

ЭНЕРГЕТИКА И ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ

УДК 621.311.163

Малафеев А.В., Кочкина А.В., Панова Е.А.

ОПТИМАЛЬНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ МОЩНОСТЕЙ МЕЖДУ ГЕНЕРАТОРАМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ ПРИ ДЛИТЕЛЬНОМ ПОФАЗНОМ РЕМОНТЕ ОБОРУДОВАНИЯ ПИТАЮЩИХ СЕТЕЙ*

В статье рассмотрен алгоритм оптимизации загрузки генераторов собственных электростанций промышленных предприятий при длительном пофазном выводе в ремонт автотрансформаторов, установленных на системных подстанциях напряжением 500 кВ, с учетом разнородности состава генерирующего оборудования, потерь в распределительной сети, ограничений на величины токов обратной последовательности и фазных токов турбогенераторов. Для определения параметров неполнофазного режима используется сочетание методов последовательного эквивалентирования и симметричных составляющих. Для получения оптимальной загрузки генераторов применяется сочетание модифицированных методов динамического программирования и последовательного эквивалентирования.

Ключевые слова: автотрансформатор, неполнофазный режим, электростанция, турбогенератор, оптимизация загрузки генераторов, модифицированный метод динамического программирования, ограничения по току статора генератора, метод последовательного эквивалентирования.

The algorithm of local industrial power plant generators load optimization in terms of 500 kV bulk transmission substation auto-connected transformer continuous single-phase scheduled-outage taking into account generating equipment heterogeneity, power losses in distribution system, limitation of negative-sequence and phase current in generator stator wind. The combination of successive reduction and symmetrical components methods is used for single-phase operating conditions computation. Combination of successive reduction and dynamic programming methods is used for optimal generators load computation.

Keywords: autoconnected transformer, single-phase operating conditions, power plant, turbo generator, generator load optimization, modified dynamic programming method, limitation of generator stator wind current, successive reduction method.

В сетях напряжением 500 кВ и выше одним из возможных ремонтных режимов является пофазный вывод в ремонт автотрансформаторов (АТ). При отсутствии резервной фазы и заводском ремонте поврежденной данный режим может существовать несколько месяцев. Существующие методики планирования ремонтных режимов предполагают учет потребителей узлами пассивной нагрузки, вместе с тем на крупных промышленных предприятиях развита собственная генерация, что приводит к необходимости коррекции оптимального распределения мощностей между местными источниками на все время существования такого режима. Для решения этой задачи в работе предложена следующая методика.

Для расчета неполнофазного режима работы электрической сети при выводе в ремонт одной из фаз АТ в расчетную схему вводятся элементы-границы неполнофазного участка (элементы 1, 2 и 3 на рисунке, а), подключаемые к выводам всех обмоток автотрансформатора. Расчетная схема и схема замещения в таком случае будут иметь вид, приведенный на рисунке.

Начальным этапом расчета является определение параметров исходного симметричного режима работы с

использованием метода последовательного эквивалентирования [1]. На основе результатов расчета исходного режима выявляется элемент-граница с наибольшим напряжением, с учетом наличия на неполнофазном участке трансформаторных связей. Например, при наибольшем напряжении на элементе 1 (см. рисунок):

$$\Delta \dot{U}_{(1-2)} = (\dot{U}_{исх.1} - \dot{U}_{исх.2}) \cdot K_{T(AT-1)} \cdot K_{T(AT-2)};$$

$$\Delta \dot{U}_{(1-3)} = (\dot{U}_{исх.1} - \dot{U}_{исх.3}) \cdot K_{T(AT-1)} \cdot K_{T(AT-3)};$$

где $\dot{U}_{исх.1}$, $\dot{U}_{исх.2}$, $\dot{U}_{исх.3}$ – напряжения в исходном режиме на элементах-границах 1, 2 и 3 соответственно; $K_{T(AT-1)}$, $K_{T(AT-2)}$, $K_{T(AT-3)}$ – коэффициенты трансформации.

Данное падение напряжения раскладывается на симметричные составляющие в зависимости от наименования выведенной в ремонт фазы и вводится в схему замещения элементов-границ неполнофазного участка в виде добавочной ЭДС. Далее выполняется расчет ЭДС в поперечной ветви элементов-границ неполнофазного участка, причем для элемента с наибольшим напряжением в исходном режиме данная ЭДС равна нулю. Для остальных элементов-границ поперечная ЭДС прямой последовательности опреде-

* Работа выполнена в рамках Федеральной целевой программы «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009-2013 годы, мероприятие 1.3.2, соглашение №14.132.21.1758.

