

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.210327

## 考虑金融输电权的配电网阻塞管理

刘志鹏, 林顺富, 钱亮, 沈运帷, 李东东

(上海电力大学电气工程学院, 上海 200090)

**摘要:** 分布式电源高比例渗透和柔性负荷的灵活调度给配电网安全运行带来了极大挑战。分布式调度可以减轻配电系统运营商的运行难度, 保障用户隐私, 提升市场竞争。首先, 建立了配电系统运营商和产消者之间的二次规划优化模型, 采用基于迭代配网节点电价的分布式算法确定配电系统运营商和产消者之间的电价。其次, 引入金融输电权概念用于平抑阻塞电价风险, 防止节点阻塞费用补偿负作用于阻塞管理。最后在修改的 IEEE33 节点配电网测试系统上验证了所提方法在阻塞管理上的有效性。

**关键词:** 产消者; 配网节点电价; 对偶分解; 金融输电权; 阻塞管理

### Congestion management of a distribution network considering financial transmission rights

LIU Zhipeng, LIN Shunfu, QIAN Liang, SHEN Yunwei, LI Dongdong

(College of Electrical Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China)

**Abstract:** The high penetration of distributed generation (DG) and flexible loads dispatch has brought great challenges to the safe operation of the distribution network. Distributed scheduling can reduce operating difficulty of the distribution system operator (DSO), protect user privacy and enhance market competition. First, a quadratic programming model between the DSO and prosumers is established. The distributed algorithm based on the iterative distribution locational marginal prices (iDLMP) is adapted to determine the electricity price between the DSO and prosumers. Secondly, the concept of financial transmission rights (FTR) is introduced to suppress the risk of congestion price and prevent congestion cost compensation from negatively contributing to congestion management. Finally, the effectiveness of the proposed method in congestion management is verified on a modified IEEE33 node distribution network test system.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 51977127).

**Key words:** prosumers; distribution locational marginal prices (DLMP); dual decomposition; financial transmission rights (FTR); congestion management

## 0 引言

当前, 分布式电源的大量接入给电网运行带来了极大的挑战<sup>[1]</sup>, 电力需求和批发电价之间的相关性逐渐降低。相对于传统电力负荷而言, 柔性负荷具有可观的价格弹性, 转移和调整负荷的能力明显, 能应对和反作用于批发电价, 缓解可再生能源出力波动性的潜力巨大<sup>[2-4]</sup>。柔性负荷对电价的无序响应以及分布式能源出力可能造成某些时刻的负荷尖峰

和反向潮流<sup>[5]</sup>。由于电力需求直接来源于配电网, 柔性负荷渗透率持续增长<sup>[6]</sup>, 双向潮流阻塞已成为配电网安全运行所面临的一项关键问题<sup>[7]</sup>。

目前阻塞管理方法主要分为直接控制和间接控制两种<sup>[8]</sup>。相对直接控制<sup>[9]</sup>, 间接控制一般借助于市场机制<sup>[10-12]</sup>, 激励用户对电价自主响应, 增加用户的市场参与度, 可有效提升用户满意度, 促进市场竞争。作为间接控制的常用手段, 配网节点电价 (Distribution Locational Marginal Price, DLMP) 由于其理论简单易于实现, 获得了大量的研究<sup>[13-18]</sup>。

基于 DLMP 的间接控制又可分为集中式和分布式两种优化方法。然而集中式优化<sup>[12-16]</sup>既增加了配电系统运营商 (Distribution System Operator, DSO)

**基金项目:** 国家自然科学基金项目资助 (51977127); 上海市科学技术委员会项目资助 (19020500800); 上海市教育发展基金会和上海市教育委员会“曙光计划”资助 (20SG52)

的运算负担, 系统全局最优解的寻优过程又涉及市场中用户敏感数据的共享问题, 不符合电力市场的竞争性本质。文献[17]为配网中的各个消费者设置了若干平衡责任方以减少购电和消费间的不平衡, 利用配电线路上的影子价格实现了配网中的分布式阻塞管理。文献[18]对比了集中优化和分布式优化进行配网阻塞管理的特点, 提出了 iDLMP 定价方法并使用对偶分解解决了 DSO 和聚合商之间的敏感数据交互问题, 明显降低了 DSO 集中优化问题的复杂性。文献[19]采用了 iDLMP 方法, 针对配网中多类型产消者造成的正反向潮流阻塞问题进行了研究, 但并未处理阻塞费用, 降低了产消者参与市场的积极性。

尽管文献[17-19]的研究克服了集中优化的通病, 但由于其研究均基于 DLMP, 使用动态费率或影子价格刺激柔性负荷调整阻塞时刻的用电计划, 这种物理潮流评估的特性使其在阻塞费用分摊上陷入难题: 阻塞费用的分摊立足于消除由于节点物理位置和网络拓扑结构而产生的附加阻塞费用, 避免用户逐利动机驱使下的集中用电行为带来的负收益。以上方法对阻塞费用的重新分配, 从结果上降低了负荷对阻塞电价的敏感度, 反而又造成负荷对电价信号的消极响应, 不利于配电网阻塞管理顺利开展。

为解决以上问题, 本文首先综合考虑了配网中多元柔性负荷以及分布式可再生能源发电, 提出了一种自适应步长的次梯度法分布式求解产消者与 DSO 的优化问题。其次, 将 FTR 概念引入配电网双向阻塞管理中。FTR 作为国外成熟的电力市场中输电层面常见的金融工具, 其目的是保护市场参与者免受基于物理交易的价格风险<sup>[20]</sup>。尽管 FTR 在改善输电系统中市场参与者的协调和经济行为方面的作用已得到广泛研究, 但鲜有文献在配网层面讨论和部署 FTR。最后通过 5 组案例分析验证了所提方法在阻塞管理和电价风险抑制等方面的有效性。

## 1 系统概览

本节对配网中柔性资源进行了通用性建模。其中, 产消者负责整合柔性负荷和分布式发电, 系统运营商拥有配网拓扑信息并负责配网安全运行。产消者以最小化用电成本为目标, 根据其管理的需求侧资源信息向 DSO 提交用电计划。DSO 收集到各个产消者的用电计划后运行安全约束校验, 返回相应节点的 iDLMP 并促使产消者调整用电计划。最后 DSO 向现货市场提交最后的用电计划。图 1 描述了配网中 DSO 和产消者的交互过程。

