

ной и реактивной мощности для узлов связи. Далее определяется ток по выражению $\hat{I}_i^{(k)} = (P_i^{(k)} - jQ_i^{(k)}) / \hat{U}_i$ и новое значение ЭДС по (6).

Таким образом, предлагается адаптация метода последовательного эквивалентирования, хорошо себя зарекомендовавшего в качестве метода расчета режимов систем электроснабжения, к условиям региональных электроэнергетических систем, за счет применения простейших методов оценивания состояния для определения потоков мощности в узлах связи с соседними РЭС и метода Ньютона первого порядка для улучшения сходимости.

Список литературы

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

2. Кутукова Е.С., Малафеев А.В. Особенности применения метода последовательного эквивалентирования для расчетов режимов региональных энергетических систем // Технические науки – от теории к практике: сб. статей по материалам XXIV Междунар. заочн. науч.-практ. конф. – Новосибирск: Изд. «СибАК», 2013. – С. 59-68.

3. Гамм А.З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем. – М.: Наука, 1976. – 220 с.

УДК 621.314

ОЦЕНКА ДОПУСТИМОСТИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ СОБСТВЕННЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ ПРИ ПОФАЗНОМ РЕМОНТЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ПИТАЮЩИХ СЕТЕЙ В НОРМАЛЬНОМ И ОПТИМАЛЬНОМ РЕЖИМАХ

Е.А. Панова, К.С. Савельева, А.В. Кочкина

*ФГБОУ ВПО «Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова», Россия, г. Магнитогорск
ksusha-savelyeva@mail.ru, panova.ea@gmail.com*

Аннотация

В статье выполнена оценка влияния пофазных ремонтов электрооборудования питающих сетей на режим работы Магнитогорского энергетического узла с использованием для расчета неполнофазных режимов методов последовательного эквивалентирования и симметричных составляющих.

Ключевые слова: система промышленного электроснабжения, турбогенераторы, неполнофазный режим, автотрансформатор

EVALUATION OF OPERATION ACCEPTABILITY OF THE INDUSTRIAL ENTERPRISES DOMESTIC POWER PLANTS SYNCHRONOUS GENERATORS IN CASE OF ELECTRIC EQUIPMENTS' INCREMENTAL REPAIR OF THE SUBTRANSMISSION NETWORK UNDER NORMAL AND OPTIMUM OPERATION CONDITION

K.S. Savelyeva, E.A. Panova, A.V. Kochkina

Nosov Magnitogorsk State Technical University

Russia, Magnitogorsk

ksusha-savelyeva@mail.ru, panova.ea@gmail.com

Abstract

Evaluation of incremental repair influence of the electric equipment of the submission networks on Magnitogorsk industrial electric power supply system is given in the paper with the use of consecutive network reduction and symmetrical composing methods to the open-phase operating conditions computation.

Key words: industrial electric power supply system, turbo generator, open-phase operating conditions, autotransformer

Актуальность работы

На системных подстанциях возможен длительный ремонт фазы автотрансформаторной группы. При этом «перед применением неполнофазных режимов работы автотрансформаторов и шунтирующих реакторов на данной подстанции проверяют допустимость возникающей при этом несимметрии токов и напряжений, прежде всего по значению тока обратной последовательности на выводах генераторов близлежащих электростанций» [1]. Однако при выполнении подобных расчетов

обычно учитывают влияние неполнофазных режимов на генераторы электрических станций системного значения, и не выполняют расчет токов обратной последовательности для турбогенераторов промышленных электростанций. В системах промышленного электроснабжения собственные электрические станции обеспечивают выработку до половины потребляемой электроэнергии. Себестоимость выработанной ими электроэнергии примерно на 50% ниже, чем покупаемой из энергосистемы. Таким образом, актуальной является задача анализа влияния режимов при пофазном ремонте электрооборудования системных подстанций на систему электроснабжения в целом и на генераторы собственных электростанций в частности.

