pvmax}}, f_{i,s,t}, h_{i,s,t}, z_{i,s,t}]_{\forall i,s,t}$ 、线路潮流变量  $[P_{ij,s,t}, Q_{ij,s,t}, I_{ij,s,t}^{\text{sqr}}, V_{ij,s,t}^{\text{sqr}}]_{\forall ij,s,t}$ 、上级电网交互功率变量  $[p_{s,t}^{\text{H}}, q_{s,t}^{\text{H}}]_{\forall s,t}$  及变量  $S_i^{\text{max}}$ 、 $S_i^{\text{min}}$ 、 $[d_{s,t}^{\text{H}}]_{\forall s,t}$ 、 $d_1$ 、 $d_2$ 。式(31)中  $\bar{u}$  表示连接状态的恒定值,即  $[u_{s,t}]_{\forall s,t}=1$ ,此处  $u_{s,t}$  为参数。

上述模型中,  $a$ 、 $b$  为目标函数对应系数向量,  $F$ 、 $f$ 、 $M$ 、 $N$ 、 $w$ 、 $H$ 、 $h$ 、 $L_m$ 、 $l_m$ 、 $D$  为模型中对应约束条件系数矩阵和向量。其中,式(26)为线性化后的规划模型目标函数(1);式(27)表示分布式储能配置约束条件式(5)、(6);式(28)表示规划和运行层耦合约束条件(8);式(29)表示运行层线性约束条件式(7)、(9)~(12)、(14)~(16)、式(17)中第1至3个约束条件、式(18)~(20)、(23)、(25)和辅助约束条件  $\delta_1 = [S_i^{\text{pv}}]_{\forall i}$ 。式(30)表示辅助变量替换后的标准二阶锥约束条件式(13)、式(17)中第4个约束条件、式(21),  $\Theta$  表示所有二阶锥约束条件集合;式(31)表示与  $u_{s,t}$  相关的约束条件即式(22)和辅助约束条件  $\delta_2 = [u_{s,t} S_{\text{T}}]_{\forall s,t}$ 。上述模型中,由于等式约束可以等效为2个不等式约束,因此均以不等式形式表达。

## 3.3 考虑孤岛运行能力的鲁棒规划模型

文3.2中建立了不考虑孤岛运行能力的分布式

储能规划模型,其中与上级电网连接状态变量 $u_{s,t}$ 恒定为1,而实际配网运行过程中可能遭遇外部电网故障、自然灾害、网络攻击等不确定性极端情况,此时需要与上级电网断开,同时保障内部重要负荷供电。因此,本文将主动配电网的孤岛运行约束定义为假设在不确定性时刻 $t_r$ 发生极端事件导致配电网与上级电网断开,在配网孤岛运行时段 $t \in [t_r, t_r + R_t]$ 内,主动配电网依靠内部分布式储能及光伏维持区域内重要负荷不停电。

上述定义包含2个关键点:孤岛时间的不确定性和主动配电网的孤岛运行能力。因此,首先对孤岛时间不确定性进行描述,在此基础上进一步将不确定性时间下的配网孤岛运行能力转化为约束条件,建立考虑孤岛时间不确定性的配电网分布式储能鲁棒规划模型。

首先,孤岛发生时间 $t_r$ 不确定性可进一步转化为配网与上级电网连接状态0-1变量 $u_{s,t}$ 的不确定性集合 $\Gamma$ ,其数学模型如下:

$$\Gamma = \left\{ u: \sum_s \sum_t u_{s,t} = S \cdot T - R_t, \right. \\ \left. \sum_s \sum_t |u_{s,t+1} - u_{s,t}| \leq 2, \right. \\ \left. \sum_s \vartheta_s = S - 1, u_{s,t} \geq \vartheta_s, \forall s, \forall t \right\} \quad (32)$$

式中, $S$ 为典型场景个数; $T$ 为时间周期24 h。第1个约束条件表示孤岛时段内 $u_{s,t}$ 为0,持续时间为 $R_t$ 。第2个约束条件保证仅存在单个且连续孤岛时间段。第3行约束条件表示孤岛时间段不跨越多个典型日,其中 $\vartheta_s$ 为0-1变量,当典型日 $s$ 发生孤岛运行时,其值为0。

可进一步引入辅助变量 $q_{s,t}$ 对不确定性集合 $\Gamma$ 中第二项绝对值进行线性化,即

$$\begin{cases} \theta_{s,t} \geq u_{s,t+1} - u_{s,t} \\ \theta_{s,t} \geq u_{s,t} - u_{s,t+1} \\ \sum_s \sum_t \theta_{s,t} \leq 2 \end{cases} \quad (33)$$

以单个典型日为例,上述不确定集合对应4种可能的孤岛时段如图1所示。图1中横轴为时间,纵轴为 $u_{s,t}$ ,0表示孤岛时段,1表示正常运行状态。

通过定义上述不确定性集合,可得到考虑孤岛运行及不确定性的分布式储能规划模型 $M_2$ ,即

$$\min_{y, z \in \Xi} a^T y + b^T z \quad (34)$$

$$\text{s.t. 式(27)~(31)} \quad (35)$$

$$\Xi = (y, z): \forall u \in \Gamma, \exists z^r \quad (36)$$

$$Kz + Rz^r + Qu \leq g \quad (37)$$

$$Hz^r \leq h \quad (38)$$

$$\|L_m z^r\| \leq l_m^T z^r, \forall m \in \Theta \quad (39)$$

$$Dz^r \leq u \quad (40)$$

式中, $z^r$ 为考虑孤岛状态的运行层辅助变量,与正常模型式(26)中运行层变量 $z$ 所包含的变量类型一致,上标 $r$ 为计及孤岛运行状态的新增变量标记。 $X$ 表示新增约束式(36)~(40)。

