

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2024.04.004

计及配电侧分布式电源的输配协同高收敛性最优潮流研究

陈一丰, 黄铭浩, 董树锋

(浙江大学电气工程学院, 浙江 杭州 310027)

摘要:在电力系统能源转型的背景下,充分利用配电侧分布式电源(distributed generation, DG)对于减少碳排放具有重要意义。而随着DG的广泛接入,输配电网之间存在双向功率流动,如果输电网和配电网仍然按照传统的等值方法进行最优潮流计算,将无法获得精确结果。因此文中建立输配协同全局最优潮流优化模型,采用节点撕裂的方法解耦输配电网的耦合变量。在此基础上,通过数学推导得到模型的不动点迭代形式,考虑到传统的异构分解(heterogeneous decomposition, HGD)算法只利用最新的计算结果进行迭代计算,结合数学领域的安德森加速思想,利用历史迭代值对不动点迭代进行优化,提出基于安德森加速的HGD算法。经算例测试,该算法能充分利用配电侧DG。与其他算法进行对比,结果显示,该算法准确度高,收敛性能相较于HGD算法有显著提高。

关键词:输配协同;最优潮流;收敛性;安德森加速;分布式电源(DG);不动点理论

中图分类号: TM744

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2024)04-0036-09

0 引言

电力工业作为主要的碳排放能源,占我国能源活动碳排放的40%左右^[1],电力工业的减碳已成为一项关键任务^[2-4]。因此在电力系统调度中充分考量配电侧分布式电源(distributed generation, DG),是支撑我国减少碳排放的重要方式^[5-7]。

随着DG的接入,配电网的主动性不断增强^[8],输配电系统的耦合性也随之增强,传统的分层分级管理体制将不再适用于电力系统的优化调度。若仍按照传统的输配电网最优潮流计算方法,即在输电网优化调度中将配电网视作PQ节点,在配电网优化调度中将输电网视作PV节点,将无法获得精确的结果^[9-11]。

为了充分利用配电网的有源性,减少边界功率失配,并获得更经济的结果,提出异构分解(heterogeneous decomposition, HGD)算法^[12]、交替方向乘子法^[13]、目标级联法^[14]、最优条件分解法^[15]、辅助问题原理法^[16]等交替迭代方法,用于求解输配协同分布式最优潮流模型。

然而随着DG装机容量的不断增加,电力系统的运行环境愈加复杂,HGD算法在大规模系统、配电网存在环状拓扑、配电网重载等场景下可能无法收敛^[17]。

为了提升交替迭代算法的收敛性,文献[18]提出基于响应函数的交替迭代方法,减小复合映射的

谱半径;文献[19]提出一种迭代修正的优化HGD算法,对输配协同最优潮流进行求解,算例分析证明该优化算法具有更好的收敛效果;文献[20]采用改进的多参数二次规划方法,通过预先定义可行割集和重构二次规划的目标函数来改进收敛性。这些方法均对传统的方法做出了改进,但是没有改变其简单不动点迭代的本质。文献[21-22]提出免迭代的求解方法,规避了收敛性问题,提高了计算效率,但通常需要牺牲一些精度。

为了在不牺牲精度的前提下,提高输配协同最优潮流的收敛性,并适用于大规模系统、配网成环、重载等多种运行场景,文中推导证明输配协同最优潮流模型在本质上具有不动点迭代的数学形式,从而结合数学领域的安德森加速思想,提出一种改进算法对模型进行求解。经算例测试,所提算法能充分计及配电侧DG的主动性,减少发电成本,同时减少碳排放。算法对比证明所提算法的收敛速度和收敛性能相较于HGD算法有显著提高。

1 输配协同最优潮流模型

1.1 输配协同最优潮流全局优化具体模型

输配协同系统可分为输电网,边界区域和配电网三部分,如图1所示。采用输配全局模型对输配电网进行协同分析计算。需要说明的是,不同层级的调度部门分别对输配电网进行管理,输配电网的分析计算、优化调度等仍然由各自独立执行,文中所提的“协同”指的是输配两个层级之间的协同,譬如实际电网中地调与县调之间,不是真正地将输配电网所有的线路和潮流数据进行一体化协同建模。

收稿日期:2024-01-12;修回日期:2024-03-25

基金项目:国家电网有限公司总部科技项目(5108-2023560-49A-1-1-ZN)

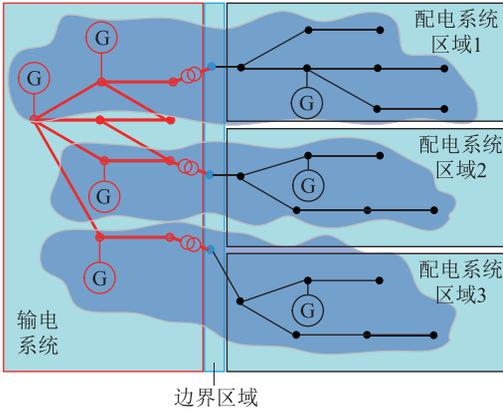


图1 输配协同系统

Fig.1 The transmission and distribution coordination system

广义的输配协同全局优化数学模型为:

$$\begin{cases} \min(C_T(\mathbf{u}_T, \mathbf{x}_T, \mathbf{x}_B) + C_D(\mathbf{u}_D, \mathbf{x}_D, \mathbf{x}_B)) \\ \text{s.t. } \mathbf{f}_T(\mathbf{u}_T, \mathbf{x}_T, \mathbf{x}_B) = \mathbf{0} \\ \mathbf{f}_B(\mathbf{x}_T, \mathbf{x}_B, \mathbf{x}_D) = \mathbf{0} \\ \mathbf{f}_D(\mathbf{u}_D, \mathbf{x}_D, \mathbf{x}_B) = \mathbf{0} \\ \mathbf{g}_T(\mathbf{u}_T, \mathbf{x}_T, \mathbf{x}_B) \geq \mathbf{0} \\ \mathbf{g}_D(\mathbf{u}_D, \mathbf{x}_D, \mathbf{x}_B) \geq \mathbf{0} \end{cases} \quad (1)$$