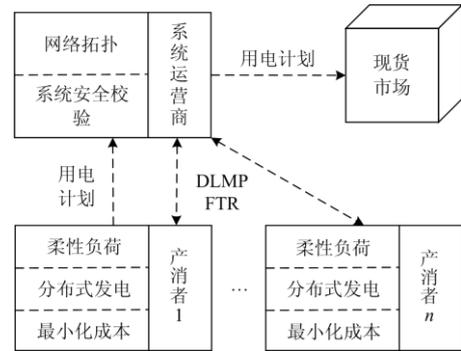


图 1 系统各主体关系

Fig. 1 Interaction within each entity

### 1.1 柔性负荷

#### 1) 典型柔性负荷

典型柔性负荷 (Flexible Load, FL) 主要包括可中断、可转移负荷, 如建筑物的供暖、通风和空调系统。式(1)给出了典型柔性负荷运行通用的状态空间模型<sup>[18]</sup>。

$$\begin{cases} x_{m,t+1} = w_m x_{m,t} + v_m p_{m,t}^f \\ x_m^{\min} \leq x_{m,t} \leq x_m^{\max} \\ p_{m,t}^f \geq 0 \end{cases} \quad (1)$$

式中:  $x$  为柔性负荷模型状态变量;  $x^{\min}$ 、 $x^{\max}$  分别表示柔性负荷状态变量最小值和最大值;  $w$  为柔性负荷状态系数, 表明其维持当前状态的快慢;  $v$  为柔性负荷耗能  $p^f$  对状态变量的贡献系数; 下标  $m$ 、 $t$  分别表示节点号和时刻, 后文不再赘述。

#### 2) 有源柔性负荷

有源柔性负荷 (Active Flexible Load, AFL) 主要指具有负荷调节能力且可以向电网发送功率的负荷, 常见的有电动汽车、储能。式(2)给出了有源柔性负荷运行通用的状态空间模型<sup>[21]</sup>。

$$\begin{cases} x_{m,t+1} = x_{m,t} + \gamma_m p_{m,t}^c - \eta_m p_{m,t}^{dc} \\ p_{m,t}^f = p_{m,t}^c - p_{m,t}^{dc} \\ x_m^{\min} \leq x_{m,t} \leq x_m^{\max} \\ 0 \leq p_{m,t}^c \leq p_{m,t}^{c,\max} \\ 0 \leq p_{m,t}^{dc} \leq p_{m,t}^{dc,\max} \end{cases} \quad (2)$$

与典型柔性负荷模型相似, 式(2)中:  $p^c$ 、 $p^{dc}$  分别表示有源柔性负荷充、放电功率;  $p^{c,\max}$ 、 $p^{dc,\max}$  分别为有源柔性负荷充放电功率限值;  $\gamma$ 、 $\eta$  分别表示有源柔性负荷充、放电功率对柔性负荷状态变量的贡献系数, 且参数  $p^c$  已包含充电损耗。注意到由于充放电效率的差异, 模型中的充放电不会同时发生。

## 1.2 分布式电源

考虑每个负荷节点由产消者统一管理其聚合的所有分布式电源, 根据各个可再生能源上报的最大预测出力信息进行调度。其出力满足的基本约束为

$$0 \leq p_{m,t}^{\text{re}} \leq p_{m,t}^{\text{re,max}} \quad (3)$$

式中:  $p^{\text{re}}$  表示可再生能源发电实际有功出力;  $p^{\text{re,max}}$  表示其最大预期出力。

## 1.3 产消者

由于各类柔性负荷和分布式电源容量有限, 单独参与市场成本过高, 一般由产消者代理其参与电力市场<sup>[22]</sup>。

### 1) 现货价格预测

负荷和电价一般具有相关性, 负荷增加会抬高现货价格。为此本文也采用价格敏感系数  $\beta$  来描述其一般相关性。

$$c_t = c_{0,t} + \beta P_t \quad (4)$$

式中:  $c_t$  为预测的现货价格;  $c_{0,t}$  为基础电价;  $P_t$  为节点负荷功率;  $\beta$  为价格敏感系数。 $c_{0,t}$ 、 $\beta$  可由现货市场电价和负荷历史数据回归分析得到<sup>[23]</sup>。式(4)应这样理解: 电价可以分解为刚性负荷决定的基础电价  $c_{0,t}$  部分和受柔性负荷影响的耗量电价  $\beta P_t$  部分。

### 2) 产消者模型

产消者聚合柔性负荷和分布式发电并调度其负荷柔性参与电力市场。以第  $i$  个产消者为例,  $m$  节点  $t$  时刻的电能需求  $p_{m,t}$  可表示为

$$p_{m,t} = p_{m,t}^{\text{f}} - p_{m,t}^{\text{re}} \quad (5)$$

产消者在  $t$  时刻的成本为

$$J_{i,t} = c_t p_{i,t} = c_{0,t} p_{i,t} \Delta t + \beta (p_{i,t} \Delta t)^2 \quad (6)$$

为简便描述成本函数, 假设  $p_{i,t} = p_{i,t} \Delta t$ 。产消者  $i$  的成本函数  $J_i$  则可以表示为以下的二次形式。

$$J_i = c_{0,t}^{\text{T}} p_{i,t} + \frac{1}{2} p_{i,t}^{\text{T}} B p_{i,t} \quad (7)$$

式中:  $B$  为对角元素为  $\beta$  的对角矩阵;  $c_{0,t}$  为  $t$  时刻基础电价向量;  $p_{i,t}$  为  $t$  时刻用电计划向量。

由于负荷和分布式电源出力的不确定性可描述为线性约束且不影响优化问题的凸性<sup>[24]</sup>, 而不确定性问题则由产消者自行评估, 调度过程并不涉及不确定性。因此, 本文在优化问题中不考虑不确定性, 并假设基础电价和负荷均可被精准预测。

