

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2024.05.002

# 面向薄弱配电网的农村多能互补系统储能协同优化配置

董福贵, 孟子航, 郝来昊, 王小锋  
(华北电力大学经济与管理学院, 北京 102206)

**摘要:** 位于配电网薄弱区域的农村常常存在供能可靠性不足的问题, 导致接入大规模光伏的多能互补系统难以在此类地区广泛开展。储能系统作为新型能源系统融合的纽带, 能够有效提升此类地区的供能可靠性。为此, 文中提出一种面向薄弱配电网的农村多能互补系统(rural multi-energy complementary system, RMES)储能协同优化配置策略。首先, 明确包含生物质废弃物能源转化系统的 RMES 架构。然后, 以系统缺供损失成本作为评判依据, 提出一种储能配置评价准则。最后, 建立计及储能全生命周期成本的 RMES 多元储能协同优化配置模型。针对该模型的特性, 将其解耦转化为包含规划-运行两阶段的双层优化模型, 并采用粒子群算法和 Gurobi 求解器相结合的混合策略进行求解。算例分析表明, 所提储能配置评价准则有效激发了 RMES 配置储能的积极性。此外, 构建的多元储能协同配置模型使得 RMES 表现出更好的经济效益和环境效益, 并且在提升系统运行可靠性方面具有优越性。

**关键词:** 农村多能互补系统(RMES); 薄弱配电网; 储能配置; 生物质利用; 系统可靠性; 储能全生命周期成本

**中图分类号:** TM715

**文献标志码:** A

**文章编号:** 2096-3203(2024)05-0013-14

## 0 引言

我国农村地区存在大量秸秆、垃圾和生活污水等废弃资源, 为发展生物质发电技术提供了天然的实验基地。此外, 农村人口密度和负荷密度相对较低, 也为屋顶光伏(photovoltaic, PV)的建设应用提供了丰富的空间资源<sup>[1-2]</sup>。如何促进农村生物质资源的能源转换, 兼顾完善屋顶光照资源的能源利用, 建立生物质和 PV 耦合利用的清洁供能模式, 已经成为推动农村新型供能系统建设的热点话题<sup>[3-4]</sup>。农村多能互补系统(rural multi-energy complementary system, RMES)能够利用多种能源转化设备和能源耦合设备实现生物质资源、光照资源及现有供能资源的整合, 满足终端用户的负荷需求。另外, 与 RMES 相连的上级配电网通常位于配电网薄弱区域, 容易产生断电、断气等风险。而储能系统在提升系统可靠性和可再生能源消纳能力方面发挥着积极作用。因此, 研究薄弱配电网下的 RMES 储能协同优化配置策略对加速农村地区新型能源系统的建设具有重要的理论和实践意义。

目前, 国内外学者在储能配置方面的研究已经取得了一些成果, 主要从储能类型、网络模型和运行特性等角度研究储能配置的容量和位置。储能配置的传统研究仅局限在电力系统范畴, 文献[5]提出了配电网侧的储能配置方法。随着负荷类型的增多, 储能配置的相关研究也逐渐拓展为包含

电/热/冷/气等多元储能在内的协同配置。文献[6]综合考虑电/热柔性负荷, 提出区域综合能源系统中电储能(electric energy storage, ES)、热储能(heating energy storage, HS)的优化配置方法。在网络模型的数学描述方面, 文献[7-8]基于能源集线器模型研究储能的协同配置, 该类模型未考虑系统具体的网络结构, 难以对储能接入位置进行决策, 但能快速响应储能的配置容量。而文献[9-11]则计及网络潮流, 研究网络运行约束对配置位置的具体限制。针对储能系统的运行特性, 文献[12]考虑 HS 的结构类型、体积等特性参数, 开展季节性储热的技术-经济规划研究。文献[13]建立考虑储能特性差异和综合效率的多元储能协同配置模型。文献[14]提出计及风电汇集区域储能电站循环寿命特性的运营配置优化模型。文献[15]考虑储能的充放电频率响应特性, 对应用变分模态分解后的净负荷序列进行重构, 实现了对储能容量和功率的精准配置。然而, 上述文献在考虑储能配置时仅关注储能的初始投资成本, 而忽略了其更换成本和回收收益的影响, 无法准确估计储能配置的经济性。因此, 文中对计及储能配置的全生命周期成本进行研究。

系统优化运行方面的研究主要集中在如何选择优化目标, 从而确定机组的最优调度策略<sup>[16]</sup>。文献[17]构建以最小能耗和环境成本为双目标的微电网运行模型。文献[18]提出计及碳交易全生命周期成本的优化调度模型。文献[19]建立计及用电行为的虚拟电厂双层调度模型, 该模型以运行成

收稿日期: 2024-03-25; 修回日期: 2024-05-18

基金项目: 北京市社会科学基金资助项目(21JJB012)

本和用户行为变动成本为目标。此外,可再生能源的出力存在波动性和不确定性,容易导致调度方案与实际产生偏差。因此,如何处理源荷不确定性对调度结果的影响是必须要解决的问题<sup>[20]</sup>。文献[21]基于信息间隙决策理论建立考虑源荷不确定性的鲁棒调度模型。文献[22]应用两阶段随机优化方法消除风光出力不确定性对微电网调度的影响。文献[23]提出一种微电网多时间尺度优化调度策略,有效平衡了微电网调度的准确性、经济性和鲁棒性。然而,上述研究很少选择将包含生物质燃料利用的能源系统作为研究对象。文献[24]提出一种包含乡村多元产业、垃圾废物处理与可再生能源发电的乡村多能源系统规划模型。文献[25]研究沼气发电机组和空气源热泵对农村综合能源系统运行经济性的促进作用。文献[26]设计一种基于农村生物质废弃物利用系统的微电网模型,实现了农村秸秆、垃圾、生活污水等生物质废弃物资源的高效利用。

在薄弱配电网可靠性评估和优化方面,文献[27]提出一种考虑多信息因素干扰及分布式电源接入的配电网可靠性评估方法,有效评估了信息失效下的配电网信息物理系统可靠性。文献[28]提出一种计及综合能源系统接入影响的配电网可靠性评估方法,大幅改善了配电网的可靠性。文献[29]为提高配电网薄弱区域的供电可靠性,建立一种基于虚拟变电站的分布式电源与储能双层选址定容模型。文献[30]提出一种适用于含源配电网的供电可靠率评价指标,进而建立计及可靠性的含源配电网储能系统优化配置模型。

综上所述,针对储能配置和系统运行的单一研究已经十分成熟,但鲜有研究考虑储能配置对农村薄弱配电网的支撑作用,故亟须开展大规模PV接入的多能互补系统研究。文中将包含生物质废弃物能源转化系统(biomass wastes energy conversion system, BWS)的RMES作为研究对象,提出一种面向薄弱配电网的多元储能协同优化配置策略。首先,构建包含BWS的RMES架构。然后,提出一种面向薄弱配电网的多元储能配置评价准则,用于提升RMES配置储能的积极性。最后,建立考虑全生命周期成本的多元储能协同优化配置模型,并提出改进粒子群算法和Gurobi求解器的混合策略对其进行求解。将所提模型应用于实际案例分析,结果表明其有助于RMES表现出更好的经济效益和环境效益,并且在提升系统运行可靠性方面具有优越性。

## 1 薄弱配电网下的 RMES 架构和储能配置策略

### 1.1 RMES 架构和设备模型

文中构建的RMES是指利用分布式PV、BWS、能源转化系统(energy conversion system, ECS)及上级配电网实现生物质资源、光照资源以及现有供能资源的整合,进而满足用户负荷需求的能源系统。其系统架构如图1所示。

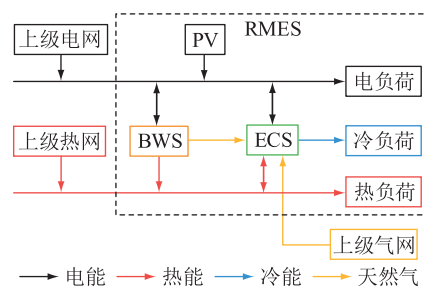


图1 RMES 架构

Fig.1 The structure of RMES

#### 1.1.1 BWS

BWS 通过利用热解气化发电(pyrolysis power generation, PG)、污水处理(sewage treatment, ST)、厌氧沼气(anaerobic biogas, AB)和沼气制气(biogas to gas, B2G)等技术实现了秸秆、干垃圾、湿垃圾及生活污水等多种生物质废弃物资源的综合利用,其系统框架如图2所示。

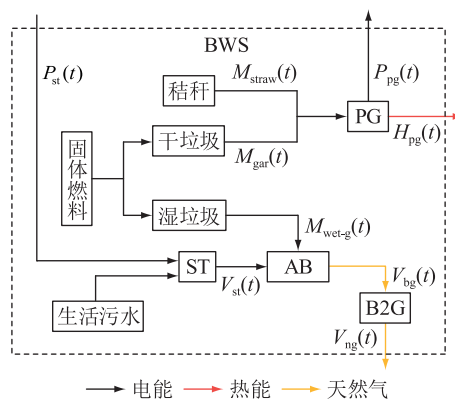


图2 BWS 架构

Fig.2 The structure of BWS

BWS 具体模型<sup>[26]</sup>表达式如下:

$$V_{fuel}(t) = \begin{bmatrix} M_{straw}(t)\beta_{straw} \\ M_{gar}(t)\beta_{gar} \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} \beta_{straw, R2F} \\ \beta_{gar, R2F} \end{bmatrix} \eta_{pf} \quad (1)$$

$$P_{pg}(t) = V_{fuel}(t) \eta_{pg, e} \quad (2)$$

$$H_{pg}(t) = P_{pg}(t) \eta_{pg, h} \quad (3)$$

$$V_{st}(t) = P_{st}(t) \beta_{st} \eta_{ab} \quad (4)$$

$$V_{bg}(t) = (V_{st}(t) \beta_{sludge} \rho_{sludge} + M_{wet-g}(t)) \beta_{bg} \quad (5)$$

$$V_{ng}(t) = V_{bg}(t) \eta_{b2g} \quad (6)$$

式中:  $V_{fuel}(t)$  为  $t$  时刻 PG 产生的可燃气体体积;  $M_{straw}(t)$ 、 $M_{gar}(t)$  分别为  $t$  时刻 PG 消耗的秸秆和干垃圾质量;  $\beta_{straw}$ 、 $\beta_{gar}$  分别为秸秆和干垃圾的单位可气化系数;  $\beta_{straw,R2F}$ 、 $\beta_{gar,R2F}$  分别为秸秆和干垃圾的单位气化系数;  $\eta_{pf}$  为热解炉的产气效率;  $P_{pg}(t)$ 、 $H_{pg}(t)$  分别为  $t$  时刻 PG 输出的电功率和热功率;  $\eta_{pg,e}$  为 PG 的单位气转电效率;  $\eta_{pg,h}$  为 PG 的单位气转热效率;  $V_{st}(t)$  为  $t$  时刻 ST 的污水体积;  $P_{st}(t)$  为  $t$  时刻 ST 所消耗的电功率;  $\beta_{st}$  为 ST 单位功率处理污水体积;  $\eta_{ab}$  为污水混合物中可发酵的有机物系数;  $V_{bg}(t)$  为  $t$  时刻 AB 产生的体积;  $\beta_{sludge}$  为污水静置沉淀后的污泥系数;  $\rho_{sludge}$  为污水静置和沉淀后的平均密度;  $M_{wet-g}(t)$  为  $t$  时刻 AB 消耗的湿垃圾质量;  $\beta_{bg}$  为污泥和湿垃圾混合物的单位产气系数;  $V_{ng}(t)$  为  $t$  时刻 B2G 产生的天然气体积;  $\eta_{b2g}$  为 B2G 转换系数。