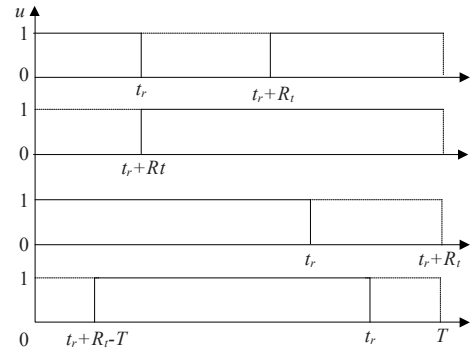


图1 4种不确定性孤岛时段示意

Figure 1 Four types of uncertain islanding duration

上述模型表示配网配置 $y$ 和运行变量 $z$ 除了满足正常运行下的约束条件式(27)~(31),还应当保证任意时刻进入孤岛状态时,满足约束条件式(36)~(40)。具体地,约束式(36)表示任意孤岛状态下存在孤岛运行解 $z^r$ ,使得式(37)~(40)成立。式中,系数矩阵和向量 $H, h, L_m, l_m, D$ 含义与 $M_1$ 模型中一致,而 $K, R, Q, g$ 为新增约束条件式(37)对应约束条件系数矩阵和向量。

具体地,式(37)表示孤岛运行变量和正常状态变量耦合约束。其中包含两部分,第1部分表示孤岛发生时刻正常状态的储能剩余电量 $S_{i,s,t}$ 与进入孤岛后的储能剩余电量 $S_{i,s,t}^r$ 相同。以大M法表示为

$$\begin{aligned} -M(1 + u_{s,t} - u_{s,t-1}) + S_{i,s,t} &\leq S_{i,s,t}^r \\ &\leq M(1 + u_{s,t} - u_{s,t-1}) + S_{i,s,t}, \forall i, s, t \geq 2 \end{aligned} \quad (41)$$

$$\begin{aligned} -M(1 - \sum_t^{T-1} (u_{s,t+1} - u_{s,t})) + S_{i,s,t_0} &\leq S_{i,s,t_0}^r \\ &\leq M(1 - \sum_t^{T-1} (u_{s,t+1} - u_{s,t})) + S_{i,s,t_0}, \forall i, s, t = 1 \end{aligned} \quad (42)$$

式中,  $M$ 为大数;式(41)对应(a)、(c)、(d)三种情况下的孤岛时段,式(42)对应(b)情况下的孤岛时段。

第二部分表示孤岛状态下的储能最大和最小剩余电量  $S_{r,i}^{\max}$ 、 $S_{r,i}^{\min}$  与正常状态一致,用于约束孤岛状态下的储能充放电电量,即

$$S_i^{\min,r} = S_i^{\min}, S_i^{\max,r} = S_i^{\max} \quad (43)$$

式(38)~(39)表示变量  $z$  的线性 and 二阶锥约束条件,对应于正常状态下运行层变量  $z$  的线性约束条件式(29)~(30),表示孤岛时段内依然满足储能运行约束、光伏运行约束、潮流约束等。式(40)对应正常状态下的式(31),但是区别在于式(40)中  $u$  为不确定性变量,而式(31)中  $\bar{u}$  为常数。由于孤岛状态下  $u_{s,i}$  为0,此时对应式(21)中与上级电网交互功率为0,一般负荷节点可以削负荷,即式(22)。而系统内重要负荷节点依靠孤岛发生时刻储能剩余电量及光伏不停电,即式(23)。若存在  $z^r$  满足上述约束条件式(37)~(40),则表明配网的规划及运行方案  $(y, z)$  具备孤岛运行能力。由于模型中考虑孤岛时间不确定性集合  $G$ ,因此得到的规划方案能够保障任意孤岛时段重要负荷供电。

进一步给出  $M_1$  和  $M_2$  的可行集合,如图2所示,2种方案均为混合整数规划问题。因此其可行集非凸非连续,图2中‘+’表示可选的离散规划方案。由于  $M_2$  模型中进一步考虑了配网孤岛运行能力及孤岛时间不确定性,增加了约束条件式(36)~(40)。因此,  $M_2$  模型的规划方案可行集范围相对  $M_1$  较小。在相同目标函数下,由于  $M_1$  可行集范围更大。因此,从原理上  $M_1$  模型的经济性应更优,但相较于  $M_2$  模型其孤岛运行能力无法保障。

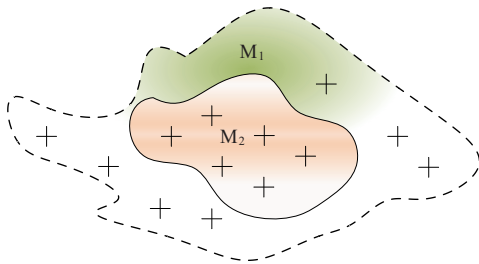


图2 2种规划模型可行集

Figure 2 Feasible set of two planning models

值得指出的是,  $M_2$  模型求解得到  $z^r$  为虚拟变量,而实际中按照  $(y, z)$  进行规划和运行,但是  $(y,$

$z)$  方案下能够保障进入孤岛状态后存在孤岛状态解  $z^r$ ,保障重要负荷供电,即满足式(36)~(40)。因此,  $M_2$  方案在实际中的意义为主动配电网的规划和运行方案具备任意时刻进入孤岛状态,并且维持孤岛时段重要负荷节点供电的能力。