式中: C_T 、 C_D 分别为输、配电网的发电成本; \mathbf{x}_T 、 \mathbf{x}_B 、 \mathbf{x}_D 分别为输电网、边界区域和配电网的状态变量; \mathbf{u}_T 、 \mathbf{u}_D 分别为输电网、配电网的控制变量; \mathbf{f}_T 、 \mathbf{f}_B 、 \mathbf{f}_D 分别为输电网、边界区域和配电网的潮流方程约束; \mathbf{g}_T 、 \mathbf{g}_D 分别为输、配电网中的不等式约束。文中简化矩阵的大小比较均为其中对应位置元素的大小比较, 后文不再赘述。

分布式迭代法求解输配协同模型的基本思路为: 对输配网的状态变量进行解耦, 将其分解成输电网子问题和配电网子问题, 对其依次迭代求解。

状态变量的解耦须具备以下前提:

$$\mathbf{f}_B(\mathbf{x}_T, \mathbf{x}_B, \mathbf{x}_D) = \mathbf{f}_{TB}(\mathbf{x}_T, \mathbf{x}_B) - \mathbf{f}_{BD}(\mathbf{x}_B, \mathbf{x}_D) \quad (2)$$

式中: \mathbf{f}_{TB} 、 \mathbf{f}_{BD} 分别为输电网注入边界区域和边界区域注入配电网的潮流方程。式(2)的含义为: 边界区域的潮流方程可以分解为输电网与边界区域的潮流方程和配电网与边界区域的潮流方程之差, 从而将输电网和配电网的状态变量进行解耦。

这一前提条件可以通过将边界区域实际的潮流方程展开进行验证, 具体推导过程见文献[17]。

在此基础上, 通过“节点撕裂”的方法, 定义 \mathbf{y}_{BD} 为边界注入功率向量, 从而可以将边界区域的潮流方程约束拆分为输、配电网分别和边界区域的功率约束, 即:

$$\mathbf{f}_{TB}(\mathbf{u}_B, \mathbf{x}_T, \mathbf{x}_B) - \mathbf{y}_{BD} = \mathbf{0} \quad (3)$$

$$\mathbf{f}_{BD}(\mathbf{x}_B, \mathbf{x}_D) - \mathbf{y}_{BD} = \mathbf{0} \quad (4)$$

$$\mathbf{y}_{BD} = \begin{bmatrix} \mathbf{P}_{BD} \\ \mathbf{Q}_{BD} \end{bmatrix} \quad (5)$$

式中: \mathbf{u}_B 为边界区域的控制变量; \mathbf{P}_{BD} 、 \mathbf{Q}_{BD} 分别为边界区域注入配电网的有功功率和无功功率。

1.2 输配协同全局优化调度具体模型

新能源出力具有随机波动性, 易受天气和环境等因素影响, 因此一般采用不确定优化调度方法进行计算, 但这将大大增加文中模型的复杂性, 且考虑不确定性的输配协同优化调度缺乏相关研究基础, 计算精度和收敛性无法保证。而确定性的输配协同优化调度在配电网存在环网、重载、大规模系统等场景下, 已经出现发散的情况^[17], 因此文中模型采用的是确定性的可直接调度的 DG, 具体为燃气轮机和燃料电池, 其目标函数可以分别定义为发电成本的二次项函数^[23-24]。目标函数为:

$$\min(C_T + C_D) \quad (6)$$

$$C_T = \sum_{n=1}^{n_G} (c_{2,n} P_{Gn}^2 + c_{1,n} P_{Gn} + c_{0,n}) \quad (7)$$

$$C_D = \sum_{n=1}^{n_{DG}} (c'_{2,n} P_{DGn}^2 + c'_{1,n} P_{DGn} + c'_{0,n}) \quad (8)$$

式中: $c_{2,n}$ 、 $c_{1,n}$ 、 $c_{0,n}$ 分别为输电网中发电机 n 的二次项、一次项和常数项成本系数; $c'_{2,n}$ 、 $c'_{1,n}$ 、 $c'_{0,n}$ 分别为配电网中发电机 n 的二次项、一次项和常数项成本系数; n_G 、 n_{DG} 分别为输、配电网中发电机的数量; P_{Gn} 、 P_{DGn} 分别为输、配电网中发电机 n 的有功功率。

约束条件:(1) 输配电网潮流约束。

$$\begin{cases} P_{Gi} - P_{Li} - \sum_{j=1}^n U_i U_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) = 0 \\ Q_{Gi} - Q_{Li} - \sum_{j=1}^n U_i U_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) = 0 \end{cases} \quad (9)$$

式中: P_{Gi} 、 Q_{Gi} 分别为节点 i 的发电机有功功率和无功功率; P_{Li} 、 Q_{Li} 分别为节点 i 的有功负荷和无功负荷; n 为节点数量; G_{ij} 、 B_{ij} 分别为节点导纳矩阵元素 Y_{ij} 的实部和虚部; θ_{ij} 为节点 i 、 j 之间的电压相位差; U_i 为节点 i 的电压幅值。

(2) 线路容量约束。

$$P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 \leq S_{ij,\max}^2 \quad i, j \in \{\Phi_T, \Phi_D\}; i \neq j \quad (10)$$

式中: P_{ij} 、 Q_{ij} 分别为从节点 i 到节点 j 的线路有功功率和无功功率; $S_{ij,\max}$ 为线路 ij 的最大允许视在功率; Φ_T 、 Φ_D 分别为输、配电网的节点集合。

(3) 电压幅值约束。

$$U_{i,\min} \leq U_i \leq U_{i,\max} \quad i \in \{\Phi_T, \Phi_D\} \quad (11)$$

式中： $U_{i,\max}$ 、 $U_{i,\min}$ 分别为节点 i 电压幅值的上限和下限。

(4) 机组出力约束。

$$P_{Gi,\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi,\max} \quad i \in \Phi_G \quad (12)$$

$$P_{DGi,\min} \leq P_{DGi} \leq P_{DGi,\max} \quad i \in \Phi_{DG} \quad (13)$$

$$Q_{Gi,\min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi,\max} \quad i \in \Phi_G \quad (14)$$

$$Q_{DGi,\min} \leq Q_{DGi} \leq Q_{DGi,\max} \quad i \in \Phi_{DG} \quad (15)$$

$$S_{Gi,\min} \leq S_{Gi} \leq S_{Gi,\max} \quad i \in \Phi_G \quad (16)$$

$$S_{DGi,\min} \leq S_{DGi} \leq S_{DGi,\max} \quad i \in \Phi_{DG} \quad (17)$$

式中： P_{DGi} 、 Q_{DGi} 分别为节点 i 的 DG 有功功率和无功功率； S_{Gi} 、 S_{DGi} 分别为节点 i 的发电机和 DG 总功率；下标 \max 、 \min 分别表示出力的上限、下限； Φ_G 、 Φ_{DG} 分别为发电机和 DG 的集合。

