

# 考虑合理安全原则的大型互联电网 在线传输极限计算

丁平<sup>1</sup>, 周孝信<sup>1</sup>, 严剑峰<sup>1</sup>, 于之虹<sup>1</sup>, 施浩波<sup>1</sup>, 陈伟<sup>2</sup>

(1. 中国电力科学研究院, 北京市 海淀区 100192; 2. 武汉大学电气工程学院, 湖北省 武汉市 430072)

## Calculation of Online Total Transfer Capability in Bulk Interconnected Grid Integrating Rationality and Security Principle

DING Ping<sup>1</sup>, ZHOU Xiao-xin<sup>1</sup>, YAN Jian-feng<sup>1</sup>, YU Zhi-hong<sup>1</sup>, SHI Hao-bo<sup>1</sup>, CHEN Wei<sup>2</sup>

(1. China Electric Power Research Institute, Haidian District, Beijing 100192, China;

2. School of Electric Engineering, Wuhan University, Wuhan 430072, Hubei Province, China)

**ABSTRACT:** Dubious conclusion is always drawn out from calculating total transfer capability (TTC) with traditional repeat power flow method, for there is not clear prescript for operation model and fault set in period studied. To make up that limitation and ensure the conclusion can be used to guide electric produce well in bulk interconnected grid, rationality and security principle was used to modify repeat power flow method. Operation order of generators which try to make power system most unstable was taken and the result of calculation can push power grid more security. Four piece of measure following were imposed on process of calculation to adapt to bulk grid. Various ways to augment power on interfaces were taken according with characteristic of grid. Power on transmission interfaces was controlled synchronously to take into account effect from neighbor interfaces. All kinds of security measure were embodied during regulating power flow. Only the faults involved with interface were inspected. The algorithm proposed was validated by real electrical projects.

**KEY WORDS:** calculating total transfer capability online; rationality and security principle; control power on interfaces; operation order of generators; bulk interconnected grid

**摘要:** 传统的重复潮流法传输极限计算模型, 对所考察时段可能出现的运行方式及需要校核的故障集缺乏明确的规定, 使计算结论有较大的不确定性。为弥补该缺陷并保证传输极限值能较好地指导电力生产, 提出用合理安全原则改进重复潮流法。据此形成一种适合于大型互联电网的在线传输极限算法。该算法采用最易失稳的机组调节次序使计算结论有较好的安全性。通过以下措施使计算过程符合大型电网的实际: 针对不同的电网状况采用不同的断面功率增长方式; 用同时控制多断面功率的潮流调整算法考虑相邻断面功率对被研究断面的影响; 用各种安全限制措施约束潮流调整过

程; 只校核与断面相关的故障。用实际工程算例证明算法的有效性。

**关键词:** 在线传输极限计算; 合理安全原则; 控制多断面功率; 机组调节次序; 大型互联电网

## 0 引言

随着特高压工程的推进和三华联网, 中国国家电网正在成为覆盖面广、电压等级多、输电距离长、传输功率大、各部分差异性大、联系复杂的超大规模电网。在线计算输电断面的传输极限给电网操作提供可靠的依据, 是保障复杂大型互联电网安全运行的有力措施。

电力系统的传输极限(total transfer capability, TTC)<sup>[1]</sup>指电力系统在没有违反热过负荷、节点电压越限、电压崩溃或任何如暂态稳定等系统安全约束前提下, 指定输电路径上最大的电力输送能力。它是衡量电力系统安全裕度的重要指标, 也是决定可用传输能力(available transfer capability, ATC)<sup>[2]</sup>的基础。

在线传输极限计算以在线运行的实际电网作为研究对象, 在规定的时间内计算出指定断面的传输极限。

TTC 的计算方法通常可分为 2 大类: 基于概率的方法和确定性的方法。基于概率的方法<sup>[3-6]</sup>能反映 TTC 统计学意义上的规律, 但由于难以获得准确度高的元件故障概率曲线、计算量过大以及给出的结论有一定的模糊性, 目前不适合在线应用。确定性方法主要有:

