

高比例新能源接入的交直流混联配电系统分散 协同调度方法

沈祎淳, 彭弘毅, 晏鸣宇

(强电磁技术全国重点实验室(华中科技大学 电气与电子工程学院), 湖北 武汉 430074)

摘要:针对高比例新能源接入的交直流混联配电系统最优化调度问题,提出一种交直流混联配电系统分布式风险鲁棒备用优化运行的调度方法。首先,构建了交直流混联配电系统两阶段风险鲁棒优化模型,通过引入线性化风险函数刻画新能源出力的不确定性,克服传统区间鲁棒优化方法的保守性,并将优化问题分解为送端与受端2个子问题。其次,提出一种改进的交替方向乘子法,通过送段与受端子问题中换流器功率的迭代替换,并结合原-对偶残差惩罚因子自适应更新,在满足收敛条件时实现计及鲁棒备用的最优调度方案。最后,在2区域12节点和2区域66节点交直流混联配电系统上进行仿真验证。结果表明,所提方法在提升计算性能的同时,显著减少了计算时间。

关键词:交直流混联配电系统;运行风险;鲁棒备用;分布式计算

中图分类号:TM732 文献标志码:A DOI:10.20204/j.sp.2025.10006

Decentralized Cooperative Dispatch Method for AC/DC Hybrid Distribution Systems with High Penetration of Renewable Energy

SHEN Yichun, PENG Hongyi, YAN Mingyu

(State Key Laboratory of Advanced Electromagnetic Engineering and Technology (School of Electrical and Electronic Engineering, Huazhong University of Science and Technology), Wuhan 430074, China)

Abstract: To address the optimal dispatch problem in AC/DC hybrid distribution systems with high penetration of renewable energy, a distributed risk-robust reserve optimization method is proposed. First, a two-stage risk-robust optimization model is established for the AC/DC hybrid distribution system. By introducing a linearized risk function to characterize the uncertainty of renewable energy generation, the conservativeness of traditional interval-based robust optimization methods is overcome. The optimization problem is decomposed into two subproblems: the sending-end and the receiving-end. Next, an improved alternating direction method of multipliers is proposed, which involves the iterative exchange of converter power in the sending-end and receiving-end subproblems. Combined with an adaptive update strategy for primal-dual residual penalty factors, an optimal dispatch scheme considering robust reserve is achieved when convergence conditions are met. Finally, simulations are conducted on a two-area 12-node and a two-area 66-node AC/DC hybrid distribution system. The results demonstrate that the proposed method improves computational performance while significantly reducing computation time.

Key words: AC/DC hybrid distribution system; operational risk; robust reserve; distributed computing

0 引言

近年来,中国推进绿色低碳转型,构建以非化石能源为主导、化石能源为战略托底、新型电力系

统为核心支撑的新型能源体系^[1]。随着接入交流配网的分布式新能源、直流负荷和电源增多,出现了电能质量下降、经济性降低等问题^[2-3]。研究表明,交直流混联配电系统可通过换流器分隔交直流侧,提升新能源消纳能力,保障电能优质可靠,增强运行灵活性^[4-8]。

随着新能源渗透率提升,国内外对交直流混联配电系统展开了许多研究。文献[9]建立了考虑新

基金项目:国家重点研发计划资助项目(2023YFB4005601)
Project Supported by National Key R&D Program of China (2023YFB4005601)

能源不确定性的最大传输能力模型,提高了交直流混合系统的输电安全。文献[10]改进了传统粒子群优化算法,提出了求解交直流混联配电系统的最优调度方案。文献[11]提出了一种针对交直流混联配电系统逆变器的控制策略。文献[12]利用混合整数模型求解交直流混联配电系统的抢修策略。

对于交直流混联配电系统的最优调度问题,众多学者对集中式求解方法展开了研究。文献[13]搭建了计及储能充放电的交直流混合微电网两阶段鲁棒调度模型。文献[14]提出了一种储能损耗成本积分计算模型提高了系统的经济性。文献[15]采用多目标灰狼优化算法优化了系统的调度方式。但是,集中式求解会面临隐私泄露、计算性能不佳等问题。分布式优化调度方法只需通过对本地信息的收集和相邻分区之间的通信即可实现同等效果^[16]。文献[17]提出了系统运行多模式划分方法及协同互助调控策略提高系统的运行稳定性。文献[18]考虑需求响应的互联交直流混合微电网的分布式经济调度模型协调了负荷资源。文献[19]构建了配网分布式能量优化管理架构保障了负荷供电的可靠性。但是,文献[17-19]在建模时未曾考虑新能源出力的不确定性,因此系统的调度会缺乏实时性和抗扰动性。基于交替方向乘子法(Alternating Direction Method of Multipliers, ADMM)的最优调度计算方法是应对这一挑战的有效解决方案。文献[20]采用 ADMM 求解电热气多能耦合微网的调度策略。文献[21]利用 ADMM 求解含多个微电网的智能配电网系统的调度策略。文献[22]将条件风险价值量化方法与 ADMM 深度结合提高了系统的综合收益。然而,文献[20-22]所提方法在求解过程中难以兼顾计算精度与求解效率。

为此,本文提出计及运行风险的交直流混联配电系统分布式鲁棒备用优化调度方法,基于改进 ADMM 与列与约束生成算法(Column-and-Constraint Generation Algorithm, C&CG)建立分布式调度框架,并动态调整目标函数惩罚系数提升收敛性。主要创新点为:1) 建立风险量化鲁棒调度模型,通过线性化风险函数刻画新能源出力不确定性,规避传统区间鲁棒模型过于保守的问题;2) 提出基于 ADMM 的分布式计算框架,实现送受端系统分散自治调度,仅交换有限边界信息以保护用户隐私;3) 提出改进 ADMM 算法,依据原-对偶残差动态修正惩罚因子,大幅提升了分布式计算效率。