(5) 机组爬坡约束。

$$\begin{cases} P_{Gi,t} - P_{Gi,t-1} \leq R_{up,G,i} \Delta t & t = 2, 3, \dots, T \\ P_{Gi,t-1} - P_{Gi,t} \leq R_{down,G,i} \Delta t & t = 2, 3, \dots, T \end{cases} \quad (18)$$

$$\begin{cases} P_{DGi,t} - P_{DGi,t-1} \leq R_{up,DG,i} \Delta t & t = 2, 3, \dots, T \\ P_{DGi,t-1} - P_{DGi,t} \leq R_{down,DG,i} \Delta t & t = 2, 3, \dots, T \end{cases} \quad (19)$$

式中： $R_{up,G,i}$ 、 $R_{down,G,i}$ 分别为节点 i 的发电机最大向上增加出力速率和最大向下减小出力速率； $R_{up,DG,i}$ 、 $R_{down,DG,i}$ 分别为节点 i 的 DG 最大向上增加出力速率和最大向下减小出力速率； Δt 为时间间隔。

根据上述目标函数及相关约束，输配协同优化调度模型的数学表达式为：

$$\begin{cases} \min(C_T + C_D) \\ \text{s.t. 式(9)一式(19)} \end{cases} \quad (20)$$

式(20)为文中的具体优化模型，根据上一节的广义优化模型，文中模型具有良好的拓展性，可根据实际需要对控制变量、目标函数和约束条件等进行修改。

1.3 输配协同 HGD 算法

输配协同最优潮流全局优化模型的拉格朗日函数为：

$$L = C_T + C_D - \lambda_T^T f_T - \lambda_B^T (f_{TB} - f_{BD}) - \lambda_D^T f_D - \omega_T^T g_T - \omega_D^T g_D \quad (21)$$

式中： λ_T 、 λ_B 、 λ_D 分别为输电网、边界区域和配电网等式约束对应的拉格朗日乘子向量； ω_T 、 ω_D 分别为输、配电网不等式约束对应的非负乘子向量。

根据非线性规划最优解条件，将优化问题转化为确定性问题求解须满足：(1) 拉格朗日函数 L 关于各变量的偏微分等于 0；(2) 满足不等式约束 $g_T \geq 0, g_D \geq 0$ ；(3) 满足互补条件约束式(22)。

$$\begin{cases} \omega_T^T g_T = 0 \\ \omega_D^T g_D = 0 \\ \omega_T \geq 0 \\ \omega_D \geq 0 \end{cases} \quad (22)$$

根据上述条件构造输电网优化子问题和配电网优化子问题：

$$\begin{cases} \min(C_T + C_{Taux}) \\ \text{s.t. } f_T(u_T, x_T, x_B) = 0 \\ g_T(u_T, x_T, x_B) \geq 0 \\ f_{TB}(x_T, x_B) = y_B \end{cases} \quad (23)$$

$$\begin{cases} \min(C_D + C_{Daux}) \\ \text{s.t. } f_D(u_D, x_D, x_B) = 0 \\ g_D(u_D, x_D, x_B) \geq 0 \end{cases} \quad (24)$$

式中： C_{Taux} 、 C_{Daux} 为辅助函数，将其引入分解后的子问题的目标函数中，从而使子问题满足输配全局优化模型的最优性条件。根据非线性规划最优解条件，其关于各变量需满足偏导数为 0，具体推导过程见文献[11]，辅助函数的表达式如下：

$$\begin{cases} \frac{\partial C_{Taux}}{\partial x_B} = \frac{\partial C_D}{\partial x_B} - \frac{\partial f_D^T}{\partial x_B} \lambda_D - \frac{\partial g_D^T}{\partial x_B} \omega_D + \frac{\partial f_{BD}^T}{\partial x_B} \lambda_B \\ \frac{\partial C_{Daux}}{\partial y_B} = \lambda_B \end{cases} \quad (25)$$

将 C_{Taux} 关于 x_B 求偏导的函数记为 h_{BD} ，将辅助函数取为最简单的线性形式：

$$\begin{cases} C_{Taux} = h_{BD}^T x_B \\ C_{Daux} = \lambda_B y_B \end{cases} \quad (26)$$

式中 λ_B 反映了输电网边际收益关于边界节点功率注入的灵敏度，因此 C_{Daux} 反映了配电网功率变化对于输电网目标函数的影响； h_{BD} 为配电网边际收益关于边界节点电压的灵敏度，因此 C_{Taux} 反映了根节点电压变化对于配电网目标函数的影响。

输、配电网优化调度子问题中的耦合量分别为 x_B 和 y_B 。 x_B 对应于边界节点的电压相量， y_B 对应于边界节点的功率相量。

2 基于不动点迭代的收敛性提升方法

2.1 HGD 算法的不动点迭代形式推导

HGD 算法令 $[x_B \ \lambda_B]$ 、 $[y_B \ h_{BD}]$ 在输、配电网优化调度子问题中反复迭代直至满足收敛条件。输配网交替迭代过程中的数据交换内容见图 2。

可见，在配电网优化子问题中，配电网收到来自输电网的边界节点电压相量 U_B 、 θ_B 和系数 λ_B ，并据此求解最优潮流获得全局最优的 DG 出力，得到

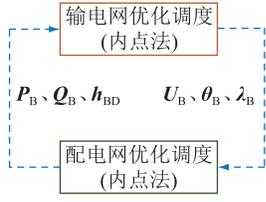


图2 输电网交替迭代

Fig.2 Alternating iteration between transmission networks and distribution networks