## 2 阻塞管理方法

### 2.1 DLMP 方法

传统的基于 DLMP 的阻塞管理方法旨在集中求解 DSO 和产消者优化问题的全局最优解, DSO

除了拥有配网的拓扑信息外还具有产消者所管理的负荷信息。DSO 根据自身掌握的负荷信息、预测的电力市场电价以及产消者提交的用电计划求解如下优化问题:

$$\begin{cases} \min \sum_{i \in N_i} J_i \\ \text{s.t.} \quad -f_l \leq \sum_{i \in N_i} -D p_{i,t} \leq f_l, \forall t \in N_t \\ (1)(2)(4) \quad \forall i \in N_i, \forall t \in N_t \end{cases} \quad (8)$$

DLMP 可由式(8)的拉格朗日函数  $L$  得到:

$$\lambda_{i,t} = \frac{\partial L}{\partial p_{i,t}} = c_{0,t} + B p_{i,t} - D^{\text{T}} (\lambda_t^+ - \lambda_t^-) = \quad (9)$$

$$c_t + \lambda_{i,t}^{\text{con}} \quad \lambda_{i,t}^{\text{con}} = -D^{\text{T}} (\lambda_t^+ - \lambda_t^-) \quad (10)$$

式中:  $f_l$  各元素为线路  $l$  的潮流限值, 并假设正反向潮流限值相同; (8)为线路双向潮流约束,  $\lambda_t^{+-}$  (代指  $\lambda_t^+$ 、 $\lambda_t^-$ , 下同)是约束(8)对应的拉格朗日乘子;  $D$  为潮流传输分布矩阵, 表示节点注入功率对线路潮流的贡献。

由式(9)可以将配网节点电价分为两个部分: 预测的现货市场电价  $c_t$  和配网线路状况引起的阻塞部分  $\lambda_{i,t}^{\text{con}}$ 。在得到 DSO 反馈的满足网络安全约束的 DLMP 后, 产消者求解各自的优化问题(11)并更新其用电计划  $p_{i,t}$ :

$$\begin{cases} \min (\lambda_{i,t}^{\text{T}} p_{i,t} + \frac{1}{2} p_{i,t}^{\text{T}} B p_{i,t}) \\ \text{s.t.} \quad (1)(2)(4)(9) \quad \forall i \in N_i, \forall t \in N_t \end{cases} \quad (11)$$

由于 DSO 和产消者的优化问题均为二次规划, 其问题收敛并拥有全局唯一解<sup>[16]</sup>。

### 2.2 iDLMP 方法

上述的 DLMP 方法采用了集中式优化。为减小敏感数据交换, 保护市场用户隐私, 本文采用了 iDLMP 方法<sup>[17]</sup>。iDLMP 的思路是将原来的集中优化问题(8)进行对偶分解, 形成多个产消者独立子问题和一个 DSO 潮流安全约束问题的双层优化。其中: 上层优化由 DSO 评估配网安全约束并向下层发送节点电价; 下层各个产消者优化其用电计划。该分布式优化方法将复杂的优化问题由 DSO 转移到各个产消者并行求解, 可减轻 DSO 的运算负担, 提高优化效率。

由于问题(8)所有等式和不等式约束中只有双向潮流约束的拉格朗日乘子  $\lambda_t^{+-}$  为全局乘子, 其余均为局部乘子, 全局拉格朗日乘子充当了 DSO 问题和产消者子问题的协调变量。可以看出, 在违反潮

流约束时只有  $\lambda_i^{+-}$  为非 0 项。其关于全局拉格朗日乘子的部分拉格朗日函数可以表示为

$$L(\mathbf{p}_{i,t}, \boldsymbol{\lambda}_i^{+-}) = \sum_{t \in N_i} J_{i,t} + \boldsymbol{\lambda}_i^{+-T} (\mathbf{D}\mathbf{p}_{i,t} - \mathbf{f}_i) \quad (12)$$

其对偶函数  $g(\boldsymbol{\lambda}_i^{+-})$ :

$$g(\boldsymbol{\lambda}_i^{+-}) = \inf_{\mathbf{p}_{i,t}} L(\mathbf{p}_{i,t}, \boldsymbol{\lambda}_i^{+-}) = -(\boldsymbol{\lambda}_i^+ + \boldsymbol{\lambda}_i^-)^T \mathbf{f}_i - (\boldsymbol{\lambda}_i^+ - \boldsymbol{\lambda}_i^-)^T \mathbf{D}\mathbf{p}_{i,t} + \inf_{\mathbf{p}_{i,t}} \sum_{t \in N_i} J_{i,t} \quad (13)$$

注意到, 原问题为凸二次规划问题且原目标函数可微。根据拉格朗日对偶函数的性质, 对偶函数  $g(\boldsymbol{\lambda}_i^{+-})$  为凹函数。为保证其问题的凸性, 本文对  $-g(\boldsymbol{\lambda}_i^{+-})$  采用次梯度法,  $-g(\boldsymbol{\lambda}_i^{+-})$  的次梯度  $S_t$  可以表示为

$$S_t^{+-} = \frac{\partial[-g(\boldsymbol{\lambda}_i^{+-})]}{\partial \boldsymbol{\lambda}_i^{+-}} = \begin{bmatrix} \mathbf{f}_i + \sum_{t \in N_i} \mathbf{D}\mathbf{p}_{i,t} \\ \mathbf{f}_i - \sum_{t \in N_i} \mathbf{D}\mathbf{p}_{i,t} \end{bmatrix} \quad (14)$$

全局拉格朗日乘子根据迭代公式(15)更新。

$$\boldsymbol{\lambda}_{k+1}^{+-} = \boldsymbol{\lambda}_k^{+-} - \alpha S_t^{+-} \quad (15)$$

$$\alpha_{k+1} = \begin{cases} (1+\delta)\alpha_k, & g(\boldsymbol{\lambda}_{k+1}^{+-}) > g(\boldsymbol{\lambda}_k^{+-}) \\ (1-\delta)\alpha_k, & \text{其他} \end{cases} \quad (16)$$

式中:  $\alpha$  为迭代步长;  $k$  为迭代次数;  $\delta$  为迭代参数,  $\delta \in [0, 1]$ , 用以平滑迭代步长。