## 4 模型求解

分布式储能规划  $M_1$  模型为混合整数二阶锥规划 (mixed integer second-order programming, MISOCP) 问题,可采用商业求解器如 CPLEX、MOSEK 等直接求解。而对于考虑孤岛运行能力及其不确定的鲁棒规划模型  $M_2$ ,可采用 C&CG 算法<sup>[21-22]</sup>对  $M_2$  模型进行求解。首先,给出  $M_2$  模型的主问题为

$$\min_{y, z, z_k^*} a^T y + b^T z \quad (44)$$

$$\text{s.t. } f(y, z) \leq 0 \quad (45)$$

$$Kz + Rz_k^* + Qu_k^* \leq g, \forall 1 \leq k \leq n \quad (46)$$

$$Hz_k^r \leq h, \forall 1 \leq k \leq n \quad (47)$$

$$\|L_m z_k^r\| \leq l_m^T z_k^r, \forall m \in \Theta, \forall 1 \leq k \leq n \quad (48)$$

$$Dz_k^r \leq u_k^*, \forall 1 \leq k \leq n \quad (49)$$

式中,  $f(y, z)$  表示约束条件式(27)~(31);  $u_k^*$  表示为子问题求解得到的孤岛时段,在主问题 MP 中为参量;  $n$  为第  $n$  次 C&CG 迭代。

子问题 SP 为

$$J: = \max_{u \in \Gamma} \min_{(e_1, e_2, z^r) \in \Xi_e} 1^T e_1 + 1^T e_2 \quad (50)$$

$$\text{s.t. } \Xi_e = (e_1, e_2, z^r): e_1 \geq 0, e_2 \geq 0 \quad (51)$$

$$Kz^* + Rz^r + Q(u + e_1 - e_2) \leq g; \nu \quad (52)$$

$$Hz^r \leq h; \epsilon \quad (53)$$

$$\|L_m z^r\| \leq l_m^T z^r; \xi_m, \mu_m, \forall m \in \Theta \quad (54)$$

$$Dz^r \leq u + e_1 - e_2; \sigma \quad (55)$$

式(50)~(55)中,  $J$  为子问题 SP 目标函数值;  $e_1, e_2$  为新增非负的松弛变量,用于表征不确定集合的满足程度,  $1$  表示向量  $[1, 1, \dots, 1]$ , 其元素个数与  $u$  一致;  $\Xi_e$  为子问题 SP 约束条件集合;  $z^*$  为主问题 MP 求解得到运行变量,在子问题 SP 中为参量;  $\nu, \epsilon, \xi_m, \mu_m, \sigma$  均为约束条件的对偶变量。

子问题的目的是获得确定规划及运行方案 $(y^*, z^*)$ 下的最恶劣孤岛时段 $u$ 。与文献[21]类似, max-min子问题可基于对偶原理转化为max问题求解,即

$$\begin{aligned} J: = & \max_{\nu, \epsilon, \xi_m, \mu_m, \sigma, u} \nu^T (Kz^* + Qu - g) - \epsilon^T h - \sigma^T u \quad (56) \\ \text{s.t. } & \nu^T R + \epsilon^T H + \sum_m (\xi_m^T L_m + \\ & \mu_m^T l_m^T) + \sigma^T D = 0 \\ & -1 \leq Q^T \nu \leq 1 \\ & \|\xi_m\| \leq \mu_m, \forall m \\ & \nu \geq 0, \epsilon \geq 0, \mu_m \geq 0, \sigma \geq 0, u \in \Gamma \end{aligned} \quad (57)$$

其中,非线性项 $\nu^T u$ 可采用大M法<sup>[22]</sup>进行线性化,不再赘述。

令 $\Omega$ 表示主问题MP中动态变化的不确定性集合,即 $u_k^* \in \Omega$ ,可得到M<sub>2</sub>模型求解步骤如下:

- 1) 设置场景集合 $\Omega$ 初值, $n$ 初值为1, $J$ 初值为 $+\infty$ ,收敛误差 $\omega = 10^{-2}$ ;
- 2) 在确定的 $\{u_k^* | 1 \leq k \leq n\} \in \Omega$ 下,求解主问题MP,获得配网规划及运行方案 $(y^*, z^*)$ ;
- 3) 在确定的 $(y^*, z^*)$ 下,求解子问题的对偶问题,获得最恶劣孤岛状态 $u_n^*$ 和 $J$ ;
- 4) 判断 $J$ 是否小于 $\omega$ ,若满足则结束迭代,输出 $(y^*, z^*)$ 和 $\Omega$ ;若不满足,更新 $\Omega \leftarrow \Omega \cup u_n^*$ , $n = n + 1$ ,返回步骤2)。

