

ПЕРЕЧЕНЬ ДОКЛАДОВ

РЕШЕНИЕ СИСТЕМ НЕЛИНЕЙНЫХ АЛГЕБРАИЧЕСКИХ УРАВНЕНИЙ МЕТОДОМ НЬЮТОНА ВТОРОГО ПОРЯДКА

ТАРАКАНОВА А.И.

Научный руководитель – м.т.н., старший преподаватель Волков А.А.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА КВАДРАТНЫХ КОРНЕЙ ДЛЯ РАСЧЁТА РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПО УРАВНЕНИЯМ УЗЛОВЫХ НАПРЯЖЕНИЙ ПРИ ЗАДАНИИ НАГРУЗОК В ТОКАХ

Кушнер Д.А.

Научный руководитель – м.т.н., старший преподаватель Волков А.А.

АНАЛИЗ И ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Кохан О.С.

Научный руководитель – д.т.н, профессор Фурсанов М.И.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ АВТОМАТИЧЕСКОЙ ЧАСТОТНОЙ РАЗГРУЗКИ ЭНЕРГОРАЙОНА

Карпеченко А.А.

Научный руководитель – ассистент Секацкий Д.А.

МОДЕЛИ ТРАНСФОРМАТОРОВ И ИХ ВЛИЯНИЕ НА РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЁТА УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ

Дашковский А.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.

МОДЕЛИ ЛЭП И ИХ ВЛИЯНИЕ НА РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ

Власов А. А.

Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.

РАСЧЕТ НАДЕЖНОСТИ ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ КОНДЕНСАЦИОННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СТАНЦИИ 730 МВТ

Болзан В.А.

Научный руководитель - к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

ЧАСТОТНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Беракса Р.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Новиков С.О.

СОВРЕМЕННЫЕ СВЕТОВЫЕ ИЗЛУЧАТЕЛИ

Дроздрвская Е.В.

Научный руководитель- доцент Новиков С.О.

РАСЧЁТ РЕЖИМА ЗАМКНУТОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УЗЛОВЫХ УРАВНЕНИЙ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ

Белько А.И.

Научный руководитель - старший преподаватель Мышковец Е.В.

ЗАЗЕМЛЕНИЕ НЕЙТРАЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 6-10 КВ ЧЕРЕЗ РЕЗИСТОР

Дерюга В.С.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Короткевич М.А.

ПРОБЛЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ РЕЖИМА РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ В МИНИМАЛЬНЫЕ ЧАСЫ НАГРУЗОК ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ

Бондарева А.С.

Научный руководитель – ассистент Юршо Е.Л.

АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГИЯ НА ПРИМЕРЕ СОЛНЕЧНЫХ БАТАРЕЙ В БЕЛАРУСИ

Рыжков Н.С.

Научный руководитель – к.т.н. Новиков С.О.

ОСНОВНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Чумаченко М.А.

Научный руководитель — к.т.н. Новиков С.О.

ИСПЫТАНИЯ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКУЮ СТОЙКОСТЬ ПРИ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЯХ

Станевич Р.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Калентиюнок Е.В.

СПОСОБЫ ПОИСКА МЕСТ ПОВРЕЖДЕНИЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ В СЕТЯХ 10КВ

Спода А. Е.

Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е. В.

ВОПРОСЫ РЕКОНСТРУКЦИИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ 10(6)/0,4 КВ

Суськова В.М.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Фурсанов М.И.

ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ ВЕТРОВЫХ УСТАНОВОК

Позняк Б. А.

Научный руководитель – ассистент Юршо Е. Л.

РАСЧЕТ РЕЖИМА ЗАМКНУТОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УЗЛОВЫХ УРАВНЕНИЙ

Сазонов П.А., Ёч Э.И.

Научный руководитель- старший преподаватель Мышковец Е.В.

РАСЧЕТ НАДЕЖНОСТИ ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ТЭЦ

Шубенок Д. И.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

НАВЕДЕННЫЕ ЭЛЕКТРОСТАТИЧЕСКИЕ И ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ НА ГРОЗОЗАЩИТНЫХ ТРОСАХ

Савицкий Н.С.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Короткевич М.А.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ СООРУЖЕНИЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НА ОПОРАХ ИЗ МНОГОГРАННЫХ ГНУТЫХ СТОЕК

Шлепикова А.Н.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Короткевич М.А.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НАГРУЗКИ ЭЛЕКТРОМОБИЛЕЙ НА РЕЖИМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ Г.МИНСКА.

Мосевич С.О.

Научный руководитель – к.т.н., доцент, Фадеева Г.А.

УЧЁТ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ПЕРЕМЕННЫХ ПРИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ ЭНЕРГОСИСТЕМ ПО НАПРЯЖЕНИЮ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Печко А.С.

Научный руководитель - к.т.н, доцент Прокопенко В.Г.

**ПУТИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ
ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ОАО «ГРОДНО АЗОТ»**

АТРАШКОВ Д.Г.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – М.Т.Н., СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ ГАПАНЮК С.Г.

ОБЗОР ЭЛЕКТРОСЕТИ ПРЕДПРИЯТИЯ ОАО «ГРОДНО АЗОТ»

СЫТЬКО А.В.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – М.Т.Н., СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ ГАПАНЮК С.Г.

**НЕОБХОДИМЫЕ И ДОСТАТОЧНЫЕ УСЛОВИЯ СХОДИМОСТИ ИТЕРАЦИОННОГО
ПРОЦЕССА ДЛЯ СИСТЕМ ЛИНЕЙНЫХ АЛГЕБРАИЧЕСКИХ УРАВНЕНИЙ**

ЯНУШКЕВИЧ К.С.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – М.Т.Н., СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ ВОЛКОВ А.А.

**ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА НЬЮТОНА ДЛЯ РАСЧЕТА РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ
ПЕРЕМЕННОГО ТОКА**

МОРОЗОВ А.Г.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – М.Т.Н., СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ ВОЛКОВ А.А.

**ВЛИЯНИЕ ЗНАЧЕНИЙ ПОСТОЯННОЙ ИНЕРЦИИ ГЕНЕРАТОРОВ СТАНЦИИ НА
ПРЕДЕЛЬНОЕ ВРЕМЯ ОТКЛЮЧЕНИЯ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ**

МИХОЛАП Е.Н.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – М.Т.Н., СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ ВОЛКОВ А.А.

СОБСТВЕННЫЕ ЧИСЛА И ОБУСЛОВЛЕННОСТЬ МАТРИЦЫ УЗЛОВЫХ ПРОВОДИМОСТЕЙ

КРАПИВИНА Т.С.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – М.Т.Н., СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ ВОЛКОВ А.А.

УЧЕТ ТРАНСФОРМАТОРОВ В УЗЛАХ ПРИ РАСЧЕТЕ РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

МАЦКЕВИЧ М. О.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – М.Т.Н., СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ ВОЛКОВ А.А.

УДК 621.311

РЕШЕНИЕ СИСТЕМ НЕЛИНЕЙНЫХ АЛГЕБРАИЧЕСКИХ УРАВНЕНИЙ МЕТОДОМ НЬЮТОНА ВТОРОГО ПОРЯДКА

Тараканова А.И.

Научный руководитель – м.т.н., старший преподаватель Волков А.А.

Для расчета режима электрической сети необходимо составить и решить систему уравнений. Метод Ньютона является наиболее распространённым методом решения системы нелинейных уравнений узловых напряжений. Основным преимуществом является его быстрота и надёжность процесса сходимости. Основным недостатком является то, что он требует большого объёма вычислений и промежуточной информации на каждом итерационном шаге.

Метод Ньютона сводится последовательному решению систем линейных алгебраических уравнений (СЛАУ), полученных путём линеаризации системы нелинейных уравнений [1].

Для k -го приближения вектора неизвестных $x^{(k)} = (x_1^{(k)} x_2^{(k)} \dots x_n^{(k)})^T$ будем искать $(k+1)$ -е приближение в виде

$$x^{(k+1)} = x^{(k)} + \Delta x^{(k)},$$

где вектор приращения $\Delta x^{(k)} = (\Delta x_1^{(k)} \Delta x_2^{(k)} \dots \Delta x_n^{(k)})^T$ подлежит определению.

Для нахождения этих приращений разложим функцию $F_1(x^{(k+1)})$ в ряд Тейлора в окрестностях точки $x^{(k)}$ до производных первого порядка включительно и приравняем это разложение нулю: $F_1(x^{(k+1)}) = 0$, получим:

$$F_1(x_1^{(k+1)}, x_2^{(k+1)}, \dots, x_n^{(k+1)}) = F_1(x_1^{(k)}, x_2^{(k)}, \dots, x_n^{(k)}) + \frac{\partial F_1(x^{(k)})}{\partial x_1} \Delta x_1^{(k)} + \frac{\partial F_1(x^{(k)})}{\partial x_2} \Delta x_2^{(k)} + \dots + \frac{\partial F_1(x^{(k)})}{\partial x_n} \Delta x_n^{(k)} \approx 0.$$

Осуществляя те же процедуры для остальных уравнений системы, получим следующую СЛАУ относительно вектора неизвестных $\Delta x^{(k)} = (\Delta x_1^{(k)} \Delta x_2^{(k)} \dots \Delta x_n^{(k)})$ [2]:

$$\begin{cases} \frac{\partial F_1(x^{(k)})}{\partial x_1} \Delta x_1^{(k)} + \frac{\partial F_1(x^{(k)})}{\partial x_2} \Delta x_2^{(k)} + \dots + \frac{\partial F_1(x^{(k)})}{\partial x_n} \Delta x_n^{(k)} = -F_1(x^{(k)}), \\ \frac{\partial F_2(x^{(k)})}{\partial x_1} \Delta x_1^{(k)} + \frac{\partial F_2(x^{(k)})}{\partial x_2} \Delta x_2^{(k)} + \dots + \frac{\partial F_2(x^{(k)})}{\partial x_n} \Delta x_n^{(k)} = -F_2(x^{(k)}), \\ \dots \\ \frac{\partial F_n(x^{(k)})}{\partial x_1} \Delta x_1^{(k)} + \frac{\partial F_n(x^{(k)})}{\partial x_2} \Delta x_2^{(k)} + \dots + \frac{\partial F_n(x^{(k)})}{\partial x_n} \Delta x_n^{(k)} = -F_n(x^{(k)}). \end{cases}$$

Для решения этой СЛАУ необходимо и достаточно, чтобы матрица этой системы

$$J(x^{(k)}) = \begin{pmatrix} \frac{\partial F_1(x^{(k)})}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial F_1(x^{(k)})}{\partial x_n} \\ \frac{\partial F_2(x^{(k)})}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial F_2(x^{(k)})}{\partial x_n} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial F_n(x^{(k)})}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial F_n(x^{(k)})}{\partial x_n} \end{pmatrix}$$

была невырожденной, т.е. существовала обратная матрица $(J(x^{(k)}))^{-1}$. Матрицу J называют матрицей Якоби.

В матрично-векторной форме: $J(x^{(k)}) \Delta x^{(k)} = -F(x^{(k)})$, откуда $\Delta x^{(k)} = -J^{-1}(x^{(k)}) F(x^{(k)})$.

Соотношение для решения систем нелинейных уравнений методом Ньютона: $x^{(k+1)} = x^{(k)} - J^{-1}(x^{(k)}) F(x^{(k)})$.

Задаем нагрузки в узлах электрической сети и список ребер, для дальнейшего формирования первой матрицы соединений, определения матрицы сопротивлений ветвей и матрицы узловых проводимостей:

$$P := \begin{pmatrix} -40 \\ -32 \\ 0 \\ -53 \\ 60 \end{pmatrix} \quad R := \begin{pmatrix} 6 & 6 & 6 & 3 & 4 & 1 & 2 & 2 \\ 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 2 & 3 & 5 \\ 40 & 29 & 39 & 44 & 57 & 46 & 34 & 51 \end{pmatrix} \quad M\Sigma = \begin{pmatrix} -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & -1 \\ 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}$$

В списке ребер третья строка несет информацию о протяженности ветвей. Удельное сопротивление ветвей принято 0,2 Ом/км.

Реализовываем метод Ньютона второго порядка с помощью пользовательских функций в среде Mathcad. Данные функции используем для определения вектор-функции небаланса, матрицы Якоби и матрицы Гессе.

$$\begin{aligned} \text{ntonVT}(X, e) &:= \begin{array}{l} k \leftarrow \text{rows}(X) \\ \text{for } j \in 1..k \\ \quad \text{Mf}_{1,j+1} \leftarrow X_j \\ \text{Mf}_{1,k+2} \leftarrow \max(W(X)) \\ \text{for } i \in 2..80 \\ \quad fU \leftarrow -J(X)^{-1} \cdot W(X) \\ \quad D \leftarrow \frac{1}{2} \cdot G(X) \cdot (fU)^2 \\ \quad fU2 \leftarrow -J(X + fU)^{-1} \cdot (W(X) + D) \\ \quad Z \leftarrow X + fU2 \\ \quad b \leftarrow \max(|fU2|) \\ \quad X \leftarrow Z \\ \quad \text{for } j \in 1..k \\ \quad \quad \text{Mf}_{i,j+1} \leftarrow X_j \\ \quad \text{Mf}_{i,1} \leftarrow i - 1 \\ \quad \text{Mf}_{i,k+2} \leftarrow \max(W(X) + D) \\ \quad \text{Mf}_{i,k+3} \leftarrow b \\ \quad \text{break if } b < e \\ \text{Mf} \end{array} \\ \\ W(U) &:= \begin{array}{l} \text{for } i \in 1..\text{rows}(P) \\ \quad W_i \leftarrow 0 \\ \quad \text{for } j \in 1..\text{rows}(P) \\ \quad \quad W_i \leftarrow W_i + Y_{i,j} \cdot U_j \\ \quad W_i \leftarrow W_i - U_{bu} \cdot \sum_{j=1}^{\text{rows}(P)} Y_{i,j} - \frac{P_i}{U_i} \\ \text{return } W \end{array} \\ \\ J(U) &:= \begin{array}{l} \text{for } i \in 1..\text{rows}(P) \\ \quad \text{for } j \in 1..\text{rows}(P) \\ \quad \quad J_{i,j} \leftarrow (Y_{i,j}) \text{ if } i \neq j \\ \quad \quad J_{i,j} \leftarrow Y_{i,j} - \frac{(-P)_i}{(U_i)^2} \text{ if } i = j \\ \text{return } J \end{array} \\ \\ G(U) &:= \begin{array}{l} \text{for } i \in 1..\text{rows}(P) \\ \quad \text{for } j \in 1..\text{rows}(P) \\ \quad \quad G_{i,j} \leftarrow 0 \text{ if } i \neq j \\ \quad \quad G_{i,j} \leftarrow \frac{-2 \cdot (-P)_i}{(U_i)^3} \text{ if } i = j \\ \text{return } G \end{array} \end{aligned}$$

Для того чтобы исключить заикливание итерационного процесса максимальное число итераций ограничено 80.

В таблицах 1 и 2 представлены результаты расчета по методу Ньютона и по методу Ньютона второго порядка – значения напряжений в узлах, максимальный небаланс токов в узлах и наибольшее изменение напряжения на итерационном шаге.

Для получения решения необходимо обратиться к составленным функциям и записать выражение вида:

$$NVT := ntonVT(U0, 0.01)$$

В этом выражении после названия функции указываются начальные приближения напряжения в узлах и требуемая точность расчета.

Таблица 1 – Результаты расчета по методу Ньютона

Номер итерации	Напряжение в узле, кВ					Максимальный небаланс, кА	$\Delta U_{нб}$, кВ
	1	2	3	4	5		
0	110	110	110	110	110	0,482	0
1	112,979	113,909	113,838	112,435	115,99	$3,547 \cdot 10^{-4}$	5,99
2	112,979	113,911	113,84	112,441	116,001	$1,084 \cdot 10^{-9}$	0,012
3	112,979	113,911	113,84	112,441	116,001	0	$4,228 \cdot 10^{-8}$

Таблица 2 – Результаты расчета по методу Ньютона второго порядка

Номер итерации	Напряжение в узле, кВ					Максимальный небаланс, кА	$\Delta U_{нб}$, кВ
	1	2	3	4	5		
0	110	110	110	110	110	0,482	0
1	112,978	113,911	113,84	112,44	116	$1,455 \cdot 10^{-3}$	6
2	112,979	113,911	113,84	112,441	116,001	$7,248 \cdot 10^{-11}$	$1,373 \cdot 10^{-3}$

Проводим серию вычислений, изменяя точность расчётов. Результаты представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Сравнительные результаты расчета

Коэффициент утяжеления	Количество итераций								
	метод Ньютона			метод Ньютона второго порядка			метод касательных		
	точность расчета, кВ			точность расчета, кВ			точность расчета, кВ		
	0,1	0,01	0,001	0,1	0,01	0,001	0,1	0,01	0,001
1	2	3	3	2	2	3	2	3	3
5	3	3	3	2	3	3	3	4	5
7	3	4	4	3	3	3	4	6	8
8	4	4	5	3	4	4	6	9	12
8,5	5	5	6	3	4	4	11	18	25
8,62	итерационный процесс разошелся								

По результатам проведенных расчётов можно отметить, что метод Ньютона второго порядка дает результат решения нелинейных алгебраических уравнений быстрее, чем метод Ньютона (метод простой итерации) или его модификация – метод касательных. Скорость сходимости итерационных методов зависит от близости начальных данных к решению задачи и от точности расчета.

Литература

1. Численные методы. В.Ф. Формалев, Д.Л. Ревизников. - М.:Физматгиз, 2004. - 400 с.
2. Численные методы на базе MathCAD. С.В. Поршневу, И.В. Беленкова. - СПб.: БХВ-Петербург, 2005. - 464 с.

УДК 621.311

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА КВАДРАТНЫХ КОРНЕЙ ДЛЯ РАСЧЁТА РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПО УРАВНЕНИЯМ УЗЛОВЫХ НАПРЯЖЕНИЙ ПРИ ЗАДАНИИ НАГРУЗОК В ТОКАХ

Кушнер Д.А.

Научный руководитель – м.т.н., старший преподаватель Волков А.А.

Для расчета установившихся режимов электрической сети наиболее эффективными и удобными для реализации на ЭВМ являются уравнения узловых напряжений [1]:

$$\begin{cases} y_{11} \cdot U_{\Delta 1} + y_{12} \cdot U_{\Delta 2} + y_{13} \cdot U_{\Delta 3} = J_1 \\ y_{21} \cdot U_{\Delta 1} + y_{22} \cdot U_{\Delta 2} + y_{23} \cdot U_{\Delta 3} = J_2 \\ y_{31} \cdot U_{\Delta 1} + y_{32} \cdot U_{\Delta 2} + y_{33} \cdot U_{\Delta 3} = J_3 \end{cases}$$

или в матричном виде

$$Y \cdot U_{\Delta} = J.$$

Если известна обратная матрица Y^{-1} , то решение системы уравнений получается в виде:

$$U_{\Delta} = Y^{-1} \cdot J.$$

Размерность матрицы узловых проводимостей определяется числом узлов в электрической сети. Схемы реальных электрических сетей могут содержать десятки и сотни узлов. Вычисление обратной матрицы в таком случае связано со значительными трудностями.

Методы решения систем линейных алгебраических уравнений делятся на две группы:

1) прямые или точные методы, позволяющие найти решение за определенное число операций. К прямым методам относятся: метод Гаусса и его модификации (в том числе метод прогонки), метод LU-разложения и др.;

2) итерационные методы, основанные на использовании повторяющегося (циклического) процесса и позволяющие получить решение в результате последовательных приближений. Операции, входящие в повторяющийся процесс, составляют итерацию. К итерационным методам относятся: метод простых итераций, метод Зейделя и др.

Метод квадратных корней относится к группе точных методов [2].

Рассмотрим применение метода квадратных корней для расчета режима электрической сети постоянного тока (рисунок 1).

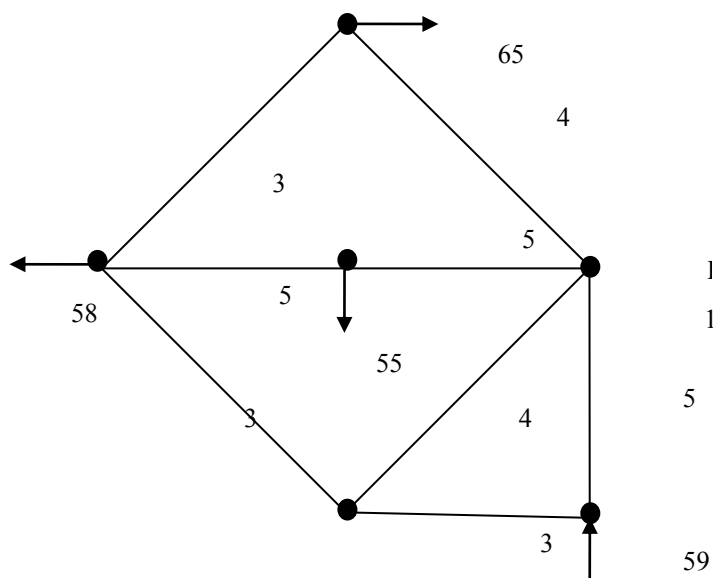


Рисунок 1 – Схема и параметры электрической сети

Принимаем номинальное напряжение электрической сети равным 110 кВ, удельное сопротивление ветвей 0,2 Ом/км. Первая матрица соединений, матрицы задающих токов в узлах, кА, и узловых проводимостей, См представлены ниже:

$$M = \begin{pmatrix} -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & -1 & -1 & 0 \end{pmatrix} \quad J = \begin{pmatrix} -0.655 \\ 0 \\ 0.591 \\ -0.555 \\ -0.582 \end{pmatrix} \quad Y_y = \begin{pmatrix} 0.292 & 0 & 0 & 0 & -0.167 \\ 0 & 0.393 & -0.135 & 0 & -0.139 \\ 0 & -0.135 & 0.229 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0.192 & -0.096 \\ -0.167 & -0.139 & 0 & -0.096 & 0.402 \end{pmatrix}$$

Суть метода заключается в следующем. Пусть имеется система уравнений вида:

$$A \cdot X = B.$$

Представим матрицу A в форме:

$$A = U^T \cdot U.$$

Находя произведение $U^T \cdot U$, составим систему уравнений относительно неизвестных элементов матрицы:

$$\begin{pmatrix} u_{11} & 0 & \dots & 0 \\ u_{12} & u_{22} & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ u_{1n} & u_{2n} & \dots & u_{nn} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} u_{11} & u_{12} & \dots & u_{1n} \\ 0 & u_{22} & \dots & u_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & u_{nn} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ a_{12} & a_{22} & \dots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{1n} & a_{2n} & \dots & a_{nn} \end{pmatrix}.$$

Система имеет следующий вид:

$$\begin{cases} u_{11}^2 = a_{11}, & u_{11} \cdot u_{12} = a_{12}, \dots, u_{11} \cdot u_{1n} = a_{1n}; \\ u_{11}^2 + u_{22}^2 = a_{22}, \dots, u_{12} \cdot u_{1n} + u_{22} \cdot u_{2n} = a_{2n} \\ \dots \dots \dots \\ u_{1n}^2 + u_{2n}^2 + \dots + u_{nn}^2 = a_{nn} \end{cases}$$

Из первой строки системы находим:

$$u_{11} = \sqrt{a_{11}}, \quad u_{1j} = \frac{a_{1j}}{u_{11}}, \quad j = 2, 3, \dots, n$$

Из второй строки определяем:

$$u_{22} = \sqrt{a_{22} - u_{12}^2}, \quad u_{2j} = \frac{a_{2j} - u_{12} \cdot u_{1j}}{u_{22}}, \quad j = 3, 4, \dots, n$$

Таким образом, элементы матрицы U находятся из соотношений:

$$u_{ii} = \sqrt{a_{ii} - \sum_{k=1}^{i-1} u_{ki}^2}, \quad i = 1, 2, \dots, n;$$

$$u_{ij} = \frac{1}{u_{ii}} \cdot \left(a_{ij} - \sum_{k=1}^{i-1} u_{ki} \cdot u_{kj} \right), \quad j = 2, 3, \dots, n; j > i; u_{ij} = 0 (j < i).$$

Если матрица A представима в форме $U^T \cdot U$, то система $A \cdot X = B$ имеет вид $U^T \cdot U \cdot X = B$.

Решение этой системы сводится к последовательному решению двух систем с треугольными матрицами. В итоге процедура решения состоит из двух этапов:

1. Прямой ход. Находим элементы матрицы U

$$\begin{aligned}
U_{1,1} &= \sqrt{Y_{1,1}} = 0.54 & U_{1,2} &= \frac{Y_{1,2}}{U_{1,1}} = 0 & U_{1,3} &= \frac{Y_{1,3}}{U_{1,1}} = 0 & U_{1,4} &= \frac{Y_{1,4}}{U_{1,1}} = 0 & U_{1,5} &= \frac{Y_{1,5}}{U_{1,1}} = -0.309 \\
U_{2,2} &= \sqrt{Y_{2,2} - (U_{1,2})^2} = 0.627 & U_{2,3} &= \frac{Y_{2,3} - U_{1,2} \cdot U_{1,3}}{U_{2,2}} = -0.2 & U_{2,4} &= \frac{Y_{2,4} - U_{1,2} \cdot U_{1,4}}{U_{2,2}} = 0 & U_{2,5} &= \frac{Y_{2,5} - U_{1,2} \cdot U_{1,5}}{U_{2,2}} = -0.222 \\
U_{3,3} &= \sqrt{Y_{3,3} - (U_{1,3})^2 - (U_{2,3})^2} = 0.428 & U_{3,4} &= \frac{Y_{3,4} - U_{1,3} \cdot U_{1,4} - U_{2,3} \cdot U_{2,4}}{U_{3,3}} = 0 & U_{3,5} &= \frac{Y_{3,5} - U_{1,3} \cdot U_{1,5} - U_{2,3} \cdot U_{2,5}}{U_{3,3}} = -0.112 \\
U_{4,4} &= \sqrt{Y_{4,4} - (U_{1,4})^2 - (U_{2,4})^2 - (U_{3,4})^2} = 0.439 & U_{4,5} &= \frac{Y_{4,5} - U_{1,4} \cdot U_{1,5} - U_{2,4} \cdot U_{2,5} - U_{3,4} \cdot U_{3,5}}{U_{4,4}} = -0.219 \\
U_{5,5} &= \sqrt{Y_{5,5} - (U_{1,5})^2 - (U_{2,5})^2 - (U_{3,5})^2 - (U_{4,5})^2} = 0.444
\end{aligned}$$

Таким образом, получаем вспомогательные матрицы

$$U = \begin{pmatrix} 0.54 & 0 & 0 & 0 & -0.309 \\ 0 & 0.627 & -0.216 & 0 & -0.222 \\ 0 & 0 & 0.428 & 0 & -0.112 \\ 0 & 0 & 0 & 0.439 & -0.219 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0.444 \end{pmatrix} \quad U^T = \begin{pmatrix} 0.54 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0.627 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -0.216 & 0.428 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0.439 & 0 \\ -0.309 & -0.222 & -0.112 & -0.219 & 0.444 \end{pmatrix}$$

Произведение $U \cdot X$ обозначим через H . В результате решения системы $U^T \cdot H = B$ находится столбец H :

$$\begin{cases} 0.54 \cdot H_1 = -0.655 \\ 0.627 \cdot H_2 = 0 \\ -0.216 \cdot H_2 + 0.428 \cdot H_3 = 0.591 \\ 0.439 \cdot H_4 = -0.555 \\ -0.309 \cdot H_1 - 0.222 \cdot H_2 - 0.112 \cdot H_3 - 0.219 \cdot H_4 + 0.444 \cdot H_5 = -0.582 \end{cases}$$

$$H = \begin{pmatrix} -1.212 \\ 0 \\ 1.381 \\ -1.265 \\ -2.432 \end{pmatrix}$$

2. Обратный ход. В результате решения системы $U \cdot X = H$ находится решение задачи - столбец X .

$$\begin{cases} 0.54 \cdot x_1 - 0.309 \cdot x_5 = -1.212 \\ 0.627 \cdot x_2 - 0.216 \cdot x_3 - 0.222 \cdot x_5 = 0 \\ 0.428 \cdot x_3 - 0.112 \cdot x_5 = 1.381 \\ 0.439 \cdot x_4 - 0.219 \cdot x_5 = -1.265 \\ 0.444 \cdot x_5 = -2.432 \end{cases}$$

Решив данную систему, получим искомые падения напряжения в узлах относительно напряжения в балансирующем узле, кВ, а затем узловые напряжения, кВ:

$$U\Delta = X = \begin{pmatrix} -5.376 \\ -1.318 \\ 1.799 \\ -5.624 \\ -5.481 \end{pmatrix} \quad U_y = U\Delta + Ubu \cdot n = \begin{pmatrix} 111.624 \\ 115.682 \\ 118.799 \\ 111.376 \\ 111.519 \end{pmatrix}$$

Выводы:

- 1) метод квадратных корней позволяет решить систему линейных алгебраических уравнений без нахождения обратной матрицы;
- 2) метод можно применять для решения систем уравнений узловых напряжений, а решив эту систему можно в дальнейшем рассчитать режим электрической сети;
- 3) метод легко реализовать на ЭВМ.

Литература

1. Передача и распределение электрической энергии: Учебное пособие/ А. А. Герасименко, В. Т. Федин. - Ростов-н/Д.: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006. - 720 с.
2. Численные методы. Часть первая: Учебное пособие / В.И. Мышенков, Е.В. Мышенков – М.:МГУЛ,2001. – 120 с.

УДК 621.311

АНАЛИЗ И ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Кохан О.С.

Научный руководитель – д.т.н, профессор Фурсанов М.И.

В данной статье проведем анализ технологического расхода электроэнергии в распределительной электрической сети 0,4-10 кВ.

Цели анализа потерь электроэнергии заключаются:

в выявлении зон и конкретных элементов с повышенными техническими потерями в сетях всех напряжений;

в выявлении фидеров 6-10 кВ и линий 0,4 кВ с повышенными коммерческими потерями;

в оценке влияния на технологические потери основных параметров поступления и отпуска электроэнергии из сети на основе сопоставительных расчетов потерь при различных значениях параметров или по нормативной характеристике потерь.

Анализ потерь электроэнергии должен осуществляться ежемесячно, так как режимы работы сетей и схемы сетей периодически изменяются.

Для верного анализа потерь электроэнергии в распределительной электрической сети необходимо правильно трактовать понятие «технологического расхода электроэнергии» или собственно «потери».

Фактические (отчетные) потери электроэнергии ΔW_o - разность между электроэнергией, поступившей в сеть, ΔW_c (по показаниям счетчиков приема электрической энергии) и электроэнергией, отпущенной потребителям, ΔW_n (по показаниям счетчиков отпуска электроэнергии):

$$\Delta W_o = \Delta W_c - \Delta W_n. \quad (1)$$

Электроэнергия, поступившая в сеть, определяется в виде разности:

$$\Delta W_c = \Delta W_r - \Delta W_{сн}, \quad (2)$$

где ΔW_r – отпуск электроэнергии с шин электростанций;

$\Delta W_{сн}$ – расход электроэнергии на собственные нужды энергосистемы (освещение электростанций, энергоснабжение вспомогательного оборудования, ремонтных площадок и т.д.).

Отчетные потери состоят из трех составляющих:

ΔW_r – технические потери электроэнергии, обусловленные расходом электроэнергии при ее передаче по сетям энергосистем, который обусловлен физическими процессами, происходящими при передаче энергии по сетям, и определяется только расчетным путем;

ΔW_y – недоучет электроэнергии, обусловленный большими отрицательными погрешностями приборов учета электроэнергии у потребителей по сравнению с аналогичными погрешностями приборов приема электроэнергии в сеть;

ΔW_k – коммерческие потери электроэнергии, обусловленные хищениями электроэнергии, несоответствиями между показаниями электросчетчиков и оплатой и другими причинами.

Таким образом:

$$\Delta W_o = W_r + W_y + \Delta W_k.$$

Технические потери электроэнергии ΔW_r составляют нагрузочные потери ΔW_n в элементах сети и оборудовании и условно-постоянные потери $\Delta W_{п.}$

На практике наибольшую сложность представляют определение нагрузочных потерь ΔW_n . Существуют следующие методы расчета нагрузочных потерь:

- метод графического интегрирования;
- метод среднеквадратичного тока;
- метод времени максимальных потерь;

метод раздельного времени максимальных потерь;
метод эквивалентного сопротивления;
вероятностно-статистический метод и т.д.

Методы поэлементных расчетов применяются для определения потерь в отдельных линиях и трансформаторах, потери в которых существенно зависят от транзитных перетоков и которые оснащены устройствами телемеханики. А остальные методы используются при определении нагрузочных потерь электроэнергии в распределительных разомкнутых сетях 0,38-110 кВ.

Определение потерь в электрических сетях энергосистем – это только одна из составных частей общей проблемы энергосистемы. Далее необходимо производить оценку полученных значений и структуры потерь, анализировать и производить мероприятия по снижению потерь электроэнергии, учитывать при проектировании с целью стремления к оптимальным параметрическим и режимным характеристикам сети. С другой стороны, успешный анализ потерь позволяет вплотную подойти к оценке существующего состояния сети и далее к нахождению оптимального режима работы электрической сети путем расчета оптимальных уровней потерь электроэнергии в энергосистеме.

Литература

1. Фурсанов М.И. Определение и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем. — Мн.: УВИЦ при УП "Белэнергосбережение", 2005. — 207 с.: ил.
2. Фурсанов М.И., Золотой А.А., Макаревич В.В. Учёт потребительских энергоисточников в расчётах распределительных электрических сетей 6-10 кВ. «Изв. высш. учебн. заведений и энерг. объединений СНГ. Энергетика». — 2011. — № 4. — С. 15 — 17.
3. Фурсанов М.И., Золотой А.А., Макаревич В.В. Расчёт режимов и потерь мощности в электрических сетях 0,38 кВ с учётом повторного заземления нулевого провода «Изв. высш. учебн. заведений и энерг. объединений СНГ. Энергетика». — 2007. — № 5. — С. 5 — 18.

УДК 621.311.017

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ АВТОМАТИЧЕСКОЙ ЧАСТОТНОЙ РАЗГРУЗКИ ЭНЕРГОРАЙОНА

Карпеченко А.А.

Научный руководитель – ассистент Секацкий Д.А.

В энергосистеме (ЭС) в любой момент времени должен быть резерв активной мощности для поддержки номинальной частоты. Дефицит активной мощности, вызванный отключением части генераторов или включением новых потребителей, повлечёт за собой снижение частоты в энергосистеме. Если снижение частоты на несколько десятых герца не представляет особой опасности для нормальной работы энергосистемы, то снижение на 1-2 Гц может привести к полному расстройству работы энергосистемы. Одним из основных методов противоаварийной автоматики, направленных на повышение надёжности работы электроэнергетической системы, является автоматическая частотная разгрузка (АЧР).

Устройства АЧР, используемые для ликвидации аварийного дефицита активной мощности, можно подразделить на три категории:

1 категория АЧР-1 – быстродействующая ($t = 0,1-0,3$ с) с уставками срабатывания от 49 Гц (даже от 49,3 Гц) до 46,5 Гц;

2 категория АЧР-2 – предназначена для восстановления частоты до нормального значения, если она длительно остаётся на уровне ниже требуемого. АЧР-2 работает после того, как отработала часть очередей АЧР-1;

3 категория – совмещенные уставки АЧР-1 и АЧР-2.

Исследуемый энергорайон (рисунок 1) состоит из трёх узлов генерации (КЭС, ТЭЦ-1, ТЭЦ-2) и 6 узлов нагрузки (4 удалённых и 2 местных). Энергорайон получает питание от системы по двум линиям.

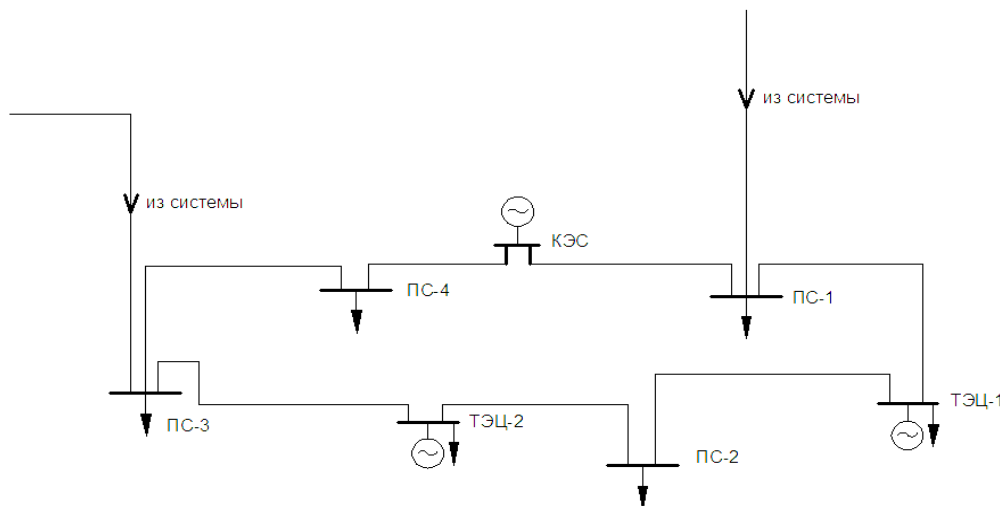


Рисунок 1 – Схема исследуемого энергорайона

Годовой график нагрузки для упрощения представлен двухступенчатым – зимний и летний периоды, а суточный – дневной и вечерней ступенями. В любое время суток и года энергорайон является дефицитным – потребление преобладает над генерацией. Характеристика размещённых на подстанциях устройств АЧР:

- общий объём нагрузки, подключённой к АЧР, составляет 23,13% от максимальной;
- объём АЧР-1 составляет 27,71 %, АЧР-2 – 10,69 %, АЧР совмещённой – 61,60 % от общего количества устройств АЧР;

Объём АЧР-1 по группам уставок частоты представлен на рисунке 2.

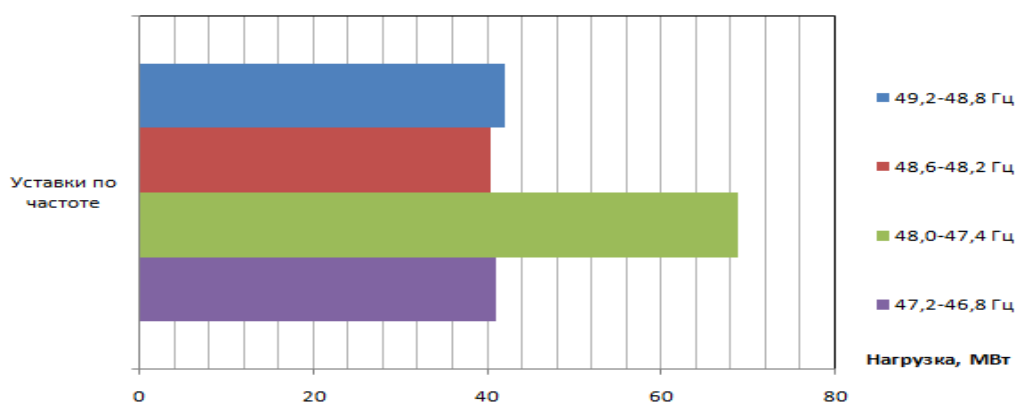


Рисунок 2 – Распределение нагрузки по очередям АЧР I (в т.ч. и совмещённая)

На блок уставок по частоте 48,0-47,4 Гц подключена большая нагрузка, чем на остальные, что нарушает требования о равномерном распределении нагрузки [1], или распределении в виде «перевернутой пирамиды» – первые ступени отключают большую нагрузку, последующие – меньше [2].

Анализ работы АЧР был проведён при помощи программы «Power», разработанной на кафедре «Электрические системы» БНТУ. Исследования будут проводиться в следующих направлениях:

- определение дефицита активной мощности, для возникновения лавины частоты;
- оценка объёма АЧР, выведенного из ЭС, который при выделении на изолированную работу энергорайона не наступала лавина частоты;
- оценка показателей эффективности автоматики при распределении нагрузки по очередям в виде «убывающей пирамиды».

