

# **СЕКЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ**

## **ПЕРЕЧЕНЬ ДОКЛАДОВ**

### **ПЛАНИРОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ**

ДЕРЕВЯГО В.В.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – ПРОКОПЕНКО В.Г., К.Т.Н., ДОЦЕНТ

### **РАСЧЁТ РЕЖИМА РАЗОМКНУТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**

КОВАЛЬЧУК Д.В.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – ГАПАНЮК С.Г., М.Т.Н., АССИСТЕНТ

### **ОБЗОР РЫНКА ВАКУУМНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ 10 КВ В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ**

САВИЦКИЙ Н.С., СКОК А.И.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – ГАПАНЮК С.Г., М.Т.Н., АССИСТЕНТ

### **УПРАВЛЕНИЕ МОЩНОСТЬЮ ТУРБИН ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ**

ФРАНЦЕВИЧ Р. Г.

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

### **ГРАДИЕНТНЫЕ ИТЕРАЦИОННЫЕ МЕТОДЫ ДЛЯ РЕШЕНИЯ СИСТЕМ УРАВНЕНИЙ УЗЛОВЫХ НАПРЯЖЕНИЙ**

ВАБИЩЕВИЧ Н.А.

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

### **ПОДСТАНЦИЯ С ОДНОФАЗНОЙ ОБХОДНОЙ СИСТЕМОЙ ШИН**

ЕРМАКОВА Н.О.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – ФЕДИН В.Т., К.Т.Н., ПРОФЕССОР

### **ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ПОДСТАНЦИЯ С ОДНОФАЗНЫМ ОБХОДНЫМ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕМ**

ЛЕГОТИНА М.А.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – ФЕДИН В.Т., К.Т.Н., ПРОФЕССОР

УДК 621.311

## ПЛАНИРОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Деревяго В.В.

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

Снижение потерь активной мощности и электроэнергии в электрических сетях является одной из основных и первоочередных задач как на этапе их проектирования, так и эксплуатации. Решение этой задачи может быть осуществлено за счет уже имеющихся в электрической сети средств регулирования режимов, либо за счет дополнительно устанавливаемых устройств, таких как компенсирующие устройства, вольтодобавочные трансформаторы. При первом подходе не требуется дополнительных капитальных вложений, что делает выполнение оптимизации с помощью этих устройств первоочередным мероприятием.

В данной работе было осуществлено планирование оптимальных режимов работы участка сети Могилевские электрические сети. Для того, чтобы произвести это планирование, необходимо было выполнить ряд оптимизационных расчетов, которые выполнялись с помощью программы RastrWin. Оптимизация проводилась с помощью имеющихся средств регулирования режимов: автотрансформаторов, установленных на подстанциях Могилев – Северная и Могилев – 330; источников реактивной мощности, один из которых представляет собой генераторы, установленные на Могилевской ТЭЦ-2, а второй – компенсирующее устройство, установленное на подстанции Заднепровская. При оптимизации рассматривалось три наиболее характерных режима, которые отражают суточный график нагрузки: режим наибольших нагрузок, режим средних нагрузок и режим наименьших нагрузок.

Одновременно с выполнением оптимизации каждого режима осуществлялся жесткий контроль параметров режимов.

Оптимизация режимов работы электрической сети с помощью коэффициентов трансформации автотрансформаторов проводилась с помощью четырех различных методов [1]:

- 1) Пошаговый метод с анализом предыстории;
- 2) Многошаговый метод с анализом предыстории;
- 3) Ускоренный многошаговый метод с анализом предыстории;
- 4) Метод покоординатного спуска.

Оптимизация режима наибольших нагрузок была проведена каждым методом поочередно. Для режима средних нагрузок и наименьших нагрузок были применены методы, которые были наиболее эффективны для режима наибольших нагрузок: ускоренный многошаговый метод и метод покоординатного спуска.

Для режима наибольших нагрузок применение пошагового метода с анализом предыстории позволило уменьшить суммарные потери активной мощности в сети с 5,6734 МВт до 5,1165 МВт или на 9,82%, и было это осуществлено за семь оптимизационных шагов. Применение многошагового метода с анализом предыстории привело к такому же результату, однако достигнуто это было за четыре оптимизационных шага. Ускоренный многошаговый метод с анализом предыстории привел к таким же результатам, как и предыдущие методы, но за три оптимизационных шага. Применение метода покоординатного спуска совместно с оптимизацией имеющимися источниками реактивной мощности позволило снизить суммарные потери активной мощности в сети с 5,6734 МВт до 4,4616 МВт или на 21,36%. Графики зависимости снижения суммарных потерь активной мощности в сети от оптимизационного шага в режиме наибольших нагрузок изобразим на рисунке 1.