上述步骤对应流程如图3所示。

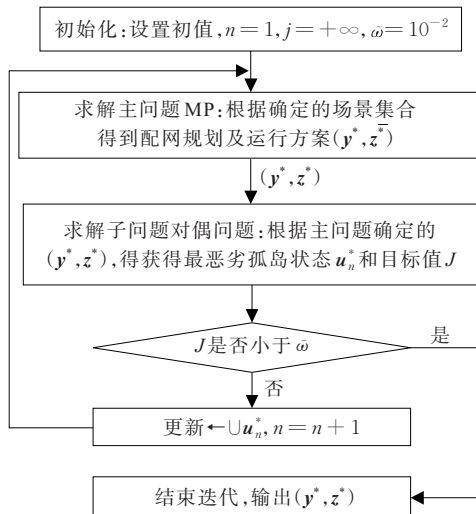


图3 求解算法流程

Figure 3 The flowchart of solution methodology

## 5 算例分析

### 5.1 算例参数

在Matlab 2017b中编写相关程序,以中国某地区实际海岛型配电网为例进行规划,地区电网结构如图4所示。配网电压等级为10.3 kV,包含19条供电支路,其中节点8、13为重要负荷节点,设置孤岛持续时间为5 h。节点2、4、8、10、12、14、16、18作为分布式光伏配置节点,每节点配置容量为400 kW。设定节点2、4、6、7、9、10、11、13、15、17、18、20作为分布式储能候选节点,分布式储能配置参数<sup>[23]</sup>如表1所示。线路及节点参数如表2所示。通过k-均值聚类方法,得到负荷和光伏的典型运行曲线如图5所示。采用峰谷电价,即00:00—08:00、11:00—13:00、23:00—24:00时刻电价为0.416 4元/(kW·h),08:00—11:00、13:00—19:00为0.900 4元/(kW·h),19:00—23:00为1.082 4元/(kW·h)。光伏出力波动时间设置为11:00—16:00<sup>[24]</sup>,波动范围为典型值的 $\pm 15\%$ ,不确定性参数 $v_{s,t}^{pv}$ 设置为1。

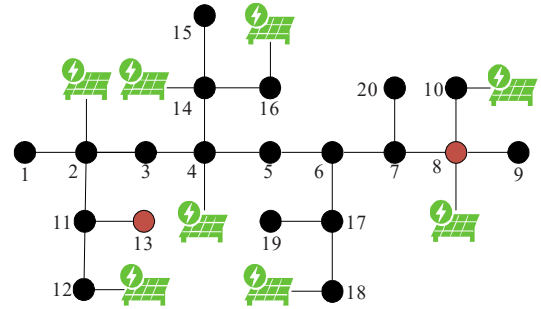


图4 某地区实际配电网结构

Figure 4 The distribution network structure

表1 分布式储能配置参数

Table 1 Parameters of the distributed energy storage

| $p_{rc}/(\text{元}/(\text{kW} \cdot \text{h}))$ | $y/a$                                   | $r$       | $\eta_{ch}$  |
|------------------------------------------------|-----------------------------------------|-----------|--------------|
| 2 000                                          | 15                                      | 0.08      | 0.94         |
| $p_{max}^{ess}/(\text{kW} \cdot \text{h})$     | $\epsilon_r^{ess}/(\text{元}/\text{kW})$ | $N^{ess}$ | $\eta_{dch}$ |
| 600                                            | 0.01                                    | 8         | 1.06         |

表2 实际地区配网参数

Table 2 Parameters of the actual distribution network

| 节点 <i>i</i> | 节点 <i>j</i> | 支路阻抗/ $\Omega$ | 节点 <i>j</i> 负荷/( $\text{kV} \cdot \text{A}$ ) |
|-------------|-------------|----------------|-----------------------------------------------|
| 1           | 2           | 0.43+j0.20     | 30+j15                                        |
| 2           | 3           | 0.24+j0.11     | 20+j12                                        |
| 3           | 4           | 0.25+j0.12     | 100+j40                                       |
| 4           | 5           | 0.09+j0.04     | 200+j110                                      |
| 5           | 6           | 0.44+j0.21     | 50+j20                                        |
| 6           | 7           | 0.32+j0.15     | 200+j80                                       |
| 7           | 8           | 0.83+j0.39     | 100+j40                                       |
| 8           | 9           | 0.47+j0.22     | 150+j100                                      |
| 8           | 10          | 0.14+j0.07     | 100+j60                                       |
| 2           | 11          | 0.91+j0.43     | 50+j30                                        |
| 11          | 12          | 0.26+j0.12     | 80+j35                                        |
| 11          | 13          | 0.88+j0.42     | 100+j30                                       |
| 4           | 14          | 1.09+j0.51     | 80+j35                                        |
| 14          | 15          | 0.57+j0.27     | 50+j30                                        |
| 14          | 16          | 0.68+j0.32     | 100+j55                                       |
| 6           | 17          | 0.23+j0.10     | 200+j110                                      |
| 17          | 18          | 0.46+j0.21     | 160+j70                                       |
| 17          | 19          | 0.68+j0.32     | 200+j90                                       |
| 7           | 20          | 0.17+j0.08     | 60+j25                                        |

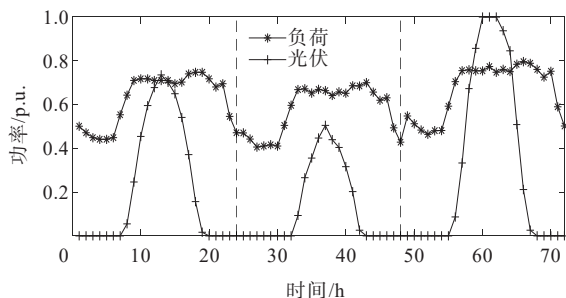


图5 典型日参数

Figure 5 Load and PV parameters of typical days

## 5.2 分布式储能优化配置

首先基于文3、4建立的规划模型和求解方法,得到不考虑孤岛运行能力的模型 $M_1$ 和考虑孤岛运行能力的模型 $M_2$ 下,分布式储能选址定容结果分别如表3、4所示。