ляется как сумма напряжения в исходном режиме и добавочной ЭДС, а для схем обратной и нулевой последовательности поперечная ЭДС элементов-границ равна добавочной. Так, для рассматриваемого на рисунке примера при выводе в ремонт фазы А АТ:

$$\begin{aligned} \dot{E}_{1.нф1} &= \dot{E}_{1.нф2} = \dot{E}_{1.нф0} = 0; \\ \dot{E}_{2.нф1} &= \dot{U}_{усх.2} + \Delta\dot{E}_{2.1} = \dot{U}_{усх.2} + \frac{2}{3}\Delta\dot{U}_{(1-2)}; \\ \dot{E}_{2.нф2} &= \dot{E}_{2.нф0} = \Delta\dot{E}_{2.2} = \Delta\dot{E}_{2.0} = -\frac{1}{3}\Delta\dot{U}_{(1-2)}; \\ \dot{E}_{3.нф1} &= \dot{U}_{усх.3} + \Delta\dot{E}_{3.1} = \dot{U}_{усх.3} + \frac{2}{3}\Delta\dot{U}_{(1-3)}; \\ \dot{E}_{3.нф2} &= \dot{E}_{3.нф0} = \Delta\dot{E}_{3.2} = \Delta\dot{E}_{3.0} = -\frac{1}{3}\Delta\dot{U}_{(1-3)}, \end{aligned}$$

где $\dot{E}_{i.нф1}$, $\dot{E}_{i.нф2}$, $\dot{E}_{i.нф0}$ – поперечная ЭДС прямой, обратной и нулевой последовательности i -го элемента-границы неполнофазного участка; $\Delta\dot{E}_{i,1}$, $\Delta\dot{E}_{i,2}$, $\Delta\dot{E}_{i,0}$ – добавочная ЭДС симметричных составляющих.

Далее выполняется расчет параметров неполнофазного режима с использованием сочетания методов последовательного эквивалентирования и симметричных составляющих. Для исключения влияния ЭДС разрыва на параллельно работающий АТ в продольную ветвь элементов-границ с ненулевой поперечной ЭДС вводятся проводимости, параметры которых определяются на основе результатов расчета неполнофазного режима (на рисунке, а это Y_{11} , Y_{22} и Y_{32}). На заключительном этапе расчета выполняется определение параметров режима продольной несимметрии с учетом сопротивлений в продольной ветви элементов-границ неполнофазного участка.

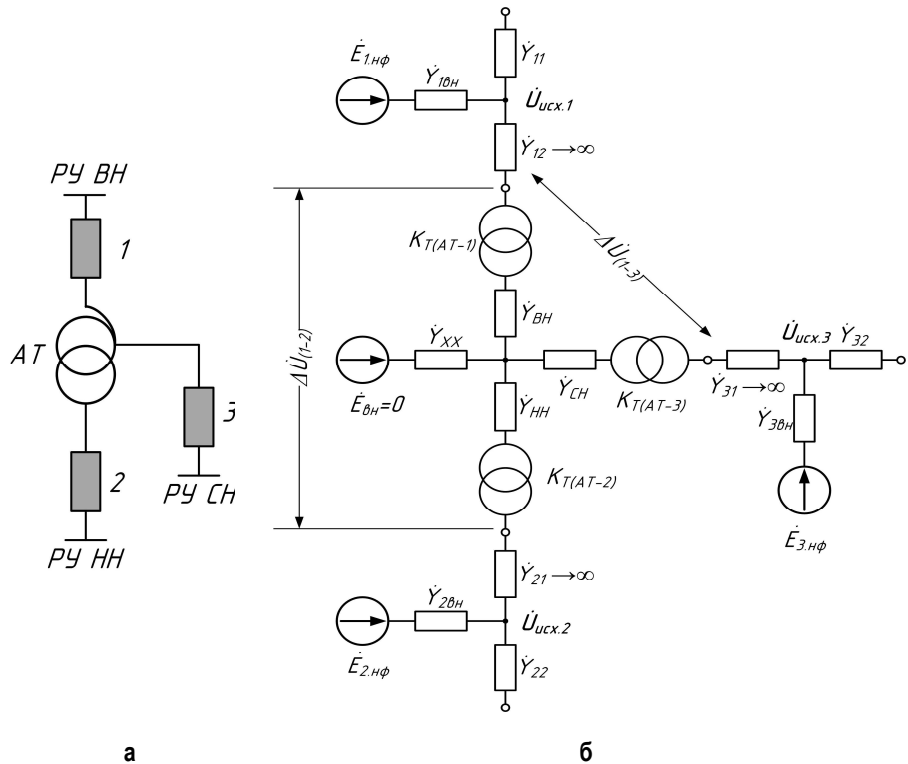
Для оптимального распределения активных мощностей между разнородными генерирующими источниками с учетом потерь активной мощности в распределительной сети системы электропитания промышленного предприятия используется модифицированный метод динамического программирования в сочетании с модифицированным методом последовательного эквивалентирования.