因为优化问题(11)的目标函数可微, 这里参数  $\alpha$  的选择既要考虑需求和电价的关系又要保障收敛性能。一般地, 取足够小的步长值总能保证收敛性, 但是适当地改变步长可以在确保收敛的同时提高收敛速度。式(16)给出了一种关于迭代步长的启发式更新方法, 该方法通过判断对偶函数在迭代过程中是否更加接近最优解来更新步长, 即对偶函数值上升则增大步长, 反之减小步长。

与 DLMP 方法不同, iDLMP 可以由式(11)的优化问题求解得到, 如图 2 所示。该分布式调度算法具体流程如下。

- 1) 初始化  $\lambda_i^{+-}$ 、 $\lambda_{i,t}$ , 并发布给各个产消者;
- 2) 各个产消者单独计算(11)的优化问题, 并向 DSO 提交用电计划  $\mathbf{p}_{i,t}$ ;
- 3) DSO 进行网络安全校验: 若用户用电计划满足系统安全约束, DSO 向电力市场提交用电计划  $\mathbf{p}_{i,t}$ ; 否则根据(9)(10)计算得到配网节点电价  $\lambda_{i,t}$  并通过(15)(16)更新  $\alpha$  和  $\lambda_i^{+-}$ ;
- 4) 选择迭代过程中拉格朗日乘子  $\lambda_i^{+-}$  或对偶函数值的变化量作为终止条件进行收敛判定, 若不收敛则返回 2), 直到满足终止条件为止。

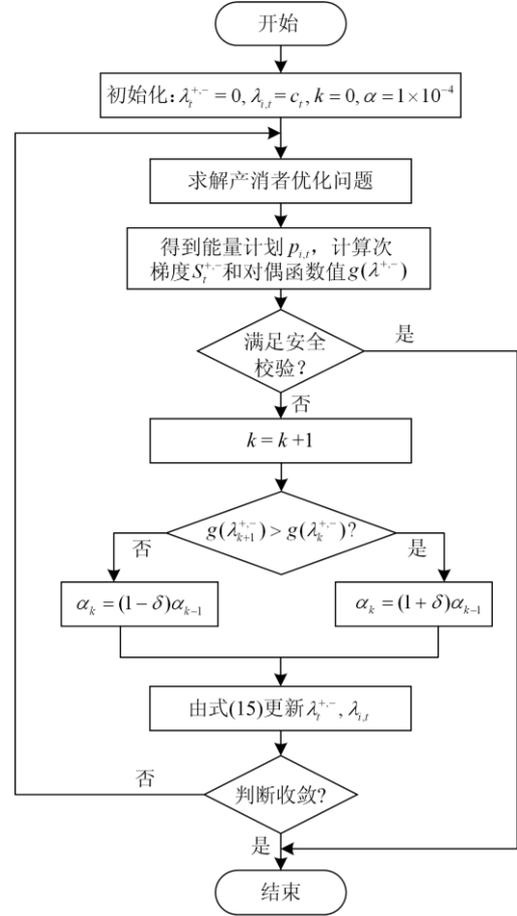


图 2 自适应分布式调度算法流程图

Fig. 2 Flowchart of the adaptable distributed algorithm

### 2.3 金融输电电权

本文在前述系统建模和分布式优化方法中采用了负荷和电价的不确定性建模。然而事实上, 由于引起不确定性的因素众多, 柔性负荷、分布式电源出力不可准确预测。阻塞费用降低了用户参与市场的积极性, 节点电价的高波动性又导致阻塞费用不确定, 因而要求出现一种控制阻塞风险的套期保值工具。针对该问题, 本文将金融输电电权引入配电网, 配合分布式阻塞管理方法对实时市场 DSO 收集的阻塞盈余进行再分配, 规避产消者调度负荷灵活性和分布式电源带来的阻塞电价风险。

金融输电电权的概念如图 3 所示,  $\lambda_i$ 、 $\lambda_j$  分别是节点  $i$  和  $j$  的节点电价。当节点  $i$  到节点  $j$  之间预先

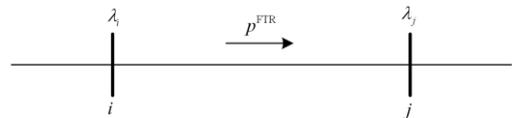


图 3 金融输电电权示意图

Fig. 3 Schematic diagram of the FTR

购买了容量为  $p^{FTR}$  的金融输电权时, DSO 将补偿一定费用  $F$ :

$$F_{i,j} = \mu(\lambda_i - \lambda_j)p^{FTR} \quad (17)$$

式中,  $\mu$  为补偿系数,  $\mu \in [0,1]$ ,  $\mu=1$  时即实现全补偿。则补偿后的净节点电价  $\lambda_i^{net}$  为

$$\lambda_i^{net} = \frac{\lambda_i p_i - \mu(\lambda_i - \lambda_{i,j}) p_i^{FTR}}{p_i} \quad (18)$$

金融输电权可以按照用户的历史用电数据提前分配, 并根据式(17)、式(18)得到阻塞费用补偿并降低电价波动。注意到, 此处确定的 FTR 可以在市场中流通, 用户可以根据实际用电情况与用电计划的差额自主选择购买或者售出。

### 3 案例分析

#### 3.1 案例设置

本文在修改的 IEEE33 节点配电网测试系统上进行了案例分析。该测试系统基准容量 10 MW, 运行电压为 12.66 kV。图 4 标注了该测试系统各节点以及相关线路序号, 其中节点 1 为功率馈入节点, L1、L2、L3 为节点 15-18 之间的配电线路。

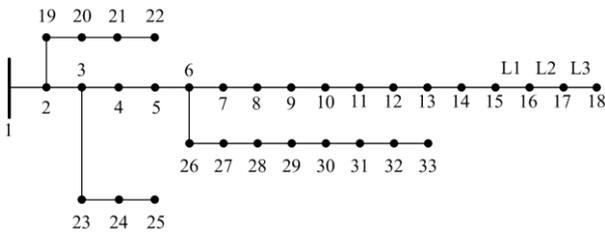


图 4 修改的 33 节点配电网测试系统

Fig. 4 A modified 33 nodes distribution grid test system

案例分析采用了北丹麦地区夏季某典型日电力市场负荷和电价数据, 据此预测一天的现货市场基础电价  $c_{0,t}$  如图 5 所示。由于丹麦供电结构中可再生能源比例很高, 在下午 14—15 时电价达到最低值, 也是光伏出力最高的时刻。

