

基于多级协同的受端电网接纳能力评估分析方法及应用

张彦涛^{1,2}, 宋炳兵³, 周毅³, 丁怡^{1,2}, 涂孟夫^{1,2}, 张丙金^{1,2}

(1. 南瑞集团(国网电力科学研究院)有限公司, 江苏 南京 211106;

2. 智能电网保护和运行控制国家重点实验室, 江苏 南京 211106; 3. 国家电网有限公司华东分部, 上海 200120)

摘要:伴随国家电网公司对富余可再生能源跨省区消纳的大力推进,受端电网接纳能力的精细化评估分析成为跨省区新能源消纳的核心问题,对此,基于三公调度模式下的安全约束经济调度优化技术,提出了采用多级协同方案的受端电网接纳能力评估分析方法。该方法构建了省级电网接纳能力评估分析、分中心接纳能力安全校核与校正和多回直流通道接纳能力评估分析模型。首先执行省级电网接纳能力评估分析,为分中心接纳能力评估分析提供边界条件。然后对分中心全网、单回直流通道或多回直流通道进行接纳能力有效性评估和安全校正,为国调中心跨省区现货交易出清提供可靠的边界条件。经过多场景算例和实用化运行的分析与验证,结果表明该方法可准确分析分中心全网、单回直流通道或多回直流通道等不同维度的新能源消纳能力,为跨省区现货交易的顺利进行提供了技术保障,实现了富余可再生能源跨省区最大消纳。

关键词:受端电网;接纳能力;安全约束;评估分析;多级协同;优化模型

中图分类号:TM 734

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202102033

0 引言

为解决国内新能源全额消纳的难题,国内外相关学者提出了多周期协调优化^[1]、多能源协调优化^[2-3]、需求响应与火电机组深度调峰优化^[4]等技术手段,充分挖掘新能源消纳潜力,提高调度运行的精细化水平,最大限度实现火电、水电、抽蓄、核电等多种能源协调优化配置,实现新能源的最大消纳。

随着特高压交、直流线路与大型清洁能源发电基地的快速建设,送、受端电网以及上、下级调度间紧密耦合,如何在更大的空间范围内消纳新能源成为亟待解决的问题。文献[5-8]建立了直流跨区互联电网发、输电计划的精细化模型,通过将直流联络线功率等效为多台发电机组、多个输电单元或多个功率运行点,基于功率等值叠加原理,实现了直流功率的阶梯化运行,提高了互联电网的风电消纳能力,但未充分考虑受端电网的接纳能力。文献[9]提出了一种适用于工程实践的综合考虑发电侧多元能源发电互补特性、特高压线路输电运行特性、用电侧柔性负荷响应特性的全网发-输-用发电计划一体化优化模型,支持对全网发-输-用电资源的一体化优化,是未来调度计划的发展方向,与目前多级调度协同优化的调度模式不匹配,未充分评估全网一体化优化的计算效率。

2017年8月15日,北京电力交易中心发布《跨区域省间富裕可再生能源电力现货试点规则(试行)》,为富余可再生能源跨省区消纳提供了市场机制。富余可再生能源跨省区交易出清由国调中心统一组织,送端电网向国调中心申报富余可再生能源

外送需求和交易价格,受端电网向国调中心申报富余可再生能源接纳能力。研究新能源接纳能力的方法很多,包括最优化方法^[10]、生产模拟方法^[11]、概率潮流计算方法^[12-13]等,但均局限于送端电网^[10-11]新能源消纳需求和输电断面^[12-13]新能源输送能力分析,未针对目前国内的调度运行模式对受端电网接纳能力进行精细化分析,国调中心无法精准掌控受端电网各条直流通道及其整体接纳能力,无法实现新能源跨区现货的最大交易,不利于新能源跨区消纳。

本文为适应富余可再生能源跨省区消纳的实际需要,基于国内多级协同、三公调度的运行模式,构建了省级电网接纳能力评估分析、分中心接纳能力安全校核与校正和多回直流通道接纳能力评估分析模型。首先由省级电网进行接纳能力评估分析,为分中心提供边界条件,分中心基于各省上报的基础数据,对机组出力、省间送、受电计划和区外直流功率计划进行优化调整,评估分析分中心全网、单回直流通道或多回直流通道等不同维度的接纳能力。最后通过构造不同计算场景验证受端电网接纳能力评估分析方法的有效性和正确性。