1) 最优潮流法<sup>[7-9]</sup>。能给出特定约束条件下断面允许传输的最大功率。该方法将可能出现的运行

方式限定为某种最理想的工况，与实际不符；考虑暂态稳定约束时，控制变量和约束数目巨大，难以应用于大型电网。此外计算结果可用性差和离散控制措施难以考虑等都制约其在电网运行中的应用。

2) 连续潮流法<sup>[10-13]</sup>。能在调整断面功率的同时直接考虑电压稳定性。该方法只能用于断面一端增加发电、另一端增加负荷的调节方式；而且用一个公共的负荷因子调节发电和负荷功率，没有考虑新开机组、低压减载等大电网常用的功率调节措施，因而不适用于大型电网的 TTC 计算。

3) 重复潮流法<sup>[14-15]</sup>。该方法重复使用常规潮流算法增加电网指定传输通道上的功率。每得到一新的潮流点，进行指定方式的稳定校核。当某一稳定约束不满足，所研究断面各线路功率之和即为 TTC。由于这种方法能方便地考虑电网各种控制和调节手段，易于处理不同种类的稳定约束，已在离线计算中获得较广泛的应用。但是该方法的基本理论并不完备。

为弥补传统重复潮流法的理论缺陷，本文首先定义合理安全原则。以此为基础，针对用重复潮流法在线计算大型电网输电断面极限中各主要环节呈现出的复杂现象，提出有效的修正策略。中国国家电网算例表明，根据该算法得到的传输极限值安全性高，符合大电网运行实际，算法有效、可行。

## 1 传输极限的模型

电力系统的模型可表示为

$$\begin{cases} \dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{p}) \\ \mathbf{0} = \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{p}) \\ \text{s.t. } \boldsymbol{\psi}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{p}) > \mathbf{0} \end{cases} \quad (1)$$

式中： $\mathbf{x}$  为状态变量； $\mathbf{y}$  为代数变量； $\mathbf{p}$  为由电力系统网络结构和元件参数决定的参变量； $\boldsymbol{\psi}$  为各变量到达限值的条件。

传输极限计算就是电网主网架的参数  $\mathbf{p}_{\text{main}}$  保持不变，在满足各种安全约束的条件下，计算断面传送功率的最大值：

$$\begin{cases} T_{\text{TTC}} = \max(\mathbf{T}(\mathbf{x}, \mathbf{y})) \\ \text{s.t. } \mathbf{D}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \geq \mathbf{0} \\ \mathbf{S}(\mathbf{y}) \geq \mathbf{0} \\ (\mathbf{x}, \mathbf{y}) \in \Omega \\ \mathbf{p}_{\text{main}} = \mathbf{p}_{\text{main}0} \end{cases} \quad (2)$$

式中： $T_{\text{TTC}}$  为传输极限； $\mathbf{T}(\mathbf{x}, \mathbf{y})$  为断面功率； $\mathbf{D}(\mathbf{x}, \mathbf{y})$  为动态约束，指需要考虑元件动态特性的约束条件； $\mathbf{S}(\mathbf{y})$  为静态约束，为只要考虑元件静态特

性的约束条件； $\Omega$  为在被考察的时段内电网可能出现的运行方式集合。

对式(2)中各种计算条件的处理方法不同，形成不同的传输极限算法。最优潮流法将集合  $\Omega$  缩小到只有 1 个最理想的元素，连续潮流法认为集合  $\Omega$  中的元素均位于其指定的功率变化方向上。重复潮流法没有明确的规定。

## 2 合理安全原则及其在大电网中的应用

### 2.1 重复潮流法存在的问题

1) 在线计算时间有限，不能对集合  $\Omega$  中每一个断面功率值对应的多个元素逐一考察。集合  $\Omega$  不能缩小至每 1 个断面功率值对应 1 个元素或更少，原因是下一时段的调度方案需根据本时段传输极限值确定，而且电网中负荷功率变化不能准确预测。这 2 者形成矛盾。

2) 式(2)中动态约束  $\mathbf{D}(\mathbf{x}, \mathbf{y})$  和静态约束  $\mathbf{S}(\mathbf{y})$  对计算的结论和用时均有重大影响，但式(2)没有指出如何确定这 2 个约束集合。