Результаты исследований представим в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты исследований режимов энергорайона

Режим	Выделение района на изолированную работу (отключение системных линий)			Минимальный объем работающих комплектов АЧР для предотвращения лавины частоты, %	Дополнительное воздействие до наступления лавины частоты
	Дефицит мощности, МВт	Отключённая АЧР нагрузка, МВт	Установившееся значение частоты, Гц		
Зима вечер	175	149,5	49,1	56	Отключение генератора мощностью более 100 МВт
Зима день	25	15	49,3	10	Отключение генераторов суммарной мощностью более 200 МВт
Лето вечер	320	Произошла лавина частоты			
Лето день	80	114	48,2	50	Отключение генераторов суммарной мощностью более 125 МВт

В зимний период АЧР, в случае аварии, выполняет все возложенные функции, а в летний – вечером происходит лавина частоты, днём – нарушается требование о минимизации ущерба [3]: отключённая нагрузка больше, чем изначальный дефицит активной мощности.

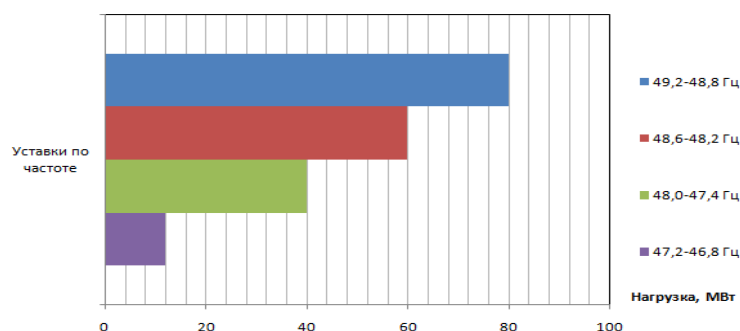


Рисунок 3 – Распределение нагрузки по очередям АЧР-I (в т.ч. и совмещённая)

Произведём оптимизацию распределения нагрузки по ступеням АЧР в соответствии с рекомендациями [2]. После оптимизации диаграмма распределения нагрузок по уставкам АЧР приведена на рисунке 3, а результаты исследований в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты исследований режимов энергорайона

Режим	Выделение района на изолированную работу (отключение системных линий)			Минимальный объем работающих комплектов АЧР для предотвращения лавины частоты, %	Дополнительное воздействие до наступления лавины частоты
	Дефицит мощности МВт	Отключённая АЧР нагрузка, МВт	Установившееся значение частоты, Гц		
Зима вечер	175	151	49,2	35	Отключение генераторов суммарной мощностью более 135 МВт
Зима день	25	22	49,9	8	Отключение генераторов суммарной мощностью более 210 МВт
Лето вечер	320	Лавина частоты			
Лето день	80	72	49,1	15	Отключение генераторов суммарной мощностью более 170 МВт

Оптимизация распределения нагрузки по ступеням АЧР – одно из мероприятий, позволяющих улучшить следующие показатели работы АЧР:

- получить более высокое установившееся значение частоты и больший дефицит активной мощности для наступления лавины частоты и;
- снижение отключённой нагрузки на 35 % в летний день с меньшим объёмом АЧР.

Необходимо отметить, что после проведения оптимизационных мероприятий, летний период вечернего времени суток все же остаётся уязвимым для работоспособности района. Требуется увеличить общий объём устройств АЧР.

В зимний период наблюдается снижение эффективности АЧР при минимизации ущерба – отключённая нагрузка увеличилась на 2,5 МВт в вечернее время суток и 7 МВт в дневное время суток.

Литература

1. Руководящие указания по противоаварийной автоматике энергосистем. Минск : ГПО Бэлэнерго, 2007.
2. Данильчук, В. Н. Автоматика ограничения изменений частоты энергосистем. Практическое пособие для инженеров по обслуживанию частотных автоматов, блокировок и защит. / В. Н. Данильчук. — Киев: Объединенная энергосистема Украины (ОЭС Украины), 2014. — 440 с.
3. Рабинович, Р. С. Автоматическая частотная разгрузка энергосистем /Р. С. Рабинович.— 2-е изд. перераб. и доп. изд.— М: Энергоатомиздат, 1989.— 352 с.

УДК 681.783.323.3

МОДЕЛИ ТРАНСФОРМАТОРОВ И ИХ ВЛИЯНИЕ НА РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЁТА УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ

Дашковский А.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.

Рассмотрим математические модели силовых трансформаторов, которые применяются в задачах, связанных с расчётом установившихся режимов схем электрических сетей. Получим математическую модель однофазного двухобмоточного трансформатора. Вначале предположим, что трансформатор не имеет магнитопровода (воздушный трансформатор), тогда он может быть представлен схемой рис. 1, в которой активные сопротивления обмоток изображены отдельно.

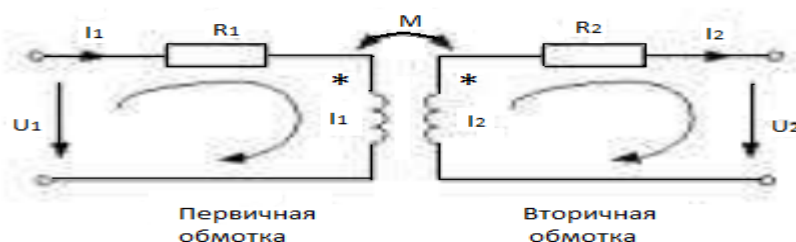


Рисунок 1 – Схема воздушного трансформатора

При обходе контуров на схеме рис. 1 в соответствии с заданными направлениями по второму закону Кирхгофа получим уравнения трансформатора в дифференциальной форме:

$$\begin{aligned} U_1 &= R_1 i_1 + L_1 \frac{di_1}{dt} - M \frac{di_2}{dt} \\ -U_2 &= R_2 i_2 + L_2 \frac{di_2}{dt} - M \frac{di_1}{dt} \end{aligned} \quad (1)$$

При синусоидальных токах и напряжениях уравнения (1) в комплексной форме записываются следующим образом:

$$\begin{aligned} U_1 &= R_1 I_1 + j\omega L_1 I_1 - j\omega M I_2 \\ -U_2 &= R_2 I_2 + j\omega L_2 I_2 - j\omega M I_1 \end{aligned} \quad (2)$$

Эти уравнения равносильны следующим:

$$\begin{aligned} U_1 &= R_1 I_1 + j\omega(L_1 - M)I_1 - j\omega M(I_1 - I_2) \\ -U_2 &= R_2 I_2 + j\omega(L_2 - M)I_2 - j\omega M(I_1 - I_2) \end{aligned} \quad (3)$$

Последним уравнениям соответствует схема замещения рис. 2. В отличие от рис. 1 в схеме замещения первичная и вторичная цепи трансформатора связаны не индуктивно, а гальванически.

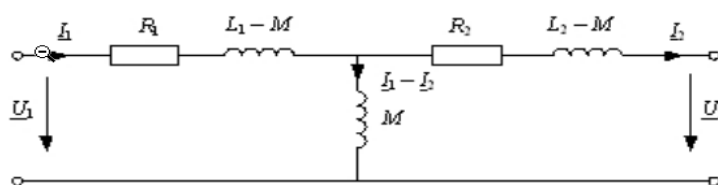


Рисунок 2 – Схема замещения

Входящие в схему рис. 2 разности $L_1 - M$ и $L_2 - M$ имеют физический смысл только при одинаковом числе витков первичной w_1 и вторичной w_2 обмоток ($w_1 = w_2$).

В реальных трансформаторах для моделирования потерь в стали в схему замещения трансформатора вводят активную проводимость G_μ . Для моделирования эффекта намагничивания сердечника вводят реактивную проводимость B_μ .

Если взять за основу математической модели трансформатора так называемой идеальный трансформатор с коэффициентом трансформации $n = \frac{w_1}{w_2}$, для которого относительная магнитная проницаемость равна бесконечности и ток намагничивания равен нулю, то добавлением к нему элементов, учитывающих основные паразитные эффекты, можно получить полную схему замещения трансформатора (рис. 3).

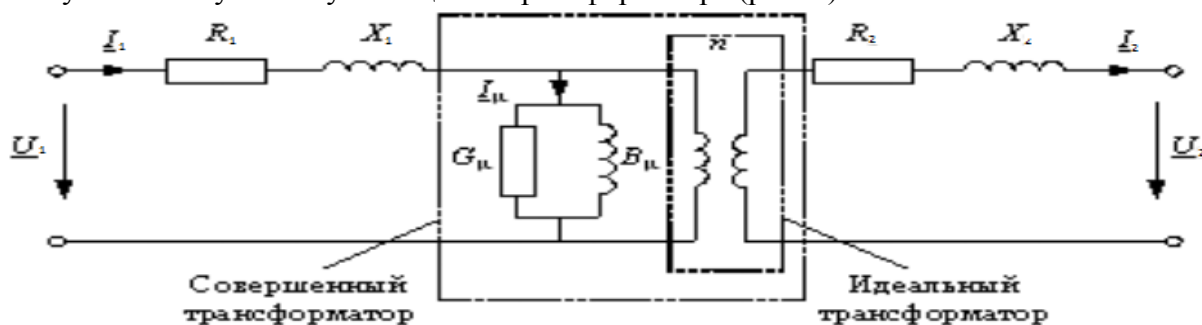


Рисунок 3 – Полная схема замещения трансформатора

Потери энергии в обмотках трансформатора при протекании по ним токов учитываются активными сопротивлениями R_1 и R_2 , последовательно с ними включены индуктивности рассеяния, которые учитывают эффект запаса энергии и наведения напряжения в обмотках от потоков рассеяния. Этим индуктивностям соответствуют индуктивные сопротивления обмоток X_1 и X_2 . Ток намагничивания обуславливает намагничивающую силу, которая создаёт поток взаимной индукции. Величина тока намагничивания I_μ пропорциональна напряжению первичной обмотки. Параллельно индуктивной проводимости намагничивания B_μ включают активную проводимость G_μ , учитывающую потери в сердечнике.

Таким образом, *идеальным трансформатором* является трансформатор, для которого при любых условиях $\frac{U_1}{U_2} = \frac{I_2}{I_1} = n$. Трансформатор, для которого при любой нагрузке $\frac{U_1}{U_2} = n$, называется *совершенным трансформатором* (рис. 3).

Во многих случаях пользуются приведенной Т-образной схемой замещения трансформатора (рис. 4). Получается она приведением сопротивлений вторичной обмотки к напряжению первичной обмотки по соотношениям:

$$U'_2 = nU_2, I'_2 = \frac{1}{n}I_2 \quad (4)$$

На схеме рис. 4 отмечены ток и напряжение:

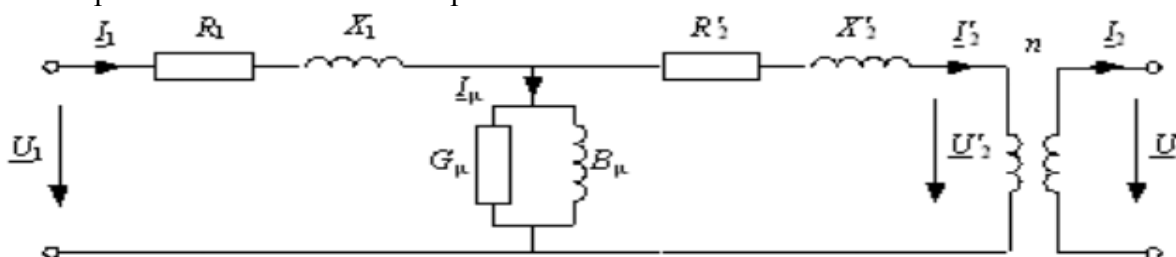


Рисунок 4 – Т-образная схема замещения

Обычно для силовых трансформаторов более целесообразна так называемая Г-образная схема замещения, элементы которой имеют простой физический смысл и могут быть вычислены или измерены.

Ветвь намагничивания переносится на клеммы первичной обмотки и оказывается включенной на напряжение U_1 . Это вносит погрешность в математическую модель, так как в действительности ток намагничивания протекает по первичной обмотке. Сопротивления первичной обмотки оказываются последовательно включёнными с приведенными сопротивлениями вторичной обмотки, и при их сложении получаются так называемые сопротивления трансформатора R_T и X_T (рис.5): $R_T = R_1 + R'_2$, $X_T = X_1 + X'_2$

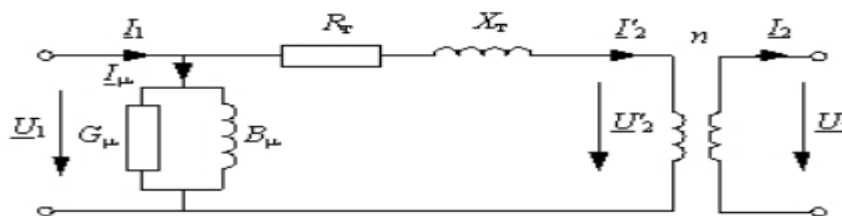


Рисунок 5 – Г-образная схема замещения

Полученная схема носит название Г-образной схемы замещения трансформатора и применяется для выполнения расчётов схем электрических сетей, где она ещё больше упрощается посредством представления ветви холостого хода в виде постоянных величин потерь активной и реактивной мощности на холостой ход (рис. 6).

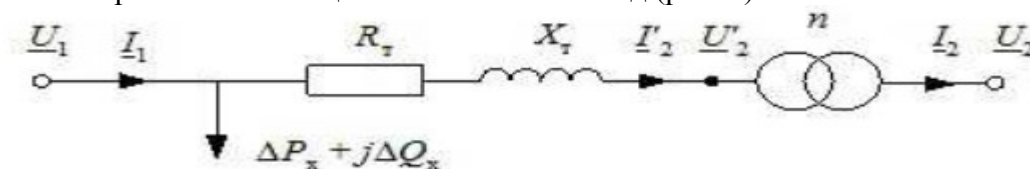


Рисунок 6 – Упрощённая схема замещения трансформатора

Всё полученное выше для однофазных трансформаторов можно распространить на каждую фазу трёхфазного трансформатора. Сопротивления и проводимости Г-образной схемы замещения трансформатора, приведены к напряжению обмотки первичного напряжения, определяются по формулам:

$$R_T = \frac{P_K U_{1НОМ}^2}{S_{НОМ}^2}, X_T = \frac{U_K U_{1НОМ}^2}{100 S_{НОМ}} \quad (5)$$

$$G_\mu = \frac{P_K}{U_{1НОМ}^2}, B_\mu = \frac{I_K S_{НОМ}}{100 U_{1НОМ}^2} = \frac{Q_x}{U_{1НОМ}^2}$$

Получим параметры П-образной схемы замещения (рис. 7) на основе Г-образной схемы замещения двухобмоточного понижающего трансформатора с коэффициентом трансформации $n > 1$ (рис.5)

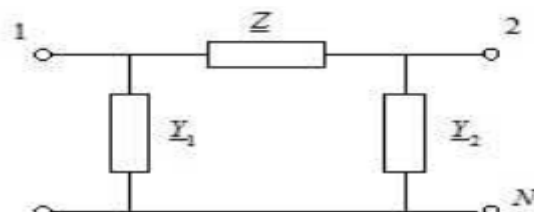


Рисунок 7 – П-образная схема замещения трансформатора

Найдём напряжение и ток первичной обмотки:

$$U_1 = nU_2 + \Delta U_T = nU_2 + (R_T + jX_T) \frac{I_2}{n} \quad (6)$$

$$I_1 = I_\mu + \frac{I_2}{n} = (G_\mu - jB_\mu)U_1 + \frac{I_2}{n} \quad (7)$$

После подстановки (6) в (7) получим:

$$I_1 = (G_\mu - jB_\mu)U_2 + \frac{1}{n}((R_T + jX_T)(G_\mu - jB_\mu) + 1)I_2 \quad (8)$$

Сопоставляя выражения (6) и (9) с уравнениями четырёхполюсника:

$$\begin{aligned} U_1 &= AU_2 + BI_2 \\ I_1 &= CU_2 + DI_2 \end{aligned} \quad (9)$$

Из полученных соотношений можно найти параметры П-образной схемы замещения трансформатора:

$$\begin{aligned}
 A &= 1 + ZY_2 = n \\
 B &= Z = \frac{Z_T}{n}
 \end{aligned}
 \tag{10}$$

$$C = Y_1 + Y_1ZY_2 + Y_2 = nY_\mu$$

$$D = 1 + ZY_1 = \frac{1}{n}(1 + Z_TY_\mu)$$

$$Z = \frac{1}{Z_T}$$

$$Y_1 = \frac{1}{Z_T}(1 - n) + Y_\mu \tag{11}$$

$$Y_2 = \frac{n}{Z_T}(n - 1)$$

Литература

1. Сухарева Г.М. Г-образная и П-образная схемы замещения силового трансформатора – Электронный ресурс. Режим доступа: <http://ru.calameo.com/read/0026965040a579e704e45>

УДК 681.5.033.3

МОДЕЛИ ЛЭП И ИХ ВЛИЯНИЕ НА РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ

Власов А. А.

Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.

При расчетах установившихся режимов ЭЭС используются математические модели ЛЭП, трансформаторов и других элементов. Эти модели называются схемами замещения. Для ЛЭП относительно небольшой длины – до 400 км, используются схемы замещения с сосредоточенными параметрами. Воздушные ЛЭП напряжением 110 кВ и выше длиной до 400 км при расчетах установившихся режимов представляются П-образной схемы замещения:

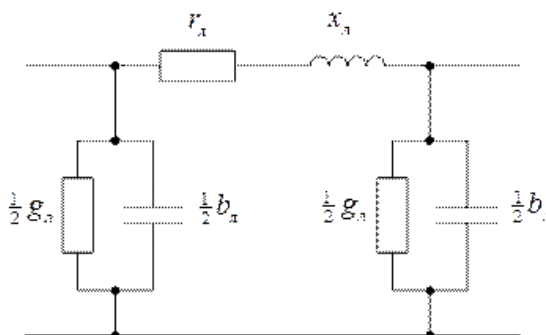


Рисунок 1. П-образная схема замещения линии

$r_{\text{л}}$ и $x_{\text{л}}$ – активное и реактивное сопротивление линии соответственно;

$g_{\text{л}}$ и $b_{\text{л}}$ – активная и реактивная проводимость линии соответственно;

При выполнении расчетов линий 110-220 кВ используется упрощенная схема замещения:

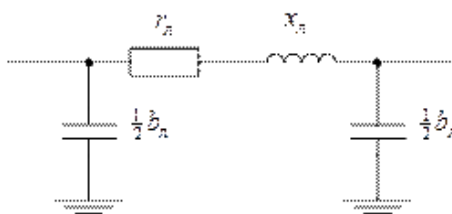


Рисунок 2. Упрощенная схема замещения ЛЭП для линий 110-220 кВ

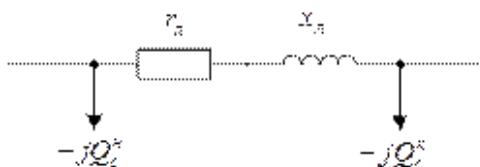


Рисунок 3. Схема замещения ЛЭП с учетом зарядной мощности

На рис. 3 в схеме замещения вместо ветвей с проводимостями учитывается реактивная зарядная мощность, генерируемая емкостью линии. Верхние индексы «н» и «к» означают начало и конец линии и эти мощности равны половине всей зарядной мощности.

Для ВЛ 35 кВ и ниже не учитывают зарядную мощность:

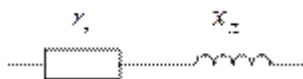


Рисунок 4. Схема замещения ЛЭП для воздушных линий 35 кВ и ниже

Кабельные ЛЭП представляются также П-образной схемой замещения, но т. к. для КЛ D_{cp} примерно в 100 раз меньше, чем для ВЛ, реактивное сопротивление кабеля становится малым по сравнению с активным и его не учитывают. Несмотря на то, что емкостная проводимость КЛ больше, чем ВЛ, для КЛ напряжением 6-10 кВ зарядная мощность все равно будет незначительной, поэтому ее можно не учитывать.

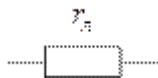


Рисунок 5. Схема замещения кабельных линий напряжением 6-10 кВ

Передача электроэнергии по ЛЭП обусловлена распространением электромагнитных волн вдоль проводов. С учетом распределенности параметров линий и изменения токов и напряжений во времени соотношения между токами и напряжениями в линии записываются в виде дифференциальных уравнений в частных производных с независимыми переменными времени и одной пространственной координаты. Решение таких уравнений с учетом граничных условий и синусоидальности изменения токов и напряжений во времени записывается в символической форме для действующих значений напряжений и токов по концам ЛЭП:

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 * ch(\dot{\gamma} * l) + \dot{I}_2 * sh(\dot{\gamma} * l) \quad (1)$$

$$\dot{I}_1 = \frac{\dot{U}_2}{\dot{Z}_c} * sh(\dot{\gamma} * l) + \dot{I}_2 * ch(\dot{\gamma} * l) \quad (2)$$

где $\dot{U}_1$ и $\dot{I}_1$ – комплексные действующие значения напряжения и тока в начале линии (со стороны питания);

$\dot{U}_2$ и $\dot{I}_2$ – комплексные действующие значения напряжения и тока в конце линии (со стороны нагрузки);

$\dot{Z}_c = \sqrt{\frac{\dot{z}_0}{\dot{y}_0}}$ – волновое сопротивление;

$\dot{\gamma} = \sqrt{\dot{z}_0 * \dot{y}_0} = \alpha + j\beta$ – коэффициент распространения волны;

где α – коэффициент затухания волны;

β – коэффициент фазы;

$\dot{z}_0 = r_0 + jx_0$ – комплексная величина погонного сопротивления фазы ЛЭП;

$\dot{y}_0 = g_0 + jb_0$ – комплексная величина погонной проводимости фазы ЛЭП.

Здесь и ниже для трехфазной системы значение тока увеличено в $\sqrt{3}$ раз, поэтому при сопоставлении тока с предельно допустимым его следует делить на $\sqrt{3}$.

Уравнения (1) и (2) называются уравнениями длинной линии и могут быть представлены как уравнения четырехполюсника (рис. 6) через параметры $\dot{A}$, $\dot{B}$, $\dot{C}$, $\dot{D}$.

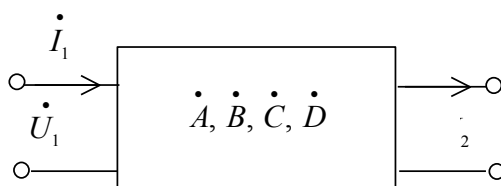


Рисунок 6. Четырехполюсник

$$\dot{U}_1 = \dot{A} * \dot{U}_2 + \dot{B} * \dot{I}_2 \quad (3)$$

$$\dot{U}_1 = \dot{C} * \dot{U}_2 + \dot{D} * \dot{I}_2 \quad (4)$$

Таким образом, математической моделью ЛЭП, учитывающей распределенность параметров однородной ЛЭП, являются уравнения четырехполюсника с коэффициентами, которые получаются при сопоставлении уравнений (1), (2), (3), (4) соответственно. Назовем уравнения (1) и (2) *моделью 1* (уравнения длинной линии). Для упрощения исследования свойств ЛЭП иногда вводят понятие идеальной линии. В идеальной линии параметры r_0 и g_0 приравняются к нулю, что соответствует отсутствию потерь. Такую модель назовем *моделью 2* (уравнение идеальной линии). В практических расчетах очень часто пренебрегают распределенностью параметров линии вследствие того, что большинство линий имеет небольшую длину, и интервал времени распространения электромагнитных волн в таких линиях значительно меньше периода изменения синусоидального напряжения и тока (0,02 с). Математическая модель линии в этом случае значительно упрощается и называется упрощенной моделью с сосредоточенными параметрами – *модель 3*.

Модель 3. Если ЛЭП представить П-образной схемой замещения с сосредоточенными параметрами (рис. 7) и допустить, что значения этих параметров можно вычислить умножением погонных параметров на длину ЛЭП то получим еще одну модель:

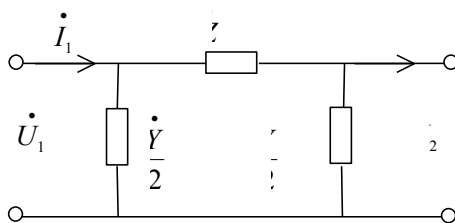


Рисунок 7. П-образная схема замещения ЛЭП

Коэффициенты четырехполюсника через параметры схемы замещения равны:

$$\dot{A} = \dot{D} = 1 + \dot{z}_0 * l * \frac{\dot{y}_0 * l}{2} = 1 + \frac{\dot{z}_0 * \dot{y}}{2};$$

$$\dot{B} = \dot{z}_0 * l = \dot{Z};$$

$$\dot{C} = \dot{y}_0 * l + \dot{z}_0 * l * \frac{(\dot{y}_0 * l)^2}{2} = \dot{Y} + \dot{Z} * \left(\frac{\dot{Y}}{2}\right)^2.$$

Исследуем влияние выбранной модели ЛЭП на расчет установившегося режима. Для расчета будем пользоваться программой Mathcad. За эталонные данные примем данные расчета модели 1, поскольку она является наиболее универсальной в использовании. Расчет будет производиться для линии длиной 1000 км:

$$U_2 = 110 \quad I_2 = 10$$

$$U_1 := U_2 \cdot \cosh(\gamma \cdot l) + I_2 \cdot Z_c \cdot \sinh(\gamma \cdot l) = 312.551 + 1.055i \times 10^3 \quad |U_1| = 1.101 \times 10^3$$

$$I_1 := \frac{U_2}{Z_c} \cdot \cosh(\gamma \cdot l) + I_2 \cdot \sinh(\gamma \cdot l) = 4.517 + 10.881i \quad |I_1| = 11.781$$

Рис. 8. Расчет по модели 1.

$$U_2 = 110 \quad I_2 = 10 \quad r_0 = 0 \quad g_0 = 0$$

$$U_1 := U_2 \cdot \cosh(\gamma \cdot l) + I_2 \cdot Z_c \cdot \sinh(\gamma \cdot l) = 59.433 + 841.471i \quad + |U_1| = 843.567$$

$$I_1 := \frac{U_2}{Z_c} \cdot \cosh(\gamma \cdot l) + I_2 \cdot \sinh(\gamma \cdot l) = 0.594 + 8.415i \quad |I_1| = 8.436$$

Рис. 9. Расчет по модели 2.

$$\begin{aligned}
 U_2 &= 110 \quad I_2 = 10 \\
 \underline{U}_1 &:= U_2 \cdot \left(1 + z_0 \cdot l \cdot \frac{y_0 \cdot l}{2} \right) + I_2 \cdot (z_0 \cdot l) = 577 + 1.071i \times 10^3 \\
 \underline{I}_1 &:= U_2 \cdot \left[y_0 \cdot l + z_0 \cdot l \cdot \frac{(y_0 \cdot l)^2}{2} \right] + I_2 \cdot \left(1 + z_0 \cdot l \cdot \frac{y_0 \cdot l}{2} \right) = 6.901 + 7.842i \\
 |U_1| &= 1.217 \times 10^3 \\
 |I_1| &= 10.446
 \end{aligned}$$

Рисунок 10. Расчет по модели 3.

Как видно из результатов расчетов, наибольшую погрешность дает расчет по модели 2, т. к. в ней не учитывается влияние на ЛЭП активного сопротивления и активной проводимости, что соответствует отсутствию потерь в линии, хотя на практике такого быть не может. Погрешность при расчете по модели 3 объясняется тем, что П-образная схема замещения используется, как правило, для расчета линий длиной до 400 км.

Литература

1. Математические модели элементов электроэнергетических систем в расчетах установившихся режимов и переходных процессов: учебное пособие / Р. А. Вайнштейн, Н. В. Коломиец, В. В. Шестакова. – Томск: изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 115 с.
2. Математическое моделирование электрических систем и их элементов / Лыкин А. В. – 2-е изд., перераб. и доп. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2009. – 228 с.
3. Математическое моделирование в задачах электроэнергетики / Любченко В. Я. – Новосибирск: НГТУ, 2006. – 68с.

УДК 621.315

РАСЧЕТ НАДЕЖНОСТИ ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ КОНДЕНСАЦИОННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СТАНЦИИ 730 МВт

Болзан В.А.

Научный руководитель - к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

Конденсационные электростанции (КЭС) проектируются с агрегатами мощностью 100, 160, 200, 300, 500, 800, 1000 и 1200 МВт, имеющими номинальное напряжение генераторов (генераторное напряжение) 10,5 – 24 кВ. Установленная мощность типовых электростанций составляет 2400 – 6400 МВт.

В последнее время в связи с переходом к рыночным отношениям наметилась тенденция к снижению мощности отдельных электростанций и их агрегатов с широким использованием парогазовых (ПГУ) и газотурбинных (ГТУ) установок.

Схемы КЭС на генераторном напряжении строятся по блочному принципу с питанием собственных нужд блока от своей сети генераторного напряжения.

Дадим оценку показателей надежности схемы электрических соединений станций КЭС таблично-логистическим методом с помощью программы TOPAS, разработанной в Санкт-Петербургском государственном техническом университете на кафедре «Электрические станции».

Пакет прикладных программ “TOPAS” позволяет проводить анализ надежности главных схем электрических соединений, включающих в себя распределительные устройства любого класса напряжения, генераторные присоединения, высоковольтные линии электропередачи, присоединения резервных трансформаторов собственных нужд и трансформаторы связи между ними.

Данная программа предназначена для вычисления частот и длительностей возможных аварийных режимов схемы, сопровождающимся отключением от сети генераторов, воздушных линий, трансформаторов связей и др.

Функциональная модель расчета установившихся режимов генерации мощности учитывает пропускные способности трансформаторов и автотрансформаторов, воздушных линий связи с системой (по критерию запаса статической устойчивости работы генераторов).

Вычисление логических показателей надежности главной схемы осуществляется на основе определения количества комбинаций событий (конъюнкций) $C(k)$, приводящих к отказу ее функционирования k -го вида [1, с.59]

$$C(k) = \sum_i \sum_j \sum_s L(i, j, s, k), \quad (1)$$

где $L(i, j, s, k)$ – логическая функция, принимающая значение 0 или 1.

Вычисление частот отказов функционирования k -го вида $\lambda(k)$ и длительности аварийного восстановления $T(k)$ в общем случае осуществляется по выражениям

$$\lambda(k) = \sum_i \sum_j q(j) \lambda(i) Q(s/i) L(k); \quad (2)$$

$$T(k) = \frac{1}{\lambda(k)} \sum_i \sum_j q(j) \lambda(i) \min \left\{ \frac{t(j)}{2}; t(i); t_{\text{оп}} \right\} Q(s/i) L(k), \quad (3)$$

где $q(j)$ – относительная длительность j -го ремонтного режима, о.е; $\lambda(i)$ – частота повреждения i -го элементы схемы; 1,год; $t(i)$ – длительность послеаварийного восстановления i -го элемента схемы, ч; $t(j)$ – длительность j -го ремонтного режима работы схемы; $t_{\text{оп}}$ – время оперативных переключений, ч; $Q(s/i)$ – вероятность отказа в срабатывании релейной защиты или коммутационного аппарата.

Коэффициент неготовности потребителей K_n вычисляется по выражению [1, с. 73]

$$K_n = \frac{T(k)\lambda}{8760} \quad (4)$$

Эффективный способ описания схем электрических соединений достигается при использовании коммутационного графа, ветвями которого являются коммутационные аппараты различных типов, а узлами – остальные связываемые ими элементы схемы. Достоинство главного графа состоит в том, что он обеспечивает необходимую точность топологической модели, простоту описания состояния схемы и возможность перехода к любому другому графу в конкретных задачах исследования схем.

Схема расчета и ее описание

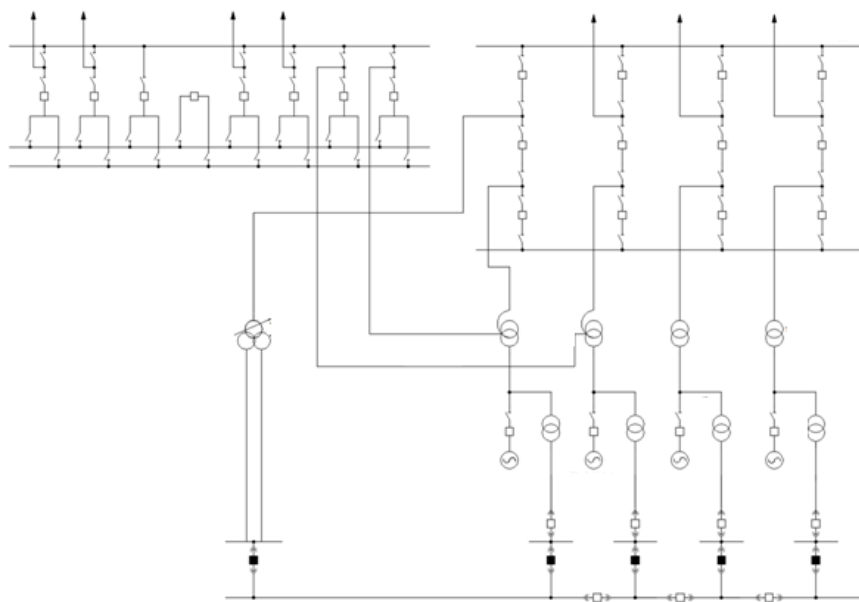


Рисунок 1 Схема КЭС 730

На станции установлено 4 генератора: два мощностью 165 МВт и два мощностью 220 МВт. Два генератора соединены в блоки с блочными масляными трансформаторами, два других подсоединены в трансформаторам связи (автотрансформаторы). От каждого генератора отпайками подсоединены трансформаторы собственных нужд. Резервный трансформатор подключен к шинам 330кВ.

Для ОРУ 110 кВ принята схема с двумя рабочими и обходной системой шин, в которой все выключатели размещаются в один ряд, что облегчает их обслуживание. К ОРУ 110 кВ присоединены 4 линии, питающих нагрузку, два блочных автотрансформатора. Все выключатели элегазовые, колонковые.

Для ОРУ 330 кВ принята схема 3 выключателя на 2 присоединения (полуторная схема). К ОРУ 330 кВ присоединены два блочных автотрансформатора, 2 линии связи с системой, 1 линия нагрузки и 2 блочных трансформатора связи. На РУ используются выключатели – элегазовые, колонковые.

На собственных нуждах напряжении 6 кВ распределение электроэнергии осуществляется комплектным распределительным устройством (КРУ) внутренней установки с вакуумным выключателем. КРУ выполнено по схеме с одиночной секционированной системой сборных шин. Секции питаются от четырех трансформаторов собственных нужд.

При формировании исходных данных для программы, следует в определенном порядке пронумеровать элементы и сформировать матрицу узловых связей, в которой представлены данные какой коммутационный аппарат связывает какие элементы. Все показатели надежности, для всех элементов, требуемые для расчета примем из базы данных программы TOPAS. В качестве плановых ремонтов примем ремонты каждого выключателя. для получения корректных результатов в этой программе указываем что в аварийных ремонтах одновременно участвует только один элемент.

По результатам расчеты были выявлены наиболее все различные сочетания факторов, при которых в той или иной степени происходит погашение станции. Результаты наиболее тяжелых приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Частоты и длительности аварийных отключений:

Код аварии	Суммарная частота, 1\год	Среднее время восстановления, ч
3Г 4Л	2,78	61,8
4Г 7Л	1	52,86
4Г 7Л 1Н	0,000779	10,55
3Г 4Л 1Н	0,0609	50,25

Примечание: В укрупненных кодах запись 3Г означает потерю любых трех генераторов, запись 3Г 4Л – отключение одновременно трех любых генераторов и четырех воздушных линий; 1Н – одного трансформатора собственных нужд.

Посчитаем коэффициент неготовности потребителей K_n :

1. Отключены 3Г 4Л

$$K_n = \frac{T(k)\lambda}{8760} = \frac{61,8 \cdot 2,78}{8760} = 0,01961$$

2. Отключены 4Г 7Л

$$K_n = \frac{T(k)\lambda}{8760} = \frac{1 \cdot 52,86}{8760} = 0,00603$$

3. Отключены 4Г 7Л 1Н

$$K_n = \frac{T(k)\lambda}{8760} = \frac{10,55 \cdot 0,000779}{8760} = 0,000009381$$

4. Отключены 3Г 4Л 1Н

$$K_n = \frac{T(k)\lambda}{8760} = \frac{0,0609 \cdot 50,25}{8760} = 0,000349$$

По результатам проделанной работы можно сделать вывод, что вероятность погашения всей станции крайне мала, о чем и свидетельствует малый коэффициент неготовности потребителей.

Литература

1. Черновец, А.К. Элементы САПР электрической части АЭС на персональных компьютерах / А.К. Черновец. – СПб.: Санкт-Петербург. гос. ун-т, 1992. – 89 с.
2. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. редактор А.И. Попов). – 9-е изд. – М.: Издательство МЭИ, 2004. – 964 с.

УДК 621.311

ЧАСТОТНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Веракса Р.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Новиков С.О.

Частотный преобразователь в комплекте с асинхронным электродвигателем позволяет заменить электропривод постоянного тока. Системы регулирования скорости двигателя постоянного тока достаточно просты, но слабым местом такого электропривода является электродвигатель. Он дорог и ненадежен. При работе происходит искрение щеток, под воздействием электроэрозии изнашивается коллектор. Такой электродвигатель не может использоваться в запыленной и взрывоопасной среде.

Асинхронные электродвигатели превосходят двигатели постоянного тока по многим параметрам: они просты по устройству и надежны, так как не имеют подвижных контактов. Они имеют меньшие по сравнению с двигателями постоянного тока размеры, массу и стоимость при той же мощности. Асинхронные двигатели просты в изготовлении и эксплуатации.

Основной недостаток асинхронных электродвигателей – сложность регулирования их скорости традиционными методами (изменением питающего напряжения, введением дополнительных сопротивлений в цепь обмоток).

Управление асинхронным электродвигателем в частотном режиме до недавнего времени было большой проблемой, хотя теория частотного регулирования была разработана еще в тридцатых годах. Развитие частотно-регулируемого электропривода сдерживалось высокой стоимостью преобразователей частоты. Появление силовых схем с IGBT-транзисторами, разработка высокопроизводительных микропроцессорных систем управления позволило различным фирмам Европы, США и Японии создать современные преобразователи частоты доступной стоимости.

Известно, что регулирование частоты вращения исполнительных механизмов можно осуществлять при помощи различных устройств: механических вариаторов, гидравлических муфт, дополнительно вводимыми в статор или ротор резисторами, электромеханическими преобразователями частоты, статическими преобразователями частоты.

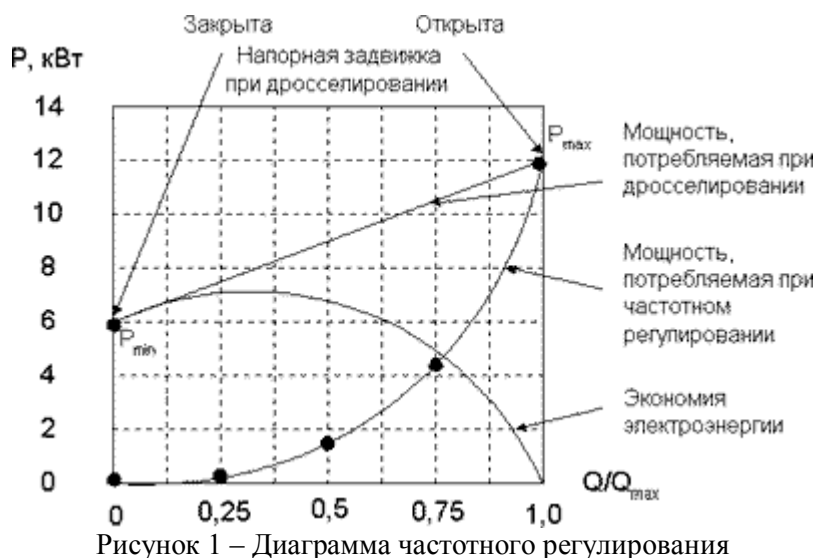
Применение первых четырех устройств не обеспечивает высокого качества регулирования скорости, неэкономично, требует больших затрат при монтаже и эксплуатации.