1 省级电网接纳能力评估分析模型

目前三公调度模式下,省级电网机组组合主要由电厂年度电量完成进度和检修计划决定,一般采用中长期评估分析方案优化机组组合,日前人工调整的方式确定,未采用日前、日内评估分析方案对机组组合进行优化。

机组组合的事先确定,锁定了省级电网最大接纳空间,其有效空间即为接纳能力,是接纳能力评估分析的目标,其函数表达式为:

$$F_1 = \max \left(\sum_{m \in S_m} \sum_{t \in T} (\tau_{m,t} - \tau_{m,t}^0) + \min \left(\sum_{m \in S_m} (\tau_{m,t} - \tau_{m,t}^0) \right) \kappa \right) \quad (1)$$

其中,函数 $\max(\cdot)$ 、 $\min(\cdot)$ 分别表示取最大、最小值; $\tau_{m,t}^0$ 为联络线 m 在时段 t 的初始计划功率,是常量; $\tau_{m,t}$ 为联络线 m 在时段 t 的决策计划功率,是决策变量; $\tau_{m,t} - \tau_{m,t}^0$ 表示受入功率,即接纳能力; S_m 为联络线集合; T 为系统调度期间的时段集合; κ 为大惩罚系数。 F_1 由2个部分组成:第一部分为接纳总量最大;第二部分为使接纳能力在最小时段最大化,避免为寻求总接纳能力最大而导致个别时段系统功率过小的问题,也是过滤多解中总接纳能力相同、个别时段系统功率过小方案的依据。

接纳能力评估分析需剔除省内断面安全引起的新能源受限功率,故引入减少新能源消纳的成本最小优化目标,与接纳能力最大的优化目标反向,故可对优化目标函数作进一步处理。新能源最大消纳的反向目标函数 F_2 及最终优化目标函数 F 分别为:

$$F_2 = -F_1 = \min \left(\sum_{m \in S_m} \sum_{t \in T} (\tau_{m,t}^0 - \tau_{m,t}) + \max \left(\sum_{m \in S_m} (\tau_{m,t}^0 - \tau_{m,t}) \right) \kappa \right) \quad (2)$$

$$F = F_2 + \min \left(\sum_{w \in S_w} \sum_{t \in T} \psi_{w,t} \right) \quad (3)$$

其中, $\psi_{w,t}$ 为新能源机组 w 在时段 t 的受限惩罚成本^[11],是决策变量; S_w 为新能源机组集合。新能源消纳成本量级高于接纳能力,保证新能源消纳受限只因电网安全约束导致,不会因为接纳外来电而减少本地新能源的消纳。

由于存在极小、极大的优化目标,故优化模型为非线性模型,可通过引入中间变量 Z 进行线性转化:

$$\begin{cases} \min \left(\max \left(\sum_{m \in S_m} (\tau_{m,t}^0 - \tau_{m,t}) \right) \right) = \min Z \\ Z \geq \sum_{m \in S_m} (\tau_{m,t}^0 - \tau_{m,t}) \end{cases} \quad (4)$$

省级电网新能源消纳能力评估分析模型的约束条件包括系统负荷平衡、机组爬坡滑坡、机组最大最小出力、供热机组供热期和非供热期约束、电网安全、新能源最大出力^[11]等常规约束,本文仅对需要改造的系统负荷平衡和电网安全约束作进一步阐述。

(1) 系统负荷平衡约束。

$$\sum_{i \in S_i} p_{i,t} + \sum_{m \in S_m} \tau_{m,t} + \sum_{w \in S_w} (p_{w,t} - \delta_{w,t}) + s_t = L_t \quad (5)$$

其中, $p_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 的有功出力,是决策变量; S_i 为常规机组集合; $p_{w,t}$ 为新能源机组 w 在时段 t 的有功预测,是常量; $\delta_{w,t}$ 为新能源机组 w 在时段 t 的受限功率,是决策变量; s_t 为时段 t 的系统预留负荷,是

常量,表示新能源预测功率的波动性; L_t 为时段 t 的系统负荷。

(2) 电网安全约束。

联络线计划为决策变量,故潮流计算中机组出力不再是唯一变量,引入联络线计划后表达式为:

$$H_{e,t}^d \leq \sum_{i \in S_i} p_{i,t} s_{e,i,t} + \sum_{m \in S_m} \tau_{m,t} s_{e,m,t} + \zeta_t \leq H_{e,t}^u \quad (6)$$