配电网优化后的潮流结果,包括边界节点功率 \mathbf{P}_B 、 \mathbf{Q}_B ,并可以由式(25)计算出 \mathbf{h}_{BD} ,将相应的数值发送给输电网。在输电网优化调度子问题中,输电网收到来自配电网的边界节点功率相量 \mathbf{P}_B 、 \mathbf{Q}_B 和系数 \mathbf{h}_{BD} ,并据此求解最优潮流获得全局最优的机组出力,得到拉格朗日乘子向量 $\boldsymbol{\lambda}_B$ 和输电网潮流结果,包括边界节点电压幅值和相角 \mathbf{U}_B 、 $\boldsymbol{\theta}_B$,将相应的数值发送给配电网。输电网交替迭代计算并且更新相应的数值,直到满足收敛条件。

因此,基于HGD算法的输配协同优化调度模型可以视作关于 \mathbf{x}_B 和 $\boldsymbol{\theta}_B$ 的不动点迭代形式,即:

$$[\mathbf{x}_{B,k+1} \ \boldsymbol{\lambda}_{B,k+1}] = \Phi([\mathbf{x}_{B,k} \ \boldsymbol{\lambda}_{B,k}]) \quad (27)$$

式中: k 为迭代次数。

2.2 不动点迭代的安德森加速算法

不动点问题安德森加速的基本形式为:

$$\mathbf{x}_{k+1} = \sum_{z=0}^m \alpha_{z,k} \mathbf{f}(\mathbf{x}_{k-m+z}) \quad (28)$$

式中: \mathbf{x}_{k+1} 为第 $k+1$ 次迭代变量; $\alpha \in (0,1)$ 表示加权系数; z 为加权系数的编号。利用前 m 个迭代值进行更新,从而改进本次迭代值,使其更接近真实解,而优化效果主要取决于加权系数的选取。

假设不动点问题的残差为:

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}) = \mathbf{x} - \mathbf{f}(\mathbf{x}) \quad (29)$$

显然在真实解处残差为0,为了使前 m 个迭代值和当前迭代值的残差和尽可能小,可以构造以下优化问题:

$$\begin{cases} \min \left\| \sum_{z=0}^m \alpha_{z,k} \mathbf{g}(\mathbf{x}_{k-m+z}) \right\| \\ \text{s.t.} \sum_{z=0}^m \alpha_{z,k} = 1 \end{cases} \quad (30)$$

这一优化问题可以转化为无约束的最小二乘问题直接求解,定义系数集合 $\boldsymbol{\gamma}_k = \{\gamma_{0,k}, \gamma_{1,k}, \dots, \gamma_{m-1,k}\}$ 满足:

$$\begin{cases} \alpha_{0,k} = \gamma_{0,k} & i=0 \\ \alpha_{z,k} = \gamma_{z+1,k}^k - \gamma_{z,k} & 1 \leq z \leq m-1 \\ \alpha_{m,k} = 1 - \gamma_{m-1,k} \end{cases} \quad (31)$$

则式(30)可转化为:

$$\min \|\mathbf{g}_k - \mathbf{Y}_k^T\| \quad (32)$$

其中:

$$\mathbf{g}_k = \mathbf{g}(\mathbf{x}_k) \quad (33)$$

$$\mathbf{Y}_k = [\mathbf{y}_{k-m} \ \mathbf{y}_{k-m+1} \ \dots \ \mathbf{y}_{k-1}] \quad (34)$$

$$\mathbf{y}_i = \mathbf{g}_{i+1} - \mathbf{g}_i \quad (35)$$

如果矩阵 \mathbf{Y}_k 满秩,则式(32)的解为:

$$\boldsymbol{\gamma}_k = (\mathbf{Y}_k^T \mathbf{Y}_k)^{-1} \mathbf{Y}_k^T \mathbf{g}_k \quad (36)$$

式(28)可转换为:

$$\begin{aligned} \mathbf{x}_{k+1} = \mathbf{f}(\mathbf{x}_k) - \sum_{j=0}^{m-1} \boldsymbol{\gamma}_{j,k} (\mathbf{f}(\mathbf{x}_{k-m+j+1}) - \mathbf{f}(\mathbf{x}_{k-m+j})) = \\ \mathbf{f}(\mathbf{x}_k) - (\mathbf{S}_k - \mathbf{Y}_k) (\mathbf{Y}_k^T \mathbf{Y}_k)^{-1} \mathbf{Y}_k^T \mathbf{g}_k \end{aligned} \quad (37)$$

其中:

$$\mathbf{S}_k = [\mathbf{s}_{k-m} \ \mathbf{s}_{k-m+1} \ \dots \ \mathbf{s}_{k-1}] \quad (38)$$

$$\mathbf{s}_i = \mathbf{x}_{i+1} - \mathbf{x}_i \quad (39)$$

矩阵 \mathbf{S}_k 包含了最近的 m 个历史迭代值之差,矩阵 \mathbf{Y}_k 存储了相应的残差之差。

2.3 基于安德森加速的HGD算法

由2.1节的推导和式(27)可知,基于HGD算法的输配协同最优潮流也具有不动点迭代的形式^[12],HGD算法只利用最新的计算结果进行迭代计算。然而,在数学领域已经证明可以利用历史迭代值对不动点迭代进行优化,因此文中将安德森加速方法^[19]引入输配协同潮流计算,通过存储历史迭代结果,综合利用多次迭代结果进行边界节点电压更新,从而提高潮流计算的收敛性能。

设置迭代变量 \mathbf{U}_B 、 $\boldsymbol{\theta}_B$ 、 $\boldsymbol{\lambda}_B$ 的初值为1、0、0,为了便于描述,定义变量 $\boldsymbol{\xi}_B$:

$$\boldsymbol{\xi}_B = [\mathbf{U}_B \ \boldsymbol{\theta}_B \ \boldsymbol{\lambda}_B] \quad (40)$$

基于安德森加速的输配协同优化调度具体步骤如下:

(1) 初始化边界节点电压向量 $\mathbf{U}_{B,0}$ 、 $\boldsymbol{\theta}_{B,0}$,拉格朗日乘子 $\boldsymbol{\lambda}_{B,0}$,初始化迭代次数 $k=1$,设置收敛精度 ε ,设置参数 m ;

(2) 根据 $\mathbf{U}_{B,k}$ 、 $\boldsymbol{\theta}_{B,k}$ 、 $\boldsymbol{\lambda}_{B,k}$,由式(26)求解多个配电网优化调度子问题,求得 $\mathbf{P}_{B,k}$ 、 $\mathbf{Q}_{B,k}$ 、 $\mathbf{h}_{BD,k}$;