校核对象和稳定约束的确定问题在离线传输极限计算中同样存在。传统的重复潮流法没有对这 2 个问题给出相应的理论依据，导致传输极限计算值受人工经验和各种偶然因素影响，是重复潮流法亟待解决的问题。

### 2.2 合理安全性原则

为有效解决重复潮流法存在的问题，保证计算结论对生产有较好的指导意义，提出如下原则：

**定义 1** 合理性原则，在线传输极限计算过程应该反映电网的特征和生产需求。

**定义 2** 安全性原则，在线传输极限计算结果必须有足够的保守性以保证实际出现的运行方式安全。

**定义 3** 合理安全原则，合理性原则和安全性原则统称为合理安全原则。

合理性原则保证集合  $\Omega$  中不出现各种异常的运行方式，使用的静态和动态约束确有必要。

安全性原则规定了校核用的运行方式是集合  $\Omega$  中稳定程度较低的，使用的故障约束是严厉的。

### 2.3 大电网应用

大型互联电网传输极限计算包括选择断面功率增长方式、选择调节功率的元件、潮流调整和故障校核 4 个主要环节。针对各环节关注的难点问题，根据合理安全原则分别制定解决对策，如图 1 所示。对策中，合理性原则体现在：用网架结构和有效时段确定断面功率增长方式，采用同时控制多断面功率的算法，对潮流调整过程采用安全限制以及只校

核断面相关故障；安全性原则体现在采用最易失稳的功率元件调节次序。

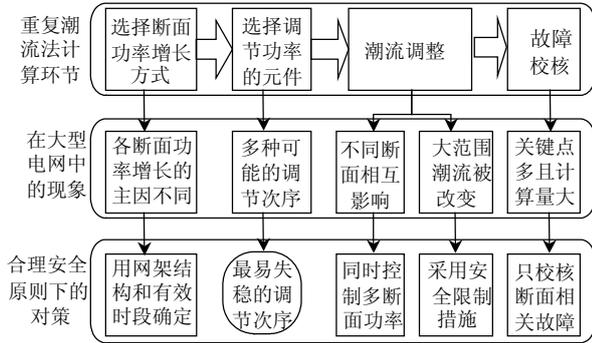


图 1 大电网中合理安全原则的应用

Fig. 1 Application of rationality and security principle to buck grid

### 3 合理性原则

#### 3.1 断面功率增长方式

断面功率的增长由送受端区域发电机和负荷功率的变化决定，有 4 种可能的方式：

1) 送端增加发电、受端减少发电，是在线传输极限计算应用最多的方式。在线传输极限计算结论有效期通常为 10 min 左右，对大多数电网，在该时段负荷变化不会太大，若断面送受端区域有足够的电源支撑，用该方式增加断面功率有利于提供调度信息和开展发电竞争。

2) 送端增加发电、受端增加负荷，用于考察较长时间段的传输极限或受端区域电源支撑能力较弱的电网。

3) 送端减少负荷、受端增加负荷，用于送受端区域电源支撑不是很充分的电网。典型的情况是：送端系统没有足够的备用发电容量，实际断面功率变化主要由受端区域负荷变化引起。

4) 送端减少负荷、受端减少发电，用于考察负荷中心向电源中心倒送电的能力。

综上所述，不同的电网特征和不同计算结果的有效时间段，引起断面功率变化的主要因素不同，应采用不同的断面功率增长方式。

#### 3.2 同时控制多断面功率

相邻断面功率对本断面传输极限的影响为：

- 1) 影响功率穿过相邻断面传至本断面的可能性；
- 2) 影响相邻断面和本断面间的元件电气量；
- 3) 影响所校核故障的稳定性。

考察某一断面传输极限时，将相邻断面功率控制在可能的不利位置或指定值是电网实际特性的反映，也是安全性的需求。

文献[16]提出同时控制多断面功率的算法，其

核心思想是改造传统的潮流方程组，用指定的发电机群控制断面功率。

在牛顿法潮流方程中增加断面功率偏差方程：

$$\Delta P_{\text{cut}}(j) = \sum_{k=1}^{N_j} P_{\text{line}}(k) - P_{\text{des}}(j) = 0 \quad (3)$$

$$\Delta Q_{\text{cut}}(j) = \sum_{k=1}^{N_j} Q_{\text{line}}(k) - Q_{\text{des}}(j) = 0 \quad (4)$$

