

市场环境下含新能源配电网供电能力评估及提升策略

白浩¹, 王钰山¹, 周长城¹, 潘姝慧¹, 叶琳浩², 蔡建逸³

(1. 南方电网科学研究院有限责任公司, 广州 510663; 2. 中国南方电网有限责任公司, 广州 510663;
3. 广东电网公司汕头供电局, 广东 汕头 515041)

摘要:随着智能电网建设和新电改推进, 新能源出力不确定性与电力市场化交易会对配电网供电能力产生影响。为提升含分布式新能源配电网的供电能力, 首先建立了考虑分布式新能源不确定性的配电网鲁棒优化调度模型。其次, 为探究电力市场化交易的影响, 采用改进重复潮流法计算不同电力交易场景下配电网最大供电能力(TSC)与市场收益。最后, 针对 TSC 不达标的场景, 采用改进PSO优化算法进行配电网重调度以提升 TSC 。算例验证了含分布式电源配电网的 TSC 与市场收益的制约关系, 通过牺牲部分市场收益从而保证电网运行安全性, 优化调度结果提升了配电网 TSC , 提出了市场环境下兼顾经济性与供电能力的配电网优化调度策略, 对配电网规划及优化运行提供指导。

关键词:电力市场; 分布式新能源; 鲁棒优化; 最大供电能力; 改进粒子群算法

DOI:10.15938/j.jhust.2021.05.015

中图分类号: TM711 **文献标志码:** A **文章编号:** 1007-2683(2021)05-0114-10

The Evaluation and Promotion Strategy of TSC for Distribution System with New Energy under Power Market Environment

BAI Hao¹, WANG Yu-shan¹, ZHOU Chang-cheng¹, PAN Shu-hui¹, YE Lin-hao², CAI Jian-yi³

(1. Electric Power Research Institute of China Southern Power Grid, Guangzhou 510663, China;

2. China Southern Power Grid, Guangzhou 510663, China;

3. Shantou Power Supply Company of Guangdong Power Grid, Shantou 515041, China)

Abstract: With the development of smart grid and new electricity reform, the uncertainty of new energy and power market trading will affect the power supply capacity of distribution network. To evaluate and improve the power supply capacity, we first establishes a robust optimal dispatching model considering the uncertainty of the new energy. Secondly, in order to explore the impact of power market transactions, the improved repeated power flow method is used to calculate the maximum power supply capacity (TSC) and market revenue of the distribution network under different power transaction scenarios. Finally, for scenarios where the TSC does not meet the standard, the improved PSO optimization algorithm is used to re-dispatch and improve TSC . The correlations

收稿日期: 2020-07-23

基金项目: 国家重点研发计划(2017YFB0902900); 南方电网科技项目(ZBKJXM20180068).

作者简介: 白浩(1987—), 男, 博士, 高级工程师;

周长城(1993—), 男, 硕士, 研究员.

通信作者: 王钰山(1997—), 男, 硕士, E-mail: 896670390@qq.com.

between TSC and market profit are determined through case studies; a trade-off relationship. Under the premise of ensuring safety, market revenue is reduced, and dispatching results are optimized to improve the TSC. The optimal dispatching model considering economy and safety of distribution network under power market was proposed to provide guidance for distribution network planning and optimized operation.

Keywords: power market; distributed new energy; robust optimization; total supply capacity; particle swarm optimization

0 引言

随着新一轮电改的推进,电力系统引入市场化竞争,电力交易品种、交易方式更加灵活丰富。这使电力系统整体运行状态中不确定性因素增多、系统潮流改变,影响到配电网供电能力与安全性,对电力规划负荷和电源规划建设都提出了新的要求^[1,2]。另一方面,含分布式新能源配电网因能量梯级利用、运行灵活、需求侧响应快等优点^[3]而受到广泛关注。但其波动性与不确定性对电力市场和物理系统稳定运行都带来诸多新影响^[4],进而改变了配电网潮流分布,导致安全供电能力发生变化^[5]。

配电网对现代供电意义重大,是整个系统正常工作的基本保障^[6],而配电网最大供电能力作为衡量配电网网架结构合理性、充裕性及灵活性的重要指标,能反映出配电网对负荷发展的适应程度。因此对市场环境下含分布式能源配电网供电能力进行评估及通过优化调度提升,对电网管理者具有切实意义。

对含分布式新能源的配电网优化调度,国内外已有较多研究。文[7]设计了分布式能源高渗透比例下调度策略;文[8]建立了计及弃风因素与可控负荷影响的电网优化调度的双层优化模型。此外,针对市场环境下的配电网调度,文[9]考虑需求侧响应机制,采用协同进化遗传算法进行配电网优化规划;文[10]提出以电力市场中独立利益主体与配电网联合运行效益最优为目标的双层优化模型并展示了其可行性。而关于配电网供电能力研究,较为普遍的有基于主变互联关系的配电系统供电能力解析算法^[11]、基于馈线互联关系的配电网供电能力计算算法^[12]等。文[13-17]提供了几种配电网供电能力评估分析与计算模型:文[13]表明分布式电源随机性对供电能力评估及负荷增长存在影响,因而研究配电网供电能力时需考虑新能源不确定性;文

[14]采用连续潮流法,分析了多场景下的节点三相PV特性;文[15]提出了分布式发电机(DG)位置与配电网供电能力的关联;文[16]利用LSTM预测技术建立了通用配电网供电能力计算模型及约束;文[17]则针对含分布式电源的配电网,基于改进重复潮流法计算系统最大供电功率。

上述文献中存在的不足包括:采用大量历史数据描述分布式能源不确定性,对新建新能源厂和数据量较少场景效果不佳;此外,尽管计算配电网供电能力时考虑了分布式能源,但均未结合市场环境并分析市场规则与交易的影响,同时现有研究的调度模型中均未考虑作为配电网重要安全指标之一的供电能力。