Статические преобразователи частоты являются наиболее совершенными устройствами управления асинхронным приводом в настоящее время.

Применение регулируемого электропривода обеспечивает энергосбережение и позволяет получать новые качества систем и объектов. Значительная экономия электроэнергии обеспечивается за счет регулирования какого-либо технологического параметра. Если это транспортер или конвейер, то можно регулировать скорость его движения. Если это насос или вентилятор – можно поддерживать давление или регулировать производительность. Если это станок, то можно плавно регулировать скорость подачи или главного движения.

Особый экономический эффект от использования преобразователей частоты дает применение частотного регулирования на объектах, обеспечивающих транспортировку жидкостей. До сих пор самым распространенным способом регулирования производительности таких объектов является использование задвижек или регулирующих клапанов, но сегодня доступным становится частотное регулирование асинхронного двигателя, приводящего в движение, например, рабочее колесо насосного агрегата или вентилятора.

Перспективность частотного регулирования наглядно видна из рисунка 1



Таким образом, при дросселировании поток вещества, сдерживаемый задвижкой или клапаном, не совершает полезной работы. Применение регулируемого электропривода насоса или вентилятора позволяет задать необходимое давление или расход, что обеспечит не только экономию электроэнергии, но и снизит потери транспортируемого вещества.

Преобразователь частоты состоит из неуправляемого диодного силового выпрямителя В, автономного инвертора, системы управления ШИМ, системы автоматического регулирования, дросселя L_b и конденсатора фильтра C_b (рис.2). Регулирование выходной частоты $f_{\text{вых}}$ и напряжения $U_{\text{вых}}$ осуществляется в инверторе за счет высокочастотного широтно-импульсного управления.

Широтно-импульсное управление характеризуется периодом модуляции, внутри которого обмотка статора электродвигателя подключается поочередно к положительному и отрицательному полюсам выпрямителя.

Длительность этих состояний внутри периода ШИМ модулируется по синусоидальному закону. При высоких (обычно 2...15 кГц) тактовых частотах ШИМ, в обмотках электродвигателя, вследствие их фильтрующих свойств, текут синусоидальные токи.

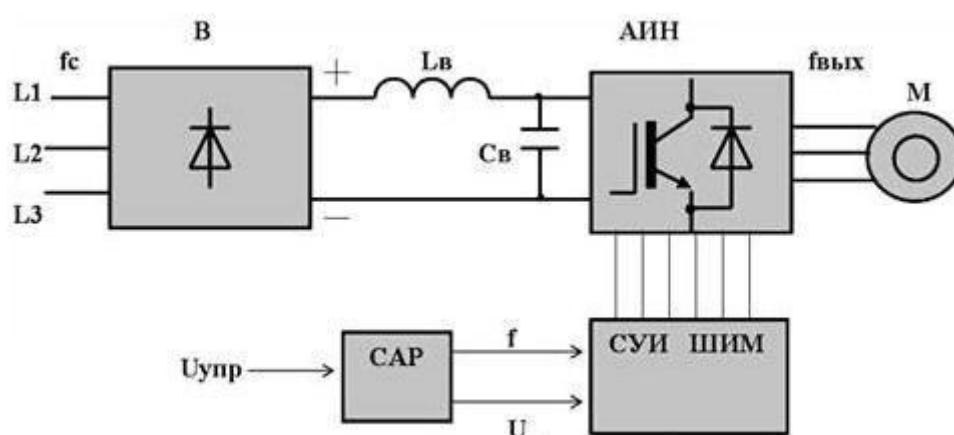


Рисунок 2. – Схема автоматического регулирования

Таким образом, форма кривой выходного напряжения представляет собой высокочастотную двухполярную последовательность прямоугольных импульсов (рис. 3). Частота импульсов определяется частотой ШИМ, длительность (ширина) импульсов в течение периода выходной частоты АИН промодулирована по синусоидальному закону.

Форма кривой выходного тока (тока в обмотках асинхронного электродвигателя) практически синусоидальна.

Регулирование выходного напряжения инвертора можно осуществить двумя способами: амплитудным (АР) за счет изменения входного напряжения U_v и широтно-импульсным (ШИМ) за счет изменения программы переключения вентилях $V1-V6$ при $U_v = \text{const}$.

Второй способ получил распространение в современных преобразователях частоты благодаря развитию современной элементной базы (микропроцессоры, IGBT-транзисторы). При широтно-импульсной модуляции форма токов в обмотках статора асинхронного двигателя получается близкой к синусоидальной благодаря фильтрующим свойствам самих обмоток.

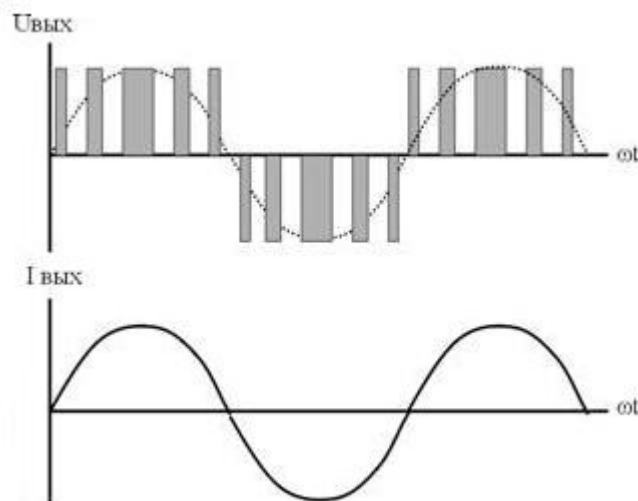


Рисунок 3. – Широтно-импульсная модуляция

Такое управление позволяет получить высокий КПД преобразователя и эквивалентно аналоговому управлению с помощью частоты и амплитуды напряжения.

Вывод

Таким образом, использование частотного привода позволит сэкономить существенный объем средств, т.к. несмотря на кажущуюся значительную стоимость современных преобразователей, окупаемость вложенных средств за счет экономии энергоресурсов и других составляющих эффективности не превышает в среднем 1,5 лет. Это вполне реальные сроки, а учитывая многолетний ресурс подобной техники, можно подсчитать ожидаемую экономию на длительный период и принять правильное решение.

Самая привлекательная особенность этого оборудования заключается в том, что оно представляет из себя один из наиболее выгодных объектов для инвестирования средств предприятия - инвестируя средства в преобразователи частоты для своего производства, предприятие гарантированно возвращает эти средства за период срока окупаемости, а в последующие 15-20 лет предприятие просто получает чистую прибыль.

Литература

1. <http://www.technowell.ru/economy-electricity/>
2. <http://www.technowell.ru/main-about-invertor/>
3. <http://interelectric.by/projects/353244910fb29b212.php>
4. <http://www.vec-tech.by/stati/~shownews/chastotnik>

УДК 621.311

СОВРЕМЕННЫЕ СВЕТОВЫЕ ИЗЛУЧАТЕЛИ

Дроздрвская Е.В.

Научный руководитель - доцент Новиков С.О.

С момента начала использования электричества для освещения процесс модернизации приборов, используемых в качестве светильников, только набирает обороты. В его начале упор делался на яркость и естественность освещения, теперь же на переднем плане - экономичность и эффективность.

За последние несколько лет в наших домах и квартирах резко увеличилось количество приборов, потребляющих электроэнергию, а вот мощность сетей и количество производимой энергии остались приблизительно на том же уровне. Поэтому остро стал вопрос именно экономии электроэнергии: промышленность выпускает бытовую технику со сниженным энергопотреблением, постоянно звучат призывы выключать ненужные приборы и, конечно, вплотную изучается проблема экономичного освещения.

Сегодня на рынке светотехники предлагаются осветительные приборы на любой вкус. Приобрести можно лампы самых разных характеристик и назначений. И, конечно, как у любого товара, у каждого вида ламп свои плюсы и минусы. Предлагаю рассмотреть 3 вида источников света: лампа накаливания, люминесцентная и светодиодная лампы.

Лампа накаливания – источник света, который излучает световой поток в результате накала проводника из тугоплавкого металла. В качестве нити накала используется тугоплавкий металл – вольфрам, а также его сплавы. Нить накала помещена в стеклянный сосуд, наполненный инертным газом (криптоном, азотом, аргоном). Инертный газ служит защитой нити накаливания, которая без его присутствия в колбе мгновенно превратилась бы в оксид. Для ламп накаливания малой мощности (25 ватт) применяют вакуумные сосуды, которые не заполняются инертным газом. Следовательно, стеклянная колба препятствует негативному воздействию атмосферного воздуха на вольфрамовую нить.

Принцип действия лампы накаливания основан на явлении нагрева проводника при прохождении через него электрического тока. Вольфрамовая нить накала при подключении к источнику тока раскаляется до высокой температуры, в результате чего излучает свет. Световой поток, излучаемый нитью накала, близок к естественному, дневному свету, поэтому не вызывает дискомфорта при длительном использовании.

Из достоинств ламп накаливания можно выделить следующее:

- относительно невысокая стоимость;
- мгновенное зажигание при включении;
- небольшие габаритные размеры;
- широкий диапазон мощностей.

Один из недостатков ламп накаливания - большая яркость самой лампы, что негативно воздействует на зрение при взгляде на лампу. Но этот недостаток можно быстро устранить - достаточно применить рассеиватель.

Существенный недостаток - небольшой срок службы лампы - до 1000 часов. Исходя из опыта использования ламп, можно отметить, что в большинстве случаев лампа накаливания выходит из строя, не прослужив и нескольких сотен часов. Бывают и исключения - лампы работают несколько десятков лет! К сожалению это лишь единичные случаи. Относительно срока службы, как энергосберегающие лампы, так и светодиодные лампы выигрывают.

Если учесть тот факт, что характеристики питающей сети не соответствуют номинальным - срок службы ламп существенно снижается независимо от их типа. Делать выводы о целесообразности использования того или иного типа ламп можно только на основании личного опыта.

Основным недостатком ламп накаливания является низкий коэффициент полезного действия. Только лишь десятая часть потребляемой лампой электрической энергии

преобразуется в видимый световой поток; большинство электрической энергии преобразуется в тепловую энергию.

Люминесцентные лампы — это газоразрядные лампы низкого давления, в которых возникающее в результате газового разряда невидимое для человеческого глаза ультрафиолетовое излучение преобразуется люминофорным покрытием в видимый свет.

Люминесцентная лампа представляет собой стеклянную герметически закрытую трубку, внутренняя поверхность которой покрыта тонким слоем люминофора. Из трубки удален воздух и в нее введены небольшое количество газа (аргона) и дозированная капля ртути.

Внутри трубки на ее концах, в стеклянных ножках, укреплены биспиральные электроды из вольфрама, соединенные с двухштырьковыми цоколями, служащими для присоединения лампы к электрической сети посредством специальных патронов. При подаче электрического тока к лампе между электродами возникает электрический разряд в парах ртути, в результате электролюминесценции паров лампа излучает свет.

И если раньше люминесцентные лампы выглядели в основном как длинные белые трубочки различной длины, то теперь повсеместно встречаются люминесцентные лампы с обычными цоколями для использования в стандартных светильниках и люстрах. Это так называемые энергосберегающие лампы, приобретающие все более широкое использование наряду с галогенными лампами и светодиодными светильниками.

Основным преимуществом люминесцентных ламп по сравнению с лампами накаливания являются:

- более высокий коэффициент полезного действия (15 - 20%);
- высокая световая отдача и в несколько раз больший срок службы ламп (при затрате той же мощности достигается значительно большая освещенность по сравнению с лампами накаливания);
- правильный выбор ламп по цветности может создать освещение, близкое к естественному;
- благоприятные спектры излучения, обеспечивающие высокое качество цветопередачи;
- люминесцентные лампы значительно менее чувствительны к повышению напряжения, поэтому их экономично применять на лестничных клетках и в помещениях, освещаемых ночью, когда в сети напряжение повышено (очень чувствительные к повышению напряжения лампы накаливания быстро перегорают);
- малая себестоимость;
- низкая яркость поверхности и ее низкая температура (до 50 °С).

Основными недостатками люминесцентных ламп по сравнению с лампами накаливания являются:

- сложность схемы включения;
- ограниченная единичная мощность (до 150 Вт);
- зависимость от температуры окружающей среды (при снижении температуры лампы могут гаснуть или не зажигаться);
- значительное снижение светового потока к концу срока службы;
- вредные для зрения пульсации светового потока;
- акустические помехи и повышенная шумность работы;
- при снижении напряжения в сети более чем на 10% от номинального значения лампа не зажигается;
- дополнительные потери энергии в пускорегулирующей аппаратуре, достигающие 25 - 35% мощности ламп;
- наличие радиопомех;
- лампы содержат вредные для здоровья вещества, поэтому, вышедшие из строя, газоразрядные лампы требуют тщательной утилизации.

Светодиодные лампы – это практически обычная на вид лампа с множеством в ней светодиодов, а также полупроводниковым кристаллом на подложке и оптической системы. Светодиод – это прибор полупроводниковый, который искажает электрическое напряжение в свет. От химического состава полупроводника зависит спектральный диапазон излучаемого света.

Преимущества светодиодных ламп.

1. Низкое энергопотребление по сравнению с обычным освещением. Такой лампе нужно 10 Вт, чтобы осветить помещение равносильно лампе накаливания в 100 Вт.
2. Нет ультрафиолетового излучения. Ультрафиолетовая составляющая обычного освещения может привести к повреждению тканей глаз.
3. В свете производится очень мало тепла, снижая стоимость строительства кондиционирования воздуха.
4. Срок службы лампы очень долгое время, большинство производителей светодиодов оценивает их работу в 40 000—50 000 часов. Если каждый день пользоваться её по 5 часов, то срок службы иссякнет более чем через 10 лет.
5. Они экологически безопасные по сравнению с энергосберегающими лампами, в которых содержится ртуть.
6. Маленький вес, ударопрочные.
7. Мгновенный разогрев, менее чем за 1 сек.

Недостатки светодиодных ламп

1. Главным и весомым минусом этих ламп является их цена, она намного дороже как ламп накаливания, так и энергосберегающих.
2. Некоторые жалуются на то, что у светодиодных ламп неприятный спектр свечения. Тому их использовать в светильниках для чтения книг или другой кропотливой работы неприемлемо. Но ещё нужно учитывать то, что многие, наверное, покупали и использовали старые варианты таких ламп. Сейчас технологии прогрессируют с каждым годом и тому свет новых led ламп становится всё более качественным чем раньше. Купите одну такую, хорошую лампу в специализированном магазине и убедитесь сами, что это правильное решение.
3. Из-за массового использования экономных ламп страдают энергокомпании и государство, всё-таки это их прибыль экономится. Поэтому они частенько поднимают плату за электричество. Но не думаю, что это повод отказаться от таких ламп. Сейчас простые, лампы накаливания приходится заменять раз в 2-4 месяца, так как они часто «вылетают» из-за некачественного производства. А счётчик накручивают в 5-8 раз больше.

Таким образом, я могу сделать вывод, что идеального решения нет. Несмотря на это, я хотела бы посоветовать более осознанно подходить к выбору ламп. Перед тем как отправляться в магазин за лампами, обязательно посчитайте, какая мощность света нужна вашему дому. Формула простая: на каждый квадратный метр требуется 15-20 Вт.

Лучше покупать лампы надежных производителей. Если ваш выбор пал на компактную люминесцентную лампу, то в них также важна форма спирали (U-образная светит больше по сторонам, спиралевидная больше по оси лампы). Со временем такие лампы тускнеют на 20-25%, поэтому их лучше брать с запасом по мощности. Лампочка со сроком службы 12 тыс. часов всего на 30% дороже, чем лампочка со сроком службы 6 тысяч часов. Частые включения разрушительно действуют на лампы. Рекомендуемый интервал между повторным включением - 5-6 минут, включенная лампа должна поработать хотя бы 5-10 минут (так что стоит пользоваться выключателем реже). На долговечность влияет конструкция плафона (есть ли вентиляция для увода тепла). Миниатюризация также негативно сказывается, громоздкие лампы более надежны. Лампа начинает светить на полную только после разогрева (от десятков секунд до нескольких минут). Цветопередача у таких ламп не очень высокая (часть людей чувствует зрительный дискомфорт), хотя и встречаются лампы так называемого полного спектра. В обычных условиях ультрафиолет не представляет

проблемы, но нельзя использовать в настольных светильниках и тех, что находятся очень близко от человека. По возможности использовать дополнительное стекло в светильнике. Содержат ртуть, поэтому важно аккуратно обращаться и изучить последовательность удаления ртути. Ну а если же вам приглянулись хорошие светодиодные лампы, то будьте готовы потратиться. Кроме того, нужно учитывать, что через 3-5 тысяч часов лампа тускнеет на 10-20%. На ресурс очень сильно влияет охлаждение, зато такие лампы прекрасно работают при морозах. Большой ресурс такой лампы не всегда преимущество, если лампа не горит круглосуточно. Светодиодная лампа на 4-5 Вт заменяет лампу накаливания 40 Вт.

Лампы накаливания пока не стоит списывать со счетов. В холодных регионах они помогают обогревать помещения, что является большим плюсом. При повышении напряжения лампы сгорают быстро. Цветопередача отличная. Уровень пульсаций довольно заметный. Излучают огромное количество инфракрасного излучения и небольшое количество ультрафиолета.

Литература

1. Амеликина С.А., Железникова О.Е. Эффективность светодиодного освещения.—Саранск: Издатель Афанасьев В.С., 2014.-200 с.
2. Бондаренко С.И. Электрическое освещение.— Иркутск: ИрГТУ, 2000.—260 с.
3. Данцигер А.С. Электрическая лампочка.— Москва: Гитл, 2006.—150 с.

УДК.621.311

РАСЧЁТ РЕЖИМА ЗАМКНУТОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УЗЛОВЫХ УРАВНЕНИЙ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ

Белько А.И.

Научный руководитель - старший преподаватель Мышковец Е.В.

Суть метода состоит в том, что сначала задаются некоторые ориентировочные значения и выводится решение. Затем это решение будет приближаться (уточняться) до тех пор, пока не будет задана требуемая точность решения. Как правило, точность - разность между решениями на двух соседних итерациях. Если все переменные уравнений при сравнении достигли заданной точности, то решение считается достигнутым и дальнейший расчёт прекращается, в противном случае продолжается.

$$\begin{cases} a_{11} \cdot x_1 + a_{12} \cdot x_2 + a_{13} \cdot x_3 = b_1 \\ a_{21} \cdot x_1 + a_{22} \cdot x_2 + a_{23} \cdot x_3 = b_2, \\ a_{31} \cdot x_1 + a_{32} \cdot x_2 + a_{33} \cdot x_3 = b_3 \end{cases} \quad (1)$$

где a - элементы матрицы A , b - элементы матрицы B , x - элементы искомой матрицы X .

$$A \cdot X = B \quad (2)$$

$$x_1^{(1)} = \frac{1}{a_{11}} \cdot (b_1 - a_{12} \cdot x_2^{(0)} - a_{13} x_3^{(0)})$$

$$x_2^{(1)} = \frac{1}{a_{22}} \cdot (b_2 - a_{21} \cdot x_1^{(0)} - a_{23} x_3^{(0)}) \quad (3)$$

$$x_3^{(1)} = \frac{1}{a_{33}} \cdot (b_3 - a_{31} \cdot x_1^{(0)} - a_{32} x_2^{(0)})$$

$$\varepsilon > \left| x_i^{(k)} - x_i^{(k-1)} \right|, \quad (4)$$

где ε - заданная точность.

Для расчёта режимов замкнутых электрических сетей используем уравнения узловых напряжений:

$$Y_Y \cdot U_\Delta = -J = -\frac{P}{U}$$

(5)

где U_Δ - падение напряжения в узлах, Y_Y - проводимость ветвей

Отсюда:

$$U_Y = U_{BY} - U_\Delta \quad (6)$$

$$U_{Ynm} = \frac{1}{Y_{Yii}} \cdot \left(\frac{-S_m}{U_{Yn-1,m}} + U_{BY} \cdot \sum_{j=1}^m Y_{Yij} - \sum_{i=1}^m Y_{Yij} \cdot U_{Yni} \right), \quad (7)$$

где U_{BY} - напряжение в балансирующем узле (БУ), S - мощность в узле, U_Y - напряжение в узлах.

Для того, чтобы убедиться в том, что данный метод пригоден для расчётов замкнутых сетей, рассчитаем четыре схемы (рис.1) .

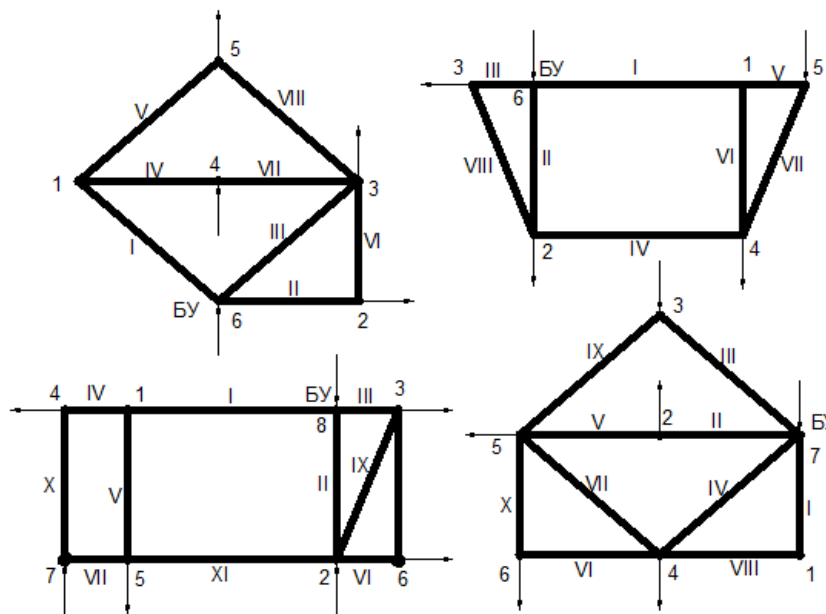


Рисунок. 1 Варианты схем электрических сетей

Также представлена информация о нагрузках, напряжении в балансирующем узле и длинах линий.

Для расчётов режимов электрических сетей используем программы «RASTR» и «MathCad». С помощью MathCad определим количество итераций, необходимых для достижения точности результата, а по программе RASTR сравним полученные результаты с его расчётом режима.

Для расчёта напряжения в узлах можно использовать программу, с помощью которой будет автоматически определено количество итераций и при этом будут отображены все промежуточные и итоговый результаты (рис 2)

```

Uy(1) := U(1) ← Ubu0
UΔ(1) ← Uy0
for k ∈ 2..200
    Uy ← UΔ(k-1) + Ubu
    UΔ(k) ← α · UΔ(k-1) + diag(Uy)-1 · β
    U(k) ← UΔ(k) + Ubu
    for i ∈ 1..5
        εi ← |(U(k))i - (U(k-1))i|
    break if max(ε) < 0.01
return U

```

где:

$$\alpha := \begin{cases} \text{for } i \in 1..5 \\ \text{for } j \in 1..5 \\ \alpha_{i,j} \leftarrow -\frac{Y_{y,i,j}}{Y_{y,i,i}} \text{ if } i \neq j \\ \alpha_{i,j} \leftarrow 0 \text{ if } i = j \end{cases}$$

$$\text{return } \alpha$$

$$\beta := \begin{cases} \text{for } i \in 1, 2..5 \\ \beta_i \leftarrow \frac{(-P)_i}{Y_{y,i,i}} \\ \text{return } \beta \end{cases}$$

Рисунок 2 Алгоритм программы расчёта

При изменении параметров системы количество итераций, необходимых для достижения необходимой точности решения может менять как в ту, так и в другую сторону. Проанализируем влияние этих параметров на примере схемы №1.

1) Изменение мощности нагрузок и генерации

В этом случае будем постепенно увеличивать мощность с помощью коэффициента утяжеления, который показывает, во сколько раз мощность превышает номинальное значение. Для данной схемы при мощности, превышающей номинальную в 6,2 раза режим расходится. При этом необходимо отметить, что, если мощность нагрузки будет расти, а мощность генераторов останется постоянной, режим разойдётся гораздо быстрее.

2) Изменение $U_{БУ}$

Для этого будем снижать напряжение в БУ ступенями по 0,1 от номинального напряжения, т.е. 110, 100, 90 и т.д. Расчёт показал, что режим расходится при напряжении в БУ, равный 43% от номинального напряжения сети.

3) Изменение Y_y

Для этого будем уменьшать значения узловых проводимостей. В этом случае сопротивления будут увеличиваться, т.к. проводимость обратно пропорциональна сопротивлению. Расчёт показал, что режим разошёлся при $Y_y=0.16Y_y$ или, по-другому говоря, при увеличении сопротивления в 6,25 раз.

Преимуществами метода простой итерации являются простота этого метода, возможность получения достаточно точного результата, а также возможность программировать в любой программе для расчёта режимов. Однако большое количество итераций, необходимое для получения точных результатов ограничивает применение этого метода. К тому же, при расчёте режимов необходимо учитывать влияние отдельных параметров системы на сходимость итерационного процесса.

Литература

1. Шиманская Т. А. Методическое пособие по выполнению курсовой работы по дисциплине «Математические модели в энергетике» для студентов специальности 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети». – Мн.: БНТУ, 2010.
2. Поспелов Г.Е., Федин В.Т., Лычёв П.В. Электрические системы и сети – Мн.: УП «Технопринт», 2004. – 720 с.

УДК 621.311

ЗАЗЕМЛЕНИЕ НЕЙТРАЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 6-10 КВ ЧЕРЕЗ РЕЗИСТОР

Дерюга В.С.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Короткевич М.А.

Выбор режима заземления нейтрали в сети напряжением 6-35 кВ является исключительно важным вопросом при проектировании и эксплуатации. Режим заземления нейтрали в сети напряжением 6-35 кВ определяет: ток в месте повреждения и перенапряжения на неповрежденных фазах при однофазном замыкании; схему построения релейной защиты; выбор ограничителей перенапряжений для защиты от перенапряжений; бесперебойность электроснабжения; безопасность персонала и электрооборудования при однофазных замыканиях.

Таким образом, очевидно, что режим заземления нейтрали в сети напряжением 6-35 кВ влияет на значительное число технических решений, которые реализуются в конкретной сети.

В сетях среднего напряжения (с номинальным напряжением до 69 кВ по зарубежной классификации) применяются четыре режима заземления нейтрали:

- изолированная (незаземленная);
- заземленная через дугогасящий реактор;
- заземленная через резистор (низкоомный или высокоомный);
- глухозаземленная.

Кроме указанных четырех режимов заземления нейтрали в мире применяется также комбинация (параллельное включение) дугогасящего реактора и резистора.

На сегодняшний день применяются три варианта заземления нейтрали сетей напряжением 6-35 кВ через резистор: низкоомное, высокоомное и комбинированное.

Низкоомное резистивное заземление нейтрали применяется в случаях, когда однофазное замыкание на землю должно быть селективно отключено в течение минимально возможного времени. При этом ток в нейтрали должен быть достаточным для работы релейной защиты на отключение.

Высокоомное резистивное заземление нейтрали целесообразно применять в случаях, когда сеть должна иметь возможность длительной работы в режиме однофазного замыкания на землю до обнаружения места однофазного замыкания. При этом ток в нейтрали должен быть такой величины, чтобы исключить появление опасных дуговых перенапряжений и снижение электробезопасности, но быть достаточным для определения поврежденного присоединения и работы релейной защиты на сигнал.

Комбинированное заземление нейтрали осуществляется путем присоединения высокоомного резистора параллельно дугогасящему реактору и позволяет снижать уровень перенапряжений при неточной настройке дугогасящего реактора, а также способствует работе на сигнал релейных защит.

В сетях напряжением 6-35 кВ обычно используются трансформаторы со схемой соединения обмоток " Y/Δ ". Для определения токов замыкания на землю в сетях с резистивным заземлением нейтрали примем две схемы включения резистора (рисунок 1.1): между нулевой точкой обмотки высокого напряжения трансформатора и контуром заземления (рисунок 1.1а) и во вторичную обмотку трансформатора (в разомкнутый треугольник) (рисунок 1.1б).

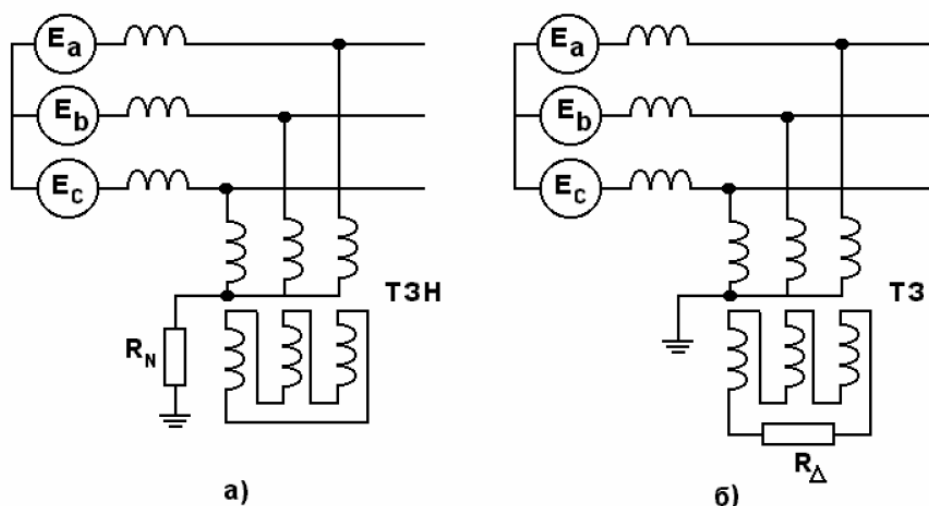


Рисунок 1 - Схемы подключения резистора к нейтрали сети

Выбор типа резистора для заземления нейтрали производится по трем основным критериям:

- резистор должен обеспечивать снижение уровня дуговых перенапряжений;
- сопротивление резистора в нейтрали должно гарантировать протекание активного тока в поврежденном присоединении, достаточного для действия релейных защит на сигнал или на отключение поврежденного присоединения;
- при заземлении нейтрали через резистор должны соблюдаться условия электробезопасности для людей при однофазных замыканиях на землю на подстанциях и распределительных пунктах с учетом существующего нормирования величины допустимого напряжения прикосновения.

Основной параметр резистора – его активное сопротивление R_N , величина которого выбирается по критерию снижения уровня перенапряжений и затем может корректироваться по условиям работы релейной защиты и условию электробезопасности.

При резистивном заземлении нейтрали ограничение перенапряжений при дуговых замыканиях осуществляется за счет обеспечения стекания заряда нулевой последовательности за время $t = 0,01 \text{ с}$ и снижения напряжения на нейтрали до значений, исключающих последующие пробои ослабленной изоляции аварийной фазы. Одновременно с этим заземляющие резисторы эффективно подавляют всевозможные резонансные и феррорезонансные перенапряжения. Они способствуют ликвидации сверхтоков, обусловленных насыщением магнитопроводов измерительных трансформаторов и трансформаторов контроля изоляции и исключают, тем самым, термическое разрушение их обмоток и повышают надежность и селективность работы простейших защит от однофазных замыканий на землю. Важной особенностью применения высокоомного резистивного заземления нейтрали является то, что при снижении ёмкости сети постоянная времени стекания заряда нулевой последовательности через выбранный резистор уменьшится, и, следовательно, стекание заряда будет проходить еще быстрее.

Многу были проведены исследования стоимости переоборудования сети на режим изолированной, компенсированной или резистивной нейтрали. Исследования показали, что первоначальные капитальные затраты самые большие при устройстве компенсированной нейтрали, однако годовые эксплуатационные расходы и приведенные затраты оказались самыми низкими, для той же компенсированной нейтрали, за счет низкого показателя удельной повреждаемости кабельных линий напряжением 10 кВ на 100 километров. Далее многу были проведены дополнительные исследования с использованием метода многоцелевой оптимизации. Задача была сформулирована следующим образом: при минимуме капитальных затрат K , максимуме срока службы изоляции t и максимуме электробезопасности сети B_* , необходимо выбрать целесообразный режим нейтрали.

Результаты полученных исследований по методу многоцелевой оптимизации сведены в таблицы 1 и 2.

Таблица 1 - Значения относительной эффективности целей

Цель	K_*, t_*, B_* для нейтрали			e_i для нейтрали		
	изолир.	компенсир.	резистивной	изолир.	компенсир.	резистивной
$\min K$	1,00	3,00	1,50	1,00	0,33	0,67
		4,00	2,50	1,00	0,25	0,40
		5,00	3,00	1,00	0,20	0,33
		6,00	4,00	1,00	0,17	0,25
$\max B$	1,00	1,00	1,25	0,80	1,00	1,00
			5,00	0,20	0,20	1,00
$\max t$	1,00	1,50	2,00	0,50	0,75	1,00

Таблица 2 - Значение критерия оптимизации E для сети с кабельными линиями

Значение показателей для заземленной через резистор нейтрали			Значения критерия оптимизации		
K_{*j}	t_{*j}	B_{*j}	изолированная нейтраль	компенсированная нейтраль	резистивная нейтраль
1,50	2,00	1,25	0,74	0,54	0,86
2,50			0,74	0,46	0,67
3,00			0,74	0,39	0,59
4,00			0,74	0,35	0,49
1,50	2,00	5,00	0,38	0,29	0,86
2,50			0,38	0,26	0,67
3,00			0,38	0,25	0,59
4,00			0,38	0,23	0,49

Из данных таблиц 1 и 2 видно, что капитальные затраты на перевод сети на режим заземленной через резистор нейтрали не должны превышать более чем в 1,5 раза капитальные затраты на создание изолированной нейтрали. При этом срок службы изоляции увеличивается в 2 раза, а электробезопасность повышается в 1,25 раза.

Однако, при повышении электробезопасности в 5 раз, критерий капитальных затрат на перевод сети с изолированной нейтрали на режим резистивного заземления нейтрали не является определяющим для сетей с кабельными линиями электропередачи.

По всем показателям создание компенсированной нейтрали нецелесообразно в виду высоких капитальных затрат. При этом срок службы изоляции увеличивается в 1,5 раза, а электробезопасность остается на том же уровне, что и при изолированной нейтрали.

Основываясь на изложенном выше, можно сделать вывод о том, что в сетях напряжением 6-35 кВ наиболее благоприятными с точки зрения эксплуатации является режим заземления нейтрали через резистор (высокоомный или низкоомный). Режим изолированной нейтрали должен быть полностью исключен из практики эксплуатации.

Литература

1. Дипломный проект на тему "Заземление нейтрали электрической сети напряжением 6-10 кВ через резистор". Исполнитель: студент группы 106221 Дерюга В.С., 2016.
2. Короткевич, М.А. Основные направления совершенствования эксплуатации электрических сетей / М.А – Короткевич. – Минск: ЗАО "Техноперспектива", 2003.
3. Короткевич, М.А. Эксплуатация электрических сетей / М.А – Короткевич. – Минск: Вышэйшая школа, 2014.
4. Защита сетей 6-35 кВ от перенапряжений / под ред. Ф.Х. Халилова, Г.А. Евдокунина, А.И. Таджикибаева. – Санкт-Петербург: Энергоатомиздат, 2002.

УДК 621.311

ПРОБЛЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ РЕЖИМА РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ В МИНИМАЛЬНЫЕ ЧАСЫ НАГРУЗОК ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ

Бондарева А.С.

Научный руководитель – ассистент Юршо Е.Л.

Энергетика - одна из основных отраслей национальной экономики Республики Беларусь. Ее развитие определяется стратегией государства и рядом программ, обеспечивающих значительную государственную поддержку достижению установленных приоритетов.

Органом государственного управления, формирующим и реализующим энергетическую политику страны, является Министерство энергетики Республики Беларусь.

Среди основных задач министерства - проведение научно-технической, экономической и социальной деятельности, направленной на создание условий для эффективной работы подведомственных организаций в целях удовлетворения потребности народного хозяйства и населения в электрической и тепловой энергии, природном и сжиженном газе, твердых видах топлива, а также их рационального и безопасного использования.



Рисунок 1 – Схема основной электрической сети Беларуси

Оперативное управление энергосистемы (рис. 1) осуществляет РУП ОДУ, в составе которого много служб. Они обеспечивают устойчивость и экономичную работу энергосистемы Беларуси посредством непрерывного оперативно-диспетчерского управления технологическими процессами работы Белорусской энергосистемы. Белорусская энергетическая система - это сложный комплекс, включающий электростанции, котельные, электрические и тепловые сети, которые связаны общностью режима работы на территории всей республики.

ПС Белорусская 750-330-110 кВ, это ключевая, узловая подстанция энергосистемы, которая принимает наибольший объем электроэнергии от России

и участвует в распределении потоков энергии в энергосистеме. Не менее важная и сложная подстанция 330/220/110 кВ - это ПС Мирадино, под Бобруйском, она недавно претерпела реконструкцию.

В этом же регионе размещается и самый крупный "возмутитель спокойствия энергосистемы" - Белорусский Металлургический Завод, который своими сталеплавильными печами создает резкие набросы нагрузки (50-90 МВт одномоментно), но "вывести из равновесия" энергосистему ему не под силу.

Проблема соблюдения баланса электроэнергии и мощности

Электроэнергия обладает основной отличительной особенностью по сравнению с другими видами товаров и услуг. В каждый момент времени генерация электростанций с учетом импорта электроэнергии должна быть равна потреблению электроэнергии, т. е. постоянно должен соблюдаться баланс электроэнергии и мощности. При невыполнении этого условия происходит изменение частоты электрического тока и перетока по межсистемным линиям электропередачи.

Большие отклонения от баланса приводят к серьезным последствиям, связанным с обесточиванием потребителей, отключением генераторов электростанций и прочим. Поэтому в энергосистеме в каждый момент времени должен иметься резерв мощности, используемый для восстановления баланса в случае отклонения потребления электроэнергии от прогнозного значения либо при внезапном выходе из строя генерирующего оборудования.

В последнее время в связи с ростом потребления электроэнергии в Белорусской энергосистеме и снижением экспортных возможностей соседних энергосистем остро встал вопрос обеспечения баланса мощностей в часы максимальных нагрузок, особенно при отсутствии импорта электроэнергии (рис. 2).

Несмотря на значительное превышение установленной мощности электростанций Белорусской энергосистемы (7 882 МВт включая потребительские блок-станции) над зарегистрированным в 2006 г. максимумом нагрузок (6 300 МВт), осуществление нормальной работы энергосистемы без импорта электроэнергии в настоящее время затруднено.

Во-первых, это связано с различного рода ограничениями, вследствие которых не вся установленная мощность электростанций доступна для выработки электроэнергии. Основными причинами указанных ограничений являются:

- недостаточная производительность градиен (до 845 МВт в летний период);
- недостаток теплового потребления на турбинах типа «Р» (до 223 МВт в летний период);
- перевод турбоагрегатов на работу в режиме «ухудшенного вакуума» (до 30 МВт).

Кроме того, часть оборудования электростанций энергосистемы не может быть включена по каким-либо иным причинам: законсервирована или находится «вне резерва» (например, турбоагрегат ПТ-135-130 ст. № 8 на Новополоцкой ТЭЦ и др.).

Суммарные ограничения мощности электростанций Белорусской энергосистемы в отопительный период составляют порядка 400 МВт (5 % от установленной мощности энергосистемы), в межотопительный период – порядка 1 500 МВт (19 % от установленной мощности энергосистемы). Таким образом, реальная располагаемая мощность ОЭС Беларуси находится в пределах от 7 484 до 6 380 МВт в летний период.

Во-вторых, для обеспечения надежной работы энергосистемы и продления срока эксплуатации на оборудовании электростанций выполняются планово-предупредительные ремонты с периодичностью, регламентированной нормативными документами.

Снижение мощности вследствие ремонтной кампании за последние годы составляло порядка 1 ГВт в течение всего года. При этом в летний период ремонтируется, как правило, оборудование ТЭЦ, в зимний период – оборудование конденсационных электростанций.