其中, $H_{e,t}^d$ 、 $H_{e,t}^u$ 分别为设备 e 在时段 t 的正、反向潮流限额; $s_{e,m,t}$ 、 $s_{e,i,t}$ 分别为设备 e 在时段 t 对联络线 m 、机组 i 的灵敏度; ζ_t 为时段 t 的负荷潮流分量。

由于火电机组深度调峰、可控负荷、电储能等均为调峰、备用、调频等辅助服务的重要资源,故在接纳能力评估分析时不考虑相关约束,可进一步在调峰、调频能力等分析中考虑。

2 分中心接纳能力校核与校正模型

由于分中心下辖省级电网无法对省间断面进行安全校核,故各省级电网上报接纳能力、系统负荷预测、母线负荷预测、新能源预测、机组出力计划、可调整机组状态标识、检修计划、稳定断面限额等基础数据至分中心,由分中心对全网接纳能力进行安全校核,并依据校核结果对不满足电网运行安全要求的接纳能力进行校正。

分中心接纳能力安全校核与校正模型优化目标以与各省上报计划偏差电量最小为目标^[14],即:

$$\min F' = \sum_{i \in S_i} \sum_{t \in T} \varphi_{i,t} = \min \left(\sum_{i \in S_i} \sum_{t \in T} (\varphi_{i,t}^+ + \varphi_{i,t}^-) \right) \quad (7)$$

其中, $\varphi_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 的优化出力与各省上报出力的偏差成本; $\varphi_{i,t}^+$ 、 $\varphi_{i,t}^-$ 分别为机组 i 在时段 t 的优化出力与各省上报出力的正、负偏差成本^[15]。

接纳能力安全校核与校正需保证各省发用电平衡,约束表达式为:

$$R_{a,t} + \sum_{i \in S_a} p_{i,t} + \sum_{m \in S_{a,m}} \tau_{m,t}^0 = L_{a,t} - \varepsilon_{a,t} \quad (8)$$

其中, $R_{a,t}$ 为省级电网 a 在时段 t 上报的新能源消纳能力,是常量; S_a 、 $S_{a,m}$ 分别为省级电网 a 内所有机组、联络线集合; $\varepsilon_{a,t}$ 为省级电网 a 在时段 t 的新能源消纳能力松弛量,是非负决策变量; $L_{a,t}$ 为省级电网 a 在时段 t 的系统负荷。

当各省上报的系统接纳能力无法满足全网安全稳定运行要求时,需对各省上报的系统接纳能力进行调整,为避免随机分配,引入各省新能源消纳能力调整比例约束,即:

$$\begin{cases} \varepsilon_{a,t} = \mu_{a,t} R_t + R_{a,t}^+ - R_{a,t}^- \\ \sum_{a \in A} \mu_{a,t} = 1 \end{cases} \quad (9)$$

其中, $\mu_{a,t}$ 为省级电网 a 在时段 t 的新能源消纳能力比例系数,可人工设置,也可使用各省上报的接纳能力权重系数; A 为省级电网集合; R_t 为时段 t 的新能

源消纳能力调整量的中间变量; $R_{a,t}^+$ 、 $R_{a,t}^-$ 分别为省级电网 a 在时段 t 的新能源消纳能力调整比例约束的正、反向松弛变量,是非负变量。

引入松弛变量后,需对优化目标进行修正,增加各省新能源消纳能力调整比例约束松弛成本,即:

$$\min F'' = F' + \sum_{t \in T} \sum_{a \in A} (R_{a,t}^+ + R_{a,t}^-) R^f \quad (10)$$

其中, F'' 为修正后的优化目标; R^f 为接纳能力松弛惩罚系数。

调整各省上报的接纳能力后,区外直流功率计划需联动调整,且跨省区直流功率计划变化量和各省送受电功率计划变化量(即接纳能力)应满足如下平衡关系:

$$\sum_{a \in A} (R_{a,t} - \varepsilon_{a,t}) = \sum_{d \in D} k_{d,t} \quad (11)$$

其中, $k_{d,t}$ 为直流通道 d 在时段 t 的直流功率变化量; D 为直流通道集合。

区外直流功率计划量调整时,需满足如下直流通道功率限值:

$$k_{d,t}^0 + k_{d,t} \leq K_{d,t} \quad (12)$$

其中, $k_{d,t}^0$ 为直流通道 d 在时段 t 的初始直流功率计划; $K_{d,t}$ 为直流通道 d 在时段 t 的直流功率限值。

由于直流调整无相应成本,存在随机调整的现象,故引入直流功率调整量比例关系约束,即:

$$\begin{cases} k_{d,t} = \beta_{d,t} \gamma_t + \gamma_{d,t}^+ - \gamma_{d,t}^- \\ \sum_{d \in D} \beta_{d,t} = 1 \end{cases} \quad (13)$$