Сочетание данных методов позволяет использовать целевую функцию, имеющую точки недифференцируемости, перегибы, кроме того, ограничения задаются как в форме равенств, так и неравенств. В качестве исходных данных принимаются технико-экономические характеристики генераторов, которые представляют собой для турбогенераторов зависимость себестоимости пара, а для газотурбинных, парогазовых и газопоршневых установок – зависимость стоимости 1 м^3 используемого энергетического ресурса от мощности на клеммах генератора.

Целевая функция задается суммарными затратами, учитывающими затраты на пар, необходимый для выработки электрической и тепловой энергии, стоимость потерь мощности и стоимость электроэнергии, покупаемой из энергосистемы. Критерий оптимальности записывается следующим образом:

$$C_n = \min \left(\sum_{i=1}^n (B_i(x_i) + B_{om i}(x_i) + C_{\Delta P_i}(x_i) + C_{пр i}(x_i)) \right),$$

где x_i – оптимальное управление на i -м шаге эквивалентирования; $B_i(x_i)$ – стоимость расхода пара на выработку электроэнергии при нагрузке $P_{из}(x_i)$ (суммарная активная мощность, вырабатываемая генераторами, МВт), тыс. руб./ч; $B_{om i}(x_i)$ – стоимость расхода пара через отборы, тыс. руб./ч; $C_{\Delta P_i}(x_i)$ – стоимость потерь активной мощности ΔP_i в системе электропитания при нагрузке $P_{из}(x_i)$, тыс. руб./ч; $C_{пр i}(x_i)$ – стоимость электроэнергии $P_{пр i}$ при нагрузке $P_{из}(x_i)$, тыс. руб./ч.



Фрагмент расчетной схемы (а) и схема замещения неполнофазного участка сети (б)

Независимые ограничения представляют собой равенства и неравенства, учитывающие минимальную и максимальную выработку активной мощности генераторами, баланс мощности в системе электроснабжения и ограничения по приему мощности из системы:

$$\begin{cases} P_{j,\min} \leq P_j \leq P_{j,\max}, \\ \sum p_j - \sum P_j + \Delta P_j = P_{ex}, \\ P_{ex,\min} \leq P_{ex} \leq P_{ex,\max}, \end{cases} \quad (1)$$

где $P_{j,\min}, P_{j,\max}$ – максимальное и минимальное значение мощности, вырабатываемой j -м генератором, МВт; P_j – мощность, вырабатываемая j -м генератором, МВт; $\sum P_j$ – мощность, вырабатываемая генераторами, МВт; $\sum p_j$ – мощность нагрузки, МВт; ΔP_j – потери мощности в системе электроснабжения, МВт; $P_{ex,\min,j}, P_{ex,\max,j}$ – минимальное и максимальное значение мощности, потребляемой из энергосистемы, МВт; P_{ex} – мощность, потребляемая из энергосистемы, МВт.

Наряду с независимыми ограничениями учитываются и зависимые ограничения на токи и потоки мощности линий электропередачи или трансформаторов из условий нагрева:

$$\begin{cases} U_{i,\min} \leq U_i \leq U_{i,\max}, \\ S_{i,\min} \leq S_i \leq S_{i,\max}. \end{cases} \quad (2)$$

В настоящей работе предлагается с целью учета возможных неполнофазных режимов работы сетей 500 кВ ввести дополнительные ограничения на величины токов обратной последовательности и фазных токов турбогенераторов, корректируя первое уравнение системы (1) следующим образом:

$$P_{j,\min} \leq P_j \leq P_{j,\max} - \Delta P_{oon,j},$$

где $\Delta P_{oon,j}$ – снижение максимальной мощности j -го генератора, обусловленное несимметрией фазных токов на его выводах.