式中： $\Delta P_{\text{cut}}(j)$ 、 $\Delta Q_{\text{cut}}(j)$ 分别为  $j$  断面的有功和无功功率偏差； $\sum_{k=1}^{N_j} P_{\text{line}}(k)$ 、 $\sum_{k=1}^{N_j} Q_{\text{line}}(k)$  为  $j$  断面的有功和无功功率，它由构成该断面的  $N_j$  条线路的有功和无功功率相加得到； $P_{\text{des}}(j)$ 、 $Q_{\text{des}}(j)$  分别为断面的有功和无功功率目标值。

发电机的调控作用通过在调控机组功率方程中附加功率项体现。第  $m$  个调控机群中第  $i$  台机的有功和无功功率方程为

$$P_g(i) = f_p(i) + \alpha(m)\Delta P_{\text{vail}}(i) \quad (5)$$

$$Q_g(i) = f_q(i) + \beta(m)\Delta Q_{\text{vail}}(i) \quad (6)$$

式中： $f_p(i)$ 、 $f_q(i)$  为发电机节点的拓扑约束，与传统的潮流方程一致； $\Delta P_{\text{vail}}(i)$  为带权重的发电机有功可调出力； $\Delta Q_{\text{vail}}(i)$  为带权重的发电机无功可调出力。

断面功率的变化使电网中不平衡功率增加，必须采用多台机共同承担不平衡功率的方法，即分布式平衡机算法<sup>[17]</sup>。为实现有效的控制，还必须注意各机群的设置技巧，并采用灵活的控制措施<sup>[16]</sup>。

本算法将相邻断面功率控制在指定值，增加被研究断面功率。

#### 3.3 安全限制

大电网潮流调整涉及不同电压等级、不同电网区域。为使潮流合理，必须遵守如下要求：

1) 满足电网的电压和无功规范要求<sup>[18]</sup>。

2) 满足保证电网安全运行所采取的各种特殊安全措施。这些措施来自正常或特殊运行方式下的稳定计算<sup>[19]</sup>，通过离线或在线计算获得。

通过在计算中模拟各种调压措施以满足电压标准，这些措施包括自动投切电容电抗器、变压器有载调压、发电机无功调整 and 低压减载等。各种特殊安全措施必须先被处理成容易执行的规则，然后在潮流调整中检查实施，并影响发电机的调节次序。

#### 3.4 故障集

选用断面上发生的故障或对断面传输有重要影响的元件上发生的故障构成校核用的故障集，称为断面相关故障集。主要原因有：

1) 在线传输极限计算的目标是确保功率有安全通过断面的可能性。由于电网某些局部缺陷,使特定区域发生故障后失稳,不能成为制约断面功率增长的因素。这些局部缺陷应该通过遵守各种安全限制予以消除;少数遗漏的局部缺陷,应该通过预防控制或调度预案校验纠正。

2) 断面及其相关元件故障通常比较严重,是对系统稳定性比较严厉的考核。

## 4 安全性原则

### 4.1 实现方法

寻找最易失去稳定的运行方式,以此确定断面的传输极限,是安全性原则最主要的体现。在线计算中电网的网架结构和负荷功率不具备灵活性,运行方式的差别由发电机功率的安排体现。

实现安全性原则的方法是先根据灵敏度确定在不同稳定形式下最易失稳的发电机调节次序,然后综合成可执行调节次序表,最后用安全限制措施修正该表。以送受端均调节发电的断面功率增长方式为例进行描述。

### 4.2 N-1 热稳定

根据断面相关故障集内热稳定裕度最低线路电流对断面送受端区域内发电机注入的灵敏度,确定N-1热稳定约束最易失稳的发电机调节次序:

1) 每轮潮流调整前确定热稳定裕度最低线路。

2) 计算热稳定裕度最低线路电流对断面送受端区域各发电机有功的灵敏度。

热稳定裕度最低线路 $k$ 的电流 $I_k$ 对第 $m$ 台发电机有功功率 $P_m$ 的灵敏度为

$$\frac{\partial I_k}{\partial P_m} = \frac{\partial I_k}{\partial U_{kl}} \frac{\partial U_{kl}}{\partial P_m} + \frac{\partial I_k}{\partial U_{kj}} \frac{\partial U_{kj}}{\partial P_m} + \frac{\partial I_k}{\partial \theta_{kl}} \frac{\partial \theta_{kl}}{\partial P_m} + \frac{\partial I_k}{\partial \theta_{kj}} \frac{\partial \theta_{kj}}{\partial P_m} \quad (7)$$

式中: $U_{kl}$ 为 $k$ 线路I侧电压幅值;其余符号类推。

3) 将断面送受端区域内所有发电机按热稳定裕度最低线路电流对其注入的灵敏度进行排序,即得N-1热稳定下最易失稳的发电机调节次序表。

### 4.3 静态稳定

基于经典的模态分析法<sup>[20-21]</sup>计算静态稳定约束下最易失稳的发电机调节次序:

1) 每轮调整前确定系统接近静态失稳的模式;

2) 计算各节点对接近失稳模式的参与因子;

3) 将送受端区域内所有发电机按其母线对接近失稳模式的参与因子大小排列,得到静态稳定约

束下最易失稳的发电机调节次序表。

### 4.4 暂态稳定

接近暂态失稳的发电机端母线电压相角向失稳方向增加最大的发电机操作次序即为暂态稳定约束下最易失稳的发电机调节次序。

1) 每轮潮流调整前确定系统接近暂态失稳的发电机集合。

该集合可由暂态摇摆中功角变化最大的一些发电机或功角变化超过某门槛值的发电机组成。

2) 计算接近失稳发电机相角对送受端区域发电机注入的灵敏度。

3) 将断面送受端区域内各台发电机对接近失稳发电机群的影响因子按大小次序排列,即为暂态稳定约束下最易失稳的发电机调节次序表。

发电机对接近失稳发电机群的影响因子定义为

$$a_i = \sum_{h=1}^n \Delta \delta_h \frac{\partial \theta_h}{\partial P_i} \quad (8)$$

式中: $a_i$ 为第 $i$ 台发电机对接近失稳发电机群的影响因子; $n$ 为接近暂态失稳的发电机的总数; $\Delta \delta_h$ 为该群中 $h$ 机在摇摆过程中功角变化的最大值; $\theta_h$ 为 $h$ 机的母线电压相角。

### 4.5 可执行调节次序表

获得不同稳定形式下最易失稳的发电机调节次序表后,将其综合成可执行调节次序表。原则是:若网络结构不发生大的改变且上一时间点传输极限由某种稳定形式制约,则以该种稳定形式决定的发电机调节次序为主生成可执行调节次序表;否则平等对待各种稳定形式决定的发电机调节次序。

最后用安全限制修正该可执行调节次序表,作为潮流调整中决定发电机调节次序的依据。

## 5 算例

### 5.1 中国国家电网算例

在中国国家电网电力调度中心建构的在线动态安全评估系统上,用本文算法对其所属的10个重要断面进行在线计算。在线数据中,母线数约12000个,发电机约1500台,线路和变压器总计约18000条/台。为导出传输极限对每个断面最多进行20轮稳定校核,每轮校核包括130个暂态稳定故障和100个N-1热稳故障。传输极限计算在3min之内完成。

由于各断面送受端区域为省或大区电网,均有较强的电源支撑能力,因而采用送端增加发电、受端减少发电的方式增长断面功率,计算任一断面时

相关断面功率增加 10%。

1)图 2 为 2009 年某日特高压断面的在线潮流、传输极限和离线限值的比较。由图可见，特高压线路一直运行在裕度较高的安全区域。该断面传输极限值大致保持在 2.85~3.05 pu，受系统运行方式影响较小；限制该断面功率的主要故障是发生在特高压线路上的三相短路。特高压线路是目前唯一一条 1050 kV 的线路，比系统其他部分的电压高很多。因而电网其他部分的变化，转化到特高压电压等级的等值阻抗上要小很多，对特高压断面的极限影响很小。单条线路形成的主网架相对薄弱，暂稳问题较突出。这些结论与离线稳定计算结果一致，说明本算法能反映电网特性，且计算结果连续性好。