Дополнительные ограничения по условиям работы генератором в несимметричных режимах накладываются при оптимальной загрузке генераторов, т.к. согласно ПТЭ допускается длительная работа турбогенераторов с неравенством токов в фазах, не превышающим 12% номинального. Во всех указанных случаях ни в одной из фаз генератора ток не должен превышать номинальный. В соответствии с существующими заводскими инструкциями значения токов обратной последовательности менее 5% для турбогенераторов не являются опасными при их длительной работе [1].

Описание объекта исследования

В работе расчет выполняется в условиях Магнитогорского энергетического узла (МЭУ). МЭУ представляет собой сети напряжением от 0,4 кВ до 500 кВ. Источниками электрической энергии являются: энергосистема, связь с которой осуществляется через системные подстанции «Смеловская» и «Магнитогорская» (с уровнями напряжения 500, 220 и 110 кВ и номинальной мощностью автотрансформаторной группы 801 МВА), а также собственные электрические станции ТЭЦ (установленная мощность 330 МВт), ЦЭС (установленная мощность 191 МВт), ПВЭС-1 (установленная мощность 102 МВт), ПВЭС-2 (установленная мощность 10 МВт). Распределение электрической энергии от внешних и собственных источников осуществляется через узловое подстанции № 30 (2×АТ-250 МВА 220/110 кВ), 60 (2×АТ-250 МВА 220/110 кВ), 90 (2×АТ-250 МВА 220/110 кВ) и 77 (2×АТ-200 МВА 220/110 кВ). Они вместе с ТЭЦ и ЦЭС образуют кольцо напряжением 110 кВ, которое разомкнуто в двух точках: линия ПС №60 – ПС №90 со стороны подстанции 90 и линия ТЭЦ-ЦЭС со стороны ЦЭС. МЭУ характеризуется наличием нескольких ступеней трансформации, преобладанием разомкнутых сетей над замкнутыми, концентрацией

нагрузки на сравнительно небольшой площади, преобладанием коротких линий напряжением 110 кВ и наличием собственных и внешних источников электроэнергии.

Расчеты неполнофазных режимов выполняются с использованием программно-вычислительного комплекса КАТРАН 7.0. Алгоритм расчета неполнофазных режимов основан на использовании метода последовательного эквивалентирования в сочетании с методом симметричных составляющих. Алгоритм расчета режимов при выводе в ремонт фазы автотрансформатора [2] кратко приведен ниже.

Сначала определяются параметры исходного режима работы по средствам метода последовательного эквивалентирования. На основе расчета выявляется элемент-граница с наибольшей величиной напряжения при наличии трансформаторных связей на неполнофазном участке. К примеру, при наибольшем напряжении на элементе со стороны ВН автотрансформаторной группы:

$$\begin{aligned}\Delta \dot{U}_{(B-C)} &= (\dot{U}_B - \dot{U}_C) \cdot K_{T1}; \\ \Delta \dot{U}_{(B-H)} &= (\dot{U}_B - \dot{U}_H) \cdot K_{T2},\end{aligned}$$

где \dot{U}_B , \dot{U}_C и \dot{U}_H - напряжения на высокой, низкой и средней стороне в исходном режиме на элементах-границ соответственно;

$$K_{T1} = \frac{\dot{U}_B}{\dot{U}_C}, K_{T2} = \frac{\dot{U}_B}{\dot{U}_H} - \text{коэффициенты трансформации.}$$