### 1.1.2 ECS

ECS 由电制冷 (electric refrigeration, EF)、热制冷 (absorption chiller, AC)、燃气轮机 (gas turbine, GT) 和待配置的储能系统 (energy storage system, ESS) 等单元构成, 架构如图 3 所示。根据图 3 可知, ECS 是具有 4 个输入和 4 个输出的虚拟能源转换系统。其中 ESS 是包含 ES、HS 和冷储能 (cooling energy storage, CS) 在内的待配置储能系统。各类储能的能源存储特性可参考文献 [13]。ESS 内部的能源转换如图 4 所示。

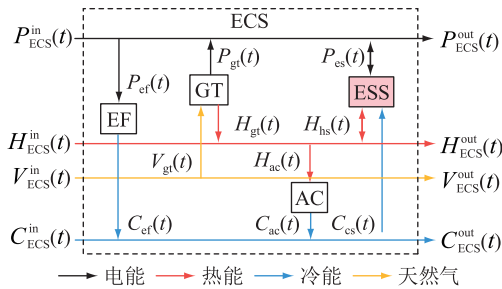


图 3 ECS 架构

Fig.3 The structure of ECS

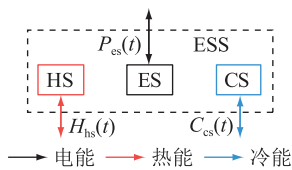


图 4 ESS 内部结构

Fig.4 Internal structure of ESS

图 4 中,  $P_{ef}(t)$ 、 $C_{ef}(t)$  分别为  $t$  时刻 EF 输入的电功率和输出的冷功率;  $V_{gt}(t)$ 、 $P_{gt}(t)$ 、 $H_{gt}(t)$

分别为  $t$  时刻 GT 输入的气体体积、输出的电功率和热功率;  $H_{ac}(t)$ 、 $C_{ac}(t)$  分别为  $t$  时刻 AC 输入的热功率和输出的冷功率;  $P_{es}(t)$ 、 $H_{hs}(t)$ 、 $C_{cs}(t)$  分别为  $t$  时刻 ES、HS 和 CS 的输出值, 其中正值表示放电, 负值表示充电。

通过矩阵描述 ECS 内的能量转换、存储和输出过程, 从而实现多能量的协调分配, 如:

$$\begin{bmatrix} P_{ECS}^{out}(t) \\ H_{ECS}^{out}(t) \\ V_{ECS}^{out}(t) \\ C_{ECS}^{out}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 - \alpha_{ef} & 0 & \alpha_{gt} \eta_{gt}^e & 0 \\ 0 & 1 - \alpha_{ac} & \alpha_{gt} \eta_{gt}^h & 0 \\ 0 & 0 & 1 - \alpha_{gt} & 0 \\ \alpha_{ef} \eta_{ef} & \alpha_{ac} \eta_{ac} & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P_{ECS}^{in}(t) \\ H_{ECS}^{in}(t) \\ V_{ECS}^{in}(t) \\ C_{ECS}^{in}(t) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} P_{es}(t) \\ H_{hs}(t) \\ 0 \\ C_{cs}(t) \end{bmatrix} \quad (7)$$

式中:  $P_{ECS}^{out}(t)$ 、 $H_{ECS}^{out}(t)$ 、 $C_{ECS}^{out}(t)$ 、 $V_{ECS}^{out}(t)$  分别为  $t$  时刻 ECS 的输出电功率、热功率、冷功率和天然气;  $\alpha_{ef}$ 、 $\alpha_{gt}$ 、 $\alpha_{ac}$  分别为 EF、GT 和 AC 消耗对应输入功率的比例;  $\eta_{gt}^e$  为 GT 发电系数;  $\eta_{gt}^h$  为 GT 供热系数;  $\eta_{ef}$  为 EF 系数;  $\eta_{ac}$  为 AC 系数;  $P_{ECS}^{in}(t)$ 、 $H_{ECS}^{in}(t)$ 、 $C_{ECS}^{in}(t)$ 、 $V_{ECS}^{in}(t)$  分别为  $t$  时刻 ECS 的输入电功率、热功率、冷功率和天然气。

### 1.2 配电网薄弱性及储能配置评价准则

文中研究的农村配电网薄弱性主要体现在以下几个方面: (1) 由于与 RMES 连接的上级供能网络位于配电网末端, 相关设备老化严重, 易产生断电、断气等风险。因此, 其故障率相较 RMES 内部供能网络故障率更高。文中研究为进一步突显上级配电网的薄弱性, 假定 RMES 内的供能网络不发生故障。 (2) 农村配电网的供应面积广、线路长、散乱点多、覆盖率低, 当一处发生故障时, 常常引起大面积的供能瘫痪。因此, 当上级配电网某处发生故障时, 可直接假设上级配电网无法为 RMES 提供能源保障, 从而忽略配电网中具体节点和线路的故障。 (3) 当上级配电网发生故障时, RMES 无法与其进行能源交互。此时, 农村用户的负荷需求只能通过 RMES 自主供应。如果 RMES 无法满足用户需求, 则表明系统存在缺供的情况, 应对其进行惩罚。农村配电网薄弱性的具体表现如图 5 所示。

由上述分析可知, RMES 连接的上级网络位于配电网末端, 容易导致 RMES 供能可靠性不足。PV 的大规模接入加剧了对 RMES 运行可靠性的挑战。储能设备在提高系统运行可靠性方面具有巨大潜力, 但受限于成本导致系统建设储能的积极性不

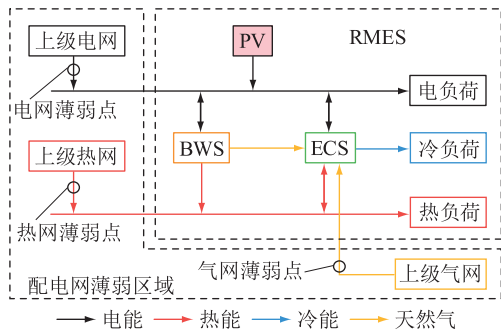


图5 农村配电网薄弱性表现

Fig.5 Representation of rural weak distribution network

高。因此,为进一步激发 RMES 配置储能的积极性,提出了一种面向薄弱配电网的多元储能配置评价准则,以突显储能在提升系统可靠性方面的巨大优势。所提准则采用系统缺供损失成本  $f^{pc}$  作为评价依据。具体计算流程如下。

(1) 假定上级电网、热网和气网的故障率分别为  $\lambda_z^e, \lambda_z^h, \lambda_z^v$ 。注意到上级配电网虽然处于配电网薄弱区域,但现有供能网络的故障率仍处于较低水平,因此假定上级电网、热网、气网不同时发生故障。则当上级电网故障时,系统在第  $k$  个运行时段的缺供时间计算如下:

$$t_z^e(k) = t_z^{e,e'}(k) + t_z^{e,h'}(k) + t_z^{e,c'}(k) \quad (8)$$

$$t_z^{e,e'}(k) = \begin{cases} 0 & P_{load}(k) \leq P_{pv}(k) + P_{pg}(k) + P_{gt}(k) - P_{st}(k) - P_{ef}(k) \\ \Delta t & P_{load}(k) > P_{pv}(k) + P_{pg}(k) + P_{gt}(k) - P_{st}(k) - P_{ef}(k) \end{cases} \quad (9)$$

$$t_z^{e,h'}(k) = \begin{cases} 0 & H_{load}(k) \leq H_{grid}(k) + H_{pg}(k) + H_{gt}(k) - H_{ac}(k) \\ \Delta t & H_{load}(k) > H_{grid}(k) + H_{pg}(k) + H_{gt}(k) - H_{ac}(k) \end{cases} \quad (10)$$

$$t_z^{e,c'}(k) = \begin{cases} 0 & C_{load}(k) \leq C_{ac}(k) + C_{ef}(k) \\ \Delta t & C_{load}(k) > C_{ac}(k) + C_{ef}(k) \end{cases} \quad (11)$$

式中:  $t_z^e(k)$  为上级电网故障时系统在第  $k$  个运行时段的缺供时间;  $t_z^{e,e'}(k), t_z^{e,h'}(k), t_z^{e,c'}(k)$  分别为系统在第  $k$  个运行时段的电负荷、热负荷和冷负荷缺供时间;  $\Delta t$  为单位缺供时间,文中取 1 h;  $P_x(k), H_x(k), C_x(k)$  分别为  $x$  在第  $k$  个运行时段输出/消耗的电功率、热功率、冷功率,  $x \in \{load, grid, pv, pg, gt, st, ef, ac, es, hs, cs\}$ , load 表示用户负荷, grid 表示上级网络, pv 表示 PV, pg 表示 PG, gt 表示 GT, st 表示 ST, ef 表示 EF, ac 表示 AC, es 表示 ES, hs 表示 HS, cs 表示 CS。上级热网和气网故障时的系统缺