В-третьих, для обеспечения оптимальной надежности энергоснабжения потребителей в случае непрогнозируемого роста электропотребления или аварийного отключения наиболее крупной генерирующей единицы (300–320 МВт) на электростанциях постоянно имеется резерв мощности. Наиболее важное требование к этому резерву – возможность его использования за время не более 15 минут. В связи с отсутствием в энергосистеме

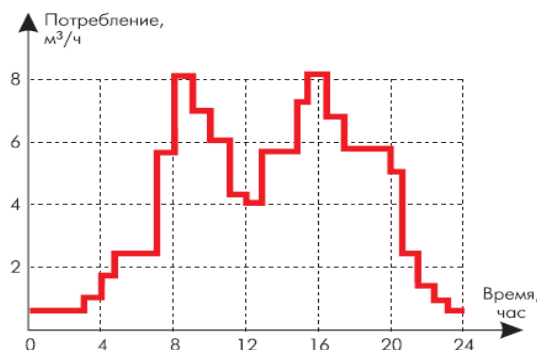


Рисунок 2 – Упрощенный график распределения нагрузок в энергосистеме

высокоманевренного оборудования, способного в течение 15 минут из отключенного состояния набрать нагрузку, резерв мощности находится на включенном оборудовании – так называемый горячий резерв мощности.

Кроме того, в случае аварийного отключения какого-либо из крупных энергоблоков 250–320 МВт, которых в Белорусской энергосистеме насчитывается 12 единиц, для дальнейшей бесперебойной работы необходимо наличие так называемого холодного резерва мощности, размещенного на оборудовании, готовом к включению за время до 12 часов.

По вопросу импорта электроэнергии необходимо отметить следующее. Имеющиеся линии электропередачи, связывающие Белорусскую энергосистему с энергосистемами сопредельных государств, позволяют импортировать электроэнергию из России, Литвы и Украины. При этом после закрытия второго энергоблока Игналинской АЭС избытков электроэнергии в Литве нет. В энергосистемах России и Украины в связи со значительным ростом электропотребления возможности экспорта электроэнергии постоянно уменьшаются.

Так, в 2006 г. рост потребления электроэнергии в России составил 4,2 %. В связи с этим РАО «ЕЭС России» отмечен резкий рост потребности в новых генерирующих мощностях и пересмотрена инвестиционная программа на последующие годы. Однако эта программа, даже если она будет выполнена, направлена прежде всего на обеспечение надежного покрытия собственного потребления. С учетом этого, а также в связи с отсутствием планов по вводу значительных генерирующих мощностей в ОЭС Северо-Запада России объем поставок на долгосрочную перспективу не определен.

В энергосистеме Украины сегодня наблюдается дефицит вырабатываемой электроэнергии. Соответственно, сегодня Украину нельзя рассматривать в качестве гарантированного поставщика электроэнергии. Кроме того, с учетом снижения экспортного потенциала Болгарии за счет вывода из эксплуатации двух атомных энергоблоков украинская электроэнергия в перспективе будет востребована в центрально- и западноевропейских странах, прежде всего в Венгрии и Словакии.

Энергосистема Польши в настоящее время является избыточной, однако техническая возможность импорта электроэнергии из Польши отсутствует.

Второй проблемой обеспечения баланса мощностей Белорусской энергосистемы является прохождение ночных минимумов нагрузок в отопительный период. Это связано с тем, что в структуре генерации отопительного периода большую долю составляют ТЭЦ, выработка электроэнергии которых зависит от температуры наружного воздуха и в течение суток изменяется незначительно.

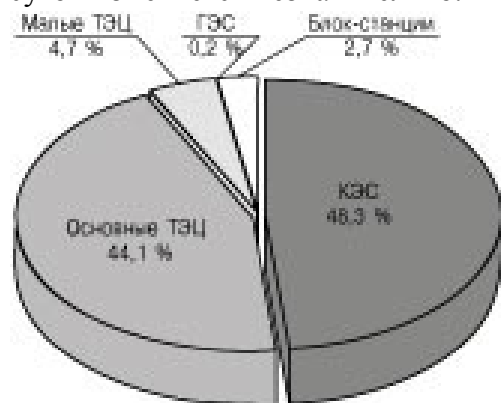


Рисунок 3 - Структура генерирующих мощностей ОЭС Беларуси

При этом график суточного электропотребления имеет коэффициент неравномерности (отношение минимального электропотребления к максимальному) порядка 0,64, т. е. если в часы максимума потребление составляет порядка 6 200 МВт, то в часы минимальных нагрузок оно составит 3 970 МВт. Разница, на которую должны разгрузиться электростанции, – 2 230 МВт.

При этом, согласно условиям поставщиков электроэнергии, коэффициент неравномерности суточного графика импортируемой электроэнергии составляет от 0,75 до 1 (в зависимости от поставщика).

То есть, если максимальная мощность поставки составляет 250 МВт, минимальная мощность должна составлять 185 МВт, разница – всего 65 МВт.

Регулировочная способность конденсационных электростанций зависит от числа включенных блоков. Реальными шагами для улучшения ситуации с ночной разгрузкой ТЭЦ (рис. 3), регулирования режима работы энергосистемы, обеспечения высокоманевренного резерва мощности может быть следующее:

1. Сооружение гидроаккумулирующей электростанции, которая позволит в ночные часы потреблять избытки мощности, а в часы максимальных нагрузок – покрывать часть электрической нагрузки. Это, в свою очередь, улучшит экономичность работы Белорусской энергосистемы за счет меньшего количества включенного оборудования, а также снизит потребность энергосистемы в конденсационной мощности.

2. Установка пиковых газовых турбин, работающих только в часы максимальных нагрузок, позволит снизить величину включенного оборудования конденсационных электростанций и увеличить долю теплофикационной выработки ТЭЦ в ночные часы отопительного периода.

3. Применение для потребительских блок-станций дифференцированного по зонам суток тарифа на электроэнергию в целях исключения выдачи в энергосистему электроэнергии в часы ее избытков и стимулирования выдачи электроэнергии в пиковые часы.

4. Перевод всех потребителей на дифференцированный по зонам суток тариф на электроэнергию.

5. Применение электродвигателей для выработки тепловой энергии в ночные часы отопительного периода.

6. Применение на ТЭЦ баков-аккумуляторов, позволяющих накопить тепловую энергию в дневные и пиковые часы и снизить вынужденную величину разгрузки из-за снижения теплового графика ТЭЦ.

7. Создание центрального автоматического регулятора частоты и активной мощности (ЦАРЧМ). Этот регулятор позволит обеспечить автоматическое регулирование генерации электростанций и минимизировать отклонения балансов электроэнергии и мощности.

В перспективе до 2018 г. в Белорусской энергосистеме планируется соорудить атомную электростанцию с первым энергоблоком мощностью 1 ГВт. Энергоблоки АЭС, как правило, не допускают ежесуточной разгрузки, в результате чего проблема с прохождением ночных минимумов нагрузок отопительного периода еще более обострится. Кроме того, в энергосистеме необходимо будет повысить величину вращающегося резерва до 1 ГВт. С учетом перспектив модернизации основных фондов электроэнергетики к этому году суточное регулирование режима работы энергосистемы только за счет конденсационных электростанций будет неосуществимо.

Заключение

Энергосистема Беларуси находится на пороге существенных перемен: уже подготовлены предложения по реструктуризации и по демополизации отрасли, есть планы по переходу от перекрестного субсидирования к более справедливой и прозрачной тарифной политике в отношении всех потребителей. В настоящее время в отрасли активно ведется модернизация и строительство крупных энергетических объектов, самый значимый из которых - БелАЭС, решаются вопросы энергосбережения, повышения энергоэффективности, увеличения количества источников на местных и возобновляемых видах топлива, внедряются экологически чистые технологии.

Литература

1. Васильев А.А., Крючков И.П., Наяшкова Е.Ф. и др. Электрическая часть станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
2. Дрьомин В.П., Костенко Г.П., Згуровец О.В. Анализ расходов топлива блоками ТЭС и возможностей их экономии при регулировании электропотребления (на укр. яз.) // Проблемы общей энергетики. – 2008. – №17.
3. Михайлов В.В., Поляков М.А. Потребление электрической энергии – надежность и режимы. – М.: Высшая школа, 1989.

УДК 631.371

АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГИЯ НА ПРИМЕРЕ СОЛНЕЧНЫХ БАТАРЕЙ В БЕЛАРУСИ

Рыжков Н.С.

Научный руководитель – к.т.н. Новиков С.О.

Сегодня энергетика мира базируется на невозобновляемых источниках энергии. В качестве главных энергоносителей выступают нефть, газ и уголь. Ближайшие перспективы развития энергетики связаны с поисками лучшего соотношения энергоносителей. Большие надежды в мире возлагаются на альтернативные источники энергии, преимущество которых заключается в их возобновимости и в том, что это экологически чистые источники энергии, к которым относится солнечная энергия.

Территория нашей страны расположена между 56-м и 51-м градусами северной широты, что определяет угол падения солнечных лучей, продолжительность дня и солнечного сияния, с чем связано количество поступающей солнечной радиации. В течение года угол падения солнечных лучей в полдень изменяется на 47° , продолжительность дня — более чем на 10 часов. Годовой приход суммарной солнечной радиации увеличивается от северных к южным районам — от 3500 до 4050 МДж/м² (84—97 ккал/см²).

Беларусь ежегодно получает в общем 1000-1150 кВт/м², что составляет около половины радиационного баланса Южной Европы и Ближнего Востока и превышает показатель Северной Европы, который равен 800 кВт/м².

Эти измерения применяются к солнечному излучению, падающему на горизонтальную поверхность. Для применения солнечных технологий уместней будет рассмотреть, какое количество излучения поступает на поверхность под оптимальным углом наклона, так как солнечные коллекторы и фотоэлектрические панели устанавливаются под углом к Солнцу. На таких поверхностях солнечный ресурс увеличивается до 1350 кВт/м², изменяясь между западной и восточной частями страны.

В настоящее время использование солнечной энергии минимально. На 2007 год выработка электроэнергии с использованием солнечной энергии в Беларуси не проводилась.

Наиболее перспективным в ближайшее время направлением использования солнечной энергии является подогрев воды в системах отопления и горячего водоснабжения.

Значительный потенциал энергосбережения в данной области связан с тем, что на нужды теплоснабжения сегодня приходится около половины от всего объема потребления ТЭР в Беларуси. Реализованные в Республике Беларусь проекты по применению гелиоводонагревателей на базе отечественных разработок показывают, что использование солнечных коллекторов эффективно не только в регионах с теплым климатом, но и в районах с низкими температурами и невысокими значениями солнечной радиации. Результаты мониторинга комбинированной системы теплоснабжения дома усадебного типа в ОАО «Александровское» Могилевской области показывают, что современные гелиоколлекторы позволяют полностью обеспечить нужды жильцов усадебного дома в горячей воде на протяжении 7–8 месяцев в году, а в остальное время подогревают воду до 30°C , существенно снижая расход газа. Подсчитано, что гелиосистема экономит до 80% средств, направленных на оплату горячего водоснабжения. В переходный период (весна, осень) гелиосистема полностью обеспечивает отопление дома, что позволяет дополнительно экономить 20–30% газа. В целом экономия в течение 2010–2011 годов составила около 60%. Опыт эксплуатации систем горячего водоснабжения с использованием гелиоколлекторов показывает, что срок службы оборудования составляет до 20 лет без затрат на техническое обслуживание. Применение в гелиосистемах в качестве теплоносителя низкотемпературной жидкости на основе глицерина — этиленгликоля или пропиленгликоля с присадками, защищающими теплопроводы от коррозии, позволяет эксплуатировать системы круглый год

В 2016 году компания Velcom запустит крупнейшую в Беларуси солнечную электростанцию. Новый проект реализуется вблизи Брагина и может рассматриваться как пример участия частного бизнеса в развитии территорий, пострадавших от чернобыльской катастрофы. Солнечная электростанция начнет работать этим летом в Брагинском районе. Она будет включать 85 тысяч солнечных панелей, которые занимают территорию в 56 га. Мощность электростанции составит рекордные для белорусских гелиоустановок 22,3 МВт. В строительство солнечной электростанции Velcom вложит более 23 млн. евро. Помимо самого солнечного парка, компания инвестирует в строительство высоковольтной линии с 23 опорами и трансформатором на 110 кВ. Компания рассматривает «зеленую» энергетику как долгосрочный проект на перспективном рынке и вклад в сохранение экологии республики. Энергию от станции компания планирует продавать, характеризуя проект как «коммерческий зеленый». Благодаря солнечной энергии Velcom надеется покрыть также 50% собственных потребностей.

Средние цифры срока окупаемости солнечных электростанций для стран Южной Европы составляют 1,5-2 года, для стран Средней Европы – 2,5-3,5 года, а в России срок окупаемости равен примерно 2-5 годам. В ближайшем будущем эффективность солнечных батарей значительно увеличится, связано это с разработкой более совершенных технологий, позволяющих увеличивать КПД и снижать себестоимость панелей. А как следствие уменьшится и срок, в течение которого система энергосбережения на солнечной энергии окупит себя.

Благодаря модульности фотоэлектрических систем, можно производить градацию ФЭ в зависимости от различных способов использования (начиная от систем совсем малых размеров, например, знаки на парковке или дороге, микро-производство для домашних хозяйств и в городской среде, до выработки электроэнергии в необходимом масштабе в несколько сотен или даже тысяч мегаватт).

Свою лепту вносят затраты на проектирование, монтажное оборудование, крепление и т.д. Однако именно на солнечные батареи и инвертор приходится около 80% стоимости станции.

Основным недостатком фотоэлектрических преобразователей на основе кремния на сегодняшний день является невысокий КПД в среднем (до 30%) при относительно высокой стоимости, которая составляет около 3 У.е. за 1 Вт установленной мощности. Однако, учитывая динамику развития отрасли фотоэлектричества, которая удваивается каждые 5 лет, по прогнозам специалистов, следует ожидать снижения стоимости фотоэлектрических преобразователей на 20% каждые 5 лет.

Вместе с тем одна из важнейших проблем использования солнечного излучения в качестве источника энергии связана с его сезонной неравномерностью. По данным многолетних наблюдений метеорологических станций, в Республике Беларусь максимум солнечного излучения приходится на период года с апреля по август (порядка 80% от общего количества). Максимум потребления энергии (в первую очередь тепловой), напротив, приходится на зимние месяцы. Данная проблема может быть решена путем использования сезонного аккумулирования солнечной теплоты. Применяемые аккумуляторы теплоты должны обладать большой емкостью и сохранять тепло продолжительное время (в течение нескольких месяцев). Такие системы успешно разрабатываются и эксплуатируются в США, Германии, Нидерландах, Швеции, Франции и других странах.

Вывод

У ученых и практиков в результате опытно-промышленной эксплуатации ФЭС уже не осталось сомнений, что производить электроэнергию за счет солнца в странах, сравнимых по освещенности с Республикой Беларусь, вполне целесообразно.

Анализ многолетних исследований показывает, что с рядовых ФЭС мощностью 1 кВт почти на 70% территории РБ можно было бы получать более 900 кВт/ч.. На 25% — 975 кВт/ч. На 5% — 1050 кВт/ч. Это означает, что потенциальная эффективность использования ФЭС за счет благоприятных условий инсоляции на 10% выше, чем в Польше, Нидерландах,

и более чем на 17% — чем в ФРГ. Расположение республики, ее географическая широта, высота над уровнем моря, а также метеорологические условия не являются сдерживающими факторами для развития солнечной электроэнергетики.

Несмотря на существующие трудности использования солнечной энергии, отрасль солнечной энергетики в мире бурно развивается. На начало 2010 года суммарная площадь гелиоколлекторов в мире превысила 200 млн.м², в том числе в Германии – 12 млн.м², Польше – 0,4 млн.м², Литве – 5 тыс. м². Для того чтобы заместить 1% используемого топлива в АПК Республики Беларусь, необходимо около 300 тыс.м² гелиоколлекторов. Основными проблемами, препятствующими широкому использованию солнечной энергии, являются ее рассредоточенность на большой территории и сезонная неравномерность.

Солнечная энергетика открывает перед страной широкие перспективы. На юге Беларуси около 1900 солнечных часов в год. Использовать возобновляемые источники энергии в республике выгодно и с коммерческой, и с экологической точки зрения — гелиоустановки позволяют сократить выбросы в атмосферу углекислого газа. Рынок «зеленой» энергии в Беларуси должен получить серьезное развитие в ближайшие годы.

Таким образом, сегодня нет объективных препятствий для развития солнечной энергетики в Беларуси. Проекты в данном направлении обещают скорую окупаемость, являются надежными в плане получения выручки и не требуют сложного обслуживания.

Литература

1. Белорусский портал по возобновляемым источникам энергии © 2012.
2. Белорусский портал “TUT.by.”
3. Европейский атлас солнечного излучения. Том 2: Общее и рассеянное излучение на вертикальные и наклонные поверхности, под редакцией В.Палза, Комиссия Европейского Сообщества (1984).
4. Лебедев В. Журнал «Наука и инновации», 5(63) 2008 .
5. Сайт <http://www.tycoonby/page/solnechnaya-energetika-obschaya-informaciya>.
6. «НПЦ НАН Беларуси по механизации сельского хозяйства».

УДК 621.311

ОСНОВНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Чумаченко М.А.

Научный руководитель — к.т.н. Новиков С.О.

Основными оборудованием электростанции являются разъединители, отделители, короткозамыкатели, ограничители перенапряжений (ОПН), силовые трансформаторы, выключатели, распределительные устройства (РУ).

Силовые трансформаторы

Типы трансформаторов и их параметры

Силовые трансформаторы предназначены для преобразования электроэнергии переменного тока с одного напряжения на другое. Наибольшее распространение получили трехфазные трансформаторы, так как потери в них на 12—15 % ниже, а расход активных материалов и стоимость на 20 — 25 % меньше, чем в группе трех однофазных трансформаторов такой же суммарной мощности [1].

Предельная единичная мощность трансформаторов ограничивается массой, размерами, условиями транспортировки.

Трехфазные трансформаторы на напряжение 220 кВ изготавливают мощностью до 1000 МВ -А, на 330 кВ — 1250 МВ -А, на 500 кВ — 1000 МВ-А.

Однофазные трансформаторы применяются, если невозможно изготовление трехфазных трансформаторов необходимой мощности или затруднена их транспортировка.

По количеству обмоток различного напряжения на каждую фазу трансформаторы разделяются на двухобмоточные и трехобмоточные. Кроме того, обмотки одного и того же напряжения, обычно низшего, могут состоять из двух и более параллельных ветвей, изолированных друг от друга и от заземленных частей. Такие трансформаторы называют трансформаторами с расщепленными обмотками. Обмотки высшего, среднего и низшего напряжения принято сокращенно обозначать соответственно ВН, СН, НН.

К основным параметрам трансформатора относятся: номинальные мощность, напряжение, ток; напряжение КЗ; ток холостого хода; потери холостого хода и КЗ.

Номинальные напряжения обмоток — это напряжения первичной и вторичной обмоток при холостом ходе трансформатора. Для трехфазного трансформатора — это его линейное (междуфазное) напряжение. При работе трансформатора под нагрузкой и подведении к зажимам его первичной обмотки номинального напряжения на вторичной обмотке напряжение меньше номинального на величину потери напряжения в трансформаторе. Коэффициент трансформации трансформатора n определяется отношением номинальных напряжений обмоток высшего и низшего напряжений.

В трехобмоточных трансформаторах определяется коэффициент трансформации каждой пары обмоток: ВН и НН; ВН и СН; СН и НН.

Номинальными токами трансформатора называются указанные в заводском паспорте значения токов в обмотках, при которых допускается длительная нормальная работа трансформатора.

Номинальный ток любой обмотки трансформатора определяют по ее номинальной мощности и номинальному напряжению.

Напряжение короткого замыкания u_k — это напряжение, при подведении которого к одной из обмоток трансформатора при замкнутой накоротко другой обмотке в ней проходит ток, равный номинальному.

Схемы и группы соединений обмоток трансформаторов

Обмотки трансформаторов имеют обычно соединения: звезда, звезда с выведенной нейтралью и треугольник.

В трехфазном трансформаторе применением разных способов соединений обмоток можно образовать двенадцать различных групп соединений.

Соединение в звезду обмотки ВН позволяет выполнить внутреннюю изоляцию из расчета фазной ЭДС. Обмотки НН преимущественно соединяются в треугольник, что позволяет уменьшить сечение обмотки.

Технические данные силовых трансформаторов и автотрансформаторов, их схемы и группы соединений определяются действующими ГОСТ и приводятся в каталогах и справочниках.

Каждый трансформатор имеет условное буквенное обозначение, которое содержит следующие данные в том порядке, как указано ниже:

- 1) число фаз (для однофазных — О; для трехфазных — Т);
- 2) вид охлаждения — в соответствии с пояснениями, приведенными выше;
- 3) число обмоток, работающих на различные сети (если оно больше двух), для трехобмоточного трансформатора Т; для трансформатора с расщепленными обмотками Р (после числа фаз);
- 4) буква Н в обозначении при выполнении одной из обмоток с устройством РПН;
- 5) буква А на первом месте для обозначения автотрансформатора.

За буквенным обозначением указывается номинальная мощность, кВ-А; класс напряжения обмотки (ВН); климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150—69 и ГОСТ 15543-70.

Литература

1. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, Л.К. Корнеева, Т.В. Чиркова. М. : Изд. центр «Академия», 2004

УДК 621.311

ИСПЫТАНИЯ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКУЮ СТОЙКОСТЬ ПРИ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЯХ

Станевич Р.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Калентионук Е.В.

В этой статье проведем разъяснение необходимости проведения испытаний трансформаторов на стойкость к токам короткого замыкания. Выясним схему, состав оборудования и рассмотрим метод проведения испытаний, а также выявим пути для усовершенствования проведения опытов на электродинамическую стойкость трансформаторов.

Согласно ГОСТ 11677-85, силовые трансформаторы должны выдерживать внешние короткие замыкания в эксплуатации на любом ответвлении обмотки при любых сочетаниях сторон питания. Поэтому перед вводом в эксплуатацию трансформаторов необходимо провести типовые испытания на стойкость к коротким замыканиям.

Типовые испытания проводят для одного трансформатора перед из каждой новой серии. Также 1 раз в несколько лет проводят такие испытания для каждого типа силовых трансформаторов.

Суть испытания заключается в том, что на одну из обмоток подают напряжение, а вторую обмотку закорачивают. Если в опыте короткого замыкания значение подводимого напряжения составляет 4-7% от $U_{ном}$ (из паспортных данных), то при испытании на стойкость к КЗ напряжение составляет до 100% от номинального. Токи до 20 раз превышают номинальные. Создаются значительные электродинамические усилия в обмотках и магнитопроводе. Отсюда и названия – электродинамические испытания, электродинамическая стойкость. Трансформатор не прошёл проверку, если после опыта были повреждены элементы трансформатора.

Ключевым параметром опыта на электродинамическую стойкость является испытательный ток короткого замыкания:

$$I_{исп} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}(z_m + z_c)}, \text{ кА}, \quad (1)$$

где $U_{ном}$ - номинальное напряжение трансформатора, кВ;

z_m - сопротивление трансформатора, приведенное к рассматриваемой обмотке, Ом;

z_c - сопротивление короткого замыкания сети, Ом.

Более мощные трансформаторы имеют меньшее сопротивление, и согласно формуле 1 необходимо более высокое значение испытательного тока. Для трансформаторов мощностью менее 1 МВ·А (менее 3,15 МВ·А, разработанных после 01.01.91) сопротивление короткого замыкания сети не учитывают.

Сопротивление короткого замыкания трансформатора z_m , Ом, определяют по формуле:

$$z_m = \frac{U_{к\%} \cdot U_{ном}^2}{100 S_{ном}}, \quad (2)$$

где $U_{к\%}$ - расчетное значение напряжения короткого замыкания ответвления, приведенное к номинальной мощности трансформатора на основном ответвлении, %;

$S_{ном}$ - номинальная мощность трансформатора на основном ответвлении, МВ·А.

При испытаниях допускается принимать измеренное значение сопротивления короткого замыкания трансформатора.

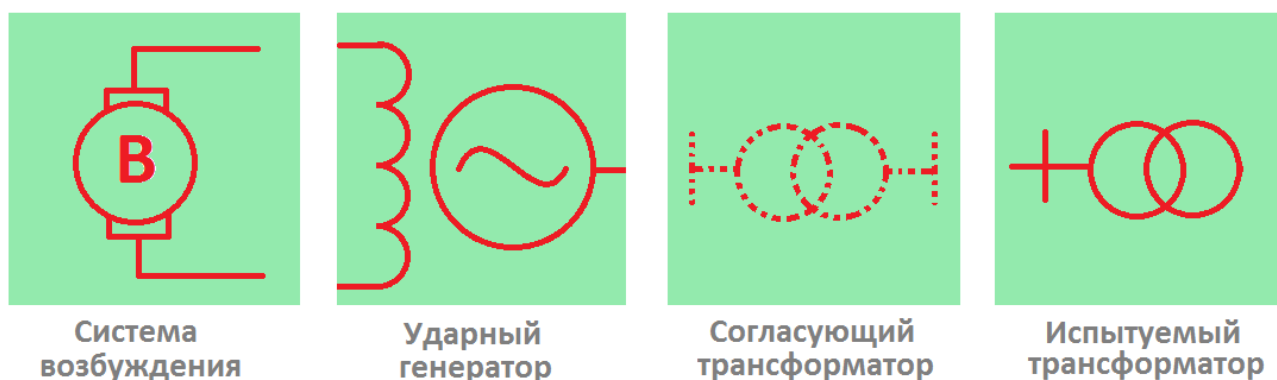


Рисунок 1 – Основные элементы стенда электродинамических испытаний.

Система возбуждения ударного генератора должна обеспечить высокую скорость приращения ЭДС генератора во время опыта КЗ. Достигается форсированием возбуждения.

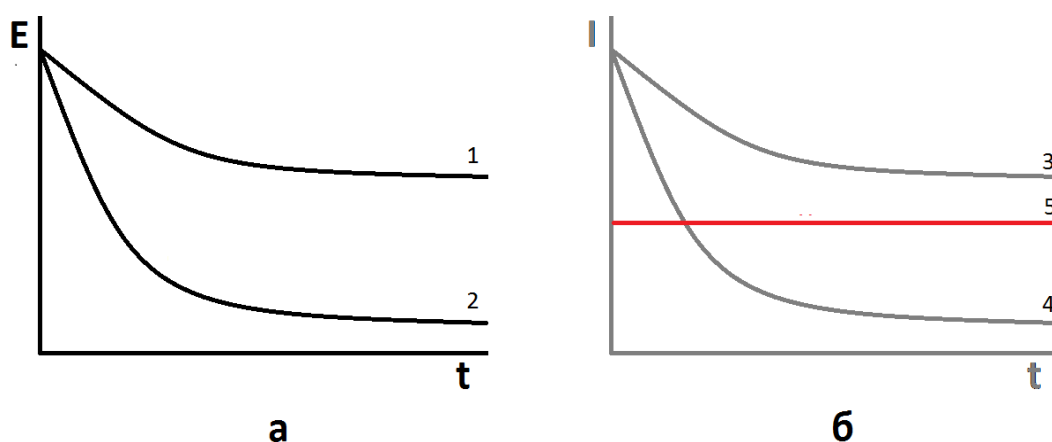


Рисунок 2 - ЭДС ударного генератора (а) и ток в цепи (б) во время проведения испытания: 1, 2 – ЭДС генератора при наличии и без форсировки возбуждения; 3, 4 – ток в цепи при наличии и без форсировки возбуждения; 5 – необходимый испытательный ток для конкретной модели трансформатора

Из рисунка 2 следует логическая цепочка:

- отсутствие (недостаточная кратность) форсировки возбуждения;
- мгновенное снижение ЭДС генератора при коротком замыкании в цепи;
- невозможно поддерживать уровень испытательного тока на протяжении всего опыта.

Ударный генератор - это специальный синхронный генератор, у которого режим КЗ является не аварийным, а рабочим.

Особенности ударного генератора:

- меньшее значение переходного и сверхпереходного сопротивлений;
- усиленное механическое крепление обмоток статора;
- рассчитан на работу менее 1с.

Согласующий трансформатор применяется в том случае, когда номинальные напряжения генератора и трансформатора не совпадают.

Особенности:

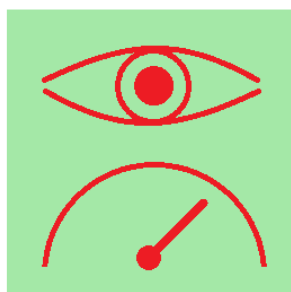
- низкий уровень $U_k\%$;
- гибкость регулирования напряжения: ПБВ с кратностью 10-20%, возможность переключения схем соединения обмоток с звезды на треугольник и наоборот.

Испытуемый трансформатор подключают к испытательному стенду той стороной, которая соответствует уровню напряжения собранной схемы стенда.

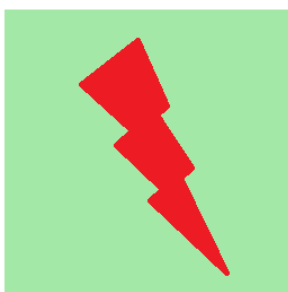
К стенду могут быть подключены все 3 фазы. Можно испытывать трансформатор пофазно. Во втором случае можно испытать более мощный трансформатор.

Алгоритм проведения испытаний:

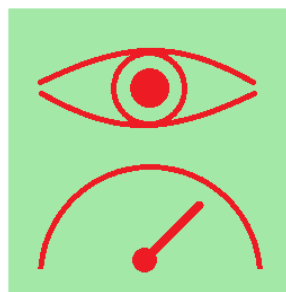
- измерение характеристик (X, R и др.) трансформатора;
- проведение 5 зачетных опытов КЗ. Время проведения по ГОСТ 20243 составляет 0.5 – 1 с;
- повторное снятие характеристик трансформатора и осмотр элементов трансформатора;
- анализ измеренных характеристик и осмотра.



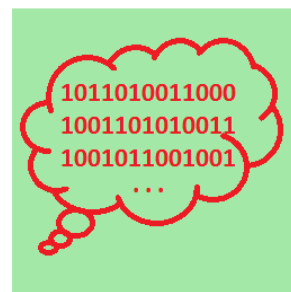
Осмотр и снятие характеристик трансформатора



1 наладочный и 5 зачётных опытов КЗ



Повторные осмотр и снятие характеристик трансформатора



Анализ результатов и оценка устойчивости

Рисунок 3 – Алгоритм проведения испытаний

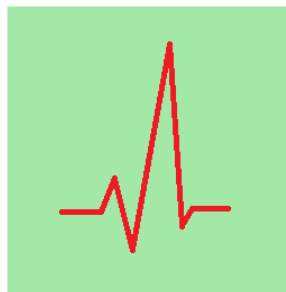
Усовершенствование проведения испытаний тесно связано с внедрением новых измеряемых характеристик трансформатора.



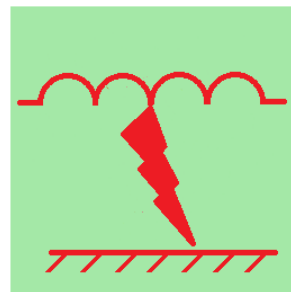
Изменение кривой шума



Уровень вибрации трансформатора



Реакция обмоток на импульсные токи



Индикатор замыкания на корпус

Рисунок 4 – Дополнительные измеряемые характеристики для оценки стойкости трансформатора к токам короткого замыкания

Кривые шума и вибрации, а также индикацию замыкания обмотки на корпус снимают во время опытов КЗ. Реакцию обмоток на импульсный ток малого напряжения измеряют до и после опыта. Увеличение числа снимаемых характеристик, а также усовершенствование проведения испытаний гарантируют высокий уровень контроля качества продукции. Это позволяет выявить возможные дефекты, чтобы еще до массового производства продукции устранить их.

Литература

1. Трансформаторы силовые. Общие технические характеристики. ГОСТ 11677-85 / М.: ИПК Издательство стандартов. 1985. – 38 с.
2. Трансформаторы силовые. Методы испытаний на стойкость при коротких замыканиях. ГОСТ 20243-74 / М.: ИПК Издательство стандартов. 1974. – 14 с.
3. Электродинамическая стойкость трансформаторов и реакторов при коротких замыканиях: сборник статей / под ред. А.И. Лурье – М.: «Знак». 2005. - 520 с.
4. Трансформаторы силовые масляные: рабочая методика испытаний на стойкость при коротком замыкании: научная работа / утв. В.А. Хабаров – МЭТЗ им. В.И. Козлова, 1989. – 20 с.
5. Исследование режимов работы установки для динамических испытаний трансформаторов, автоматических выключателей и панелей: научная работа / Ю. Румянцев, Э. Сварко – БПИ, 1964. – 18 с.

УДК 621.311

СПОСОБЫ ПОИСКА МЕСТ ПОВРЕЖДЕНИЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ В СЕТЯХ 10КВ

Спода А. Е.

Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е. В.

Высокие темпы развития электросетей при одновременном сокращении удельной численности эксплуатационного персонала требуют ускоренного внедрения средств автоматики.

В электрических сетях широкое распространение получили устройства для определения мест повреждения, в первую очередь на воздушных электрических линиях напряжением 10 кВ и выше, основанные на измерении параметров аварийного режима. Эти устройства можно разделить на две основные группы, предназначенные для определения мест повреждений при коротких замыканиях и при замыканиях на землю.

Определение мест повреждения при коротких замыканиях

Определение места короткого замыкания на линиях особенно важно, так как отключение линии при устойчивых повреждениях связано с недоотпуском электроэнергии и материальным ущербом, наносимым потребителям. В этих случаях ускорение поиска повреждений дает большой экономический эффект.

По принципу действия устройства ОМП могут быть разделены на три основные группы:

- фиксирующие приборы для определения расстояния до места повреждения на воздушных линиях, автоматически измеряющие и фиксирующие значения электрических величин во время аварийного режима;
- устройства для определения поврежденных при коротком замыкании (КЗ) участков сети, автоматически контролирующие и фиксирующие изменения электрических величин промышленной частоты во время аварийного режима;
- переносные устройства для определения места замыкания на землю в электросетях, работающих с изолированной нейтралью или в режиме компенсации емкостного тока, осуществляющие контроль процессов в сети при замыкании на землю с помощью датчиков тока и напряжения.

Разработаны различные типы фиксирующих приборов, ряд из которых успешно эксплуатируется. В распределительных сетях напряжением 10 кВ нашли применение приборы типа ФИП (ФИП-1, ФИП-2, ФИП-Ф), ЛИФП и др. Широко используется также устройство типа ФМК-10 и «Сириус-2-ОМП».

Учитывая, что фиксирующие приборы обеспечивают автоматическое измерение и фиксацию электрических величин во время короткого замыкания, они должны удовлетворять определенным требованиям, в частности следующим: измерение необходимо закончить до начала отключения поврежденных участков линии от релейной защиты, т. е. в течение порядка 0,1 с, прибор должен сохранять значение зафиксированной электрической величины в течение времени, достаточного для прибытия на подстанцию (без постоянного дежурства) оперативной выездной бригады, т. е. не менее 4 ч, должен предусматриваться автоматический селективный запуск приборов, чтобы контролируемая величина была зафиксирована только при аварийных отключениях линий, прибор должен обеспечивать определенную точность измерения (обычно относительная погрешность измерения не должна превышать 5 %) и т. д.

Один из простейших вариантов фиксирующих приборов — **устройство, замеряющее (фиксирующее) ток короткого замыкания**. При этом для определения расстояния до места короткого замыкания можно решить задачу, обратную той, которую рассматривают при расчете тока короткого замыкания, а именно по известным величинам тока короткого замыкания и напряжения определить сопротивление до точки короткого замыкания. Зная это

сопротивление, несложно по известным параметрам сети найти расстояние до точки короткого замыкания.

Наибольшее распространение получили **фиксирующие приборы с так называемой электрической памятью**. Они основаны на использовании запоминающего конденсатора. При этом во время процесса короткого замыкания запоминающий конденсатор быстро заряжается до напряжения, пропорционального значению фиксируемого тока короткого замыкания (или соответствующего ему напряжения). Затем на следующем этапе к запоминающему конденсатору подключается считывающее устройство, управляющее элементом с долговременной памятью. Таким образом обеспечиваются указанные выше требования быстрого замера до отключения линии под действием релейной защиты и возможности длительно сохранять зафиксированную величину.

На этом принципе были разработаны перечисленные выше приборы типа ФИП, нашедшие применение в распределительных сетях 10 кВ.

Для облегчения практического применения приборов, фиксирующих ток короткого замыкания, чтобы не требовалось каждый раз в аварийной ситуации проводить расчеты, используют эквитоковые кривые. При этом предварительно рассчитывают токи короткого замыкания для достаточно большого числа точек каждой отходящей линии и по результатам расчета на схему линии наносят эквитоковые кривые магистральной части линии и ответвлений с равными значениями токов короткого замыкания. После того как прибором будет зафиксировано определенное значение тока короткого замыкания, по схеме линии с эквитоковыми кривыми непосредственно определяют зону поиска повреждения.

Однако простейшие приборы типа ФИП, фиксирующие ток короткого замыкания, имеют ряд недостатков, в том числе следующие: для определения расстояния до точки короткого замыкания требуются дополнительные расчеты или предварительное построение эквитоковых кривых, на точность замера (погрешность прибора) влияют переходное сопротивление в месте повреждения (в первую очередь сопротивление дуги), уровень напряжения в сети, значение тока нагрузки (прибор фактически замеряет суммарный ток нагрузки и короткого замыкания) и т. д.

Более совершенными являются **фиксирующие омметры, особенно замеряющие реактивное сопротивление**. При измерении сопротивления, то есть отношения напряжения к току, удастся значительно уменьшить влияние изменения уровней напряжения на точность замера. Измерение реактивного сопротивления уменьшает также влияние сопротивления дуги в точке короткого замыкания, которое является в основном активным, и дает возможность проградуировать шкалу прибора в километрах. Если к тому же приборы измеряют ток нагрузки, предшествующей режиму короткого замыкания, появляется возможность учесть и соответственно уменьшить влияние тока нагрузки.

Омметр в отличие от фиксирующих амперметров и вольтметров замеряет не одну, а две величины (ток и напряжение), которые подаются на его вход. Для уменьшения шунтирующего влияния нагрузки отдельно может быть замерен ток нагрузки, предшествующей появлению короткого замыкания. Все эти величины фиксируются (запоминаются) по принципу, рассмотренному выше (при этом токи предварительно преобразуются в пропорциональные им напряжения), а затем при помощи специальных схем (преобразовательных блоков) преобразуются в сигналы, пропорциональные сопротивлению (полному, реактивному, с учетом тока предшествующей нагрузки и т. д.). Учитывая, что реактивное (индуктивное) сопротивление линий мало зависит от площади сечения применяемых проводов, шкалы этих приборов проградуированы в километрах. К таким приборам относятся фиксирующие омметры типа ФМК-10, ФИС и др.

Устройства для определения поврежденных участков воздушных линий

При помощи таких устройств можно определить направление поиска точек короткого замыкания на воздушных линиях напряжением 10 - 35 кВ. Устройства, как правило, устанавливают в месте разветвления линии — на первых опорах после точки разветвления. Они фиксируют появление тока короткого замыкания при возникновении его на ответвлении

или участке магистрали линии за точкой установки устройства. При поиске короткого замыкания на отключенной линии от этих устройств получают информацию о наличии (устройство сработало) или отсутствии (не сработало) короткого замыкания за местом его установки. В электрических сетях получили распространение **указатели поврежденных участков** типа УПУ-1 и более совершенные и надежные указатели короткого замыкания типа УКЗ и ИКЗ.

Возникновение короткого замыкания указатель фиксирует при помощи магнитного (индукционного) датчика тока, устанавливаемого в зоне проводов, но не имеющего непосредственной связи с ними. Один указатель обеспечивает информацию о всех видах междуфазных коротких замыканий.

Указатель типа УКЗ выполнен в виде исполнительного блока, содержащего, кроме магнитного датчика, электронную схему управления и магнитный индикатор.

При возникновении короткого замыканий за местом установки указателя он срабатывает за счет броска тока короткого замыкания, в результате чего флажок индикатора поворачивается к наблюдателю стороной, окрашенной в яркий оранжевый цвет, и остается в этом положении, если линия отключается защитой.