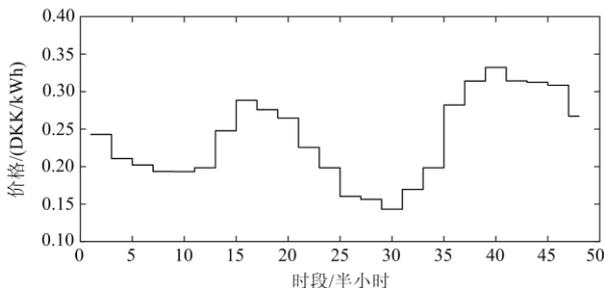


图 5 基础电价

Fig. 5 Price corresponding to the base demand

产消者所集成的分布式电源以光伏电源为例, 图 6 是丹麦某地区 7 月份某日的光伏出力曲线。

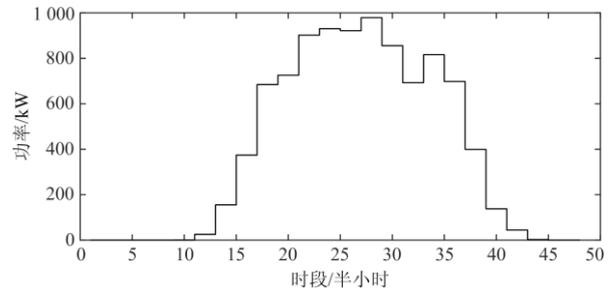


图 6 光伏电源夏季典型出力曲线

Fig. 6 Photovoltaic power generation in a typical summer day

案例分析设置了 4 个产消者 (ps1—ps4), 分别管理节点 4、16、17、18, 21、24、25, 32、33 处的柔性资源和分布式可再生能源。以管理 16、17、18 节点的产消者 ps2 为例, 其中 18 节点设置了储能性质的 AFL1, 17 节点接入了以电动汽车为例的 AFL2 和光伏电源, 16 节点接入了以空调和通风系统为例的常规柔性负荷 FL。

为分析本文所提方法相较于已有方法的优势以及在阻塞管理中的有效性, 设置了仅初始迭代步长  $\alpha$  和迭代参数  $\delta$  相异的 5 组案例, 其中案例 1 和案例 2 应用了本文改进的分布式算法, 案例 3、案例 4 和案例 5 则使用了已有方法。表 1 列出了 5 组案例中线路 L1—L3 的潮流限值、分布式电源容量以及参数设置。价格敏感系数  $\beta$  取值为  $10^{-4}$ , 优化问题使用 Yalmip 工具箱在 Matlab 环境下编程并调用 Gurobi 求解器进行求解。

表 1 案例设置

Table 1 Setup for case study

案例	线路容量/kW			$\alpha$	$\delta$	DG/kW
	L1	L2	L3			
1	$\pm 900$	$\pm 600$	$\pm 300$	$10^{-5}$	0.1	120
2	$\pm 900$	$\pm 600$	$\pm 300$	$10^{-4}$	0.1	120
3	$\pm 900$	$\pm 600$	$\pm 300$	$10^{-4}$	0	120
4	$\pm 900$	$\pm 600$	$\pm 300$	$10^{-5}$	0	120
5	$\pm 900$	$\pm 600$	$\pm 300$	$10^{-3}$	0	120

#### 3.2 仿真结果

##### 1) 阻塞管理效果

图 7 为未采取阻塞管理时, 配电线路 L1-L3 上的潮流分布情况。柔性负荷集中选择在低电价时段安排用电计划, 并在高电价时段向配网放电。由于 25—30 时段, 电网中可再生能源出力达到峰值, 电价为全天最低值。在未执行阻塞管理时, 25—30 时段因为大量柔性负荷对低电价的集中响应行为, 线路 L1—L3 均出现了正向潮流阻塞。同理, 7—10

时段柔性负荷集中储存电能并在 15—22 时段放出, 线路 L2、L3 出现阻塞, 其他时段维持正常运行。

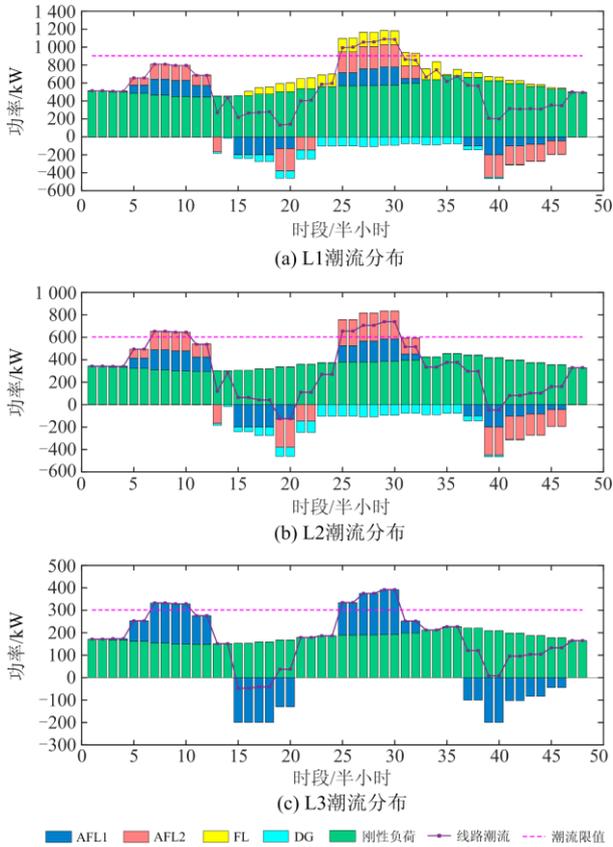


图 7 未使用 DLMP 时相关线路潮流情况

Fig. 7 Power flow of related line without DLMP

执行分布式阻塞管理程序后, 由于配网线路潮流约束有效, 抬高了相应节点在阻塞时段的节点电价, 产消者开始按更新后的节点电价高低顺序寻找其他电价时段进行调度。

图 8 给出了案例 1 最终的潮流分布。可见, 有源柔性负荷 AFL1 和 AFL2 的部分用电行为从 5—12、25—32 时段转移到了 3—12、23—34 时段, 并且相应阻塞时段负荷有明显削减行为, 其放电行为仍维持在原来的高电价时段。原阻塞时段潮流达到但不超过线路潮流限值, 潮流约束生效。常规柔性负荷 FL 由于在响应电价逐利的同时还需要维持状态变量(建筑物通风和空调系统维持其热状态<sup>[15]</sup>), 除了最高阻塞时段外, 其调度变化不明显。