(3) 根据 $\mathbf{P}_{B,k}$ 、 $\mathbf{Q}_{B,k}$ 、 $\mathbf{h}_{BD,k}$,由式(25)求解输电网优化调度子问题,求得 $\mathbf{g}_k = \boldsymbol{\xi}_{B,k} - \boldsymbol{\xi}_{B,k+1}$ 、 $\mathbf{s}_{k-1} = \boldsymbol{\xi}_{B,k} - \boldsymbol{\xi}_{B,k-1}$ 、 $\mathbf{y}_{k-1} = \mathbf{g}_k - \mathbf{g}_{k-1}$ 、 $\mathbf{U}_{B,k+1}$ 、 $\boldsymbol{\theta}_{B,k+1}$ 、 $\boldsymbol{\lambda}_{B,k+1}$;

(4) 求解存储了最新的 m 个迭代值之差的 \mathbf{S}_k 和残差之差的 \mathbf{Y}_k ;

(5) 根据式(37)更新迭代值 $\boldsymbol{\xi}_{B,k+1}$;

(6) 如果 $\|\boldsymbol{\xi}_{B,k+1} - \boldsymbol{\xi}_{B,k}\| < \varepsilon$,则算法收敛,停止迭代,否则令 $k=k+1$,返回步骤(2)。

2.4 安德森加速算法的收敛性

文献[25]证明了安德森加速迭代法相较于牛

拉法对于初值的敏感度较低,收敛域更大,因此具有更好的收敛性能;文献[26]从数学领域角度对安德森加速算法的收敛性进行了证明,指出当安德森加速算法的加权系数是有界且不动点映射是压缩映射时,安德森加速算法是局部 r 阶收敛的,其中 $r > 1$,又称为超线性收敛,优于HGD算法的一阶收敛特性。

2.5 安德森加速算法的结果最优性

由于最优潮流模型本质上是一个非凸优化问题,所以这一模型无论采用内点法还是牛顿法等非线性优化方法进行求解,都无法从理论上保证结果的全局最优性,但是当算法收敛时,至少能够得到一个可行的局部最优解,这对于日前调度问题仍然具有重要意义。相关研究成果及文中算例表明,在大多数情况中,采用分解算法求解最优潮流问题,能保证得到一个接近全局最优解的近似最优解,从而满足实际工程应用^[11]。

3 算例分析

3.1 测试环境和测试条件

文中利用MATLAB R2018a和MATPOWER 7.0撰写相应的测试代码。输、配电网子问题均采用MATPOWER自带的runopf函数改编进行计算,收敛精度设为 10^{-6} p.u.,最大迭代次数设为100,当输电网和配电网交替迭代计算超过100次而边界参数仍不能收敛时,认为算例发散无法收敛。初始边界电压大小取标幺值1.0,相角取0,拉格朗日乘子 λ_B 初值取0,火电机组的爬坡约束取最大出力的2%,DG的爬坡约束取最大出力的20%,发电机的功率因数一般为0.8~0.9,DG的功率因数一般为0.95~1,因此文中机组总出力上下限取 $S_{Gi,max} = P_{Gi,max}/0.9, S_{Gi,min} = P_{Gi,min}/0.9, S_{DG,max} = P_{DG,max}/0.95, S_{DG,min} = P_{DG,min}/0.95$ 。设置安德森加速中 $m=2$,其余参数采用MATPOWER 7.0的默认设定。

3.2 算例构造

文中构造了算例T6D16、T57D4、T57D4A、T57D1和T118D4。其中,算例T6D16、T57D4用于测试算法的准确性;算例T57D4A、T57D1和T118D4分别模拟负荷重载、配电网存在环网、超大规模系统这3种收敛性恶化的典型场景,用于测试算法的收敛性。

T6D16为一个六节点输电网接有2个主动配电网,系统结构、机组参数和线路等数据来自文献[26]。除算例T6D16外其他算例的命名含义为:T后面的数字表示输电网的算例节点数,D后面的数

字表示配电网的个数。具体算例信息如表1所示,说明如下:(1) case16表示含2个环的16节点配电网,取自文献[27],其余算例均取自MATPOWER中的标准算例;(2)连接边界节点和输电网的变压器支路的阻抗取 $0.002+j0.01$ p.u.(归算到高压侧),并联导纳为0;(3)T57D4A模拟配电网负荷重载的情况,其配电网负荷的有功、无功为T57D4中配电网负荷的2.14倍。

表1 算例信息

Table 1 Example information

算例	输电网算例	配电网算例	接入配电网的输电网节点	接有DG的配电网节点
T57D4	case57	case69	8,9,12,18	15,30,45,61
T57D4A	case57	case69	8,9,12,18	15,30,45,61
T57D1	case57	case16	8,9,12	
T118D4	case118	case69	11,78,82,118	15,30,45,61

DG的信息如表2所示。

表2 DG信息

Table 2 DG information

算例	接入节点	$P_{max}/$ MW	$P_{min}/$ MW	$Q_{max}/$ Mvar	$Q_{min}/$ Mvar	成本函数/ (美元·h ⁻¹)
case69	15	2	0	1	0	$0.07P^2+6P+100$
	30	2	0	1	0	$0.04P^2+4P+80$
	45	0.5	0	1	0	$0.05P^2+5P+60$
	61	1	0	1	0	$0.03P^2+7P+100$

3.3 优化调度效果分析测试

3.3.1 单时段仿真分析

对比输电网独立进行优化调度和输配协同优化调度。输电网独立进行优化调度是指假设配电网根节点电压为1.0 p.u.,独立计算配电网区域的最优潮流,再将根节点处的注入功率代入到输电网独立计算输电网区域的最优潮流,从而得到全网的最优潮流结果。独立优化中的配网优化目标分为配网发电成本最小和DG出力最大。

算例T6D16在3种情况下输电网的出力结果如图3所示。可以发现独立优化(发电成本最小)的计算结果中,DG出力远小于其他2种情况,这是因为在配网的独立计算中,配网潮流优化的目标是自身发电成本,但是就输配网整体而言,配网DG发电成本低于输电网机组。在独立优化(DG出力最大)的计算结果中,DG出力高于输配协同,这是因为独立式计算没有考虑到输配电网之间的耦合关系,而是基于等值模型进行计算。该方法的前提是假设输电系统足够稳定,配电系统的波动基本不影响输电系统的运行,然而DG的广泛接入使得这一