1 交直流混联配电系统基本架构

交直流混联配电系统常见拓扑结构包括辐射状、环状和两端式。其中,辐射状系统通常由交流配网、直流配网以及换流器共同构成,其架构如图 1 所示。

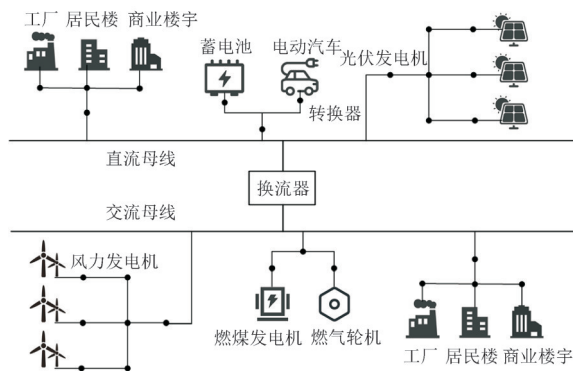


图1 交直流混联配电系统架构
Fig.1 Architecture of AC/DC hybrid distribution system

采用交直流柔性互联架构的配电网系统,显著提升了系统的可调度空间与调节裕度,实现了有功与无功功率的协同控制以及配网潮流优化调度,充分利用分布式电源的出力,有效平衡不同子配电网间的功率交换。此外,该架构通过提高新能源就地高效利用与跨区域互补消纳,显著提升系统能源利用效率。

2 交直流混联配电系统两阶段鲁棒优化模型

2.1 运行风险建模

交直流混联配电系统运行中,新能源出力波动与备用容量匹配失衡会引发 2 类风险:(1) 当新能源实际可调度出力超系统消纳上限时,若向下调节备用不足,将导致弃风光风险;(2) 当出力跌破消纳下限时,若向上调节备用短缺,将导致失负荷风险。因此,根据条件风险价值定义系统运行风险。发生运行风险的概率示意图如图 2 所示。

弃新能源风险为:

$$R_{w,t}^+ = \int_{A_{w,t}^+ \leq \partial \leq P_w^{\max}} (\partial - A_{w,t}^+) p(\partial) d\partial \quad (1)$$

式中: $R_{w,t}^+$ 为新能源发电机 w 在 t 时刻的弃新能源风险; $A_{w,t}^+$ 为可消纳新能源的上界; $\partial, p(\partial)$ 分别为新能源出力及其概率密度函数; $P_w^{\max}$ 为新能源发电机 w 在 t 时刻的最大出力。

失负荷风险为:

$$R_{w,t}^- = \int_{0 \leq \partial \leq A_{w,t}^-} (A_{w,t}^- - \partial) p(\partial) d\partial \quad (2)$$

式中: $R_{w,t}^-$ 为新能源发电机 w 在 t 时刻的失负荷风险; $A_{w,t}^-$ 为可消纳新能源的下界。

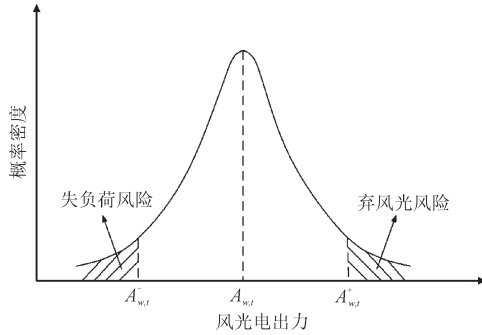


图2 运行风险概率密度与新能源出力示意图

Fig.2 Schematic diagram of operational risk probability density and renewable energy output

2.2 第一阶段优化

第一阶段优化的目标为全部子配电网的运行费用、备用容量费用及运行风险惩罚成本的总和 C^{obj} 最少:

$$\min_{\Omega} C^{\text{obj}} = \sum_{t \in T} \sum_{g \in (G^A \cup G^D)} [C_g P_{g,t} + C_g^P P_{g,t}^+ + C_g^P P_{g,t}^-] + \sum_{t \in T} \sum_{w \in (W^A \cup W^D)} (C_w^{\text{cur}} R_{w,t}^+ + C_w^{\text{loss}} R_{w,t}^-) \quad (3)$$

式中: G^A, G^D 分别为直流配电网和交流配电网中的燃气机组; C_g, C_g^P, C_g^P 分别为燃气机组 g 在 t 时刻的运行、上备用和下备用成本系数; $P_{g,t}, P_{g,t}^+, P_{g,t}^-$ 分别为燃气机组 g 在 t 时刻的运行出力、上备用和下备用出力; W^A, W^D 分别为直流、交流配电网中的风力、光伏发电机; $C_w^{\text{cur}}, C_w^{\text{loss}}$ 分别为弃风弃光和切负荷成本系数; Ω 为第一阶段总系统; T 为总运行时间。

交流配电网的节点功率约束为:

$$\begin{cases} \sum_{k_s^+ \in \Omega_{AL}} P_{k,t} - \sum_{k_s^- \in \Omega_{AL}} (P_{k,t} - I_{k,t}^2 R_k) = P_{s,t,\text{ing}} \\ \sum_{k_s^+ \in \Omega_{AL}} Q_{k,t} - \sum_{k_s^- \in \Omega_{AL}} (Q_{k,t} - I_{k,t}^2 X_k) = Q_{s,t,\text{ing}} \end{cases} \quad (4)$$

式中: k_s^+ 为以节点 s 为首端的支路 k ; k_s^- 为以节点 s 为末端的支路 k ; $P_{k,t}, Q_{k,t}, I_{k,t}$ 分别为支路 k 在 t 时刻的有功、无功及电流; $P_{s,t,\text{ing}}, Q_{s,t,\text{ing}}$ 分别为 t 时刻向节点 s 输入的有功功率和无功功率; R_k, X_k 分别为支路 k 的电阻和电抗; Ω_{AL} 为交流配电网的支路总和。

预调度阶段系统中机组的备用容量约束为:

$$\begin{cases} P_{g,t} + P_{g,t}^+ \leq P_g^{\text{max}} \\ P_{g,t} - P_{g,t}^- \geq P_g^{\text{min}} \\ P_{g,t}^+, P_{g,t}^- \geq 0 \end{cases} \quad (5)$$

式中: $P_g^{\text{max}}, P_g^{\text{min}}$ 分别为直流配电网和交流配电网中燃气机组 g 的最大、最小功率限制。

交直流配电网中线路传输功率约束为:

$$-P_{k,t}^{\text{max}} \leq P_{k,t} \leq P_{k,t}^{\text{max}}, \forall k \in \Omega_{AL} \quad (6)$$