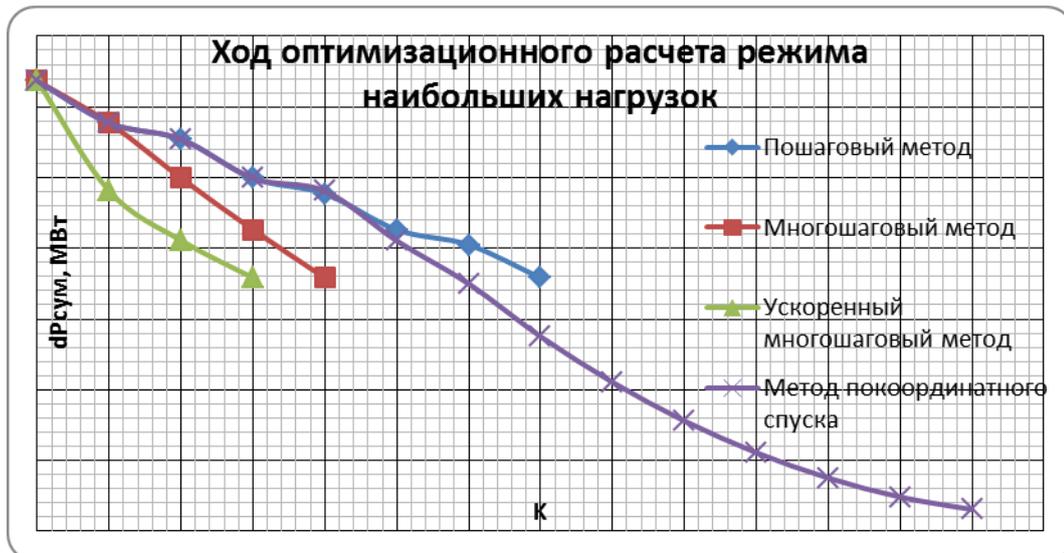


Рисунок 1 – Снижение суммарных потерь активной мощности в сети в режиме наибольших нагрузок.

Для режима средних нагрузок применение ускоренного многошагового метода с анализом предыстории совместно с оптимизацией имеющихся источниками реактивной мощности позволило снизить суммарные потери активной мощности в сети с 2,3370 МВт до 2,1753 МВт или на 6,92% за три оптимизационных шага. С помощью метода покоординатного спуска совместно с оптимизацией имеющихся источников реактивной мощности удалось достичь аналогичного результата, но за четыре оптимизационных шага. Графики зависимости снижения суммарных потерь активной мощности в сети от оптимизационного шага в режиме средних нагрузок изобразим на рисунке 2.

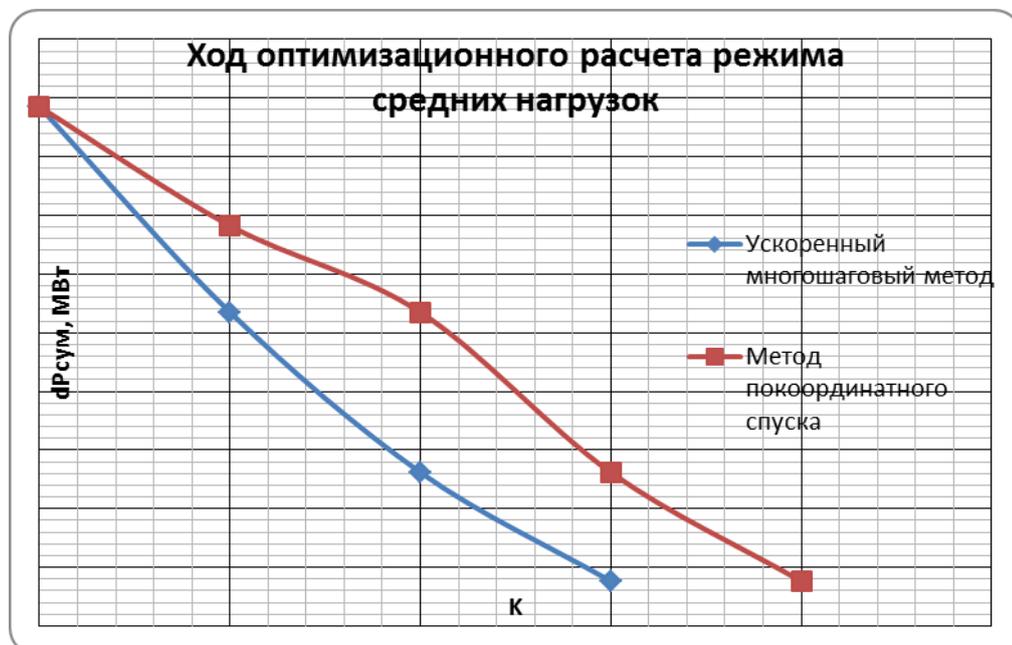


Рисунок 2 – Снижение суммарных потерь активной мощности в сети в режиме средних нагрузок.