本文针对上述研究不足,采用不确定集描述分布式能源出力不确定性,采用改进重复潮流法计算配电网最大供电能力(total supply capacity, TSC),设计不同市场交易行为场景探究:以TSC值为配电网安全指标,以市场收益值为电力市场经济指标,给出不同交易行为、交易量对配电网供电能力的影响,再以TSC指标大小为反馈,采用改进粒子群算法PSO对TSC不达标的场景进行二次调度优化,给出以配电网成本最低为基础的安全裕度提升后的调度方案。

最后,本文采用改进的IEEE 33节点配电网对所提方法进行测试。算例结果定量地表明了市场化交易经济利润与配电网总体供电能力之间相互权衡制约的关系——电力市场交易使配电网运行的线路、机组安全约束条件变得更加严苛,系统安全运行可行域变小,带来市场化经济效益的同时也造成系统运行更接近边界状态,引发调度方案变更,从而导致配电网最大供电能力TSC值降低。因此,在电力市场模式下需根据实际需求对两者进行取舍,当最大供电能力不符合预期水平时通过约束牺牲部分经济性对调度方案进行优化。

1 考虑新能源不确定性的配电网鲁棒优化调度模型

1.1 数学建模

为探究电力市场交易与配电网 TSC 的联系,首先需建立配电网优化调度模型,为后续计算提供必要配电网调度安排信息。本文建立考虑分布式新能源不确定性的配电网鲁棒优化调度模型,并采用 KKT (Karush-Kuhn-Tucker) 条件简化求解。

采用不确定集合描述风、光出力的不确定性:

$$P_{wp} \in \{\bar{P}_{wp} + \Delta P_{wp} \cdot \lambda; \lambda \in \{+1, -1\}\} \quad (1)$$

$$\Delta P_{wp} = \min\left\{\bar{P}_{wp}, (P_{wp, \max} - \bar{P}_{wp}), \frac{\sigma}{\sqrt{1-\alpha}}\right\} \quad (2)$$

式中: P_{wp} 为新能源出力,本文中特指风电出力与光伏出力; $\bar{P}_{wp}$ 为新能源期望出力,可通过历史数据分析得出; λ 为确定偏差方向的变量,新能源出力高于期望值时取 +1, 低于期望值时取 -1; ΔP_{wp} 为新能源预期出力与调度出力偏差,由式(2)确定其取值,其中 σ 为新能源出力实际值与期望值求得的均方差, α 为保守估计参数,本文取 0.64。

调度模型需考虑新能源出力最差情况,调度下层模型考虑发电商成本与上级电网购电成本和:

$$f_{down} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_{gen}} (C_{i,t}^{gen} (P_{gen,i,t})) + P_{buy,t} \cdot C_{buy,t} \quad (3)$$

下层问题目标为最小化运行成本和。

式中: T 为日调度时段数; N_{gen} 为接入配电网的传统小型发电商数量; $P_{gen,i,t}$ 为传统机组调度出力; $P_{buy,t}$ 为配电网从上级电网购电量; $C_{i,t}^{gen}$ 为传统发电机组的成本函数; $C_{buy,t}$ 为从上级电网购电的电价。

上层模型考虑分布式能源风、光电不确定性,对新能源出力偏差进行惩罚:

$$f_{up} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_{wp}} \Delta P_{wp,i,t} \cdot C_{i,t} \quad (4)$$

上层问题目标为最大化惩罚成本,即考虑新能源出力最差情况; 式中, T 为日调度时段数, N_{wp} 为接入配电网的分布式风电场与光伏电站数量, $\Delta P_{wp,i,t}$ 为新能源预期出力与调度出力偏差, $C_{i,t}$ 为考虑算法鲁棒性前提下针对新能源出力随机偏差的惩罚电价。

则双层鲁棒优化调度模型目标函数如下式:

$$f(p) = \min[\max(f_{up}) + (f_{down})] \quad (5)$$

确定目标函数后,模型约束条件如下:

1) 新能源系数变量约束:

$$\left. \begin{aligned} \lambda &= \lambda_1 - \lambda_2 \\ \lambda_1 + \lambda_2 &= 1 \end{aligned} \right\} \quad (6)$$

式中 λ_1 与 λ_2 为布尔值,以满足 λ 的定义。

2) 节点功率平衡约束:

$$P_{wp,i,t} + P_{gen,i,t} + P_{in,i,t} = P_{LD,i,t} + P_{out,i,t} \quad (7)$$

式中: $P_{wp,i,t}$ 为节点 i 在时刻 t 的新能源发电出力; $P_{gen,i,t}$ 为节点 i 在时刻 t 的传统机组有功出力; $P_{LD,i,t}$ 为节点 i 在时刻 t 的有功负荷; $P_{in,i,t}$ 与 $P_{out,i,t}$ 分别为其他线路在时刻 t 流入节点 i 的有功与流出节点 i 的有功。

3) 新能源不确定系数约束:

$$\sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_{wp}} (\lambda_{1,i,t} + \lambda_{2,i,t}) \leq \Gamma \quad (8)$$

式中 Γ 为新能源不确定性的保守系数,根据实际需求取值,其取值越大调度结果鲁棒性越优。

4) 机组出力约束:

$$\left. \begin{aligned} P_{\min,i} &\leq P_{gen,i,t} \leq P_{\max,i} \\ P_{wp,i,t} &\leq P_{wp,\max,i} \end{aligned} \right\} \quad (9)$$

式中: $P_{\max,i}$ 与 $P_{\min,i}$ 为第 i 台燃煤/气机组有功出力上下限; $P_{wp,\max,i}$ 为第 i 台风/光电站出力上限。

