

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.190837

高渗透清洁能源的城市高压配电网转供调度策略

刘芳芳¹, 吕林¹, 刘友波¹, 黄杨², 刘畅³, 陈刚³

(1. 四川大学电气信息学院, 四川 成都 610065; 2. 国网四川省电力公司成都供电公司, 四川 成都 610041;
3. 国网四川省电力公司电力科学研究院, 四川 成都 610072)

摘要: 提出一种基于多维度概率评估的网络拓扑风险分析新方法, 据此构建了城市电网转供双层优化模型, 以解决光伏电站非均匀接入电动汽车高渗透地区电网所造成的局部消纳与阻塞问题。在上层模型中, 以提高光伏的消纳为主要目标, 确定 110 kV 网络的可行拓扑状态。在下层阻塞管控模型中, 为缓解电动汽车高渗透下的电网局部重载状况, 以均衡变电站负载率、降低重载支路为目标进行优化。为提高算法效率, 以单元组可行拓扑状态选择变量代替传统编码建模, 有效降低求解维度。算例结果表明, 所提以网络拓扑风险性评估为指导的方法, 通过高压配网可重构性协调光伏能源调节系统局部阻塞, 可实现清洁能源大规模接入下城市电网运行的安全管控。

关键词: 概率评估; 光伏消纳; 局部阻塞管控; 重构

Transfer scheduling strategy for urban high-voltage distribution network with highly-penetrated renewable energy

LIU Fangfang¹, LÜ Lin¹, LIU Youbo¹, HUANG Yang², LIU Chang³, CHEN Gang³

(1. College of Electrical Engineering and Information Technology, Sichuan University, Chengdu 610065, China;
2. Chengdu Power Supply Company, State Grid Sichuan Electric Power Company, Chengdu 610041, China;
3. State Grid Sichuan Electric Power Company Electric Power Research Institute, Chengdu 610072, China)

Abstract: In order to solve the problem of local consumption and overload given a high penetration of electric vehicles and non-uniform integration of photovoltaic power, a bi-level optimal model is proposed based on a method of network topology risk analysis of multi-dimensional probabilistic estimation. The upper model aims to improve the consumption of photovoltaic output and determine the alternative topology of 110 kV network. In the lower model, the optimization goals are the loading rate of the substation and numbers of overloaded lines. In order to improve the efficiency of the algorithm, the alternative topology of a unit group is defined as variable instead of the traditional coding method. This reduces the solution dimension. The result indicates that the proposed method can solve local overload by coordinating the reconfiguration of the high voltage distribution network and photovoltaic energy system. This ensures the security of an urban grid that has a large scale of clean energy integration.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51807127) and Sichuan Science and Technology Department Project (No. 2019YFG0152).

Key words: probability assessment; photovoltaic consumption; local block control; reconfiguration

0 引言

随着城市化进程的加快, 220 kV 输电网逐步深入到负荷中心成为城市电网的重要一环。电动车辆(Electric Vehicle, EV)快速增长和光伏(Photovoltaic,

PV)的高水平渗透使得电力供应和需求平衡难以维系^[1-3], 具体表现为中等规模光伏电站非均匀接入电网易导致局部电网消纳困难, 地区电网建设难以适应 EV 增长, 电网调度与负荷转供难度加大。

现有关于高压配电网(High Voltage Distribution Network, HVDN)重构技术的研究旨在解决由常规负荷分布不均导致的网络局部阻塞问题。文献[4]采用面向对象聚合方法将高压配电系统按照功能划分

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(51807127); 四川省科技厅项目资助(2019YFG0152)

为配电容量单元和实际负荷单元；文献[5]在文献[4]的基础上基于优化操作序列模型，将传统开关状态变量建模的阻塞管控转为控制110 kV容量单元电源选择以提高求解效率；文献[6]比中高压配网的拓扑特征，通过分析110 kV网络“源”、“荷”关系，提出高压配电网变电单元概念；文献[7]构建基于变电单元组可行拓扑的优化转供模型最大程度挖掘配电网的潜在供电能力；文献[8]在以上研究的基础上，定义弹性安全距离作为考究高压配电网运行安全裕度的评估依据。上述研究均基于高压配电网拓扑结构的灵活性，通过调整变电单元间的连接方式对HVDN建模，由于没有考虑可再生能源(Renewable Energy Sources, RES)强波动性，所构建模型极易造成HVDN开关的频繁操作，实用性较差。

文献[9-10]从能源联动出发，探求电力供应侧与负荷需求侧能量互动的结构。文献[9]基于光伏电源的承载能力构建主动能源管控策略以缓解局部阻塞状况；文献[10]利用光热-风能出力的互补性，调度储热设备以缓解RES发电及负荷波动对系统安全稳定性的影响。但针对高压配电网大规模清洁能源并网所易发生局部负载分布不均场景缺乏算例支撑。

综上所述，现有研究缺乏对中等规模光伏电站和EVs非均匀接入后，高渗透地区高压电网的优化运行技术。本文基于高压配电网重构能力对城市110 kV电网的可行拓扑状态进行调控筛选，提出网络风险性指数(Network Risk Index, NRI)指导城市电网局部消纳与阻塞双层管控模型；模型上层利用HVDN可重构性，以提高光伏局部消纳、降低运行成本为主要优化目标，实现城市电网经济效益最大化；模型下层基于上层拓扑优化的结果，以系统负荷均衡性为优化目标，实现城市电网的阻塞管控、均衡供电的需求。最后以我国某城市220 kV片区实际电网夏季最大负荷日为例，利用基于混合原对偶内点法与快速非支配排序遗传算法(Non-dominated Sorting Genetic Algorithm 2, NSGA2)策略对所提控制模型进行求解分析。

1 城市220 kV电网拓扑结构抽象提取

城市电网是包括220 kV电压等级的输电网及110 kV及以下电压等级配电网的电力系统^[7]，而城市电网重构的实质是调控“源”220 kV变电站与“荷”110 kV变电站间的网络结构。在110 kV网络中，可将包括高压侧断路器、110 kV主变及低压侧断路器整体抽象为变电单元，如图1左侧U所示(其中S表示220 kV电源点)。