由表3、4可得出,通过规划分布式储能能够降低配网成本,相比无储能情况,方案 $M_1$ 和 $M_2$ 每年可节省20.50万元和15.84万元。进一步对比发现,在不考虑孤岛运行能力的规划方案 $M_1$ 下,节点9、10、13、15、17、18、20配置分布式储能,而考虑孤岛不确定性的方案 $M_2$ 在2、4、7、10、11、15、17、18节点配置

表3 2种方案 $M_1$ 和 $M_2$ 下分布式储能规划结果Table 3 Planning results of distributed energy storage in  $M_1$  and  $M_2$ 

| 节点 | 容量/( $\text{kW} \cdot \text{h}$ ) |       |
|----|-----------------------------------|-------|
|    | $M_1$                             | $M_2$ |
| 2  | 0                                 | 600   |
| 4  | 0                                 | 550   |
| 6  | 0                                 | 0     |
| 7  | 0                                 | 475   |
| 9  | 230                               | 0     |
| 10 | 420                               | 600   |
| 11 | 0                                 | 370   |
| 13 | 180                               | 0     |
| 15 | 350                               | 385   |
| 17 | 600                               | 520   |
| 18 | 270                               | 360   |
| 20 | 280                               | 0     |
| 总计 | 2 330                             | 3 860 |

表4 2种规划方案下经济性指标

Table 4 Economic indexes under two planning schemes

| 方案    | 投资成本  | 购电成本   | 运维成本 | 总成本<br>$10^4$ 元/a |
|-------|-------|--------|------|-------------------|
| 无储能   | —     | 657.56 | —    | 657.56            |
| $M_1$ | 54.42 | 579.96 | 2.68 | 637.06            |
| $M_2$ | 90.15 | 547.76 | 3.81 | 641.72            |

储能,并且方案 $M_2$ 分布式储能规划总容量高于常规规划方案 $M_1$ ,其投资成本相应增加35.71万元/a,原因在于储能需要有足够的备用电能用于孤岛时段重要负荷供电。从购电成本角度,由于 $M_2$ 规划模型中分布式储能容量高于 $M_1$ 规划模型储能容量,其参与光伏调节、削峰填谷能力增加,可在电价较高时刻减少向上级电网购电。因此 $M_2$ 方案的电网购电成本较低。同时,由于运维成本指标可反映储能充放电功率,规划模型 $M_2$ 运维成本高于模型 $M_1$ ,表明 $M_2$ 方案下分布式储能实际更多参与了电网调节获利。从规划总成本角度, $M_2$ 中总成本比 $M_1$ 增加4.66万/a,原因在于新增约束条件式(36)~(40)要求各时刻具备孤岛运行5 h的能力,用于提高电网韧性,保障任意孤岛状态下重要负荷供电,其可行集合相对 $M_1$ 模型范围缩减,总成本增加。

以典型日一为例,2种方案下的配网内储能总

充放电功率和总剩余电量如图6~8所示。由图6~8可知,由于 $M_2$ 中储能配置容量增加,储能参与电网调节能力增加。在电价低谷时刻(11:00—13:00),储能充电功率增加,向上级电网购电量增加。在电价高峰时刻(20:00—22:00)储能放电功率增加,向上级电网购电量减少,因此导致购电成本下降。从储能剩余电量角度, $M_2$ 规划模型中要求配网在任意时刻具备孤岛运行5 h的能力。因此要求各时刻储能具有足够的备用电量,其剩余电量相对 $M_1$ 常规方案较高。

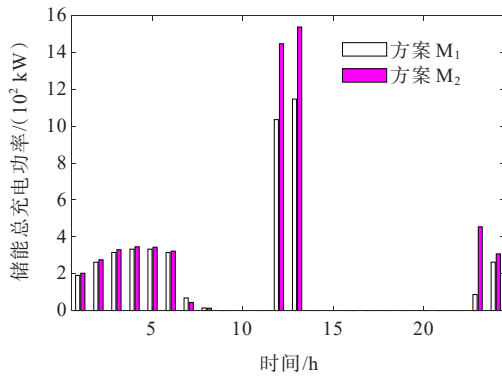


图6 储能系统总充电功率

Figure 6 The charging power of energy storage system

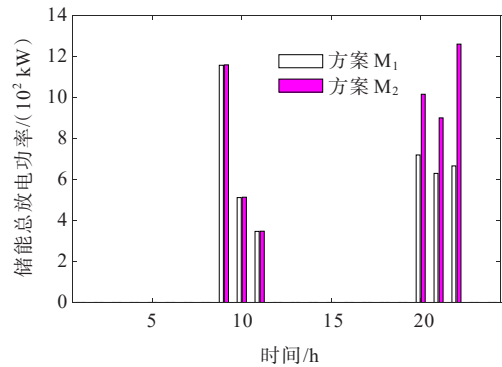


图7 储能系统总放电功率

Figure 7 The discharging power of energy storage system

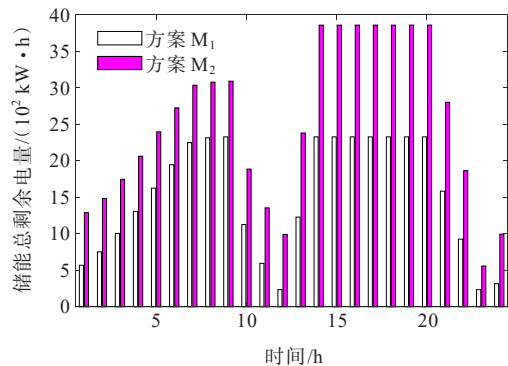


图8 储能系统总剩余电量

Figure 8 The remaining power of energy storage system

### 5.3 孤岛持续时间对规划方案的影响

通过改变不确定性集合 $G$ 中孤岛持续时间参数,研究孤岛持续时间对储能规划方案的影响。在不同孤岛持续时间下,得到分布式储能规划方案及规划成本分别如表5、6所示。