式中: $P_{k,t}^{\text{max}}$ 为交流配电网或直流配电网中线路 k 在 t 时刻能够传输的最大功率。

交直流配电网联络线功率约束为:

$$\begin{cases} P_{u,t} + P_{u,t}^+ \leq P_u^{\text{max}} \\ P_{u,t} - P_{u,t}^- \geq 0 \\ 0 \leq P_{u,t}^+, P_{u,t}^- \leq P_u^{\text{max}} \end{cases} \quad (7)$$

式中: $P_{u,t}$ 为 t 时刻串接换流器的联络线 u 在预调度阶段的有功功率; $P_{u,t}^+, P_{u,t}^-$ 分别为 t 时刻串联换流器所连接的联络线 u 的有功功率可调区间的上、下限; P_u^{max} 为 t 时刻串接换流器的联络线 u 可传输的最大功率; P_u^{max} 为可调区间上下限的最大取值。

2.3 第二阶段优化

第二阶段优化目标为在新能源出力不超出系统最大消纳能力的范围内,严格确保在极端恶劣波动场景中不发生弃风、弃光及负荷削减。目标函数为:

$$\max_U \min_{\Omega^*} \sum_{t \in T} \left(\sum_{w \in (W^A \cup W^D)} \Delta P_{w,t} + \sum_{d \in (D^A \cup D^D)} \Delta P_{d,t} \right) = 0 \quad (8)$$

式中: $\Delta P_{w,t}$ 为新能源发电机 w 在 t 时刻的调整量; $\Delta P_{d,t}$ 为负荷 d 在 t 时刻的调整量; D^A, D^D 分别为在直流、交流配电网中的负荷; Ω^* 为第二阶段总系统; U 为不确定级。

调整后系统内线路传输功率约束为:

$$-P_{k,t}^{\text{max}} \leq P_{k,t}^u \leq P_{k,t}^{\text{max}} \quad (9)$$

式中: $P_{k,t}^u$ 为机组完成出力调整后线路 k 在 t 时刻的传输功率。

新能源出力约束为:

$$0 \leq (P_{w,t} - \Delta P_{w,t}) \leq A_{w,t}^u \quad (10)$$

式中: $P_{w,t}$ 为新能源发电机 w 在 t 时刻第一阶段的出力; $A_{w,t}^u$ 为调整后新能源出力的上限。

调整后新能源出力 $A_{w,t}^u$ 为:

$$\begin{cases} A_{w,t}^u = A_{w,t} + A_{w,t}^+ (A_{w,t}^{\text{max}} - A_{w,t}) \\ -A_{w,t}^- (A_{w,t} - A_{w,t}^{\text{min}}) \\ 0 \leq A_{w,t}^+, A_{w,t}^- \leq 1 \end{cases} \quad (11)$$

式中: $A_{w,t}$ 为第一阶段新能源出力的上限; $A_{w,t}^{\text{max}}, A_{w,t}^{\text{min}}$ 分别为新能源出力上限的最大、最小值。

发电机组的出力调整约束为:

$$P_{g,t} - P_{g,t}^- \leq P_{g,t}^u \leq P_{g,t} + P_{g,t}^+ \quad (12)$$

式中: $P_{g,t}^u$ 为发电机组调整后的出力值。

调整后节点的功率平衡为:

$$P_{u,t}^u - P_{u,t}^u + \sum_{g \in G_s} P_{g,t}^u + \sum_{w \in W_s} (P_{w,t} - \Delta P_{w,t}) - \sum_{d \in D_s} (P_{d,t} - \Delta P_{d,t}) = \sum_{k_s^+ \in \Omega_s} P_{k,t}^u - \sum_{k_s^- \in \Omega_s} P_{k,t}^u \quad (13)$$

式中: $P_{u,t}^u, P_{u,t}^u$ 分别为 t 时刻起点为 s 、终点为 s 的支路

u 调整后的有功功率; $P_{k,t}^u, P_{k,t}^u$ 分别为 t 时刻起点为 s 、终点为 s 线路 k 调整后的传输功率; $P_{d,t}$ 为负荷 d 在 t 时刻的第一阶段出力; D_s 为连接在节点 s 上的负荷。

3 优化模型求解算法

本文所提基于改进 ADMM 的分布式调度框架, 将交直流混联配网两阶段鲁棒优化问题分解为送端、受端系统子问题, 各配网调度中心可独立并行求解。

3.1 基于改进 ADMM 的分布式调度框架

送端子问题与受端子问题的目标函数可以分别表示为式(14)和式(15):

$$\min_{\Omega^s, U^s, \Omega^{s,u}} C^{\text{se}, \text{obj}} = C^{\text{se}} - \sum_{t \in T} \sum_{u \in B} [\delta_{P_{u,t}}^{\text{se}, n} (P_{u,t}^{\text{se}} - \overline{P}_{n,u,t}^{\text{se}}) + 0.5\theta_p^n (P_{u,t}^{\text{se}} - \overline{P}_{n,u,t}^{\text{se}})^2 + \delta_{P_{u,t}}^{\text{se}, n} (P_{u,t}^{\text{se}, +} - \overline{P}_{n,u,t}^{\text{se}, +}) + 0.5\theta_{p^+}^n (P_{u,t}^{\text{se}, +} - \overline{P}_{n,u,t}^{\text{se}, +})^2 + \delta_{P_{u,t}}^{\text{se}, n} (P_{u,t}^{\text{se}, -} - \overline{P}_{n,u,t}^{\text{se}, -}) + 0.5\theta_{p^-}^n (P_{u,t}^{\text{se}, -} - \overline{P}_{n,u,t}^{\text{se}, -})^2]$$

$$\min_{\Omega^r, U^r, \Omega^{r,u}} C^{\text{re}, \text{obj}} = C^{\text{re}} - \sum_{t \in T} \sum_{u \in B} [\delta_{P_{u,t}}^{\text{re}, n} (P_{u,t}^{\text{re}} - \overline{P}_{n,u,t}^{\text{re}}) + 0.5\theta_p^n (P_{u,t}^{\text{re}} - \overline{P}_{n,u,t}^{\text{re}})^2 + \delta_{P_{u,t}}^{\text{re}, n} (P_{u,t}^{\text{re}, +} - \overline{P}_{n,u,t}^{\text{re}, +}) + 0.5\theta_{p^+}^n (P_{u,t}^{\text{re}, +} - \overline{P}_{n,u,t}^{\text{re}, +})^2 + \delta_{P_{u,t}}^{\text{re}, n} (P_{u,t}^{\text{re}, -} - \overline{P}_{n,u,t}^{\text{re}, -}) + 0.5\theta_{p^-}^n (P_{u,t}^{\text{re}, -} - \overline{P}_{n,u,t}^{\text{re}, -})^2]$$