在110 kV变电单元集合中，满足任意两个变电

单元之间至少存在一条不经过220 kV变电站的连通路条件的变电单元集合称为变电单元组，如图1右侧G1、G2所示。定义单元组内任一变电单元满足有且仅有一条通路连通电源点特征的拓扑集合称为单元组所有可行拓扑状态。

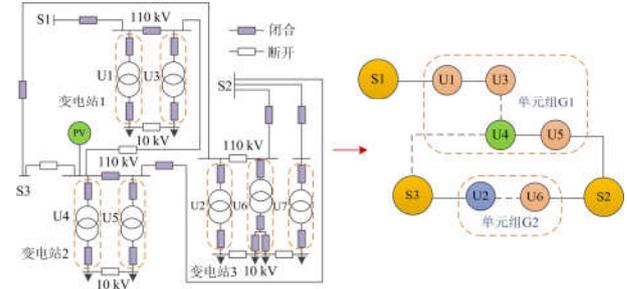


图1 高压配电网拓扑结构的变电单元表达

Fig. 1 Topological structure of high-voltage distribution expressed by transformer units

变电单元组可行状态集是所有可行拓扑的集合，若以 ξ 表示单元组G某种拓扑状态，即得到单元组的节点连接矩阵 $A(\xi)_{(n+\beta) \times (n+\beta)}$ ， n 为单元组电源数(如G2中S2和S3)， β 为单元组中变电单元数(如G2中U2与U6)。根据Warshall传递闭包法得到 ξ 拓扑状态下可达性矩阵 $B(\xi)$ ^[11]如式(1)所示。

$$B(\xi)_{(n+\beta) \times (n+\beta)} = \begin{bmatrix} B_{SS}(\xi) & B_{SU}(\xi) \\ B_{US}(\xi) & B_{UU}(\xi) \end{bmatrix} \quad (1)$$

式中： $B_{SS}(\xi)$ 为表征电源间可达关系的 n 维方阵； $B_{SU}(\xi) = B_{US}^T(\xi)$ ，表征电源点与各变电单元间的连通性，维度为 $n \times \beta$ ； $B_{UU}(\xi)$ 反映变电单元间连接关系的 β 维方阵。当满足 $B_{SU}(\xi)$ 每列之和等于1时，任一变电单元满足有且仅有一条通路连通电源点特征；当不满足可行拓扑条件时， $\text{SUM}[B_{SU}(\xi)_s]$ 的取值如式(2)，因此单元组可行拓扑集合 Π 满足式(3)所述条件。

$$\text{SUM}[B_{SU}(\xi)_s] \begin{cases} = 0 & \text{单元}s为孤岛节点} \\ > 1 & \text{存在多条供电通路} \end{cases} \quad (2)$$

$$\Pi = \left\{ \xi \mid \text{SUM}[B_{SU}(\xi)_s] = \sum_{k=1}^n B_{SU}(\xi)_{k,s} = 1, \forall s \in [1, \beta] \right\} \quad (3)$$

城市电网的可重构性主要体现为变电单元组可行拓扑状态的可筛选重组性，针对不同需求响应，选择最优的可行拓扑，以实现网络的优化重组。

2 基于NRI的高压配电网运行转供策略

2.1 动态负荷模型构建

HVDN随机变量有电动汽车充电站(EV

Charging Station, EVCS) 充电负荷、PV 和常规负荷 (Nomal Load, NL), 假设 NL 服从正态分布且负荷变异系数小于 10%。

1) EVCS 的概率负荷模型

采用常规充电方式的 PHEV60(EPRI)^[12] 电动汽车, 基于文献[13-14]构建 EVCS 概率负荷模型。所需电动汽车充电时长及其概率密度计算公式为

$$t_{cr} = \frac{xw}{1.61\eta p} \quad (4)$$

$$f_{cr}(t) = \frac{w \exp \left\{ -\frac{\left(\ln \left(\frac{161}{w} \eta p t \right) - \mu_0 \right)^2}{2\sigma_0^2} \right\}}{161\eta p t \sigma_0 \sqrt{2\pi}} \quad (5)$$

式中: w 为每 100 km 耗电量; p 为充电功率的期望值; η 表征充电效率; μ_0 和 σ_0 分别为日行驶里程的期望与标准差。

2) PV 输出功率模型

采纳文献[15-17]光伏输出功率的研究, 在此基础上对 PV 每小时的输出功率做出如式(6)的简化, 表示光伏在期望值 $\mu_{PGF}(t)$ 下的出力与该时刻高斯随机噪声 $\theta(t)$ 的叠加。

$$W(t) = \mu_{PGF}(t) + \theta(t) \quad (6)$$

2.2 基于概率潮流的网络风险性指数 NRI

1) 基于 Nataf 逆变换的三点概率潮流

概率潮流随机变量 $X = (x_1, \dots, x_i)$ 由 PV 输出功率、EVCS 充电负荷及常规负荷构成的, 基于 Nataf 逆变换三点概率潮流对 $2n+1$ 次潮流计算结果进行权重评估^[18-20]。

(A) 负载均衡度向量 L

$$\bar{L} = (\gamma_1, \dots, \gamma_i, \dots, \gamma_s) \quad (7)$$

$$\gamma_i = |A_i - A_0| \quad (i=1, \dots, N_s) \quad (8)$$

$$A_0 = \frac{1}{N_s} \left(\sum_{i=1}^{N_s} A_i \right) \quad (9)$$

已知系统变电站总数 N_s 及负载率, γ_i 为第 i 个变电站负载率 A_i 相较于负载率均值差的绝对值。

(B) 支路阻塞向量 Z

$$\vec{Q} = (O_1, \dots, O_d, \dots, O_p) \quad (10)$$

$$L_d = O_d / L_{Nd} \quad (11)$$

$$z_d = e^{\sigma_d} - 1 \quad (12)$$

$$\sigma_d = \begin{cases} L_d - L_0 & L_d \geq L_0 \\ 0 & L_d \leq L_0 \end{cases} \quad (13)$$

$$\vec{Z} = (z_1, \dots, z_d, \dots, z_p) \quad (14)$$

经过概率潮流计算得到系统支路潮流向量为 Q , O_d 为支路 d 潮流功率, 其限额为 L_{Nd} , 定义支路功率裕度值为 L_d 如式(11)所示, L_0 为允许功率裕度, a 为放大因子, 则阻塞严重度 z_d 可由式(12)和式(13)决定, 系统总支路数 p , 支路阻塞向量 Z 的表达式为式(14)。