После подачи напряжения на линию (при успешном АПВ или после устранения повреждения) флажок индикатора автоматически возвращается в исходное положение. Возврат флажка происходит благодаря емкостному отбору напряжения линии при помощи антенного преобразователя.

Установка указателей дает возможность обслуживающему персоналу при повреждении линии объехать точки разветвления и, определив поврежденный участок, обойти для нахождения места короткого замыкания только поврежденный участок, а не всю линию. Указатели целесообразно устанавливать как при отсутствии, так и при наличии фиксирующих приборов для определения расстояния до точки короткого замыкания. В последнем случае указатели ускоряют поиск в связи с тем, что из-за разветвленности сельских линий 10 кВ показания фиксирующих приборов определяют не одну, а, как правило, несколько точек короткого замыкания (на магистрали и разных ответвлениях).

Устройства для определения места однофазного замыкания на землю

Однофазные замыкания на землю — наиболее частый вид повреждения. В сельских распределительных сетях напряжением 10 кВ, работающих с изолированной нейтралью, однофазные замыкания на землю, сопровождающиеся относительно малыми токами, не являются короткими замыканиями. Поэтому при их возникновении допускается не отключать линию в течение времени, требуемого для устранения повреждения.

Однако необходимо максимально быстро определить место и устранить повреждение, так как однофазное замыкание на землю может перейти в двойное. Последнее является коротким замыканием и будет отключено защитой, что приведет к перерыву в электроснабжении потребителей.

Кроме того, возможны замыкания на землю, например, при обрыве провода и падении его на землю, весьма опасные для жизни людей и животных. В то же время замыкания на землю могут происходить в результате скрытых повреждений, например при внутренних трещинах изоляторов, когда внешние признаки замыкания отсутствуют и обнаружить его визуально очень сложно. Поэтому были разработаны специальные устройства — переносные приборы, облегчающие и ускоряющие отыскание места повреждения.

Принцип действия переносных приборов, используемых в электрических сетях напряжением 10 кВ, основан на измерении высших гармонических составляющих тока замыкания на землю. Значительно больший уровень гармоник в спектре токов замыкания на землю по сравнению с токами нагрузки обеспечивает эффективное действие этих приборов.

В сельских электрических сетях 10 кВ получили распространение приборы типа «Поиск» (сняты с производства) и более совершенные «Волна» и «Зонд». В приборах «Поиск» и «Волна» основные элементы—это магнитный (индуктивный) датчик,

фиксирующий появление (увеличение амплитуды) гармонических составляющих тока, фильтр высших гармоник, пропускающий те из них, на которые настроен прибор, усилитель, обеспечивающий требуемое усиление сигнала, и измерительный прибор, выдающий результирующий сигнал.

Место замыкания на землю в линии определяют следующим образом. Если обход линии начинается с подстанции, делают замеры на выходе линии с подстанции, располагая прибор под линией. Поврежденную линию определяют по максимальному отклонению стрелки измерительного прибора. Делая измерения в местах разветвления поврежденной линии, аналогичным образом определяют поврежденное ответвление или участок магистрали. За местом замыкания на землю показания прибора резко уменьшаются, что и определяет точку замыкания.

Прибор «Зонд» — устройство направленного действия, то есть он обеспечивает не только определение места замыкания на землю, но и направление поиска, что представляет интерес, если поиск начинается не с подстанции, а с какой-то точки поврежденной линии. Действие его основано на сравнении фаз напряжения и тока 11-й гармоники (550 Гц). Поэтому, кроме указанных основных элементов, «Зонд» имеет орган сравнения фаз, а выходной измерительный прибор имеет шкалу с нулем посередине.

Литература

1. А. П. Кузнецов. Определение мест повреждения на воздушных линиях электропередачи – Москва: Энергоиздат, 1989. – 50 с
2. Фадеева Г.А., Федин В.Т. Проектирование распределительных электрических сетей.- Минск: Вышэйшая школа, 2009. – 365 с
3. <http://leg.co.ua/knigi/rzia/opredelenie-mest-povrezhdeniya-na-vl.html>

УДК 621.311

ВОПРОСЫ РЕКОНСТРУКЦИИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ 10(6)/0,4 кВ

Суськова В.М.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Фурсанов М.И.

Распределительные электрические сети обеспечивают электроэнергией городских, промышленных и сельскохозяйственных потребителей. Данные сети характеризуются значительной протяженностью, в сравнении с сетями более высоких напряжений. Эффективность эксплуатации распределительных сетей 10(6)/0,4 кВ зависит от степени достижения оптимального уровня их экономичности, надежности и безопасности при минимизированных затратах на выполнение соответствующих мероприятий. Особенно важно при этом выполнение двух условий: на зажимах потребителей должно поддерживаться нормативное значение напряжения, а технологические потери в процессе передачи электроэнергии этим потребителям должны быть минимальными и экономически обоснованными. Постепенный естественный физический износ оборудования, конструкций, материалов приводит к снижению надежности электроснабжения. Поэтому возникает необходимость модернизации, технического перевооружения, которые должны осуществляться на современных принципах и современной элементной базе.

Лучший результат для повышения эффективности работы сетей 10(6)/0,4 кВ дает синхронное решение двух задач – обеспечение отклонения напряжения у потребителя в допустимых пределах и снижение потерь энергии в сети. Однако в некоторых ситуациях, когда предпочтение отдают ограничению нижнего предела отклонения напряжения, например с помощью продольных вольтодобавочных трансформаторов (ВДТ) на линиях 0,4 кВ, а на увеличение технологических потерь энергии не обращают внимания, итог получается отрицательным.

Для анализа технико-экономической эффективности применения ВДТ в сетях 0,4 кВ смоделируем упрощенную, но соответствующую условиям эксплуатации схему ВЛ, питающую сельскохозяйственных потребителей (рис. 1). Нагрузки, указанные на схеме для номинального напряжения 380/220 В и $\cos \varphi = 0,95$, задаются эквивалентными сопротивлениями.

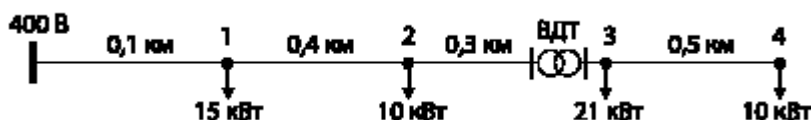


Рисунок 1 – Упрощенная схема ВЛ, питающей сельскохозяйственных потребителей

Кроме необходимости обеспечить допустимые значения отклонений напряжения ($-10/+5\%$) в точках 3 и 4, учтем влияние ВДТ при разных коэффициентах его трансформации на напряжение, для данной линии – в точке 2. При проведении расчетов по параметрам фазных токов и напряжений согласно такой модели напряжение в точках 2 и 4 окажется равным минимально допустимому, однако возрастут потери мощности и энергии в сумме трех фаз.

В качестве альтернативного варианта можно рассмотреть замену провода на провод большего сечения: А-35 на А-50, А-70 или А-95 (применение провода марки АС практически не изменяет результаты расчета). Приемлемым для замены, с учетом технологии и стоимости выполнения работ, оказался провод А-70.

В экономической плоскости способ обеспечения желательных уровней напряжения на зажимах потребителей электроэнергии посредством замены проводов также обладает преимуществом. Рыночная цена ВДТ мощностью, соответствующей рассматриваемому примеру, составляет порядка \$14 000, что в 2 раза превышает стоимость нового провода и работ по реконструкции данной линии. Добавим существенное снижение потерь энергии.

Получим однозначный вывод: единственная ситуация для применения ВДТ – чрезвычайные обстоятельства при невозможности быстрее выполнения реконструкции линии.

Технико-экономическая эффективность эксплуатации силовых трансформаторов определяется не только их конструктивными параметрами, но и тем, как соблюдаются уровни напряжения во взаимосвязанных элементах цепи «внешний источник относительно сети 10(6) кВ – линии 10(6) кВ – трансформаторы 10(6)/0,4 кВ – линии 0,4 кВ – потребитель».

Трансформаторы 10(6)/0,4 кВ оснащаются устройствами ПБВ – переключения ответвлений обмоток высшего напряжения без возбуждения. Такие устройства предназначены для выполнения функций поддержания нормированных уровней напряжения в случаях установки трансформаторов в местах сети с постоянным или возникающим из-за сезонных изменений мощности нагрузки отклонением напряжения.

Однако, во-первых, по достоверным сведениям, приводом ПБВ многих трансформаторов 10(6)/0,4 кВ за все время эксплуатации мало кто пользовался. Во-вторых, для современных распределительных сетей с их общеизвестными, заложенными уже на стадии проектирования недостатками далеко не всегда установка ПБВ-трансформатора на ответвление его первичной обмотки, удовлетворяющее предпочтительному уровню напряжения, положительно сказывается на экономических показателях эксплуатации сети.

При относительно больших отклонениях напряжения в сети 0,4 кВ, вызванных суточными колебаниями нагрузки, и неизменном коэффициенте трансформации питающего трансформатора появляется ряд отрицательных моментов. Как правило, с целью поддержания необходимого напряжения у потребителей протяженных линий 0,4 кВ, ПБВ конкретного трансформатора 10(6)/0,4 кВ устанавливается в положение, отвечающее меньшему коэффициенту трансформации. После спада дневного и особенно вечернего максимума даже с учетом регулирующего эффекта питающей подстанции, где имеется такая возможность, напряжение на рассматриваемом трансформаторе повышается минимум на 5% относительно номинального для данного ответвления первичной обмотки. А часто оно бывает и выше с известными последствиями увеличения потерь холостого хода, особенно в условиях питания сети 10(6) кВ от подстанции с трансформаторами 35/10(6) кВ, оснащенными ПБВ.

Соответствующее этому режиму сети напряжение питания оставшихся включенными отдельных потребителей (двигатели, освещение, технологические установки и др.) приводит к ускорению их износа и неоправданному перерасходу электроэнергии.

Кроме ущерба от потерь и превышения потребления энергии, существенен урон и от пониженной надежности трансформаторов с ПБВ. Опыт эксплуатации силовых трансформаторов напряжением 10(6)/0,4 кВ свидетельствует о том, что до 50% их повреждений напрямую или косвенно связаны с наличием ответвлений высоковольтной (первичной) обмотки. К таким повреждениям относятся: дефекты контактных соединений переключателя и нарушение их термической стойкости; снижение электрической прочности изоляции в местах вывода из обмотки проводов ответвлений; недостаточная динамическая прочность обмоток высокого напряжения (особенно изготовленных с применением круглого алюминиевого провода).

В целом применение трансформаторов, оснащенных ПБВ, в сетях 10(6)/0,4 кВ является убыточным и для изготовителей трансформаторов, и для организаций, эксплуатирующих сеть, и для потребителей электроэнергии.

Возможной альтернативой использования ПБВ распределительного трансформатора является применение автоматически регулируемых установок компенсации реактивной мощности на шинах 0,4 кВ подстанций 10(6)/0,4 кВ. Во-первых, цена конденсаторов 10(6) и 0,4 кВ составляет ориентировочно 10:1. Во-вторых, их повреждаемость в эксплуатации определяется тем же соотношением и в основном не столько из-за недостаточного уровня длительной и кратковременной электрической прочности внутренней изоляции конденсаторов, сколько из-за непредсказуемости воздействия грозových, коммутационных и

дуговых перенапряжений. В-третьих, отсутствует возможность регулирования компенсации. В-четвертых, не устраняется нагрузка трансформатора по реактивной мощности.

Значимость распределительных кабельных сетей, которые становятся практически единственным звеном передачи электрической энергии (ВЛ не отвечают в полной мере требованиям надежности, экономичности, экологической приемлемости), неизмеримо возрастает. Постепенно такие сети преобразуются в малые активно-адаптивные энергетические системы, обладающие собственным полноценным источником электрической и тепловой (полезно используемой) мощности.

Строительство этих систем, которые предлагается назвать Mid-Small Grid (M-S Grid), рассматривается в виде переходного периода к наиболее эффективным системам высшего уровня, именуемым сейчас Microgrid, где в перспективе источник и потребитель энергии будут представлять собой единое целое. Особо значимы M-S Grid для развития энергетики РФ, где до двух третей территории не охвачены централизованным энергоснабжением.

В ходе реконструкции и сооружения новых распределительных сетей с целью комплексного решения перечисленных задач необходимо в первую очередь определить приемлемое сочетание номинальных напряжений этих сетей с учетом напряжения питающей (внешней) сети, не упуская из виду концепцию Smart Grid и ее ответвлений в виде Mid-Small Grid на пути к Microgrid.

В истоках M-S Grid – разработка идеи адресного снабжения (АС) электроэнергией. Рассматривались возможные сочетания напряжений: 3; 5; 6; 10; 15; 20; 27,5; 35 кВ. С учетом адаптации к современным условиям предпочтительными признаны подстанции глубокого ввода напряжением 35/6,3 кВ и кабельные сети 6/0,4 кВ.

В системе АС сеть 6 кВ внедряется для радикального уменьшения протяженности линий 0,4 кВ. Последняя ступень трансформации максимально приближается к потребителю. Прокладка кабелей и проводов 6 и 0,4 кВ в земле осуществляется в отдельных диэлектрических трубах.

Такие системы применимы в схемах снабжения потребителей сельской местности, городов с малой и средней численностью населения. В больших городах необходимы пункты питания напряжением 110 кВ. В крупном жилищном строительстве: ввод 35 кВ и подъездные или междуэтажные подстанции 6/0,4 кВ. Подобным образом решается задача энергообеспечения жилых микрорайонов городов. Системы M-S Grid безальтернативны для поселений XXI века – экотехнополисов и экоаглополисов.

Высшее напряжение сети АС 6 кВ было выбрано также исходя из целесообразности применения в адресных комплектных подстанциях (КТП АС) сухих силовых трехфазных и однофазных (фактически двухфазных) энергоэкономичных трансформаторов, достаточно надежных и относительно недорогих при таком напряжении первичной обмотки.

В целом сети адресного снабжения (M-S Grid) обеспечивают автоматическое, посредством РПН трансформаторов 35/6,3 кВ, поддержание напряжения 0,4 кВ у потребителей в пределах отклонения $-5/+2,5\%$ от номинального значения и ограничение потерь энергии до величины не более 5%.

Литература

1. Короткевич А.М., Драко М.А., Уласовец Р.И. Выбор конструктивного исполнения линий электропередачи напряжением 10 кВ для городской электрической сети. // Энергетическая стратегия, - 2015. №6(48). – С. 22 – 24.
2. Назаров В. Распределительные сети 10(6)/0,4 кВ. Вопросы реконструкции. // Новости электротехники, - 2014. №4(88).

УДК 621.311

ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ ВЕТРОВЫХ УСТАНОВОК

Позняк Б. А.

Научный руководитель – ассистент Юршо Е. Л.

В современном мире всё большее распространение получают альтернативные источники энергии, что связано, в основном, с их экологической безопасностью и неисчерпаемостью. В настоящее время наибольшее распространение получили солнечные и ветровые установки. Для нашей страны ветроустановки не являются чем-то новым. Возле Новогрудка и Держинска уже несколько лет работают «ветряки». Интерес представляют современные решения в области конструкции и принципа работы ветроустановок. Именно этот вопрос и будет освещен в докладе.

История ветроэнергетики насчитывает более 6000 лет. В доисторическое время в Древнем Египте появился самый примитивный парус: он представлял из себя шкуру зверя, которую держал человек, стоящий на лодке, тем самым, заставляя корабль перемещаться. В VII веке нашей эры появляются ветроустановки в Персии. Большой вклад в развитие ветроэнергетики внесли голландцы. Они первые придумали ветряные мельницы для подъема воды. Время шло, и люди все чаще задумывались о ветре как о источнике бесплатной энергии. Наступил такой этап развития технологии, когда стали строить электрогенераторы. И в Дании в 1890 году построили первый ветрогенератор для производства электричества. Такие ветрогенераторы устанавливались в труднодоступных местах.

Ветрогенератор (ветроэлектрическая установка или сокращенно ВЭУ) — устройство для преобразования кинетической энергии ветрового потока в механическую энергию вращения ротора с последующим её преобразованием в электрическую энергию.

Ветрогенераторы можно разделить на три категории: промышленные (устанавливаются государством или крупными энергетическими корпорациями), коммерческие и бытовые (для частного использования).

Принцип работы (рис. 1):

1. Энергия ветра воздействует на лопасти ветрогенератора и приводит их в движение.
2. Вращательное движение лопастей, через вал и редукторную установку приводит в движение генератор, который обычно представлен двигателем постоянного тока низкого напряжения. С таких генераторов как правило снимается постоянное напряжение в 12 В, 24 В или 48 Вольт.
3. Полученное напряжение с генератора поступает на зарядное устройство, которое заряжает блоки аккумуляторных батарей необходимой мощности.
4. Аккумуляторные батареи также подключены к повышающим преобразователям напряжения переменного тока. Данные преобразователи предназначены для преобразования низковольтного постоянного напряжения аккумуляторных батарей (12В, 24В, 48В) в высоковольтное переменное напряжение (однофазное 220 В, 50 Гц или трехфазное 380 В, 50 Гц и др.).

Именно это напряжение и является конечным продуктом генерации ветрогенератора.

Наибольшую популярность получили горизонтальные ветрогенераторы, ось вращения турбины которых расположена параллельно земле. Этот тип получил название «ветряной мельницы», лопасти которой вращаются против ветра. Конструкция горизонтальных ветрогенераторов предусматривает автоматический поворот головной части (в поисках ветра), а также поворот лопастей, для использования ветра небольшой силы.

1. Ветер вращает колесо с лопастями, которое передает крутящий момент на вал генератора через редуктор.
2. Инвертор, выполняет задачу преобразования полученного постоянного электрического тока в переменный
3. Аккумулятор, предусмотрен для подачи в сеть напряжения при отсутствии ветра.

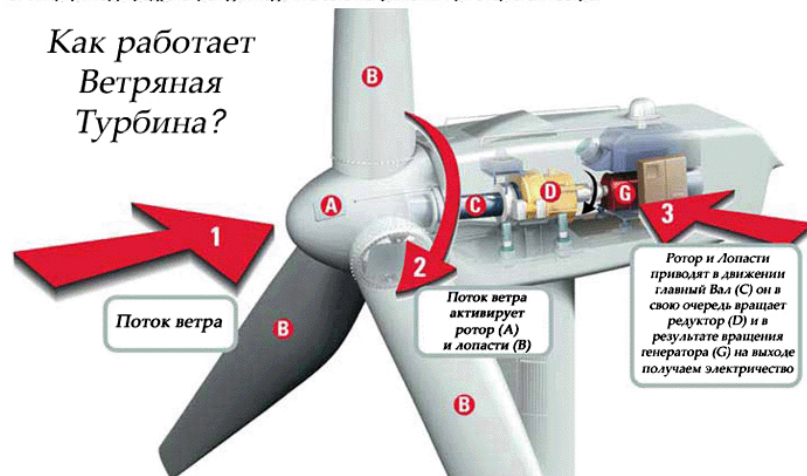


Рисунок 1 – Принцип работы ВЭУ

Вертикальные ветрогенераторы гораздо менее эффективны. Лопасти такой турбины вращаются параллельно поверхности земли при любом направлении и силе ветра. Так как при любом направлении ветра половина лопастей ветроколеса всегда вращается против него, ветряк теряет половину своей мощности, что значительно снижает энергоэффективность установки. Однако ВЭУ такого типа проще в установке и обслуживании, поскольку ее редуктор и генератор размещаются на земле. Недостатками вертикального генератора являются: дорогостоящий монтаж, значительные эксплуатационные затраты, а также то, что для установки такой ВЭУ требуется немало места.

Следует отметить, что парусные лопасти (рис. 2) значительно проще в изготовлении, а потому менее затратны, нежели жесткие металлические (рис. 2) или стеклопластиковые. Однако подобная экономия может обернуться непредвиденными расходами. Если диаметр ветроколеса составляет 3 м, то при оборотах генератора 400-600 об/мин кончик лопасти достигает скорости 500 км/ч. С учетом того обстоятельства, что в воздухе содержится песок и пыль, этот факт является серьезным испытанием даже для жестких лопастей, которые в условиях стабильной эксплуатации требуют ежегодной замены антикоррозийной пленки, нанесенной на концы лопастей. Если не обновлять антикоррозионную пленку, то жесткая лопасть постепенно начнет терять свои рабочие характеристики.

Лопасти парусного типа требуют замены не раз в год, а непосредственно после возникновения первого серьезного ветра. Поэтому автономное электроснабжение, требующее значительной надежности компонентов системы, не рассматривает применение лопастей парусного типа.



Рисунок 2 – Ветрогенераторы с жесткими и парусными лопастями

Современные ветрогенераторы представляют собой высокотехнологичные изделия, мощность которых составляет от 100 до 6 МВт. ВЭУ инновационных конструкций позволяют экономически эффективно использовать энергию самого слабого ветра – от 2 м/с. При помощи ветрогенераторов сегодня можно с успехом решать задачи по электроснабжению островных или локальных объектов любой мощности.

Американская компания SheerWind, которая специализируется на разработке и производстве ветрогенераторов, представила свой новый продукт под названием INVELOX (рис. 3). Новинка представляет собой ветровую турбину туннельного типа. Продолжительные испытания в полевых условиях продемонстрировали, что турбина может вырабатывать на 600% больше электроэнергии, чем традиционные аналоги. Представители компании заявляют, что этот продукт не только существенно превосходит в плане КПД традиционные ветряки, но и позволяет добиться снижения капитальных затрат на установку системы до \$ 750 за 1 кВт генерирующей мощности.

Конструкция INVELOX позволяет нагнетать воздух в верхнюю часть аэродинамической трубы, которая устанавливается вертикально. Затем воздушные массы направляются через постепенно сужающийся канал, что позволяет естественным образом ускорить поток ветра. Инженеры SheerWind утверждают, что турбина INVELOX может вырабатывать электроэнергию даже при минимальной скорости ветра (от 0.5 м / с).

В отличие от других турбин, новинка может похвастаться минимальным уровнем негативного воздействия на экологию и на животный мир. Кроме того, ветряк INVELOX отличается относительно низкой стоимостью. По словам представителей SheerWind, эксплуатация этого энергоблока вполне может быть прибыльной даже без государственных субсидий. Все эти качества позволяют INVELOX революционизировать

сектор возобновляемой энергетики в самое ближайшее время.

Ультра-эффективные ветряные турбины будущего будут выглядеть совершенно иначе, чем современные 3-х лопастные ветрогенераторы, считает профессор Университет Кью Юдзи Охья.

Охья и его команда недавно представили технологию «Воздушная Линза» (с англ. «WindLens») (рис. 4), которая имеет структуру по типу пчелиных сот. По словам ученых, она может утроить количество энергии, производимой оффшорными турбинами из энергии ветра.

Структура работает по принципу увеличительного стекла, усиливающего солнечные лучи, однако в этом случае линза усиливает поток ветра.

Рисунок 3 – Ветроустановка INVELOX

Конструкция Охьи имеет не слишком много движущихся частей – она представляет собой простой обруч (также известный как «наполненный диффузор»), который «увеличивает» энергию ветра, и турбину, которая приводится в движение ветром, получаемым от обруча. Каждая линза, диаметр которой равен 112 метрам, может обеспечить электрической энергией домашнее хозяйство среднего размера.

По словам Охьи, его «Ветряная Линза» также является более эстетически привлекательной альтернативой традиционным оффшорным турбинам.





Рисунок 4 – Ветроустановки выполненные по технологии «Воздушная Линза»

В настоящее время быт человека во многом зависит от энергоспособности государства и обеспечения электроэнергией населения. Для крупных потребителей электроэнергии существуют АЭС, ТЭЦ, ГЭС, которые обеспечивают многонаселённые пункты, сельское хозяйство и промышленность. Но до сих пор остаются населённые пункты, которые не имеют устойчивого электроснабжения.

Наиболее осязаемая

проблема связана с электроэнергией, так как, чтобы обеспечить электроэнергией район, требуется много времени и денег. Ветроэнергетика же является наиболее эффективным средством для обеспечения малого потребителя, для быта. Локальное расположение установки, простота монтажа конструкции и использования являются явными преимуществами относительно традиционных источников энергии.

Как известно, ветер дует везде. Ветроэнергетическая установка - это универсальный источник энергии. Человеку для повседневной жизни в быту нужно не так уж много электроэнергии. Зачем тратить большие силы, чтобы доставить малое количество энергии, если можно поставить малый источник.

Литература

1. diplomba [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://diplomba.ru/work/131550>, свободный. – Загл. с экрана.
2. electricalschool [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://electricalschool.info/energy/1044-klassy-konstruktivnye-osobennosti-i.html>, свободный. – Загл. с экрана.
3. in-yan-mir.ru [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://in-yan-mir.ru/blog/43096716600/Vetryanaya-turbina-Wind-Lens-mozhet-uvelichit-kolichestvo-proi>, свободный. – Загл. с экрана.
4. livejournal [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://a-forester.livejournal.com/123948.html>, свободный. – Загл. с экрана.
5. newenergy [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://newenergy.com.ua/--/>, свободный. – Загл. с экрана.
6. Википедия [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://ru.wikipedia.org/wiki/>, свободный. – Загл. с экрана

УДК 621.311

РАСЧЕТ РЕЖИМА ЗАМКНУТОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УЗЛОВЫХ УРАВНЕНИЙ

Сазонов П.А., Ёч Э.И.

Научный руководитель - старший преподаватель Мышковец Е.В.

Мы включаем свет, наши компьютеры, наблюдаем по телевидению, как летят в космос корабли, все это было бы невозможным без электричества. Современный мир завязан на электроэнергии, а ее производство и доставка к потребителям невозможна без многочисленных расчётов. Результаты электрических расчетов могут использоваться для выбора необходимых средств регулирования напряжения, оценки потерь мощности и электроэнергии, выбора мероприятий по их снижению и другое.

Нами были разработаны программы в математическом пакете Mathcad, нацеленные на исследование и расчет режима замкнутой электрической сети методом обращенных узловых напряжений с использованием итерационного метода определения неизвестных. Принцип ввода и получения расчётных данных по исследуемой сети схож с аналогичными действиями в программе RASTRWin. Работа полученной нами программы предельно проста: вводим и сортируем исходные данные, рассчитываем необходимые матрицы коэффициентов, которые будут характеризовать сопротивления и проводимости ветвей, рассчитываем уравнения, определяем потокораспределение. Мы стремились добиться максимально точных результатов расчетов. Для проверки их достоверности, сравнивали с результатами расчетов промышленной программы RASTRWin.

$$\text{Vetvil} = \begin{pmatrix} 1 & 2 & 4.5 & 38.76 & -415.2 & -4.32 & 229.295 - 37.553i & 226.904 + 0.024i \\ 1 & 4 & 3.375 & 29.07 & -311.4 & -3.24 & 277.303 - 35.234i & 274.87 - 12.545i \\ 2 & 3 & 3.375 & 29.07 & -311.4 & -3.24 & -46.487 - 13.327i & -46.961 + 26.124i \\ 2 & 4 & 7.2 & 39.72 & -405.6 & -4.32 & 20.635 - 28.074i & 20.057 + 23.852i \\ 3 & 4 & 7.2 & 39.72 & -405.6 & -4.32 & -53.513 - 16.673i & -54.235 + 34.471i \end{pmatrix}$$

Рисунок 1. Результаты расчета потокораспределения разработанной программы

N_нач	N_кон	R	X	B	G	P_нач	Q_нач	P_кон	Q_кон
1	2	4,50	38,76	-415,2	4,3	-229	37	-227	0
2	3	3,38	29,07	-311,4	3,2	-47	26	-46	-13
2	4	7,20	39,72	-405,6	4,3	20	24	21	-28
3	4	7,20	39,72	-405,6	4,3	54	17	54	-34
1	4	3,38	29,07	-311,4	3,2	-277	35	-275	12

Рисунок 2. Результаты расчета потокораспределения в RASTRWin

Скорость сходимости итерационного процесса один из важнейших показателей в работе программ расчета режимов. Мы провели исследование сходимости нашей программы и программы RASTRWin для произвольной схемы, изменяя следующие параметры режима: увеличивали нагрузку во всех узлах схемы и уменьшали напряжение в балансирующем узле. Показателем скорости сходимости будет количество требуемых итераций для достижения заданной точности расчетов.

Таблица 1. Результаты сходимости при увеличении нагрузки в узлах.

Обращённые узловые уравнения напряжений решённые методом простой итерации (исследуемый метод)		Узловые уравнения напряжений решённые методом Ньютона (RastrWin3)	
Степень утяжеления	Количество итераций	Степень утяжеления	Количество итераций
1	4	1	1
2	7	2	1
3	9	3	2
4	13	4	2
5	29	5	3
6	Режим разошелся	6	Режим разошелся

Таблица 2. Результаты сходимости при увеличении нагрузки в узлах.

Обращённые узловые уравнения напряжений решённые методом простой итерации (исследуемый метод)		Узловые уравнения напряжений решённые методом Ньютона (RastrWin3)	
Напряжение в балансирующем узле	Количество итераций	Напряжение в балансирующем узле	Количество итераций
359	4	359	1
300	6	300	1
250	7	250	2
200	10	200	2
150	Режим разошелся	150	Режим разошелся

Плюсы рассмотренного метода: полученные уравнения имеют простое и понятное представление, благодаря этому расчет методом узловых уравнений легко запрограммировать. К недостаткам можно отнести сходимость данного метода, особенно при расчетах утяжеленных режимов, на вычисление которых может потребоваться до нескольких десятков итераций, для достижения требуемой точности расчета. При расчете объемной схемы это может сказаться на точности расчетов и потребовать значительных вычислительных мощностей.

Литература

1. Электрические системы и сети: Учебник/ Поспелов Г.Е., Федин В.Т., Лычёв П.В. – Мн.: УП «Технопринт», 2004. – 720 с.
2. Шиманская Т. А. Методическое пособие по выполнению курсовой работы по дисциплине «Математические модели в энергетике» для студентов специальности 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети». – Мн.: БНТУ, 2010.

УДК 621.315

РАСЧЕТ НАДЕЖНОСТИ ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ТЭЦ

Шубенок Д. И.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

Распределительные устройства генераторного напряжения (ГРУ) теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) выполняются, как правило, с одной системой сборных шин.

Ранее при проектировании ТЭЦ особенно при большом числе присоединений генераторного напряжения, широко использовали схему с двумя системами сборных шин.

Блочная часть ТЭЦ выполняется аналогично схемам КЭС. Такое решение является единственным для электростанций с блоками мощностью более 100 МВт.

Проведем исследование надежности схемы ТЭЦ с помощью программы “ТОPAS”.

Пакет прикладных программ “ТОPAS” позволяет проводить анализ надежности главных схем электрических соединений, включающих в себя распределительные устройства любого класса напряжения, генераторные присоединения, высоковольтные линии электропередачи, присоединения резервных трансформаторов собственных нужд и трансформаторы связи между ними.

Данная программа предназначена для вычисления частот и длительностей возможных аварийных режимов схемы, сопровождающимся отключением от сети генераторов, воздушных линий, трансформаторов связей и др.

Функциональная модель расчета установившихся режимов генерации мощности учитывает пропускные способности трансформаторов и автотрансформаторов, воздушных линий связи с системой (по критерию запаса статической устойчивости работы генераторов).

Вычисление логических показателей надежности главной схемы осуществляется на основе определения количества комбинаций событий (конъюнкций) $C(k)$, приводящих к отказу ее функционирования k -го вида [1, с.59]

$$C(k) = \sum_i \sum_j \sum_s L(i, j, s, k), \quad (1)$$

где $L(i, j, s, k)$ – логическая функция, принимающая значение 0 или 1.

Вычисление частот отказов функционирования k -го вида $\lambda(k)$ и длительности аварийного восстановления $T(k)$ в общем случае осуществляется по выражениям [4, с.59]

$$\lambda(k) = \sum_i \sum_j q(j) \lambda(i) Q(s/i) L(k); \quad (2)$$

$$T(k) = \frac{1}{\lambda(k)} \sum_i \sum_j q(j) \lambda(i) \min \left\{ \frac{t(j)}{2}; t(i); t_{\text{оп}} \right\} Q(s/i) L(k), \quad (3)$$

где $q(j)$ – относительная длительность j -го ремонтного режима, о.е; $\lambda(i)$ – частота повреждения i -го элементы схемы; 1,год; $t(i)$ – длительность послеаварийного восстановления i -го элемента схемы, ч; $t(j)$ – длительность j -го ремонтного режима работы схемы; $t_{\text{оп}}$ – время оперативных переключений, ч; $Q(s/i)$ – вероятность отказа в срабатывании релейной защиты или коммутационного аппарата.

Коэффициент неготовности потребителей K_n вычисляется по выражению [1, с. 73]

$$K_n = \frac{T(k) \lambda}{8760} \quad (4)$$

Эффективный способ описания схем электрических соединений достигается при использовании коммутационного графа, ветвями которого являются коммутационные аппараты различных типов, а узлами – остальные связываемые ими элементы схемы. Достоинство главного графа состоит в том, что он обеспечивает необходимую точность топологической модели, простоту описания состояния схемы и возможность перехода к любому другому графу в конкретных задачах исследования схем.

Для демонстрации работы программы приведем пример расчета ТЭЦ с установленной мощностью 730 МВт с тремя классами напряжения (рисунок 1). Данная электрическая схема имеет 4 генератора Г1, Г2 мощностью по 200 МВт, подключенные к блочным трансформаторам Т1, Т2 по 200 МВА, которые в свою очередь через ошиновку соответственно подключены к выключателям и Г3, Г4 мощностью по 165 МВт, подключенные к шинам 10 кВ, которые связывает секционный выключатель. Распределительное устройство 110 кВ имеет двойную секцию шин с обходной, к которой присоединены 9 линий, пускорезервный трансформатор собственных нужд, два трехобмоточных трансформатора связи два блочных трансформатора. От Т3 и Т4 запитываются шины 10 кВ и шины 35 кВ, имеющие схему мостика и две отходящих линии по 50 км.

После введения всех необходимых данных и их расчета в программе, появляется файл с соответствующими результатами (ниже будет приведена лишь основная часть):

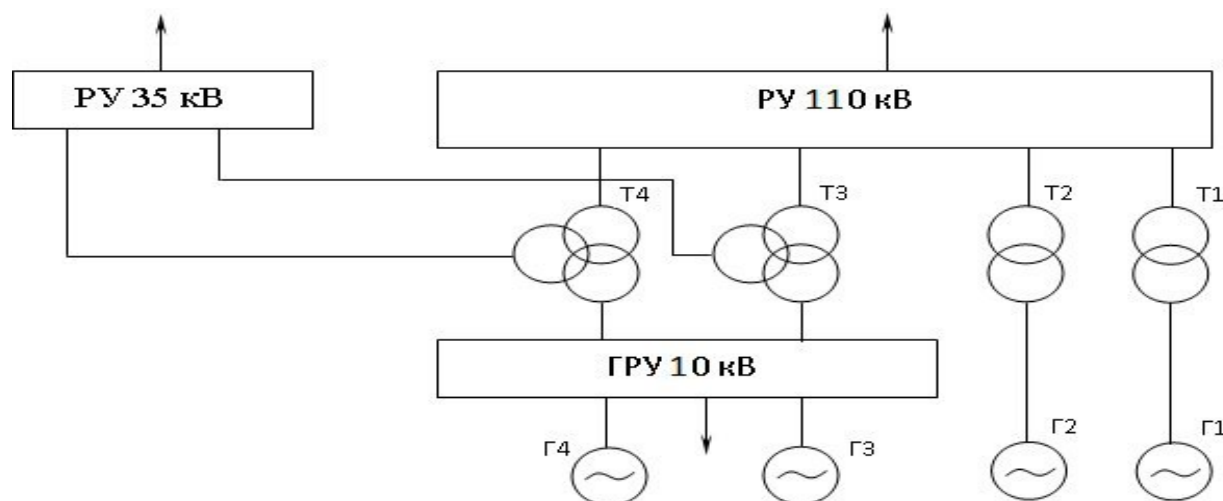


Рисунок 1 Главная схема электрических соединений ТЭЦ

Таблица 1 Результаты анализа надёжности

Код аварии	Суммарная частота, 1/год	Среднее время восст., ч
2Г 9Л	2,01	45,41
4Г 11Л	0,0199	4,85

Примечание: В укрупненных кодах запись 2Г означает потерю любых двух генераторов, запись 2Г 9Л – отключение одновременно двух любых генераторов и девяти воздушных линий.

Посчитаем K_H для двух вариантов (выделенные коды аварии):

5. Отключены 2Г 9Л

$$K_H = \frac{T(k)\lambda}{8760} = \frac{45,41 \cdot 2,01}{8760} = 0,01$$

6. Отключены 4Г 11Л

$$K_n = \frac{T(k)\lambda}{8760} = \frac{4,85 \cdot 0,0199}{8760} = 0,000011$$

Исходя из полученных результатов можно сказать, что полное погашение ТЭЦ является маловероятным событием.

Литература

1. Балаков Ю.Н. Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В. Проектирование схем электроустановок: Учебное пособие для вузов. – 2-е изд. – М.: Издательский дом МЭИ, 2006. 288 с.
2. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. редактор А.И. Попов). – 9-е изд. – М.: Издательство МЭИ, 2004. – 964 с.

УДК 621.311

НАВЕДЕННЫЕ ЭЛЕКТРОСТАТИЧЕСКИЕ И ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ НА ГРОЗОЗАЩИТНЫХ ТРОСАХ

Савицкий Н.С.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Короткевич М.А.

Грозозащитные тросы являются наиболее широко распространенным средством защиты воздушных линий напряжением 35 кВ и выше от прямых ударов молнии. Однако и по сей день ведутся споры об эффективности их применения на линиях электропередачи. В данной работе рассмотрены основные параметры грозозащитных тросов и особенности их эксплуатации, а также сделана попытка оценки эффективности применения тросов на воздушных линиях в условиях Республики Беларусь.

При проектировании ВЛ большое внимание следует уделять правильному выбору площади поперечного сечения грозозащитных тросов. Правильно выбранный трос не оборвется при сложных погодных условиях и не приведет к замыканию линии и другим неблагоприятным последствиям. Критерием выбора поперечного сечения тросов является обеспечение механической прочности троса при определенных нагрузках.

При расчете грозозащитного троса на механическую прочность можно пользоваться методом допускаемых напряжений. По этому методу вначале определяется напряжение σ_T в материале троса в грозовом режиме (температура +15°C, скорость ветра 10 м/с и отсутствие гололеда), при котором еще соблюдается допустимое расстояние $h_{пт}$ между тросом и проводом в середине пролета. σ_T определяется по следующему выражению:

$$\sigma_T = \frac{\gamma_T}{\frac{\gamma_{п}}{\sigma_{п}} + \frac{8(\Delta h - h_{пт})}{l^2}}; \quad (1)$$

где γ_T – удельная механическая нагрузка от действия собственного веса троса и горизонтальной нагрузки от давления ветра со скоростью 10 м/с на трос без гололеда; $\gamma_{п}$ – удельная механическая нагрузка от действия собственного веса провода и горизонтальной нагрузки от давления ветра со скоростью 10 м/с на провод без гололеда; $\sigma_{п}$ – напряжение в материале провода в грозовом режиме; Δh – разность высот точек подвеса провода и троса на опоре; l – длина пролета.

По приведенному выше выражению с учетом этих требований находят значение σ_T , после чего определяется напряжение в материале троса в грозовом режиме при трех различных режимах: минимальных температур, среднегодовых нагрузок и максимальных температур.

Допустимые токи КЗ по условиям термической стойкости определяются по выражению:

$$I_{доп} = \frac{(F_T \sqrt{A_T - A_0}) \cdot 10^{-3}}{\sqrt{t}} = \frac{72,8 F_T \cdot 10^{-3}}{\sqrt{t}}; \quad (2)$$

где F_T – площадь поперечного сечения троса, мм²; A_T – величина, зависящая от температуры троса после короткого замыкания (при $\tau=400$ °C $A_T = 0,6 \cdot 10^4 A^2 \cdot \text{с/мм}^2$); A_0 – величина, зависящая от температуры троса до короткого замыкания (при $\tau=25$ °C $A_0 = 0,07 \cdot 10^4 A^2 \cdot \text{с/мм}^2$); t – продолжительность действия тока короткого замыкания, с.