供时间计算与之类似,记作  $t_z^h(k)$  和  $t_z^v(k)$ 。

(2) 当系统内接入储能后,能够实现生物质和 PV 资源的跨时段利用,从而减少供能缺失成本,提升系统供能可靠性。假设 ES、HS、CS 故障率分别为  $\lambda_s^e, \lambda_s^h, \lambda_s^c$ ,则当 RMES 配置储能且 ESS 输出功率时,故障下系统在第  $k$  个运行时段的缺供时间为:

$$t_z^e(k) = t_z^{e,e'}(k) + t_z^{e,h'}(k) + t_z^{e,c'}(k) \quad (12)$$

$$t_z^{e,e'}(k) = \begin{cases} 0 & P_{load}(k) \leq P_{pv}(k) + P_{pg}(k) + P_{gt}(k) - P_{st}(k) - P_{ef}(k) \\ \Delta t \lambda_s^e & P_{pv}(k) + P_{pg}(k) + P_{gt}(k) - P_{st}(k) - P_{ef}(k) < P_{load}(k) \leq P_{pv}(k) + P_{pg}(k) + P_{gt}(k) + P_{es}(k) - P_{st}(k) - P_{ef}(k) \\ \Delta t & P_{load}(k) > P_{pv}(k) + P_{pg}(k) + P_{gt}(k) + P_{es}(k) - P_{st}(k) - P_{ef}(k) \end{cases} \quad (13)$$

$$t_z^{e,h'}(k) = \begin{cases} 0 & H_{load}(k) \leq H_{grid}(k) + H_{pg}(k) + H_{gt}(k) - H_{ac}(k) \\ \Delta t \lambda_s^h & H_{grid}(k) + H_{pg}(k) + H_{gt}(k) - H_{ac}(k) < H_{load}(k) \leq H_{grid}(k) + H_{pg}(k) + H_{gt}(k) + H_{hs}(k) + H_{cs}(k) - H_{ac}(k) \\ \Delta t & H_{load}(k) > H_{grid}(k) + H_{pg}(k) + H_{gt}(k) + H_{hs}(k) + H_{cs}(k) - H_{ac}(k) \end{cases} \quad (14)$$

$$t_z^{e,c'}(k) = \begin{cases} 0 & C_{load}(k) \leq C_{ac}(k) + C_{ef}(k) \\ \Delta t \lambda_s^c & C_{ac}(k) + C_{ef}(k) < C_{load}(k) \leq C_{ac}(k) + C_{ef}(k) + C_{cs}(k) \\ \Delta t & C_{load}(k) > C_{ac}(k) + C_{ef}(k) + C_{cs}(k) \end{cases} \quad (15)$$

式中:  $t_z^{e,e'}(k), t_z^{e,h'}(k), t_z^{e,c'}(k)$  分别为储能配置后,上级电网故障时系统在第  $k$  个运行时段的电负荷、热负荷和冷负荷缺供时间。

(3) ESS 输入功率时,系统在第  $k$  个运行时段的缺供时间如下:

$$t_z^{e,e'}(k) = \begin{cases} 0 & P_{load}(k) \leq P_{pv}(k) + P_{pg}(k) + P_{gt}(k) + P_{es}(k) - P_{st}(k) - P_{ef}(k) \\ \Delta t \lambda_s^e & P_{pv}(k) + P_{pg}(k) + P_{gt}(k) + P_{es}(k) - P_{st}(k) - P_{ef}(k) < P_{load}(k) \leq P_{pv}(k) + P_{pg}(k) + P_{gt}(k) - P_{st}(k) - P_{ef}(k) \\ \Delta t & P_{load}(k) > P_{pv}(k) + P_{pg}(k) + P_{gt}(k) - P_{st}(k) - P_{ef}(k) \end{cases} \quad (16)$$

$$t_z^{e,h'}(k) = \begin{cases} 0 & H_{\text{load}}(k) \leq H_{\text{grid}}(k) + H_{\text{pg}}(k) + \\ & H_{\text{hs}}(k) + H_{\text{gt}}(k) - H_{\text{ac}}(k) \\ \Delta t \lambda_s^h & H_{\text{grid}}(k) + H_{\text{pg}}(k) + H_{\text{hs}}(k) + \\ & H_{\text{gt}}(k) - H_{\text{ac}}(k) < H_{\text{load}}(k) \leq H_{\text{grid}}(k) + \\ & H_{\text{pg}}(k) + H_{\text{gt}}(k) - H_{\text{ac}}(k) \\ \Delta t & H_{\text{load}}(k) > H_{\text{grid}}(k) + H_{\text{pg}}(k) + \\ & H_{\text{gt}}(k) - H_{\text{ac}}(k) \end{cases} \quad (17)$$

$$t_z^{e,c'}(k) = \begin{cases} 0 & C_{\text{load}}(k) \leq C_{\text{ac}}(k) + C_{\text{ef}}(k) + C_{\text{cs}}(k) \\ \Delta t \lambda_s^c & C_{\text{ac}}(k) + C_{\text{ef}}(k) + C_{\text{cs}}(k) < \\ & C_{\text{load}}(k) \leq C_{\text{ac}}(k) + C_{\text{ef}}(k) \\ \Delta t & C_{\text{load}}(k) > C_{\text{ac}}(k) + C_{\text{ef}}(k) \end{cases} \quad (18)$$

(4) 储能配置后,上级热网和气网故障时的系统缺供时间计算与上述类似。最终以系统缺供损失成本  $f^{\text{pc}}$  作为系统可靠性的评估指标,表达式如下:

$$f^{\text{pc}} = T \bar{l} \sum_{y \in \{e,h,v\}} \lambda_{y,z} \varphi(t_{y,z}) \quad (19)$$

$$\varphi(t_{y,z}) = \sum_{y \in \{e,h,v\}} \delta^2(t_{y,z}) \quad (20)$$

式中:  $T$  为系统年运行小时数,取 8 760 h;  $\bar{l}$  为电热冷负荷总量的单位小时平均值;  $\lambda_{y,z}$  为  $y$  网络的故障率,  $y \in \{e,h,v\}$ ,  $e$  表示电网,  $h$  表示热网,  $v$  表示气网;  $t_{y,z}$  为  $y$  网络故障时系统的缺供时间;  $\varphi(t_{y,z})$  为缺供对应的损失费用函数;  $\delta$  为对应的惩罚系数,取 0.05。

## 2 基于典型日法和场景分析法的源荷不确定性处理策略

鉴于 PV 出力和用户负荷受季节、天气等环境因素的影响较大,文中提出一种结合典型日法和场景分析法的源荷不确定性处理策略,生成反映规划年季节特性的场景集合用于模型计算,以更好地描述其波动对系统规划的影响。源荷不确定性处理策略如图 6 所示。具体操作步骤如下。

步骤 1: 依据季节特性选取夏季、冬季和过渡季 3 个典型日表征规划年,其中,冬季典型日包含电负荷、热负荷,夏季包含电负荷、冷负荷,过渡季仅有电负荷。

步骤 2: 收集 3 种典型日下的光照信息及负荷信息,利用蒙特卡洛分别进行场景生成。

步骤 3: 由于模型求解的规模和复杂度与规划典型日的场景数量呈正比关系,采用基于概率距离

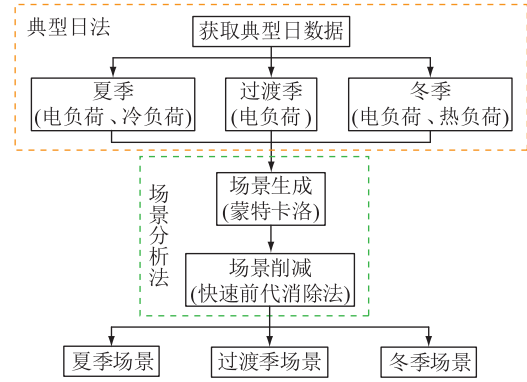


图 6 源荷不确定性处理策略

Fig.6 Strategy for addressing fluctuations in generation and load

的快速前代消除技术<sup>[31]</sup>分别对基于 3 种典型日生成的场景集合进行削减,进而得到可以体现 PV 出力和负荷全年时序变动特征的典型日集合。

步骤 4: 得到符合季节特征的 PV 出力及负荷需求曲线。

场景分析法的具体操作如下:

(1) 假设蒙特卡洛生成的场景集合为  $S$ , 计算  $S$  中每两对场景之间的几何距离。

(2) 选定与其他场景距离之和最小的场景  $d$ 。

(3) 从  $S$  中选取与场景  $d$  几何距离最近的场景  $r$  替代场景  $d$ , 并将场景  $d$  的概率加到场景  $r$  的概率上, 消除  $d$ , 形成新的  $S'$ 。

(4) 判断剩余场景数目是否满足要求; 若不足, 重复步骤 1 至步骤 3; 若满足, 结束场景削减。文中将单个典型日集合的场景数目设置为 5。

## 3 RMES 储能协同优化配置模型

### 3.1 储能协同优化配置策略

在 RMES 中配置一定容量的储能可以有效提升系统运行的稳定性, 并促进可再生能源的就地消纳。然而, 储能成本是制约当前“新能源+储能”发展的关键因素。因此, 为更准确地评估储能配置成本, 提出考虑储能全生命周期成本的协同规划策略。此外, 由于储能的长期规划和系统的短期运行方案相互影响, 建立包含储能配置和系统运行的协同优化配置模型。模型的决策变量可划分为储能规划变量和系统运行变量两部分。规划变量主要包括新建储能的接入容量、功率; 运行变量包括规划典型日内各时段的 GT 输出电热功率、EF 输出冷功率、AC 输出冷功率、BWS 输出功率、ESS 充放能功率、系统购能功率和 PV 真实出力。

### 3.2 目标函数

以 ESS 配置的全生命周期成本和 RMES 年运

行成本之和最小为优化目标,具体如式(21)所示。

$$\min F = f^{\text{inv}} + f^{\text{rc}} + f^{\text{dc}} + f^{\text{ecs}} + f^{\text{bws}} - f^{\text{sub}} + f^{\text{c}} + f^{\text{em}} + f^{\text{pc}} - f^{\text{pv}} \quad (21)$$

$$f^{\text{inv}} = \sum_{i \in \Omega_{\text{ess}}} (c_i^{\text{e}} E_i^{\text{en}} + c_i^{\text{p}} P_i^{\text{en}}) \frac{r(1+r)^{y_i}}{(1+r)^{y_i} - 1} \quad (22)$$

$$f^{\text{rc}} = \sum_{i \in \Omega_{\text{ess}}} \sum_{l=1}^{L_i} c_i^{\text{e}} E_i^{\text{en}} \frac{(1-\alpha)^{ly_i}}{(1+r)^{ly_i}} \times \frac{r(1+r)^{y_i}}{(1+r)^{y_i} - 1} \quad (23)$$

$$f^{\text{dc}} = \sum_{i \in \Omega_{\text{ess}}} c_i^{\text{dc}} E_i^{\text{en}} (1+r)^{-y_i} \frac{r(1+r)^{y_i}}{(1+r)^{y_i} - 1} - \gamma^{\text{res}} (f^{\text{inv}} + f^{\text{rc}}) \quad (24)$$

$$f^{\text{ecs}} = \sum_{m \in \{\text{tr}, \text{s}, \text{w}\}} \frac{T_m}{24} \sum_{d=1}^5 G_m(d) \sum_{t=1}^{24} \left( \sum_x c_x^{\text{oc}} |P_{m,d,x}(t)| + \sum_x c_x^{\text{oc}} |H_{m,d,x}(t)| + \sum_x c_x^{\text{oc}} |C_{m,d,x}(t)| \right) \quad (25)$$