(C) 光伏消纳向量 ψ

$$A_t = \{l_1, \dots, l_x, \dots, l_q\} \quad (15)$$

$$\vec{P}_t = (O_i, \dots, O_x, \dots, O_q)_{1 \times S_t} \quad (16)$$

$$\varphi_t = |W_t - \sum \vec{P}_t| / W_t \quad (17)$$

式中: W_t 为光伏节点 t 功率期望, 与其直接相连接支路集合为 A_t , 数量为 S_t ; 这些支路构成的潮流向量为 P_t ; φ_t 为光伏节点 t 弃光程度; m 为系统光伏节点数, 则光伏消纳向量 ψ 由式(18)表示。

$$\vec{\psi} = (\varphi_1, \dots, \varphi_t, \dots, \varphi_m) \quad (18)$$

2) 网络风险性指数 NRI

考虑 RES 的随机波动及 EV 无序并网对 HVDN 的影响是高渗透率地区高压电网易出现局部阻塞与消纳并存情况, 则定义 NRI 如式(19)所示。

$$NRI = \alpha \|\vec{L}\|_2 + \zeta \|\vec{Z}\|_\infty + \gamma \|\vec{\psi}\|_\infty \quad (19)$$

当前拓扑状态下负荷分布的均衡性可由变电站负载率向量 L 的 2-范数来衡量; 系统局部阻塞情况可由支路阻塞向量 Z 的正无穷范数反映; 系统光伏的局部消纳情况, 可用光伏消纳向量 ψ 正无穷范数表示。 α 、 ζ 、 γ 为权重系数且满足 $\alpha + \zeta + \gamma = 1$ 。

2.3 基于 HVDN 重构性的双层优化模型

HVDN 局部阻塞与消纳问题是高度非凸非线性组合优化问题, 随着模型复杂度及变量维度的增加, 常规智能算法求解易陷入不可解的困境。本文采用双层优化模型求解, 将非凸非线性较强的拓扑寻优问题与非凸非线性较弱的阻塞管控分层求解。

2.3.1 上层经济性运行模型

模型上层以提高光伏局部消纳为主要优化目标, 考虑转供操作及下层可控变电单元(Controllable Transformer unit, CTU)功率调整的经济影响, 并将上层拓扑寻优的结果传递至下层模型, 上层目标函数如式(20)所示。 F_1 为重构过程断路器的动作成本; F_2 表示光伏未消纳的无穷范数, 反映局部消纳程度; F_3 为下层模型负荷削减的经济性影响。

$$F = \min_{\forall x_i \in II} \{F_1 + \mu_1 F_2 + \mu_2 F_3\} \quad (20)$$

$$F_1 = \tau \sum_{w=1}^{\Theta} D_w \quad (21)$$

$$F_2 = \|P_j - P_{0j}\|_{\infty} \quad (j=1, \dots, m) \quad (22)$$

$$F_3 = \sum_{a=1}^{W_G} P_{x_i,a}^{\text{cut}} \quad (23)$$

式中: D_w 为变电单元组 w 开关动作次数; Θ 为变电单元组的集合; τ 为开关动作损耗; P_j 、 P_{0j} 分别表示光伏预期出力与实际消纳功率值; m 为 PV 变电站数; $P_{x_i,a}^{\text{cut}}$ 为下层模型可控单元 a 负荷变化量; W_G 为其数量; μ_1 、 μ_2 为弃光和切负载的惩罚项。

上层模型约束条件主要为可操作断路器动作次数限制式(24)及单元组拓扑约束式(25)。

$$\sum_{x_i \in \Pi} \sum_{j=1}^{\Omega} |K_{x_i,j}^{\text{aft}} - K_{x_i,j}^{\text{bef}}| \leq K_{\max} \quad (24)$$

$$x_i \in \Pi \quad \forall i \in \Theta \quad (25)$$

式中: K_{\max} 为断路器动作上限; $K_{x_i,j}$ 为在 x_i 拓扑状态下断路器 j 的状态; bef 与 aft 分别表示重构前后状态; Π 为可行拓扑集; Ω 为可动作断路器数目。

2.3.2 下层阻塞管控模型

下层模型在上层拓扑优化的基础上, 协调变电站负载均衡性的同时调控 CTU 负载量(CTU 单元的低压侧所接负荷可受系统直接调控), 制定支路过载惩罚策略以缓解局部区域阻塞情况。目标函数为式(26): f_1 为负载均衡性指标, f_2 为重载支路惩罚项, f_3 为潮流约束越界惩罚项。 f_3 中分别为电压越界惩罚项及有功无功潮流越界惩罚项, \mathcal{F} 表征阶跃函数。

$$f = \min_{\substack{x_i \in \Pi \\ \forall P_{x_i,a}^{\text{cut}}}} \{f_1 + \kappa_1 f_2 + \kappa_2 f_3\} \quad (26)$$

$$f_1 = \sum_{r=1}^{N_s} \|A_r - A_0\|_2 \quad (27)$$

$$f_2 = \tau e^{\nu \|L_b - L_{Nb}\|_{\infty}} \quad (b=1, \dots, p) \quad (28)$$

$$f_3 = \sum_i^{\beta} \rho \left[\varepsilon(u_i - u_{i,\max}) + \varepsilon(u_{i,\min} - u_i) \right] + \sum_{\substack{\mathcal{F}=P_r, Q_r \\ i \in p}} \left[\varepsilon(\mathcal{F} - \mathcal{F}_{\max}) + \varepsilon(\mathcal{F}_{\min} - \mathcal{F}) \right] \quad (29)$$

式中: N_s 为 220 kV 变电站数; A_r 为 220 kV 变电站 r 的负载功率, A_0 为所有 220kV 变电站负载功率均值; L_b 与 L_{Nb} 分别表示支路 b 实际负载及允许最大负载; ν 与 τ 为调整因子 ($0 < \nu < 0.1$, $0 < \tau < 1$); p 为支路数目; β 为节点数; κ_1 、 κ_2 为惩罚系数; ρ 为电压约束系数。

