

DOI: 10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.181054

考虑动态网络重构的 主动配电网优化运行策略

李 超¹ 苗世洪¹ 盛万兴² 张 迪¹ 胡世骏³

(1. 华中科技大学电气与电子工程学院 强电磁工程与新技术国家重点实验室
电力安全与高效湖北省重点实验室 武汉 430074
2. 中国电力科学研究院有限公司 北京 100192
3. 国网安徽省电力有限公司电力科学研究院 合肥 230601)

摘要 动态网络重构(DNR)技术可以有效降低配电网的经济运行成本和可再生分布式电源(RDG)的弃风/光率。建立一种考虑DNR的主动配电网优化运行模型,该模型以配电网综合运行成本最低为目标,综合考虑DNR开关、RDG、无功补偿装置等可调资源,在满足配电网运行约束的条件下有效提升配电网的RDG消纳率;提出基于二阶锥松弛及变量乘积线性化的模型转化方法,通过对约束条件中的非凸源进行凸化处理,将原始非凸优化模型转化为一个混合整数二阶锥规划(MISOCP)问题,从而大大降低求解的复杂度;最后采用扩展IEEE 33节点配电网系统进行仿真计算,计算结果证明了所提模型及其转化方法的有效性。

关键词: 主动配电网 可再生分布式电源 动态网络重构 混合整数二阶锥规划
中图分类号: TM73

Optimization Operation Strategy of Active Distribution Network Considering Dynamic Network Reconfiguration

Li Chao¹ Miao Shihong¹ Sheng Wanxing² Zhang Di¹ Hu Shijun³

(1. State Key Laboratory of Advanced Electromagnetic Engineering and Technology Hubei Electric Power Security and High Efficiency Key Laboratory School of Electrical and Electronic Engineering Huazhong University of Science and Technology Wuhan 430074 China
2. China Electric Power Research Institute Beijing 100192 China
3. Electric Power Research Institute State Grid Anhui Electric Power Co. Ltd Hefei 230601 China)

Abstract The dynamic network reconfiguration (DNR) technology can effectively minimize the overall economic operation cost of the distribution network and its curtailment rate of renewable distributed generation (RDG). In this paper, an active distribution network optimization operation model considering DNR was established. Herein, the lowest comprehensive operation cost of distribution network was taken as the goal, and the dispatchable resources were considered such as DNR switches, RDG and reactive power compensation device. The absorption rate of RDG thus could be effectively improved, while the distribution network operation constraints were satisfied. The model transformation method based on the second-order relaxation and variable-product linearization was proposed. Consequently, the non-convex sources in the constraints were transformed into convexity,

and the optimization model was transformed into a mixed integer second-order cone programming (MISOCP) problem. Thus, the complexity of solving process was greatly reduced. Finally, the extended IEEE 33-node distribution network was adopted to conduct simulation calculation. The results demonstrate the validity of the proposed model and its transformation method.

Keywords: Active distribution network, renewable distributed generation, dynamic network reconfiguration, mixed integer second-order cone programming (MISOCP)

0 引言

近年来,为应对气候变化、解决能源危机和促进节能减排,大力发展风电发电和太阳能发电等可再生能源已成为国内外的共识^[1-4]。根据《能源发展“十三五”规划》^[5]和《可再生能源发展“十三五”规划》^[6],国家将继续大力发展风电发电和太阳能发电,通过多种措施实现可再生能源的分布式开发和就地消纳。随着可再生能源大规模以分布式发电的方式接入配电网,在某些局部配电网的部分时段,甚至出现了可再生分布式电源(Renewable Distributed Generation, RDG)渗透率超过 100%的状况,而一些接在配电网末端的分布式电源会带来严重的过电压问题,影响配电网对可再生能源的消纳能力。

为了解决大规模 RDG 接入配电网带来的问题,“主动配电网”的概念应运而生。已有部分研究机构和学者从经济性、安全性等不同角度研究了主动配电网协调运行机制:文献[7-8]从多时间尺度角度研究主动配电网协调运行策略;文献[9]提出配电网越限风险指标,将越限风险指标融入配电网优化调度,兼顾了配电网运行经济性和安全性。在提高配电网 RDG 消纳能力方面,文献[10]通过协调调度配电网中的各种调度资源实现能量优化调度。中国配电网正朝着智能化的方向发展,《配电网建设改造行动计划》(2015—2020 年)^[11]明确将全面加快现代配电网建设改造,以满足新能源、分布式电源的发展和接入需求。其中,智能化远程控制开关(Remote Control Switch, RCS)的应用为 DNR 的实施提供了条件。

作为一种网络拓扑灵活可调的调度资源,网络重构可以有效提升配电网的经济运行水平和 RDG 的消纳率^[12]。近年来国内外对网络重构在配电网中应用的关注日益增多,考虑动态网络重构的主动配电网经济运行首先需要关注配电网的优化模型。由于配电网网架参数不满足 $R \ll X$ 的条件,配电网网损无法忽略,且配电网的分布式电源消纳在渗透率

过高时会带来过电压问题,因此需要考虑潮流方程约束。目前处理潮流方程约束的方法有启发式方法^[13]、线性近似法^[14]和松弛法^[15]等,其中启发式算法和线性近似法并不能保证解的全局最优性,而二阶锥松弛由于兼具全局最优性和高效求解性,在配电网优化中得到广泛应用。文献[16]论证了二阶锥规划的数学严谨性和求解效率;文献[16-17]基于二阶锥松弛,提出了一种配电网有功无功协调的多时段优化运行机制,构建了一个混合整数二阶锥模型,并利用数学方法实现了快速求解。

配电网的开关状态需要满足配电网辐射结构约束来保证配电网结构的完整性和有序性,因此考虑动态重构的主动配电网运行优化需要研究配电网辐射结构约束的数学描述。大部分文献^[18]都是通过支路交换法、开环法等枚举法进行重构的优化。E. Romero Ramos 最早提出了配电网保持辐射状约束的数学表达^[19]。M. Lavorato 等也对此展开了一系列讨论^[20]。Jabra R. A. 等提出了配电网保持辐射状约束的改进表达式并探究了网络重构对减小网损的作用^[21]。基于此,文献[12]将网络重构引入配电网优化运行机制中,实现配电网减少 RDG 削减、阻塞管理和改善电压分布的目的。针对网络重构开关的动作时间尺度问题,文献[22]探究了时间尺度对网络重构效益的影响,但主要还是集中于长时间尺度(年、月、周)。以上文献均只考虑单一时间断面的静态网络重构,并未研究日内的小时级 DNR 在配电网优化运行中的意义。为了进一步提高配电网的 RDG 消纳能力,文献[23]提出 DNR 的概念,将 DNR 作为一种灵活性控制手段用来应对变化性的电源(风/光),并构建了一个随机的混合整数线性问题,但是其采用的是线性近似模型且没有考虑开关频繁动作给配电网带来的安全性影响。

综上所述,已有文献对 DNR 在提升配电网 RDG 消纳能力方面的研究不够深入。为此,本文将小时级的 DNR 引入配电网优化运行机制,考虑了潮流方程约束和开关动作次数约束,以降低配电网综合