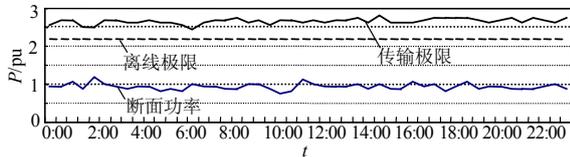


图 2 特高压断面传输极限  
Fig. 2 TTC of EHV transmission intertie

2) 图 3 为鄂湘断面 2009 年某日 13:00~17:15 在线潮流、传输极限和离线限值的比较。从 15:00~15:45 葛岗线退出运行检修，传输极限的变化清楚地反映了系统运行方式的变化。鄂湘断面的限制故障为 N-1 热稳定。值得注意的是，这 3 条线热稳定限值并不相同。葛岗线的限值低于江复 1、2 线。正常情况下，断面传输极限由热限值最小的葛岗线决定，即切除江复 1 线或 2 线使葛岗线电流越限而到达传输极限。葛岗线停运后，江复 1、2 线组成的断面仍足够坚强，限制断面功率的是热稳定而非暂态稳定。但是，由于葛岗线的热稳限值比江复线低不少，因而尽管少了 1 条线路，断面的传输极限并没有降到接近 2/3 的位置，而是从 1.25 pu 附近降至 1.1 pu 附近。以上分析说明本算法能捕捉到电网结构变化。

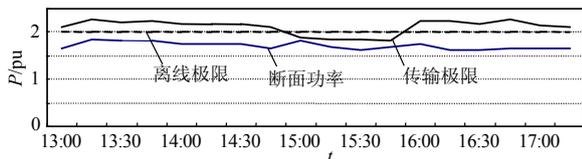


图 3 鄂湘断面传输极限  
Fig. 3 TTC of EXiang intertie

3) 图 4 为安全性原则与其他计算原则在中国国家电网部分断面计算结果比较。取某日 50 个在线数据用按相角调节和按区域调节的原则代替安全原则，重算断面的传输极限。最后用各断面在不

同计算原则下的 50 个极限值的平均值进行比较。按相角调节指按发电机所在母线电压相角从小到大的次序进行调节；按区域调节指按发电机的地理位置，轮流调节各区域的机组，一台机调节能力用尽后再调下一台。结果显示，对特高压断面以及传输极限受热稳定制约的鄂湘断面，采用安全性原则后极限值略有减小；其他断面传输极限受暂稳约束，采用安全性原则后极限值有较明显的下降。说明安全性原则能够检测到限制断面功率增长的较危险的运行方式，提高传输极限值的安全性。

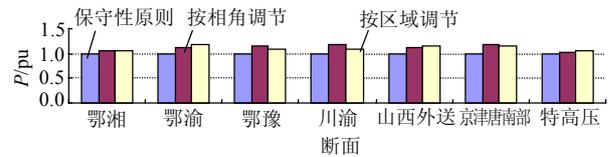


图 4 不同原则下传输极限值的比较  
Fig. 4 Comparison between TTCs from various calculating principle

### 5.2 黑龙江省电网算例

采用本文所述方法对黑龙江省电网进行在线传输极限分析，显示出该省电网的部分特征。黑龙江省的负荷主要集中在中部的哈尔滨附近，东西部为电源向中部地区供电。由于黑龙江与吉林省间交换功率严格按东北网调的要求执行，因而在计算中用控制多断面功率的算法确保省间断面的交换功率为网调指定值。中部区域负荷密集、装机相对较少，减少受端区域的发电可能使负荷中心失去电压支撑，不符合电网操作的基本原则。因而采用送端增加发电、受端增加负荷的方式调节断面功率。