$$f^{\text{bws}} = \sum_{m \in \{\text{tr}, \text{s}, \text{w}\}} \frac{T_m}{24} \sum_{d=1}^5 G_m(d) \sum_{t=1}^{24} (c_{\text{straw}} M_{m,d,\text{straw}}(t) + c_{\text{gar}} M_{m,d,\text{gar}}(t) + c_{\text{fuel}} V_{m,d,\text{fuel}}(t) + c_{\text{bg}} V_{m,d,\text{bg}}(t) + c_{\text{st}} V_{m,d,\text{st}}(t) + c_{\text{ng}} V_{m,d,\text{ng}}(t)) \quad (26)$$

$$f^{\text{sub}} = \sum_{m \in \{\text{tr}, \text{s}, \text{w}\}} \frac{T_m}{24} \sum_{d=1}^5 G_m(d) \sum_{t=1}^{24} (\varphi_{\text{straw}} M_{m,d,\text{straw}}(t) + \varphi_{\text{gar}} M_{m,d,\text{gar}}(t)) \quad (27)$$

$$f^{\text{c}} = \sum_{m \in \{\text{tr}, \text{s}, \text{w}\}} \frac{T_m}{24} \sum_{d=1}^5 G_m(d) \sum_{t=1}^{24} (\gamma_e(t) P_{m,d,\text{grid}}(t) + \gamma_h(t) H_{m,d,\text{grid}}(t) + \gamma_g(t) V_{m,d,\text{grid}}(t)) \quad (28)$$

$$f^{\text{em}} = \sum_{m \in \{\text{tr}, \text{s}, \text{w}\}} \frac{T_m}{24} \sum_{d=1}^5 G_m(d) \sum_{t=1}^{24} \beta_c (\alpha_e P_{m,d,\text{grid}}(t) + \alpha_g P_{m,d,\text{gt}}(t)) \quad (29)$$

$$f^{\text{pv}} = \sum_{m \in \{\text{tr}, \text{s}, \text{w}\}} \frac{T_m}{24} \sum_{d=1}^5 G_m(d) \sum_{t=1}^{24} c_{\text{pv}} P_{m,d,\text{pv}}(t) \quad (30)$$

式中:  $F$  为总成本;  $f^{\text{inv}}$  为储能初始投资成本;  $\Omega_{\text{ess}}$  为储能类型集合;  $c_i^{\text{e}}$ 、 $c_i^{\text{p}}$  分别为储能  $i$  的单位容量成本和单位功率成本;  $E_i^{\text{en}}$  为储能  $i$  配置的额定容量;  $P_i^{\text{en}}$  为储能  $i$  配置的额定功率;  $r$  为基准折现率;  $y_i$  为储能  $i$  的使用年限;  $f^{\text{rc}}$  为储能设备更换成本;  $\alpha$  为储能设备投资成本年均递减率;  $l$  为更换次数;  $L_i$  为系统运行周期内储能  $i$  的总更换次数,  $L_i = n/y_i - 1$ ,  $n$  为系统运行总年限;  $f^{\text{dc}}$  为储能设备报废回收成本;  $c_i^{\text{dc}}$  为储能  $i$  的单位容量报废处理成本;  $\gamma^{\text{res}}$  为储能设备回收残值率;  $f^{\text{ecs}}$  为 ECS 运维成本;  $m$  为季节集合, tr 表示过渡季, s 表示夏季, w 表示冬季;  $T_m$  为季节  $m$  的小时数;  $G_m(d)$  为季节  $m$  中场景  $d$  的概率;  $c_x^{\text{oc}}$  为设备  $x$  的单位功率运维成本;  $P_{m,d,x}(t)$ 、

$H_{m,d,x}(t)$ 、 $C_{m,d,x}(t)$  分别为设备  $x$  在季节  $m$  的场景  $d$  下  $t$  时刻输出的电功率、热功率、冷功率;  $f^{\text{bws}}$  为 BWS 运维成本;  $c_{\text{straw}}$ 、 $c_{\text{gar}}$  分别为处理单位秸秆和垃圾的成本;  $c_{\text{fuel}}$ 、 $c_{\text{bg}}$ 、 $c_{\text{st}}$ 、 $c_{\text{ng}}$  分别为 PG、AB、ST 和 B2G 的单位输出运维成本;  $M_{m,d,\text{straw}}(t)$ 、 $M_{m,d,\text{gar}}(t)$  分别为 PG 在季节  $m$  的场景  $d$  下  $t$  时刻消耗的秸秆和垃圾质量;  $V_{m,d,\text{fuel}}(t)$ 、 $V_{m,d,\text{bg}}(t)$ 、 $V_{m,d,\text{ng}}(t)$  分别为 PG、AB 和 B2G 在季节  $m$  的场景  $d$  下  $t$  时刻产生的气体体积;  $V_{m,d,\text{st}}(t)$  为在季节  $m$  的场景  $d$  下  $t$  时刻处理的污水体积;  $f^{\text{sub}}$  为生物质利用补贴成本;  $\varphi_{\text{straw}}$ 、 $\varphi_{\text{gar}}$  分别为利用单位秸秆和垃圾的补贴系数;  $f^{\text{c}}$  为 RMES 的购能成本;  $\gamma_e(t)$  为  $t$  时刻购电电价;  $\gamma_h(t)$  为  $t$  时刻购热热价;  $\gamma_g(t)$  为  $t$  时刻购气气价;  $V_{m,d,\text{grid}}(t)$  为系统在季节  $m$  的场景  $d$  下  $t$  时刻的购气功率;  $f^{\text{em}}$  为 RMES 的环境惩罚成本;  $\beta_c$  为碳排放价格;  $\alpha_e$ 、 $\alpha_g$  分别为购电和 GT 的碳排放强度;  $f^{\text{pv}}$  为 PV 补贴收益;  $c_{\text{pv}}$  为 PV 补贴电价。

### 3.3 约束条件

#### 3.3.1 规划型约束

储能安装容量与功率约束。

$$\begin{cases} E_i^{\text{min}} \leq E_i^{\text{en}} \leq E_i^{\text{max}} \\ 0 \leq P_i^{\text{en}} \leq \omega_i E_i^{\text{max}} \end{cases} \quad (31)$$

式中:  $E_i^{\text{max}}$ 、 $E_i^{\text{min}}$  分别为储能  $i$  的安装容量上、下限;  $\omega_i$  为储能  $i$  的最大充放能速率。

#### 3.3.2 运行型约束

(1) 功率平衡约束。

$$P_{m,d,\text{grid}}(t) + P_{m,d,\text{pg}}(t) + P_{m,d,\text{pv}}(t) + P_{m,d,\text{gt}}(t) + P_{m,d,\text{es}}(t) = P_{m,d,\text{load}}(t) + P_{m,d,\text{st}}(t) + P_{m,d,\text{ef}}(t) \quad (32)$$

$$\begin{aligned} H_{m,d,\text{grid}}(t) + H_{m,d,\text{pg}}(t) + H_{m,d,\text{gt}}(t) + \\ H_{m,d,\text{hs}}(t) = H_{m,d,\text{load}}(t) + H_{m,d,\text{ac}}(t) \end{aligned} \quad (33)$$

$$C_{m,d,\text{ac}}(t) + C_{m,d,\text{ef}}(t) + C_{m,d,\text{cs}}(t) = C_{m,d,\text{load}}(t) \quad (34)$$

$$V_{m,d,\text{grid}}(t) + V_{m,d,\text{ng}}(t) = V_{m,d,\text{gt}}(t) \quad (35)$$

(2) 设备出力和爬坡约束。

$$\begin{cases} P_x^{\text{min}} \leq P_{m,d,x}(t) \leq P_x^{\text{max}} \\ H_x^{\text{min}} \leq H_{m,d,x}(t) \leq H_x^{\text{max}} \\ C_x^{\text{min}} \leq C_{m,d,x}(t) \leq C_x^{\text{max}} \\ V_{\text{ng}}^{\text{min}} \leq V_{m,d,\text{ng}}(t) \leq V_{\text{ng}}^{\text{max}} \end{cases} \quad (36)$$

$$\begin{cases} |P_{m,d,x}(t+1) - P_{m,d,x}(t)| \leq R_x \Delta t \\ |H_{m,d,x}(t+1) - H_{m,d,x}(t)| \leq R_x \Delta t \\ |C_{m,d,x}(t+1) - C_{m,d,x}(t)| \leq R_x \Delta t \\ |V_{m,d,\text{ng}}(t+1) - V_{m,d,\text{ng}}(t)| \leq R_{\text{ng}} \Delta t \end{cases} \quad (37)$$

式中:  $P_x^{\text{min}}$ 、 $H_x^{\text{min}}$ 、 $C_x^{\text{min}}$  和  $P_x^{\text{max}}$ 、 $H_x^{\text{max}}$ 、 $C_x^{\text{max}}$  分别为

设备  $x$  的最小和最大输出电、热、冷功率;  $V_{ng}^{\min}$ 、 $V_{ng}^{\max}$  分别为 B2G 的最小和最大产气体积;  $R_x$  为设备  $x$  的爬坡功率;  $R_{ng}$  为 B2G 单位时刻产气体积的最大值。

(3) 联络线功率约束。

$$\begin{cases} P_{grid}^{\min} \leq P_{m,d,grid}(t) \leq P_{grid}^{\max} \\ H_{grid}^{\min} \leq H_{m,d,grid}(t) \leq H_{grid}^{\max} \\ V_{grid}^{\min} \leq V_{m,d,grid}(t) \leq V_{grid}^{\max} \end{cases} \quad (38)$$

式中:  $P_{grid}^{\max}$ 、 $P_{grid}^{\min}$  分别为 RMES 与上级电网交互有功上、下限;  $H_{grid}^{\max}$ 、 $H_{grid}^{\min}$  分别为 RMES 与上级热网交互功率上、下限;  $V_{grid}^{\max}$ 、 $V_{grid}^{\min}$  分别为 RMES 与上级电网交互功率上、下限。