5) 传统机组爬坡率约束:

$$P_{down,i} \leq P_{gen,i,t} - P_{gen,i,t-1} \leq P_{up,i} \quad (10)$$

式中: $P_{down,i}$ 与 $P_{up,i}$ 为第 i 台传统机组爬坡率限制。

6) 网络潮流约束:

$$-P_{ij,\max} \leq P_{ij,t} \leq P_{ij,\max} \quad (11)$$

式中: $P_{ij,t}$ 为节点 i 流向节点 j 的潮流,规定 i 流向 j 为正,反之为负; $P_{ij,\max}$ 为线路 ij 最大容量。

1.2 模型 KKT 条件简化求解

一般优化模型包含目标函数 f , 等式约束 h , 不等式约束 g 3 部分, KKT 条件通过引入拉格朗日松弛变量 μ 和 λ 将 3 部分结合:

$$\nabla f = \mu \cdot \nabla g + \lambda \cdot \nabla h \quad (12)$$

除原约束外, KKT 条件还增加了如下约束:

$$\left. \begin{aligned} \mu &\geq 0 \\ \mu g &= 0 \end{aligned} \right\} \quad (13)$$

为使约束便于模型求解,可采用大 M 法^[18] 将式(13)的约束条件转化为

$$\left. \begin{aligned} 0 &\leq \mu \leq \alpha \cdot M \\ 0 &\leq g \leq (1-\alpha) \cdot M \end{aligned} \right\} \quad (14)$$

式中: α 为布尔值; M 为一大正数。

将其引入 1.1 节所建模型,待求解变量为机组出力、线路潮流与主网购电量,设有 N 台机组, L 条

线路,日内调度安排时段为 T 个,则待解量数组长度为 $(N+L+1) \cdot T$,采用大 M 法转化1.1节中基本约束,建立布尔变量矩阵 $\mathbf{bin}$ (矩阵元素为0或1)以对应式(14)中变量 α 与 $(1-\alpha)$,该矩阵大小为 $((4N+2L) \cdot (T-1) + 2N+2L) \times 1$,即对应 T 个时段 L 条线路上下限约束, T 个时段 N 台发电商机组发电容量约束,及 $(T-1) \times N$ 个发电机组爬坡约束。

引入上述的大 M 和 $\mathbf{bin}$ 矩阵,得到对应式(14)形式的单层模型约束条件如下:

线路约束:

$$\left. \begin{aligned} P_{k,\max} - P_{k,t} &\leq \mathbf{bin}(\mathbf{line}_1, 1)M \\ P_{k,\max} + P_{k,t} &\leq \mathbf{bin}(\mathbf{line}_2, 1)M \end{aligned} \right\} \quad (15)$$

机组约束:

$$\left. \begin{aligned} P_{\max,i} - P_{\text{gen},i,t} &\leq \mathbf{bin}(\mathbf{gen}_1, 1)M \\ P_{\text{gen},i,t} - P_{\min,i} &\leq \mathbf{bin}(\mathbf{gen}_2, 1)M \\ P_{\text{gen},i,t+1} - P_{\text{gen},i,t} + P_{\text{down},i} &\leq \mathbf{bin}(\mathbf{gen}_3, 1)M \\ -P_{\text{gen},i,t+1} + P_{\text{gen},i,t} + P_{\text{up},i} &\leq \mathbf{bin}(\mathbf{gen}_4, 1)M \end{aligned} \right\} \quad (16)$$

式中: k 表示线路编号; i 表示机组编号; $\mathbf{line}_1, \mathbf{line}_2, \mathbf{gen}_1, \mathbf{gen}_2, \mathbf{gen}_3, \mathbf{gen}_4$ 为矩阵 $\mathbf{bin}$ 中对应相应约束的矩阵块; M 为大 M 法中引入的大正数。

通过简化,原双层模型转化为式(5)、式(6)~(8)及式(15)~(17)构成的单层可求解模型。

2 基于调度结果的市场交易对配电网TSC影响评估及提升方案

2.1 TSC计算方法

配电网是电能传输中的关键环节,结合其运行模式与网络拓扑计算配电网的供电性能,对提高配电网运行性能和效率有重要作用^[13]。

配电网最大供电能力 TSC 能较好地作为配电网供电能力与安全性的反馈; TSC 是区域内配电网满足 $N-1$ 安全准则及运行约束下的最大负荷供应能力,通常考虑到主变容量、网络拓扑、联络线容量约束以及主变的短时允许过载系数等安全约束条件,满足 $N-1$ 安全准则 TSC 计算模型如下:

$$TSC = \sum_i D_i = \sum_i R_i T_i \quad (18)$$

式中: D_i 表示负荷; R_i 为主变 i 的额定容量; T_i 为主变 i 负载率。

约束条件同样包括功率平衡(7)、主变负载率/

机组容量约束(9)、联络容量约束(11),除上述约束外,还包括区域负载约束(19):

$$D \leq \sum_{i \in Z} R_i T_i \quad (19)$$

式中: D 为区域/系统总负荷; Z 为主变集合。

可以看到, TSC 值给出了配电网在安全可靠运行范围内的效率和经济性最高工作点,通过对当前工作点与最大供电能力的比较可体现出现有电网效率及未来负荷供应潜力^[19]。本文采用重复潮流法^[20]对配电网 TSC 进行评估,对 $N-1$ 预想事故考虑线路越限、机组超额情况,当系统总负荷在安全运行域内大于总供应能力时, TSC 即系统总可用供电容量。其算法流程如图1所示。

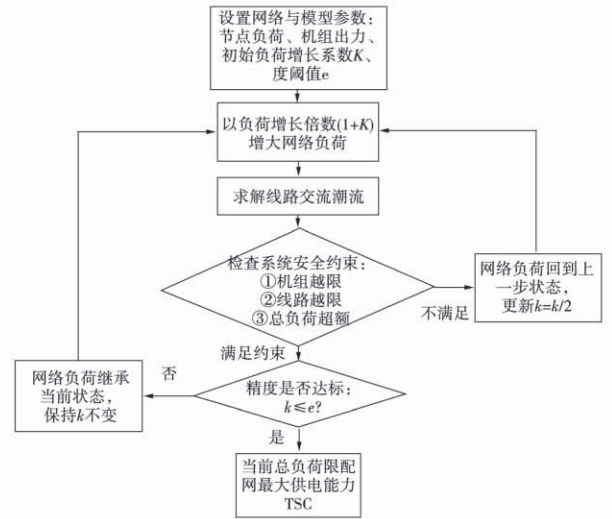


图1 重复潮流法流程图

Fig.1 Flowchart of repeated power flow algorithm

2.2 市场化交易对配电网调度影响

按照交易成交时间,电力交易方式大体可分为中长期(年/月)、短期(日)和超短期交易^[21]。其中中长期合约市场和日前短期市场交易电量占据市场电量的85%以上,因此本文主要考虑这两类交易行为对调度及配电网供电能力的影响。