图 5 为黑龙江东部断面 2009 年某日 0:00~22:15 的在线传输极限监视画面的截图。由图可见，该断面的传输极限几乎随着断面上基态潮流的变化而变化。形成这种现象的原因是作为受端区域的黑龙江中部地区电源支撑能力有限，而且部分功率传输通道阻抗较大。当受端区域负荷增加，部分重功率节点的电压下降、与其他节点相角差增大，容易失去暂态稳定。不论断面初始功率多大，受端系统的调节能力很快被用尽，再增加负荷将使电压降和相角差一直增大到让暂态故障失稳。从断面功率的角

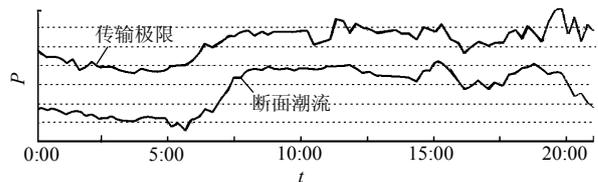


图 5 黑龙江东部断面传输极限  
Fig. 5 TTC of Heilongjiang east intertie

度看调节能力用尽到暂态失稳的距离,对固定的网架结构变化并不大。因而从图中可看到传输极限跟随潮流变化的情况。对比本算例和中国国家电网算例,说明对不同特征的电网应采取不同的断面功率增长方式。本算例证明本文算法在反映电网特性的同时能跟踪运行方式的变化。

## 6 结论

本文针对重复潮流法传输极限计算的理论缺陷提出合理安全原则,并形成适用于大型电网在线应用的算法。该算法将合理性原则运用到断面功率增长方式、潮流调整算法、潮流调整要求和故障集设置中,并用安全性原则确定发电机的调节次序。实际电网的算例证明本算法能找出较危险的运行方式进行稳定校验,使传输极限值有较好的安全性;同时,计算结果连续性较好,能反映电网特性,能捕捉到电网运行方式的变化。