(4) 储能运行约束。

考虑到储能运行差异性并非文中讨论的重点,且在以年为规划周期的储能配置问题中,不同储能的运行差异性并不会显著影响配置结果。因此,文中选择使用统一模型描述 ES、HS 和 CS 的运行状态,具体模型如下:

$$E_i^{\text{soc}}(t+1) = (1 - \varepsilon_i) E_i^{\text{soc}}(t) + \left( \frac{P_i^{\text{ch}}(t) \eta_i^{\text{ch}}}{E_i^{\text{en}}} - \frac{P_i^{\text{dis}}(t)}{E_i^{\text{en}} \eta_i^{\text{dis}}} \right) \Delta t \quad (39)$$

$$E_{i,\min}^{\text{soc}} \leq E_i^{\text{soc}}(t) \leq E_{i,\max}^{\text{soc}} \quad (40)$$

$$E_i^{\text{soc}}(1) = E_i^{\text{soc}}(24) \quad (41)$$

$$0 \leq P_i^{\text{ch}}(t) \leq P_i^{\text{en}} \lambda_i^{\text{ch}}(t) \quad (42)$$

$$0 \leq P_i^{\text{dis}}(t) \leq P_i^{\text{en}} \lambda_i^{\text{dis}}(t) \quad (43)$$

$$\lambda_i^{\text{ch}}(t) + \lambda_i^{\text{dis}}(t) \leq 1 \quad (44)$$

式中:  $E_i^{\text{soc}}(t+1)$ 、 $E_i^{\text{soc}}(t)$  分别为  $t+1$  和  $t$  时刻储能  $i$  的荷能状态;  $\varepsilon_i$  为储能  $i$  的自损率;  $P_i^{\text{ch}}(t)$ 、 $P_i^{\text{dis}}(t)$  分别为  $t$  时刻储能  $i$  的充、放能功率;  $\eta_i^{\text{ch}}$ 、 $\eta_i^{\text{dis}}$  分别为储能  $i$  的充、放能效率;  $E_{i,\min}^{\text{soc}}$ 、 $E_{i,\max}^{\text{soc}}$  分别为储能  $i$  的最小、最大荷能状态;  $\lambda_i^{\text{ch}}(t)$ 、 $\lambda_i^{\text{dis}}(t)$  分别为  $t$  时刻储能  $i$  的充、放能状态变量。

### 3.4 模型求解

由于式(39)、式(42)、式(43)中存在变量乘积的情况,所提多元储能协同优化配置模型属于混合整数非线性规划模型,不利于快速求解。针对上述问题,将模型分解为双层优化模型,将储能运行约束中的非线性项解耦,从而提升模型求解速度。分解得到的优化模型具体如下:

$$\begin{cases} \min F \\ \text{s.t. 式(31)} \end{cases} \quad (45)$$

$$\begin{cases} \min f = f^{\text{ecs}} + f^{\text{bws}} - f^{\text{sub}} + f^{\text{e}} + f^{\text{em}} + f^{\text{pc}} - f^{\text{pv}} \\ \text{s.t. 式(12)一式(18),式(32)一式(44)} \end{cases} \quad (46)$$

式中:  $f$  为系统年运行成本。针对下层模型中的非线性分式约束式(13)、式(16),处理如下:

$$\begin{cases} y_{e1} + y_{e2} + y_{e3} = 1 \\ t_z^{e,e'} = y_{e2} \lambda_s^e \Delta t + y_{e3} \Delta t \\ P_{pv}(k) + P_{pg}(k) + P_{gt}(k) - P_{es}^{\text{ch}}(k) - P_{st}(k) - P_{ef}(k) \geq P_{\text{load}}(k) y_{e1} - M y_{e2} - M y_{e3} \\ P_{pv}(k) + P_{pg}(k) + P_{gt}(k) - P_{es}^{\text{ch}}(k) - P_{st}(k) - P_{ef}(k) \leq P_{\text{load}}(k) y_{e2} + M y_{e1} + M y_{e3} \\ P_{pv}(k) + P_{pg}(k) + P_{gt}(k) + P_{es}^{\text{dis}}(k) - P_{st}(k) - P_{ef}(k) \geq P_{\text{load}}(k) y_{e2} - M y_{e1} - M y_{e3} \\ P_{pv}(k) + P_{pg}(k) + P_{gt}(k) + P_{es}^{\text{dis}}(k) - P_{st}(k) - P_{ef}(k) \leq P_{\text{load}}(k) y_{e3} + M y_{e1} + M y_{e2} \end{cases} \quad (47)$$

式中:  $y_{e1}$ 、 $y_{e2}$ 、 $y_{e3}$  为 0-1 变量;  $M$  为一个无穷大的数;  $P_{es}^{\text{ch}}(k)$ 、 $P_{es}^{\text{dis}}(k)$  分别为第  $k$  个运行时段的充、放能功率。式(14)、式(15)、式(17)、式(18)的处理与之类似。

经上述处理后,上层模型式(45)和下层模型式(46)均转换为仅含线性不等式约束的混合整数非线性规划问题,采用改进粒子群和 Gurobi 求解器对上述模型进行迭代求解,具体的求解流程如图 7 所示。

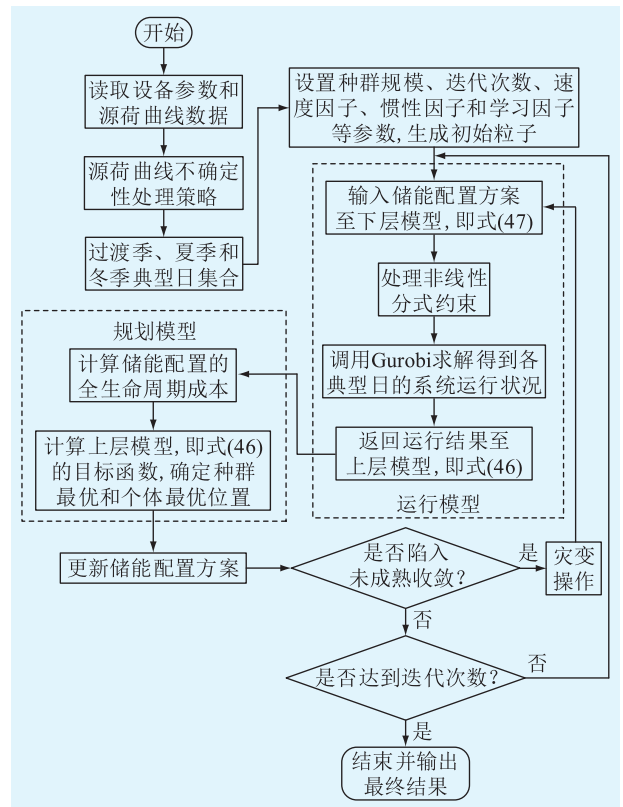


图 7 模型求解流程

Fig.7 Model solving flow

## 4 算例分析

### 4.1 系统概况

为验证所提规划运行策略的可行性,以北方某大型乡村作为规划对象进行算例仿真。ECS 内设备的技术和经济参数见表 1。能源价格见表 2。BWS 内设备的转化效率及关键参数参考文献[26]。上级电网、热网的单位功率碳排放系数分别为 0.78、0.38 kg/(kW·h),燃气设备的单位功率碳排放系数为 0.58 kg/(kW·h),碳排放价格为 18 元/t,上级配电网和储能设备的故障率设置为 0.003。待配置储能的成本参数参考文献[13]。规定 ES 全年均可运行,HS 仅在冬季供暖时期运行,CS 仅在夏季供冷时运行。PV 补贴电价取 0.05 元/(kW·h)。基准折现率取 0.05。

表 1 ECS 内设备的技术和经济参数

Table 1 Technical and economic parameters of the devices within ECS

参数	GT	EF	AC
额定容量/kW	800	800	1 000
运维成本/[元·(kW·h) <sup>-1</sup> ]	0.025	0.16	0.15
效率转化系数/自损率	$\eta_{gt}^e = 0.92,$ $\eta_{gt}^h = 1.2$	$\eta_{ef} = 0.9$	$\eta_{ac} = 0.9$
爬坡上下限/kW	±120	±160	±200

表 2 能源价格

Table 2 Energy prices

时段	电价/[元·(kW·h) <sup>-1</sup> ]	热价/[元·(kW·h) <sup>-1</sup> ]
峰:12:00—14:00、 19:00—22:00	0.80	0.83
平:08:00—11:00、 15:00—18:00	0.66	0.64
谷:23:00—次日 07:00	0.48	0.45

时段	气价/(元·m <sup>3</sup> )
峰:08:00—11:00、 15:00—19:00	6.30
平:05:00—07:00、 12:00—14:00、 20:00—21:00	4.62
谷:22:00—次日 04:00	3.08

基于当地冬季典型日、夏季典型日和过渡季典型日的 PV/负荷数据,应用文中所提源荷不确定性处理策略,得到反映季节特性的 15 个典型日用于表征规划年。3 个典型日的累计天数分别为 125、120、120 d。其中夏季典型日的 PV/负荷数据如图 8 所示,其电负荷曲线的场景削减结果如图 9 所示。

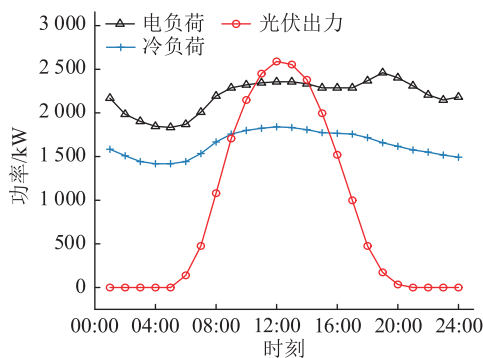


图 8 夏季典型日的 PV/负荷曲线

Fig.8 PV and load curves for the typical summer day

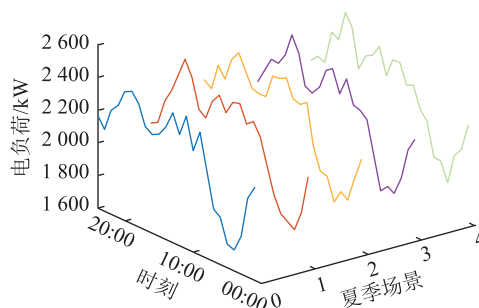


图 9 夏季典型日的电负荷曲线场景削减结果

Fig.9 Electric load curve scenario reduction results for the typical summer day

### 4.2 多元储能协同配置结果对比分析

为分析所提储能协同配置策略对系统运行经济性和可靠性的影响,设置如下 5 种场景进行对比分析。

场景 0:基准情景,不考虑储能配置,直接进行 RMES 运行优化;

场景 1:在基准情景基础上考虑 ES 配置;

场景 2:在基准情景基础上考虑 HS 配置;

场景 3:在基准情景基础上考虑 CS 配置;

场景 4:在基准情景基础上考虑 ES、HS、CS 协同配置。

4 种场景下的储能配置结果如表 3 所示。

表 3 不同情景下的储能配置结果

Table 3 Energy storage configuration results under different scenarios

场景	储能类型	配置容量/(MW·h)	配置功率/MW
场景 1	ES	1.33	0.43
场景 2	HS	2.00	0.28
场景 3	CS	0.55	0.12
	ES	1.10	0.35
场景 4	HS	1.90	0.41
	CS	0.58	0.13