表5 不同孤岛持续时间下分布式储能规划结果

Table 5 Planning results of distributed energy storage under different islanding duration

| 节点 | 不同孤岛持续时间(h)下分布式储能容量/(kW·h) |       |       |       |       |       |
|----|----------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
|    | 1                          | 2     | 3     | 4     | 5     | 6     |
| 2  | 0                          | 0     | 0     | 600   | 600   | 0     |
| 4  | 0                          | 0     | 560   | 600   | 550   | 545   |
| 6  | 285                        | 0     | 0     | 0     | 0     | 480   |
| 7  | 280                        | 370   | 410   | 0     | 475   | 445   |
| 9  | 225                        | 220   | 0     | 280   | 0     | 490   |
| 10 | 400                        | 390   | 600   | 580   | 600   | 0     |
| 11 | 105                        | 115   | 240   | 380   | 370   | 0     |
| 13 | 105                        | 105   | 120   | 0     | 0     | 535   |
| 15 | 330                        | 330   | 330   | 400   | 385   | 485   |
| 17 | 600                        | 530   | 455   | 600   | 520   | 0     |
| 18 | 0                          | 270   | 340   | 420   | 360   | 480   |
| 20 | 0                          | 0     | 0     | 0     | 0     | 430   |
| 总计 | 2 330                      | 2 330 | 3 055 | 3 860 | 3 860 | 3 890 |

表6 不同孤岛持续时间下经济性指标

Table 6 Economic index under different islanding duration

| 孤岛时间/<br>h | 投资成本/<br>( $10^4$ 元/a) | 购电成本/<br>( $10^4$ 元/a) | 运维成本/<br>( $10^4$ 元/a) | 总成本/<br>( $10^4$ 元/a) |
|------------|------------------------|------------------------|------------------------|-----------------------|
| 1          | 54.42                  | 579.96                 | 2.68                   | 637.06                |
| 2          | 54.42                  | 579.96                 | 2.68                   | 637.06                |
| 3          | 71.31                  | 562.79                 | 3.28                   | 637.38                |
| 4          | 90.16                  | 544.75                 | 3.91                   | 638.82                |
| 5          | 90.16                  | 547.76                 | 3.81                   | 641.73                |
| 6          | 90.71                  | 550.37                 | 3.74                   | 644.83                |

由表6中指标作图,如图9所示,当孤岛持续时间设置为1~2 h时,规划方案 $M_2$ 经济性指标与方案 $M_1$ 基本一致,原因在于方案 $M_1$ 自身有一定的孤岛运行能力,用于重要负荷供电。此时无需增加储能规划容量,即图2中2种模型可行集相近,求解得到的方案在两者公共决策集合范围内。当孤岛持续时间设置为3 h时,需要满足在最恶劣的孤岛时段内储能有足够的备用电量,因此其规划容量(如表5所示)和投资成本增加。另一方面,容量增加提升

了分布式储能参与电网调节能力,导致减少了电价高峰时刻的购电量。因此购电成本下降,运维成本增加。当孤岛持续时间进一步增加为4~6 h时,储能总投资容量进一步增加。同时,在储能容量基本相同的情况下,系统购电成本增加,储能运维成本减小。原因在于相同储能容量下,孤岛时间的增加导致储能用于孤岛时段的备用电量增加,其参与峰谷电价获利的调节功率会相应减少。

上述研究结果表明,随着孤岛持续时间的增加,其对规划方案的孤岛运行能力要求越高,对应图2中可行集范围缩减,配网总成本一直呈递增趋势。而对于各项成本组成部分,随着孤岛持续时间的增加,储能投资成本呈阶段性增加,而购电成本相比前一阶段会下降。在每个阶段相同储能容量配置下,随着孤岛时间的增加,其购电成本增加。

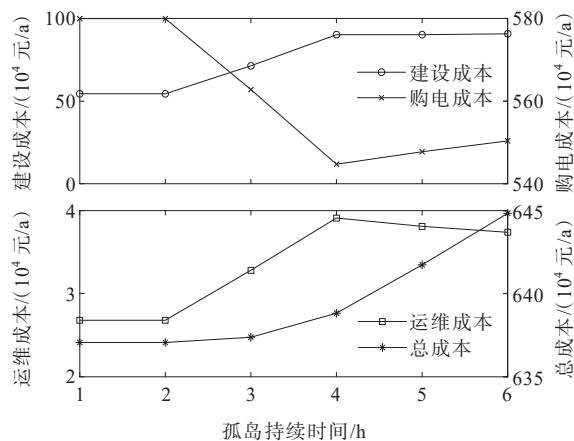


图9 不同孤岛时间下规划成本

Figure 9 Different planning cost under different islanding duration

#### 5.4 重要负荷及光伏不确定性对规划方案的影响

系统孤岛持续时间设置为5 h,设置孤岛时间段内重要节点负荷容量比例在0至1.8倍的节点额定负荷范围内变化,得到不同重要负荷容量比例下分布式储能规划成本如表7所示。进一步,保持孤岛持续时间和重要负荷容量不变(持续时间为5 h,重要负荷容量比例为1),调整光伏出力不确定性参数在[0,1]区间内变化,最终得到不同光伏不确定性参数下分布式储能规划成本如表8所示。