式中: $C^{\text{se}}, C^{\text{re}}$ 分别为送端系统和受端系统的总成本; $C^{\text{se}, \text{obj}}, C^{\text{re}, \text{obj}}$ 分别为送端系统和受端系统在第一阶段的总成本; $\Omega^s, \Omega^{s,u}$ 分别为第一阶段和第二阶段送端总系统; $\Omega^r, \Omega^{r,u}$ 分别为第一阶段和第二阶段受端总系统; U^s, U^r 分别为送端和受端系统的不确定集; $\delta_{P_{u,t}}^{\text{se}, n}, \delta_{P_{u,t}}^{\text{se}, n}, \delta_{P_{u,t}}^{\text{se}, n}$ 分别为第 n 次迭代过程中耦合变量 $P_{u,t}^{\text{se}}, P_{u,t}^{\text{se}, +}, P_{u,t}^{\text{se}, -}$ 的拉格朗日乘子; $\delta_{P_{u,t}}^{\text{re}, n}, \delta_{P_{u,t}}^{\text{re}, n}, \delta_{P_{u,t}}^{\text{re}, n}$ 分别为第 n 次迭代过程中耦合变量 $P_{u,t}^{\text{re}}, P_{u,t}^{\text{re}, +}, P_{u,t}^{\text{re}, -}$ 的拉格朗日乘子; $\theta_p^n, \theta_{p^+}^n, \theta_{p^-}^n$ 则分别为第 n 次迭代过程中 $P_{u,t}, P_{u,t}^+, P_{u,t}^-$ 对应的惩罚因子; $\overline{P}_{n,u,t}^{\text{se}}, \overline{P}_{n,u,t}^{\text{se}, +}, \overline{P}_{n,u,t}^{\text{se}, -}$ 分别为第 $n-1$ 次迭代后相应耦合变量的平均值。

耦合变量的平均值为:

$$\begin{cases} \overline{P}_{n,u,t}^{\text{se}} = (P_{u,t}^{\text{se}, n-1} + P_{u,t}^{\text{se}, n-1})/2 \\ \overline{P}_{n,u,t}^{\text{se}, +} = (P_{u,t}^{\text{se}, +, n-1} + P_{u,t}^{\text{se}, +, n-1})/2 \\ \overline{P}_{n,u,t}^{\text{se}, -} = (P_{u,t}^{\text{se}, -, n-1} + P_{u,t}^{\text{se}, -, n-1})/2 \end{cases} \quad (16)$$

式中: $P_{u,t}^{\text{se}, n-1}, P_{u,t}^{\text{se}, +, n-1}, P_{u,t}^{\text{se}, -, n-1}$ 分别为第 $n-1$ 次迭代中送端在 t 时刻联络线 u 上的传输功率、传输功率上限和下限; $P_{u,t}^{\text{re}, n-1}, P_{u,t}^{\text{re}, +, n-1}, P_{u,t}^{\text{re}, -, n-1}$ 分别为第 $n-1$ 次迭代中受端在 t 时刻联络线 u 上的传输功率、传输

功率上限和下限。

3.2 子问题的求解

送端子问题和受端子问题可以利用 C&CG 算法进行求解。本文以送端子问题求解为例, 详细说明具体求解过程。将送端子问题转化为紧凑形式, 如式(17)一式(20)所示:

$$\begin{cases} \min_{a, b \in \Omega} C_1 = (c_a)^T a = C_2 - [\delta^T (b - \bar{b}) + (\theta^n)^T \|b - \bar{b}\|_2^2] \\ \min_{a^u \in \Omega^u} C_3 = (c_a^u)^T a^u \\ \max_{x \in U} C_4 = (c_w^u)^T A_w^u + C_3 \end{cases} \quad (17)$$

$$\Omega = \{Ja + Kb \leq m\} \quad (18)$$

$$U = \left\{ \begin{matrix} H_w q_w \leq h_w \\ H_u q_u \leq h_u \end{matrix} \right\} \quad (19)$$

$$\Omega^u = \{J^u a^u \leq Oa + L(b \circ q_u) + Nq_w + r\} \quad (20)$$

式中: C_1 为第一阶段送、受端系统内部燃气发电机和负荷成本; C_2, C_4 分别为紧凑形式下送、受端系统第一阶段成本和第二阶段成本; C_3 为第二阶段送、受端系统内部燃气发电机和负荷成本; a, b 分别为第一阶段送端系统内部的变量和联络线上的耦合变量; a^u 为第二阶段送端系统内部的变量; A_w^u 为第二阶段新能源出力; q_w, q_u 分别为新能源出力和联络线上功率的不确定性; δ, θ^n 分别为拉格朗日乘子和惩罚因子构成的向量; $c_a, c_w^u, c_a^u, J, K, m, H_w, H_u, h_w, h_u, O, L, N, r$ 分别为目标函数和约束条件中相应的常数矩阵; J^u 为 J 在第二阶段调整后的常数矩阵; 符号 $\circ$ 为哈达玛积。