运行成本为目标,建立了考虑动态网络重构的配电网优化运行模型;然后利用二阶锥松弛技术对非凸的潮流约束进行凸化处理,并提出“支路电压”对非凸的变量乘积项进行变量分离线性化,将模型转化为一个 MISOCP 问题;最后基于扩展 IEEE 33 节点配电网系统进行仿真计算,计算结果表明,所提考虑 DNR 的主动配电网运行优化策略可以有效提高配电网的 RDG 消纳能力。

1 考虑动态网络重构的配电网优化运行模型

1.1 潮流方程的节点注入模型

根据基尔霍夫定律,节点注入功率之和必须等于节点流出功率之和,这一定律对有功、无功均适用。由此可以建立潮流方程的节点注入模型(Bus Inject Model, BIM),即

$$\begin{cases} P_{G,i,t} - P_{L,i,t} = \sum_{j \in N(i)} P_{ij,t} \\ Q_{G,i,t} - Q_{L,i,t} + Q_{SVC,i,t} = \sum_{j \in N(i)} Q_{ij,t} \end{cases} \quad (1)$$

式中, $P_{G,i,t}$ 为 t 时刻节点 i 处的电源(RDG 或输电网)注入有功功率; $P_{L,i,t}$ 为 t 时刻节点 i 处有功负荷; $N(i)$ 为与节点 i 相连的节点集合; $P_{ij,t}$ 为 t 时刻支路 $i-j$ 上流过的有功功率,以从节点 i 流出为正; $Q_{G,i,t}$ 为 t 时刻节点 i 处的电源注入无功功率; $Q_{L,i,t}$ 为 t 时刻节点 i 处无功负荷; $Q_{SVC,i,t}$ 为 t 时刻节点 i 处 SVC 无功补偿功率; $Q_{ij,t}$ 为 t 时刻支路 $i-j$ 上流过的无功功率,以从节点 i 流出为正;等式右边表示 t 时刻与节点 i 相连的所有线路有功/无功总流出功率之和。

根据支路视在功率表达式,有

$$\begin{aligned} S_{ij,t} &= P_{ij,t} + jQ_{ij,t} = V_{i,t} I_{ij,t}^* \\ &= (g_{ij} - jb_{ij})(V_{i,t}^2 - V_{i,t} V_{j,t} \cos \theta_{ij,t} - jV_{i,t} V_{j,t} \sin \theta_{ij,t}) \end{aligned} \quad (2)$$

式中, $S_{ij,t}$ 为 t 时刻支路 $i-j$ 视在功率; $I_{ij,t}^*$ 为 t 时刻支路 $i-j$ 电流的共轭量; g_{ij} 和 b_{ij} 分别为支路 $i-j$ 的电导和电纳; $V_{i,t}$ 、 $V_{j,t}$ 分别为 t 时刻节点 i 、 j 的电压幅值; $\theta_{ij,t} = \theta_{i,t} - \theta_{j,t}$ 为 t 时刻节点 i 、 j 之间的电压相位差。

实部、虚部分离后可得

$$\begin{cases} P_{ij,t} = g_{ij} V_{i,t}^2 - g_{ij} V_{i,t} V_{j,t} \cos(\theta_{i,t} - \theta_{j,t}) - b_{ij} V_{i,t} V_{j,t} \sin(\theta_{i,t} - \theta_{j,t}) \\ Q_{ij,t} = -b_{ij} V_{i,t}^2 + b_{ij} V_{i,t} V_{j,t} \cos(\theta_{i,t} - \theta_{j,t}) - g_{ij} V_{i,t} V_{j,t} \sin(\theta_{i,t} - \theta_{j,t}) \end{cases} \quad (3)$$

综合式(1)和式(3)即为配电网潮流方程的

BIM。

1.2 基于 BIM 的配电网 DNR 模型

1.2.1 目标函数

目标函数为配电网综合运行成本最小,包括配电网网损成本、弃 RDG 惩罚成本、开关动作成本等,其中开关动作成本用来限制 DNR 过程中可控开关的频繁动作。目标函数具体表示为

$$\min \sum_{t=1}^{24} \left(\eta_L P_{L,t} + \sum_{i \in \Omega_{RDG}} \eta_{RDG} P_{RDG,i,t}^{curt} + \sum_{ij \in \Omega_E} \eta_S \Delta Z_{ij,t} \right) \quad (4)$$

式中, t 为当前时刻,调度时间窗为 24h; $P_{L,t}$ 为 t 时刻配电网网损; η_L 为网损成本系数; $P_{RDG,i,t}^{curt}$ 为 t 时刻 i 节点 RDG 的弃量; η_{RDG} 为弃风/光单位电量惩罚成本系数; $\Delta Z_{ij,t}$ 为 t 时刻相对上一时刻网络开关动作次数,具体定义见 1.2.2 节中式(12); η_S 为开关动作一次的成本系数; Ω_{RDG} 为 RDG 接入点集合; Ω_E 为电网支路集合。

1.2.2 约束条件

1) 考虑 DNR 的潮流方程约束

考虑 DNR 后,由于各时段配电网拓扑结构与相应时段网络开关的开断状态有关,此时的潮流方程约束由式(1)转化为

$$\begin{cases} P_{G,i,t} - P_{L,i,t} = \sum_{j \in N(i)} Z_{ij,t} P_{ij,t} \\ Q_{G,i,t} - Q_{L,i,t} + Q_{SVC,i,t} = \sum_{j \in N(i)} Z_{ij,t} Q_{ij,t} \end{cases} \quad (5)$$

式中, $Z_{ij,t}$ 为 t 时刻支路 $i-j$ 的开断状态变量,当支路 $i-j$ 断开时, $Z_{ij,t} = 0$, 对应的支路功率 $Z_{ij,t} P_{ij,t} = 0$, $Z_{ij,t}$ 的具体含义见配电网辐射结构约束中式(6)。

综合式(3)和式(5)即为考虑 DNR 的潮流方程约束。

2) 配电网辐射结构约束

配电网一般都是闭环设计、开环运行。因此,考虑 DNR 的配电网优化运行模型首先需要保证在 DNR 过程中配电网始终保持辐射结构。本文建立了小时级 DNR 的配电网辐射结构约束为

$$\begin{cases} E_{ij,t} + E_{ji,t} = Z_{ij,t} & i, j = 1, \dots, n \\ \sum_{j \in N(i)} E_{ij,t} = 1 & i = 2, \dots, n \\ E_{lj,t} = 0 & j \in N(1) \\ E_{ij,t} \in \{0, 1\} & i, j = 1, \dots, n \\ Z_{ij,t} \in \{0, 1\} & i, j = 1, \dots, n \end{cases} \quad (6)$$