由表8可知,随着孤岛时间内重要负荷容量的增加,系统分布式储能投资成本(规划容量)呈阶段性增加,购电成本相比前一阶段下降;在每个阶段

内相同储能容量配置下,随着重要负荷容量的增加,其购电成本增加,运维成本下降,参与电网调节功率减少,储能内部剩余电量用于重要负荷备用,总成本随重要负荷容量一直呈增加趋势。随着光伏鲁棒参数的增加,由于采用静态鲁棒模型刻画光伏不确定性,导致系统光伏出力减少。因此,要求分布式储能更多地参与电网功率平衡和保障重要负荷备用,导致其投资成本、购电成本、运维成本及总成本一直增加。

表7 不同重要负荷容量下经济性指标

Table 7 Economic indicators under different important load capacities

| 容量比例 | 投资成本  | 购电成本   | 运维成本 | 总成本    |
|------|-------|--------|------|--------|
| 0.0  | 54.42 | 579.96 | 2.68 | 637.06 |
| 0.2  | 54.42 | 579.96 | 2.68 | 637.06 |
| 0.4  | 56.26 | 578.08 | 2.74 | 637.08 |
| 0.6  | 84.33 | 549.61 | 3.74 | 637.68 |
| 0.8  | 90.14 | 545.26 | 3.89 | 639.29 |
| 1.0  | 90.16 | 547.76 | 3.81 | 641.73 |
| 1.2  | 90.16 | 550.27 | 3.73 | 644.16 |
| 1.4  | 90.16 | 552.85 | 3.64 | 646.65 |
| 1.6  | 90.16 | 555.31 | 3.56 | 649.03 |
| 1.8  | 90.16 | 557.85 | 3.47 | 651.48 |

表8 不同光伏鲁棒参数下经济性指标

Table 8 Economic indicators under different PV robust parameters

| 鲁棒参数 | 投资成本  | 购电成本   | 运维成本 | 总成本    |
|------|-------|--------|------|--------|
| 0.00 | 84.54 | 514.12 | 3.58 | 603.24 |
| 0.25 | 86.69 | 522.34 | 3.64 | 612.67 |
| 0.50 | 87.85 | 530.55 | 3.70 | 622.10 |
| 0.75 | 89.00 | 539.05 | 3.75 | 631.80 |
| 1.00 | 90.16 | 547.76 | 3.81 | 641.73 |

## 6 结语

本文提出一种考虑孤岛时间不确定性的配电网分布式储能选址定容方法,保障任意时刻配网进入孤岛状态下重要负荷供电。基于C&CG算法对混合整数二阶锥鲁棒规划模型进行求解,研究表明:

1) 考虑孤岛运行及不确定性的分布式规划模型相比不考虑孤岛状态的规划模型,其规划容量和投资成本会提高,购电成本下降,总成本相对增加,但能够提升配网孤岛运行能力,保障重要负荷在任意孤岛时段内不停电;

2) 随着孤岛持续时间和重要负荷容量的增加,其对配网孤岛运行能力的要求进一步提升。考虑孤岛运行及不确定性的规划方案投资成本呈阶段性增加,而购电成本会阶段性下降。在相同容量配置下,购电成本有逐步递增趋势。随着光伏出力不确定性参数的增加,其投资成本、购电成本、运维成本一直增加,而规划方案总成本会随上述3种因素的增加一直增加。