其中, $\beta_{d,t}$ 为直流通道 d 在时段 t 的变化比例系数,可人工设置,也可使用直流通道裕度权重; γ_t 为时段 t 的直流功率变化中间变量; $\gamma_{d,t}^+$ 、 $\gamma_{d,t}^-$ 分别为直流通道 d 在时段 t 的直流功率变化正、反向松弛变量,是非负变量。

引入直流功率调整比例松弛变量后,需对优化目标进一步修正,增加直流功率变化量比例关系松弛成本的最小目标函数,即:

$$\min F''' = F'' + \sum_{t \in T} \sum_{d \in D} (\gamma_{d,t}^+ + \gamma_{d,t}^-) \gamma^f \quad (14)$$

其中, F''' 为进一步修正后的优化目标; γ^f 为松弛惩罚系数。目标函数中包含的直流比例松弛惩罚系数高于各省新能源消纳能力调整比例松弛惩罚系数,二者相互冲突时,优先考虑区外直流功率计划量的占比。

分中心接纳能力校核与校正模型中其他约束包括分省备用约束、机组运行约束、电网安全约束、机组群约束等^[1-4],均为常规约束,不再赘述。

3 多回直流通道接纳能力分析模型

由于国调中心经常指定富余可再生能源跨省区交易的直流通道,分中心需对某条或某几条直流通道的接纳能力进行分析,作为富余可再生能源跨省区现货交易的出清边界和交易路径,基于此提出了

多回直流通道接纳能力的分析模型。

多回直流通道接纳能力的分析模型以与各省上报的机组出力计划偏差量最小为原始目标,伴随建模过程逐步完善,形成最终的优化目标。首先引入多回直流通道接纳能力最大为目标,其表达式为:

$$\min F^1 = \min F' + \sum_{t \in T} \sum_{d \in D} \rho_{d,t} \rho^f \quad (15)$$

其中, ρ^f 为直流通道限额与计划偏差的惩罚系数; $\rho_{d,t}$ 为直流通道 d 在时段 t 的直流功率计划与直流通道功率限额的偏差,是非负变量,可进一步表示为式(16)。

$$\rho_{d,t} = K_{d,t} - \theta_{d,t} \quad (16)$$

其中, $\theta_{d,t}$ 为直流通道 d 在时段 t 的直流功率计划。为实现多回直流通道的最大消纳,要求 $\rho_{d,t}$ 趋近于0,因此优化目标需考虑直流功率计划量与限额偏差成本。

多回直流通道的接纳能力分析需满足各省发电的平衡约束,其表达式为:

$$\tau_{a,t} + \sum_{i \in S_a} p_{i,t} = L_{a,t} \quad (17)$$

其中, $\tau_{a,t}$ 为省级电网 a 在时段 t 的送受电功率计划,可进一步表示为式(18)。

$$\tau_{a,t} = \sum_{m \in S_{a,m}} \tau_{m,t} \quad (18)$$

分中心直流通道调整必然导致省间送受电计划调整,且直流通道的接纳能力等于省间送受电计划的调整量,故直流通道接纳能力和各省送受电计划调整量存在如下平衡关系:

$$\sum_{a \in A} \tau_{a,t}^\Delta = \sum_{d \in D} \rho_{d,t} \quad (19)$$

其中, $\tau_{a,t}^\Delta$ 为省级电网 a 在时段 t 的送、受电计划调整量,是非负变量。

为避免各省送受电计划随机调整,引入各省送受电计划调整量的比例约束,即:

$$\begin{cases} \tau_{a,t}^\Delta = \vartheta_{a,t} \tau_t + \tau_{a,t}^+ - \tau_{a,t}^- \\ \sum_{a \in A} \vartheta_{a,t} = 1 \end{cases} \quad (20)$$

其中, $\vartheta_{a,t}$ 为省级电网 a 在时段 t 的新能源消纳能力比例系数,可人工设置,也可使用各省上报的新能源接纳能力权重; τ_t 为时段 t 各省口子调整的中间变量; $\tau_{a,t}^+$ 、 $\tau_{a,t}^-$ 分别为省级电网 a 在时段 t 的送受电计划调整量的比例约束正、反向松弛变量,是非负变量。