前提不成立,且这种发电方式没有同时满足输电网的各类约束,在实际运行中,配电网的根节点电压可能根本就不是 1.0 p.u.,同时结合 3.4 节的准确性分析,可以认为独立优化的计算结果是不精确、不安全的。

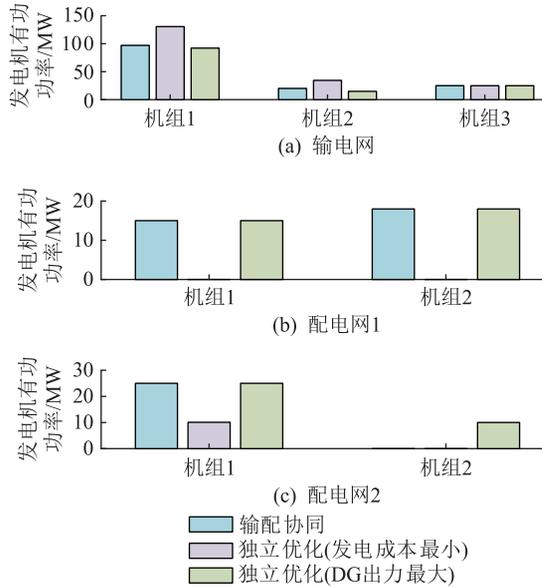


图3 输电网独立优化和输配协同优化的机组出力比较

Fig.3 Comparison of unit output of transmission network independent optimization and transmission and distribution coordination optimization

输配协同优化调度和独立优化(发电成本最小)的发电成本如表 3 所示。

表 3 输电网独立优化和输配协同优化的成本比较

Table 3 Cost comparison between transmission network independent optimization and transmission and distribution coordination optimization

美元·h ⁻¹				
算例	计算方法	输电网发电成本	配电网发电成本	总发电成本
T6D16	独立优化 (发电成本最小)	2 397	410	2 807
	输配协同	1 734	692	2 426
T57D4	独立优化 (发电成本最小)	42 423	0.283 3	42 423
	输配协同	41 498	40.5	41 538

对于算例 T6D16,输配协同优化的总成本相比输电网独立优化的总成本降低了 13.6%,而算例 T57D4 中,成本降低了 2.1%,经济效益相对不突出,这是因为 DG 在算例 T6D16 中的装机占比达到 18%,而算例 T57D4 中 DG 的装机占比仅为 0.11%。

3.3.2 多时段仿真分析

以算例 T6D16 为例,进行 24 h 多时段仿真。以输电网平衡节点所在的发电机为例,输配协同优化

和独立优化(发电成本最小)的各个时间段的发电机出力如图 4 所示。

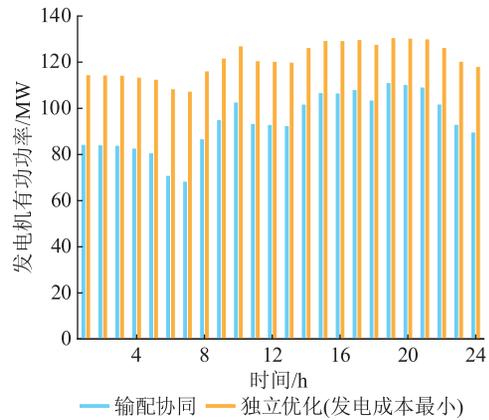


图 4 多时段机组出力结果

Fig.4 Multi period unit output results

可知,在所有时间段,输电网独立优化得到的输电网机组出力都要高于输配协同优化,考虑到输电网以火电为主的机组成本是二次函数,边际成本随着出力增加而增大,而 DG 的碳排放往往要比火电机组少,因此,随着配电网的 DG 装机占比不断增大,输配协同优化调度能将配电网的分布式清洁资源充分利用起来,相比于传统的输电网独立优化调度具有更经济、更环保的优势。

3.4 算法对比

3.4.1 准确性测试

将安德森加速算法、HGD 算法和一体化优化调度算法的计算结果进行对比,从而验证各算法的准确性。

一体化优化调度算法指的是将输、配电网所有的线路和潮流数据进行一体化协同建模计算,如 1.1 节所述,这种模型不符合实际电网的调度情况,在实际电网调度中难以获得输、配电网的全部拓扑和参数,因此在实际调度中没有应用价值。然而,在仿真算例中可以获得输、配电网的全部拓扑和参数信息,因此可以采用已经成熟的内点法对其进行求解,将其结果作为理论研究的精确对照组,验证其他算法的准确性。

表 4 为 3 种算法在不同算例下的准确性比较结果,包括发电成本、迭代次数和计算时间。可以发现,三者的优化调度计算结果在允许的精度误差下是一致的,因此文中方法的准确性得到验证。HGD 算法原本是用于凸优化的算法,应用于非凸优化问题可能带来潜在的误差。但在文中算例的准确性对比分析中,基于安德森加速的 HGD 算法和原始 HGD 算法可以得到误差范围内与一体化调度算法一致的计算结果,即将这种算法应用于文中的非凸

优化问题时没有给计算结果带来显著误差。

表 4 准确性比较
Table 4 Accuracy comparison

算例	算法	输电网迭代次数	计算时间/s	总发电成本/(美元·h ⁻¹)
T6D16	安德森加速	4	0.45	2 426
	HGD	5	0.96	2 426
	一体化调度		0.23	2 426
T57D4	安德森加速	10	1.30	41 538
	HGD	16	4.30	41 538
	一体化调度		0.68	41 538

由表 4 可以发现,安德森加速算法相较于 HGD 算法能够大幅减少迭代次数和计算时间,尽管分布式算法需要反复迭代,相较于一体化调度和独立优化调度需要更多的时间,但计算时间仍为秒级。实际工程中日前调度时间尺度一般为 1 h,日内滚动优化的时间尺度一般为 15 min,因此,安德森加速算法的计算效率在工程应用中完全可以接受,具有较好的实际应用价值。