Для режима наименьших нагрузок применение ускоренного многошагового метода с анализом предыстории совместно с оптимизацией имеющихся источниками реактивной мощности позволило снизить суммарные потери активной мощности в сети с 1,8279 МВт до 1,6834 МВт или на 7,91% за два оптимизационных шага. С помощью

метода покоординатного спуска совместно с оптимизацией имеющихся источников реактивной мощности удалось достичь снижения суммарных потерь активной мощности в сети с 1,8279 МВт до 1,6782 МВт или на 8,19%, за шесть оптимизационных шагов. Графики зависимости снижения суммарных потерь активной мощности в сети от оптимизационного шага в режиме наименьших нагрузок изобразим на рисунке 3.

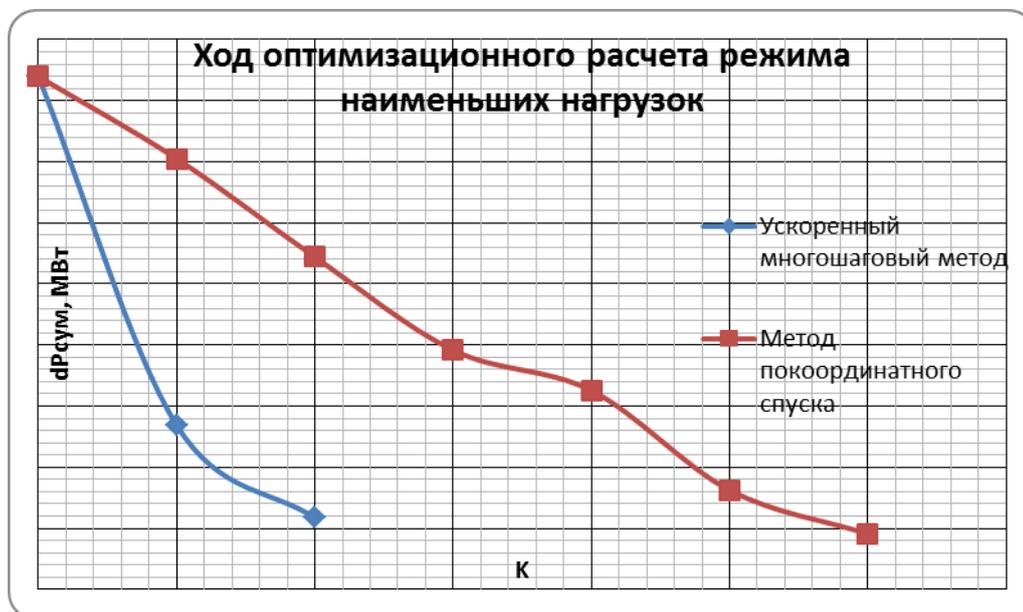


Рисунок 3 – Снижение суммарных потерь активной мощности в сети в режиме наименьших нагрузок.

Исходя из полученных результатов, можно говорить о том, что наиболее эффективными методами при оптимизации режимов являются ускоренный многошаговый метод и метод покоординатного спуска. С помощью ускоренного многошагового метода удастся наиболее быстро оптимизировать режим и добиться снижения суммарных потерь активной мощности в сети. Однако при его применении также быстро за допустимые пределы выходят параметры режима, что не позволяет в данном случае применить оптимизацию имеющихся источников реактивной мощности. В свою очередь метод покоординатного спуска позволяет добиться более глубокого снижения суммарных потерь активной мощности как за счет изменения коэффициентов трансформации, так и за счет оптимизации имеющихся источников реактивной мощности, однако при этом необходимо проведение большего числа оптимизационных расчетов режимов.

Таким образом, в результате проделанной работы удалось в каждом режиме добиться заметного снижения суммарных потерь активной мощности в сети за счет имеющихся средств регулирования режимов. Данные мероприятия не привели к дополнительным вложениям денежных средств. Все это позволяет осуществлять планирование оптимальных режимов работы электрической сети. Для этого необходимо непрерывно в течение суток, в зависимости от величины нагрузки, изменять режим работы автотрансформаторов и источников реактивной мощности, с помощью которых осуществляется регулирование режимов в соответствии с рекомендациями, которые были получены при выполнении оптимизационных расчетов. Это позволит в конечном итоге снизить потери электроэнергии в электрической сети и снизить стоимость передачи электрической энергии.