引入送受电计划调整比例松弛量后,需对优化目标进行修正,增加各省送受电计划调整比例约束松弛成本,表达式如下:

$$\min F^2 = F^1 + \sum_{t \in T} \sum_{a \in A} (\tau_{a,t}^+ + \tau_{a,t}^-) \tau^f \quad (21)$$

其中, F^2 为修正后的优化目标; τ^f 为惩罚系数。

多回直流通道计划与限额偏差量同样面临随机性问题,故进一步引入直流偏差量比例约束,即:

$$\begin{cases} \rho_{d,t} = v_{d,t} \theta_t + \theta_{d,t}^+ - \theta_{d,t}^- \\ \sum_{d \in D} v_{d,t} = 1 \end{cases} \quad (22)$$

其中, $v_{d,t}$ 为直流通道 d 在时段 t 的直流偏差比例系数, 可人工设置, 也可使用直流通道裕度权重; θ_t 为时段 t 的直流偏差中间变量; $\theta_{d,t}^+$ 、 $\theta_{d,t}^-$ 分别为直流通道 d 在时段 t 的直流偏差正、反向松弛变量, 是非负变量。

对优化目标进行进一步修正, 增加直流偏差量比例关系松弛成本, 其目标函数 F^3 的表达式为:

$$\min F^3 = F^2 + \sum_{t \in T} \sum_{d \in D} (\theta_{d,t}^+ + \theta_{d,t}^-) \theta^f \quad (23)$$

其中, θ^f 为惩罚系数。优化目标中各惩罚系数存在一定的量级差, 其中, 直流计划与直流通道功率限额偏差的惩罚系数 ρ^f 量级最高, 以便评估其最大消纳能力; 其次是直流偏差量比例惩罚系数 θ^f , 优先考虑区外直流功率计划量的占比; 最后调整省间送受电功率计划量的占比, 故 $\theta_{d,t}$ 数量级最低。

分中心多回直流通道接纳能力分析模型中的其他约束包括分省备用约束、机组运行约束、电网安全约束、机组群约束等^[14], 均为常规约束, 不再赘述。

4 算例分析

4.1 算例描述

为验证受端电网接纳能力分析模型的有效性, 采用国内某省和分中心的电力系统数据构造算例, 对建立的模型进行验证分析。省级电网包括 218 台机组, 总装机容量为 61 910 MW, 共 450 个安全断面; 分中心电网包括 1 009 台机组, 总装机容量为 340 780 MW, 共 654 个安全约束断面。本文选取 3 个场景算例进行分析: ①构建省级电网接纳能力分析场景, 验证省级电网接纳能力分析模型极大极小目标及电网安全对优化结果的影响; ②构建分中心接纳能力校核与校正场景, 验证分中心基于全网运行安全对各省上报接纳能力进行安全校正; ③构建单回直流通道分析场景, 验证分中心对单回或多回直流通道的接纳能力评估分析结果。

本文优化模型均为线性规划模型, 采用商业的数学优化软件 CPLEX 中的对偶单纯模型进行求解。在 CUP 为 Intel® Xeon® E7-4820 V2、主频为 2 GHz、内存为 64 GB 的服务器上计算求解, 求解时间受基础数据变化影响, 基本在 20 s 之内完成, 算例①—③的求解时间分别为 5、15、8 s。

4.2 省级电网接纳能力分析

本算例以某省级电网 2020 年 3 月 28 日 08:15—12:00 电网实际运行数据为计算场景, 时间间隔为 15 min, 对比传统无网络约束接纳能力和本文有网络约束接纳能力分析结果, 如图 1 所示。图中, 无网络约束接纳能力由系统负荷叠加送受电功率计划量, 扣除火电、水电等常规开机机组出力下限和新能源机组预测出力得到, 未考虑电网安全, 不能保证接纳能力的有效性, 不具备参考价值; 有网络约束接纳能力由本文构建的省级电网接纳能力模型计算得