#### 参考文献:

- [1] 徐全,袁智勇,雷金勇,等.考虑有源配电网综合成本的储能系统规划方法[J].电力系统及其自动化学报,2020,32(10):117-124.  
XU Quan, YUAN Zhiyong, LEI Jinyong, et al. Planning method for energy storage system considering comprehensive cost of active distribution network[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2020, 32(10): 117-124.
- [2] 陈兵,徐瑞,徐春雷,等.规模化储能分区聚合有功调度控制技术研究[J].电力工程技术,2021,40(3):35-41.  
CHEN Bing, XU Rui, XU Chunlei, et al. Large-scale energy storage aggregation active power dispatching and control in subarea division of power grid[J]. Electric Power Engineering Technology, 2021, 40(3): 35-41.
- [3] 周俊煌.基于配电网削峰效益评估的储能选址定容规划研究[D].广州:华南理工大学,2019  
ZHOU Junhuang. Research on energy storage location and capacity planning based on peak clipping benefit evaluation of distribution network[D]. Guangzhou: South China University of Technology, 2019.
- [4] 房宇娇,李树静,李宏仲,等.考虑广义储能的配电网双层规划研究[J].可再生能源,2020,38(11):1541-1550.  
FANG Yujiao, LI Shujing, LI Hongzhong, et al. Research on bi-level planning of distribution network considering generalized energy storage[J]. Renewable Energy Resources, 2020, 38(11): 1541-1550.
- [5] 吴志,刘亚斐,顾伟,等.基于改进Benders分解的储能、分布式电源与配电网多阶段规划[J].中国电机工程学报,2019,39(16):4705-4715.  
WU Zhi, LIU Yafei, GU Wei, et al. A modified decomposition method for multistage planning of energy storage, distributed generation and distribution network[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(16): 4705-4715.
- [6] 孙充勃,宋毅,蔡超,等.考虑多场景需求的配电网分布式储能多目标优化配置方法[J].电力建设,2019,40(7):48-56.  
SUN Chongbo, SONG Yi, CAI Chao, et al. Multi-objective optimal configuration scheme for distributed energy storage in distribution network considering multi-scenario requirements[J]. Electric Power Construction, 2019, 40(7): 48-56.
- [7] 贾雨龙,米增强,刘力卿,等.分布式储能系统接入配电网的容量配置和有序布点综合优化方法[J].电力自动化设备,2019,39(4):1-7.  
JIA Yulong, MI Zengqiang, LIU Liqing, et al. Comprehensive optimization method of capacity configuration and ordered installation for distributed energy storage system accessing distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(4): 1-7.
- [8] 汪晋安,王鋈鑫,许建中.基于模态划分的分布式储能型MMC时域解析模型[J].电力系统保护与控制,2022,50(23):28-40.  
WANG Jin'an, WANG Gangxin, XU Jianzhong. A time-domain analytical model of MMC-DES based on modal division[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(23): 28-40.
- [9] 胡迪,丁明,毕锐,等.基于集群划分的网—源—储多目标两步规划[J].电力系统自动化,2020,44(2):95-106.  
HU Di, DING Ming, BI Rui, et al. Two-step planning of grid-resource-storage based on cluster partition[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(2): 95-106.
- [10] 邓佃毅,栗文义,楚冰清,等.基于可靠性约束的风—光—储微网容量优化配置对配电网可靠性影响分析[J].太阳能学报,2018,39(9):2439-2445.  
DENG Dianyi, LI Wenyi, CHU Bingqing, et al. Reliability analysis of wind-photovoltaic-battery microgrids optimization configuration based on reliability constraints for distribution system[J]. Acta Energetica Sinica, 2018, 39(9): 2439-2445.
- [11] 乔志杰,马临超.适用于电力系统稳定性提升的大规模储能控制策略研究[J].高压电器,2022,58(12):75-84.  
QIAO Zhijie, Ma Linchao. Research on large-scale energy storage control strategy for power system stability improvement[J]. High Voltage Apparatus, 2022, 58(12): 75-84.
- [12] 茹秋实,米雪峰,宋志刚,等.考虑储能—智能软开关的主动配电网混合时间尺度鲁棒优化[J].中国电力,2022,

- 55(9):129-139.
- RU Qishi, MI Xuefeng, SONG Zhigang, et al. Hybrid-timescale robust optimization in active distribution network with energy storage system-soft open point[J]. Electric Power, 2022, 55(9): 129-139.
- [13] 杨荣, 邹晓松, 袁旭峰, 等. 计及混合储能荷电状态的光伏直流微网功率分配策略[J]. 电网与清洁能源, 2021, 37(9): 118-126.
- YANG Rong, ZOU Xiaosong, YUAN Xufeng, et al. The power distribution strategy of the photovoltaic DC microgrid considering the state of charge of hybrid energy storage[J]. Power System and Clean Energy, 2021, 37(9): 118-126.
- [14] 曹宏基, 刘道兵, 李世春, 等. 计及UPFC的主动配电网日前一实时优化策略[J]. 智慧电力, 2022, 50(7): 65-73.
- CAO Hongji, LIU Daobing, LI Shichun, et al. Day ahead real-time optimization strategy of active distribution network considering UPFC[J]. Smart Power, 2022, 50(7): 65-73.
- [15] 蒋铁铮, 尹晓博, 马瑞, 等. 基于k-means聚类模糊神经网络的母线负荷态势感知[J]. 电力科学与技术学报, 2020, 35(3): 46-54.
- JIANG Tiezhen, YIN Xiaobo, Ma Rui, et al. Bus load situation awareness based on thh k-means clustering and fuzzy neural network[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2020, 35(3): 46-54.
- [16] YE Z, CHEN C, CHEN B, et al. Resilient service restoration for unbalanced distribution systems with distributed energy resources by leveraging mobile generators[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2021, 17(2): 1386-1396.
- [17] LI J, ZHANG C, WANG J, et al. Distributed transactive energy trading framework in distribution networks[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(6): 7215-7227.
- [18] QIU H, GU W, WANG L, et al. Trilayer stackelberg game approach for robustly power management in community grids[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2021, 17(6): 4073-4083.
- [19] 徐永海, 何志轩, 董旭, 等. 基于DG和多端VSC协调控制的交直流配电网优化运行[J]. 电力工程技术, 2022, 41(5): 116-123.
- XU Yonghai, HE Zhixuan, DONG Xu, et al. Optimal operation of AC/DC distribution network based on DG and multi-terminal VSC coordinated control[J]. Electric Power Engineering Technology, 2022, 41(5): 116-123.
- [20] LIU Z, WANG L, MA L. A transactive energy framework for coordinated energy management of networked microgrids with distributionally robust optimization[J]. IEEE transactions on power systems, 2020, 35(1): 395-404.
- [21] YE H, LI Z. Robust security-constrained unit commitment and dispatch with recourse cost requirement[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(5): 3527-3536.
- [22] WANG L, ZHU Z, JIANG C, et al. Bi-Level robust optimization for distribution system with multiple microgrids considering uncertainty distribution locational marginal price[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2021, 12(2): 1104-1117.
- [23] HAN X, ZHAO S, WEI Z, et al. Planning and overall economic evaluation of photovoltaic-energy storage station based on game theory and analytic hierarchy process[J]. IEEE Access, 2019, 7: 110972-110981.
- [24] HUANG C, WANG C, XIE N, et al. Robust coordination expansion planning for active distribution network in deregulated retail power market[J]. IEEE Transation Smart Grid, 2020, 11(2): 1476-1488.