下层模型约束为 110 kV 网络交流潮流约束(式(30)一式(32)所示)、220 kV 网络直流潮流约束(式

(33))及可控单元负荷功率变化约束(式(34))三部分构成。

$$\begin{cases} P_i = u_i \sum_{j \in i} u_j (g_{ij} \cos \delta_{ij} + b_{ij} \sin \delta_{ij}) \\ Q_i = u_i \sum_{j \in i} u_j (g_{ij} \sin \delta_{ij} - b_{ij} \cos \delta_{ij}) \end{cases} \quad (30)$$

$$u_{i,\min} \leq u_i \leq u_{i,\max} \quad (31)$$

$$S_{ij,\min} \leq S_{ij} \leq S_{ij,\max} \quad (32)$$

$$P_s = B_s \theta_s \quad (33)$$

$$\sum_{a \in W_G} P_{x_i,a}^{\text{cut}} \leq \omega \sum_{a \in W_G} P_{x_i,a}^N \quad (34)$$

式中: g_{ij} 与 b_{ij} 分别为节点 i 、 j 间线路电导电纳; δ_{ij} 为节点间电压相角差; B_s 为 N_s 维导纳方阵; θ_s 为 N_s 维相角矢量; $P_{x_i,a}^N$ 表示可控变电单元 a 固有负荷功率; ω 为负荷削减比例上限。

上下层模型结构及信息交互如图 2 所示。

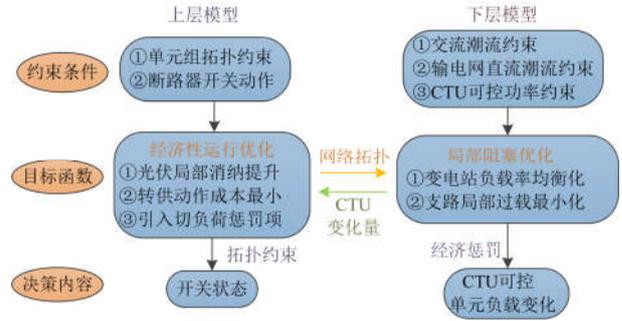


图 2 上下层模型间的信息交互图

Fig. 2 Information interaction between upper-level and lower-level models

2.4 最优倒闸序列计算模型

基于优化转供策略得到系统最优网络拓扑状态及所需动作断路器, 不同倒闸顺序对应相异风险, 因此构建一个最优倒闸序列计算模型以辅助调度人员实际的倒闸工作实为必要。

为保证倒闸操作过程中不越限, 首先建立三个指标如式(35)所示。第一项为评估转供过程中电压质量, 第二项为评估变电站容量裕度, 第三项为估线路容量裕度。经过倒闸操作 i 后评估结果为 χ_i , 累加每次倒闸后评估结果, 则得到倒闸操作序列组合 \mathcal{O} 下总评估指标。优化目标为找出使评估指标最大化的倒闸序列组合, 如式(36)所示。

$$\chi_i = \kappa_1 \frac{1}{w} \sum_{a=1}^w \mathcal{G}_{V_{a,i}} + \kappa_2 \frac{1}{h} \sum_{b=1}^h \mathcal{G}_{S_{b,i}} + \kappa_3 \frac{1}{p} \sum_{c=1}^p \mathcal{G}_{L_{c,i}} \quad (35)$$

$$\aleph = \max_{\forall \mathcal{O} \in \mathcal{S}} \left\{ \sum_{i=1}^m \chi_i \right\} \quad (36)$$

$$g_{V_{a,i}} = \begin{cases} 0 & V_{a,i} < V_{\min} \\ \frac{V_{a,i} - V_{\min}}{V_N - V_{\min}} & V_{\min} \leq V_{a,i} \leq V_N \\ \frac{V_{\max} - V_{a,i}}{V_{\max} - V_N} & V_N \leq V_{a,i} \leq V_{\max} \\ 0 & V_{a,i} > V_{\max} \end{cases} \quad (37)$$

$$g_{S_{b,i}} = \begin{cases} \frac{S_{b,i}}{S_{\text{opt}}} & 0 \leq S_{b,i} \leq S_{\text{opt}} \\ \frac{S_{\max} - S_{b,i}}{S_{\max} - S_{\text{opt}}} & S_{\text{opt}} \leq S_{b,i} \leq S_{\max} \\ 0 & S_{b,i} > S_{\max} \end{cases} \quad (38)$$

$$g_{L_{c,i}} = \begin{cases} \frac{L_{c,i}}{L_{\text{opt}}} & 0 \leq L_{c,i} \leq L_{\text{opt}} \\ \frac{L_{\max} - L_{c,i}}{L_{\max} - L_{\text{opt}}} & L_{\text{opt}} \leq L_{c,i} \leq L_{\max} \\ 0 & L_{c,i} > L_{\max} \end{cases} \quad (39)$$

式中: 动作开关总数为 m , 倒闸操作组合有 \mathfrak{Z} 种, 指标权重为 κ_1 、 κ_2 和 κ_3 且满足 $\kappa_1 + \kappa_2 + \kappa_3 = 1$, 本文模型中设置 κ_1 、 κ_2 和 κ_3 取值分别为 0.5、0.25 和 0.25。 β 、 h 和 p 分别为节点、变电站和线路总数。电压优劣可由式(37)反映, 变电站与线路容量充裕程度可由式(38)和式(39)反映。 V_N 、 S_{opt} 和 L_{opt} 分别表示额定电压、最优变电站和线路容量; V_{\min} 与 V_{\max} 为电压限值; S_{\max} 与 L_{\max} 为变电站和线路容量限值。当节点电压、变电站和支路容量裕度越靠近规定最优值时, 评估效果越好。

3 模型求解

在优化转供双层模型中, 模型上层利用 NSGA2 算法^[21-22] HVDN 网络可行拓扑进行寻优。下层模型约束及决策变量较多, 采用原对偶内点法求解以提高求解效率。双层模型求解流程如图 3(a)所示。考虑下层 CTU 可控负荷的变化量影响, 上层模型求取 PV 消纳最大时网络拓扑状态, 并将其传至下层阻塞管控模型, 经过交互双层模型将所有可行拓扑状态汇总, 基于 NRI 排序筛选出最优的 HVDN 网络拓扑状态, 双层模型上下层交互流程如图 3(b)所示。