式中, $E_{ij,t}$ 和 $Z_{ij,t}$ 均为布尔变量; $E_{ij,t}$ 为 t 时刻支路 $i-j$ 的潮流方向变量, $E_{ij,t}=1$ 表示 t 时刻节点 j 为节点 i 的母节点, 潮流流向为从节点 j 到节点 i ; $Z_{ij,t}$ 为 t 时刻支路 $i-j$ 的连通状态, $Z_{ij,t}=1$ 表示 t 时刻支路 $i-j$ 连通。约束中第一项限制了 $E_{ij,t}$ 和 $E_{ji,t}$ 最多只有一个为 1 且保持了支路 $i-j$ 潮流的双向性; 第二项表示除了变电站节点其余所有节点都只有一个母节点; 第三项表示变电站节点没有母节点。通过式 (6) 可以确保配电网始终维持辐射结构。

3) 电压幅值约束

$$V_{i,\min} \leq V_{i,t} \leq V_{i,\max} \quad (7)$$

式中, $V_{i,\max}$ 与 $V_{i,\min}$ 分别为节点 i 处电压幅值的上、下限值。

4) 支路电流上限约束

支路电流幅值为 $I_{ij,t}$, 则有

$$\begin{aligned} I_{ij,t}^2 &= Z_{ij,t} (g_{ij}^2 + b_{ij}^2) (V_{i,t}^2 + V_{j,t}^2 - 2V_{i,t}V_{j,t} \cos(\theta_{i,t} - \theta_{j,t})) \\ &\leq I_{ij,\max}^2 \end{aligned} \quad (8)$$

式中, $I_{ij,\max}$ 为支路电流幅值上限值, 考虑 DNR 后支路电流与支路连通状态 $Z_{ij,t}$ 有关。

5) 分布式电源出力约束

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{RDG},i,t} \leq P_{\text{RDG},i,t}^f \\ Q_{\text{RDG},i,t} \leq P_{\text{RDG},i,t} \tan(\varphi_{\text{RDG},i}) \leq Q_{\text{RDG},i,t} \leq P_{\text{RDG},i,t} \\ P_{\text{RDG},i,t}^{\text{curt}} = P_{\text{RDG},i,t}^f - P_{\text{RDG},i,t} \end{cases} \quad (9)$$

式中, $P_{\text{RDG},i,t}$ 和 $Q_{\text{RDG},i,t}$ 分别为 t 时刻节点 i 处 RDG 有功和无功实际功率; $P_{\text{RDG},i,t}^{\text{curt}}$ 为 t 时刻 i 节点弃 RDG 的量; $P_{\text{RDG},i,t}^f$ 为 t 时刻节点 i 处 RDG 出力预测值; 对 RDG 采取限定功率因数范围运行, $\varphi_{\text{RDG},i}$ 为节点 i 处 RDG 功率因数限制值。

6) 配电网关口功率约束

为了抑制主动配电网的功率波动对输电网造成的影响, 需要将配电网根节点的关口交换功率约束考虑进来, 即

$$\begin{cases} P_{\text{T},\min} \leq P_{\text{T},t} \leq P_{\text{T},\max} \\ Q_{\text{T},\min} \leq Q_{\text{T},t} \leq Q_{\text{T},\max} \end{cases} \quad (10)$$

式中, $P_{\text{T},t}$ 为 t 时刻从配电网根节点流入本级配电网的有功功率; $P_{\text{T},\min}$ 和 $P_{\text{T},\max}$ 分别为配电网关口有功交换功率下限和上限值; $Q_{\text{T},t}$ 为 t 时刻从配电网根

节点流入本级配电网的无功功率; $Q_{\text{T},\min}$ 和 $Q_{\text{T},\max}$ 分别为配电网关口无功交换功率下限和上限值。

7) 静止无功补偿装置 SVC 约束

为了应对大规模 RDG 并网带来的“过电压”问题, 本文将 SVC 考虑进来, 有

$$Q_{\text{SVC},i,\min} \leq Q_{\text{SVC},i,t} \leq Q_{\text{SVC},i,\max} \quad (11)$$

式中, $Q_{\text{SVC},i,t}$ 为 t 时刻节点 i 无功补偿功率大小; $Q_{\text{SVC},i,\min}$ 和 $Q_{\text{SVC},i,\max}$ 分别为节点 i 处 SVC 无功补偿的最小值和最大值。

8) 开关动作次数约束

从安全运行角度考虑, 日内频繁的开关状态变化会给配电网安全稳定运行和保障电能质量带来极大的挑战, 因此需要对 DNR 的开关动作总次数制定约束限制。从经济性考虑, 由于开关动作总次数有限制, 优化过程中会自动剔除收益较少的结果。此外, 为了避免虽然开关动作总次数满足约束, 但是由于相邻时段之间极小的收益导致网络拓扑状态产生变化的情况, 需要添加一个开关动作成本, 这一成本已经体现在 1.1 节的目标函数中。

下面给出开关动作次数约束条件, 以一天为一个时间窗, 可以通过约束一天内的开关状态变化总量从而自动剔除收益较少的相邻时段开关动作。其中相邻时段之间的开关动作次数为

$$\Delta Z_{ij,t} = |Z_{ij,t} - Z_{ij,t-1}| \quad (12)$$

式中, $\Delta Z_{ij,t}$ 为 t 时刻相对 $t-1$ 时刻开关变化次数; 等式右边表示开关状态从“1”到“0”或“0”到“1”都记作开关动作一次。网络开关变化总量约束为

$$\sum_{t \in T} \sum_{ij \in E} \Delta Z_{ij,t} \leq SW_{\max} \quad (13)$$

式中, SW_{\max} 为一天内开关动作总次数上限值。

1.3 模型分析与简化

上述优化模型的决策变量为 RDG 的有功/无功出力、配电网关口有功/无功注入、SVC 补偿功率以及各时刻网络开关的开合状态变量等连续、离散控制变量。可以看出, 由于考虑 DNR 的潮流方程约束式 (5) 中存在布尔变量与变量的乘积, 而约束式 (3) 和式 (8) 中存在负的二次函数和三角函数, 所以模型为一个非常复杂的混合整数非凸非线性规划问题, 属于 NP 难题, 目前的商用和开源优化软件很难有效求解该问题。其中主要的非凸源为潮流方程约束式 (3)、式 (8) 中的二次等式和式 (5) 中的变量乘积形式, 另外约束式 (12) 是一个绝对

值约束, 需要转化处理。本文第 2 节分别针对这三个问题对模型进行相应转化。

理想情况下, 配电网所有分段开关及联络开关都为可控的 RCS, 能够最大程度地保证每个时刻配电网都处于最佳拓扑状态。假设所考虑系统为一个 $G=(N, E)$ 的网络, 其中, N 代表 n 个节点, E 代表 m 个支路。在本文中, 由于考虑 DNR, 一天考虑 24 个时刻, 模型包含的布尔变量个数为 $24m$ 个, 布尔变量搜索空间为 2^{24m} , 可见如果所有开关均为可控开关, 会产生非常庞大的搜索空间。考虑到计算速度的要求, 对模型做出简化:

1) 考虑到配电网开关改造升级的成本且必定有部分开关处于常闭状态, 因此需要对有 DNR 需求的关键开关进行筛选。本文通过对各种情景下最优的网络拓扑状态进行统计分析, 从中选取出动作最频繁的几个关键开关作为 DNR 的可控对象。最终选定 8 个关键开关作为可控开关, 具体筛选过程在 3.1 小节进行说明。经过简化, 布尔变量个数为 192 个, 搜索空间大幅减小, 使得算法求解更为高效。

2) 网络开关状态的日内频繁变化会给配电网稳定运行和电能质量问题带来极大的挑战, 因此 DNR 的开关动作总次数不宜过大, 这里限定一天 24h 内开关动作的总次数不超过 24 次。通过限定开关动作次数, 也可减小搜索空间。

2 基于二阶锥松弛和变量乘积线性化的模型转化方法

2.1 潮流方程的二阶锥松弛转化

潮流方程由于其所包含的负二次、三角函数等表达式都是非凸的, 这导致所有和潮流约束相关的优化问题都是非凸问题, 在数学上难以求解。部分文献采用启发式算法或线性近似来处理潮流约束, 这些方法都无法保证解的最优性。近年来, 一些学者开始寻找交流潮流方程的凸松弛方法, 包括半定规划松弛、二阶锥松弛 (Second-Order Cone Programming, SOCP) [16,24] 等, 其中二阶锥松弛由于其求解成熟度等优势应用广泛。

SOCP 本质上是一种凸优化, 解的最优性和计算的高效性都具有良好的特性。利用现有的 SOCP 算法包或软件可以轻易求得最优结果, 求解过程可以在多项式时间内完成 [16]。

根据 SOCP 的形式特点, 对潮流方程约束进行二阶锥松弛转化。对潮流方程约束式 (3) 进行变量替换, 定义

$$\begin{cases} U_{i,t} = V_{i,t}^2 \\ U_{j,t} = V_{j,t}^2 \\ W_{ij,t} = V_{i,t} V_{j,t} \cos(\theta_{i,t} - \theta_{j,t}) \\ T_{ij,t} = V_{i,t} V_{j,t} \sin(\theta_{i,t} - \theta_{j,t}) \end{cases} \quad (14)$$

将式 (14) 代入潮流约束式 (3) 和电流约束式 (8), 可以将其转化为

$$\begin{cases} P_{ij,t} = g_{ij} U_{i,t} - g_{ij} W_{ij,t} - b_{ij} T_{ij,t} \\ Q_{ij,t} = -b_{ij} U_{i,t} + b_{ij} W_{ij,t} - b_{ij} T_{ij,t} \\ I_{ij,t}^2 = (g_{ij}^2 + b_{ij}^2) (U_{i,t} + U_{j,t} - 2W_{ij,t}) \leq I_{ij,\max}^2 \\ U_{i,t} U_{j,t} = W_{ij,t}^2 + T_{ij,t}^2 \end{cases} \quad (15)$$

从式 (15) 中可以看出, 除了最后一项, 潮流方程约束和电流约束均为线性约束。对式 (15) 中最后一项进行进一步松弛, 有

$$U_{i,t} U_{j,t} \geq W_{ij,t}^2 + T_{ij,t}^2 \quad (16)$$

再做进一步变形, 转化为标准二阶锥形式 [24], 有

$$\begin{bmatrix} 2W_{ij,t} \\ 2T_{ij,t} \\ U_{i,t} - U_{j,t} \end{bmatrix} \leq U_{i,t} + U_{j,t} \quad (17)$$

式 (17) 左边为 3 个参数 “ $2W_{ij,t}$ ”、“ $2T_{ij,t}$ ” 和 “ $U_{i,t} - U_{j,t}$ ” 的二阶范数。综合式 (15) 和式 (17), 潮流方程约束和电流约束松弛为二阶锥约束, 消除了原模型约束式 (3) 和式 (8) 中的凸源, 从而在数学上具有良好的可解性。

2.2 变量乘积的线性化转化

原模型中, 由于考虑了网络开关的开断, 约束式 (5) 中包含了布尔变量 $Z_{ij,t}$ 与变量 $P_{ij,t}$ 、 $Q_{ij,t}$ 的乘积项, 这一乘积项是一个混合整数非线性表达式, 也是一个非凸源。

从式 (15) 可以看到, 原模型中式 (3) 经过二阶锥松弛转化后的变量 $P_{ij,t}$ 和 $Q_{ij,t}$ 可以用 “ U 、 W 、 T ” 变量线性表示。其中, 变量 $W_{ij,t}$ 和 $T_{ij,t}$ 为与线路 “ $i-j$ ” 相关的变量, 而变量 $U_{i,t}$ 和 $U_{j,t}$ 是与节点 i 、 j 相关的变量。为了消除式 (15) 与节点电压变量 $U_{i,t}$ 和 $U_{j,t}$ 之间的关联关系, 通过构建 “支路电压” 变量 $U_{i,t}^U$ 和 $U_{j,t}^U$ 替换原约束式 (15) 中的 $U_{i,t}$ 和 $U_{j,t}$, 将约束式 (15) 转化为纯支路相关变量表示; 同时添加相关约束实现变量乘积项的变量分离, 从而将原混合整数非线性的表达式线性化。

“支路电压”变量的相关约束为

$$\begin{cases} 0 \leq U_{i,t}^U \leq V_{i,\max}^2 Z_{ij,t} \\ 0 \leq U_{j,t}^U \leq V_{j,\max}^2 Z_{ij,t} \\ 0 \leq U_{i,t} - U_{i,t}^U \leq V_{i,\max}^2 (1 - Z_{ij,t}) \\ 0 \leq U_{j,t} - U_{j,t}^U \leq V_{j,\max}^2 (1 - Z_{ij,t}) \end{cases} \quad (18)$$

式中, $U_{i,t}^U$ 、 $U_{j,t}^U$ 分别为与节点 i 、 j 相关的节点电压变量 $U_{i,t}$ 、 $U_{j,t}$ 对应到与支路“ i - j ”相关的“支路电压”变量。由式 (18) 可知, 当对应支路“ i - j ”断开 ($Z_{ij,t}=0$) 时, 这些新增变量为零; 当对应支路闭合 ($Z_{ij,t}=1$) 时, 新增变量为对应节点的电压变量 ($U_{i,t}$ 、 $U_{j,t}$)。

同时, 对式 (15)、式 (16) 和式 (7) 中的变量 $U_{i,t}$ 和 $U_{j,t}$ 进行相应替换, 有

$$\begin{cases} P_{ij,t} = g_{ij}U_{i,t}^U - g_{ij}W_{ij,t} - b_{ij}T_{ij,t} \\ Q_{ij,t} = -b_{ij}U_{i,t}^U + b_{ij}W_{ij,t} - b_{ij}T_{ij,t} \\ I_{ij,t}^2 = (g_{ij}^2 + b_{ij}^2)(U_{i,t}^U + U_{j,t}^U - 2W_{ij,t}) \leq I_{ij,\max}^2 \\ U_{i,t}^U U_{j,t}^U \geq W_{ij,t}^2 + T_{ij,t}^2 \end{cases} \quad (19)$$

$$V_{i,\min}^2 \leq U_{i,t}^U \leq V_{i,\max}^2 \quad (20)$$

若 t 时刻线路“ i - j ”断开 ($Z_{ij,t}=0$), 则由式 (18) 可知, $U_{i,t}^U=U_{j,t}^U=0$; 由式 (19) 中最后一项可得 $W_{ij,t}=T_{ij,t}=0$, 即可得到 $P_{ij,t}=Q_{ij,t}=0$; 这样, 断开支路“ i - j ”的有功和无功就从节点注入方程中剔除了。若 t 时刻线路“ i - j ”连通 ($Z_{ij,t}=1$), 则由式 (18) 可知, $U_{i,t}^U=U_{i,t}$, $U_{j,t}^U=U_{j,t}$, 表达式不变。