通过式(17)一式(20)的送端子问题紧凑形式, 可以得到采用 C&CG 算法求解过程中的主问题和子问题。主问题可表示为:

$$\min_{a, b \in \Omega} C_1 = C_5 - [\delta^T (b - \bar{b}) + (\theta^n)^T \|b - \bar{b}\|_2^2 + \lambda] \quad (21)$$

$$\text{s.t. } Ja + Kb \leq m \quad (22)$$

$$\lambda \geq (c_w^u)^T A_{w(j)}^{u*} + (c_a^u)^T a_{(j)}^u \quad (23)$$

$$J^u a_{(j)}^u \leq Oa + L(b \circ q_{u(j)}^*) + Nq_{w(j)}^* + r \quad (24)$$

子问题可表示为:

$$\max C_6 = (c_a^u)^T A_w^u = C_7 - [Oa_{(j)}^* + L(b_{(j)}^* \circ q_u) + Nq_w + r]^T \xi \quad (25)$$

$$\text{s.t. } (J^u)^T \xi \leq c_a^u \quad (26)$$

$$\xi \leq 0 \quad (27)$$

$$q_w, q_u \in U \quad (28)$$

式中: C_5, C_7 分别为分解后主问题和子问题的成本; C_6 为第二阶段新能源发电机出力成本; $A_{w(j)}^{u*}, q_{u(j)}^*$,

$q_{w(j)}^*, a_{(j)}^*, b_{(j)}^*$ 分别为对应变量在第 j 次迭代中的数值; λ 为主问题目标函数中的常数, ξ 为子问题目标函数中的常数矩阵。

C&CG 算法求解流程为:

1) 初始化设置迭代次数 $i=1$, 目标函数下界为 $L_B = -\infty$, 目标函数上界为 $U_B = +\infty$ 。

2) 求解得到主问题目标函数式(21)的最优解 V_i 和对应的调度方案 $a_{(i)}^*$, 更新目标函数下界为 $L_B = V_i$ 。

3) 根据 $a_{(i)}^*$ 求解得到子问题目标函数式(25)的最优解 L_i 和最恶劣运行场景的调度方案 $q_{(i)}^*$ 。修改主问题中式(23)一式(24)的相关系数, 更新目标函数上界为 $U_B = \min \{U_B, (c_a)^T a_{(i)}^* + L_i\}$ 。

4) 收敛性判定, 若 $|(U_B - L_B)/L_B| \leq e$ (e 为收敛判断常数), 则目标函数收敛, 迭代结束; 否则, 进行一次迭代, 并返回 2)。

为实现改进 ADMM 在交直流混联配电系统两阶段鲁棒优化模型的收敛性与分布式协同求解, 需将通过 C&CG 算法得到的最优调度方案中的部分变量代入式(29)中, 以更新送端子问题与受端子问题中的拉格朗日乘子。

$$\begin{cases} \delta_{P_{u,d}}^n = \delta_{P_{u,d}}^{n-1} + \theta_P^n (P_{u,d}^{n-1} - \overline{P_{n,u,d}}) \\ \delta_{P_{P',u,d}}^n = \delta_{P_{P',u,d}}^{n-1} + \theta_{P'}^n (P_{P',u,d}^{n-1} - \overline{P_{n,u,d}^+}) \\ \delta_{P_{P'',u,d}}^n = \delta_{P_{P'',u,d}}^{n-1} + \theta_{P''}^n (P_{P'',u,d}^{n-1} - \overline{P_{n,u,d}^-}) \end{cases} \quad (29)$$

4 算例分析

4.1 2区域12节点交直流混联配电系统

2区域12节点交直流混联配电系统的拓扑图如图3所示。

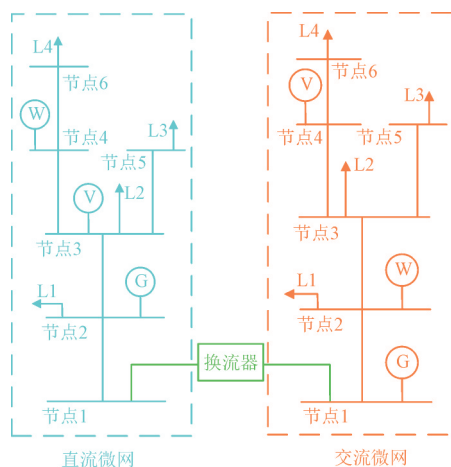


图3 2区域12节点交直流混联配电系统的拓扑图
Fig.3 Topology of two-area 12-node AC/DC hybrid distribution system

其中, 直流配电网有1台燃气轮机(G)、1台光伏发电(V)、1台风力发电机(W)、4个负荷(L_1-L_4)、5条传输线和6个节点, 交流配电网与直流配电网相同, 交直流配电网间通过换流器相连。

交直流混联配电系统总装机容量 295 kW, 峰值负荷 243 kW, 其中直流配网风机与光伏最大容量均为 10 kW, 交流配网风机与光伏最大容量均为 20 kW。求解器的数值精度与 C&CG 算法的收敛判据设置为相对误差容限 0.02%, 而改进 ADMM 的收敛判据采用绝对误差阈值 0.1 kW。其他关键参数的初始值如下: 初始惩罚因子 θ_P 和 $\theta_{P'}$ 的值设置为经验值 1 和 1.5^[23]; 耦合变量平均值 $\overline{P_{u,d}}, \overline{P_{u,d}^+}, \overline{P_{u,d}^-}$ 的初始值均设置为其对应联络线线路容量的 10%; 朗格朗日乘子 $\delta_{P_{u,d}}, \delta_{P_{P',u,d}}, \delta_{P_{P'',u,d}}$ 的初始值设置为 0。新能源出力的不确定性采用正态分布进行描述, 其标准差取预测值的 10%。在鲁棒优化模型中, 相应不确定集的偏差边界设置为 2 倍标准差。

为了说明交直流混联配电系统协同调度的优势, 本文基于 2 区域 12 节点交直流混联配电系统设计了 3 个算例为: 算例 1, 交流配网和直流配网之间没有能量流动, 均采用孤岛独立调度模式; 算例 2, 交流配网和直流配网仅在预调度决策阶段协同调度; 算例 3, 交流配网和直流配网同时在预调度决策和再调度决策阶段协同调度。

由于系统中的部分参数来源于文献[24], 不同算例下的成本比较如表 1 所示。

表1 不同算例下的成本比较
Table 1 Cost comparison under different cases \$

算例	直流配网成本	交流配网成本	总成本
1	22 135	19 541	41 676
2	18 112	14 533	32 645
3	17 996	13 783	31 779