基于高压配网优化转供策略, 可求出的最优网络拓扑状态及所需动作开关集合, 据此最优倒闸序列计算模型可采用粒子群算法^[23-24]进行求解, 将不同倒闸序列组合作为粒子进行寻优, 具体求解流程

图如图 4 所示。

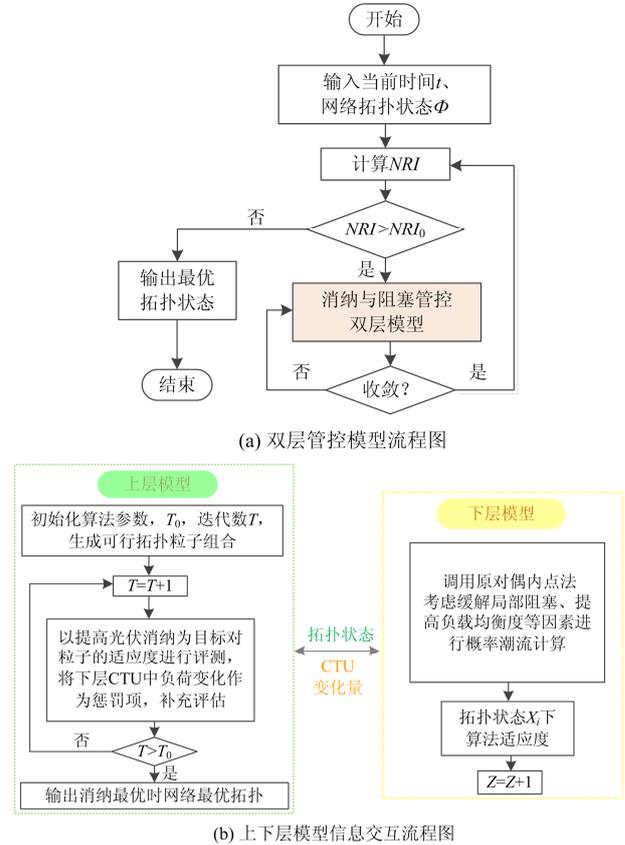


图 3 双层模型求解流程图

Fig. 3 Bi-level model solving flow chart

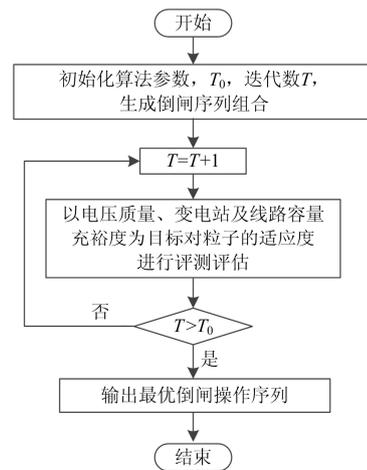


图 4 最优倒闸序列求解流程图

Fig. 4 Flow chart of optimal switching action sequence

4 算例分析

4.1 系统参数

以某城市 220 kV 片区系统检验所提模型为例, 如图 5 所示。假定单元组 G1、G4 为商业及轻工业

负荷, 单元组 G2、G3 和 G6 为居民负荷, 单元组 G5 为工业负荷, 其中黄色、粉色、绿色、蓝色、白色圆圈分别对应系统 220 kV 变电单元、110 kV 变电单元、光伏单元、电动汽车充电桩充电单元及 CTU 可控单元, 图 5(a)为 110 kV 系统拓扑图。假设 NRI 各权重指标取值为 0.35、0.25、0.4, 当 NRI 超出 60%即认为系统需要重构, 系统功率基准值为 100 MW, 负载功率均采用标么值, 线路参数信息数据见表 1, 常规负荷及光伏节点期望功率见表 2, 充电桩负载功率见表 3。

4.2 仿真分析

基于 NRI 引导的高压配电网消纳与阻塞管控策略转供前后时间维度变化如图 6 所示, 网络拓扑重构时刻分别发生在 9 时、12 时、14 时。转供策略动作开关及可控单元负载变化情况见表 4。各重构时段最优倒闸序列信息见表 5, 包含各变电单元组动作顺序及单元组内开关动作顺序。

取断面 $t=9$ 时刻分析, 如图 7(a)所示, 早高峰时刻, 电动汽车负荷时空特征使重工业区及商业区充电单元 U2、U8 的充电负荷骤增, 变电站 S2、S6

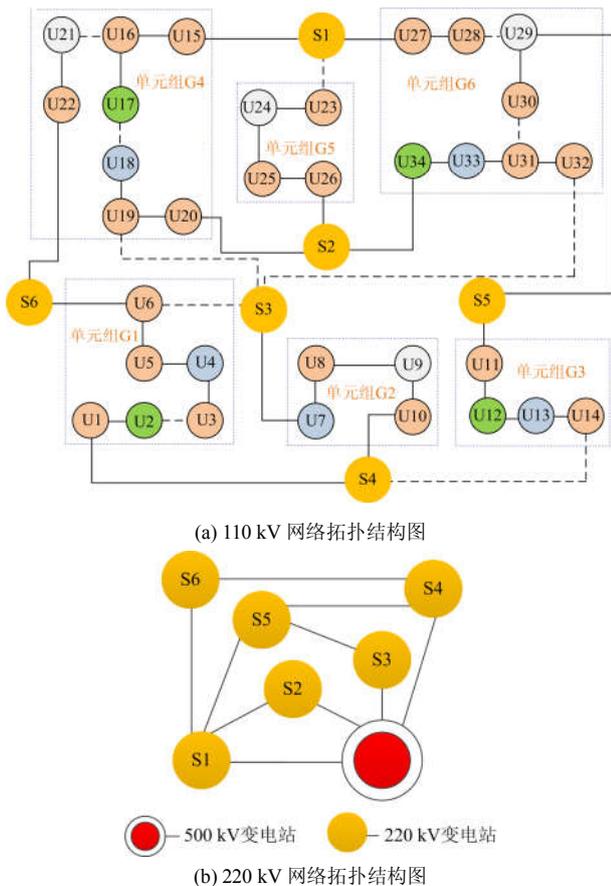


图 5 某城市片区 220 kV 电网图
Fig. 5 Grid diagram of 220 kV in a city area

表 1 线路参数信息

Table 1 Line parameter information

电压等级/kV	阻抗/(Ω/km)	电感/(Ω/km)	长度/km
110 kV	0.05~0.4	0.3~0.5	50~150
220 kV	—	0.2~0.5	150~300