与单独进行储能配置的场景 1、2、3 相比,场景



4 在考虑多元储能协同配置后,ES 的总容量降低了 17.29%,HS 的总容量降低了 5%,CS 的总容量增加了 5.45%。各场景的系统成本如表 4 所示。与场景 0、2、3 相比,场景 4 储能配置的全生命周期成本较高,但系统年运行成本  $f$ 、系统总成本  $F$  最低,降低了 7.46% 的 RMES 年运行成本以及 2.83% 的总成本。其中,年运行成本降低主要是由于配置的储能系统提升了系统运行的稳定性和 PV 消纳水平。与场景 0 相比,场景 4 的系统缺供损失成本  $f^{pc}$  降低了 3.61%,PV 补贴收益  $f^{pv}$  增加了 4.84%。此外,配置储能后能够减少 RMES 对上级供能网络的依赖,使得购能成本  $f^e$  减少了 11.18%。

表 4 不同情景下的成本明细

参数	场景 0	场景 1	场景 2	场景 3	场景 4
储能配置成本/万元	0	21.56	2.02	1.11	21.18
$f^{ecs}$ /万元	26.14	28.72	26.99	26.37	29.26
$f^{lbs}$ /万元	62.32	62.51	62.57	62.40	63.03
$f^{sub}$ /万元	13.06	13.29	13.37	13.16	13.91
$f^e$ /万元	279.51	256.71	268.88	277.46	248.26
$f^{em}$ /万元	13.45	13.10	13.29	13.38	12.89
$f^{pc}$ /万元	114.28	110.15	114.28	114.28	110.15
$f^{pv}$ /万元	24.61	25.74	24.70	24.54	25.80
$F$ /万元	458.04	453.71	449.97	457.31	445.05
$f$ /万元	458.04	432.15	447.95	456.19	423.87
运行成本降低率 (相对于场景 0)/%		5.65	2.20	0.40	7.46

图 10 为储能配置的全生命周期成本结构对比情况。

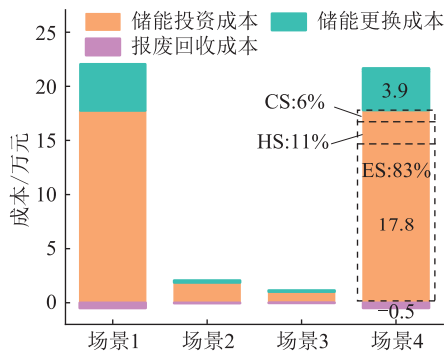


图 10 储能配置的全生命周期成本构成

Fig.10 Total life cycle cost components of energy storage configurations

横向对比各场景可知,ES 的配置成本远高于 HS 和 CS。以场景 4 为例,储能投资成本中 ES 占比达 83%,HS 达 11%,CS 最小仅占 6%,因此在储能

配置中应优先把握 ES 建设的合理性。纵向对比可知,储能投资成本在储能配置的全生命周期成本中占据较大的比重,储能更换成本次之。就场景 4 而言,储能更换成本为 3.9 万元,约占储能投资成本的 21.9%,报废回收成本则为 -2.8%,说明在进行储能配置时仅考虑储能的成本是不可行的。为进一步验证考虑储能全生命周期成本的必要性,基于场景 4 设置如下 3 种案例:仅考虑储能投资成本(案例 1)、考虑储能全生命周期成本(案例 2)和案例 1 下等比例叠加储能全生命周期成本案例 2 和系统总成本(案例 3),结果如表 5 所示。

表 5 场景 4 下不同案例的系统成本

Table 5 System cost of different cases under scenario 4 万元

案例	$f^e$	储能配置成本	$f$	$F$
1	213.04	45.92	393.01	438.93
2	248.26	21.18	423.87	445.05
3	213.04	54.65	393.01	447.66

对比案例 1 和案例 2 可知,如果仅考虑储能投资成本,系统会大幅增加储能系统的配置容量,提升 RMES 自身的负荷调节能力,从而减少与上级网络的交互功率。与案例 2 相比,案例 1 的储能配置成本增加了 24.74 万元,但系统总成本下降了 1.38%,表现出更好的经济效益。然而,依据储能更换成本和报废回收成本占储能配置成本的比例,将其等比例叠加至案例 1 后可以发现系统的真实效益低于案例 2。与案例 2 相比,案例 3 的系统总成本增加了 0.59%。由此可知,考虑储能的全生命周期成本能够更有效地评估 RMES 内储能接入的经济性,与单独考虑储能的成本相比更具现实意义。

#### 4.3 多元储能协同配置对系统可靠性提升的影响

由表 4 可知,在场景 1 和场景 4 中,系统缺供损失成本  $f^{pc}$  均下降了 3.61%,储能配置对系统可靠性的提升作用主要体现在 ES 上。这主要因为上级配电网故障时,RMES 难以提供可靠的热能和冷能供应,导致接入的 HS 和 CS 对于提升系统可靠性的支撑作用不明显。

为分析 ES 接入对系统可靠性的提升作用。在场景 4 下,保持配置容量不变,不断变化 ES 的配置功率,得到系统成本变化情况如图 11 所示。随着配置功率的提高,系统缺供损失成本  $f^{pc}$  先下降后趋于平稳,系统总成本  $F$  则呈现出先下降后上升的趋势,当 ES 的配置功率大于 0.35 MW 时,系统缺供损失成本趋于平稳,同时总成本增加。文中的目标函数为兼顾储能配置全生命周期成本的 RMES 运行年

成本, RMES 总成本先呈现降低的变化趋势表明可靠性和经济性具有一定的一致性, RMES 总成本随后升高体现了经济性和可靠性还具有矛盾性。因此, 在配置储能时应合理优化储能配置结构, 就文中而言保持其配置功率与配置容量的比值在 0.3 左右即可实现经济性和稳定性的双赢。

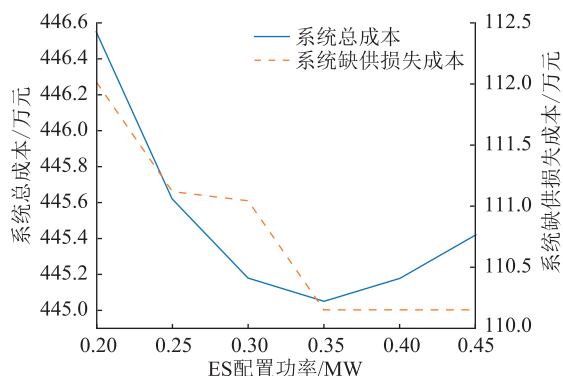


图 11 ES 配置功率对优化结果的影响

Fig.11 Influence of ES configuration power on optimization results

为进一步验证所提评价准则的有效性, 选取时段安全性<sup>[32-33]</sup>、系统综合安全性<sup>[34-35]</sup>、弃光率、期望缺供电量<sup>[36]</sup>等指标, 并基于场景 0 和场景 4 进行对比评价, 具体计算如下。

$$C^w(t) =$$

$$\frac{1}{2} \left( \frac{1}{3} \sum_{m=1}^3 \sum_{d=1}^5 G_m(d) C_{m,d}^{lss}(t) + \min_{m,d} C_{m,d}^{lss}(t) \right) \quad (49)$$

$$C^{scs} = \frac{1}{2} \left( \frac{1}{3 \times 24} \sum_{m=1}^3 \sum_{d=1}^5 G_m(d) \sum_{t=1}^{24} C_{m,d}^{lss}(t) + \min_{m,d,t} C_{m,d,t}^{lss}(t) \right) \quad (50)$$

$$C_{m,d}^{lss}(t) = 1 - \frac{\sum_{\varphi \in \{P,H\}} \lambda_{\varphi} (\varphi_{m,d}(t) - \varphi_{m,d}^{RMES}(t))}{\sum_{\varphi \in \{P,H\}} \lambda_{\varphi} \varphi_{m,d}(t)} \quad (51)$$

$$C^{EENS} = \sum_{t=1}^T \lambda_{e,z} F_{lps}(t) \quad (52)$$

式中:  $C^w(t)$  为  $t$  时刻的时段安全性指标;  $C_{m,d}^{lss}(t)$  为在季节  $m$  的场景  $d$  下  $t$  时刻的负荷安全供能率;  $C^{scs}$  为系统综合安全性指标;  $\varphi$  为负荷种类,  $P$  表示电负荷,  $H$  表示热负荷;  $\lambda_{\varphi}$  为供应  $\varphi$  负荷时上级网络的故障率;  $\varphi_{m,d}(t)$  为在季节  $m$  的场景  $d$  下负荷  $\varphi$  在  $t$  时段的总需求量;  $\varphi_{m,d}^{RMES}(t)$  为在季节  $m$  的场景  $d$  下 RMES 自身可供应的负荷  $\varphi$  在  $t$  时段的总量;  $C^{EENS}$  为期望缺供电量;  $F_{lps}(t)$  为上级电网故障时

RMES 在  $t$  时刻的缺供电量。

场景 0 和场景 4 的时段安全性指标如图 12 所示。由图 12 可知, 储能的接入增强了 RMES 的孤岛运行能力, 系统多数时段的安全性显著提升。场景 0 和场景 4 的可靠性评价指标结果如表 6 所示。与场景 0 相比, 考虑储能协同配置后场景 4 的系统综合安全性提高了 2.97%, 弃光率降低至 3.11%。上述对比分析说明了对 RMES 进行储能协同配置能够减少故障发生后系统的缺供负荷, 提高 RMES 能源供应的可靠性, 同时增强系统的 PV 消纳能力, 因此验证了文中所提评价准则的有效性。

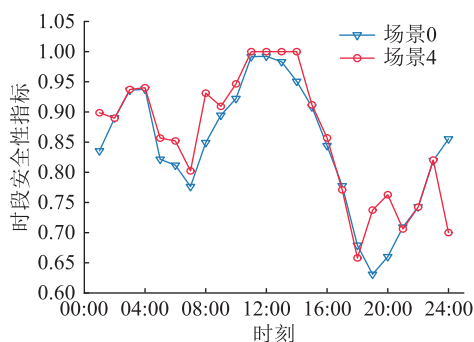


图 12 场景 0 和场景 4 的时段安全性指标

Fig.12 Time period security index of scenario 0 and scenario 4

表 6 场景 0 和场景 4 的可靠性评价指标计算结果

Table 6 Calculation results of reliability evaluation index of scenario 0 and scenario 4

场景	$C^{scs}$	弃光率/%	$C^{EENS}/(MW \cdot h)$
0	0.723 1	7.92	8.19
4	0.744 6	3.11	7.81