В дальнейшем данное падение напряжения раскладывается на симметричные составляющие согласно наименованию выведенной в ремонт фазы и вводится в схему замещения элементов-границ в качестве добавочной ЭДС. Например, при выводе в ремонт фазы *A* для элемента-границы со стороны среднего напряжения:

$$\begin{aligned}\dot{E}_{1,C} &= \dot{U}_C + \frac{1}{3} \cdot \Delta \dot{U}_{(B-C)} \cdot \frac{1}{K_{T1}}; \quad \dot{E}_{2,C} = \frac{1}{3} \cdot \Delta \dot{U}_{(B-C)} \cdot \frac{1}{K_{T1}}; \\ \dot{E}_{0,C} &= \frac{1}{3} \cdot \Delta \dot{U}_{(B-C)} \cdot \frac{1}{K_{T1}}.\end{aligned}$$

Со стороны низкого напряжения:

$$\dot{E}_{1,H} = \dot{U}_H + \frac{1}{3} \cdot \Delta \dot{U}_{(B-H)} \cdot \frac{1}{K_{T2}}; \quad \dot{E}_{2,H} = \frac{1}{3} \cdot \Delta \dot{U}_{(B-H)} \cdot \frac{1}{K_{T2}};$$

$$\dot{E}_{0.H} = \frac{1}{3} \cdot \Delta \dot{U}_{(B-H)} \cdot \frac{1}{K_{T2}}.$$

Со стороны высокого напряжения:

$$\dot{E}_1 = \dot{E}_2 = \dot{E}_0 = 0.$$

Далее по средствам сочетания методов последовательно эквивалентирования и симметричных составляющих производится расчет параметров неполнофазного режима. В продольную ветвь элементов-границ с ненулевой поперечной ЭДС вводятся проводимости, параметры которых определяются на основе результатов расчета неполнофазного режима. Производится это для исключения влияния ЭДС разрыва на параллельно работающий трансформатор. В заключении определяются параметры режима продольной несимметрии с учетом сопротивлений в продольной ветви элементов-границ для неполнофазного участка [2].

Результаты расчетов

Для оценки влияния пофазных ремонтов электрооборудования питающих сетей на режим работы МЭУ были рассчитаны режимы при выводе в ремонт фазы А АТГ подстанций «Магнитогорская» и «Смеловская». Первоначальным этапом расчетов было определение влияния неполнофазных режимов на уровни напряжения в МЭУ. По результатам произведенных расчетов можно сделать вывод, что наличие неполнофазного режима одинаково никак не влияет на напряжения в Магнитогорском энергетическом узле как при нормальной, так и при оптимальной загрузке генераторов. Если же сравнивать значения величин напряжений при отсутствии неполнофазных режимов и их наличии, то уровень напряжения понизился до 4,5% при выводе фазы А АТГ подстанции в ремонт.

Дальнейшим этапом было определение разности фазных токов и величин токов обратной последовательности в статорной обмотке генераторов собственных электростанций для сравнения их соответственно с данными, приведенными в [1]. При нормальной загрузке и неполнофазном режиме на «Смеловской» подстанции наиболее тяжелый режим можно было наблюдать для турбогенератора №2 на ПВЭС-2. Для него относительное значение тока обратной последовательности составляет:

$$\frac{I_2}{I_{ном}} = \frac{0,009}{1,72} \cdot 100\% = 0,52\% ,$$

где I_2 - ток обратной последовательности, $I_{ном}$ - номинальный ток;

а неравенство фазных токов:

$$\frac{I_{\phi.B} - I_{\phi.A}}{I_{ном}} = \frac{0,778 - 0,746}{1,72} \cdot 100\% = 1,86\%,$$

где $I_{\phi.A}$, $I_{\phi.B}$ - токи фазы A и B .

В табл. 1 представлены результаты расчета токов обратной последовательности и разности фазных токов турбогенераторов собственных электростанций МЭУ в наиболее тяжелом из рассмотренных неполнофазных режимов, т.е. при выводе в ремонт фазы A АТГ «Смеловская».