表 2 常规负荷及光伏期望功率

Table 2 Conventional load and PV expected power

时间	U2	U12	U17	U34	居民	商业	工业
8 时	0.114	0.084	0.121	0.115	1.000	1.500	1.820
9 时	0.231	0.289	0.263	0.300	0.500	2.050	1.680
10 时	0.334	0.342	0.355	0.366	0.450	2.150	1.700
11 时	0.378	0.369	0.357	0.380	0.400	2.850	1.630
12 时	0.407	0.399	0.400	0.359	1.000	2.150	1.800
13 时	0.351	0.304	0.366	0.356	0.600	2.700	1.630
14 时	0.133	0.119	0.123	0.124	0.500	3.100	1.620
15 时	0.115	0.120	0.106	0.097	0.550	3.250	1.530
16 时	0.031	0.025	0.032	0.029	0.500	3.350	1.690
17 时	0.012	0.020	0.029	0.010	0.850	2.000	1.620

表 3 充电桩负荷期望功率

Table 3 Charging pile load expected power

时间	U4	U7	U13	U18	U33
8 时	0.063	0.021	0.009	0.058	0.017
9 时	0.485	0.004	0.011	0.685	0.009
10 时	0.751	0.013	0.021	0.912	0.006
11 时	0.615	0.076	0.040	0.989	0.012
12 时	0.157	0.698	0.799	0.304	0.583
13 时	0.104	0.854	0.904	0.165	0.735
14 时	0.020	0.031	0.053	0.031	0.081
15 时	0.127	0.097	0.026	0.085	0.033
16 时	0.079	0.036	0.031	0.139	0.011
17 时	0.003	0.032	0.012	0.095	0.099

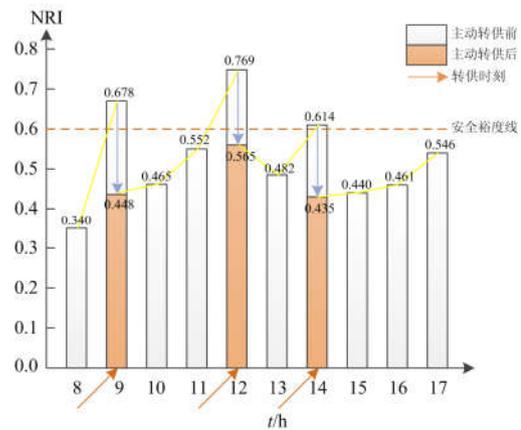


图 6 时间尺度内 NRI 变化情况
Fig. 6 NRI changes in the time scale

表 4 转供时刻断路器动作

Table 4 Reconfiguration time breaker action

时刻	状态	动作开关
9 时	断开	U5-U6; U24-U25; S1-U27; U33-U34
	闭合	U2-U3; S1-U23; U28-U29; S5-U29; S2-U34 CTU 负载变化率 56.2%
12 时	断开	U3-U4; S3-U7; U23-U24; S5-U29
	闭合	U5-U6; U9-U10; U24-U25; U28-U29 CTU 负载变化率 41.9%
14 时	断开	U5-U6; U8-U9; S1-U15; U25-U26; U27-U28
	闭合	U3-U4; S3-U7; U16-U21; U23-U24; S5-U30 CTU 负载变化率 47.3%

表 5 最优倒闸序列

Table 5 Optimal switching sequence list

时间	9 时	12 时	14 时
G1	U2-U3; U5-U6	U5-U6; U3-U4	U3-U4; U5-U6
G2	\	U9-U10; S3-U7	S3-U7; U8-U9
G3	\	\	\
G4	\	\	U16-U21; S1-U15
G5	S1-U23; U24-U25	U24-U25; U23-U24	U23-U24; U25-U26
	U28-U29; S5-U29;	U28-U29;	S5-U30;
G6	S2-U34; U33-U34; S1-U27	S5-U29	U27-U28
	动作序列	G6-G1-G5	G5-G2-G1-G6

负载率过高, 商业区及重工业区单元组 G4、G5 处阻塞严重; 随着时间推移光照强度增加, 居民区充电负载持续减少, 甚至出现居民区消纳率不足 5% 的场景, 而此时商业区变电站负载率高达 117.19% 的极端情况发生; 网络拓扑结构的不合理性导致负载分布严重不均衡, 重载线路负载率高达 117.792%, 网络 NRI 指数为 0.678 超出安全裕度范围触发转供。

经过优化转供, 重构后动作开关情况如图 7(b) 所示, 变电站 S2 接入单元 U34 处光伏能源, 并将部分负荷转至变电站 S1 供电, 可在缓解重工业区单元组 G5 充电负荷重载压力的同时解决居民区单元组 G6 的消纳问题; 为消纳单元 U12 处光伏能源, 单元组 G6 负荷全部转由变电站 S5 供电, 并将处于充电高峰期单元 U4 与光伏单元 U2 转移至相同单元组参加统一调度转供, 与此同时, 变电站 S6 大部分商业负荷将转移至负载率较低的变电站 S4 供电, 提高光伏单元 U2 消纳能力、缓解由于电动汽车充电负荷骤增所导致局部阻塞状况; 经过优化转供, 消纳问题最严峻的光伏单元消纳率可提升至 59%, 重载线路负载率下降至 62.642%, 轻载线路负载率