Согласно [2] при расчете $\Delta P_{oon,j}$ учитывались ограничения по току обратной последовательности ($5\%I_{ном,j}$), разности фазных токов турбогенератора ($12\%I_{ном,j}$) и величинам фазных токов (ток установившегося режима при заданном коэффициенте мощности и $P_j=P_{j,\max}$). $\Delta P_{oon,j}$ при условии, что реактивная мощность остается неизменной при переходе к неполнофазному режиму ($\Delta Q_{oon,j} = 0$), определяется по следующему выражению:

$$\Delta P_{oon,j} = \Delta S_{oon,j} = \sqrt{3} \cdot \Delta I_j U_{j,\phi,(I\ нб)},$$

где ΔI_j – снижение максимально допустимого фазного тока; $U_{j,\phi,(I\ нб)}$ – напряжение фазы с наибольшим током.

Величину ΔI_j предлагается определять следующим образом. Первоначально вводится ограничение по фаз-

ному току. При этом ΔI_j может быть определено как $\Delta I_j = I_{j,\phi,\text{нб}} - I_{j,\text{max}}$, где $I_{j,\phi,\text{нб}}$ – наибольший фазный ток генератора в несимметричном режиме. Введем дополнительную величину $K_{j,\text{max}} = I_{j,\text{max}} / I_{j,\text{ном}}$. Тогда, учитывая ограничение по разности фазных токов, получаем:

$$\Delta I_j = I_{j,\phi,\text{нб}} - K \cdot (I_{j,\phi,\text{нб}} - I_{j,\phi,\text{нм}}) / 0,12,$$

где $I_{j,\phi,\text{нб}}$ – наименьший из фазных токов генератора в несимметричном режиме.

Последним вводится ограничение по допустимому току обратной последовательности. С учетом этого ограничения выражение для определения ΔI_j будет иметь вид

$$\Delta I_j = \left| I_{j,1} \left(e^{j\phi_{нб,1}} - 8,33 K e^{j\phi_{нб,1}} + 8,33 K e^{j\phi_{нм,1}} \right) + I_{j,\text{ном}} \left(0,05 e^{j\phi_{нб,2}} - 0,417 K e^{j\phi_{нб,2}} + 0,417 K e^{j\phi_{нм,2}} \right) \right|,$$

где $I_{j,1}$ – модуль тока прямой последовательности; $\phi_{нб,1}, \phi_{нб,2}$ – начальные фазы токов прямой и обратной последовательности фазы с наибольшим током генератора; $\phi_{нм,1}, \phi_{нм,2}$ – начальные фазы токов прямой и обратной последовательности фазы с наименьшим током генератора.

Примем $C_n(P_n)$ равной минимальному значению суммы функций $B_n, B_{омн}, C_{\Delta P}$ и C_{np} от 1 до n шагов (получаемое при оптимальном управлении на данном отрезке), при условии, что система в начале шага n находится в состоянии P_{n-1} . Здесь P_n – суммарный прием от электростанций и системы.

Как правило, для промышленных предприятий с собственными генерирующими источниками региональное диспетчерское управление задает фиксированное значение мощности на границе раздела P_{npi} . В этом случае основное рекуррентное уравнение, которому должны удовлетворять функции C_n , записывается как:

$$C_n(P_n) = \min_{x_n \in X_n} \times (C_{n-1}[P_n - p_n(x_n)] + B_n(x_n) + C_{\Delta P(n)}(x_n) + C_{np(n)}).$$

Уравнения состояния в результате управления x_n имеют вид

$$P_n = P_{n-1} + p_n(x_n) + \Delta P_n(x_n).$$

В результате обратного хода решения задачи динамического программирования получаем минимумы затрат на производство, передачу и прием электрической энергии из энергосистемы с учетом теплофикационной нагрузки и нетопливных составляющих затрат на каждом шаге решения и соответствующее им распределение загрузки генераторов. Подробно алгоритм нахождения оптимального распределения активной мощности с учетом ее потерь в элементах сети в системе электроснабжения промышленного предприятия приведен в [3].

Выводы:

1) с целью планирования длительных ремонтных режимов разработана схема замещения участка сети, содержащего автотрансформатор, одна из фаз которого выведена в ремонт;

2) для решения задачи оптимального распределения мощностей между местными генерирующими источниками в указанных режимах предложена методика коррекции ограничений по пределам генерации турбогенераторов на основе результатов расчета ремонтного режима.

Список литературы

1. Модифицированный метод последовательного эквивалентирования для расчета режимов сложных систем электроснабжения / Игуменцев В.А., Заславец Б.И., Малафеев А.В., Буланова О.В., Ротанова Ю.Н. // Промышленная энергетика. 2008. №6. С. 16-22.
2. Методические указания по применению неполнофазных режимов

работы основного электрооборудования электроустановок 330-1150 кВ РД 153-34.3-20.670-97 : утв. Департаментом электрических сетей РАО «ЕЭС России» 01.12.97 : введ. в действие с 01.02.99.