**Литература**

1. Отчет о НИР. Разработать концептуальные основы и эффективные методы и алгоритмы анализа и оптимизации режимов энергосистем по напряжению и реактивной мощности. В.Г. Прокопенко, А.А. Золотой, Шифр ГБ 98-91, № г.р. 19981125, Минск, БНТУ, 1998.

УДК 621.311

## РАСЧЁТ РЕЖИМА РАЗОМКНУТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Ковальчук Д.В.

Научный руководитель – Гапанюк С.Г., м.т.н., ассистент

Распределительные электрические сети 6 – 10 кВ имеют достаточно сложную топологическую структуру, хотя и эксплуатируются в разомкнутом режиме. Отсюда возникает необходимость не только расчета режимов и потерь электроэнергии в таких сетях, но и их наглядное представление в виде схемы, отражающей ее узлов между собой. Разработанный программный комплекс, позволяет рассчитывать режим разомкнутых электрических сетей (определять потоки мощности на участках сети и напряжения в ее узлах) и потери электроэнергии за исследуемый расчетный период. Результаты расчетов могут быть представлены как в стандартной табличной форме, так и в графическом виде, что позволяет отразить их в более наглядной и доступной форме. Программный комплекс состоит из двух модулей: расчетного (производящего расчет параметров режима и потерь электроэнергии) и графического (решающего задачу отображения сети на дисплее).

Расчетная часть комплекса написана на языке C++. Она рассчитывает распределительную электрическую сеть по стандартным аналитическим соотношениям, с используя известного алгоритма потокораспределения, базирующего на построении массива адресных отображений [1]. Исходные данные о топологии и режиме сети, записанные в виде таблиц, хранятся в файле исходных данных. Необходимые каталожные данные о участках сети (линиях и трансформаторах) хранятся в специальных каталогах, что существенно упрощает ввод исходной информации в программу. Результатом расчета программы помимо параметров режима и величины потерь электроэнергии, является также файл, используемый в дальнейшем второй программой для графического представления схемы сети.

Графический модуль реализован на языке PascalABC. Он получает данные из файла результатов первой программы, производит расчет координат всех узлов сети и отслеживает отсутствие пересечений участков сети. По полученным данным происходит вычерчивание схемы сети в окне GraphABC. Пример результатов работы программы изображен на рисунках 1 и 2. Слева отображена схема сети, справа – исходная информация.



Рисунок 1 – Пример №1 результата работы графического модуля программного комплекса

Следует отметить, что программа в графике отражает не только топологию сети, но и режимные параметры ее отдельных элементов. Для этого необходимо щелкнуть мышью по участку сети (линии или трансформатору), информацию о котором необходимо получить, и в левом верхнем углу экрана появится информация о нем

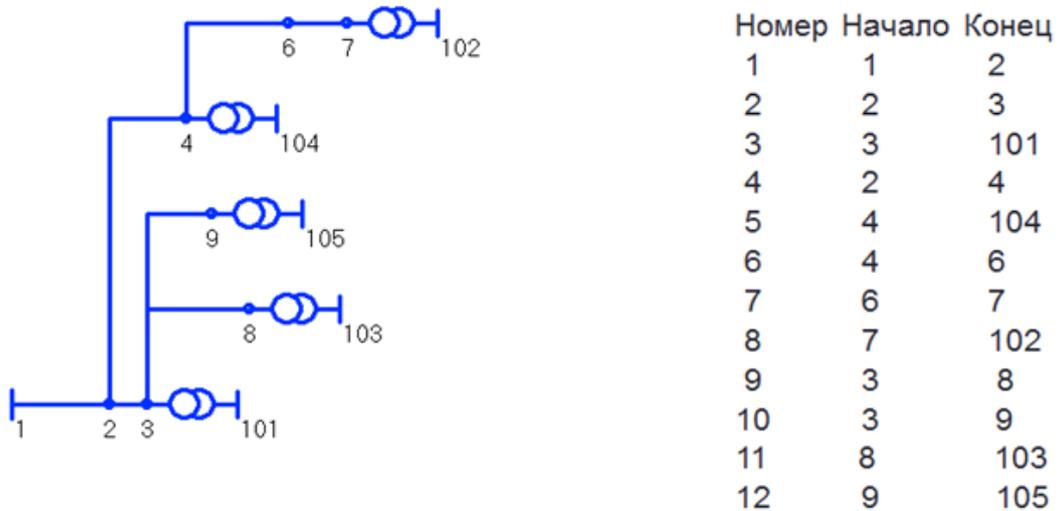


Рисунок 2 – Пример №2 результата работы графического модуля программного комплекса

Данный программный комплекс может найти широкое применение при расчетах электрических сетей в рамках учебного процесса. К основным достоинствам данного комплекса можно отнести ее простоту и доступность, а также наличие графического представления результатов расчета.