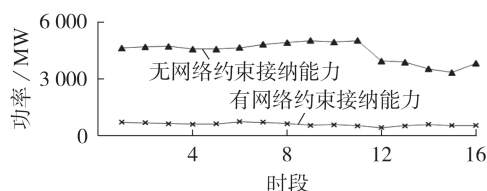


图1 有、无网络约束接纳能力对比分析

Fig.1 Contrastive analysis of admissibility with and without network constraints

到, 考虑了计划编制的各类约束条件, 同时考虑了省间送受电功率计划量变化对省内断面、设备潮流的影响, 保证了接纳能力的有效性。

省级电网接纳能力评估分析模型可能存在多解问题, 即所有时段接纳能力总和相同, 但各时段接纳能力存在一定差异, 如图 2 所示。由图可知, 所有时段中 2 条曲线的接纳能力总和均为 2 328 MW·h, 但各时段下 2 条曲线的接纳能力存在一定差异, 一般取 2 条接纳能力曲线中接纳能力最小值较大的一条 (解 1) 作为最后的评估结果。原因在于跨省区交易的直流输送功率一般较为平稳, 个别时段接纳能力较小往往会成为跨省区新能源消纳的瓶颈, 因此引入了极大极小的优化目标, 图 2 中解 1 即为引入极大极小优化目标后的接纳能力曲线。

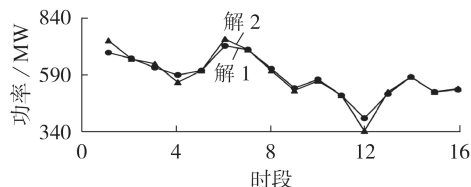


图2 极大极小目标应对多解问题

Fig.2 Coping with multi-solution problems with maximum and minimum targets

4.3 分中心接纳能力安全校核及校正

本算例以某区域电网 2020 年 4 月 6 日 08:15—12:00 电网实际运行数据为计算场景, 时间间隔为 15 min, 以各省级电网上报至分中心的各类基础数据为边界条件, 利用分中心接纳能力校核与校正模型对各省上报接纳能力进行校核与校正, 校正结果显示, 仅有 1 个省级电网最终接纳能力小于上报接纳能力, 如图 3 所示。

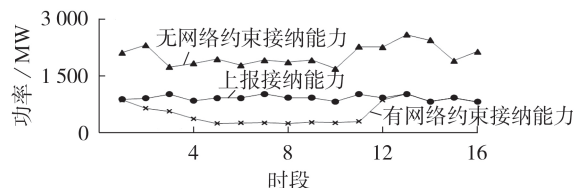


图3 某省接纳能力校正分析

Fig.3 Correction analysis of acceptance capacity in a province

图3中,无网络约束接纳能力由系统负荷扣除联络线功率计划量、常规机组出力下限、新能源预测功率、系统预留备用后得到,未考虑电网各类运行约束,存在很大比例的无效接纳空间;上报接纳能力由省级电网利用接纳能力评估分析模型计算得到,未考虑省际断面潮流限制;有网络约束接纳能力由分中心利用全网接纳能力校核与校正模型计算得到,充分考虑了全网省际断面通道裕度、区外直流通道裕度等约束,可在保证电网安全稳定运行下有效执行。

该省直流受入情况及区外直流未受入原因分别如图4上图和下图所示。由图4上图可知,时段2—10优化后直流通道计划与原始计划相同,未从区外直流受入功率,故该省最终接纳能力小于该省上报接纳能力。由图4下图可知,该断面在时段2—11潮流均等于限额,且区外直流受入功率大小与该断面潮流相关,导致直流受入功率受限,进而影响该省最终接纳能力。

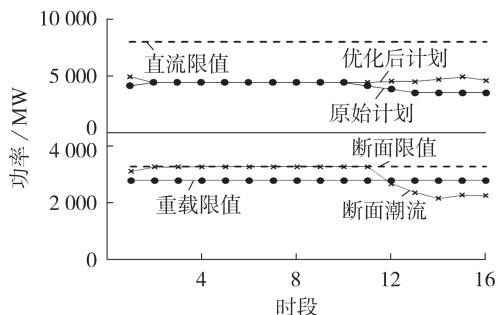


图4 直流受入功率情况与稳定断面受限情况分析

Fig.4 Analysis of DC receiving power conditions and limited situation of stable section

4.4 分中心多回直流通道接纳能力分析

本算例以某区域电网2020年4月10日12:15—16:00实际运行数据为计算场景,时间间隔为15 min,分析指定某条直流接入某省的单回直流接纳能力,如图5上图所示。由图可知,该直流功率最终计划量未达到直流功率限值,说明该直流通道完全利用会影响电网安全,经过分析后,发现存在相关断面受限,潮流曲线如图5下图所示。