3.4.2 收敛性测试

表 5 为 3 种算法在不同算例下的收敛性比较结果。比较算例 T57D4A、T57D1 和 T118D4,可以发现传统 HGD 算法在配网重载、存在环网和系统规模较大时,不能在规定的迭代次数内收敛,而安德森加速算法依旧能获得和一体化调度一致的结果。

表 5 收敛性比较
Table 5 Accuracy comparison 美元·h⁻¹

算例	算法	输电网发电成本	配电网发电成本	总发电成本
T57D4A	安德森加速	41 984	40.80	42 025
	HGD			
	一体化调度	41 984	40.80	42 025
T57D1	安德森加速	41 079	731.16	41 810
	HGD			
	一体化调度	41 079	731.16	41 810
T118D4	安德森加速	129 430	40.50	129 470
	HGD			
	一体化调度	129 430	40.50	129 470

文献[18]指出传统的交替迭代方法主要基于数学上的简单不动点迭代,其收敛性与迭代式在最终解处的谱半径息息相关。文献[28]推导证明配电系统根节点的无功功率注入关于根节点电压幅值的灵敏度越小,则谱半径越小,越容易收敛。

配网重载、存在环网和系统规模较大会导致谱半径变大,收敛性能变差,而安德森加速算法能够综合利用多次迭代值进行边界节点电压的更新,

HGD 算法的收敛条件在安德森加速算法中被进一步放松,因此安德森加速算法通常会有更大的收敛域。即使根节点的无功功率注入关于电压幅值的灵敏度相对较大时,安德森加速算法也能在较少的迭代次数内收敛。算法结果说明了基于安德森加速的输配协同调度具有更好的收敛性。

图 5 为算例 T57D1 在 HGD 算法和安德森加速算法下的边界节点电压幅值收敛曲线。可以发现,HGD 算法在迭代的初始阶段能够快速逼近真实解,但从第 7 次迭代开始,边界节点电压幅值围绕真实解上下波动,无法收敛到准确解,而安德森加速算法避免了这种振荡,最终能够达到收敛。

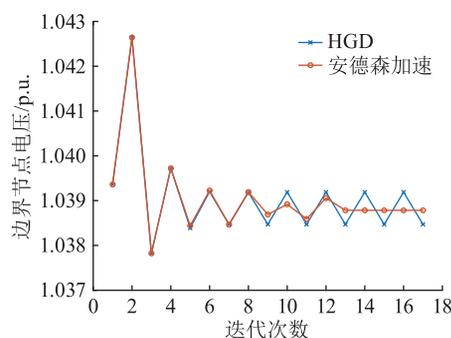


图 5 算例 T57D1 在不同算法下边界节点电压幅值的收敛曲线

Fig.5 Convergence curves of boundary node voltage amplitude of example T57D1 under different algorithms

4 结论

文中采用基于安德森加速的 HGD 算法对输配协同优化模型进行求解,通过算法验证对比,可以得到以下结论:

(1) 输配协同优化调度,相较于输电网独立优化调度可以将配电网的分布式调度资源充分利用起来,在降低发电成本的同时减少碳排放,具有重要的现实意义。

(2) 安德森加速算法在误差范围内能够得到与一体化调度算法一致的计算结果,相较于 HGD 算法具有更好的收敛性能,能够在一定程度上解决配网存在环网、重载、系统规模大等场景下收敛性下降甚至恶化的问题,具有较好的实际应用价值。

在后续研究中,将建立考虑 DG 不确定性的输配协同优化模型,进一步研究考虑 DG 不确定性的输配协同最优潮流收敛性提升方法。

参考文献:

[1] 国网能源研究院有限公司. 中国能源电力发展展望(2020) [M]. 北京:中国电力出版社,2020.
State Grid Energy Research Institute Co.,Ltd. China energy & electricity outlook (2020) [M]. Beijing: China Electric Power