从表 1 可以看出, 交直流混联配网系统采用协同调度模式相较于孤岛独立调度模式在经济上更具优势。算例 2 与算例 3 的总运行成本较算例 1 分别降低 9 031\$ 和 9 897\$, 成本削减幅度分别达 21.67% 与 23.75%。这是由于通过对交直流混联配电系统进行协同调度, 避免了直流配网和交流配网中的发电资源过度使用或未充分利用, 从而获得了更好的经济效益。相较于算例 2, 算例 3 在为交流和直流配网同步配置协同备用服务的前提下, 交流配网和直流配网的运行成本仍下降。这是由于两阶段备用协同增加促进了交直流配网中的新能源出力, 改善了可再生能源的利用率。因此, 交直流

混联配电系统协同调度可以降低系统的总成本,考虑备用协同调度可以进一步提高新能源的利用率。

随着新能源渗透率的持续提升,交直流混联配电网系统可能呈现功率倒送现象,即直流配电网向交流配电网逆向输电。本文构建的线性化潮流模型可有效表征此类特殊运行工况,且能充分体现系统调度的灵活性。算例3预调度阶段联络线功率及其可行调节区间如图4所示。从图4可以看出,可调区间在每个时段都会发生变化,其最小占总容量的3%,最大占总容量的20%,上下浮动范围很大,这一特性直观体现了系统在不同工况下的灵活调节潜力。此外,在低谷负荷时段,如1:00—3:00与17:00—24:00,当新能源出力超越负荷需求时即会产生反向功率的流动。而在此工况下交流配网与直流配网具备协同调控能力,二者可在再调度阶段通过动态协同优化联络线功率,结合上述随时段变化的宽幅可调区间,使调度计划能紧密跟随新能源出力的随机波动特性。

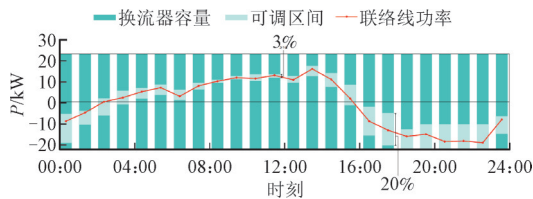


图4 交直流混联配电系统预调度阶段联络线功率及可调区间

Fig.4 Tie-line power and adjustable interval in pre-dispatch stage of AC/DC hybrid distribution system

分别使用改进后的ADMM方法和原始ADMM方法求解算例3,得到不同方法的收敛曲线如图5所示。

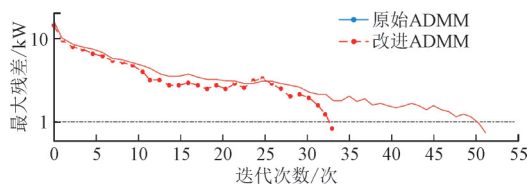


图5 基于算例3的改进ADMM与原始ADMM收敛特性对比

Fig.5 Comparison of convergence characteristics between improved and original ADMM for case 3

从图5可以看出,改进后的ADMM方法相比于原始ADMM方法收敛时的迭代次数更少。因此,改进ADMM方法的计算性能更好,求解时间更短。

4.2 2区域66节点交直流混联配电系统

2区域66节点互联多配电网系统中,直流配电

网中有4台燃气发电机、3台光伏发电机、3台风力发电机、37条传输线和33个节点;交流配电网中有3台微型燃气轮机、1台光伏发电机、2台储能、37条传输线和33个节点。不同配网间通过换流器相连。

交直流混联配电系统中,交流配电网峰值负荷214 kW,直流配电网的峰值负荷为208 kW。交、直流配电网中,风机与光伏最大容量均为20 kW。求解器数值精度与C&CG算法收敛判据设为相对误差容限0.2%,改进ADMM收敛判据采用绝对误差阈值1 kW。关键参数初始值如下:初始惩罚因子 θ_p 和 $\theta_{p'}$ 的值设置为经验值1和1.5^[23];耦合变量平均值 $\overline{P_{u,d}}$, $\overline{P_{u,d}^+}$ 和 $\overline{P_{u,d}^-}$ 的初始值设置为其对应联络线线路容量的10%;朗格朗日乘子 $\delta_{P_{u,d}}$, $\delta_{P_{u,d}^+}$ 和 $\delta_{P_{u,d}^-}$ 的初始值设置为0。新能源出力不确定性建模为标准差为预测值10%的正态分布,鲁棒优化模型中其偏差不确定集边界为2倍标准差。

为了分析鲁棒优化模型较确定性模型的优势,本文设计了3个算例为:算例4,采用确定性优化方法,系统总运行备用容量不低于负荷预测总量的10%;算例5,采用鲁棒优化方法,将其不确定性集合设置为 $[0.7A^0, 1.1A^0]$;算例6,采用鲁棒优化方法,将其不确定性集合设置为 $[0.6A^0, 1.2A^0]$ 。 A^0 为预测值。

基于2区域66节点的交直流混联配电系统3个算例的运行成本、负荷缺失期望值及最大负荷缺失量如表2所示。从表2可以看出,计及新能源出力波动特性的鲁棒优化模型,相比确定性模型,其负荷缺失的期望水平与极端值均显著下降。具体而言,算例6在实现运行成本低于算例4的同时,其期望负荷缺失量也较算例4更低。此外,对比算例5与算例6可见,不确定集范围较大的算例6在负荷保障方面表现更优。然而,为应对新能源不确定性所需调动的额外发电资源,也使得其运行成本相应增加。因此,应用鲁棒优化方法能有效提升负荷供应可靠性,并可通过合理调控不确定集尺度,实现系统运行经济性与供电可靠性的协同优化。

表2 不同算例下运行结果对比

Table.2 Comparison of operational results under different cases

算例	运行成本/ ($\times 10^5$ \$)	负荷缺失期望值/ kW	最大负荷缺失量/ kW
4	2.064	10.56	80.69
5	2.043	1.18	9.33
6	2.056	0.32	2.13

2区域66节点交直流混联配电系统中算例4与算例5的系统备用结果分别如图6(a)与图6(b)