#### Литература

1. Фурсанов М.И. Разработка алгоритма, составление и отладка программы для решения электротехнической задачи. – Минск, БНТУ. 2005. – 56 с.

УДК 621.311

## ОБЗОР РЫНКА ВАКУУМНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ 10 кВ В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ

Савицкий Н.С., Скок А.И.

Научный руководитель – Гапанюк С.Г., м.т.н., ассистент

Проведен анализ рынка вакуумных выключателей в РБ, выделены основные фирмы-производители используемых в Беларуси вакуумных выключателей, а также проведено сравнение производимых различными фирмами выключателей по нескольким основным критериям.

Вакуумные выключатели предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах работы в сетях трехфазного переменного тока частоты 50/60 Гц с номинальным напряжением до 20 кВ.

Выключатели предназначены для использования в комплектных распределительных устройствах высокого напряжения.

Выключатель предназначен для дистанционного оперативного включения и отключения напряжения и защиты элементов электрической сети.

Поскольку вакуум обладает электрической прочностью, в десятки раз превышающей прочность воздуха при атмосферном давлении, это свойство широко используется в высоковольтных выключателях.

Принцип действия выключателя основан на гашении дуги переменного тока в глубоком вакууме в момент перехода тока через естественный ноль. В момент отключения выключателя, происходит расхождение контактов вакуумной дугогасительной камеры и в межконтактном промежутке загорается дуга. Падение напряжения на дуге чрезвычайно мало и обычно не превышает 30 В. В момент перехода тока через естественный ноль, межконтактный промежуток заполнен ионизированными парами металла, образовавшимися в течение горения дуги. Однако, в силу отсутствия среды, препятствующей разлету этих паров, их уход из промежутка осуществляется за чрезвычайно малое время, после чего вакуумный выключатель готов выдержать восстанавливающееся напряжение. В них при размыкании контактов в вакууме сразу же после первого прохождения тока в дуге через ноль изоляция восстанавливается, и дуга вновь не загорается.

Вакуумные выключатели находят широкое применение во всем мире, в том числе и в Беларуси. На рынке электрооборудования Республики Беларусь широко представлены различные производители вакуумных выключателей, такие как: АВМ-ампер (Украина), АВВ (Германия), Таврида электрик (Россия), Schneider Electric (Франция), Siemens (Германия), Areva (Франция).

Таблица 1 - Сводная таблица характеристик основных выключателей

Название выключателя	ВБ4-П	VD-4	ВВ/TEL	Evolis	SION	HVX
Производитель	АВМ-ампер	АВВ	Таврида электрик	Schneider Electric	Siemens	Areva
Номинальное напряжение, кВ	10	12-24	10	10	12	12
Номинальный ток, А	630-3150	630-2500	1250-2000	630-2500	800-1250	3150
Номинальный ток отключения, кА	20-31,5	16-40	31,5	25-40	16-31,5	50
Полное время отключения, мс	45	40-60	30	60	60	40
Ресурс по коммутационной стойкости при номинальном токе отключения	100	-	50	30-100	30-80	50

Достоинства вакуумных выключателей:

- 1) простота конструкции;
- 2) простота ремонта - при выходе из строя камеры она заменяется как единый блок;
- 3) возможность работы выключателя в любом положении в пространстве;
- 4) надежность;
- 5) высокая коммутационная износостойкость;
- 6) малые размеры;
- 7) пожаро- и взрывобезопасность;
- 8) отсутствие шума при операциях;
- 9) отсутствие загрязнения окружающей среды;
- 10) удобство эксплуатации;
- 11) малые эксплуатационные расходы.

Недостатки вакуумных выключателей:

- 1) сравнительно небольшие номинальные токи и токи отключения;
- 2) возможность коммутационных перенапряжений при отключении малых индуктивных токов;
- 3) небольшой ресурс дугогасительного устройства по отключению токов короткого замыкания.

УДК 621.311

## УПРАВЛЕНИЕ МОЩНОСТЬЮ ТУРБИН ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ

Францевич Р. Г.