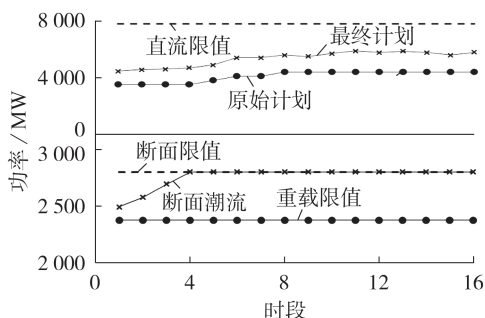


图5 某条直流通道接纳能力及稳定断面受限情况分析

Fig.5 Analysis of DC acceptance capacity and limited situation of stable section

5 结论

为适应富余可再生能源跨省区现货交易需求,提出了受端电网多级协同的接纳能力评估分析方法,通过省级电网接纳能力评估分析和分中心接纳能力安全校核与校正,对区域电网全网接纳能力进行有效性评估,为国调中心跨省区现货交易出清提供有效的边界条件。另外,本文依据跨省区现货交易的实际运行要求,从国调中心角度提出了单回和多回直流通道接纳能力评估分析方法,为国调中心指定直流通道消纳富余可再生能源提供了辅助决策手段,最大限度促进跨省区新能源消纳。本文所提出的受端电网多级协同消纳能力评估分析方法已在某区域电网实际应用,后续可继续向其他受端电网推广。

参考文献:

- [1] 谢丽荣,张勇,王岗,等. 中短期多周期发电计划的协调方式和闭环控制[J]. 电力系统自动化,2014,38(10):126-131.
XIE Lirong, ZHANG Yong, WANG Gang, et al. Coordination method and closed-loop control of medium-short term multi-cycle generation scheduling[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(10): 126-131.
- [2] 崔雪,邹晨露,王恒,等. 考虑风电消纳的电热联合系统源荷协调优化调度[J]. 电力自动化设备,2018,38(7):74-81.
CUI Xue, ZOU Chenlu, WANG Heng, et al. Source and load coordinative optimal dispatching of combined heat and power system considering wind power accommodation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(7): 74-81.
- [3] 牛林华,龚庆武,黄炳翔,等. 大规模风电接入下的风光火电力系统联合优化调度[J]. 电力自动化设备,2015,35(11):52-58.
NIU Linhua, GONG Qingwu, HUANG Bingxiang, et al. Optimal dispatch of wind-gas-coal power generation system with large-scale wind farm[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(11): 52-58.
- [4] 董超,张彦涛,刘嘉宁,等. 考虑火电机组深度调峰的实时发电计划模型及应用[J]. 电力自动化设备,2019,39(3):108-113.
DONG Chao, ZHANG Yantao, LIU Jianing, et al. Real-time generation scheduling model and its application considering deep peak regulation of thermal power units[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(3): 108-113.
- [5] 王斌,夏叶,夏清,等. 直流跨区互联电网发输电计划模型与方法[J]. 电力系统自动化,2016,40(3):8-13, 26.
WANG Bin, XIA Ye, XIA Qing, et al. Model and methods of generation and transmission scheduling of inter-regional power grid via HVDC tie-line[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(3): 8-13, 26.
- [6] 韩红卫,涂孟夫,张慧玲,等. 考虑跨区直流调峰的日前发电计划优化方法及分析[J]. 电力系统自动化,2015,39(16):138-143.
HAN Hongwei, TU Mengfu, ZHANG Huiling, et al. Day-ahead generation scheduling method considering adjustable HVDC plan and its analysis[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(16): 138-143.
- [7] 钟海旺,夏清,丁茂生,等. 以直流联络线运行方式优化提升新能源消纳能力的新模式[J]. 电力系统自动化,2015,39(3):36-42.
ZHONG Haiwang, XIA Qing, DING Maosheng, et al. A new mode of HVDC Tie-line operation optimization for maximizing renewable energy accommodation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(3): 36-42.
- [8] 徐帆,丁怡,韩红卫,等. 促进跨区新能源消纳的直流联络线功