## 参考文献

- [1] North American Electric Reliability Council Task Force on TTC. Transmission transfer capability: a reference document for calculating and reporting the electric power transfer capability of interconnected systems[R]. New Jersey: North American Electric Reliability Council, 1995.
- [2] North American Electric Reliability Council Task Force on TTC. Available transfer capability definitions and determination: a framework for determining available transfer capabilities of the interconnected transmission networks for a commercially viable electricity market[R]. New Jersey: North American Electric Reliability Council, 1996.
- [3] Xiao Yin, Song Yonghua, Sun Yuanzhang. A hybrid stochastic approach to available transfer capability evaluation[J]. IEE Proceedings: Generation, Transmission and Distribution, 2001, 148(5): 420-426.
- [4] Xia Feng, Mellopoulos A P S. A methodology for probabilistic simultaneous transfer capability analysis[J]. IEEE Trans. on Power Systems, 1996, 1(3): 1269-1278.
- [5] Mello J C O, Melo A C G, Granville S. Simultaneous transfer capability assessment by combining interior point methods and Monte Carlo simulation[J]. IEEE Trans. on Power Systems, 1997, 12(2): 736-742.
- [6] Chang R F, Tsai C Y, Su C L, et al. Method for computing probability distributions of available transfer capability[J]. IEE Proceedings: Generation, Transmission and Distribution, 2002, 149(4): 427-431.
- [7] Pereira M V F, Pinto L M V G. Application of sensitivity analysis of supplying capability to interactive transmission expansion planning [J]. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, 1985, 104(2): 381-389.
- [8] De Tuglie E, Dicatoro M, La Scala M, et al. A static optimization approach to assess dynamic available transfer capability[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2000, 15(3): 1069-1076.
- [9] 刘明波,夏岩,吴捷. 计及暂态稳定约束的可用传输容量计算[J]. 中国电机工程学报, 2003, 23(9): 28-33.  
Liu Mingbo, Xia Yan, Wu Jie. Calculation of available transfer capability with transient stability constrains[J]. Proceedings of the CSEE, 2003, 23(9): 28-33(in Chinese).
- [10] Flueck A J, Chiang H D, Shah K S. Investigating the installed real power transfer: capability of a large scale power system under a proposed multiarea interchange schedule using CPFLOW[J]. IEEE Trans. on Power Systems, 1996, 11(2): 883-889.
- [11] 王成山,李国庆,余贻鑫,等. 电力系统区域间功率交换能力的研究(二): 计算区域间最大交换功率的模型与算法[J]. 电力系统自动化, 1999, 23(3): 23-26.  
Wang Chengshan, Li Guoqing, Yu Yixin, et al. Study on transmission transfer capability of interconnected electric power system (II): model and algorithm of calculating maximal transmission power[J]. Automation of Electric Power Systems, 1999, 23(3): 23-26(in Chinese).
- [12] Hamoud G. Assessment of available transfer capability of transmission system[J]. IEEE Trans. on Power Systems, 2000, 15(1): 27-32.
- [13] 郭琦,赵晋泉,张伯明,等. 一种线路极限传输容量的在线计算方法[J]. 中国电机工程学报, 2006, 26(5): 1-5.  
Guo Qi, Zhao Jinquan, Zhang Boming, et al. A method for on-line computation of total transfer capability[J]. Proceedings of the CSEE, 2006, 26(5): 1-5(in Chinese).
- [14] Ou Yan, Singh C. Assessment of available transfer capability and margins[J]. IEEE Trans. on Power Systems, 2002, 17(2): 463-468.
- [15] Gravener M H, Nwankpa C. Available transfer capability and first order sensitivity[J]. IEEE Trans. on Power Systems, 1999, 14(2): 512-518.
- [16] 丁平,周孝信,严剑峰,等. 大型互联电网多断面功率约束潮流算法[J]. 中国电机工程学报, 2010, 30(10): 8-15.  
Ding Ping, Zhou Xiaoxin, Yan Jianfeng, et al. Algorithm of power flow for bulk interconnected grid with transmission interface power constrains[J]. Proceedings of the CSEE, 2010, 30(10): 8-15(in Chinese).
- [17] Barcelo W R, Lemmon W W. Standardized sensitivity coefficients for power system networks[J]. IEEE Trans. on Power Systems, 1988, 3(4): 1591-1599.
- [18] 中华人民共和国能源部. 电力系统电压和无功管理条例[EB/OL]. (2005-01-09)[2009-07-16]. <http://www.sgcc.com.cn/fgbz/dwbzgf/37312.shtml>.  
Ministry of Energy of the People's Republic of China. Regulations of voltage and reactive power in power system[EB/OL]. (2005-01-09)[2009-07-16]. <http://www.sgcc.com.cn/fgbz/dwbzgf/37312.shtml>(in Chinese).
- [19] 中华人民共和国经济贸易委员会. DL 755—2001 电力系统安全稳定导则[S]. 北京: 中国电力出版社, 2001.  
Economic and Trade Commission of The People's Republic of China. DL 755—2001 Guide on security and stability for power system[S]. Beijing: China Electric Power Press, 2001(in Chinese).
- [20] 倪以信,陈寿孙,张宝霖. 动态电力系统的理论和分析[M]. 北京: 清华大学出版社, 2002: 216-234.  
Ni Yixin, Chen Shousun, Zhang Baolin. Dynamic power system theory and analysis[M]. Beijing: Tsinghua University Press, 2002: 216-234(in Chinese).
- [21] 周双喜,朱凌志,郭锡久,等. 电力系统电压稳定性及其控制[M]. 北京: 中国电力出版社, 2004: 220-223.  
Zhou Shuangxi, Zhu lingzhi, Guoxijiu, et al. Stability and control of power system voltage[M]. Beijing: China Electric Power Press, 2004: 220-223(in Chinese).



丁平

收稿日期: 2009-11-27。

作者简介:

丁平(1974—),男,博士研究生,主要研究方向为电力系统仿真和电力系统分析, [dingping@epri.ac.cn](mailto:dingping@epri.ac.cn);

周孝信(1940—),男,中国科学院院士,博士生导师,主要研究方向为电力系统仿真、电力系统分析和灵活交流输电系统等。

(责任编辑 谷子)