Крепление троса к металлическим и железобетонным промежуточным опорам линий 35—110 кВ осуществляется без изоляции троса. На линиях 220 кВ и выше на промежуточных и анкерных опорах и на анкерных металлических и железобетонных опорах

линий 35—110 кВ трос крепится через изолятор, при этом он присоединяется к устройству заземления наглухо или через искровой промежуток.

Для расчета токов короткого замыкания, протекающих через грозозащитный трос, а также для определения потерь энергии в тросе, необходимо составить комплексную схему замещения троса. Параметры этой схемы замещения и соотношения для их определения рассмотрим ниже.

Активное сопротивление участка троса длиной l определяется аналогично сопротивлению провода по выражению:

$$r_T = r_{0T} \cdot l; \quad (3)$$

где r_{0T} – удельное активное сопротивление троса.

Удельное индуктивное сопротивление троса зависит от количества тросов, подвешенных на опоре, а также от материала, из которого они изготовлены. При этом определяется сопротивление петли, образованной тросами и землей.

Для одиночного стального троса выражение для определения x_{0T} имеет вид:

$$x_{0T} = 0,145 l g \frac{D_3}{R_T} + x_{0BH} \text{ [Ом/км]}; \quad (4)$$

где D_3 – глубина возврата тока в земле (для Республики Беларусь можно принять 1000 м); R_T – внешний радиус троса, 10^{-3} м; x_{0BH} – внутреннее индуктивное сопротивление троса, зависящее от проходящего по нему тока.

Если применяется одиночный сталеалюминиевый трос:

$$x_{0T} = 0,145 l g \frac{D_3}{R_{T.э.}} + 0,016 \text{ [Ом/км]}; \quad (5)$$

где $R_{T.э.}$ – эквивалентный радиус сталеалюминиевого троса.

Под действием электромагнитного поля фазных проводов на грозозащитных тросах возникают наведенные напряжения, которые можно условно разделить на две составляющие – электростатическую и электромагнитную.

Напряжения фазных проводов (U_A, U_B, U_C) и наведенные напряжения на одном (U_{T1}) или двух (U_{T1}, U_{T2}) тросах связаны системой уравнений Максвелла:

$$\begin{cases} U_A = \alpha_{11} q_A + \alpha_{12} q_B + \alpha_{13} q_C; \\ U_B = \alpha_{21} q_A + \alpha_{22} q_B + \alpha_{23} q_C; \\ U_C = \alpha_{31} q_A + \alpha_{32} q_B + \alpha_{33} q_C; \\ U_{T1} = \alpha_{1T1} q_A + \alpha_{2T1} q_B + \alpha_{3T1} q_C; \\ U_{T2} = \alpha_{1T2} q_A + \alpha_{2T2} q_B + \alpha_{3T2} q_C, \end{cases} \quad (6)$$

где α_{ij} – потенциальные коэффициенты;

q_A, q_B, q_C – заряды фазных проводов.

Расчеты, произведенные по формуле (1.6) дали следующие значения наведенных напряжений: для линий 35 кВ – 5,1-6,5 кВ; для линий 110 кВ – 12,3-14,5 кВ; для линий 220 кВ – 22,6-34,5 кВ; для линий 330 кВ – 24,9-43,7 кВ; для линий 750 кВ – 75,1 кВ.

Наведенные электромагнитные напряжения зависят от протекающего по фазным проводам тока и определяются как:

$$E_T = j0,145 \sum_{i=1}^3 I_i l g \frac{D_3}{D_{iT}} \text{ [В/км]}, \quad (7)$$

где I_i – сила тока в проводе i -й фазы линии, А ($i = 1, 2, 3$); D_{iT} – расстояние между проводом i -й фазы и тросом, м; D_3 – эквивалентная глубина прохождения обратного тока в земле (для территории Республики Беларусь может быть принята 1000 м).

Значения E_T лежат в пределах: 0,039 I_l -0,054 I_l для линий 110 кВ; 0,026 I_l -0,046 I_l для линий 220 кВ; 0,034 I_l -0,041 I_l для линий 330 кВ; 0,020 I_l -0,034 I_l для линий 750 кВ.

В грозозащитном тросе имеют место потери электрической энергии, которые вызывают его нагрев. Сильный нагрев троса может привести к нарушению допустимого габарита между тросом и фазными проводами и вызвать возникновение аварийной ситуации. В связи с этим необходимо обращать внимание на потери мощности в грозозащитных тросах еще на этапе проектирования, особенно при сильной загруженности линий.

Потери электрической энергии ΔW_T в грозозащитных тросах можно приближенно определить как:

$$\Delta W_T = \Delta P_T l_\tau \tau; \quad (8)$$

где ΔP_T – потери активной мощности в тросе, приходящиеся на 1 км длины, кВт/км; l_τ – длина линии; τ – время потерь, ч (определяется из графика нагрузки линии).

Значения потерь электроэнергии в тросах сильно зависят от нагрузки линии и изменяются в пределах: 0,013-0,22 кВт/км для линий 35 кВ; 0,013-0,31 кВт/км для линий 110 кВ; 0,04-0,75 кВт/км для линий 220 кВ; 0,054-0,78 кВт/км для линий 330 кВ.

В настоящий момент тросы широко используются для организации каналов связи с помощью оптического кабеля. Оптические кабели могут быть встроенными в грозозащитный трос или же навиваться на него. Последние имеют существенный недостаток – в зимнее время они увеличивают гололедную нагрузку на грозозащитный трос, причем на тросах малого сечения (ТК8; ТК9,1) это увеличение составляет порядка 38-67%.

Далее была произведена оценка надежности линий, оснащенных грозозащитными тросами и без них в условиях Республики Беларусь. Для этого было определено число грозовых отключений по формулам:

для линий с тросами

$$n = n_1 + n_2 + n_3; \quad (9)$$

где n_1 – число отключений линии при прорыве молнии через тросовую защиту на провод и последующих перекрытиях изоляции с провода на опору; n_2 – количество отключений при ударах молнии в опору и перекрытиях изоляции с опоры на провод; n_3 – число отключений при ударе молнии в трос в середине пролета.

для линий без тросов

$$n_{б.т} = n'_1 + n_2 + n_4; \quad (10)$$

где n'_1 – количество отключений линии при прямых ударах молнии в провод и перекрытии изоляции с провода на опору; n_4 – количество отключений вследствие индуктированных перенапряжений и перекрытия изоляции с провода на опору (учитывается для линий напряжением до 35 кВ).

При сравнении полученных значений оказалось, что число отключений для линий без тросов превышает аналогичный показатель для линий 110 кВ – в 1,73-1,93 раза; для линий 220 кВ – в 1,36-1,73 раза; для линий 330 кВ – в 1,24-1,61 раза.

На основе метода многоцелевой оптимизации было произведено сравнение целесообразности сооружения линий с грозозащитными тросами и без них.

Таблица 1- Значения критерия оптимизации E

Значения ε варианта	Критерий оптимизации E для линий напряжением, кВ					
	110		220		330	
	с тросом	без троса	с тросом	без троса	с тросом	без троса
$\varepsilon_1=\varepsilon_2=\varepsilon_3$ (все цели равнозначны)	0,90	0,97	0,90	0,98	0,95	0,98
$\varepsilon_1=0,6$ $\varepsilon_2=0,2$ $\varepsilon_3=0,2$ (предпочтительнее минимум затрат)	0,82	0,98	0,82	0,99	0,91	0,99
$\varepsilon_1=0,6$ $\varepsilon_2=0,2$ $\varepsilon_3=0,2$ (предпочтительнее максимум надежности)	0,94	0,98	0,94	0,99	0,97	0,99
$\varepsilon_1=0,6$ $\varepsilon_2=0,2$ $\varepsilon_3=0,2$ (предпочтительнее сохранение коммутационного ресурса)	0,66	0,55	0,66	0,56	0,63	0,57

Как видно из таблицы 1, очень значительную роль в выборе окончательного варианта играет то, какой цели мы хотим достичь прежде всего. При равноценности всех вышеперечисленных целей линии 110...220 кВ предпочтительнее делать без грозозащитного троса, в то же время для линий 330 кВ практически не имеет значения наличие или отсутствие грозозащитного троса. При первоочередности минимума капитальных затрат, конечно же, будет лучшим вариант сооружения линий без тросов, однако, опять же, на линиях 330 кВ преимущество не так очевидно. Линии с грозозащитными тросами могут быть более предпочтительны для обеспечения максимума надежности или сохранения коммутационного ресурса выключателей.

Литература

1. Короткевич, М. А. Монтаж электрических сетей/ М.А. Короткевич.– Минск: Вышэйшая школа, 2012.–512с.
2. Короткевич, М. А. Проектирование линий электропередачи. Механическая часть/ М.А. Короткевич.– Минск: Вышэйшая школа, 2010.–574с.
3. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения/ Под ред. И. А. Баумштейна, С. А. Бажанова. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 768 с.

УДК 621.311

ЭФФЕКТИВНОСТЬ СООРУЖЕНИЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НА ОПОРАХ ИЗ МНОГОГРАННЫХ ГНУТЫХ СТОЕК

Шлепикова А.Н.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Короткевич М.А.

На протяжении последних лет в электросетевом строительстве стран СНГ всё чаще стали применять опоры линий электропередачи из многогранных гнутых стоек (МГС). Такие стойки используются в цепях всех классов напряжений в качестве промежуточных и анкерных опор, порталов распределительных устройств и т.п.

Рассмотрено конструктивное устройство и общая технологическая цепочка производства многогранных гнутых стоек. Приводятся важные положительные стороны конструкций на основе МГС, а также их конструкционные, монтажные и эксплуатационные недостатки.

Проведен расчет основных параметров механической части воздушной линии электропередачи, определены удельные нагрузки на фазные провода и тросы, рассчитаны вертикальные и горизонтальные нагрузки, воздействующие на промежуточные и анкерные опоры в нормальном и аварийных (обрыв провода или троса) режимах.

Проведена проверка многогранного профиля на прочность, общую и местную устойчивость. Стойка рассматривается как стержень кусочно-постоянного сечения, состоящий из пяти участков.

Выполнена расстановка металлических опор и опор из многогранных гнутых стоек по профилю трассы. Применение МГС позволило на 16% снизить суммарный вес опор по сравнению с традиционным вариантом из решетчатых опор.

Для оценки целесообразности применения опор из гнутых стоек по сравнению с решетчатыми металлическими выполняется многоцелевая оптимизация. В качестве локальных критериев рассмотрены следующие параметры: минимум приведенных затрат, максимум удобства монтажа проводов и установки опор, максимум надежности, максимум безопасности обслуживания.

Проведено технико-экономическое сравнение промежуточных опор воздушной линии напряжением 110 кВ с опорами решетчатого исполнения и с многогранными гнутыми стойками. Применение опор из МГС позволяет снизить стоимость строительства линии на 15%, вследствие чего снижается себестоимость передачи электроэнергии. Срок строительства линии на опорах из МГС уменьшается в 4 раза.

Литература

1. Короткевич, М.А. Монтаж электрических сетей: учебное пособие / М.А. Короткевич. – Минск: Выш. шк., 2012. – 512с.: ил.
2. Короткевич, М.А. Проектирование линий электропередачи. Механическая часть: учебное пособие / М.А. Короткевич. – Минск: Выш. шк., 2010. – 574 с.: ил.

УДК 621.311

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НАГРУЗКИ ЭЛЕКТРОМОБИЛЕЙ НА РЕЖИМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ Г.МИНСКА.

Мосевич С.О.

Научный руководитель – к.т.н., доцент, Фадеева Г.А.

Ввод атомной электростанции приведет к большому избытку мощности в энергосистеме Беларуси, особенно в ночной минимум. Одним из видов электрической нагрузки, способствующей выравниванию графика нагрузки энергосистемы, могут служить станции для зарядки аккумуляторов электромобилей.

В настоящее время наблюдается увеличение распространения электромобилей во многих странах мира, среди которых лидируют Норвегия, Нидерланды, США, Китай, Гонконг, Швеция, Исландия.

Проблема, сдерживающая широкое распространение электромобилей, заключается в их высокой стоимости по сравнению с автомобилями с двигателем внутреннего сгорания за счет стоимости аккумуляторных батарей. Сравняться цены смогут не ранее, чем через 5 лет. За это время снизится стоимость производства аккумуляторных батарей, а развивающиеся технологии помогут увеличить их ресурс и емкость. Запас хода современных моделей электромобилей превышает 300 км на одном заряде.

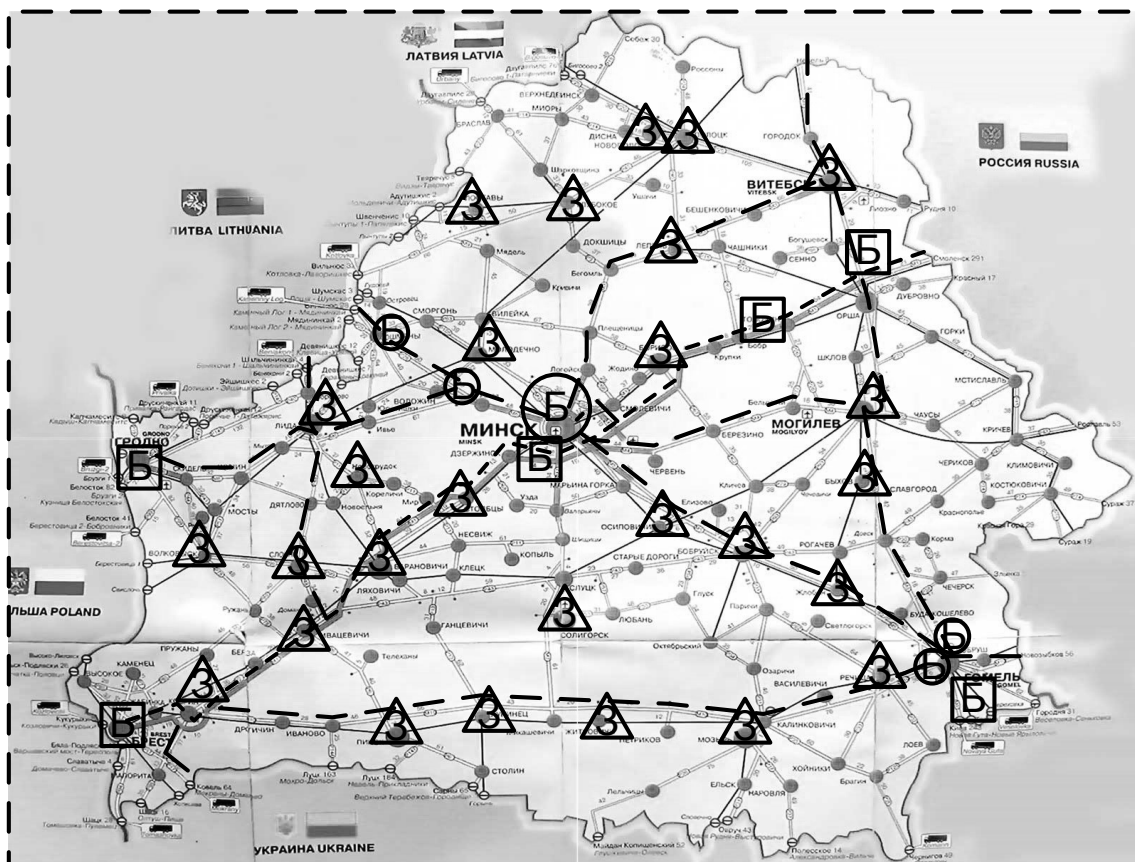
Нормальная зарядка аккумуляторной батареи осуществляется от бытовой электрической сети мощностью 3-3,5 кВт, и предполагает установку на электромобиле специального зарядного устройства, продолжительность полной зарядки батареи составляет 8 часов. Ускоренная зарядка аккумуляторной батареи производится на специальных станциях мощностью до 150 кВт, продолжительность зарядки до 80% емкости батареи составляет 30 минут.

Для Беларуси актуальная проблема распространения электромобилей – отсутствие зарядных станций, однако эта проблема решается. В 2016 году откроется 6 зарядных установок, большинство которых будут расположены на трассе М-1. Компания Беларуснефть планирует строительство 35 скоростных зарядных станций на своих автозаправочных станциях (АЗС) до 2020 года. На рисунке 1 представлена схема с планируемыми зарядными станциями на АЗС «Беларуснефть». На начальном этапе следует заинтересовать владельцев заправочных сетей участвовать в развитии инфраструктуры для электромобилей. Дальнейший этап развития будет заключаться в установке зарядных станций во дворах жилых домов. При этом следует уже сейчас внести в проекты строительства жилых комплексов установки для зарядки электромобилей. Причем в жилых кварталах следует устанавливать розетки на 16А, на которые будет подаваться напряжение лишь в часы снижения электрической нагрузки энергосистемы. Это позволит плавно набирать нагрузку и растягивать режим зарядки на все время ночного минимума. При необходимости скоростной зарядки владельцам электромобилей можно будет отправиться на АЗС.

В ходе проведенных исследований было выявлено, что электрические сети г.Минска и силовое оборудование подстанций смогут нести дополнительную нагрузку станций для зарядки аккумуляторов электромобилей без замены оборудования. Лишь Фрунзенский район Минска может создать серьезную нагрузку на действующую систему электроснабжения. Оборудование остальных районов слабо загружено и выбрано с большим запасом по пропускной способности. В таблице 1 приведено количество парковочных мест, которые могут быть оборудованы зарядными станциями при соотношении 1 место на 6 человек, и создаваемая нагрузка при 3.5 кВт на место.

За основу для расчетов было взято количество обустроенных парковочных мест и население районов г. Минска. Расчеты велись для сетей напряжением 110 кВ. При широком распространении электромобилей понадобится более точный и тщательный анализ

пропускной способности для электрооборудования 10/0.4кВ, т.к. его загрузка может быть крайне неравномерна в зависимости от района города. Наиболее загруженными должны оказаться преимущественно жилые районы с более обеспеченным населением и большим количеством мест для парковки.



ⓑ - действующие зарядные станции

ⓑ зарядные станции, планируемые в запуску в 2016 году

⚡ зарядные станции, планируемые к запуску до 2020 года

Рисунок 1 - схема с планируемыми зарядными станциями на автозаправочных станциях «Беларуснефть»

В ходе исследования также было замечено, что при зарядке электромобилей по единому тарифу для населения, выработка энергии может быть убыточной из-за субсидирования тарифов на электроэнергию для населения. Но с вводом АЭС, возможно, себестоимость производства электроэнергии снизится, тогда не будет необходимости увеличивать тариф для получения выгоды от ее выработки.

Использование электромобилей для ликвидации избытка электроэнергии и выравнивания графика нагрузки – наиболее логичный способ, в отличие от использования электрокотлов при наличии ТЭЦ, замены газовых плит на электрические, которые не будут нагружать сеть в часы минимума нагрузки. Но из-за низких доходов населения скорого распространения электромобилей в стране ждать не стоит.

Многие развитые страны дают материальную поддержку и льготы для людей, желающих купить электромобиль. В нашей стране ничего подобного нет, электромобиль облагается таможенными пошлинами и платежами, которые значительно увеличивают его стоимость. Этот вопрос можно решить лишь на уровне правительства.

Таблица 1– Количество парковочных мест и электрическая нагрузка

Район г. Минска	Население района, чел	Кол-во парковочных мест, шт	Создаваемая электрическая нагрузка, МВт
Заводской	236826	39 471	138
Ленинский	217130	36 188	127
Московский	284531	47 422	166
Октябрьский	157511	26 252	92
Партизанский	97697	16 283	57
Первомайский	221921	36 987	129
Советский	161572	26 929	94
Фрунзенский	451809	75 302	264
Центральный	109283	18 214	64
Сумма	1938280	323 047	1131

Стоит рассмотреть возможность не просто покупки электромобилей за рубежом, а организовать производство совместно с Китайской Народной Республикой, которая выбивается в лидеры по производству электромобилей и будет заинтересована в расширении рынка сбыта. Беларусь может стать сборочным цехом электромобилей для Европы и России, это положительно отразится на ее экономике.

Есть такое мнение, что в будущем нам не нужны будут личные автомобили, которыми мы пользуемся в среднем час в день. Их заменят электромобили напрокат с автопилотом. Эти машины можно будет заказать через приложение на смартфоне, они сами будут подъезжать к дому, можно будет создавать совместные поездки при следовании по схожему маршруту совершенно с разными людьми. Это будет значительно дешевле, чем содержать свой личный электромобиль и позволит использовать транспорт более рационально. А для энергетики это будет дополнительной прибылью от реализации электроэнергии.

Литература

1. "Электромобиль: техника и экономика", В. А. Щегина, Ю. Я. Морговский, Б. И. Центер, В. А. Богомазов, Ленинград, 1987г., Машиностроение

УДК 621.311

УЧЁТ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ПЕРЕМЕННЫХ ПРИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ ЭНЕРГОСИСТЕМ ПО НАПРЯЖЕНИЮ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Печко А.С.

Научный руководитель - к.т.н, доцент Прокопенко В.Г.

Известно, что задача оптимизации режимов энергосистем по напряжению и реактивной мощности является весьма эффективным мероприятием по улучшению технико-экономических показателей работы электрических сетей. Она не связана с дополнительными капитальными затратами и относится к числу первоочередных, решаемых в энергосистемах.

Известные алгоритмы решения данной задачи формулируют её как

$$\min [\Delta P(K, Q) / K, Q \in R],$$

где ΔP суммарные потери активной мощности в расчетной схеме сети; K, Q – векторы независимых переменных: коэффициентов трансформации автотрансформаторов связи и реактивных мощностей источников; R – область допустимых решений, ограниченная равенствами и неравенствами технических ограничений[1].

Основным режимным ограничением являются величины напряжений узлов расчетной схемы сети.

Для решения данной задачи применяется ряд оптимизационных методов, учитывающих дискретность и непрерывность изменения переменных. Алгоритмы предусматривают поочерёдное изменение векторов переменных, например, первым изменяется вектор K , а вторым – вектор Q или наоборот. В обоих случаях задача как-то решается: потери снижаются, но на разную величину и при этом напряжение в ряде узлов схемы сети достигают допустимых пределов.

Для более точного решения задачи разработан алгоритм на основе использования пошагового метода оптимизации с анализом предыстории[2].

Оптимизационный расчет выполняется в следующем порядке:

А) по результатам пошаговых сравнительных расчетов режимов сети выбирается коэффициент трансформации, который в наибольшей степени уменьшает величину потерь мощности в сети и при этом рассчитывается суммарное изменение напряжений узлов схемы сети соответственно между исходным режимом и режимом при коэффициенте трансформации трансформатора, который дал наибольшее снижение потерь мощности;

Б) по результатам пошаговых сравнительных расчетов режимов сети выбирается источник реактивной мощности, который в наибольшей степени уменьшает величину потерь мощности в схеме сети при условии, что изменение мощности его приводит к суммарному изменению напряжений узлов схемы сети, равному по величине от изменения коэффициента трансформации, выбранного на предыдущем этапе расчёта;

В) сравниваются два решения и выбирается оптимальное и далее оптимизационный расчет повторяется.

Приведем пример реализации данного метода на замкнутой электрической сети со следующими параметрами: номинальные напряжения 330, 220 и 110 кВ, число узлов-25, суммарная протяженность линий-1549 км, суммарная нагрузка потребителей- $837+j498$ МВА, генерация реактивной мощности в 3 узлах - $100+j(0\div100)$, $50+j(0\div100)$, $+j(0\div50)$, количество автотрансформаторов-5. Проведём анализ каждого шага.

Расчет режимов сети производим с помощью известной программы «RASTR».

Суммарные потери активной мощности в сети в исходном режиме составляют 24.59 МВт.

1-ый шаг оптимизации.

Таблица 1 Результаты расчётов по выбору оптимального коэффициента трансформации

№ трансформатора	1	2	3	4	5
Значения K_t в исходном режиме	0,733	0,733	0,526	0,526	0,526
Значения K_t после оптимизации на ступень регулирования	0,735	0,735	0,536	0,536	0,536
Снижение потерь мощности относительно исходного значения, МВт	0,05	0,1	0,06	0,07	0,12

Как видно из таблицы 1 к наибольшему снижению потерь мощности привел трансформатор 5 с коэффициентом трансформации 0,536 и снижением потерь мощности-0,12 МВт, при этом суммарные изменения напряжений составили-14,74 кВ.

Таблица 2. Результаты расчета по выбору оптимальной реактивной мощности источника.

№ узла	1	2	3
Исходные значения реактивной мощности источника, Мвар	25	25	50
Значения реактивной мощности источника после оптимизации на первом шаге, Мвар	32.9	33	57
Снижение потерь мощности, МВт	0,43	0,32	0,23

Как видно из таблицы 2 к наибольшему снижению потерь мощности привел источник реактивной мощности в узле 1 с Q-32.9 Мвар и снижением потерь мощности-0,43 МВт, при этом суммарные изменения напряжений составили 14,5 кВ.

При расчете принималось, что разность изменения суммарных значений напряжений при выборе оптимального коэффициента трансформации трансформатора и при выборе оптимального значения генерируемой реактивной мощности в узле не превышал 1%.

В конце первого шага наблюдаем, что изменение реактивной мощности источника в узле 1 дает больший эффект снижения потерь нежели оптимально выбранный коэффициент трансформации трансформатора. На основании анализа расчетов 1-ого шага оптимизации вносим в рассчитанную схему электрической сети новое значение реактивной мощности в узле 1, переходим на второй шаг оптимизации и повторяем расчет.

На втором и третьем шаге при однотипности реализуемых операций оптимизации коэффициентов трансформации и источников реактивной мощности наблюдаем схожую ситуацию. Источник реактивной мощности в узле 1 дал больше значение снижения потерь мощности, чем оптимально выбранный коэффициент трансформации на данном шаге.

Результаты последующих оптимизационных расчетов представим в таблице 3 и таблице 4.

Таблица 3. Результаты расчетов оптимального коэффициента трансформации и оптимального узла с источником реактивной мощности 2 и 3 шага оптимизации.

№ шага	2		3	
№ оптимального трансформатора/источника	5	1	5	1
Значения K_t/Q после оптимизации, о.е./Мвар	0,536	40	0,536	48
Снижение потерь мощности относительно исходного режима, МВт	0,16	0,41	0,18	0,4
Суммарные изменения напряжений, кВ	14,82	14,71	14,83	14,91
Новое значение переменной, о.е./Мвар	40 Мвар		48 Мвар	

На четвёртом шаге наблюдаем схожую ситуацию в которой больший эффект снижения потерь активной мощности дал источник реактивной мощности.

Таблица 4. Результаты расчетов оптимального коэффициента трансформации и оптимального узла с источником реактивной мощности 4 шага оптимизации.

№ шага	4	
№ оптимального трансформатора/источника	5	1
Значения K_t/Q после оптимизации, о.е./Мвар	0,536	56,3
Снижение потерь мощности, МВт	0,15	0,38
Суммарные изменения напряжений, кВ	14,82	14,85
Новое значение переменной, о.е./Мвар	56,3 Мвар	

Оптимизационный расчет закончим после 4-ого оптимизационного шага, поскольку на последующих шагах напряжения в некоторых узлах выходят за допустимые пределы.

Таким образом для рассмотренной схемы сети больший эффект снижения потерь мощности достигнут за счет изменения реактивной мощности источников. Потери активной мощности снизились на 1,41 МВт.

Описанный алгоритм оптимизации полностью формализован и может быть реализован на ЭВМ.

Литература

1. Федин В.Т., Прокопенко В.Г. Планирование характерных режимов электрических сетей 110 – 750 кВ по напряжению и реактивной мощностью.- Электрические станции, 1977, №12.
2. Отчет о нир. Разработать концептуальные основы и эффективные методы и алгоритмы анализа и оптимизации режимов энергосистем по напряжению и реактивной мощности. № г.р. 19981125 / В.Г.Прокопенко, А.А. Золотой. Минск, БНТУ, 1998.

УДК 621.3

ПУТИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ОАО «ГРОДНО АЗОТ»

Атрашков Д.Г.

Научный руководитель – м.т.н., старший преподаватель Гапанюк С.Г.

ОАО «Гродно Азот» является крупнейшим потребителем электроэнергии в Гродненской области. С каждым годом в сети предприятия всё больше внимания уделяется вопросам в области энергосбережения. Так одна из целей, преследуемая политикой энергосбережения – это достижение минимального значения потерь электроэнергии в сети предприятия.

В качестве объекта исследования рассмотрены распределительные подстанции предприятия, а именно ремонтно механического производства, с двухсменным графиком работы.

На подстанциях установлено по два трансформатора. Потребители, питающиеся от подстанций, относятся ко второй категории по надежности электроснабжения, автоматический ввод резерва (АВР) между вводами отсутствует, и все переключения выполняются оперативным персоналом предприятия, что позволяет вывести из работы один из трансформаторов. Экономическая целесообразность данного мероприятия рассмотрена ниже.

Как известно, суммарные потери мощности в трансформаторах, состоят из потерь холостого хода и нагрузочных потерь. При параллельной работе двух и более трансформаторов на одной подстанции суммарные потери будут зависеть от суммарной нагрузки S подстанции и числа включённых трансформаторов.

При одном трансформаторе суммарные потери находятся по формуле:

$$\Delta P_1 = \Delta P_K + \Delta P_X \left(\frac{S}{S_{НОМ}} \right)^2, \text{ кВт}, \quad (1)$$

где ΔP_K – потери короткого замыкания, кВт, ΔP_X – активные потери холостого хода, кВт, S – полная мощность, протекающая через трансформатор, кВА, $S_{НОМ}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА.

а при двух одинаковых трансформаторах:

$$\Delta P_2 = 2 \cdot \Delta P_X + \frac{\Delta P_K}{2} \left(\frac{S}{S_{НОМ}} \right)^2, \text{ кВт} \quad (2)$$

Зависимости изменения потерь мощности показаны на рисунке 1.

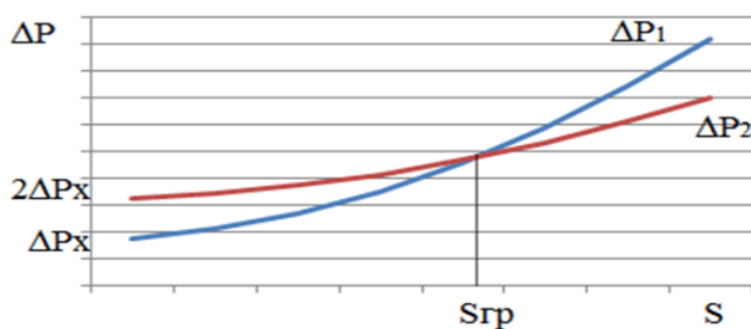


Рисунок 1–Зависимости потерь активной мощности от нагрузки и числа включенных трансформаторов (ΔP_1 , ΔP_2 – суммарные потери, возникающие при работе одного и двух трансформаторов, кВт, S – мощность, передаваемая через трансформатор, кВА.)

Из рисунка 1 мы видим, что при построении зависимостей потерь мощности, при работе одного и двух трансформаторов, имеется некоторая точка, соответствующая граничной мощности $S_{гр.}$, которая позволяет сделать вывод, о целесообразности включения в работу одного или двух трансформаторов.

Из уравнений (1) и (2), получим величину граничной мощности:

$$S_{ГР} = S_{НОМ} \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot \Delta P_{\Sigma}}{\Delta P_{\Sigma}}}, \text{ кВА} \quad (4)$$

Величина граничной мощности позволяет говорить о оптимальности отдельно взятого режима работы подстанции, однако при расчёте эффективности проведения мероприятия мы должны перейти от потерь мощности к потерям электроэнергии.

Потери электроэнергии при работе двух трансформаторов и одного найдём по формулам (5) и (6).

$$\Delta W_2 = \frac{\Delta P_{\Sigma}}{2} \cdot \left(\frac{S}{S_{НОМ}} \right)^2 \cdot \tau + 2 \cdot \Delta P_{\Sigma} \cdot 8760, \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (5)$$

$$\Delta W_1 = \Delta P_{\Sigma} \cdot \left(\frac{S}{S_{НОМ}} \right)^2 \cdot \tau + \Delta P_{\Sigma} \cdot 8760, \text{ кВт} \cdot \text{ч}; \quad (6)$$

где τ – время максимальных потерь, ч.

$$\tau = (0,124 + T_{НБ} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760, \text{ ч}, \quad (7)$$

где $T_{НБ}$ – время использования наибольшей нагрузки.

При построении графиков зависимости потерь электроэнергии при работе двух или одного трансформатора от передаваемой мощности, мы будем видеть несколько другую картину. Точка граничной мощности на таком графике будет лежать выше точки, полученной при расчётах потерь мощности.

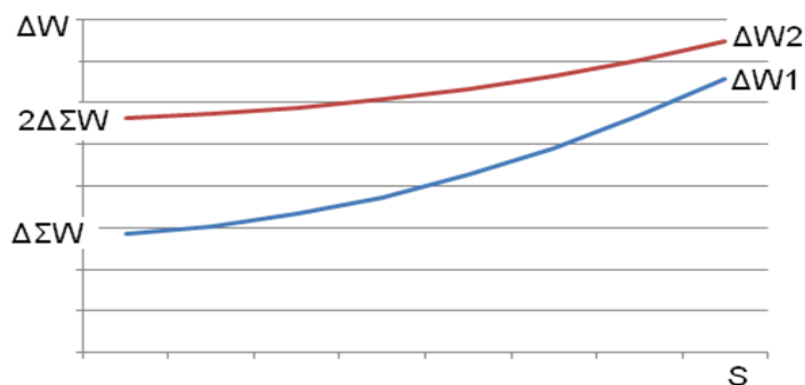


Рисунок 2 – Зависимости потерь электроэнергии от нагрузки и числа включенных трансформаторов при $T_{НБ}=2000$ ч. ($\Delta W_1, \Delta W_2$ – суммарные потери электроэнергии, возникающие при работе одного и двух трансформаторов, кВт·ч, S – мощность, передаваемая через трансформатор, кВА.)

Величина граничной мощности на графиках зависимости потерь электроэнергии от передаваемой мощности будет зависеть от времени максимальных потерь, а соответственно от времени использования наибольшей нагрузки. С уменьшением времени использования наибольшей нагрузки точка граничной мощности будет смещаться вправо и в итоге станет больше номинальной мощности одного трансформатора. Пример потерь электроэнергии в трансформаторах при времени использования наибольшей нагрузки 7000 часов изображён на рисунке 3.

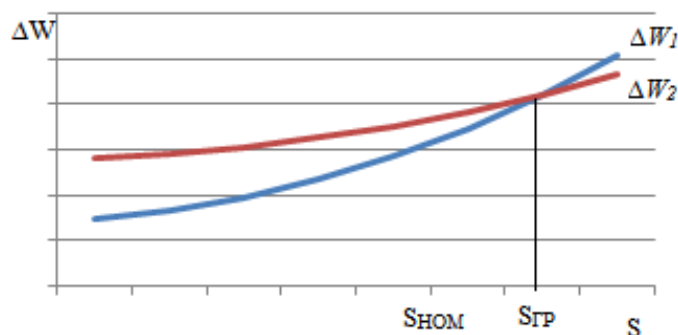


Рисунок 3 – Зависимости потерь электроэнергии от нагрузки и числа включенных трансформаторов при $T_{НБ}=7000$ ч.

Приведём пример расчёта потерь мощности и потерь электроэнергии для подстанции №41. Исходная информация по подстанциям содержится в таблице 1.

Таблица 1 – Исходная информация по подстанциям

Номер подстанции	Тип трансформатора	cosφ	Полная мощность, кВА	Активная мощность, кВт	Реактивная мощность, квар	Время использования наибольшей нагрузки, ч
№ 41	ТСЗЛ-1000/10	0,62	509,2	315,7	399,5	4000
№ 67	ТМЗ-1000/10	0,65	697,5	453,4	530,1	4400
№ 5	ТМЗ-1000/10	0,65	487,1	381,6	446,2	4400

Таблица 2 – Каталожные данные по трансформаторам

№ п/п	Тип трансформатора	SHOM, кВА	UBH, кВ	UHH, кВ	ΔРхх, кВт	ΔРкз, кВт	Uкз, %
1	ТСЗЛ-1000/10	10	10,5	0,4	2,0	8,8	6
2	ТМЗ-1000/10	10	10,5	0,4	2,45	11	5,5

Для подстанции №41 (работает 1 трансформатор):

$$\Delta P_1 = 2,0 + 8,8 \left(\frac{509,2}{1000} \right)^2 = 2,0 + 2,28 = 4,28 \text{ кВт};$$

Работает 2 трансформатора:

$$\Delta P_2 = 2,0 \cdot 2 + \frac{8,8}{2} \left(\frac{509,2}{1000} \right)^2 = 4 + 1,14 = 5,14 \text{ кВт}.$$

При работе двух трансформаторов на заданной мощности суммарные потери мощности возрастут 0,86 кВт. Граничная мощность составит:

$$S_{гр} = 1000 \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot 2,0}{8,8}} = 674,2 \text{ кВА}$$

Таблица 3 – Результаты расчётов потерь мощностей по подстанциям

Номер подстанции	1 трансформатор			2 трансформатора			Граничная мощность, кВА	Разница, кВт
	Нагрузочные потери, кВт	Потери холостого хода, кВт	Суммарные, кВт	Нагрузочные потери, кВт	Потери холостого хода, кВт	Суммарные, кВт		
41	2,28	2,00	4,28	1,14	4,00	5,1	674,2	0,86
67	5,35	2,45	7,80	2,68	4,90	7,6	667,4	-0,2
5	2,61	2,45	5,06	1,30	4,90	6,2	667,4	1,14

Построим зависимость потерь в трансформаторах подстанции от передаваемой мощности для режимов с одним и двумя включёнными трансформаторами.

Потери мощности ТСЗЛ-1000/10

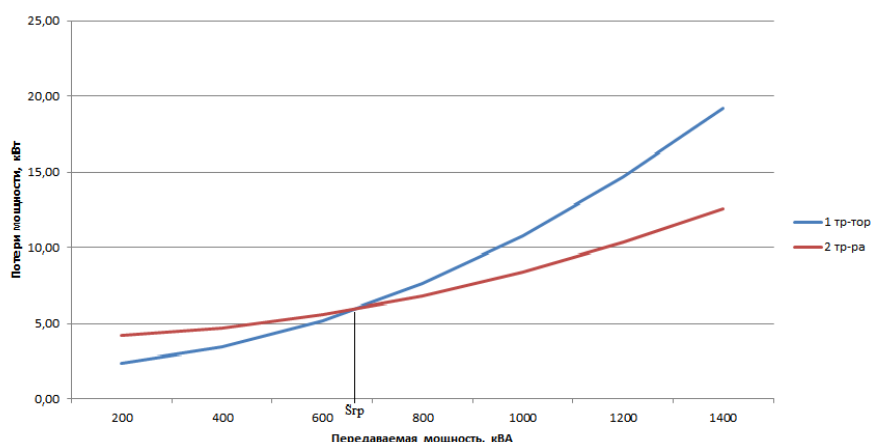


Рисунок 4 – Зависимость суммарных потерь мощности от передаваемой мощности через один и два работающих трансформатора

Для подстанции №41 потери электроэнергии:

$$\tau = (0,124 + 4000 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 2405 \text{ ч};$$

$$\Delta W_1 = 2,28 \cdot 2405 + 2 \cdot 8760 = 23003, \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_2 = 1,14 \cdot 2405 + 2 \cdot 2 \cdot 8760 = 37784, \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

Потери электроэнергии по всем подстанциям сведём таблицу 5.

Таблица 5 – Потери электроэнергии по всем подстанциям

Номер подстанции	1 трансформатор	2 трансформатора	Время максимальных потерь, ч
	Суммарные потери электроэнергии, кВт·ч	Суммарные потери электроэнергии, кВт·ч	
41	23008	37784	2405
67	36377	50381	2787
5	28736	46561	2787

Построим зависимость потерь в трансформаторах подстанции от передаваемой мощности для режимов с одним и двумя включёнными трансформаторами.