由上述分析可知, 原模型中约束式 (5) 转化为式 (1) 形式。其中, $P_{ij,t}$ 和 $Q_{ij,t}$ 由式 (18) 和式 (19) 表示, 消除了原约束中的变量乘积项。

对于开关动作次数约束式 (12) 中的绝对值表达式, 可将其替换为

$$\begin{cases} \Delta Z_{ij,t} \geq Z_{ij,t} - Z_{ij,t-1} \\ \Delta Z_{ij,t} \geq Z_{ij,t-1} - Z_{ij,t} \end{cases} \quad (21)$$

容易看出, 式 (21) 也为一个线性表达式。

2.3 混合整数二阶锥模型

综合上述变形, 原模型转化为新的形式, 即

$$\begin{cases} \min & \text{式(4)} \\ \text{s.t.} & \text{式(1)、式(6)、式(9)~式(11)、式(13)、式(14)和式(18)~式(21)} \end{cases} \quad (22)$$

可见, 除了式 (19) 中最后一项为二阶锥约束, 其余所有约束均为线性形式, 原混合整数非凸非线性规划问题转化为 MISOCP 问题, 而对于 MISOCP 问题, 近年来已有成熟的商业软件进行求解^[24]。

3 算例分析

3.1 测试平台与算例系统

针对所建立的考虑动态重构的配电网优化运行的模型及其 MISOCP 转化方法, 基于扩展 IEEE 33 节点配电网系统对模型和方法的有效性进行验证。所提优化策略通过 Matlab 中的 YALMIP^[25] 工具箱采用 CPLEX^[26] 算法包进行求解。采用的系统配置为 Inter(R) Core(TM) i7-7700 CPU 3.60GHz, 16GB 内存。

基于 IEEE 33 节点配电网基础系统^[12], 为算例需要进行相关扩展。系统结构如图 1 所示, 具体包括:

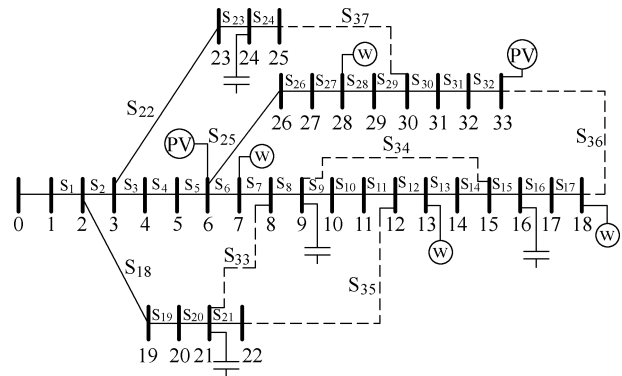


图 1 扩展 IEEE 33 节点配电网系统

Fig.1 Extended IEEE 33-node distribution system

(1) 节点 6/7/13/18/28/33 分别接入 RDG, 其中光伏类 RDG 没有无功出力, 风电类 RDG 功率因数限定值为 0.9, 具体参数参见文献[27]。

(2) 虚线为 5 个联络开关, 另外分段开关 $S_4/S_7/S_{20}/S_{23}/S_{27}$ 为 5 个安装了 RCS 的可控开关。在本文中, 通过关键开关筛选, 将可控分段开关 S_{23} 和联络开关 S_{34} 剔除出可控范围, 其中 S_{23} 作为常闭开关, S_{34} 作为常开开关。具体筛选过程为对单个时间点的最优网络拓扑的开关动作情况进行统计, 从中选出动作最频繁的几个开关为关键开关, 作为可被 DNR 控制进行小时级变化的开关。筛选结果如图 2 所示。

(3) 节点 9/16/21/24 接入 4 个无功补偿装置, 每个装置可以提供 -100~300kvar 范围的无功功率。

其他网络初始条件包括: 33 个节点, 37 条支路, 32 个分段开关和 5 个联络开关, 网络总的负荷需求为 3 715kW 和 2 300kvar。

另外, 为了探究动态网络重构对配电网优化运行

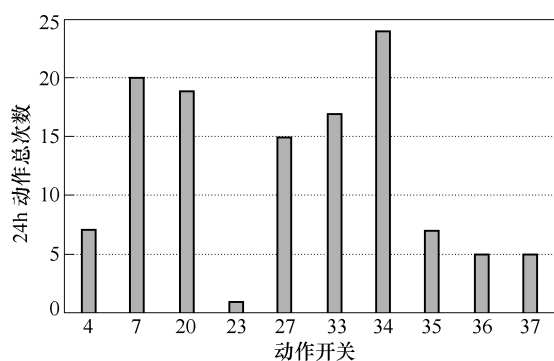


图 2 关键开关筛选结果

Fig.2 Results of critical switch selection

的影响, 需要考虑 RDG 和负荷的日内不同分布, 具体分布如图 3 所示, 假设所有 RDG 和负荷服从同样的分布曲线^[27]。

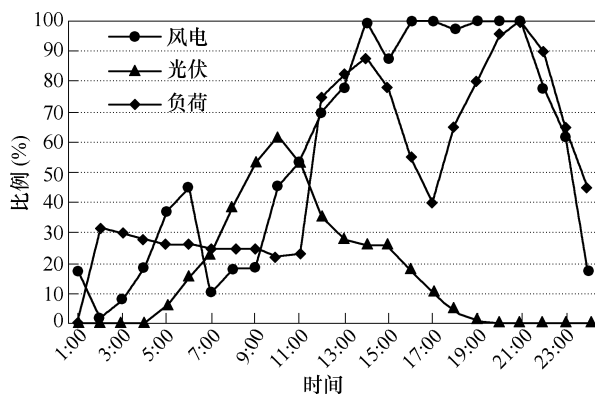


图 3 负荷和 RDG 的 24h 分布曲线

Fig.3 24h variation of load and RDG

3.2 多情景仿真对比与结果分析

为了充分探究动态重构对配电网优化运行的影响, 验证所提出方法的有效性与可行性, 将本文所提方法与已有文献所提方法共进行了五种不同情景下的仿真对比。

(1) 情景 1: 单一时间点, 网络中只有 RDG 有功无功可控。

(2) 情景 2: 在情景 1 的基础上考虑静态网络重构, 采用文献[12]所提模型与方法。

(3) 情景 3: 针对 24h 变化的负荷及 RDG 出力, 考虑小时级 DNR, 采用文献[23]所提模型与方法。

(4) 情景 4: 在情景 3 的基础上, 进一步考虑本文提出的开关动作次数约束和筛选出的关键开关。

(5) 情景 5: 在情景 4 的基础上, 进一步探究无功补偿装置对 DNR 的影响。

为了更好地说明与其他文献的区别, 现将本文所提模型与方法与已有文献的模型与方法进行比较, 并将对比结果列于表 1。

表 1 本文方法与其他文献对比结果

Tab.1 Comparison results between methods and models in the paper and other literatures