另外, 由于刚性负荷占据了输电线路近乎一半的容量, 分布式电源渗透率低, 线路 L2、L3 在 15—20、39—40 时段发生了少量功率倒送。各条线路在各个时刻的最终潮流如图 9 所示, 且均满足线路双向潮流安全约束。

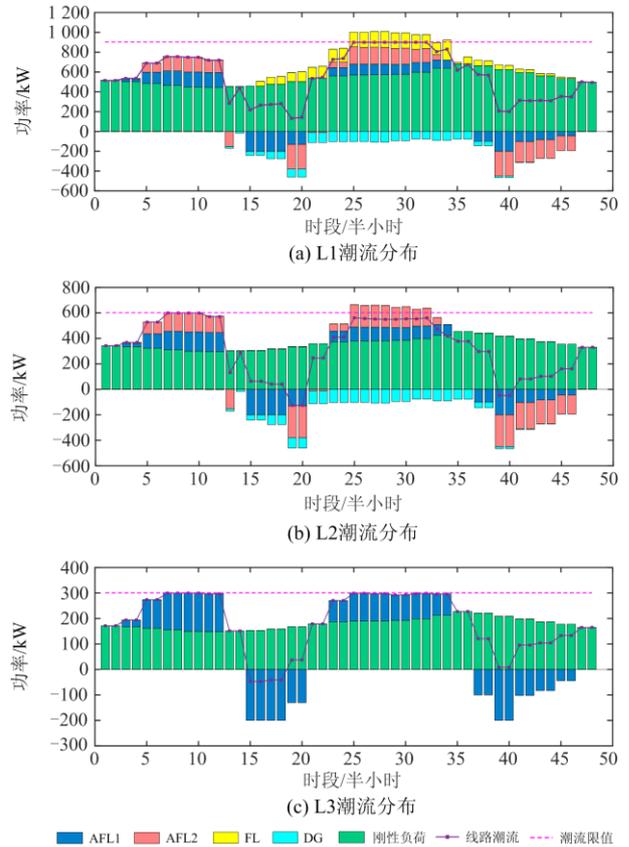


图 8 案例 1 相关线路潮流情况

Fig. 8 Power flow of related line in Case 1

图 7、图 8 的仿真结果表明, 在执行阻塞管理后, 发生正向阻塞相应节点的节点电价升高, iDLMP 在 DSO 和产消者节点间经过数次迭代后收敛并得到满足配网安全运行的最终用电计划。以案例 1 为例, 图 9 绘出了进行分布式阻塞管理后配网各条线路的潮流分布情况, 各线路潮流均维持在容量限值以下, 内部的分布式电源出力被配网完全消纳, 配网在电网馈入点表现为用能特性。