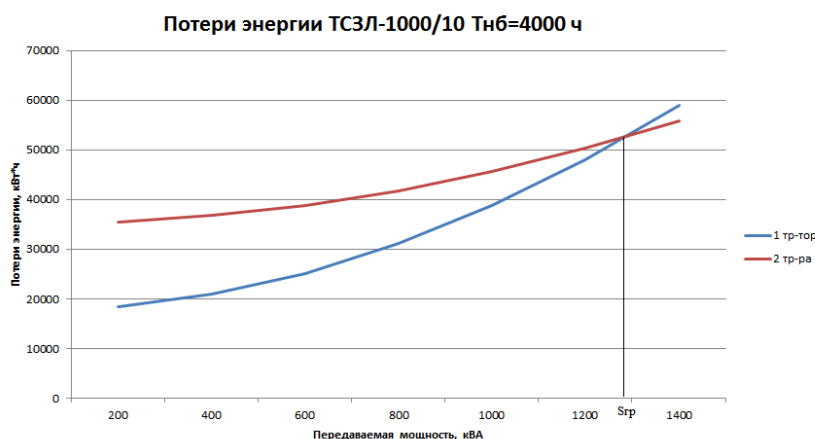


Рисунок 5 – Зависимость суммарных потерь электроэнергии от передаваемой мощности через один и два работающих трансформатора

Анализируя полученные графики зависимостей на рисунках 5 и 4, мы видим, что граничная мощность на рисунке 4 равна приблизительно 670 кВтА, т.е. исходя из этого, можно сделать, что при протекании мощности, больше 670 кВтА, целесообразно использовать два трансформатора. Так как мощность подстанции №41 равна 509,2 кВтА, то целесообразно использовать один трансформатор.

Если же мы посмотрим на рисунок 5, то увидим, что граничная мощность по полученному графику составляет 1290 кВтА, что даже больше номинальной мощности трансформатора. То исходя из величины потерь электроэнергии, целесообразно, при заданном значении времени использования максимальной нагрузки, использовать всегда один трансформатор, вплоть до полной загрузки его до номинальной мощности.

После проведения расчётов оказалось, что в год экономия электроэнергии от уменьшения потерь составит 46606 кВт·ч. Графически это отразим на рисунке 7.

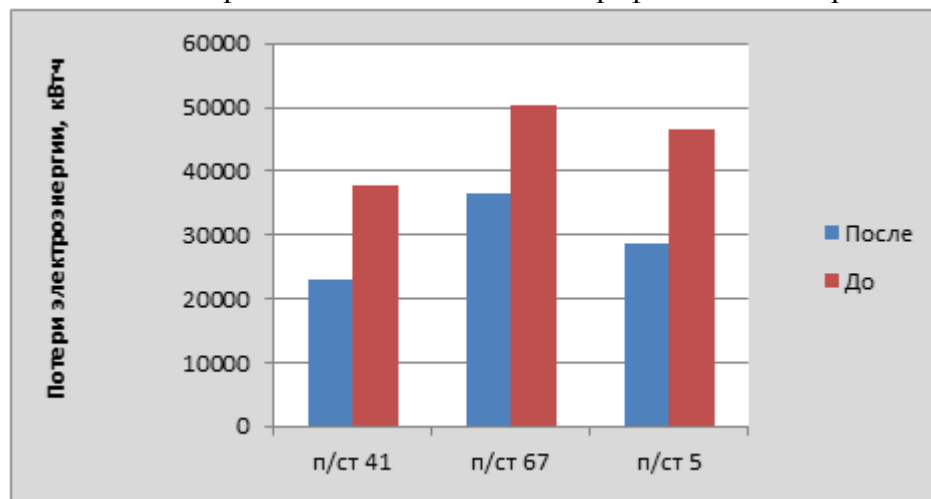


Рисунок 7 – Потери электроэнергии до и после внедрения мероприятия

Литература

1. Герасименко А.А. Передача и распределение электрической энергии: Учебное пособие/ А.А.Герасименко, В.Т.Федин. – Ростов-н/Д.: Феникс. 2006г. – 720 с.
2. Поспелов Г.Е., Федин В.Т. Электрические системы и сети. Проектированиеб Учебное пособие для втузов – 2-е изд., испр. и доп. – Мн.: Вышэйшая школа, 1988г. – 308 с.
3. Официальный интернет-сайт ОАО «Гродно Азот». Режим доступа: <http://www.azot.by>.
4. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем. В.Э. Воротницкий и др. Минск: Энергоатомиздат 1983г.-368с..

УДК 621.3

ОБЗОР ЭЛЕКТРОСЕТИ ПРЕДПРИЯТИЯ ОАО «ГРОДНО АЗОТ»

Сытько А.В

Научный руководитель – м.т.н., старший преподаватель Гапанюк С.Г.

ОАО «Гродно Азот» входит в состав наиболее крупных химических предприятий страны, образующих основу ее нефтехимического комплекса.

В течение ряда последних лет предприятие работает устойчиво, выполняя и перевыполняя все основные прогнозные показатели. Товарный знак ОАО «Гродно Азот» имеет международное признание, зарегистрирован во многих странах.

ОАО «Гродно Азот» является крупнейшим потребителем электроэнергии в Гродненской области, и относится к I-й категории по надежности электроснабжения. Что обуславливает особые требования к структуре электроснабжения: питание от нескольких независимых источников, применение собственных генерирующих источников, применение подстанций аварийного электроснабжения, применение резервных линий между распределительными подстанциями.

Электроснабжение предприятия осуществляется от Энергосистемы (РУП «Гродноэнерго») и от собственных турбогенераторов. Основным внешним поставщиком электрической энергии для потребителей ОАО «Гродно Азот» в настоящее время является Гродненская ТЭЦ-2. Доля электрической энергии, генерируемой собственными источниками предприятия, была весьма незначительна и составляла 6,2 %.

После ввода в эксплуатацию 1-ой и 2-ой очереди ГТЭС доля электроэнергии от собственных генерирующих источников увеличилась до 33,2%. Источниками собственной электроэнергии являются: электрогенератор котельного цеха (6 МВт); генератор в цехе 5/3 (2,5 МВт); газотурбинные установки: 2 очереди (2х8 МВт каждая).

Электроэнергия на предприятии подведена от гродненской ТЭЦ-2, подстанции 330 кВ "Гродно" и подстанции "Гродно-Южная". Питающая сеть 110 кВ г.Гродно имела кольцевую конфигурацию: кольца сети 110 кВ были организованы между опорными ПС 330кВ "Гродно", ПС "Гродно-Южная" и Гродненской ТЭЦ-2 и работали в замкнутом режиме. В 2006 году построены две двухцепные ВЛ-110 кВ для заводки линий 110кВ "Гродно" и "Гродно Южная" на Гродненскую ТЭЦ-2. Были организованы два независимых полукольца 110 кВ "Гродно-330 – Гродненская ТЭЦ-2 – Гродно Южная", что существенно повысило устойчивость работы технологического оборудования и надежность электроснабжения ОАО "Гродно Азот". Структурная схема электроснабжения ОАО «Гродно Азот» изображена на рисунке 1. Внешняя сеть электроснабжения имеет номинальное напряжение 110 кВ.

Внутризаводская распределительная сеть работает на напряжении 6 кВ и выполнена по радиальной схеме. Выбор номинального напряжения 6 кВ связан с большим количеством применяемого оборудования на предприятии, работающего на данном классе напряжения, а также из-за присутствия химически-активной среды, не позволяющего применять более высокий класс напряжения по соображениям безопасности.

Для понижения напряжения с 110 до 6 кВ служат четыре головные понизительные подстанции: ГПП 0-1, ГПП 0-2, ГПП 0-3, ГПП 0-4. Для питания трансформаторов ГПП-01, ГПП-02, ГПП-03 применены кабельные линии 110 кВ.

Линии выполнены однофазными маслонаполненными кабелями МСАВУ-1*150 среднего давления с медными жилами сечением 150 мм², для питания ГПП-04 служат два ввода воздушной линии, с маркой провода АС 400/51. Установленная мощность трансформаторов головных понизительных подстанций предприятия составляет 458000 кВА. Однако это отнюдь не потребляемая мощность предприятия. Это превышение связано с особенностью ведения технологического процесса на предприятии, который требует наличия определенного оперативного и ремонтного резервов на случай необходимости увеличения мощности производства, вывода в плановый или аварийный ремонт, а также на случай

аварии. Это приводит к тому, что на каждую технологическую позицию электрооборудования имеется 2 и более резервных агрегата. Внутризаводская сеть разделена на 4 района во главе с ГПП, от головных подстанций питаются 44 распределительные трансформаторные подстанции 6 кВ и 57 понижающих подстанций с трансформаторами различной мощности.

В целях увеличения надежности питания электроприемников и обеспечения бесперебойного производственного процесса, электрическая схема предприятия выполнена в виде кольца, то есть все ГПП соединены между собой кабельными линиями (линиями связи), рассчитанными на ток до 1 кА и способными передать до 10 Мвт мощности. Это обеспечивает непрерывность электроснабжения той или иной группы электроприемников, возможность вывода в ремонт секций шин и трансформаторов головных подстанции и перераспределения нагрузки между соседними ГПП. Такая схема обеспечивает возможность переключений нагрузок в случае аварийной ситуации (повреждение кабеля, аварии на ТП и другие). Структурная схема электроснабжения изображена на рисунке 1.

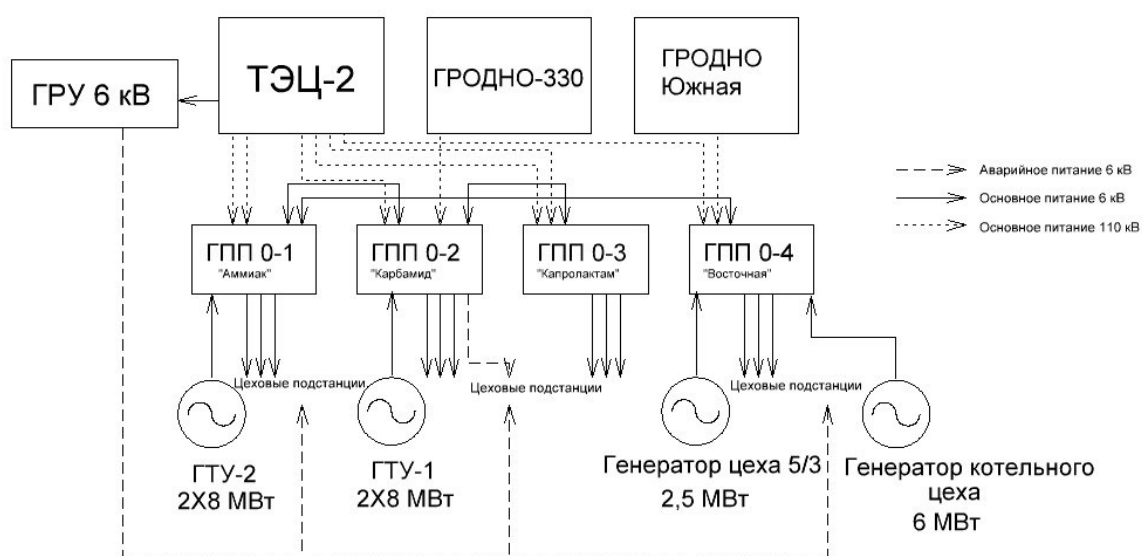


Рисунок 1 – Структурная схема электроснабжения ОАО «Гродно Азот»

Все отходящие потребители 6 кВ и трансформаторные подстанции 6/0,4 кВ питаются по радиальной схеме (рисунок 2) от ГПП.

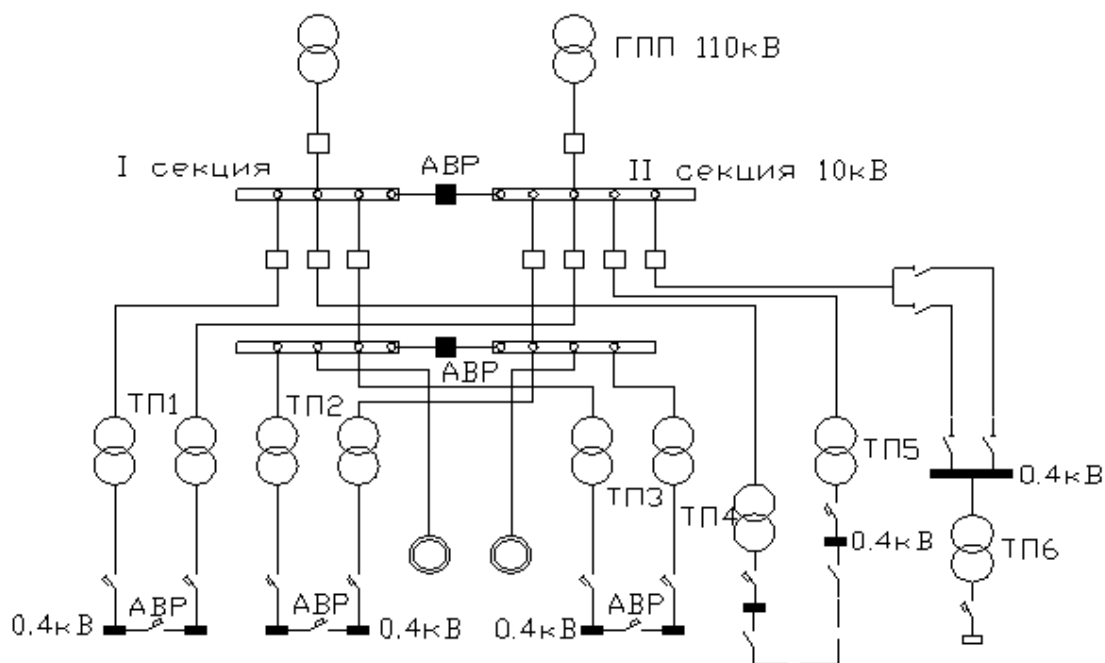


Рисунок 2 – Радиальная сеть предприятия

Радиальная схема питания обладает большой гибкостью и удобствами в эксплуатации, так как повреждение или ремонт одной линии отражается на работе только одного потребителя. Все потребители первой и второй категории (РУ 6 кВ и ТП 6/0,4 кВ) питаются не менее чем по двум отдельно работающим линиям. Помимо этого на предприятии имеются аварийные подстанции 6/0,4 кВ получающие питание от распределительного устройства генераторного напряжения ТЭЦ-2, они служат для питания потребителей отдельной категории, имеющих два основных источника питания и 3 источник - резервный. Внутривзаводская распределительная сеть 6 кВ работает в режиме с изолированной нейтралью. К району ГПП 0-1 относится головная ГПП 0-1, состоящая из 4-х секций, и питающихся от них цеховых подстанций. ГПП предназначена для питания электроэнергией цехов Метанола, отделения газового сырья, цеха водоснабжения, водооборотных циклов ВОЦ-5 и ВОЦ-8, средняя потребляемая мощность которых составляет примерно 33 МВт. К с.ш. 6 кВ ГПП 0-1 подключена газотурбинная электростанция ГТЭС-2, мощностью 2х8 МВт.

Питание ГПП 0-1 по стороне 110 кВ осуществляется от Гродненской ТЭЦ-2 по двум маслонаполненным кабельным линиям 110 кВ по схеме блока «кабельная линия-трансформатор» с глухим подключением к трансформаторам Т-1 и Т-2 63 МВА п/ст 0-1. От ГПП 0-1 радиально запитаны семь подстанций с РУ-6 кВ и семь компрессоров единичной мощностью 2Х3400 кВт, 2Х6000 кВт, 3Х5000 кВт на подстанциях ПС-13, ПС-16, ПС-17.

ГПП 0-1 выполнена из ячеек 6 кВ с индивидуальным реактированием на номинальный ток отключения 20 кА, электродинамическая стойкость 51 кА.

Для регистрации аварийных процессов в сетях электроснабжения на ГПП 0-1 используются существующие цифровые регистраторы.

Качество вырабатываемой электроэнергии определяется устройством типа УК-1 с установкой на ГПП 0-1.

На приемных ячейках ГПП 0-1 устанавливаются многотарифные электронные счетчики (с трансформаторами тока класса 0,58) для измерения активной и реактивной энергии и мощности с цифровым интерфейсом К8-485 для возможности вывода в систему учета предприятия. На вводных ячейках ГПП 0-1 измерение энергии и мощности используются существующие многотарифные электронные счетчики на два направления (приема и выдачи).

Учет электроэнергии и передача данных по потреблению и выработке предусматривается по существующим каналам связи.

Существующие выключатели масляные, оперативный ток – постоянный.

К району ГПП 0-2 относится головная ГПП 0-2, состоящая из 4-х секций, и питающихся от них цеховых подстанций. На ГПП 0-2 имеется два трансформатора типа ТДН-40000/110 мощностью 40 МВ·А каждый, получающие питание от ТЭЦ-2 и подстанции «Гродно-330»

Питание ГПП 0-2 осуществляется кабелем 110 кВ от Гродненской ТЭЦ-2 и ВЛ+КЛ 110 кВ от ПС «Гродно 330».

Основными потребителями электроэнергии с шин 6 кВ ГПП 0-2 являются технологические потребители, средняя потребляемая мощность которых составляет примерно 17 МВт.

К секциям шин 6 кВ ГПП0-2 подключена подстанция 6 кВ Газотурбинной электростанции №1 (ГТЭС-1).

От ГПП 0-2 радиально запитаны семь подстанций с РУ-6кВ и три двухтрансформаторные подстанции.

ГПП 0-2 выполнена из камер типа КВЭ6 и КВЭГЗ на номинальный ток отключения 30 кА, электродинамическая стойкость 51 кА.

Выключатели типа ВМП-10, оперативный ток – постоянный.

К району ГПП 0-3 относится головная ГПП 0-3, состоящая из 8 секций, и питающихся от них цеховых подстанций, средняя потребляемая мощность которых составляет примерно 32 МВт. На ГПП-03 установлены трансформаторы ТРДЦН-63000/110 мощностью 63 МВ·А каждый.

В ЗРУ-6 кВ установлены: 8 секций 6 кВ с ячейками КРУ; 8 вводных выключателей и 4 секционных выключателя типа ВМПЭ-10к, номинальный ток 3200А с приводом типа ПЭВ-12А; 4 ячейки секционных разъемов (СР) с разъемами на 2000 А; 10 ячеек трансформаторов напряжения секций и вводов типа НТМИ-6 с предохранителями ПКТ-10; 35 ячеек КРУ-6 кВ с выключателями ВМПЭ-10; 2 ячейки ТСН, в которых установлены предохранители ПК-30/6.4 двоярных реактора типа РБСДГ-2х2500-0,2.

К району ГПП 0-4 относится головная ГПП 0-4, состоящая из 4-х секций, и питающихся от них цеховых подстанций, средняя потребляемая мощность которых составляет примерно 19 МВт. Также в к району ГПП 0-4 относятся питающиеся субабоненты (АЛМИ, Таможня, Троллейбусное депо, ГМЗ).

По нормальной схеме 1 и 2 СШ получают питание от трансформатора мощностью 63 МВ·А типа ТРДЦН-63000/110 115 9х1,78%/6,3кВ с расщепленной обмоткой низкого напряжения. Аналогично 3 и 4 СШ получают питание от трансформатора мощностью 63 МВ·А типа ТРДЦН-63000/110 115 9х1,78%/6.3кВ с расщепленной обмоткой низкого напряжения. 4 СШ ГПП 0-4 также получает питание от генератора ТГ-1 мощностью 2,5 МВт марки Т-2,5-2УЗ, установленного на РУ-6кВ цеха 5/3. 1 СШ ПС №115 получает питание как от головной ГПП 0-4, так и от генератора котельного цеха мощностью 6 МВт, а также имеет аварийный ввод от шин генераторного напряжения ТЭЦ-2.

При выводе в ремонт одного из трансформаторов, либо в аварийной ситуации, секции шин запитываются от смежных секций (смежные секции - 1 и 3, 2 и 4), либо через линию связи 6 кВ от ГПП 0-1. Длительность ремонта трансформатора обычно не превышает 5 суток.

Вывод в ремонт одной из головных секций ГПП 0-4 осуществляется исходя из исключения перетоков мощности на цеховых ПС, поскольку их секции питаются от головных секций, запитанных от разных трансформаторов, которые по высокой стороне гальванически не связаны. Головные секции ГПП 0-4 объединяются через межсекционные выключатели (1 и 3 СШ, 2 и 4 СШ). Производится необходимый перевод реактированных присоединений с выводимой в ремонт секции ГПП 0-4 на другую. Далее отключаются межсекционные выключатели. Все УЗН ГПП 0-4 остаются в работе.

Распределительная сеть 0,4 кВ работает в режиме с глухозаземленной нейтралью.

Ввиду химически активной среды применение магистральных и распределительных шинопроводов, проводов без механической защиты запрещено. Так же запрещено

применение коммутационной и защитной аппаратуры без степени по взрывозащите менее IP54. Немаловажным является принадлежность электроприемников к первой категории, перерыв в электроснабжении которых допускается лишь на время включения АВР. Поэтому в технологических цехах преобладают радиальные схемы питания электроприемников, которые имеют следующие достоинства: высокая степень надежности электроснабжения, радиальная схема конструктивно проста, обеспечивает удобство в обслуживании, а также имеет простую и надежную схему релейной защиты.

Прокладка кабелей от ТП до электроприемников выполнена по эстакадам, в лотках и коробах, установленных на опорных конструкциях-стойках, кронштейнах, а так же открыто по элементам строений. Крепление кабелей к элементам строений осуществляется при помощи скоб и крепов. Число креплений к строительному основанию – два или три на каждый метр трассы.

Наиболее экономичное решение при большом количестве кабелей на одной трассе является сооружение кабельных эстакад и галерей, высота которых определяется типом пересекаемых дорог и сооружений.

Для защиты кабелей от воздействия окружающей среды, предохранения от механических повреждений или в случае скрытой прокладки в элементах сооружений, их заключают в стальные или пластмассовые трубы.

УДК 621.311

НЕОБХОДИМЫЕ И ДОСТАТОЧНЫЕ УСЛОВИЯ СХОДИМОСТИ ИТЕРАЦИОННОГО ПРОЦЕССА ДЛЯ СИСТЕМ ЛИНЕЙНЫХ АЛГЕБРАИЧЕСКИХ УРАВНЕНИЙ

Янушкевич К.С.

Научный руководитель – м.т.н., старший преподаватель Волков А.А.

Для расчета режима электрической сети необходимо составить и решить систему уравнений. При большом числе уравнений (~ 100 и более) прямые методы решения систем линейных алгебраических уравнений (СЛАУ) становятся труднореализуемыми на ЭВМ, прежде всего из-за сложности хранения и обработки матриц большой размерности. Поэтому появляется необходимость использования итерационных методов – методов последовательных приближений, в которых при вычислении последующего приближения решения используются предыдущие, уже известные приближенные решения.

Пусть задана СЛАУ:

$$\begin{cases} a_{11} \cdot x_1 + a_{12} \cdot x_2 + a_{13} \cdot x_3 = b_1 \\ a_{21} \cdot x_1 + a_{22} \cdot x_2 + a_{23} \cdot x_3 = b_2 \\ a_{31} \cdot x_1 + a_{32} \cdot x_2 + a_{33} \cdot x_3 = b_3 \end{cases}$$

или в матричной форме

$$A \cdot X = B,$$

$$\text{где } A = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} \\ a_{21} & a_{22} & a_{23} \\ a_{31} & a_{32} & a_{33} \end{bmatrix}, X = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{bmatrix}, B = \begin{bmatrix} b_1 \\ b_2 \\ b_3 \end{bmatrix}.$$

Необходимо определить неизвестные x_1, x_2 и x_3 . Для этого подготовим систему к решению методом простой итерации:

$$\begin{aligned} x_1^{(k+1)} &= \frac{b_1}{a_{11}} - \left(0 \cdot x_1^{(k)} + \frac{a_{12}}{a_{11}} \cdot x_2^{(k)} + \frac{a_{13}}{a_{11}} \cdot x_3^{(k)} \right) \\ x_2^{(k+1)} &= \frac{b_2}{a_{22}} - \left(\frac{a_{21}}{a_{22}} \cdot x_1^{(k)} + 0 \cdot x_2^{(k)} + \frac{a_{23}}{a_{22}} \cdot x_3^{(k)} \right) \\ x_3^{(k+1)} &= \frac{b_3}{a_{33}} - \left(\frac{a_{31}}{a_{33}} \cdot x_1^{(k)} + \frac{a_{32}}{a_{33}} \cdot x_2^{(k)} + 0 \cdot x_3^{(k)} \right) \end{aligned}$$

или в матричной форме

$$X^{(k+1)} = H \cdot X^{(k)} + G.$$

По методу Якоби находим матрицы коэффициентов приведённой системы уравнений. Для этого представим матрицу A в виде:

$$A = L + D + R,$$

где D - диагональная, L и R – левая и правая строго треугольные (с нулевой диагональю) матрицы

$$L = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ a_{21} & 0 & 0 \\ a_{31} & a_{32} & 0 \end{bmatrix}, D = \begin{bmatrix} a_{11} & 0 & 0 \\ 0 & a_{22} & 0 \\ 0 & 0 & a_{33} \end{bmatrix}, R = \begin{bmatrix} 0 & a_{12} & a_{13} \\ 0 & 0 & a_{23} \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}.$$

В случае симметричной относительно главной диагонали матрицы A

$$R = L^T.$$

Тогда

$$L \cdot X^{(k)} + D \cdot X^{(k+1)} + R \cdot X^{(k)} = B$$

Или

$$D \cdot X^{(k+1)} = -(L + R) \cdot X^{(k)} + B,$$

$$X^{(k+1)} = -D^{-1} \cdot (L + R) \cdot X^{(k)} + D^{-1} \cdot B.$$

Получаем

$$H = -D^{-1} \cdot (L + R) \text{ и } G = D^{-1} \cdot B.$$

Необходимым и достаточным условием сходимости метода простых итераций при любом начальном векторе $X^{(0)}$ к решению X^* системы является требование, чтобы все собственные значения λ матрицы H были по модулю меньше 1.

Собственные значения матрицы H можно найти по формуле

$$\det(H - E \cdot \lambda) = 0,$$

где E – единичная матрица такой же размерности, что и матрица H .

Следствием этого условия является: для сходимости итерационного процесса по методу простой итерации необходимо и достаточно чтобы все корни z уравнения

$$\begin{vmatrix} a_{11} \cdot z & a_{12} & a_{13} \\ a_{21} & a_{22} \cdot z & a_{23} \\ a_{31} & a_{32} & a_{33} \cdot z \end{vmatrix} = 0$$

по модулю были бы меньше 1.

Достаточным условием сходимости метода простой итерации является диагональное преобладание в матрице A (каждый диагональный элемент должен быть больше суммы модулей недиагональных элементов соответствующей строки или столбца).

Рассмотрим решение системы уравнений узловых напряжений методом простой итерации

$$Y \cdot U_{\Delta} = J.$$

Пусть известны матрица узловых проводимостей, S_m и матрица задающих токов, K_A :

$$Y_u = \begin{pmatrix} 0.371 & -0.179 & -0.093 & 0 & 0 \\ -0.179 & 0.511 & -0.125 & -0.111 & 0 \\ -0.093 & -0.125 & 0.334 & 0 & -0.116 \\ 0 & -0.111 & 0 & 0.225 & -0.114 \\ 0 & 0 & -0.116 & -0.114 & 0.23 \end{pmatrix} \quad J_y = \begin{pmatrix} 0 \\ -0.316 \\ -0.632 \\ -0.297 \\ 0.421 \end{pmatrix}$$

Необходимо определить падения напряжения в узлах относительно балансирующего.

Определяем матрицу H и ее собственные значения:

$$H = -D^{-1} \cdot (L + R) = \begin{pmatrix} 0 & 0.481 & 0.249 & 0 & 0 \\ 0.35 & 0 & 0.245 & 0.218 & 0 \\ 0.277 & 0.374 & 0 & 0 & 0.348 \\ 0 & 0.494 & 0 & 0 & 0.506 \\ 0 & 0 & 0.506 & 0.494 & 0 \end{pmatrix} \quad \lambda^T = \begin{pmatrix} 0.325 \\ -0.794 \\ -0.418 \\ 0.902 \\ -0.015 \end{pmatrix}$$

Все собственные значения матрицы H по модулю меньше 1. Значит необходимое и достаточное условие выполняется. Матрицы D и $L+R$ положительно определенные, т.к. их определитель положителен

$$D = \begin{pmatrix} 0.371 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0.511 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0.334 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0.225 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0.23 \end{pmatrix} \quad |D| = 3.271 \times 10^{-3}$$

$$L + R = \begin{pmatrix} 0 & -0.179 & -0.093 & 0 & 0 \\ -0.179 & 0 & -0.125 & -0.111 & 0 \\ -0.093 & -0.125 & 0 & 0 & -0.116 \\ 0 & -0.111 & 0 & 0 & -0.114 \\ 0 & 0 & -0.116 & -0.114 & 0 \end{pmatrix} \quad |L + R| = 4.827 \times 10^{-6}$$

Организация итерационного процесса:

$$k := 1..100$$

$$U\Delta^{(k+1)} := G + H \cdot U\Delta^{(k)}$$

Выполним расчеты по методу ускоренной итерации:

Находим матрицы коэффициентов приведенной системы уравнений

$$L \cdot X^{(k+1)} + D \cdot X^{(k+1)} + R \cdot X^{(k)} = B$$

или

$$(L + D) \cdot X^{(k+1)} = -R \cdot X^{(k)} + B,$$

$$X^{(k+1)} = -(L + D)^{-1} \cdot R \cdot X^{(k)} + (L + D)^{-1} \cdot B.$$

Получаем

$$H = -(L + D)^{-1} \cdot R \text{ и } G = (L + D)^{-1} \cdot B.$$

Организация итерационного процесса:

$$k := 2..100$$

$$U\Delta^{(k)} := (L + D)^{-1} \cdot B - (L + D)^{-1} \cdot R \cdot U\Delta^{(k-1)}$$

На рисунке 1 представлены результаты расчета падения напряжения в узле 1 относительно балансирующего по методам простой и ускоренной итерации.

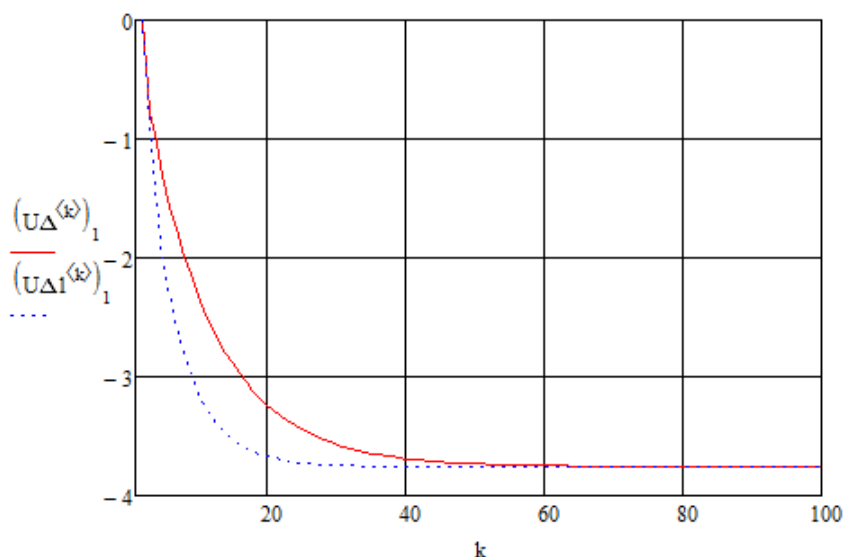


Рисунок 1 – Сравнительная сходимость по методам простой и ускоренной итерации

Для рассмотренного примера по методу простой итерации результат с точностью 0,001 получили за 86 итераций, а по методу ускоренной итерации за 43.

Главное достоинство итерационных методов – применимость их к плохо обусловленным системам и системам высоких порядков, их самоисправляемость и простота реализации на компьютере. Только в начале расчетов необходимо задаться начальным приближением к искомому решению.

Литература

1. Численные методы в примерах и задачах: Учеб. пособие/В.И. Киреев, А.В. Пантелеев. — 3-е изд. стер. - М.: Высш. шк., 2008. — 480 с.
2. Фаддеев Д.К. Вычислительные методы линейной алгебры / Фаддеев Д.К., Фаддеева В.Н. - 3-е изд., стереотип. - СПб.: Лань, 2002. - 733 с.
3. Формалев В. Ф., Ревизников Д. Л. Численные метометоды. - М.: ФИЗМАТЛИТ, 2004. - 400 с.

УДК 621.311

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА НЬЮТОНА ДЛЯ РАСЧЕТА РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Морозов А.Г.

Научный руководитель – м.т.н., старший преподаватель Волков А.А.

Основным методом решения системы нелинейных узловых уравнений, применяемых для расчета установившихся режимов электрической сети, является метод Ньютона. Этот метод быстро сходится и допускает различные модификации.

Основная идея метода Ньютона заключается в следующем: задается начальное приближение вблизи предположительного корня, после чего строится касательная к графику исследуемой функции в точке приближения, для которой находится пересечение с осью абсцисс. Эта точка берется в качестве следующего приближения. И так далее, пока не будет достигнута заданная точность.

Произведем расчет режима электрической сети переменного тока методом Ньютона. Пусть известны следующие исходные данные:

- 1) топология схемы представлена в виде первой матрицы соединений M ;
- 2) нагрузка в узлах задана в виде вектора мощностей (активной и реактивной мощности), МВ·А. При этом нагрузку задаем со знаком “минус”, а генерацию со знаком “плюс”;

$$M = \begin{pmatrix} -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & -1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & -1 \end{pmatrix} \quad S = \begin{pmatrix} -25.5 - 15.797i \\ 0 \\ -21.25 - 13.164i \\ 50.15 + 31.068i \\ -45.05 - 27.908i \end{pmatrix}$$

- 3) напряжение в балансирующем узле принимаем $U_{By} = 116$ кВ;

- 4) матрица-столбец сопротивлений ветвей, Ом и матрица узловых проводимостей, См.

$$Z_v = \begin{pmatrix} 5.4 + 11.34i \\ 9.6 + 20.16i \\ 11.6 + 24.36i \\ 9 + 18.9i \\ 9.8 + 20.58i \\ 10.6 + 22.26i \\ 7 + 14.7i \\ 7.6 + 15.96i \end{pmatrix} \quad Y_y = M \cdot dZ_v^{-1} \cdot M^T = \begin{pmatrix} 0.052 - 0.109i & 0 & -0.017 + 0.037i & 0 & 0 \\ 0 & 0.059 - 0.123i & 0 & -0.021 + 0.043i & -0.019 + 0.04i \\ -0.017 + 0.037i & 0 & 0.06 - 0.126i & -0.026 + 0.055i & 0 \\ 0 & -0.021 + 0.043i & -0.026 + 0.055i & 0.071 - 0.15i & -0.024 + 0.051i \\ 0 & -0.019 + 0.04i & 0 & -0.024 + 0.051i & 0.043 - 0.091i \end{pmatrix}$$

Уравнение узловых напряжений при задании нагрузок в мощностях записывается следующим образом:

$$U_{\Delta} = U - U_{By} = Y_y^{-1} \cdot \frac{\bar{S}}{\bar{U}},$$

где U_{Δ} - матрица-столбец падений напряжения в узлах относительно балансирующего, кВ;

U - матрица-столбец напряжения в узлах, кВ;

$\bar{S}$ и $\bar{U}$ – сопряженные значения матриц узловых мощностей и напряжений.

В случае подстановки в это уравнение точных значений узловых напряжений получаем равенство:

$$U_{By} - U + Y_y^{-1} \cdot \frac{\bar{S}}{\bar{U}} = 0.$$

При подстановке произвольных значений (например, начальных приближений) узловых напряжений равенство нарушается. Задаем начальные приближения напряжений:

$i := 1..rows(S)$

$U_{0,i,1} := 110$

$U_0^T = (110 \ 110 \ 110 \ 110 \ 110)$

Составляем функцию для определения левой части равенства $f(X1,X2,X3,X4,X5,Y_y,S)$

$$f(X1,X2,X3,X4,X5,Y_y,S) := \begin{bmatrix} Ubu - X1 + \frac{(Y_y^{-1})_{1,1} \cdot \overline{s_{1,1}}}{\overline{X1}} + \frac{(Y_y^{-1})_{1,2} \cdot \overline{s_{2,1}}}{\overline{X2}} + \frac{(Y_y^{-1})_{1,3} \cdot \overline{s_{3,1}}}{\overline{X3}} + \frac{(Y_y^{-1})_{1,4} \cdot \overline{s_{4,1}}}{\overline{X4}} + \frac{(Y_y^{-1})_{1,5} \cdot \overline{s_{5,1}}}{\overline{X5}} \\ Ubu - X2 + \frac{(Y_y^{-1})_{2,1} \cdot \overline{s_{1,1}}}{\overline{X1}} + \frac{(Y_y^{-1})_{2,2} \cdot \overline{s_{2,1}}}{\overline{X2}} + \frac{(Y_y^{-1})_{2,3} \cdot \overline{s_{3,1}}}{\overline{X3}} + \frac{(Y_y^{-1})_{2,4} \cdot \overline{s_{4,1}}}{\overline{X4}} + \frac{(Y_y^{-1})_{2,5} \cdot \overline{s_{5,1}}}{\overline{X5}} \\ Ubu - X3 + \frac{(Y_y^{-1})_{3,1} \cdot \overline{s_{1,1}}}{\overline{X1}} + \frac{(Y_y^{-1})_{3,2} \cdot \overline{s_{2,1}}}{\overline{X2}} + \frac{(Y_y^{-1})_{3,3} \cdot \overline{s_{3,1}}}{\overline{X3}} + \frac{(Y_y^{-1})_{3,4} \cdot \overline{s_{4,1}}}{\overline{X4}} + \frac{(Y_y^{-1})_{3,5} \cdot \overline{s_{5,1}}}{\overline{X5}} \\ Ubu - X4 + \frac{(Y_y^{-1})_{4,1} \cdot \overline{s_{1,1}}}{\overline{X1}} + \frac{(Y_y^{-1})_{4,2} \cdot \overline{s_{2,1}}}{\overline{X2}} + \frac{(Y_y^{-1})_{4,3} \cdot \overline{s_{3,1}}}{\overline{X3}} + \frac{(Y_y^{-1})_{4,4} \cdot \overline{s_{4,1}}}{\overline{X4}} + \frac{(Y_y^{-1})_{4,5} \cdot \overline{s_{5,1}}}{\overline{X5}} \\ Ubu - X5 + \frac{(Y_y^{-1})_{5,1} \cdot \overline{s_{1,1}}}{\overline{X1}} + \frac{(Y_y^{-1})_{5,2} \cdot \overline{s_{2,1}}}{\overline{X2}} + \frac{(Y_y^{-1})_{5,3} \cdot \overline{s_{3,1}}}{\overline{X3}} + \frac{(Y_y^{-1})_{5,4} \cdot \overline{s_{4,1}}}{\overline{X4}} + \frac{(Y_y^{-1})_{5,5} \cdot \overline{s_{5,1}}}{\overline{X5}} \end{bmatrix}$$

При обращении к данной функции указываются: X1, X2, X3, X4, X5 - напряжения в узлах; матрицы узловых проводимостей и задающих мощностей.