所示。从图6可以看出,算例4未纳入新能源出力波动性,仅需满足确定性的最小备用约束,因此其各时段的上、下调备用容量均设定为相同值。然而,这种基于固定值的备用配置机制存在难以灵活调度的缺点,难以动态响应实时运行工况的变化,容易出现备用容量不足或冗余风险。相较之下,算例5所采用的鲁棒优化模型充分计及了新能源出力的随机波动不确定性,并据此对备用容量进行协同优化。该模型不仅增强了系统应对波动的动态鲁棒性能,同时也提升了运行的经济性。

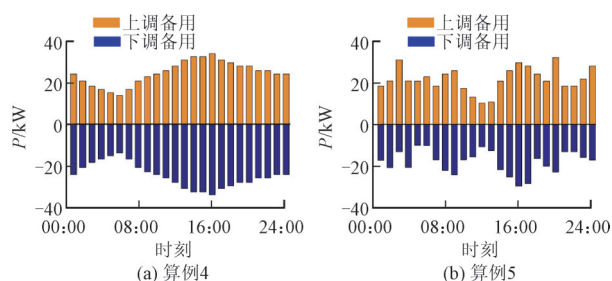


图6 算例4与算例5的系统备用结果

Fig.6 System reserve results of case 4 and case 5

图7呈现了算例6的新能源出力预测值及其可消纳新能源域范围。

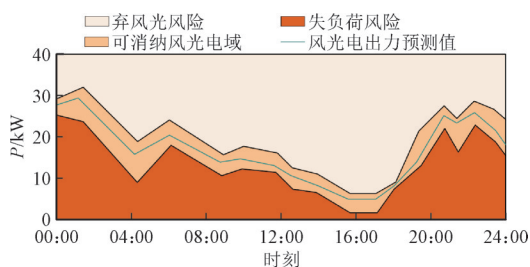


图7 算例6的预测新能源出力与可消纳新能源域

Fig.7 Forecasted renewable energy output and acceptable renewable energy domain for case 6

分析表明,优化后得到的新能源出力不足场景的不确定集置信区间较大,说明系统通过配置充足的上调备用容量,能够在实际出力低于预测值时仍保障安全运行。与新能源出力不足的场景相比,新能源出力过剩场景对应的不确定集置信区间显著收窄。该结果表明,在此情况下系统配置下调备用容量的成本已超过因弃风弃光所带来的惩罚损失。为提升可消纳新能源域的上限,可通过提高初始惩罚系数来增加单位弃新能源量的经济损失。相较于直接扩展不确定集范围,该方法可以更有效的平衡系统运行经济成本和降低新能源消纳风险。

5 结论

针对交直流混合配电系统对备用发电资源的

需求,本文提出一种改进ADMM的风险鲁棒优化框架,并设计了一种分布式协同调度机制。通过算例的验证与分析,得到如下结论:

1)交直流混联配电系统模型在新能源预调度阶段,同步求解换流器功率设定值与动态调节范围,赋予系统应对新能源波动的自适应能力,降低运行成本。

2)系统协同运行调度框架中,风险量化鲁棒优化模型实现新能源出力不确定性表达,风险线性化函数规避传统模型过保守问题;算例显示,相较确定性调度,该方法纳入极端工况、优化备用配置,能以更低成本实现更高安全性调度。

3)基于改进交替方向乘子法,构建保护区域信息私密的分布式调度框架与区域分解机制,将原问题解耦为可并行求解子问题,实现完全分布式并行求解,算例验证了方案的可行性。

参考文献

- [1] 徐睿婕,任永峰,祝荣,等.基于绿证-碳交易交互机制与合作博弈理论的IES系统低碳经济调度[J].太阳能学报,2024,45(9):91-100.
XU Ruijie, REN Yongfeng, ZHU Rong, et al. Low carbon economic dispatch of ies based on green certificate-carbon trading interaction mechanism and cooperative game theory[J]. Acta Energaie Solaris Sinica, 2024, 45(9):91-100.
- [2] 叶方慧,熊国江,杨翌昕,等.基于增强型鲸鱼优化算法的交直流互联配电网经济调度[J].现代电子技术,2024,47(18):15-21.
YE Fanghui, XIONG Guojang, YANG Zhaoxin, et al. AC/DC interconnected distribution network economic dispatch based on EWOA[J]. Modern Electronics Technique, 2024, 47(18):15-21.
- [3] 魏斌,韩肖清,李雯,等.融合多场景分析的交直流混合微电网多时间尺度随机优化调度策略[J].高电压技术,2020,46(7):2359-2369.
WEI Bin, HAN Xiaoqing, LI Wen, et al. Multi-time scale stochastic optimal dispatch for AC/DC hybrid microgrid incorporating multi-scenario analysis[J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(7):2359-2369.
- [4] 王成山,王守相.智能微网在分布式能源接入中的作用与挑战[J].中国科学院院刊,2016,31(2):232-240.
WANG Chengshan, WANG Shouxiang. The role and challenge of smart microgrid in the integration of distributed energy resources[J]. Bulletin of Chinese Academy of Sciences, 2016, 31(2):232-240.
- [5] 董晓峰,苏义荣,吴健,等.支撑城市能源互联网的主动配电网方案设计及工程示范[J].中国电机工程学报,2018,38(S1):75-85.
DONG Xiaofeng, SU Yirong, WU Jian, et al. Scheme design and engineering demonstration of active distribution network supporting city energy internet[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(S1):75-85.
- [6] 曾嵘,赵宇明,赵彪,等.直流配电关键技术研究与应用展望[J].中国电机工程学报,2018,38(23):6791-6801,7114.
ZENG Rong, ZHAO Yuming, ZHAO Biao, et al. A prospective look