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

В аварийных режимах на валу синхронного генератора возникает небаланс мощности, который может явиться причиной недопустимого разгона или торможения, результатом чего может стать выход генератора из синхронизма. Решить эту проблему можно было бы при условии, что механическая мощность на валу могла бы в точности повторять изменения электрической мощности машины. Существующие системы автоматического регулирования паровых турбин не позволяют осуществить такое регулирование, основной причиной чего является наличие инерции в нормально режиме, что не позволяет обеспечить динамическую устойчивость при наличии возмущения в системе.

Для повышения динамической устойчивости применяется импульсная разгрузка турбин [1, с.266]. Электрогидравлический преобразователь (ЭГП) служит для преобразования электрического сигнала в сигнал в виде давления жидкости, чем способен достаточно быстро воздействовать на регулирующие клапаны турбины. Это значительно снижает механическую мощность на валу. При различных авариях требуется различная глубина разгрузки, и как можно большая ее скорость. Мощность турбины снижается постепенно и ее изменение зависит от амплитуды  $U_m$ , длительности  $T_U$  и величины остаточного  $U_{oc}$  управляющего сигнала от ЭГП, что показано на рисунке 1

[2, рис.8.37].

Для оценки влияния аварийной разгрузки турбин на динамическую устойчивость при возникновении короткого замыкания на диаграмме характеристик мощности, изображенной на рисунке 2, отметим как изменяется механическая мощность турбины  $P_T$  в зависимости от угла  $\delta$  [2, с.327, рис.8.39].

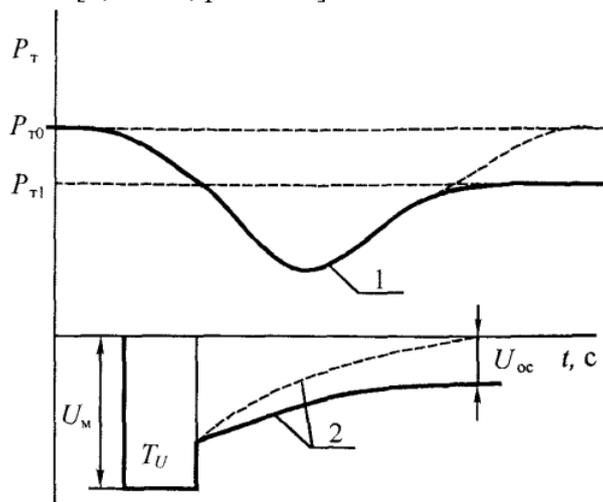


Рисунок 1 – График изменения мощности турбины при действии ЭГП:

1 – импульсная характеристика турбины; 2 – график управляющего сигнала от ЭГП

Как видно из приведенной диаграммы существенное изменение мощности наступает спустя некоторое время после устранения КЗ, для современных систем это время составляет 0,1–0,2 с [2, с.327]. Из-за этого площадка ускорения практически не уменьшается. А в конце переходного процесса мощность турбины снижается, в

результате чего увеличивается площадка ускорения и значение критического угла, которым определяется динамическая устойчивость генератора.

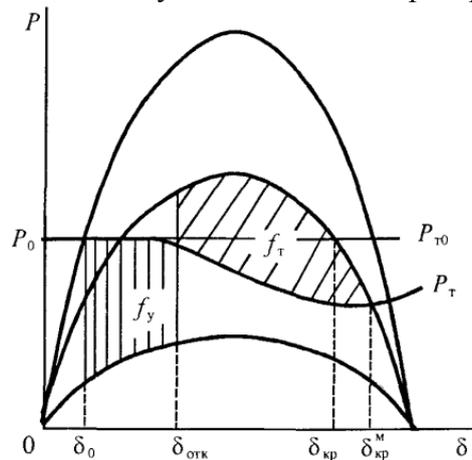


Рисунок 2 – Влияние аварийной разгрузки турбин на динамическую устойчивость

Реализуем автоматическую разгрузку турбин для оценки влияния на динамическую устойчивость станции Ст схемы, приведенной на рисунке 3, с помощью программы Мустанг-2000. В качестве больших возмущений рассматриваем короткие замыкания на линиях электропередачи.