Составляем функцию для реализации метода Ньютона:

$nton(X1,X2,X3,X4,X5,e) :=$

```

:= for i in 1..100
  fU ←  $\begin{bmatrix} \frac{d}{dX1}(f(X1,X2,X3,X4,X5,Y_y,P_1)) \frac{d}{dX2}(f(X1,X2,X3,X4,X5,Y_y,P_1)) \frac{d}{dX3}(f(X1,X2,X3,X4,X5,Y_y,P_1)) \frac{d}{dX4}(f(X1,X2,X3,X4,X5,Y_y,P_1)) \frac{d}{dX5}(f(X1,X2,X3,X4,X5,Y_y,P_1)) \\ \frac{d}{dX1}(f(X1,X2,X3,X4,X5,Y_y,P_2)) \frac{d}{dX2}(f(X1,X2,X3,X4,X5,Y_y,P_2)) \frac{d}{dX3}(f(X1,X2,X3,X4,X5,Y_y,P_2)) \frac{d}{dX4}(f(X1,X2,X3,X4,X5,Y_y,P_2)) \frac{d}{dX5}(f(X1,X2,X3,X4,X5,Y_y,P_2)) \\ \frac{d}{dX1}(f(X1,X2,X3,X4,X5,Y_y,P_3)) \frac{d}{dX2}(f(X1,X2,X3,X4,X5,Y_y,P_3)) \frac{d}{dX3}(f(X1,X2,X3,X4,X5,Y_y,P_3)) \frac{d}{dX4}(f(X1,X2,X3,X4,X5,Y_y,P_3)) \frac{d}{dX5}(f(X1,X2,X3,X4,X5,Y_y,P_3)) \\ \frac{d}{dX1}(f(X1,X2,X3,X4,X5,Y_y,P_4)) \frac{d}{dX2}(f(X1,X2,X3,X4,X5,Y_y,P_4)) \frac{d}{dX3}(f(X1,X2,X3,X4,X5,Y_y,P_4)) \frac{d}{dX4}(f(X1,X2,X3,X4,X5,Y_y,P_4)) \frac{d}{dX5}(f(X1,X2,X3,X4,X5,Y_y,P_4)) \\ \frac{d}{dX1}(f(X1,X2,X3,X4,X5,Y_y,P_5)) \frac{d}{dX2}(f(X1,X2,X3,X4,X5,Y_y,P_5)) \frac{d}{dX3}(f(X1,X2,X3,X4,X5,Y_y,P_5)) \frac{d}{dX4}(f(X1,X2,X3,X4,X5,Y_y,P_5)) \frac{d}{dX5}(f(X1,X2,X3,X4,X5,Y_y,P_5)) \end{bmatrix}^{-1} f(X1,X2,X3,X4,X5,Y_y,S)$ 
  Z ←  $\begin{pmatrix} X1 \\ X2 \\ X3 \\ X4 \\ X5 \end{pmatrix} - fU$ 
  b ← max(|fU|)
  X1 ← Z1
  X2 ← Z2
  X3 ← Z3
  X4 ← Z4
  X5 ← Z5
  Mfi,1 ← i
  Mfi,2 ← |X1|
  Mfi,3 ← |X1|
  Mfi,4 ← |X2|
  Mfi,5 ← |X2|
  Mfi,6 ← |X3|
  Mfi,7 ← |X3|
  Mfi,8 ← |X4|
  Mfi,9 ← |X4|
  Mfi,10 ← |X5|
  Mfi,11 ← |X5|
  Mfi,12 ← b
  break if b < e
Mf

```

При обращении к данной функции указываются напряжения и e – необходимая точность расчета узловых напряжений.

В результате расчета тестовой схемы итерационный процесс сошелся на 5 итерации при заданной точности расчета $e=0,01$ кВ. Ниже представлены результаты расчета модулей напряжений на каждом шаге итерационного процесса, а в последнем столбце – значение наибольшего изменения напряжения, которое сравнивается с точностью расчета.

$$\text{nton}(U_{01}, U_{02}, U_{03}, U_{04}, U_{05}, 0.01) = \begin{pmatrix} 1 & 113.419 & 114.27 & 113.743 & 115.556 & 111.139 & 5.582 \\ 2 & 113.32 & 114.053 & 113.581 & 115.326 & 110.705 & 0.769 \\ 3 & 113.328 & 114.075 & 113.594 & 115.342 & 110.756 & 0.097 \\ 4 & 113.327 & 114.071 & 113.592 & 115.339 & 110.748 & 0.015 \\ 5 & 113.327 & 114.072 & 113.592 & 115.339 & 110.749 & 0.002 \end{pmatrix}$$

Кроме модулей можно вывести углы напряжений.

$$\text{nton}(U_{01}, U_{02}, U_{03}, U_{04}, U_{05}, 0.01) = \begin{pmatrix} -0.895 & -0.676 & -0.822 & -0.27 & -1.855 \\ -0.822 & -0.504 & -0.695 & -0.079 & -1.527 \\ -0.828 & -0.523 & -0.707 & -0.094 & -1.57 \\ -0.827 & -0.52 & -0.705 & -0.091 & -1.563 \\ -0.828 & -0.521 & -0.705 & -0.091 & -1.564 \end{pmatrix}$$

Для проверки полученного результата, рассчитаем напряжения в узлах с помощью встроенной функции Given-Find, а также при помощи программы RastrWin (таблица 1).

Given

$$U1 \cdot \left[\overline{Y_{y1,1}} \cdot \overline{U1} + \overline{Y_{y1,2}} \cdot \overline{U2} + \overline{Y_{y1,3}} \cdot \overline{U3} + \overline{Y_{y1,4}} \cdot \overline{U4} + \overline{Y_{y1,5}} \cdot \overline{U5} + \overline{Y_{y1,6}} \cdot (U_{by}) \right] = S_1$$

$$U2 \cdot \left[\overline{Y_{y2,1}} \cdot \overline{U1} + \overline{Y_{y2,2}} \cdot \overline{U2} + \overline{Y_{y2,3}} \cdot \overline{U3} + \overline{Y_{y2,4}} \cdot \overline{U4} + \overline{Y_{y2,5}} \cdot \overline{U5} + \overline{Y_{y2,6}} \cdot (U_{by}) \right] = S_2$$

$$U3 \cdot \left[\overline{Y_{y3,1}} \cdot \overline{U1} + \overline{Y_{y3,2}} \cdot \overline{U2} + \overline{Y_{y3,3}} \cdot \overline{U3} + \overline{Y_{y3,4}} \cdot \overline{U4} + \overline{Y_{y3,5}} \cdot \overline{U5} + \overline{Y_{y3,6}} \cdot (U_{by}) \right] = S_3$$

$$U4 \cdot \left[\overline{Y_{y4,1}} \cdot \overline{U1} + \overline{Y_{y4,2}} \cdot \overline{U2} + \overline{Y_{y4,3}} \cdot \overline{U3} + \overline{Y_{y4,4}} \cdot \overline{U4} + \overline{Y_{y4,5}} \cdot \overline{U5} + \overline{Y_{y4,6}} \cdot (U_{by}) \right] = S_4$$

$$U5 \cdot \left[\overline{Y_{y5,1}} \cdot \overline{U1} + \overline{Y_{y5,2}} \cdot \overline{U2} + \overline{Y_{y5,3}} \cdot \overline{U3} + \overline{Y_{y5,4}} \cdot \overline{U4} + \overline{Y_{y5,5}} \cdot \overline{U5} + \overline{Y_{y5,6}} \cdot (U_{by}) \right] = S_5$$

$$\text{Find}(|U1|, |U2|, |U3|, |U4|, |U5|) = \begin{pmatrix} 113.327 \\ 114.072 \\ 113.592 \\ 115.339 \\ 110.749 \end{pmatrix}$$

Таблица 1 – Результаты расчета по методу Ньютона

Узел	Модуль напряжения U, кВ			Угол δ, град		
	Rastr	Given-Find	метод Ньютона	Rastr	Given-Find	метод Ньютона
1	113,32	113,327	113,327	-0,83	-0,828	-0,828
2	114,06	114,072	114,072	-0,52	-0,521	-0,521
3	113,58	113,592	113,592	-0,7	-0,705	-0,705
4	115,33	115,339	115,339	-0,09	-0,091	-0,091
5	110,74	110,749	110,749	-1,56	-1,564	-1,564

Как видно из полученных расчетов значения совпали. Составленная в ходе выполнения работы функция в отличие от встроенной функции Given-Find позволяет вносить изменения в алгоритм расчета, использовать модификации метода Ньютона, выполнять расчет с требуемой точностью, анализировать ход итерационного процесса.

Литература

1. Численные методы. В.Ф. Формалев, Д.Л. Ревизников. - М.:Физматгиз, 2004. - 400 с.
2. Численные методы на базе MathCAD. С.В. Поршнев, И.В. Беленкова. - СПб.: БХВ-Петербург, 2005. - 464 с.

УДК 621.311

ВЛИЯНИЕ ЗНАЧЕНИЙ ПОСТОЯННОЙ ИНЕРЦИИ ГЕНЕРАТОРОВ СТАНЦИИ НА ПРЕДЕЛЬНОЕ ВРЕМЯ ОТКЛЮЧЕНИЯ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Михолап Е.Н.

Научный руководитель – м.т.н., старший преподаватель Волков А.А.

Движение ротора генератора, описывается уравнением [1]:

$$T_J \frac{d^2 \delta}{dt^2} = \Delta P,$$

где $T_J = J_0 \cdot \frac{\omega_0^2}{S_{\text{ном}}}$ – постоянная инерции генератора, имеющая размерность времени и численно равная промежутку времени, в течение которого ротор разгоняется из состояния покоя до номинальной скорости вращения под действием номинального вращающего момента;

δ – угол, который отсчитывается от неподвижной оси, совмещаемой, как правило, с магнитной осью статорной обмотки фазы А (рисунок 1);

ΔP – небаланс мощностей;

J_0 – момент инерции вращающейся части энергоагрегата (ротора турбины, вала и ротора генератора);

ω_0 – синхронная частота;

$S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность генератора.



Рисунок 1 – Модель ротора генератора

Рассмотрим влияние постоянной инерции генератора на предельное время отключения короткого замыкания (КЗ) для схемы электрической сети, представленной на рисунке 2.

Методика оценки влияния: в произвольный момент времени, например, при $t = 0,2$ с моделируем возмущение на шинах высокого напряжения в виде трехфазного короткого замыкания в узлах, удаленных на различное расстояние от исследуемого генератора станции. Далее изменяем постоянную инерции генератора в диапазоне от 0,1 до 15 в о.е. Для каждой постоянной инерции находим время предельного отключения, т.е. максимальное время при котором устойчивость сохраняется. Строим зависимость предельного времени отключения от постоянной инерции. Полученные результаты расчёта сведём в таблицу 1, в которой укажем: постоянную инерции, изменение постоянной инерции, %, предельное время

отключения КЗ, с, изменение времени, %, предельный угол отключения КЗ, град, изменение угла, %.

Используя аппроксимацию экспериментальных данных (рисунок 3) функциональными зависимостями в MathCad, определяем функцию, описывающую полученное изменение.

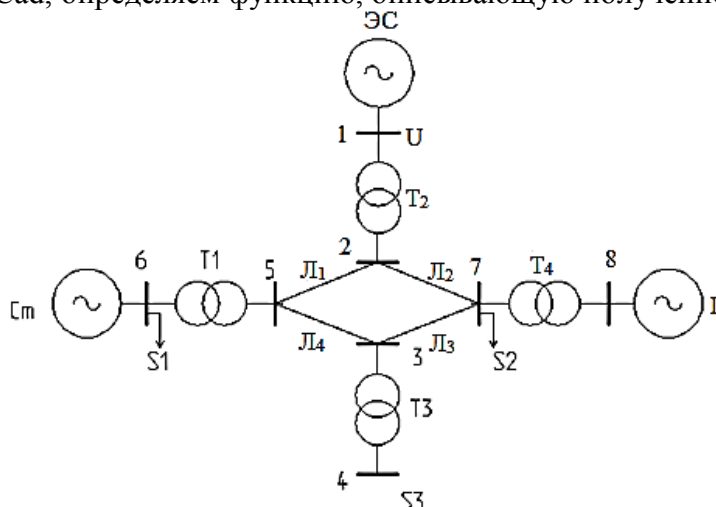


Рисунок 2 – Исследуемая схема электрической сети

Таблица 1 – Результаты расчёта

T_j	$\Delta T_j, \%$	$t_{откл}^{пр}, с$	$\Delta t_{откл}^{пр}, \%$	$\delta_{откл}^{пр}, град$	$\Delta \delta_{откл}^{пр}, \%$
48	-98	0,054	-68,05	102,18	47,89
240	-90	0,073	-56,81	82,35	19,19
480	-80	0,091	-46,15	78,13	13,08
720	-70	0,105	-37,87	75,25	8,92
960	-60	0,117	-30,77	73,55	6,46
1440	-40	0,137	-18,94	70,64	2,24
1920	-20	0,154	-8,88	70,01	1,33
2400	—	0,169	—	69,09	—
2880	20	0,182	7,69	67,65	-2,08
3360	40	0,194	14,79	66,95	-3,10
3840	60	0,206	21,89	66,73	-3,42
4320	80	0,216	27,81	66,04	-4,42
4800	100	0,226	33,73	66,03	-4,43
5280	120	0,236	39,65	65,86	-4,68
5760	140	0,245	44,97	65,18	-5,66
6240	160	0,254	50,30	65,01	-5,91
7200	200	0,271	60,36	64,71	-6,34

Функцию ищем в виде:

$$f(t) = C_1 \cdot t^{C_2} + C_3 = 2,276 \cdot 10^{-3} \cdot t^{0,523} + 0,035.$$

На рисунке 4 показан график движения ротора при различных моментах инерции - при исходном значении и при его увеличении в 2 и 3 раза. По данному графику зная предельный угол отключения КЗ можно определить предельное время отключения КЗ, а также можно оценить значение угла δ в любой момент времени от начала возмущения, до его отключения.

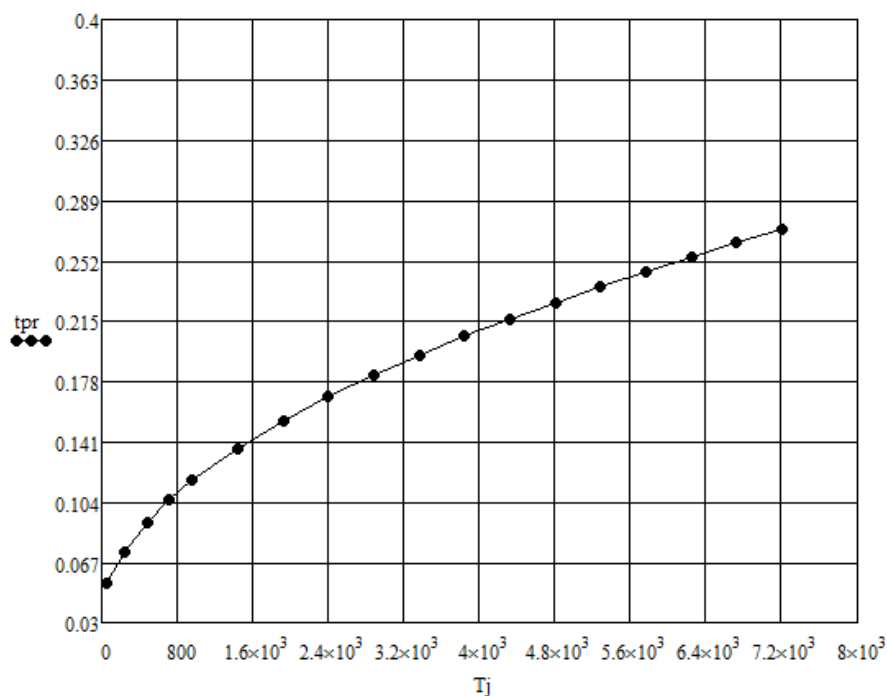


Рисунок 3 – Зависимость предельного времени отключения от изменения T_j

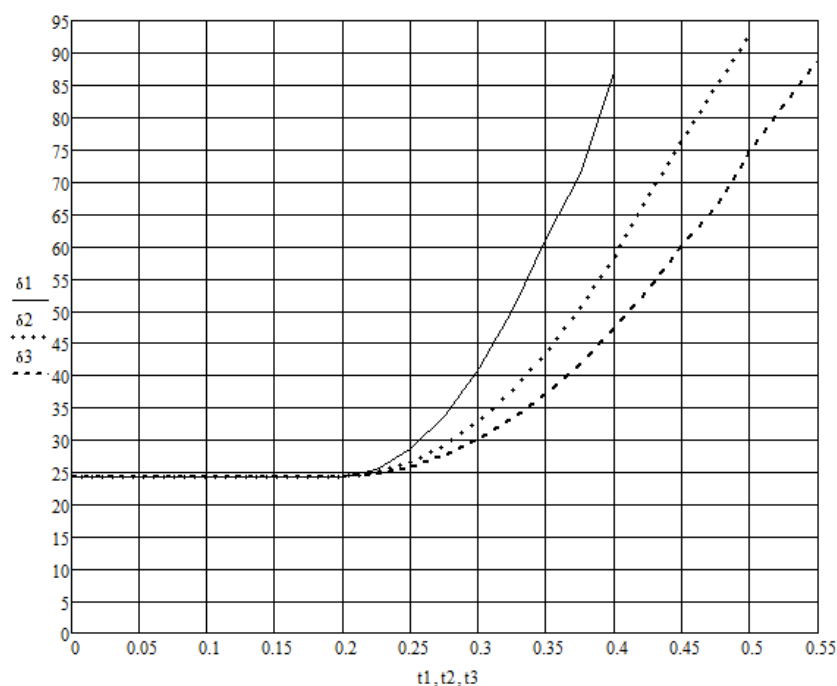


Рисунок 4 – Изменение угла ротора при КЗ при различных T_j

Выводы:

1) при увеличении постоянной механической инерции генератора предельное время отключения КЗ увеличивается, а значит динамическая устойчивость улучшается. Так при увеличении постоянной механической инерции генератора в 2 раза предельное время отключения увеличилось на 33,73 %, при увеличении в 3 раза – на 60,36 %.

2) для увеличения предельного времени отключения в n раз необходимо увеличить постоянную механической инерции в n^2 раз.

Литература

1. Программные комплексы в учебном проектировании электрической части электростанций: учебное пособие / Р.А. Вайнштейн, В.В. Шестакова, Н.В. Коломиец. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 123 с.

УДК 621.311

СОБСТВЕННЫЕ ЧИСЛА И ОБУСЛОВЛЕННОСТЬ МАТРИЦЫ УЗЛОВЫХ ПРОВОДИМОСТЕЙ

Крапивина Т.С.

Научный руководитель – м.т.н., старший преподаватель Волков А.А.

Расчет установившегося режима (УР) является базовой задачей при выполнении анализа режимов работы электрических систем.

Математическая модель УР электрических систем представляется совокупностью уравнений, которые формируются на основе схем замещения и физических законов Ома, Кирхгофа. На практике математическая модель, представленная уравнениями законов Ома и Кирхгофа в явном виде, как правило, не используется. В настоящее время наиболее распространенной формой уравнений УР является система уравнений узловых напряжений (УУН) [1]. При задании нагрузок в токах система УУН является линейной системой алгебраических уравнений (СЛАУ), а при задании в мощностях – нелинейной.

Важным моментом, определяющим возможность получения решения линейной системы уравнений и достоверность этого решения, является хорошая обусловленность матрицы ее коэффициентов. Если матрица плохо обусловлена, то определитель стремится к нулю, соответственно система может иметь бесконечное множество решений или же может не иметь решение и не отвечать физической сущности задачи, а в некоторых случаях при применении итерационных методов может вообще не давать решений – итерационный процесс расходится.

Для решения СЛАУ применяются точные и итерационные методы, основанные на многократном уточнении $x^{(0)}$ - приближенно заданного решения задачи (верхним индексом в скобках здесь обозначается номер итерации).

Пусть необходимо решить систему уравнений узловых напряжений:

$$\begin{cases} y_{11} \cdot U_{\Delta 1} + y_{12} \cdot U_{\Delta 2} + y_{13} \cdot U_{\Delta 3} = J_1 \\ y_{21} \cdot U_{\Delta 1} + y_{22} \cdot U_{\Delta 2} + y_{23} \cdot U_{\Delta 3} = J_2 \\ y_{31} \cdot U_{\Delta 1} + y_{32} \cdot U_{\Delta 2} + y_{33} \cdot U_{\Delta 3} = J_3 \end{cases} \quad (1)$$

или в матричной форме:

$$Y \cdot U_{\Delta} = J, \quad (2)$$

где Y – матрица узловых проводимостей;

U_{Δ} - искомая матрица-столбец падений напряжения в узлах относительно балансирующего, кВ;

J - матрица-столбец задающих токов в узлах (токи нагрузки задаются со знаком “минус”), кА.

Подготовленная система к решению методом простой итерации в матричной форме имеет вид:

$$U_{\Delta}^{(k+1)} = H \cdot U_{\Delta}^{(k)} + G, \quad (3)$$

где $H = -D^{-1} \cdot (L + R)$ и $G = D^{-1} \cdot J$.

В свою очередь

$$Y = L + D + R, \quad (4)$$

где D – диагональная, L и R – левая и правая строго треугольные (с нулевой диагональю) матрицы. В случае симметричной относительно главной диагонали матрицы Y получаем $R = L^T$.

При решении СЛАУ итерационными методами возникают следующие вопросы:

1) сходится ли итерационный процесс, то есть можно ли в результате расчета получить решение?

2) если сходимость есть, то какова ее скорость?

3) какова погрешность найденного решения?

Ответить на эти вопросы можно проведя анализ норм, собственных чисел и обусловленности матриц, используемых в итерационном процессе [2].

Существуют следующие нормы:

1) m-норма (в MathCAD функция $\text{normi}(H)$):

$$\|H\|_m = \max_i \sum_{j=1}^n |h_{ij}|; \quad (5)$$

2) l-норма (в MathCAD функция $\text{norml}(H)$):

$$\|H\|_l = \max_j \sum_{i=1}^n |h_{ij}|; \quad (6)$$

3) Евклидова норма (в MathCAD функция $\text{norme}(H)$):

$$\|H\|_E = \sqrt{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n |h_{ij}|^2}. \quad (7)$$

Метод простых итераций, реализующийся в процессе последовательных приближений (3), сходится к единственному решению исходной системы $Y \cdot U_\Delta = J$ при любом начальном приближении $X^{(0)}$ со скоростью не медленнее геометрической прогрессии, если какая-либо каноническая норма матрицы H меньше единицы. Канонической называется норма, которая не меньше любого элемента матрицы.

Сходящийся процесс обладает свойством самоисправляемости, т.е. отдельная ошибка в вычислениях не отразится на окончательном результате, так как ошибочное приближение можно рассматривать как новое начальное.

Условия сходимости выполняются, если в матрице Y диагональные элементы преобладают, т.е. выполняется:

$$|y_{ii}| \geq |y_{i1}| + |y_{i2}| + \dots + |y_{ii-1}| + |y_{ii+1}| + \dots + |y_{in}|$$

и хотя бы для одного i неравенство строгое. Иначе, модули диагональных коэффициентов в каждом уравнении системы больше суммы модулей недиагональных коэффициентов (свободные члены не рассматриваются).

Чем меньше величина нормы H , тем быстрее сходимость метода.

Необходимым и достаточным условием сходимости метода простых итераций при любом начальном векторе $X^{(0)}$ к решению X^* системы является требование, чтобы все собственные значения λ матрицы H были по модулю меньше 1.

Собственные значения матрицы H можно найти по формуле:

$$\det(H - E \cdot \lambda) = 0, \quad (8)$$

где E – единичная матрица такой же размерности, что и матрица H .

В MathCAD собственные значения находятся через функцию $\text{eigenvals}(H)$.

При $\det Y \approx 0$ небольшие погрешности в коэффициентах могут привести к большим погрешностям в решении (плохо обусловленная задача). При $\det Y = 0$ решение задачи не существует или оно не единственно.

Обусловленность задачи характеризуется числом обусловленности – чем оно больше, тем хуже обусловленность системы:

$$V(Y) = \|Y\| \cdot \|Y^{-1}\|, \quad (9)$$

где $\|Y\|$ – норма матрицы, $\|Y^{-1}\|$ – норма обратной матрицы.

Число обусловленности связано с нормой матрицы и вычисляется по-разному для каждой из норм $\text{condi}(Y)$ – число обусловленности в норме m ; $\text{condl}(Y)$ – число обусловленности в норме $L1$; $\text{conde}(Y)$ – число обусловленности в евклидовой норме.

Матрицы с числом обусловленности близким к единице называются хорошо обусловленными (погрешности исходных данных переносятся на решение без заметного увеличения).

Матрицы (с большим числом обусловленности ($\sim 10^3$ и выше) называются плохо обусловленными (при решении плохо обусловленных систем возможно сильное увеличение ошибки в решении по сравнению с погрешностью исходных данных).

Рассмотрим СЛАУ вида (2), для которой известны:

$$Y_y := \begin{pmatrix} 0.371 & -0.179 & -0.093 & 0 & 0 \\ -0.179 & 0.511 & -0.125 & -0.111 & 0 \\ -0.093 & -0.125 & 0.334 & 0 & -0.116 \\ 0 & -0.111 & 0 & 0.225 & -0.114 \\ 0 & 0 & -0.116 & -0.114 & 0.23 \end{pmatrix} \quad J := \begin{pmatrix} 0 \\ -0.3 \\ -0.6 \\ -0.282 \\ 0.4 \end{pmatrix}$$

Определяем матрицу H , а также ее нормы, собственные значения и число обусловленности матрицы Y_y :

$$H = \begin{pmatrix} 0 & 0.482 & 0.251 & 0 & 0 \\ 0.35 & 0 & 0.245 & 0.217 & 0 \\ 0.278 & 0.374 & 0 & 0 & 0.347 \\ 0 & 0.493 & 0 & 0 & 0.507 \\ 0 & 0 & 0.504 & 0.496 & 0 \end{pmatrix} \quad \text{eigenvals}(H) = \begin{pmatrix} 0.903 \\ -0.794 \\ -0.42 \\ 0.326 \\ -0.016 \end{pmatrix}$$

$\text{normi}(H) = 1$
 $\text{norml}(H) = 1.35$
 $\text{norme}(H) = 1.365$
 $\text{condi}(Y_y) = 37.438$
 $\text{condl}(Y_y) = 37.438$
 $\text{conde}(Y_y) = 31.188$

Достаточное условие сходимости итерационного процесса не выполняется – нормы матрицы H больше 1. Необходимое и достаточное условие сходимости итерационного процесса выполняется – все собственные значения матрицы H по модулю меньше 1. Итерационный процесс сходится.

При перестановке уравнение в системе местами (строк в матрицах Y_y , J , U_Δ) условия сходимости итерационного процесса не выполняются, итерационный процесс расходится.

$$Y_{ym} = \begin{pmatrix} -0.179 & 0.511 & -0.125 & -0.111 & 0 \\ 0.371 & -0.179 & -0.093 & 0 & 0 \\ -0.093 & -0.125 & 0.334 & 0 & -0.116 \\ 0 & -0.111 & 0 & 0.225 & -0.114 \\ 0 & 0 & -0.116 & -0.114 & 0.23 \end{pmatrix} \quad J_m = \begin{pmatrix} -0.3 \\ 0 \\ -0.6 \\ -0.282 \\ 0.4 \end{pmatrix}$$

$$H = \begin{pmatrix} 1.61 & 1.991 & -1.066 & -0.485 & -0.082 \\ 2.122 & 0.373 & -0.698 & -0.62 & 0.376 \\ 0.278 & 0.374 & 0 & 0 & 0.347 \\ 0 & 0.493 & 0 & 0 & 0.507 \\ 0 & 0 & 0.504 & 0.496 & 0 \end{pmatrix} \quad \text{eigenvals}(H) = \begin{pmatrix} 2.851 \\ 0.842 \\ -0.861 + 0.076i \\ -0.861 - 0.076i \\ 0.011 \end{pmatrix}$$

$\text{normi}(H) = 5.234$
 $\text{norml}(H) = 4.011$
 $\text{norme}(H) = 3.864$
 $\text{condi}(Y_y) = 37.438$
 $\text{condl}(Y_y) = 37.438$
 $\text{conde}(Y_y) = 31.188$

Рассматривая матрицу узловых сопротивлений можно отметить, что элементы, находящиеся на главной диагонали, являются положительными числами, остальные элементы – либо нули, либо числа отрицательные. При замене строк в данной матрице можно наблюдать:

1) при попадании на главную диагональ значения «0» дальнейший расчет невозможен. Матрицу H посчитать нельзя, т.к. получается деление на ноль, что не допустимо;

2) при попадании на главную диагональ отрицательного значения режим расходится. Определитель матрицы узловых сопротивлений получается отрицательным, если сравнивать

его с оценкой Адамара, то он не удовлетворяет условию. Значения U^{Δ} стремительно растут, достигая значений $\approx 10^{65}$ и выше, что свидетельствует о том, что итерационный процесс расходится и рассчитать УР невозможно.

Литература

1. Аюев Б.И., Давыдов В.В., Ерохин П.М., Неуймин В.Г. Вычислительные модели потокораспределения электрических систем. - М.: Наука, 2008. - 256 с.
2. Численные методы в примерах и задачах: Учеб. пособие / В.И. Киреев, А.В. Пантелеев. - 3-е изд. стер. - М.: Высш. шк., 2008. - 480 с.

УДК 621.311

УЧЕТ ТРАНСФОРМАТОРОВ В УЗЛАХ ПРИ РАСЧЕТЕ РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Мацкевич М. О.

Научный руководитель – м.т.н., старший преподаватель Волков А.А.

Расчет и анализ установившихся режимов (УР) электрических сетей имеет большое значение при их проектировании и эксплуатации. Задача расчета режимов имеет не только самостоятельное значение при определении потоков распределений, напряжений, токов и потерь мощности в сетях, но и является базовой при решении задач оптимизации режимов, при расчетах переходных электромеханических процессов, при определении токов короткого замыкания [1].

Цель данной работы заключалась в составлении алгоритма расчета установившегося режима электрической сети с учетом трансформаторов и его реализации в программе MathCAD.

Схема замещения двухобмоточного трансформатора в расчётах УР электрических сетей обычно принимается упрощенной и отвечает Г-образной схеме замещения при отсутствии поперечной проводимости со стороны m и наличии с этой стороны идеального трансформатора (рисунок 1), в общем случае характеризуемого комплексным коэффициентом трансформации.

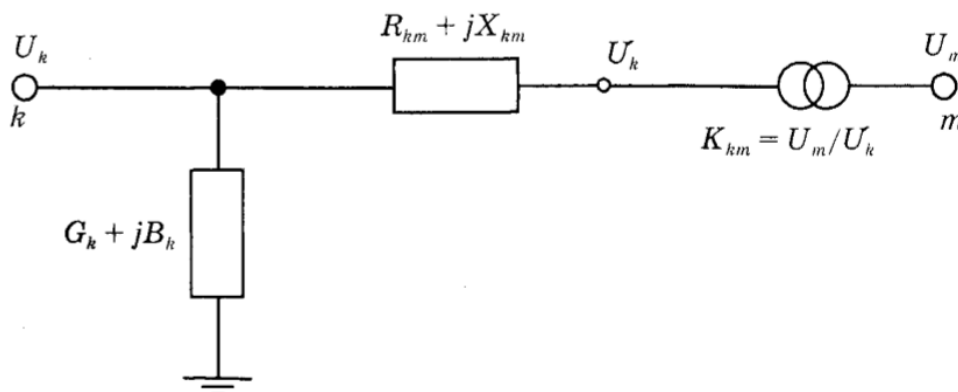


Рисунок 1 – Схема замещения двухобмоточного трансформатора

Схемы соединений трансформаторов унифицированы и размещаются таким образом, чтобы параллельно работающие трансформаторы имели один и тот же сдвиг по фазе, т.е. были согласованны. Поэтому, как правило, при расчётах УР трансформаторы представляются действительными коэффициентами трансформации. Исключением являются фазосдвигающие трансформаторы, которые предназначены для принудительного регулирования потока активной мощности в замкнутом контуре. В этом случае трансформатор имеет неуравновешенный сдвиг по фазе и должен замещаться комплексным коэффициентом трансформации. Однако в нашей стране такой способ регулирования потока активной мощности не нашёл широкого применения.

При расчёте параметров схемы замещения трансформатора используются паспортные данные опыта короткого замыкания и холостого хода $U_{кз\%}$, $\Delta P_{кз}$, $I_{хх\%}$, $\Delta P_{хх}$:

$$X_{km} = \frac{U_{кз\%}}{100} \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}; R_{km} = \frac{\Delta P_{кз} U_{ном}^2}{S_{ном}^2}; G_k = \frac{\Delta P_{хх}}{U_{ном}^2}; B_k = \frac{I_{хх\%} S_{ном}}{100 U_{ном}^2}.$$

Сопротивления приводятся к напряжению той стороны, где расположена поперечная ветвь, определяющая потери холостого хода.

Математические модели трёхобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов оказываются весьма непростыми из-за сложной зависимости от режима распределения магнитных потоков по ядру и многообразия используемых способов регулирования напряжения.

При наличии трансформаторных связей в электрической сети для расчета УР можно использовать два подхода [2]:

1) привести сопротивления элементов к одной ступени напряжения, а после того как определили режимные параметры произвести их корректировку с учетом коэффициентов трансформации;

2) выполнить расчёт УР электрической сети без приведения сопротивлений к одной ступени напряжения за счёт включения коэффициента трансформации в матрицу проводимостей.

Для апробации алгоритма расчета УР с учетом трансформаторов рассмотрим схему электрической сети, приведенной на рисунке 2.

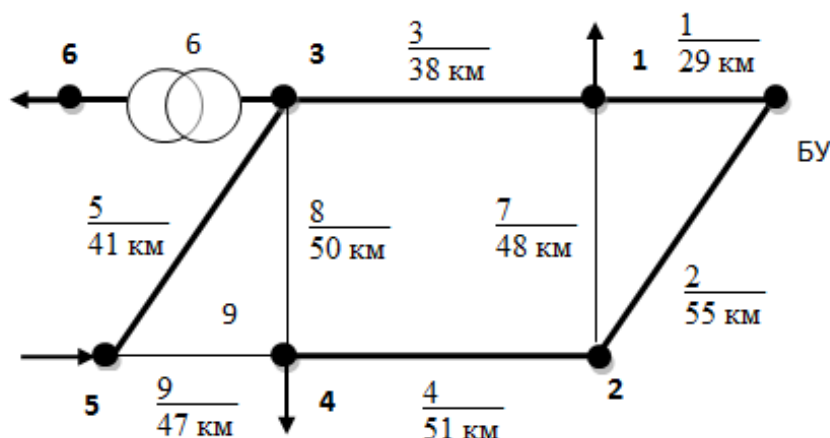


Рисунок 2 – Схема электрической сети

Принимаем следующие исходные данные. Ветви 1, 2, 3, 4, 5, 7, 8, 9 графа – это линии электропередачи 110 кВ, выполненные проводом марки АС-240/32 с погонными параметрами $r_0 = 0,121$ Ом/км; $x_0 = 0,405$ Ом/км; $b_0 = 2,81$ мкСм/км. Ветвь 6 – трансформатор ТРДЦН -63000/110.

Задаем нагрузки в узлах сети, МВ·А:

$$S := P + j \cdot Q = \begin{pmatrix} 33 + 20i \\ 0 \\ 34 + 21i \\ 29 + 18i \\ -39 - 24i \\ 25 + 15i \end{pmatrix}$$

Первая матрица соединений с учетом и без учета балансирующего узла (БУ):

$$M\Sigma := \begin{pmatrix} -1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix} \quad M := \text{submatrix}(M\Sigma, 1, 6, 1, 9) = \begin{pmatrix} -1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}$$

Далее определяем:

- вектор проводимостей продольных ветвей, в котором учитываются линии электропередач и трансформатор;
- и вектор проводимостей связи независимых узлов с БУ. Узлы, которые имеют связь с БУ – дают соответствующие проводимости;
- матрицу узловых проводимостей

$$Y_b := \begin{pmatrix} \frac{1}{z_1} & \frac{1}{z_2} & \frac{1}{z_3} & \frac{1}{z_4} & \frac{1}{z_5} & \frac{1}{r_T + j \cdot x_T} & \frac{1}{z_7} & \frac{1}{z_8} & \frac{1}{z_9} \end{pmatrix}$$

$$Y_{by} := \text{submatrix}(M\Sigma \cdot \text{diag}(Y_b^T) \cdot M\Sigma^T, 7, 7, 1, 7)$$

$$Y := M \cdot \text{diag}(Y_b^T) \cdot M^T$$

Потери холостого хода трансформатора учитываем в матрице задающих мощностей.

Расчет проводим по методу простых итераций. В качестве начальных приближений принимаем номинальные напряжения 110 и 10 кВ.

Ход итерационного процесса:

$$U(z_y, s) =$$

110	114.175-5.155i	113.823-4.669i	113.806-4.744i	113.798-4.737i	113.797-4.738i	113.797-4.738i
110	115.14-4.46i	114.784-4.048i	114.767-4.116i	114.76-4.109i	114.759-4.111i	114.759-4.11i
110	110.994-8.598i	110.178-7.729i	110.139-7.879i	110.123-7.864i	110.122-7.867i	110.122-7.867i
110	112.095-7.711i	111.388-6.966i	111.356-7.094i	111.342-7.081i	111.341-7.084i	111.341-7.083i
110	114.502-5.654i	113.742-5.094i	113.714-5.204i	113.702-5.192i	113.701-5.194i	113.701-5.194i
10	9.841-1.233i	9.71-1.117i	9.706-1.14i	9.703-1.138i	9.703-1.138i	9.703-1.138i

В результате расчета получаем:

$$\vec{|U|} = \begin{pmatrix} 113.896 \\ 114.832 \\ 110.402 \\ 111.566 \\ 113.819 \\ 9.77 \end{pmatrix} \quad \arg(U) = \begin{pmatrix} -2.384 \\ -2.051 \\ -4.086 \\ -3.64 \\ -2.615 \\ -6.691 \end{pmatrix} \cdot \text{deg}$$

Для проверки, проведем расчет той же схемы и с идентичными исходными данными в программе RastrWin3. Результаты расчета представлены на рисунке 3.

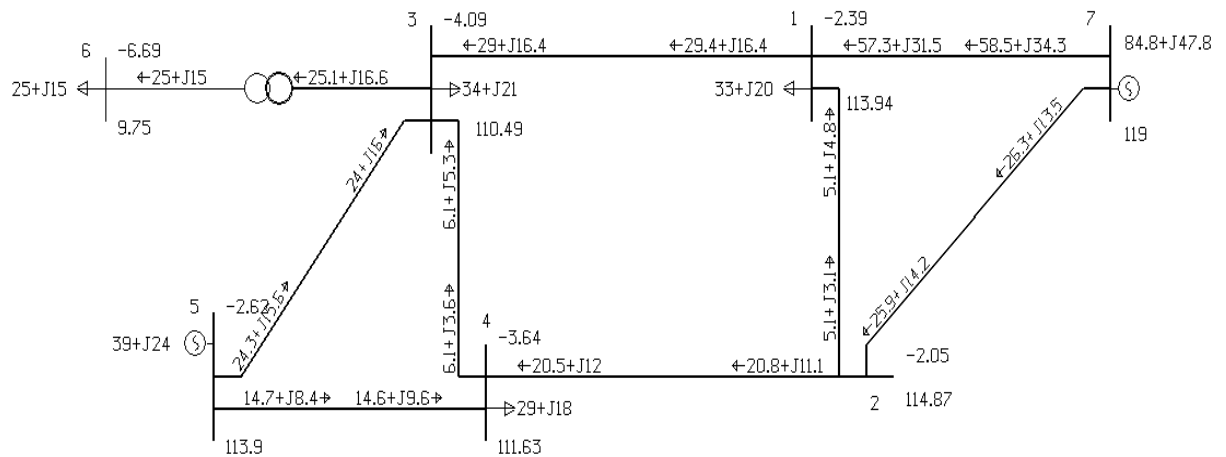


Рисунок 3 – Результаты расчета по программе

Сравнивая результаты расчетов по Mathcad и по программе RastrWin3 можно сделать вывод, что алгоритм составлен, верно. Следует отметить, что при расчете УР электрической сети переменного тока необходимо учитывать в уравнениях узловых напряжений сопряженные элементы – полную мощность и напряжения.

Литература

1. Васюра Ю.Ф., Вильнер А.В. Математические методы расчета установившихся режимов работы электроэнергетических систем с примерами и иллюстрациями: Учебное пособие. – Киров: Изд-во Кировский облкомстат, 2009. -146 с.
3. Математическое моделирование электрических систем и их элементов : учеб. пособие / А.В. Лыкин. – 2-е изд., перераб. и доп. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2009. – 228 с.