发电商通过电能交易中心ISO与负荷用户签订年度或季度合约,按照日负荷水平及各时段负荷水平按比例进分摊;同时,调度人员在考虑调度计划安排时需要对各合约电量的传输线路改变线路约束的大小。即中长期合约市场交易会影

- 1)发电商可调度机组容量;
- 2)发电机组启停计划;
- 3)交易节点间线路潮流与线路容量约束。

而在日前市场交易中,发电商报价会影响

度结果,当多个发电商采取不同报价策略时,其日前市场发电量也会发生变化。即日前市场交易主要影响:

- 1) 不同发电商可调度机组容量;
- 2) 发电机组启停计划。

由于机组启停和维修计划通常在一年或一季度内提前由调度中心 ISO 与发电商协调安排,因此本文不再考虑启停计划受市场交易的影响,但要认识到在市场环境下机组启停计划会受到市场交易影响而与传统模式下的安排不同。

2.3 考虑 TSC 反馈提升的调度结果优化

市场化交易行为会引发配电网最大供电能力下降,对于配电网,往往希望系统运行在一个留有足够裕度的工作状态。因此,在各模拟交易场景下,当配电网 TSC 低于某一最低阈值时,则将配电网 TSC 设为约束条件进行新一轮的调度结果优化,从而得到安全裕度符合要求的市场环境下调度结果。

由于 TSC 计算需要调度出力信息,1.1 节所提模型无法满足要求,而文[22]对粒子群算法(PSO)及其应用进行了阐述,结合本文需求,发现采用该算法优化求解具有可行性,因此本文采用改进的 PSO 算法实现考虑配电网 TSC 约束的调度结果优化。

对该调度优化过程建立模型,其目标函数和基本约束条件同 1.1 节与 1.2 节保持一致,但需结合 TSC 计算流程并加入约束:

$$TSC(x) \geq TSC_{\min} \quad (20)$$

式中 x 表示待求解优化变量:机组出力与主网购电量。

文[23]叙述了 PSO 基本算法流程及粒子群位置与速度设置,在本模型中,当且仅当式(8)~(11)及式(20)约束条件同时满足时,记录粒子 x 位置并更新优化目标函数值。通过寻优,最终可得到配电网 TSC 满足要求的调度结果优化方案。

2.4 整体算法流程

由于市场交易导致原运行约束条件收缩,加之调度结果不同,在不同交易比例和行为场景下计算得到的配电网最大供电能力 TSC 也将随之改变。

综上,本文整体研究技术方案如下:

- 1) 确定网络节点、线路等参数,建立风、光电不确定集合。
- 2) 建立基于新能源出力不确定性的配电网双层调度模型,并利用 KKT 条件简化求解。
- 3) 根据节点边际电价定义求得网络节点电价,合理设置市场交易量。

4) 根据中长期合约电量分配及日前市场发电商报价设置改变 2) 中模型约束条件,得到不同交易下的调度结果。

5) 调节市场交易占比及交易行为,将不同场景调度结果作为输入,计算配电网 TSC,同时求得电力市场的市场交易获利以及全网成本,量化并研究不同交易条件下经济性与安全稳定性之间的关联。

6) 对不满足 TSC 要求的场景调度结果进行再优化,得到最终配电网调度方案。

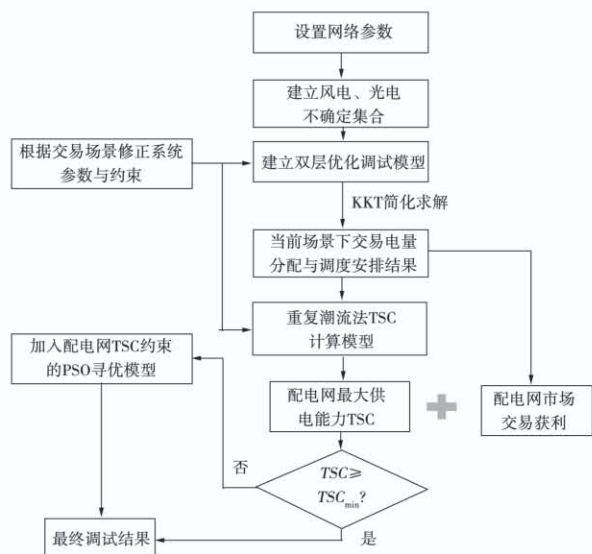


图2 整体技术方案

Fig. 2 Technical solutions

3 算例分析

3.1 网络模型及参数设置

本文采用如图3所示的改进 IEEE33 节点配电网进行研究。风电场装机容量为 110 MW;光伏电站装机容量 68 MW。传统火电机组的机组参数见表 1。

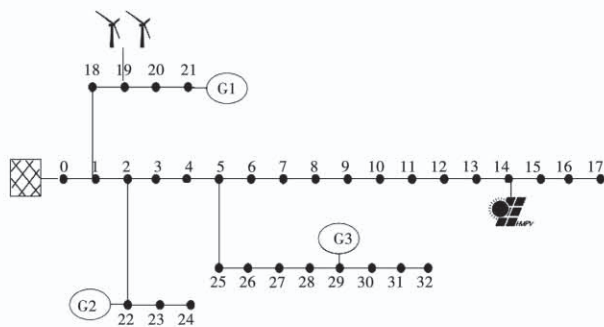


图3 改进的 IEEE33 节点配电系统

Fig. 3 The improved IEEE33-bus distribution system

表 1 传统发电机组参数

Tab. 1 Parameters of traditional power generator units

机组 编号	最小出力 $P_{\min}/\text{MW}$	最大出力 $P_{\max}/\text{MW}$	发电成本 元/MW	机组爬坡率 /(MW/h)
G1	60	240	$17.50P$	± 100
G2	30	160	$17.26P$	± 80
G3	20	180	$17.19P$	± 80