Таблица 1
Расчетные токи обратной последовательности и разности фазных токов турбогенераторов собственных электростанций МЭУ

| Турбогенераторы | Нормальная нагрузка | | Оптимальная нагрузка | |
|-----------------|-----------------------------------|---|-----------------------------------|---|
| | $\frac{I_2}{I_{ном}} \cdot 100\%$ | $\frac{I_{\phi.B} - I_{\phi.A}}{I_{ном}} \cdot 100\%$ | $\frac{I_2}{I_{ном}} \cdot 100\%$ | $\frac{I_{\phi.B} - I_{\phi.A}}{I_{ном}} \cdot 100\%$ |
| ТЭЦ | | | | |
| ТГ№1 | 0,5 | 0,88 | 0,29 | 0,94 |
| ТГ№2 | 0,32 | 0,058 | 0,32 | 0,53 |
| ТГ№3 | 0,35 | 0,55 | 0,35 | 0,56 |
| ТГ№4 | 0,75 | 1,28 | 0,46 | 0,77 |
| ТГ№5 | 0,388 | 0,7 | 0,41 | 0,7 |
| ТГ№6 | 0,485 | 0,87 | 0,51 | 0,89 |
| ЦЭС | | | | |
| ТГ№1 | 0,51 | 0,8 | 0,5 | 0,76 |
| ТГ№2 | 0,47 | 0,65 | 0,47 | 0,72 |
| ТГ№3 | 0,8 | 1,23 | 0,76 | 1,16 |
| ТГ№4а | 0,41 | 1,2 | 0,73 | 1,2 |
| ТГ№4б | 0,41 | 1,2 | 0,73 | 1,2 |
| ТГ№5 | 0,88 | 1,35 | 0,94 | 1,47 |
| ТГ№6 | 0,76 | 1,176 | 0,82 | 1,29 |
| ТГ№7 | 0,82 | 1,29 | 0,88 | 1,35 |
| ТГ№8 | 0,62 | 0,98 | 0,65 | 1,05 |
| ПВЭС-1 | | | | |
| ТГ№1 | 0,58 | 0,87 | 0,58 | 0,87 |
| ТГ№2 | 0,65 | 1,1 | 0,65 | 1,3 |
| ПВЭС-2 | | | | |
| ТГ№1 | 0,3 | 0,5 | 0,32 | 0,56 |
| ТГ№2 | 0,52 | 1,86 | 0,52 | 1,81 |
| ТГ№3 | 1,0 | 1,46 | 0,83 | 1,2 |
| ТГ№4 | 0,77 | 1,165 | 0,83 | 1,2 |

Вывод

В результате, как видно из представленных данных, величины тока обратной последовательности и разности фазных токов не превышают допустимых значений, приведенных в [1], так как допустимая величина тока обратной последовательности не должна превышать 5% от тока номинального, а разность фазных токов не должна превышать 12% от тока номинального. В целом во всех случаях данные значения не выходят за границы максимальных. Таким образом, не требуется определение ограничений по загрузке генераторов по активной мощности с целью обеспечения их нормальной работы при пофазных ремонтах электрооборудования системных подстанций.

Список используемых источников

1. 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» 1.12.97: ввод в действие с 1.2.99

2. Малафеев А.В, Кочкина А.В, Панова Е.А. Оптимальное распределение мощностей между генераторами электрических станций промышленного предприятия при длительном пофазном ремонте электрооборудования питающих сетей // Вестник. – 2012. – №4. – С. 78-81

УДК 621.311.24

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ И ЗА РУБЕЖОМ

С.А. Линьков, А.С. Сарваров, И.В. Бачурин

*ФГБОУ ВПО «Магнитогорский государственный технический
университет им. Г.И. Носова», Россия, г. Магнитогорск
xx_linkov@rambler.ru*

Аннотация

В данной статье освящаются проблемы ветроэнергетики в России и западных странах. Проводится анализ целесообразности использования ветряных электростанций в России. Предлагаются варианты ветряных электрических станций малой и средней мощности.

Ключевые слова: ветроэнергетика, ветроустановка, альтернативная энергетика, ветрогенератор, ветряная электростанция.