模型	重构	方法	关键开关	优化目标
文献[12]	静态	麦考松弛	无	经济性
文献[23]	动态	近似线性化	无	经济性
本文	动态	二阶锥松弛	有	兼顾经济性和安全性

3.2.1 静态网络重构对配电网运行水平的提升

为了探究网络重构作为调度资源对配电网优化运行的作用, 本文设置了情景 1 和情景 2 的对比场景, 两场景的优化结果对比见表 2。

表 2 情景 1、情景 2 优化结果

Tab.2 Results of situation 1&2

指标	情景 1	情景 2
RDG 有功消纳/(MW·h)	2.842 8	3.494 3
网损/(MW·h)	0.038 7	0.027 2
断开开关	初始状态	S ₇ , S ₂₀ , S ₂₇ , S ₃₃ , S ₃₄
最低电压(pu)	0.982 5	0.992 0

从表 2 中可以看出, 考虑网络重构后系统经济运行水平显著提升, 配电网总体的 RDG 消纳量增加了 0.651 5MW·h, 配电网网损减少了 29.72%, 配电网最低电压水平提升。由情景 1、情景 2 的对比可以看出, 配电网网络重构对配电网经济运行水平的提升有着巨大的潜力, 算例结果为研究小时级的动态重构提供了数据支撑。

3.2.2 DNR 对配电网运行水平的提升

为了说明动态重构相对于静态重构能够更好地应对负荷和 RDG 的变化, 本文设置了情景 3 与情景 2 进行对比。情景 3 的部分时段重构结果见表 3, 表中选取了 1~4h 和 15~18h 两个时段。其中 1~4h 为 RDG 出力较小时段, 15~18h 为 RDG 出力较

表 3 情景 3 部分时段结果

Tab.3 Partial results of situation 3

小时	动态重构 网损/(kW·h)	相对静态重构 减少量(%)	RDG 消纳 增加量/(kW·h)
1	6.3	0	0
2	11.4	0.30	0
3	6.5	0.10	0
4	2.8	1.50	0
15	9.0	12.70	240
16	6.3	13.20	127
17	11.4	11.80	398
18	15.7	12.94	456

大时段。静态重构的网络拓扑为情景 2 中根据 24h 负荷分布所得的最优拓扑结构, 其在 24h 内保持不变。情景 2 中最优拓扑结构的断开开关为: $S_7, S_{34}, S_{35}, S_{36}, S_{37}$ 。

分析表 3 中情景 3 部分时段的结果可知, 在 RDG 出力不大时, 与最优静态重构策略相比, DNR 对配电网网损减少的效果不明显, 因为此时 RDG 可被完全消纳, RDG 的少量变化对配电网潮流影响微弱; 在 RDG 出力足够大 (渗透率 $\geq 100\%$) 时, 与最优静态策略相比, 动态重构对配电网网损减少效果显著, RDG 消纳量也明显增加。可见, DNR 在 RDG 出力较大的时段可以通过网络开关的调整, 优化配电网网络结构, 更好地应对负荷和 RDG 出力的变化。

3.2.3 开关动作次数约束和关键开关筛选的影响

文献[23]只考虑了经济性, 没有考虑开关频繁动作给配电网带来的安全性影响, 同时无法避免只有微小收益的开关动作。基于 1.2.2 小节中的安全性和经济性分析, 对于开关动作次数进行限制非常必要。本文设置了添加开关动作次数约束的情景 4 与情景 3 进行对比, 其中情景 4 中开关最大允许动作次数为 24 次。两个场景部分时段 (1~8h) 的开关状态结果对比见表 4, 网损和消纳量结果对比见表 5。

表 4 情景 3 和情景 4 部分时段开关状态结果

Tab.4 Partial switch status results of situation 3&4

小时	情景 3		情景 4	
	断开开关	动作次数	断开开关	动作次数
1	$S_4, S_7, S_{34}, S_{35}, S_{37}$	—	$S_4, S_7, S_{34}, S_{35}, S_{37}$	—
2	$S_7, S_{34}, S_{35}, S_{36}, S_{37}$	2	$S_4, S_7, S_{34}, S_{35}, S_{37}$	0
3	$S_7, S_{34}, S_{35}, S_{36}, S_{37}$	0	$S_4, S_7, S_{34}, S_{35}, S_{37}$	0
4	$S_4, S_7, S_{20}, S_{22}, S_{33}, S_{34}$	6	$S_4, S_7, S_{22}, S_{33}, S_{34}$	2
5	$S_7, S_{20}, S_{22}, S_{33}, S_{34}$	2	$S_4, S_7, S_{22}, S_{33}, S_{34}$	2
6	$S_7, S_{20}, S_{27}, S_{33}, S_{34}$	0	$S_4, S_{20}, S_{27}, S_{33}, S_{34}$	2
7	$S_7, S_{34}, S_{35}, S_{36}, S_{37}$	6	$S_4, S_{27}, S_{33}, S_{34}, S_{36}$	4
8	$S_7, S_{20}, S_{27}, S_{33}, S_{34}$	6	$S_4, S_7, S_{33}, S_{34}, S_{36}$	0

表 4 中各情景相邻小时状态发生了改变的开关以粗斜体下划线方式标注, 同时统计了各时段相对上一时段的开关动作次数。对比表 4 中结果可以看出, 情景 4 添加开关动作次数约束后, 网络拓扑结构频繁变化减少。且相较于情景 3 的“粗放型”(一旦产生收益就对网络结构进行调整)调整方式, 所求动态重构策略在开关状态变化收益较少的 1~3h 时段内保持网络结构不变, 自动剔除了收益较少的

表 5 情景 3 和情景 4 部分时段 RDG 有功消纳和网损结果

Tab.5 Partial RDG integration and loss results of situation 3&4

小时	情景 3		情景 4	
	RDG 消纳/(MW·h)	网损/(kW·h)	RDG 消纳/(MW·h)	网损/(kW·h)
1	0.576	6.3	0.576	6.3
2	0.064	11.4	0.064	12.8
3	0.256	6.5	0.256	6.9
4	0.576	2.8	0.576	3.0
5	1.014	2.3	0.871	2.8
6	1.101	2.7	0.948	2.9
7	0.550	3.0	0.546	3.2
8	0.966	3.6	0.885	4.3