考虑时间间隔 $T=1$,得到在不考虑市场交易情况下调度结果如图 4 所示。

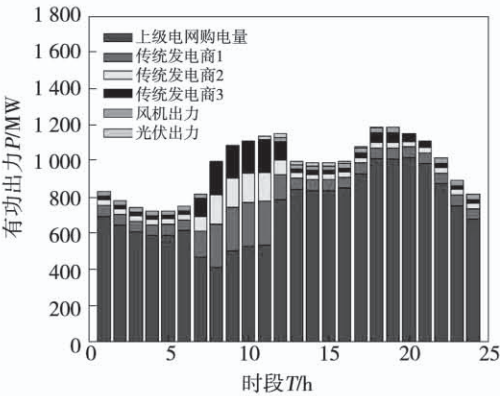


图 4 无市场交易时的配电网调度结果
Fig. 4 The dispatch result without market transaction

3.2 市场环境下的配电网 TSC 与经济性指标评估

根据 3.1 节的调度结果,在不存在市场交易时,配电网各时段 TSC 大小如图 5 所示,由于没有市场交易,该场景下各时段市场收益为 0。

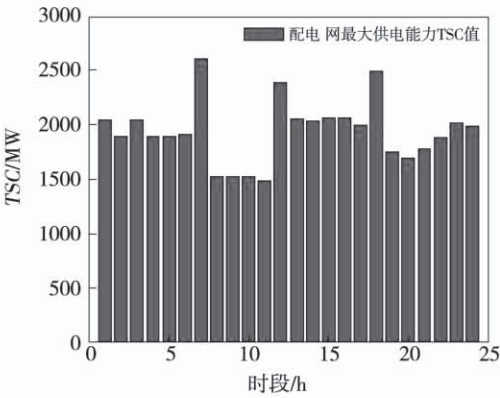


图 5 无市场交易时配电网各时段 TSC
Fig. 5 The TSC without considering market transaction

为探究引入市场交易后配电网 TSC 值与市场总获利值变化,且考虑到描述配电网安全性的最大供电能力应该考虑到各时段的最低程度值,因此选

择单日内 TSC 值最小时段即第 11 时段进行研究。
本文设计如下场景并给出算例结果：
场景一：中长期双边合约——G1 与节点 18 负荷用户, G2 与节点 24, G3 与节点 7。合同电量按负荷比例分摊,则时段 11 分摊: G1 分摊 15 MW 发电量,合同电价 12 元/MW; G2 分摊 40 MW 发电量,合同电价 12.8 元/MW; G3 分摊 20 MW 发电量,合同电价 10.2 元/MW。基于此场景得到该时段调度出力结果如表 2 所示。

表 2 场景一调度结果

Tab. 2 The scheduling results of Scenario 1

机组编号	调度中心安排出力电量 /MW
G1	231.47
G2	160.00
G3	180.00
风电机组	22.20
光伏电站	18.88

同样根据场景和调度结果该时段配电网的 $TSC=1\,398.2\text{ MW}$,通过合约电量与合约电价得该时段的市场收益 $B=896\text{ 元}$ 。

场景二：将场景一中合同电量占比扩大为 1.2 倍、1.4 倍与 1.5 倍,合同电价保持不变,改变调度模型与 TSC 计算模型相关约束,得到：

1) G1 分摊 18 MW 发电量, G2 分摊 48 MW 发电量, G3 分摊 24 MW 发电量时,该时段配电网 $TSC=1\,248.0\text{ MW}$,市场收益 $B=1\,075.2\text{ 元}$;

2) G1 分摊 21 MW 发电量, G2 分摊 56 MW 发电量, G3 分摊 28 MW 发电量时,该时段配电网 $TSC=1\,212.2\text{ MW}$,市场收益 $B=1\,254.4\text{ 元}$;

3) G1 分摊 22.5 MW 发电量, G2 分摊 60 MW 发电量, G3 分摊 30 MW 发电量时,该时段配电网 $TSC=1\,188.0\text{ MW}$,市场收益 $B=1\,284.0\text{ 元}$ 。

场景三：基于场景一的中长期合约分配,设日前市场的总交易电量比例为总电量 10% 时,发电商对该部分电量进行市场报价,其报价按照 1.5 倍所在节点电价计算,其余非市场电量接受电网调度安排,新能源出力按节点电价结算。得到调度结果如表 3。

表 3 场景三调度结果

Tab. 3 The scheduling results of Scenario 3

机组编号	市场交易电量/MW	调度安排电量/MW
G1	7. 50	231. 29
G2	53. 40	106. 60
G3	4. 00	176. 00
风电机组	22. 20	0
光伏电站	18. 88	0

根据调度结果得到该时段配电网 $TSC = 1\,225.8\text{ MW}$,市场收益 B 通过下式计算:

$$B = \sum_{i=1}^3 (P_{con,i} \cdot C_{con,i} + P_{da,i} \cdot C_{bid,i} + P_{wind} \cdot C_{node}^{20} + P_{pv} \cdot C_{node}^{15}) \quad (19)$$

式中: $P_{con,i}$ 与 $C_{con,i}$ 为合约电量与电价; $P_{da,i}$ 与 $C_{bid,i}$ 为日前交易电量与报价; C_{node}^i 表示节点 i 边际电价。则该时段的市场收益 $B = 2\,769.9$ 元。