#### 4.4 BWS 运行状况分析

BWS 在规划年各季节的供能情况如图 13 所示。

由于过渡季中不存在热负荷和冷负荷需求, 因此 BWS 降低 PG 出力, 减少热功率损耗; 同时增加 ST 和 AB 出力, 提升产气体积, 进而降低系统购气成本。夏季增大 PG 出力, 通过 EF 和 AC 转化满足所需冷负荷。冬季增大 PG 输出热功率直接供给用户负荷, 减少热传输损失, 不足的热负荷由 GT 和上级热网联合供应。

为进一步分析储能配置对 BWS 的影响, 比较 BWS 在场景 0 和场景 4 下夏季典型日的最优调度计划, 结果见图 14。当不考虑储能配置(场景 0)时, RMES 无法有效消纳正午时段的 PV, BWS 需要主动承担负荷调节工作, 灵活降低 PG 出力。考虑储能配置(场景 4)后, ES 能够有效减少弃光, 促使 PG 保持额定功率运行, 进一步提升了农村生物质利

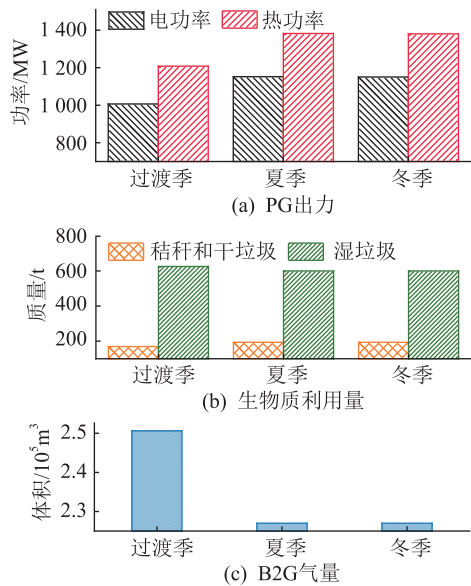


图 13 规划年 BWS 运行状况

Fig.13 Annual operation status of BWS

用效率。而 B2G 则选择在气价较高时段(05:00—21:00)进行产气,且与 PV 出力呈反比关系。

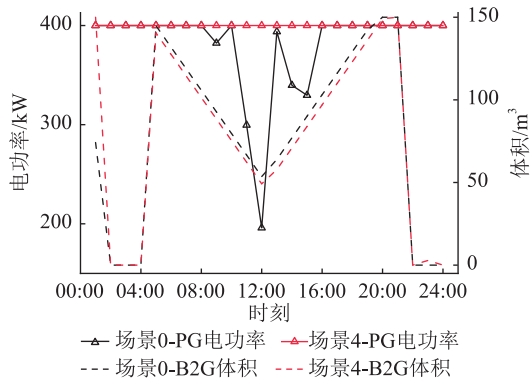


图 14 夏季典型日 BWS 在场景 0 和场景 4 下的最优调度计划

Fig.14 BWS optimal scheduling schemes for the typical summer day under scenario 0 and scenario 4

#### 4.5 RMES 优化运行结果分析

场景 4 下在 RMES 冬季典型日的优化运行结果,如图 15 所示。

ES 选择在电价平谷时段(06:00—07:00、18:00)或 PV 出力较大时段(11:00—次日 01:00)进行充电,从而减少购电成本,提升 RMES 的 PV 消纳水平;HS 在温度较高的白天进行蓄热,温度较低的夜晚时段(22:00—次日 09:00)进行放热以降低燃气轮机供能功率。此外,RMES 选择在气价低时段(22:00—次日 04:00)进行购气,其余时段利用 BWS 产气满足燃气轮机的天然气需求,降低系统购能成本。综上所述,通过在 RMES 中实施多元储能的协同配置,有效降低了 RMES 的运行成本,平衡了

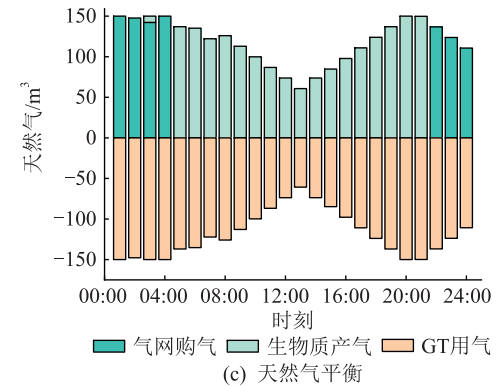
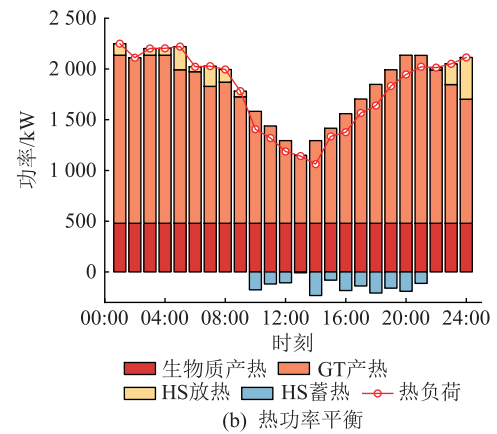
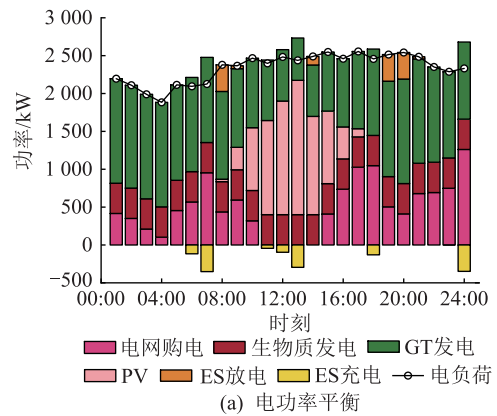


图 15 场景 4 下 RMES 在冬季典型日的优化运行结果

Fig.15 Optimal operation results of RMES on the typical winter day under scenario 4

能源的供需关系,提高了 PV 和生物质等资源的利用效率,为农村地区提供了更可靠的能源供应体系。

## 5 结论

文中提出一种面向薄弱配电网的多元储能协同优化配置模型,通过算例分析验证了所提模型的有效性,得到如下结论:

(1) 与单一储能配置相比,所提多元储能协同优化配置方法使得 RMES 表现出更好的经济效益和环境效益,并且在提升系统可靠性方面显现出优越性。仿真结果显示,考虑多元储能协同优化配置后,系统缺供损失成本降低了 3.61%,PV 补贴收益

增加了 4.84%,RMES 年运行成本降低了 7.46%,总成本下降了 2.83%,有效提高了 RMES 运行的稳定性和灵活性,进一步提升了系统 PV 消纳水平。

(2) 考虑储能的全生命周期成本能够更有效地评估 RMES 内接入储能的经济性,进而得到更具现实意义的规划方案。仿真结果显示,与考虑储能全生命周期成本案例 2 相比,单独考虑储能投资成本案例 1 使得系统总成本下降了 1.38%,但将储能更换成本和报废回收成本等比例叠加至案例 1 后所得的系统总成本较案例 2 增加了 0.59%,表明案例 1 的真实效益低于案例 2,验证了考虑储能全生命周期成本的有效性和必要性。

(3) 应用所提储能配置评价准则进行储能规划方案决策后,RMES 在时段安全性、系统综合安全性、弃光率和期望缺供电量等多项指标上均显现出优势,验证了其在提升系统供能可靠性方面的有效性。此外,合理优化储能配置结构有助于实现 RMES 运行经济性和稳定性的双赢。

#### 参考文献:

- [1] WANG S B, SUN S L, ZHAO E L, et al. Urban and rural differences with regional assessment of household energy consumption in China[J]. *Energy*, 2021, 232: 121091.
- [2] 陈晨, 闫向阳, 齐桓若, 等. 基于 FAHP-改进 CRITIC 组合赋权的屋顶光伏接入配网评价方法[J]. *电力系统保护与控制*, 2023, 51(15): 97-108.  
CHEN Chen, YAN Xiangyang, QI Huanruo, et al. An evaluation method of a roof photovoltaic access distribution network based on the weight of FAHP-improvement CRITIC combination[J]. *Power System Protection and Control*, 2023, 51(15): 97-108.
- [3] 李琰, 吕南君, 刘雪涛, 等. 考虑新能源消纳和网损的分布式光伏集群出力评估方法[J]. *电力建设*, 2022, 43(10): 136-146.  
LI Yan, LÜ Nanjun, LIU Xuetao, et al. Output evaluation method of distributed photovoltaic cluster considering renewable energy accommodation and power loss of network[J]. *Electric Power Construction*, 2022, 43(10): 136-146.
- [4] ZHANG H F, WANG L G, VAN HERLE J, et al. Techno-economic evaluation of biomass-to-fuels with solid-oxide electrolyzer[J]. *Applied Energy*, 2020, 270: 115113.
- [5] ZHENG Y, HILL D J, DONG Z Y. Multi-agent optimal allocation of energy storage systems in distribution systems[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2017, 8(4): 1715-1725.
- [6] 许周, 孙永辉, 谢东亮, 等. 计及电/热柔性负荷的区域综合能源系统储能优化配置[J]. *电力系统自动化*, 2020, 44(2): 53-59.  
XU Zhou, SUN Yonghui, XIE Dongliang, et al. Optimal configuration of energy storage for integrated region energy system considering power/thermal flexible load[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2020, 44(2): 53-59.
- [7] GABRIELLI P, GAZZANI M, MARTELLI E, et al. Optimal design of multi-energy systems with seasonal storage[J]. *Applied Energy*, 2018, 219: 408-424.
- [8] 周任军, 吴燕榕, 潘轩, 等. 考虑电热需求响应的区域综合能源系统储能容量优化配置[J]. *电力科学与技术学报*, 2023, 38(1): 11-17.  
ZHOU Renjun, WU Yanrong, PAN Xuan, et al. Optimal placement of energy storage in a regional integrated energy system considering electric and thermal demand responses[J]. *Journal of Electric Power Science and Technology*, 2023, 38(1): 11-17.
- [9] 肖小龙, 史明明, 周琦, 等. 基于改进海洋捕食者算法的配电网储能多目标优化配置[J]. *储能科学与技术*, 2023, 12(8): 2565-2574.  
XIAO Xiaolong, SHI Mingming, ZHOU Qi, et al. Multiobjective optimization configuration of energy storage in distribution networks based on improved marine predator algorithm[J]. *Energy Storage Science and Technology*, 2023, 12(8): 2565-2574.
- [10] XIE S W, HU Z J, WANG J Y, et al. The optimal planning of smart multi-energy systems incorporating transportation, natural gas and active distribution networks[J]. *Applied Energy*, 2020, 269: 115006.
- [11] 杜锡力, 李笑竹, 陈来军, 等. 面向多场景调节需求的集中式共享储能鲁棒优化配置[J]. *电工技术学报*, 2022, 37(23): 5911-5921.  
DU Xili, LI Xiaozhu, CHEN Laijun, et al. Robust and optimized configuration of centralized shared energy storage for multi-scenario regulation demand[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2022, 37(23): 5911-5921.
- [12] OCHS F, DAHASH A, TOSATTO A, et al. Techno-economic planning and construction of cost-effective large-scale hot water thermal energy storage for renewable district heating systems[J]. *Renewable Energy*, 2020, 150: 1165-1177.
- [13] 刁涵彬, 李培强, 吕小秀, 等. 考虑多元储能差异性的区域综合能源系统储能协同优化配置[J]. *电工技术学报*, 2021, 36(1): 151-165.  
DIAO Hanbin, LI Peiqiang, LÜ Xiaoxiu, et al. Coordinated optimal allocation of energy storage in regional integrated energy system considering the diversity of multi-energy storage[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2021, 36(1): 151-165.
- [14] 刘凡, 李凤婷, 张高航, 等. 计及循环寿命和运营策略的风电汇集区域储能电站优化配置[J]. *电力系统保护与控制*, 2023, 51(8): 127-139.  
LIU Fan, LI Fengting, ZHANG Gaohang, et al. Optimal configuration of storage power stations in a wind power gathering area considering cycle life and operation strategy[J]. *Power System Protection and Control*, 2023, 51(8): 127-139.
- [15] 马永翔, 唐浦容, 闫群民, 等. 基于 VMD-STFT 提升源-荷互动可靠性的混合储能优化配置[J]. *可再生能源*, 2023, 41(12): 1626-1633.  
MA Yongxiang, TANG Purong, YAN Qunmin, et al. Optimized configuration of hybrid energy storage based on VMD-STFT to