动作选项, 可以实现重构带来的经济性和过度调节风险性之间的平衡。

对比表 5 中情景 3 和情景 4 的分布式电源消纳和网损情况可知, 在 RDG 可以被完全消纳的时段 (1~4h), 当通过网络重构只能减小少量网损时, 情景 4 由于添加了开关动作次数约束, 避免了情景 3 中开关频繁动作的情况; 在网络重构可以提高 RDG 消纳的时段 (5~8h), 开关相对前一时段动作较多。另外, 由于考虑了开关动作次数约束, 相邻时段之间的网络拓扑存在关联, 无法保证所有时段都处于最优网络拓扑, 因此情景 4 中部分时段的 RDG 消纳量较情景 3 有所减少, 但是兼顾了重构带来的经济性和过度调节的风险性。

此外, 文献[12,23]没有进行关键开关的筛选, 10 个可控开关状态均可调节。对于单一时间点, 求解时间为 1.632s, 剔除掉两个非关键开关后, 求解时间为 1.348s, 可见关键开关的筛选可以进一步缩小最优解的搜索空间, 提高求解效率。

3.2.4 无功补偿装置对 DNR 的影响

为了探究配电网其他调度资源对 DNR 的影响, 以无功补偿装置为例, 本文设置了情景 4 与情景 5 对比进行探讨。两情景的差别在于情景 4 没有考虑 SVC 补偿装置, 两个情景部分时段的结果对比见表 6、表 7。

从表 6 中可以看出, 与情景 4 相比, 情景 5 中开关状态有所变化, 同时 RDG 消纳也有所增加。从表 7 中可以看出, 情景 4 中网络最高电压在节点 13 处, 达到了电压幅值上限; 而情景 5 通过无功补偿装置优化了网络的电压分布, 最高电压没有达到

表 6 情景 4 和情景 5 部分时段开关状态结果
Tab.6 Partial switch status results of situation 4&5

小时	情景 4		情景 5	
	断开开关	RDG 消纳/MW	断开开关	RDG 消纳/MW
14	S ₄ ,S ₂₀ ,S ₂₇ ,S ₃₄ ,S ₃₅	2.233 2	S ₄ ,S ₂₀ ,S ₂₇ , S₃₃ ,S ₃₄	2.463 4
15	S ₄ ,S ₂₀ ,S ₂₇ ,S ₃₄ ,S ₃₅	1.785 9	S ₄ ,S ₂₀ ,S ₂₇ ,S ₃₄ , S₃₅	2.569 8
16	S ₄ ,S ₂₀ ,S ₂₇ ,S ₃₄ ,S ₃₅	1.132 7	S ₄ ,S ₂₀ ,S ₂₇ , S₃₃ ,S ₃₄	1.263 3

表 7 情景 4 和情景 5 部分时段电压水平
Tab.7 Partial voltage profile of situation 4&5

小时	情景 4		情景 5	
	无功补偿 装置出力/kvar	最高 电压(pu)	无功补偿 装置出力/kvar	最高 电压(pu)
15	0	V ₁₃ =1.050	94.8, 60, 79.6, 284	V ₁₈ =1.021 3
16	0	V ₁₃ =1.050	43, 67.6, 34.8, 265.9	V ₁₃ =1.000 9

幅值上限。综合分析可知：情景 4 中没有无功补偿装置，RDG 的消纳受到了配电网电压约束的限制，而情景 5 可以通过动态网络重构灵活调用无功补偿装置以改善配电网电压水平，因而在情景 5 中，配电网可以消纳更多的 RDG。

3.2.5 成本系数比对配电网优化结果的影响

为了更好地说明目标函数中“弃 RDG 惩罚成本”和“网损成本”的作用，在情景 4 和情景 5 中对不同的成本系数比分别进行仿真计算，并选取各系数比第 15h 的数据结果列于表 8。其中前述计算结果的成本系数比为 50，已在表中斜体加黑标注。

表 8 情景 4 和情景 5 不同成本系数结果对比

Tab.8 Results Comparison of different cost coefficients between situation 4&5					
η_L η_{RDG}	情景 4		情景 5		
	网损/kW	RDG 消纳/MW	网损/kW	RDG 消纳/MW	DZ ₅ -DZ ₄
1	116.7	3.044	48.9	3.044	0
10	82.2	3.044	48.9	3.044	0
50	12.1	1.785 9	17.6	2.569 8	+2
100	11.1	1.698 4	6.5	2.138 6	+2

从表 8 情景 4 中可以看出，在网损成本系数 η_L 与弃 RDG 惩罚成本系数 η_{RDG} 的比值从 1 增大到 10 的过程中，弃 RDG 惩罚成本对目标函数的影响相对较大，RDG 均为 100%消纳，但相应的系统网损都较大。当成本系数比为 50 时，网损成本的影响越来越大，系统网损逐步降低，但 RDG 消纳也大幅下降，此时 RDG 消纳减少带来的网损成本降低抵消了弃 RDG 惩罚成本的升高。当成本系数比为 100

时，网损和 RDG 消纳进一步降低。在情景 5 中由于配置了 SVC，所以相对情景 4 系统网损有所降低，RDG 消纳有所增加。但当成本系数比为 50 时，与情景 4 相比，情景 5 网损却有少量增加。因为 SVC 的配置虽然可以减小网损，但由于此时 RDG 消纳提升带来的弃 RDG 惩罚成本减少可以抵消网损成本的增加，因此网损增加到 17.6kW，但 RDG 消纳大幅提升。综合上述讨论可以看出，成本系数比可以显著影响配电网的优化运行策略，不同成本系数的选择反映配电网对节能性与经济性的不同侧重水平。

3.2.6 算法求解效率

为了验证本文方法的求解效率，分别利用 CPLEX 求解本文的 MISOCP 模型和 COUENNE 求解原始的非凸 MINLP 模型，对比 1h、8h 及 24h 断面的求解效果，结果见表 9。

表 9 求解效率对比表

Tab.9 Comparison of solving efficiency				
模型类型	求解软件	求解效果		
		1h 断面	8h 断面	24h 断面
MISOCP	CPLEX	1.674s	71.521s	468.647s
非凸 MINLP	COUENNE	>30min	>5h	>5h

从表 9 中可以看出，原始非凸非线性规划模型的求解速度非常缓慢，单个断面的求解时间就需要 30min 以上，8h 断面和 24h 断面模型在运行 5h 之后直接出现了内存溢出问题。反观本文转化后的 MISOCP 模型，由于潮流方程的凸化以及变量乘积的线性化，原模型形式大为简化，求解效率得到了极大提高。

4 结论

本文以提高主动配电网的 RDG 消纳水平为目标，提出了一种考虑动态重构的主动配电网运行优化策略，得出了以下结论：

1) 本文以配电网综合运行成本最低为目标，计及了潮流方程约束和开关动作次数约束条件，同时整合 RDG、无功补偿装置等可调资源，建立了考虑 DNR 的主动配电网优化运行模型，该模型可以准确地描述考虑大规模 RDG 接入时主动配电网的运行需求。

2) 所提出的基于二阶锥松弛及变量乘积线性化的模型转化方法可以对非凸的潮流方程和变量乘积项进行凸化处理，进而将原模型转化为容易求解的 MISOCP 问题，大大降低求解难度。