场景四:基于场景三交易条件,将日前交易电量占比扩大为 20% 与 30% 时得到调度结果如表 4。

表 4 场景四调度结果

Tab. 4 The scheduling results of Scenario 4

机组 编号	日前交易占比 20%		日前交易占比 30%	
	市场交易 电量	调度中心 安排电量	市场交易 电量	调度中心 安排电量
	/MW	/MW	/MW	/MW
G1	115. 00	125. 00	196. 00	44. 00
G2	14. 00	146. 00	21. 00	139. 00
G3	41. 89	138. 11	59. 87	120. 13
风电	22. 20	0	22. 19	0
光伏	18. 88	0	18. 88	0

根据调度方案求得:日前交易占比 20% 时 $TSC = 1\,107.5\text{ MW}$, $B = 5\,351.6$ 元;日前交易占比 30% 时 $TSC = 1\,001.0\text{ MW}$, $B = 7\,794.6$ 元。

异常交易场景:基于场景三交易条件,日前交易电量占比 30%,考虑以下两种异常交易行为:

1)发电商联盟:电力市场未成熟前,发电商联盟以 1.2 倍节点电价为报价博取发电量的行为,假设 G1 与 G2 联盟,导致该时段 G3 未获得任何市场电量。

2)发电商取消报价:假设发电商 G1 因故取消日前竞价上网电量而关停部分机组,则该时段下发电商 G1 仅未进入市场的机组容量可供调度。模拟该两种情况下的算例结果如表 5 所示。

表 5 异常交易场景算例结果

Tab. 5 The results of exceptional trading scenario

机组 编号	发电商联盟		发电商取消报价	
	市场交易 电量	调度中心 安排电量	市场交易 电量	调度中心 安排电量
	/MW	/MW	/MW	/MW
G1	116. 87	0	0	0
G2	160. 00	80. 00	21. 00	160. 00
G3	0	163. 52	59. 87	143. 13
风电	22. 20	0	22. 19	0
光伏	18. 88	0	18. 88	0
TSC/MW	1 059. 0		1 060. 8	
市场收益/元	6 199. 4		3 031. 8	

3.3 市场交易对配电网系统安全性与经济性影响

根据 3.2 节场景,以配电网 TSC 值评估配电网整体供电能力与安全稳定性能,以市场收益值评估电力市场模式下的配电网市场经济运行能力。整理结果于表 6,并将正常场景算例结果展示于图 6 中。

表 6 不同交易行为与交易量下算例结果

Tab. 6 The results under different trading behaviors and trading power

	场景	TSC/MW	市场收益 $B/\text{元}$
	无交易行为	1 555. 9	0
中长期 合约交 易	总合同量 75MW	1 420. 0	896. 0
	总合同量 90MW	1 270. 9	1 075. 2
	总合同量 105MW	1 250. 9	1 254. 4
	合同量 112. 5MW	1 241. 0	1 284. 0
中长期 合约交 易 & 日 前市场 交易	总合同量 75MW, 日前占比 10%	1 290. 9	2 769. 9
	总合同量 75MW, 日前占比 20%	1 173. 5	5 351. 6
	总合同量 75MW, 日前占比 30%	1 086. 8	7 794. 6
异常交 易场景	日前交易量占比 30% 发电商联盟	1 059. 0	6 199. 4
	日前交易量占比 30% 发电商取消报价	1 060. 8	3 031. 8

为分析市场交易行为产生市场收益与配电网最大供电能力间关系,将数据点绘制于图 7。

结合图 6、图 7 可知,电力市场交易中日前市场交易所带来的市场利益远高于中长期合约交易;但同时,市场交易会造成配电网最大供电能力降

低——TSC 与市场化交易总收益间呈负相关;异常交易行为使电力市场被扰乱、盈利受损,导致供电能力下降,影响配电网安全稳定运行。

场景下的配电网 TSC 均不符合要求,需将其作为约束条件进行重调度。场景四的优化结果如表 7 所示。

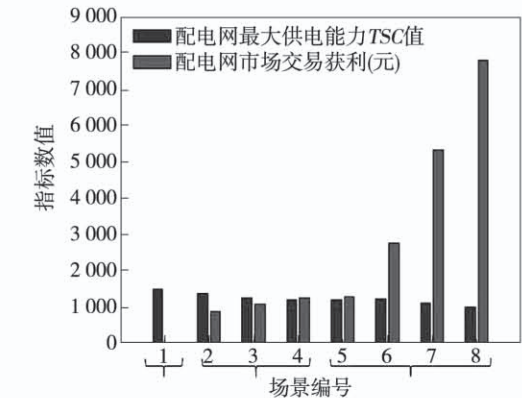


图 6 正常场景下配电网 TSC 与市场收益

Fig. 6 TSCs and market profits under no transaction and normal transaction scenarios

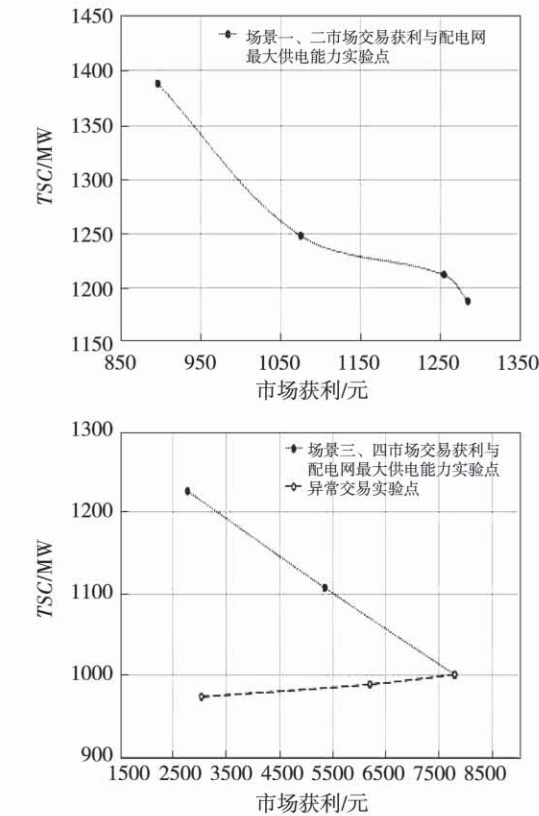


图 7 配电网供电能力与市场收益实验点

Fig. 7 Relationship between power supply capacity of distribution network and market profits