- improve source-charge interaction reliability [J]. *Renewable Energy Resources*, 2023, 41 (12): 1626-1633.
- [16] JU L W, HUANG L L, LIN H Y, et al. An interactive dispatching strategy for micro energy grids considering multi-energy flexible conversion based on the three-level optimization perspective [J]. *Sustainable Cities and Society*, 2021, 64: 102504.
- [17] HU M C, LU S Y, CHEN Y H. Stochastic programming and market equilibrium analysis of microgrids energy management systems [J]. *Energy*, 2016, 113: 662-670.
- [18] 陈志, 胡志坚, 翁菖宏, 等. 基于阶梯碳交易机制的园区综合能源系统多阶段规划 [J]. *电力自动化设备*, 2021, 41 (9): 148-155.  
CHEN Zhi, HU Zhijian, WENG Changhong, et al. Multi-stage planning of park-level integrated energy system based on ladder-type carbon trading mechanism [J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2021, 41 (9): 148-155.
- [19] 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.
- [20] JU L W, YIN Z, ZHOU Q Q, et al. Nearly-zero carbon optimal operation model and benefit allocation strategy for a novel virtual power plant using carbon capture, power-to-gas, and waste incineration power in rural areas [J]. *Applied Energy*, 2022, 310: 118618.
- [21] 赵依茗, 彭道刚, 徐春梅, 等. 计及奖惩阶梯型碳交易和源荷不确定性的综合能源调度研究 [J/OL]. *电测与仪表*, 1-9 [2024-05-09]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/23.1202.TH.20220721.1542.006.html>.  
ZHAO Yiming, PENG Daogang, XU Chunmei, et al. Research on integrated energy dispatch with a reward and punishment ladder-type carbon trading and source load uncertainty [J/OL]. *Electrical Measurement & Instrumentation*; 1-9 [2024-05-09]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/23.1202.TH.20220721.1542.006.html>.
- [22] HAND, LEE J H. Two-stage stochastic programming formulation for optimal design and operation of multi-microgrid system using data-based modeling of renewable energy sources [J]. *Applied Energy*, 2021, 291: 116830.
- [23] HOU J M, YU W J, XU Z H, et al. Multi-time scale optimization scheduling of microgrid considering source and load uncertainty [J]. *Electric Power Systems Research*, 2023, 216: 109037.
- [24] 李民, 刘钦浩, 赵冠, 等. 考虑多元产业协同的乡村综合能源系统规划 [J]. *中国电力*, 2022, 55 (8): 14-22.  
LI Min, LIU Qin hao, ZHAO Guan, et al. Rural integrated energy system planning considering multi-industry synergy [J]. *Electric Power*, 2022, 55 (8): 14-22.
- [25] 刘雪飞, 庞凝, 王云佳, 等. 农村综合能源系统多层协同优化运行方法 [J]. *电力建设*, 2022, 43 (5): 63-71.  
LIU Xuefei, PANG Ning, WANG Yunjia, et al. Multi-layer cooperative optimization operation method for rural integrated energy system [J]. *Electric Power Construction*, 2022, 43 (5): 63-71.
- [26] JU L W, LU X L, YANG S B, et al. A multi-time scale dispatching optimal model for rural biomass waste energy conversion system-based micro-energy grid considering multi-energy demand response [J]. *Applied Energy*, 2022, 327: 120155.
- [27] 郭相辰, 闫大鹏, 王涛. 考虑多信息因素干扰及 DG 接入的配电网可靠性评估 [J]. *电工电能新技术*, 2023, 42 (3): 55-65.  
GUO Xiangchen, YAN Dapeng, WANG Tao. Reliability assessment of distribution network considering multi-information factor interference and DG access [J]. *Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy*, 2023, 42 (3): 55-65.
- [28] 缪惠宇, 史明明, 费骏韬, 等. 计及综合能源系统接入影响的配电网可靠性评估方法 [J]. *电测与仪表*, 2022, 59 (10): 23-31.  
MIAO Huiyu, SHI Mingming, FEI Juntao, et al. Reliability assessment method of distribution network considering the impact of integrated energy system access [J]. *Electrical Measurement & Instrumentation*, 2022, 59 (10): 23-31.
- [29] 李振坤, 王艺龙, 季亮, 等. 基于虚拟变电站的配电网薄弱区域集群双层规划研究 [J]. *电力建设*, 2022, 43 (8): 53-65.  
LI Zhenkun, WANG Yilong, JI Liang, et al. Research on cluster bi-level planning based on virtual substation for weak areas of distribution network [J]. *Electric Power Construction*, 2022, 43 (8): 53-65.
- [30] 侯美倩, 牛启帆, 邢洁, 等. 计及可靠性的含源配电网储能系统的优化配置 [J]. *储能科学与技术*, 2023, 12 (2): 504-514.  
HOU Meiqian, NIU Qifan, XING Jie, et al. Optimal configuration of energy storage system in active distribution network with the consideration of reliability [J]. *Energy Storage Science and Technology*, 2023, 12 (2): 504-514.
- [31] 董文略, 王群, 杨莉. 含风光水的虚拟电厂与配电公司协调调度模型 [J]. *电力系统自动化*, 2015, 39 (9): 75-81, 207.  
DONG Wenlue, WANG Qun, YANG Li. A coordinated dispatching model for a distribution utility and virtual power plants with wind/photovoltaic/hydro generators [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2015, 39 (9): 75-81, 207.
- [32] 符杨, 廖剑波, 李振坤, 等. 考虑时序特性的主动配电网静态安全分析 [J]. *电力系统自动化*, 2016, 40 (24): 64-70.  
FU Yang, LIAO Jianbo, LI Zhenkun, et al. Static security analysis of active distribution network considering time sequence characteristics [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2016, 40 (24): 64-70.
- [33] 陈磊, 邓欣怡, 陈红坤, 等. 电力系统韧性评估与提升研究综述 [J]. *电力系统保护与控制*, 2022, 50 (13): 11-22.  
CHEN Lei, DENG Xinyi, CHEN Hongkun, et al. Review of the assessment and improvement of power system resilience [J].

Power System Protection and Control, 2022, 50(13):11-22.

[34] 任智君, 郭红霞, 杨苹, 等. 含高比例可再生能源配电网灵活资源双层优化配置[J]. 太阳能学报, 2021, 42(9):33-38. REN Zhijun, GUO Hongxia, YANG Ping, et al. Double-layer optimal configuration of flexible resources with high proportion of renewable energy distribution network [J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2021, 42(9):33-38.

[35] 王增平, 林一峰, 王彤, 等. 电力系统继电保护与安全控制面临的挑战与应对措施[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(6):10-20. WANG Zengping, LIN Yifeng, WANG Tong, et al. Challenges and countermeasures to power system relay protection and safety control[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(6):10-20.

[36] 阮航. 考虑极端天气影响的电气耦合系统可靠性评估及薄弱环节辨识[D]. 重庆:重庆大学, 2019. RUAN Hang. Reliability evaluation and weak parts identification of integrated electro-gas system considering extreme weather effects[D]. Chongqing: Chongqing University, 2019.

作者简介:



董福贵

董福贵(1974),男,博士,教授,研究方向为能源管理理论(E-mail:dfg@yeah.net);

孟子航(1999),男,硕士在读,研究方向为综合能源系统优化运行;

郝来昊(1999),男,硕士在读,研究方向为电力市场优化。

## Coordinated optimal configuration of energy storage in rural multi-energy complementary system for weak distribution networks

DONG Fugui, MENG Zihang, CHI Laihao, WANG Xiaofeng

(School of Economics and Management, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

**Abstract:** Rural areas with weak distribution networks often suffer from a lack of energy supply reliability, which makes it difficult to widely implement multi-energy complementary systems connected to large-scale photovoltaic. Energy storage systems, as a link to the integration of new energy systems, can effectively improve the reliability of energy supply in such areas. To this end, a cooperative and optimal configuration strategy for rural multi-energy complementary system (RMES) energy storage for weak distribution networks is proposed. Firstly, the RMES architecture including biomass waste energy conversion system is clarified. Secondly, an energy storage configuration evaluation criterion is proposed using the cost of supply deficiency loss of the system as a judgment basis. Finally, the RMES multi-energy storage cooptimal allocation model is established to take into account the total life cycle cost of energy storage. The model is decoupled and transformed into a two-layer optimization model with two stages of planning operation, and solved by a hybrid strategy combining particle swarm algorithm and Gurobi solver. The analysis of the algorithm shows that the proposed energy storage configuration evaluation criteria effectively motivate RMES to deploy energy storage. In addition, the developed multi-variate energy storage configuration model enables RMES to show better economic and environmental benefits, and is superior in improving system reliability.

**Keywords:** rural multi-energy complementary system (RMES); weak distribution network; energy storage configuration; biomass utilization; system reliability; total life cycle cost of energy storage

(编辑 吴昊)