- Press, 2020.
- [2] 李姚旺,张宁,杜尔顺,等. 基于碳排放流的电力系统低碳需求响应机制研究及效益分析[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(8):2830-2842.
- LI Yaowang, ZHANG Ning, DU Ershun, et al. Mechanism study and benefit analysis on power system low carbon demand response based on carbon emission flow[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(8):2830-2842.
- [3] 张智刚,康重庆. 碳中和目标下构建新型电力系统的挑战与展望[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(8):2806-2819.
- ZHANG Zhigang, KANG Chongqing. Challenges and prospects for constructing the new-type power system towards a carbon neutrality future[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(8):2806-2819.
- [4] 冯伟忠,李励. “双碳”目标下煤电机组低碳、零碳和负碳化转型发展路径研究与实践[J]. 发电技术, 2022, 43(3):452-461.
- FENG Weizhong, LI Li. Research and practice on development path of low-carbon, zero-carbon and negative carbon transformation of coal-fired power units under "double carbon" targets[J]. Power Generation Technology, 2022, 43(3):452-461.
- [5] 张勇军,羿应棋,李立涅,等. 双碳目标驱动的新型低压配电系统技术展望[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(22):1-12.
- ZHANG Yongjun, YI Yingqi, LI Licheng, et al. Prospect of new low-voltage distribution system technology driven by carbon emission peak and carbon neutrality targets[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(22):1-12.
- [6] 张笑弟,高强,潘弘. 面向态势全感知的高弹性配电网一二次协同规划问题研究[J]. 供用电, 2022, 39(3):3-8.
- ZHANG Xiaodi, GAO Qiang, PAN Hong. Primary and secondary collaborative planning for full situation awareness of highly-resilient distribution network[J]. Distribution & Utilization, 2022, 39(3):3-8.
- [7] 马钊,张恒旭,赵浩然,等. 双碳目标下配用电系统的新使命和新挑战[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(19):6931-6945.
- MA Zhao, ZHANG Hengxu, ZHAO Haoran, et al. New mission and challenge of power distribution and consumption system under dual-carbon target[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(19):6931-6945.
- [8] 马钊,周孝信,尚宇炜,等. 未来配电系统形态及发展趋势[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(6):1289-1298.
- MA Zhao, ZHOU Xiaoxin, SHANG Yuwei, et al. Form and development trend of future distribution system[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(6):1289-1298.
- [9] 孙宏斌,张伯明,吴文传,等. 自律协同的智能电网能量管理系统家族:概念、体系架构和示例[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(9):1-5, 14.
- SUN Hongbin, ZHANG Boming, WU Wenchuan, et al. Autonomous-synergetic energy management system family for smart grids:concept, architecture and cases[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(9):1-5, 14.
- [10] 郑宗强,韩冰,闪鑫,等. 输配电网高级应用协同运行关键技术分析[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(6):122-128.
- ZHENG Zongqiang, HAN Bing, SHAN Xin, et al. Analysis on key technologies for coordinated operation of advanced application software in transmission and distribution network[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(6):122-128.
- [11] 吴鸣,徐斌,季宇,等. 输配协同分布式电源最大接入容量计算方法[J]. 电网技术, 2019, 43(11):3883-3890.
- WU Ming, XU Bin, JI Yu, et al. Transmission-distribution-network-coordinated calculation method of maximum integration capacity of distributed generations[J]. Power System Technology, 2019, 43(11):3883-3890.
- [12] LI Z S, GUO Q L, SUN H B, et al. Coordinated transmission and distribution AC optimal power flow[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(2):1228-1240.
- [13] WANG X, SONG Y H. Apply Lagrangian relaxation to multi-zone congestion management[C]//2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No. 01CH37194). Columbus, OH, USA. IEEE, 2001:399-404.
- [14] MARVASTI A K, FU Y, DORMOHAMMADI S, et al. Optimal operation of active distribution grids: a system of systems framework[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2014, 5(3):1228-1237.
- [15] CONEJO A J, NOGALES F J, PRIETO F J. A decomposition procedure based on approximate Newton directions[J]. Mathematical Programming, 2002, 93(3):495-515.
- [16] KIM B H, BALDICK R. Coarse-grained distributed optimal power flow[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1997, 12(2):932-939.
- [17] 陈一丰,唐坤杰,董树锋,等. 输配一体化潮流计算收敛性分析及提升方法[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(20):7524-7535.
- CHEN Yifeng, TANG Kunjie, DONG Shufeng, et al. Convergence analysis and promotion method of power flow calculation of integrated transmission and distribution networks[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(20):7524-7535.
- [18] SUN H B, GUO Q L, ZHANG B M, et al. Master-slave-splitting based distributed global power flow method for integrated transmission and distribution analysis[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 6(3):1484-1492.
- [19] TANG K J, DONG S F, SONG Y H. A quadratic convergent iteration-variable-correction-based method for optimal power flow of transmission-distribution-coupled systems[J]. IEEE Systems Journal, 2022, 16(2):3360-3371.
- [20] LIN C H, WU W C, CHEN X, et al. Decentralized dynamic economic dispatch for integrated transmission and active distribution networks using multi-parametric programming[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(5):4983-4993.
- [21] LIN C H, WU W C, SHAHIDEHPOUR M, et al. A non-iterative decoupled solution of the coordinated robust OPF in transmission and distribution networks with variable generating units[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020, 11(3):1579-1588.

- [22] ZHANG D, MIAO S H, LI C, et al. A novel once-data-exchange method for solving transmission and distribution networks coordinated ACOPF model[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2020, 123:106339.
- [23] 张晓辉, 梁军雪, 赵翠妹, 等. 基于碳交易的含燃气机组的低碳电源规划[J]. 太阳能学报, 2020, 41(7):92-98.
ZHANG Xiaohui, LIANG Junxue, ZHAO Cuimei, et al. Research on low-carbon power planning with gas turbine units based on carbon transactions[J]. Acta Energiæ Solaris Sinica, 2020, 41(7):92-98.
- [24] 王骞, 张学广, 朱玲, 等. 含整体煤气化燃料电池-碳捕集电厂的风火储系统分布鲁棒调度方法[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(9):3573-3588.
WANG Qian, ZHANG Xueguang, ZHU Ling, et al. Distributionally robust dispatch for wind-thermal-energy storage system with integrated gasification fuel cell-carbon capture plant[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(9):3573-3588.
- [25] ZHANG J Z, O'DONOGHUE B, BOYD S. Globally convergent type-I Anderson acceleration for nonsmooth fixed-point iterations[J]. SIAM Journal on Optimization, 2020, 30(4):3170-3197.
- [26] TOTH A, KELLEY C T. Convergence analysis for Anderson acceleration[J]. SIAM Journal on Numerical Analysis, 2015, 53(2):805-819.
- [27] CIVANLAR S, GRAINGER J J, YIN H, et al. Distribution feeder reconfiguration for loss reduction[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1988, 3(3):1217-1223.
- [28] TANG K J, DONG S F, SONG Y H. Successive-intersection-approximation-based power flow method for integrated transmission and distribution networks[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(6):4836-4846.

作者简介:



陈一丰

陈一丰(1997),男,硕士在读,研究方向为输配协同优化调度(E-mail: cyf97@zju.edu.cn);

黄铭浩(1997),男,硕士在读,研究方向为输配协同优化调度;

董树锋(1982),男,博士,副教授,博士生导师,通信作者,研究方向为电力系统优化运行、电力系统高性能计算。

Research on improving the convergence of optimal power flow of transmission-distribution-coupled networks

CHEN Yifeng, HUANG Minghao, DONG Shufeng

(College of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310027, China)

Abstract: Under the background of the new power system, it is important to make full use of the distributed generation in the distribution network to achieve carbon peaking and carbon neutrality goals. With the wide access of distributed power sources, there is bi-directional power flow between the transmission and distribution networks. If the transmission and distribution networks still follow the traditional equivalence method for optimal power calculation, accurate results will not be obtained. Therefore, a transmission-distribution-network-coordinated optimal power flow model is established. The node tearing method is used to decouple the coupling variables of the transmission network and distribution networks. On this basis, the iterative form of the model with immobile points is obtained by mathematical derivation. The traditional heterogeneous decomposition algorithm only uses the latest calculation results for iterative computation. Hence, combining with the Anderson acceleration idea in mathematics, the heterogeneous decomposition algorithm based on Anderson acceleration is proposed by using the historical iteration values to optimize the iterations of immobile points. It is demonstrated by numerical experiments that, the established model can fully utilize the initiative of the distribution networks and reduce carbon emissions. The proposed algorithm has high accuracy. In addition, compared with the heterogeneous decomposition algorithm, its convergence performance is significantly improved.

Keywords: transmission and distribution cooperation; optimal power flow; convergence; Anderson acceleration; distributed generation (DG); immobile point theory

(编辑 方晶)