可提升至 47.293%, 系统负载率呈现均衡状态。

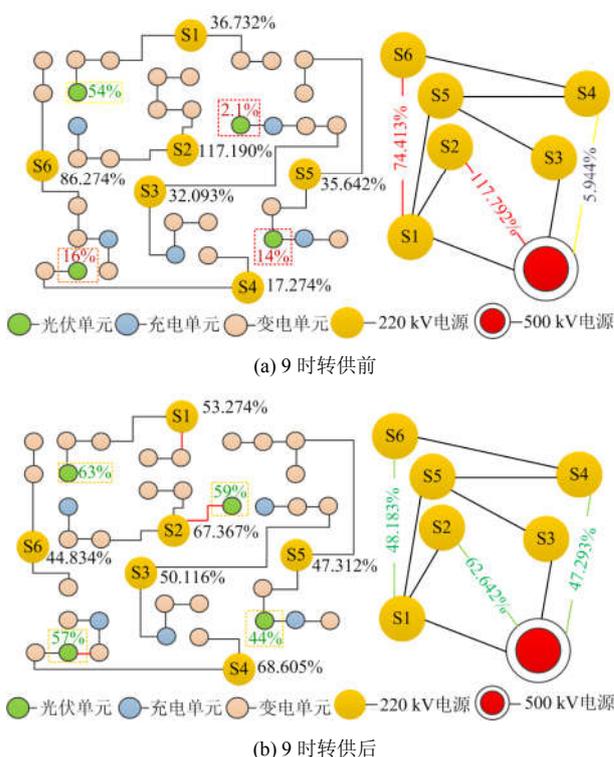


图 7 9 时转供前后网络拓扑状态变化

Fig. 7 Changes in network topology status before and after the transfer at 9 o'clock

4.3 求解算法效果对比

为定量分析配网传统 0-1 编码方法、变电单元组单层智能优化方法与双层优化方法在求解本文算例的优劣, 采用上述算法求解, 得到各时段光伏电站整体消纳程度并对优化结果对比分析如图 8 所示。

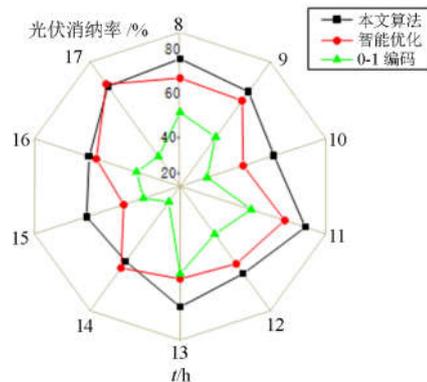


图 8 不同求解算法效果对比图

Fig. 8 Comparison of different solution algorithms

由图 8 消纳雷达图可得, 采用变电单元组可行拓扑筛选代替配网传统重构的 0-1 建模可有效地降

低解空间维度,提高系统对 RES 的消纳效率;采用智能优化算法求解本文所提模型时,单层模型优化结果易收敛于局部最优解附近,结果稳定性较差;本文所提双层优化以非凸非线性划分上下层,将内点法与智能寻优算法相结合,减低多目标优化的求解难度,稳定性更好,光伏的消纳效率更高。

5 结语

本文针对可再生能源高渗透下城市 220 kV 高压配电网的局部阻塞及部分区域能源难以消纳问题,从提高网络安全可靠性运行角度出发,构建兼顾局部消纳阻塞管控的双层优化模型,并基于重构后拓扑替换状态提供最优倒闸序列模型。利用高压配电网 110 kV 网络的可重构性,采用变电单元组可行拓扑集筛选策略,有效提高了算法求解速度及收敛效率,算例表明所提基于 NRI 指导 HVDN 转供策略适用于特定时间维度下城市 220 kV 片区电网中高渗透可再生能源接入的消纳与阻塞管控。

可再生能源大规模直接接入地区高压电网已逐渐成为主要趋势,短时间内频繁的网络重构对城市片区高压配电网安全运行提出了挑战,针对常规负荷日,如何协调配电网中分布式电源、储能与电动汽车能源以实现多能互补、降低系统运维成本、进一步缓解清洁能源消纳与阻塞困境将是本文进一步研究的重点。

参考文献

- [1] 谢宇翔, 张雪敏, 罗金山, 等. 新能源大规模接入下的未来电力系统演化模型[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(2): 421-431.
XIE Yuxiang, ZHANG Xuemin, LUO Jinshan, et al. Evolution model for future power system under massive penetration of renewable energy[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(2): 421-431.
- [2] 芦晶晶, 杜松怀, 韦永忠, 等. 基于三点估计法的新能源电网快速风险评估[J]. 高电压技术, 2017, 43(1): 172-180.
LU Jingjing, DU Songhuai, WEI Yongzhong, et al. Three point estimation method for rapid risk evaluation of transmission system with new energy[J]. High Voltage Engineering, 2017, 43(1): 172-180.
- [3] 曾鸣, 彭丽霖, 王丽华, 等. 主动配电网下分布式能源系统双层双阶段调度优化模型[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(6): 108-115.
ZENG Ming, PENG Lilin, WANG Lihua, et al. Two-stage dual-level dispatch optimization model of distributed energy system in active distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(6): 108-115.
- [4] 金勇, 刘友波, 刘俊勇, 等. 基于公共信息模型对象聚合的高压配电网功能单元信息模型[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(9): 106-112.
JIN Yong, LIU Youbo, LIU Junyong, et al. CIM aggregation based functional units information model for high-voltage distribution network[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(9): 106-112.
- [5] 金勇, 刘友波, 刘俊勇, 等. 基于转供逻辑约束的城市电网运行阻塞控制模型[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(23): 77-85.
JIN Yong, LIU Youbo, LIU Junyong, et al. Operation congestion management model for urban power grids based on load transfer logical constraints[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(23): 77-85.
- [6] 张曦, 吕林, 金勇, 等. 基于高压配电网变电单元分组重构的城市电网输电阻塞管控模型及算法[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(20): 5403-5413, 5716.
ZHANG Xi, LÜ Lin, JIN Yong, et al. Congestion mitigation model and algorithm for urban power grids considering reconfigurability of high-voltage distribution transformer unit groups[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(20): 5403-5413, 5716.
- [7] 张曦, 刘友波, 吕林, 等. 计及高压配电网负荷转供的城市 220 kV 片区电网供电能力分析[J]. 电网技术, 2017, 41(5): 1612-1620.
ZHANG Xi, LIU Youbo, LÜ Lin, et al. Total supply capability analysis of urban 220 kV area power system considering load transfer capability of HV distribution network[J]. Power System Technology, 2017, 41(5): 1612-1620.
- [8] 杨昕然, 吕林, 许立雄, 等. 考虑弹性裕度的城市输电网安全概率评估[J]. 电网技术, 2019, 43(2): 705-713.
YANG Xinran, LÜ Lin, XU Lixiong, et al. Probabilistic Security evaluation of urban transmission considering elastic margin[J]. Power System Technology, 2019, 43(2): 705-713.
- [9] 张博, 唐巍, 蔡永翔, 等. 面对高比例户用光伏消纳的储能系统与通讯网络协同规划[J]. 电网技术, 2018, 42(10): 3161-3169.
ZHANG Bo, TANG Wei, CAI Yongxiang, et al. Collaborative configuration of energy storage systems and communication networks for accommodation of high-penetration residential PVs[J]. Power System Technology, 2018, 42(10): 3161-3169.
- [10] 宋汶秦, 吕金历, 赵玲霞, 等. 光热-风电联合运行的电力系统经济调度策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(5): 95-102.
SONG Wenqin, LÜ Jinli, ZHAO Lingxia, et al. Study on the economic dispatch strategy of power system with combined operation of concentrated solar power and wind farm[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(5): 95-102.