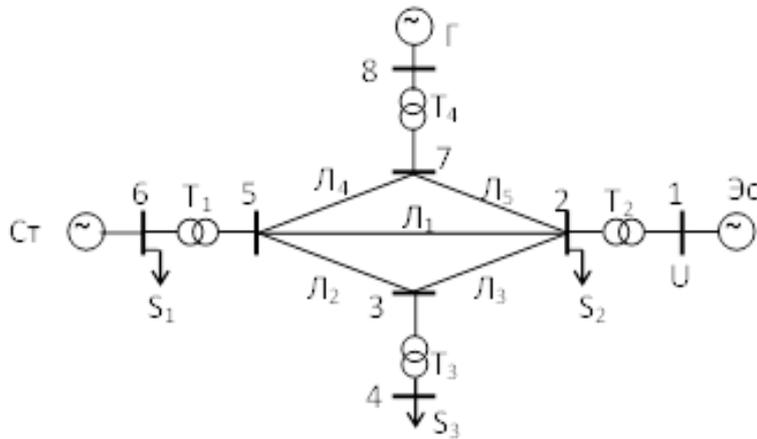


Рисунок 3 – Принципиальная схема электрической сети

Данные по ЭГП принимаем в соответствии с импульсной характеристикой турбины [3, рис.1].

Характеристика ЭГП		
N	P <sub>T</sub>	T
6	1.000	
6	0.950	0.200
6	0.400	0.500
6	0.500	1.000
6	0.900	2.000

Рисунок 4 – Характеристика ЭГП

По результатам расчета можно сделать вывод, что управление мощностью турбин эффективно для повышения динамической устойчивости – увеличивается предельное

время отключения поврежденных линий электропередачи. Диаграммы, соответствующие результатам расчета, приведены на рисунках 5 – 7.

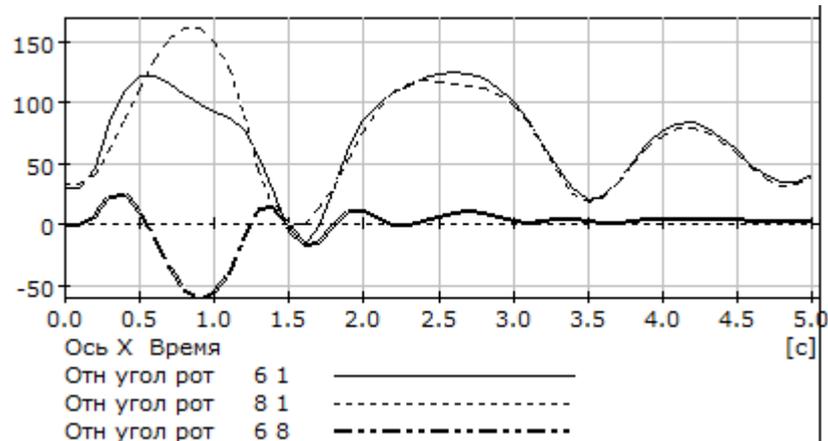


Рисунок 5 – Изменение относительных углов роторов генераторов

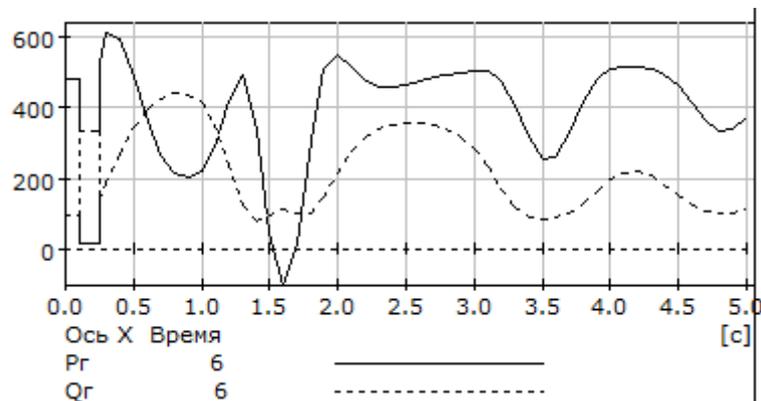


Рисунок 6 – Изменение активной и реактивной мощности генераторов станции

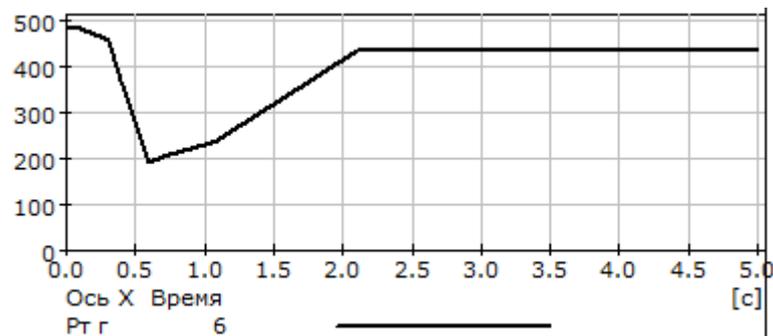


Рисунок 7 – Изменение мощности турбины

Применение автоматической разгрузки турбины позволяет повысить динамическую устойчивость и снизить время установления послеаварийного режима работы станции. Недостатком является задержка в ограничении механической мощности, что в ряде случаев снижает эффективность разгрузки, кроме того возможно нарушение устойчивости во втором и последующих циклах качаний из-за высокой скорости восстановления мощности турбины.