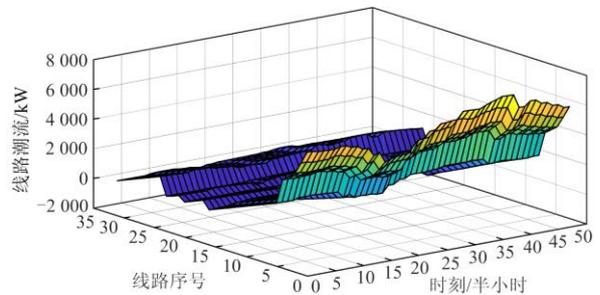


图 9 阻塞管理后的配网潮流分布

Fig. 9 Power flow of the distribution grid with DLMP

## 2) 节点电价

为分析 FTR 在改善配网电价波动、降低产消者

电价风险上的贡献，图 10 为案例 1 中节点 17 的电价变化曲线，其中配网节点电价反映了配网线路容量的利用程度。

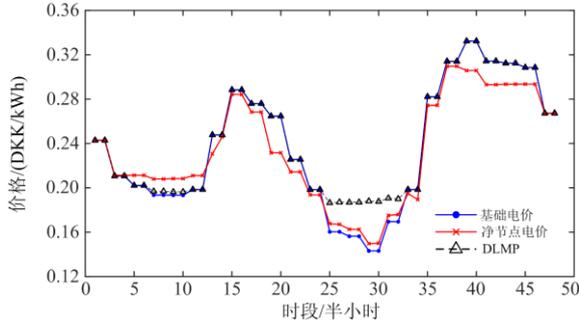


图 10 节点 17 电价  
Fig. 10 DLMP of node 17

由仿真结果可见，节点 17 的节点电价分别在 7—10、25—32 时段升高，其他时段维持基础电价，相关节点 DLMP 已在表 2 中列出。假设产消者 ps2

表 2 阻塞节点部分时段的节点电价

Table 2 DLMPs at each congested node

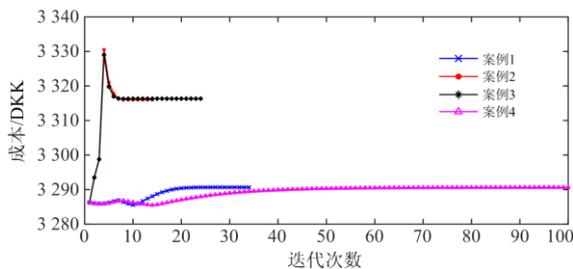
时刻 (半小时)	7	8	9	10	25	26	27	28	29	30	31	32	34
$co_r$ (DKK/kWh)	0.193 5	0.193 5	0.193 3	0.193 3	0.160 4	0.160 4	0.156 3	0.156 3	0.143 2	0.143 2	0.169 5	0.169 5	0.198 5
15	—	—	—	—	—	—	0.157 1	0.157 1	0.147 8	0.147 6	—	—	—
节 16	—	—	—	—	0.179 0	0.180 0	0.178 8	0.178 8	0.175 3	0.174 6	0.186 2	0.185 0	—
点 17	0.196 9	0.196 9	0.196 3	0.196 3	0.186 5	0.187 0	0.186 8	0.186 8	0.188 0	0.188 7	0.190 6	0.190 0	—
序 18	0.198 9	0.198 9	0.198 3	0.198 3	0.195 9	0.196 0	0.196 1	0.196 1	0.196 9	0.196 8	0.197 0	0.196 9	—
号 25	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.218 0
33	—	—	—	—	—	—	—	—	0.151 0	0.151 0	—	—	—

注：“—”表示该时刻节点电价与基础电价相等。

值得一提的是，针对配网阻塞盈余的分配问题，已有方法多为基于物理输电权的补偿方法，即针对输电容量的利用情况分配阻塞盈余。本文基于 FTR 的分配方法保障了产消者的收益权，FTR 的市场流通性使得产消者可以根据实际用电情况购买或转让 FTR。

### 3) 收敛性能

图 11 对比了 5 种案例在阻塞管理中的收敛性能。案例 1—3 均可在有限次迭代后收敛并得到满足安全约束的最终解；案例 4 由于步长固定且初始步



完全按照实际用电计划购买了节点 16—18 相应时段的 FTR，且 FTR 采用全补偿，此时按 FTR 补偿后的净节点电价即预测的现货价格，符合基础电价的变化趋势。

净节点电价与基础电价的偏差反映了相关时段的柔性需求：5—12 时段预测电价较低且避开了线路阻塞，柔性负荷的用电行为、分布式电源无出力造成了此时段净节点电价略高于基础电价；13—24、34—36 时段柔性负荷的放电计划拉低了此时段的净节点电价；由于 25—28 时段电网边际电价很低，柔性负荷的用电行为足以消纳产消者节点内部的分布式发电，其净节点电价有所上升；37—42 时段电网预测电价达到最高，分布式电源停止出力且柔性负荷的集中放电行为使此时段电价低于预测水平。显然，经 FTR 补偿后的净节点电价大幅降低了 DLMP 的价格波动，在反映节点需求水平的同时，保留了基础电价的变化规律。

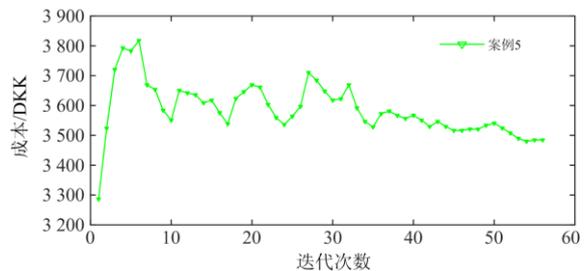


图 11 迭代方法的收敛性

Fig. 11 Convergence of iterative method

长较小，尽管在迭代过程中呈收敛趋势，但难以满足在有限次迭代中收敛；同样地，案例 5 初始步长过大，使得优化问题随迭代过程变质。案例详细的迭代次数和迭代时间已在表 3 中列出。

显然，初始步长的选择将极大影响优化问题的收敛情况和用户最终用电成本。一方面，选择较小的初始步长能保证优化的收敛性能，但会增加迭代

次数, 难以在设定的次数内收敛; 另一方面, 较大的初始步长可以减少运算时间, 却会增加用户成本甚至产生无意义的最优解。作为本文方法, 案例 1 在选择与案例 4 相同初始步长的条件下, 缩短了迭代次数, 兼顾了收敛性和收敛速度, 弥补了已有方法的不足。

表 3 案例收敛性能对比

Table 3 Convergence performance of 5 cases

案例	迭代次数	迭代时间/s	收敛性
1	34	508	收敛
2	14	195	收敛
3	24	332	收敛
4	100	1 307	不收敛
5	56	782	不收敛

事实上, 分布式迭代算法可实现多产消者同时优化的并行运算, 实际运算时间会比仿真结果更加迅速, 可以在调度周期内运用。

#### 4 结论

本文针对多元柔性负荷以及分布式能源发电对配电网造成的阻塞问题, 提出了配电网中产消者和 DSO 的电价交互机制。通过在修改的 IEEE-33 节点配网系统上的案例分析验证了所提机制的有效性, 所得结论如下:

1) 多元柔性负荷和分布式能源的接入使配电网局部发生正向潮流阻塞, 自适应的分布式算法减轻了 DSO 的运算负担, 提高了执行效率, 保障了用户敏感数据的安全性。

2) 基于 FTR 的阻塞分摊方法在分配附加阻塞费用时可以实现与物理交割同样的分配效果, 但 FTR 的市场流通性使得用户对于不平衡的收益权得到保障。

3) FTR 的金融结算特性一方面刺激了用户更加准确的负荷预测和合理的电能投标, 从机制上降低了购电和用电之间的不平衡; 另一方面解决了柔性负荷因响应电价参与电力市场逐利而产生的阻塞风险。保障产消者利益的同时, 也杜绝了产消者策略性上报用电计划, 满足激励相容的经济原理。

#### 参考文献

[1] ERDIWANSYAH, MAHIDIN, HUSIN H, et al. A critical review of the integration of renewable energy sources with various technologies[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2021, 6(1): 37-54.

[2] 齐宁, 程林, 田立亭, 等. 考虑柔性负荷接入的配电网规划研究综述与展望[J]. 电力系统自动化, 2020,

44(10): 193-207.

QI Ning, CHENG Lin, TIAN Liting, et al. Review and prospect of distribution network planning research considering access of flexible load[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(10): 193-207.

[3] 杨丽君, 黄凯婷, 孔晓磊, 等. 考虑柔性负荷的并网型微电网系统容量优化配置[J]. 太阳能学报, 2021, 42(2): 309-316.