- on research and application of DC power distribution technology[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(23): 6791–6801, 7114.
- [7] SABZIAN MOLAEI Z, ROKROK E, DOOSTIZADEH M. A unified power flow approach using VSC-efficiency for AC-DC distribution systems operating at grid connected and islanded modes[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2021, 130: 106906.
- [8] 贺之渊, 杨杰, 吴亚楠, 等. 能源转型下的未来交流和直流联合运行模式及发展趋势探讨[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(1): 99–114.
HE Zhiyuan, YANG Jie, WU Yanan, et al. Investigation on the future AC and DC combined operation form and development trend under energy transition[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(1): 99–114.
- [9] 张艳, 张旭, 张静怡, 等. 考虑风电不确定性的沙戈荒新能源基地交直流混合外送系统最大传输能力评估[J]. 电力建设, 2024, 45(12): 174–186.
ZHANG Yan, ZHANG Xu, ZHANG Jingyi, et al. Evaluation of total transmission capacity of AC-DC hybrid delivery system in desert new energy base considering the uncertainty of wind power[J]. Electric Power Construction, 2024, 45(12): 174–186.
- [10] 杨雪梅, 张文庆, 邹文文, 等. 考虑绿证交易和碳排放约束的交直流混合微网低碳优化调度[J]. 智慧电力, 2025, 53(1): 9–16.
YANG Xuemei, ZHANG Wenqing, ZOU Wenwen, et al. Low-carbon optimal scheduling for AC/DC hybrid microgrid considering green certificate trading and carbon emission constraints[J]. Smart Power, 2025, 53(1): 9–16.
- [11] 何金陵, 沈力, 奚梦婷, 等. 交直流混联配电网运行模式分析及切换控制[J]. 电力电子技术, 2024, 58(5): 73–76, 79.
HE Jinling, SHEN Li, XI Mengting, et al. Operation mode analysis and switching control of AC/DC hybrid distribution network[J]. Power Electronics, 2024, 58(5): 73–76, 79.
- [12] 常康, 郁琛, 谢云云, 等. 考虑多配电网功率互济的交直流混联配电网灾后抢修策略[J]. 电力自动化设备, 2025, 45(3): 194–200.
CHANG Kang, YU Chen, XIE Yunyun, et al. Post-disaster repair strategy of AC/DC hybrid distribution network considering interconnection power supply among multiple distribution networks [J]. Electric Power Automation Equipment, 2025, 45(3): 194–200.
- [13] 李奇, 黄兰佳, 邱宜彬, 等. 含EVs的交直流混合微电网两阶段鲁棒调度优化[J]. 西南交通大学学报, 2022, 57(1): 36–45.
LI Qi, HUANG Lanjia, QIU Yibin, et al. Two-stage robust scheduling optimization of AC/DC hybrid microgrid with electric vehicles[J]. Journal of Southwest Jiaotong University, 2022, 57(1): 36–45.
- [14] 邱海峰, 赵波, 林达, 等. 计及储能损耗和换流成本的交直流混合微网区域协调调度[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(23): 29–37.
QIU Haifeng, ZHAO Bo, LIN Da, et al. Regional coordinated dispatch in AC/DC hybrid microgrids considering energy storage loss and converter cost[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(23): 29–37.
- [15] EL QOUARTI O, NASSER T, ESSADKI A, et al. AC/DC hybrid microgrid energy management optimization as a decisive factor towards de-carbonization and rational integration of electrical self-generating units using three-objective grey wolf optimization algorithm-Power-to-X and renewable energies solutions[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2025, 138: 1116–1130.
- [16] 吴望铭. 考虑电力交易的多微电网分布式优化经济调度方法研究[D]. 重庆: 重庆大学, 2021.
- [17] 杨志淳, 王晨霞, 蒋东, 等. 交直流微网群系统运行模式划分及协同互助调控策略[J]. 高电压技术, 2024, 50(3): 1111–1121.
YANG Zhichun, WANG Chenxia, JIANG Dong, et al. Operation mode division and cooperative regulation strategy of AC/DC microgrid cluster system[J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(3): 1111–1121.
- [18] 郭国栋, 徐倩雯, 龚雁峰. 考虑需求响应的互联交直流混合微电网的分布式经济调度模型[J]. 电测与仪表, 2023, 60(5): 116–125, 153.
GUO Guodong, XU Qianwen, GONG Yanfeng. A distributed economic dispatching model for networked hybrid AC/DC microgrids considering demand response[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2023, 60(5): 116–125, 153.
- [19] 邓思成, 郑天文, 陈来军, 等. 提高关键负荷供电可靠性的交直流微网分布式能量优化管理策略[J]. 高电压技术, 2021, 47(1): 55–62.
DENG Sicheng, ZHENG Tianwen, CHEN Laijun, et al. Optimal management strategy for distributed energy with enhanced power supply reliability of critical loads for AC/DC hybrid microgrids[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(1): 55–62.
- [20] 曹猛, 解超, 尹纯亚, 等. 计及源荷不确定性的多综合能源微网协同优化运行策略[J]. 电网与清洁能源, 2025, 41(3): 112–124.
CAO Meng, XIE Chao, YIN Chunya, et al. Co-optimized operation strategy for multiple integrated energy microgrids considering source-load uncertainty[J]. Power System and Clean Energy, 2025, 41(3): 112–124.
- [21] 何棋缘, 王嘉睿, 杨永标, 等. 基于交替方向乘子法的配电网-多微电网分布式优化调度模型[J]. 电气工程学报, 2024, 19(4): 62–71.
HE Qiyuan, WANG Jiarui, YANG Yongbiao, et al. Distribution network-multiple microgrids distributed optimization scheduling model based on alternating direction method of multipliers[J]. Journal of Electrical Engineering, 2024, 19(4): 62–71.
- [22] 汤晨阳, 王磊, 江伟建. 计及不确定性风险与电能贡献度的多虚拟电厂协同优化策略[J]. 电力建设, 2025, 46(7): 27–41.
TANG Chenyang, WANG Lei, JIANG Weijian. Collaborative optimization strategy for multiple virtual power plants considering uncertainty risk and energy contribution[J]. Electric Power Construction, 2025, 46(7): 27–41.
- [23] CHEN Z, LI Z S, GUO C X, et al. Fully distributed robust reserve scheduling for coupled transmission and distribution systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(1): 169–182.
- [24] YAN M Y, GAN W, ZHOU Y, et al. Projection method for blockchain-enabled non-iterative decentralized management in integrated natural gas-electric systems and its application in digital twin modelling[J]. Applied Energy, 2022, 311: 118645.

(责任编辑 申光艳)

收稿日期: 2025-07-28; 修改日期: 2025-09-18

作者简介: 沈伟淳(2004), 男, 湖北武汉人, 本科生, 研究方向为微电网优化运行等。E-mail: 2013879275@qq.com