- 率优化模型及分析[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(18): 152-159.
- XU Fan, DING Qia, HAN Hongwei, et al. Power optimization model and analysis of HVDC tie-line for promoting integration of inter-regional renewable energy accommodation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(18): 152-159.
- [9] 徐帆, 涂孟夫, 李利利, 等. 促进清洁能源消纳的全网一体化发电计划模型及求解[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(19): 185-193.
- XU Fan, TU Mengfu, LI Lili, et al. Scheduling model and solution of integrated power generation in power grid for clean energy accommodation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(19): 185-193.
- [10] 吴冠男, 张明理, 徐建源, 等. 适用于评估风电接纳能力的时序生产模拟算法研究[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(23): 151-157.
- WU Guannan, ZHANG Mingli, XU Jianyuan, et al. Time series production algorithm for evaluating wind power accommodation capacity[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(23): 151-157.
- [11] 欧阳聪, 刘明波. 考虑网络传输约束的并网光伏发电消纳容量计算[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(5): 17-23.
- OUYANG Cong, LIU Mingbo. Computing of accommodation capacity of grid-integrated photovoltaic generation considering network's transmission constraints[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(5): 17-23.
- [12] 鲍颜红, 张金龙, 江叶峰, 等. 考虑新能源出力不确定性的可用输电能力在线评估方法[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(4): 71-76.
- BAO Yanhong, ZHANG Jinlong, JIANG Yefeng, et al. Online assessment method of available transfer capacity considering uncertainties of renewable energy output[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(4): 71-76.
- [13] 李宏仲, 高宇男, 张雪莹, 等. 地区电网光伏消纳能力的提升策略[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(7): 114-120, 127.
- LI Hongzhong, GAO Yunan, ZHANG Xueying, et al. Promotion strategy of photovoltaic accommodation ability for regional power grid[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(7): 114-120, 127.
- [14] 徐帆, 陈之栩, 张勇, 等. 实时发电计划模型及其应用[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(6): 117-122.
- XU Fan, CHEN Zhixu, ZHANG Yong, et al. Real-time generation scheduling model and its application[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(6): 117-122.
- [15] 徐帆, 王颖, 杨建平, 等. 考虑电网安全的风电火电协调优化调度模型及其求解[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(21): 114-120.
- XU Fan, WANG Ying, YANG Jianping, et al. Generation scheduling model and application for wind-thermal power system considering security constraints[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(21): 114-120.

作者简介:



张彦涛

张彦涛(1983—),男,河南漯河人,高级工程师,硕士,主要研究方向为电力系统运行与优化、电力现货市场出清与定价、运筹与优化等(E-mail: zhangyantao@sgepri.sgcc.com.cn);

宋炳兵(1990—),男,江苏海门人,工程师,硕士,主要研究方向为电力调度运行;

周毅(1982—),男,上海人,高级工程师,硕士,主要研究方向为电力调度运行。

(编辑 王欣竹)

Evaluation and analysis method of receiving end power grid acceptance capacity based on multi-level collaboration and its application

ZHANG Yantao^{1,2}, SONG Bingbing³, ZHOU Yi³, DING Qia^{1,2}, TU Mengfu^{1,2}, ZHANG Bingjin^{1,2}

(1. NARI Group Corporation(State Grid Electric Power Research Institute), Nanjing 211106, China;

2. State Key Laboratory of Smart Grid Protection and Control, Nanjing 211106, China;

3. East China Branch of State Grid Corporation of China, Shanghai 200120, China)

Abstract: With the State Grid Corporation of China's vigorous promotion of the cross-provincial consumption of affluent renewable energy, the refined evaluation and analysis of receiving end power grid acceptance capacity has become the core issue of cross-provincial new energy consumption. In this regard, based on the SCED(Security Constrained Economic Dispatch) optimization technology under the three-public dispatch mode, a multi-level collaborative acceptance capability evaluation and analysis method of receiving end power grid is proposed. This method constructs models of a provincial power grid acceptance capability evaluation analysis, a sub-center acceptance capability safety check and correction and a multi-circuit DC acceptance capability evaluation analysis. Firstly, the provincial power grid acceptance capability evaluation analysis is performed to provide a boundary for the sub-center acceptance capability evaluation analysis. Then the effectiveness evaluation and safety correction of the acceptance capacity of the whole network of sub-centers, single-circuit DC or multi-circuit DC are carried out, which provides reliable boundary conditions for the clearing of cross-provincial spot transactions of the National Power Dispatching Communication Center. The multi-scenario example verification and practical operation results show that this method can accurately analyze the new energy consumption capacity of different dimensions such as the whole network of sub-centers, single-circuit DC or multi-circuit DC in the receiving end power grid. It provides technical guarantee for the successfully launch of cross-provincial spot transactions, and realizes the largest cross-provincial consumption of affluent renewable energy.

Key words: receiving end power grid; acceptance capacity; security constraints; evaluation and analysis; multi-level collaboration; optimization model