YANG Lijun, HUANG Kaiting, KONG Xiaolei, et al. Capacity optimization configuration of grid-connected microgrid system considering flexible load[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2021, 42(2): 309-316.

[4] 陈长青, 阳同光. 计及柔性负荷的电网储能和光伏协调规划研究[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(4): 169-177.

CHEN Changqing, YANG Tongguang. Research on grid energy storage and photovoltaic coordination planning with flexible load[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(4): 169-177.

[5] 欧名勇, 陈仲伟, 谭玉东, 等. 基于峰谷分时电价引导下的电动汽车充电负荷优化[J]. 电力科学与技术学报, 2020, 35(5): 54-59.

OU Mingyong, CHEN Zhongwei, TAN Yudong, et al. Optimization of electric vehicle charging load based on peak-to-valley time-of-use electricity price[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2020, 35(5): 54-59.

[6] 姚颖蓓, 陆建忠, 傅业盛, 等. 华东地区电动汽车发展趋势及用电需求预测[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(4): 141-145.

YAO Yingbei, LU Jianzhong, FU Yesheng, et al. Electric vehicle development trends and electricity demand forecast in East China[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(4): 141-145.

[7] 孙辉, 沈钟浩, 周玮, 等. 主动配电网源荷协调多目标阻塞调度[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(16): 88-95.

SUN Hui, SHEN Zhonghao, ZHOU Wei, et al. Multi-objective congestion dispatch of active distribution network based on source-load coordination[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(16): 88-95.

[8] FATTAHEIAN-DEHKORDI S, TAVAKKOLI M, ABBASPOUR A, et al. An incentive-based mechanism to alleviate active power congestion in a multi-agent distribution system[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2021, 12(3): 1978-1988.

[9] 王正, 王佳伟, 赵海波, 等. 考虑分布式电源节能减排和市场博弈行为的配电网节点电价定价方法研究[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(20): 124-134.

- WANG Zheng, WANG Jiawei, ZHAO Haibo, et al. Study on LMP pricing method in distribution networks based on energy conservation and emission reduction of DG using market game behavior[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(20): 124-134.
- [10] HU J, YOU S, LIND M, et al. Coordinated charging of electric vehicles for congestion prevention in the distribution grid[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2014, 5(2): 703-711.
- [11] SPILIOTIS K, RAMOS GUTIERREZ A I R, BELMANS R. Demand flexibility versus physical network expansions in distribution grids[J]. Applied Energy, 2016, 182: 613-624.
- [12] HEYDT G T, CHOWDHURY B H, CROW M L, et al. Pricing and control in the next generation power distribution system[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2012, 3(2): 907-914.
- [13] VERZIILBERGH R A, DE VRIES L J, LUKSZO Z. Renewable energy sources and responsive demand. Do we need congestion management in the distribution grid?[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(5): 2119-2128.
- [14] LI R, WU Q, OREN S S. Distribution locational marginal pricing for optimal electric vehicle charging management[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(1): 203-211.
- [15] LIU W, WEN F. Discussion on “distribution locational marginal pricing for optimal electric vehicle charging management”[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(4): 1866-1866.
- [16] HUANG S, WU Q, OREN S S. Distribution locational marginal pricing through quadratic programming for congestion management in distribution networks[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(4): 2170-2178.
- [17] BIEGEL B, ANDERSEN P, STOUSTRUP J, et al. Congestion management in a smart grid via shadow prices[C] // 8th Power Plant and Power System Control Symposium, 2012, New York, USA. Elsevier Science, 2012: 518-523.
- [18] HANIF S, MASSIER T, GOOI H B, et al. Cost optimal integration of flexible buildings in congested distribution grids[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 32(3): 2254-2266.
- [19] 胡俊杰, 李阳, 吴界辰, 等. 基于配网节点电价的产消者日前优化调度[J]. 电网技术, 2019, 43(8): 2770-2780. HU Junjie, LI Yang, WU Jiechen, et al. A day-ahead optimization scheduling method for prosumer based on iterative distribution locational marginal price[J]. Power System Technology, 2019, 43(8): 2770-2780.
- [20] 孙可, 兰洲, 林振智, 等. 国际典型电力市场阻塞管理机制及其对中国的启示研究[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(12): 170-178. SUN Ke, LAN Zhou, LIN Zhenzhi, et al. Transmission congestion management mechanism of typical international power markets and possible guidance for China's power market[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(12): 170-178.
- [21] 马文彪, 程亮, 陈红坤. 考虑电动汽车有序充电的主动配电网网架规划[J]. 电力科学与技术学报, 2020, 35(3): 83-91. MA Wenbiao, CHENG Liang, CHEN Hongkun. Framework planning considering coordinated charging of electric vehicles in active distribution networks[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2020, 35(3): 83-91.
- [22] 袁晓冬, 费骏韬, 胡波, 等. 资源聚合商模式下的分布式电源、储能与柔性负荷联合调度模型[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(22): 17-26. YUAN Xiaodong, FEI Juntao, HU Bo, et al. Joint scheduling model of distributed generation, energy storage and flexible load under resource aggregator mode[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(22): 17-26.
- [23] VERZIILBERGH R A, LUKSZO Z, ILIC M D. Comparing different EV charging strategies in liberalized power systems[C] // 9th International Conference on the European Energy Market, May 10-12, 2012, Florence, Italy. IEEE, 2012: 1-8.
- [24] JOO J Y, ILIC M D. Multi-layered optimization of demand resources using Lagrange dual decomposition[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2013, 4(4): 2081-2088.

收稿日期: 2021-03-26; 修回日期: 2021-06-16

作者简介:

刘志鹏(1994—), 男, 硕士研究生, 研究方向为配网优化和电力市场; E-mail: zhshqch@gmail.com

林顺富(1983—), 男, 通信作者, 博士, 教授, 博士生导师, 研究方向为电能质量及智能电网用户端技术。E-mail: shunfulin@shiep.edu.cn

钱亮(1990—), 男, 博士研究生, 研究方向为柔性负荷参与新能源消纳。E-mail: 643653317@qq.com

(编辑 葛艳娜)