3. Малафеев А.В., Игуменцев В.А., Хламова А.В. Алгоритм оптимизации распределения активной мощности между электростанциями промышленного предприятия и узлами связи с энергосистемой с учетом потерь в распределительной сети // Промышленная энергетика. 2011. №9. С. 16-21.

Bibliography

1. Modified method of successive reduction for calculation of electric power supply composite systems modes / Igumenshev V.A. Zaslavets B.I., Malafeev A.V., Bulanova O.V., Rotanova Y.N. // Industrial power engineering. 2008. No 6. P. 16-22.
2. 330-1150 kV electric installation high-voltage equipment single-phase operating conditions application methodical recommendations: РД 153-34.3-20.670-97 : approved by RAO «UES of Russia» power grid department on 01.12.97 : put in operation on 01.02.99.
3. Malafeev A.V., Igumenshev V.A., Khlamova A.V. Active power distribution between industrial power plants and power grid connection junctions algorithm taking into account power losses in distribution system // Industrial power engineering. 2011. No 9. P. 16-21.

УДК 629.14

Казанцев А.Г., Феклистов С.И., Жуков Р.Ю.

ОЦЕНКА НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ В ТЕПЛООБМЕННЫХ ТРУБКАХ ПАРОГЕНЕРАТОРОВ В ЗОНАХ ОБРАЗОВАНИЯ ПИТТИНГОВ

С использованием метода конечных элементов выполнен анализ напряженно-деформированного состояния и величины раскрытия трещин-сателлитов в вершине питтинга в теплообменных трубках парогенераторов АЭС для различных режимов эксплуатации.

Исследовано влияние на этот процесс остаточных напряжений. Определены условия возникновения пластических деформаций в вершине питтинга.

Ключевые слова: теплообменная трубка, АЭС, питтинг, метод конечных элементов, пластическая деформация, коррозия.

Using the finite element method is analyzed stress-strain state and the magnitude of the crack opening in the top of the satellite pitting in the heat transfer tubes of nuclear steam generators for various modes of operation, We consider the Renault influence on this process of residual stresses, determine the conditions of plastic deformation in the top of pitting.

The influence on the process of residual stresses was studied. Conditions for the occurrence of plastic deformation in the top of pitting was defined.

Keywords: heat exchange tube, pitting, finite element method, plastic deformation, corrosion.

Теплообменные трубки (ТОТ) парогенераторов АЭС в процессе эксплуатации подвергаются интенсивному коррозионному воздействию среды второго контура. Первоначально на наружной поверхности ТОТ образуются питтинги. С увеличением глубины питтингов в условиях действия внутреннего давления возможно возникновение в их вершине пластических деформаций, приводящих к коррозионному растрескиванию.

В данной работе с использованием метода конечных элементов выполнен анализ напряженно-деформированного состояния (НДС) и величины раскрытия трещин-сателлитов в вершине питтинга для различных режимов эксплуатации, влияния на этот процесс остаточных напряжений, а также оценка условий возникновения пластических деформаций в вершине питтинга.

Материал трубки – сталь 12Х18Н10Т, наружный диаметр 16 мм, толщина стенки 1.5 мм. Поведение материала описывалось теорией течения с кинематическим упрочнением (предел текучести 220 МПа, модуль упрочнения 2000 МПа). Питтинг радиусом 0.25 мм на наружной поверхности трубки моделировался круго-

вой выточкой различной глубины. Длина трещины-сателлита в его вершине составляла 0.05 мм.

Расчет выполнен для различных последовательно-стей выхода на мощность: гидроиспытания→холодное состояние→рабочий режим (ГИ → ХС→РР); холодное состояние→рабочий режим→ холодное состояние→ гидроиспытания→холодное состояние→рабочий режим (ХС → РР→ХС→ГИ→ХС→РР).

Расчетная схема соответствовала случаю плоской деформации в ТОТ. В рабочем режиме к трубке прикладывалось внутреннее давление 15.7 МПа, наружное 6.3 МПа. По берегам трещины и к поверхности питтинга прикладывалось наружное давление. При гидроиспытаниях внутреннее давление соответствовало 24.5 МПа.

Сетка конечных восьмиузловых элементов в зоне питтинга с трещиной приведена на **рис. 1**. На **рис. 2, 3** показано распределение интенсивности пластических деформаций у вершины трещины в рабочем режиме (ХС → РР) и при нагружении в последовательности ХС→ ГИ. Результаты расчета раскрытия питтинга и берегов трещины на дне питтинга, а также изменение