3) 利用扩展 IEEE 33 节点配电网系统进行算例验证。算例结果表明: 在 RDG 渗透率较高时, DNR 可以大幅提高配电网的 RDG 消纳水平, 改善配电网运行状态; 所考虑的开关动作次数约束可以自动剔除收益较少的重构方案, 从而实现重构带来的经济性和风险性之间的平衡。

考虑到配电网运行的经济性和安全性, 如何选择分段开关及联络开关的 RCS 安装位置是值得进一步研究的问题。

参考文献

- [1] 曾博, 杨煦, 张建华. 考虑可再生能源跨区域消纳的主动配电网多目标优化调度[J]. 电工技术学报, 2016, 31(22): 148-158.
Zeng Bo, Yang Xu, Zhang Jianhua. Multi-objective optimization for active distribution network scheduling considering renewable energy harvesting across regions[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(22): 148-158.
- [2] 范士雄, 蒲天骄, 刘广一, 等. 主动配电网中分布式发电系统接入技术及其进展[J]. 电工技术学报, 2016, 31(增刊 2): 92-101.
Fan Shixiong, Pu Tianjiao, Liu Guangyi, et al. Technologies and its trends of grid integration of distributed generation in active distribution network[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(S2): 92-101.
- [3] 许汉平, 李姚旺, 苗世洪, 等. 考虑可再生能源消纳效益的电力系统“源—荷—储”协调互动优化调度策略[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(17): 18-25.
Xu Hanping, Li Yaowang, Miao Shihong, et al. Optimization dispatch strategy considering renewable energy consumptive benefits based on “source-load-energy storage” coordination in power system[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(17): 18-25.
- [4] 姚良忠, 朱凌志, 周明, 等. 高比例可再生能源电力系统的协同优化运行技术展望[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(9): 36-43.
Yao Liangzhong, Zhu Lingzhi, Zhou Ming, et al. Prospects of coordination and optimization for power systems with high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(9): 36-43.
- [5] 国家发展改革委. 能源发展“十三五”规划[R]. 2016.
- [6] 国家发展改革委. 可再生能源发展“十三五”规划[R]. 2016.
- [7] 尤毅, 刘东, 钟清, 等. 多时间尺度下基于主动配电网的分布式电源协调控制[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(9): 192-198.
You Yi, Liu Dong, Zhong Qing, et al. Multi-time scale coordinated control of distributed generators based on active distribution network[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(9): 192-198.
- [8] 张晓雪, 牛焕娜, 赵静翔. 含微电网的配电网优化调度[J]. 电工技术学报, 2017, 32(7): 165-173.
Zhang Xiaoxue, Niu Huanna, Zhao Jingxiang. Optimal dispatch method of distribution network with microgrid[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2017, 32(7): 165-173.
- [9] 符杨, 廖剑波, 李振坤, 等. 考虑越限风险的主动配电网日前优化调度及运行[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(21): 6328-6338.
Fu Yang, Liao Jianbo, Li Zhenkun, et al. Day-ahead optimal scheduling and operating of active distribution network considering violation risk[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(21): 6328-6338.
- [10] 王健, 谢桦, 孙健. 基于机会约束规划的主动配电网能量优化调度研究[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(13): 45-52.
Wang Jian, Xie Hua, Sun Jian. Study on energy dispatch strategy of active distribution network using chance-constrained programming[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(13): 45-52.
- [11] 国家能源局. 配电网建设改造行动计划(2015—2020 年)[R]. 2015.
- [12] Koutsoukis N C, Siagkas D O, Georgilakis P S, et al. Online reconfiguration of active distribution networks for maximum integration of distributed generation[J]. IEEE Transactions on Automation Science & Engineering, 2017, 14(2): 437-448.
- [13] Rao R S, Ravindra K, Satish K, et al. Power loss minimization in distribution system using network reconfiguration in the presence of distributed generation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(1): 317-325.
- [14] Borghetti A. A mixed-integer linear programming

- approach for the computation of the minimum- losses radial configuration of electrical distribution networks[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(3): 1264-1273.
- [15] Taylor J A, Hover F S. Convex models of distribution system reconfiguration[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(3): 1407-1413.
- [16] Surhone L M, Tennoe M T, Henssonow S F. Second-order cone programming[J]. Mathematical Programming, 2003, 95(1): 3-51.
- [17] 刘一兵, 吴文传, 张伯明, 等. 基于混合整数二阶锥规划的主动配电网有功-无功协调多时段优化运行[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(16): 2575-2583. Liu Yibing, Wu Wenchuan, Zhang Boming, et al. A mixed integer second-order cone programming based active and reactive power coordinated multi-period optimization for active distribution network[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(16): 2575-2583.
- [18] 马草原, 孙展展, 尹志超, 等. 基于双重混合粒子群算法的配电网重构[J]. 电工技术学报, 2016, 31(11): 120-128. Ma Caoyuan, Sun Zhazhan, Yin Zhichao, et al. Reconfiguration of distribution network based on double hybrid particle swarm algorithm[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(11): 120-128.
- [19] Romero-Ramos E, Riquelme-Santos J, Reyes J. A simpler and exact mathematical model for the computation of the minimal power losses tree[J]. Electric Power Systems Research, 2010, 80(5): 562-571.
- [20] Lavorato M, Franco J F, Rider M J, et al. Imposing radiality constraints in distribution system optimization problems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(1): 172-180.
- [21] Jabr R A, Singh R, Pal B C. Minimum loss network reconfiguration using mixed-integer convex programming[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(2): 1106-1115.
- [22] Li Z, Jazebi S, León F D. Determination of the optimal switching frequency for distribution system reconfiguration[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2017, 32(4): 2060-2069.
- [23] Dantas F V, Fitiwi D Z, Santos S F, et al. Dynamic reconfiguration of distribution network systems: a key flexibility option for RES integration[C]//IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe, Milan, Italy, 2017: 1-6.
- [24] 李静, 戴文战, 韦巍. 基于混合整数凸规划的含风力发电机组配电网无功补偿优化配置[J]. 电工技术学报, 2016, 31(3): 121-129. Li Jing, Dai Wenzhan, Wei Wei. A mixed integer convex programming for optimal reactive power compensation in distribution system with wind turbines[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(3): 121-129.
- [25] Johan Löfberg. YALMIP[EB/OL]. [2018-08-13]. <https://yalmip.github.io/>.
- [26] IBM. IBM ILOG CPLEX[EB/OL]. [2018-08-13]. <http://www-01.ibm.com/software/integration/optimization/cplex-optimizer/>.
- [27] Lei Shunbo, Hou Yunhe, Qiu Feng, et al. Identification of critical switches for integrating renewable distributed generation by dynamic network reconfiguration[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2018, 9(1): 420-432.

作者简介

李超 男, 1993 年生, 博士研究生, 研究方向为电力系统优化调度。

E-mail: lx_lichao47@hust.edu.cn

苗世洪 男, 1963 年生, 博士, 教授, 博士生导师, 研究方向为电力系统优化调度、电力系统保护与控制。

E-mail: shmiao@hust.edu.cn (通信作者)

(编辑 崔文静)