- 2020, 48(5): 95-102.
- [11] 刘任任, 陈建二, 陈松乔. 基于求传递闭包的 Warshall 算法的改进[J]. 计算机工程, 2005, 31(19): 48.
LIU Renren, CHEN Jian'er, CHEN Songqiao. Improvement of Warshall algorithm based on transitive closure[J]. Computer Engineering, 2005, 31(19): 48.
- [12] AXSEN J, BURKE A, KURANI K. Batteries for plug-in hybrid electric vehicle (PHEVs): goals and the state of technology Circa 2008[R]. California: University of California, 2008.
- [13] 杨波, 陈卫, 文明浩, 等. 电动汽车充电站的概率负荷建模[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(16): 67-73.
YANG Bo, CHEN Wei, WEN Minghao, et al. Probabilistic load modeling of electric vehicle charging stations[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(16): 67-73.
- [14] 潘欢, 乔文娟, 李楠. 基于蒙特卡洛模拟的电动汽车充电负荷预测[J]. 建模与仿真, 2014(3): 83-91.
PAN Huan, QIAN Wenjuan, LI Nan. The prediction of electric vehicles charging load based on Monte Carlo simulation[J]. Modeling and Simulation, 2014(3): 83-91.
- [15] 张忠会, 胡国宝, 李瑞欣. 考虑电动汽车接入的分布式电源出力优化[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(6): 120-127.
ZHANG Zhonghui, HU Guobao, LI Ruixin. Optimization of distributed generation output in electric vehicles integrating into distribution network[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(6): 120-127.
- [16] 王薪苹, 卫志农, 孙国强, 等. 计及分布式电源和负荷不确定性的多目标配网重构[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(6): 116-121.
WANG Xinping, WEI Zhinong, SUN Guoqiang, et al. Multi-objective distribution network reconfiguration considering uncertainties of distributed generation and load[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(6): 116-121.
- [17] CHAIBI Y, ALLOUHI A, SALHI M, et al. Annual performance analysis of different maximum power point tracking techniques used in photovoltaic systems[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2019, 4(1): 1-10. DOI: 10.1186/s41601-019-0129-1.
- [18] 毛锐, 袁康龙, 钟杰峰, 等. 考基于概率潮流法的含分布式光伏的配电网电压状态评估[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(2): 123-130.
MAO Rui, YUAN Kanglong, ZHONG Jiefeng, et al. Distribution network voltage state assessment with distributed generation based on probabilistic power flow method[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(2): 123-130.
- [19] 吴晨曦, 文福拴, 陈勇, 等. 含有风电与光伏发电以及电动汽车的电力系统概率潮流[J]. 电力自动化设备, 2013, 33(10): 8-15.
WU Chenxi, WEN Fushuan, CHEN Yong, et al. Probabilistic load flow of power system with WFs, PVs and PEVs[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(10): 8-15.
- [20] 柳志航, 卫志农, 孙国强, 等. 计及参数模糊性的含风电场电力系统概率潮流计算[J]. 电网技术, 2017, 41(7): 2308-2318.
LIU Zhihang, WEI Zhinong, SUN Guoqiang, et al. Probabilistic power flow calculation of power system with wind farm considering fuzzy parameters[J]. Power System Technology, 2017, 41(7): 2308-2318.
- [21] 赖文星, 邓忠民. 基于支配强度的 NSGA2 改进算法[J]. 计算机科学, 2018, 45(6): 187-192.
LAI Wenxing, DENG Zhongmin. Improved NSGA2 algorithm based on dominant strength[J]. Computer Science, 2018, 45(6): 187-192.
- [22] 孙建龙, 吴锁平, 陈燕超. 基于改进 NSGA2 算法的配电网分布式电源优化配置[J]. 电力建设, 2014, 35(2): 86-90.
SUN Jianlong, WU Suoping, CHEN Yanchao. Optimal configuration of distributed generation in distribution network based on improved NSGA2[J]. Electric Power Construction, 2014, 35(2): 86-90.
- [23] 李如意, 黄明山, 周东国, 等. 基于粒子群算法搜索的非侵入式电力负荷分解方法[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(8): 30-36.
LI Ruyi, HUANG Mingshan, ZHOU Dongguo, et al. Optimized nonintrusive load disaggregation method using particle swarm optimization algorithm[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(8): 30-36.
- [24] 王庆燕, 马宏忠, 曹生让. 多策略粒子群算法在磁悬浮承重装置中的应用[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(30): 5416-5424.
WANG Qingyan, MA Hongzhong, CAO Shengrang. A multi-strategy particle swarm optimization algorithm and its application on hybrid magnetic levitation[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(30): 5416-5424.

收稿日期: 2019-07-17; 修回日期: 2020-01-13

作者简介:

刘芳芳(1993—), 女, 硕士研究生, 研究方向为主动配电网规划与运行; E-mail: 894209600@126.com

吕林(1973—), 男, 博士, 教授, 研究方向为电力系统分析; E-mail: lvlin@scu.edu.cn

刘友波(1983—), 男, 博士, 教授, 研究方向为电力系统数据科学与人工智能技术、售电市场与能效、高中压配电网优化运行、储能。E-mail: liuyoubo@scu.edu.cn

(编辑 周金梅)