3.4 市场交易对配电网系统安全性与经济性影响

基于 3.3 节算例结果,为保证配电网供电安全性且留出足够运行裕度,需对不满足最低 TSC 要求的场景调度方案进行优化。根据 3.2 节所提场景,以 TSC 最小阈值1 200 MW 为例,场景四与异常交易

表 7 场景四调度优化结果

Tab. 7 Theoptimization results of Scenario 4				
机组 编号	日前交易占比 20%		日前交易占比 30%	
	市场交易	调度中心	市场交易	调度中心
	电量 /MW	安排电量 /MW	电量 /MW	安排电量 /MW
G1	112. 46	127. 53	187. 38	52. 56
G2	15. 42	144. 58	25. 99	135. 00
G3	43. 00	137. 99	64. 49	115. 57
风电	22. 20	0	22. 19	0
光伏	18. 88	0	18. 88	0
原方案 TSC	1 107. 50		1 001. 00	
市场收益(原)/元	5 351. 60		7 794. 60	
优化方案 TSC	1 159. 00		1 162. 40	
市场收益(新)/元	5 147. 39		7 473. 31	

异常交易场景下,将 TSC 作为约束条件采用改进 PSO 算法进行求解,粒子寻优结果不收敛,配电网最大供电无法达到期望阈值,调度方案无法优化。

对算例结果进行分析,可知对本文配电网系统而言,线路 20 - 21、线路 2 - 22 以及线路 23 - 24 在无交易时有功潮流较接近线路最大容量,属于配电网中较“脆弱”环节,由重复潮流法模型可知,配电网 TSC 主要取决于节点负荷不均匀度与线路容量大小,较为“脆弱”的线路很大程度上影响到配电网供电能力。由 TSC 计算的中间潮流可知,场景一到场景四的 TSC 大小限制因素均为上述三条线路率先越限。

分析不同交易行为和交易量对 TSC 的影响为:

1) 中长期合约交易:发电商可调度机组容量减小;机组启停计划改变;由于合约节点间线路须保证合约电量优先使得算例中合约电量占用了两条“脆弱”线路 20 - 21 与 23 - 24 的部分输电容量,线路裕度减小,同时约束收缩,使得 TSC 值降低。

2) 日前交易:调度结果不同,三个传统发电商的安排机组出力不均衡,导致网络潮流改变,线路潮流的分布不均匀;同时不同发电商可调度机组容量变化,机组启停计划改变,因此机组可发容量与网络线路裕度会随交易变化,导致供电能力的升降。

3) 日前市场异常交易行为: 市场电量发电计划大幅改变, 可调度机组容量的大幅变化; 使全网潮流分布不均, 更易发生潮流越限等情况。

因此, 本文在上述分析基础上提出了采用改进 PSO 算法的重调度优化方案, 得到场景四优化前后调度结果与评估指标, 结果如表 4 和表 7, 可以看到优化后的调度方案下市场收益均有所降低, 但配电网最大供电能力可达到要求水平。但在异常交易行为下难以通过重调度提升最大供电能力, 这是异常交易行为对网络约束造成极大改变而导致的结果。实际运行中, 需结合实际市场情况对配电网全网供电能力和市场收益权衡取舍, 根据安全要求优化配电网调度方案。

4 结 语

在电力市场化大背景下, 本文针对市场交易行为对配电网供电能力及市场经济水平进行评估, 并对安全性不足的调度方案提出优化, 得到兼顾安全性与经济性的优化后调度方案。通过理论和算例可知:

1) 在市场环境下, 配电网经济效益与安全运行能力是密切相关的: 市场化交易实现资源有效配置、扩大了市场参与主体的范围, 带来更多经济效益; 但其也使配电网运行的各安全约束条件更加严苛, 越经济的运行方式则越接近配电网系统边际运行点, 近似线性地造成配电网供电能力下降。

2) 本文所提改进 PSO 模型能在市场交易场景下最大供电能力水平不达标时给出优化调度方案, 以满足配电网安全性要求。

3) 异常交易行为下模型适用性差, 因此, 电力市场规则制定与改动时应合理限制此类行为, 通过政策支持竞争, 避免寡头市场, 确保电网安全可靠运行。同时, 在市场初期考虑市场力情况, 对市场力较高的发电商节点的周边线路进行改造扩容, 也是该问题的解决方法之一。

通过本文所提模型与流程, 实现对市场环境下的配电网经济性与安全性评估, 并对不符合要求场景采用供电能力提升方案, 能够帮助配电网工作者制定电网改造计划, 采取阻塞管理, 对严重影响配电网供电水平的线路和节点进行扩容和补偿, 同时调整调度方案。这是随着电力市场化改革不断深入后对电网工作者的切实要求, 也是未来需要更加深入研究的内容。

参 考 文 献:

- [1] CARAMANIS M C, GOLDIS E, RUIZ P A, et al. Power Market Reform in the Presence of Flexible Schedulable Distributed Loads. New Bid Rules, Equilibrium and Tractability Issues[C]// Communication, Control, and Computing (Allerton), 2012 50th Annual Allerton Conference on. IEEE, 2012.
- [2] 付晓, 全兆才, 田永保. 电力市场化改革对电力规划的影响[J]. 通信电源技术, 2019, 36(7): 213.
FU Xiao, TONG Zhao'ai, TIAN Yongbao. Impact of Power Market Reform on Power Planning[J]. Telecom Power Technologies, 2019, 36(7): 213.
- [3] JIAYI H, CHUANWEN J, RONG X. A Review on Distributed Energy Resources and Microgrid[J]. Renewable & Sustainable Energy Reviews, 2008, 12(9): 2472.
- [4] 闫湖. 泛在物联网下分布式能源如何发展[N]. 中国能源报, 2020-02-10(5).
- [5] 郭力萍, 张伟. 基于时序模型的含孤岛运行配电网供电能力评估[J]. 电测与仪表, 2017, 54(24): 110.
GUO Liping, ZHANG Wei. Evaluation of Power Supply Capability for Distribution Network with Isolated Island Operation Based on Time-series Model[J]. Electrical Measurement and Instrument, 2017, 54(24): 110.
- [6] 张林垚, 吴桂联, 贾双瑞, 等. 一种配电网层间供电能力匹配度评价方法[J]. 电测与仪表, 2018, 55(14): 40.
ZHANG Linyao, WU Guilian, JIA Shuangrui, et al. An Evaluation Method for Matching Degree of Power Supply Between Layers in Distribution Network[J]. Electrical Measurement and Instrument, 2018, 55(14): 40.
- [7] JILEI YE, JINHUA XUE, QIONG TAO, et al. Dispatch Strategy for Energy Storage Station in Distribution Network with High Penetration Photovoltaic Generation[C]// Power Electronics Conference. IEEE, 2017.
- [8] 刘梦, 杨作梁. 考虑网架结构和分布式电源的主动配电系统双层规划[J]. 电测与仪表, 2018, 55(14): 46.
LIU Meng, YANG Zuoliang. Bi-level Programming of Active Distribution System Considering Grid Structure and Distributed Generation[J]. Electrical Measurement and Instrumentation, 2018, 55(14): 46.
- [9] 孙明鸿. 市场机制下配电网综合优化规划研究[D]. 北京: 中国石油大学(华东), 2017.
- [10] 黄伟, 李宁坤, 李致萱, 等. 考虑多利益主体参与的主动配电网双层联合优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(12): 3418.
HUANG Wei, LI Ningkun, LI Wenxuan, et al. Bi-level Joint Optimization Dispatch of Active Distribution Network Considering the Participation of Multi-stakeholder[J]. Proceedings of The Chinese Society for Electrical Engineering, 2017, 37(12): 3418.
- [11] 王成山, 罗凤章, 肖峻, 等. 基于主变互联关系的配电系统供电能力计算方法[J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(13): 86.
WANG Chengshan, LUO Fengzhang, XIAO Jun, et al. Calculation Method of Power Supply Capacity of Power Distribution System Based on Interconnection Relationship of Main Transformers[J].

- Proceedings of The Chinese Society for Electrical Engineering, 2009, 29 (13): 86.
- [12] 肖峻,谷文卓,贡晓旭,等.基于馈线互联关系的配电网最大供电能力模型[J].电力系统自动化,2013,37(17):72.
XIAO Jun, GU Wenzhuo, GONG Xiaoxu, et al. Maximum Power Supply Capacity Model of Distribution Network Based on Feeder Interconnection[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37 (17): 72.
- [13] 陈宵雪,黄海.考虑分布式电源随机性的电网供电能力评估[J].河南科技,2019(31):151.
CHEN Xiaoxue, HUANG Hai. Evaluation of Power Supply Capability of Power Grid Considering Randomness of Distributed Power Sources[J]. Henan Science and Technology, 2019 (31): 151.
- [14] 孙京生,何平,赵志斌,等.基于连续潮流法的分布式电源配电网供电能力评估分析[J].电子测量技术,2019,42(20):32.
SUN Jingsheng, HE Ping, ZHAO Zhibin, et al. Power Supply Capability Evaluation and Analysis of Distributed Power Distribution Network Based on Continuous Power Flow Method[J]. Electronic Measurement Technology, 2019, 42 (20): 32.
- [15] MISTRY K D, ROY R. Enhancement of Loading Capacity of Distribution System Through Distributed Generator Placement Considering Techno-economic Benefits with Load Growth[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2014, 54:505.
- [16] 李春,张代红,李登武.基于CNN-LSTM的配电网供电能力研究[J].国外电子测量技术,2019,38(9):16.
LI Chun, ZHANG Daihong, LI Dengwu. Research on Power Supply Capability of Distribution Network Based on CNN-LSTM[J]. Foreign Electronic Measurement Technology, 2019, 38 (9): 16.
- [17] 国宗,韦钢,李明,等.含分布式电源的配电网供电能力评估方法[J].现代电力,2015,32(4):56.
GUO Zong, WEI Gang, Li Ming, et al. Assessment of Power Supply Capability for Distribution Network with Distributed Generations[J]. Modern Electric Power, 2015, 32(4): 56.
- [18] 郑薇,聂玉峰,刘炎.大M法和两阶段法中检验向量间的关系[J].高等数学研究,2015,18(1):63.
ZHENG Wei, NIE Yufeng, LIU Yan. Relationship of Reduced Cost Between Big M Method and Two-phase Method[J]. Advanced Mathematics Research, 2015, 18(1): 63.
- [19] 谷文卓.配电网最大供电能力的定义、模型与计算方法[D].天津:天津大学,2012.
- [20] 李振坤,陈星莺,刘皓明,等.配电网供电能力的实时评估分析[J].电力系统自动化,2009,33(6):36.
LI Zhenkun, CHEN Xingying, LIU Haoming, et al. Online Assessment of Distribution Network Loading Capability[J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33 (6): 36.
- [21] 吴军,涂光瑜,罗毅,等.电力市场交易方式分析[J].电力系统自动化,2002,26(12):24.
WU Jun, TU Guangyu, LUO Yi, et al. Analysis of Trading Modes in Power Market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2002, 26(12): 24.
- [22] 郝瑞芝.粒子群优化算法及其应用研究[D].西北师范大学,2010.
- [23] LI X, JIANG C. Short-Term Operation Model and Risk Management for Wind Power Penetrated System in Electricity Market[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(2): 932.

(编辑:温泽宇)