#### Литература

1 Гуревич Ю. Е., Либова Л. Е., Окин А. А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 330 с.

УДК 621.311

## ГРАДИЕНТНЫЕ ИТЕРАЦИОННЫЕ МЕТОДЫ ДЛЯ РЕШЕНИЯ СИСТЕМ УРАВНЕНИЙ УЗЛОВЫХ НАПРЯЖЕНИЙ

Вабищевич Н.А.

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

Для расчета режима электрической сети необходимо составить и решить систему уравнений. Как правило, при этом используется система уравнений узловых напряжений. При задании нагрузок в токах эта система является системой линейных алгебраических уравнений, а при задании в мощностях – системой нелинейных алгебраических уравнений. Решение систем уравнений может проводиться различными методами.

Градиентные методы - методы решения задач математического программирования, основанные на поиске экстремума (максимума или минимума) функции путем последовательного перехода к нему с помощью градиента этой функции.

Градиент функции указывает направление ее наиболее быстрого возрастания в окрестности той точки, в которой он вычислен. Поэтому, если из некоторой текущей точки  $x^{(0)}$  перемещаться в направлении вектора  $\nabla f(x^{(1)})$  то функция  $f$  будет возрастать, по крайней мере, в некоторой окрестности  $x^{(1)}$ . Следовательно, для точки  $x^{(2)} = x^{(1)} + \alpha \cdot \nabla f(x^{(1)})$  лежащей в такой окрестности, справедливо неравенство  $f(x^{(1)}) \leq f(x^{(2)})$ . Продолжая этот процесс, мы постепенно будем приближаться к точке некоторого локального максимума. Однако как только определяется направление движения, сразу же встает вопрос о том, как далеко следует двигаться в этом направлении или, другими словами, возникает проблема выбора шага  $\alpha$ :

$$x^{(p+1)} = x^{(p)} - \alpha_p \nabla f(x^{(p)}) \quad (1)$$

задающего последовательность точек, стремящихся к точке максимума или минимума.

В зависимости от способа решения проблемы с выбором шага различают различные варианты градиентного метода.

Система уравнений представляется в следующем виде:

$$\left\{ \begin{array}{l} f_1 = \sum_{j=1}^n a_{1j} x_j - b_1, \\ f_2 = \sum_{j=1}^n a_{2j} x_j - b_2, \\ \dots \\ f_n = \sum_{j=1}^n a_{nj} x_j - b_n. \end{array} \right. \quad (2)$$

В матричной форме:

$$f = A \times x - b. \quad (3)$$

Здесь приняты следующие обозначения:

$$f = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ \dots \\ f_n \end{bmatrix}; \quad A = [a_{ij}]; \quad b = \begin{bmatrix} b_1 \\ b_2 \\ \dots \\ b_n \end{bmatrix}. \quad (4)$$

Рассмотрим наиболее известные варианты градиентного метода.

### Градиентный метод наискорейшего спуска

В методе наискорейшего спуска решение ищут в виде [1]:

$$x^{(p+1)} = x^{(p)} - \alpha_p \nabla f_p, \quad (5)$$

где  $x^{(p)}$  и  $x^{(p+1)}$  - векторы неизвестных на  $p$  и  $p+1$  шагах итераций;  $r_p$  - вектор невязок на  $p$ -ом шаге;  $\alpha_p$  - длина шага вдоль направления градиента.

$$r_p = A \nabla f_p - b, \quad (6)$$

$$\alpha_p = \frac{(r_p, r_p)}{(W r_p, r_p)}, \quad (7)$$

где  $W$  - матрица Якоби, вычисленная на  $p$ -ом шаге;  $W'$  - транспонированная матрица Якоби, вычисленная на  $p$ -ом шаге. В формуле (7) используется скалярное произведение двух векторов, которое определяется следующей формулой:

$$(f(x), f(x)) = \sum_{i=1}^n f_i(x) f_i(x); \quad (8)$$

$$(f(x), f(x)) = \sum_{i=1}^n [f_i(x)]^2.$$

Матрица Якоби вектор – функции  $f(x)$  определяется как

$$W = \frac{df}{dx} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix}. \quad (9)$$

Для системы (3) матрица Якоби равна

$$W = \frac{df}{dx} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix}. \quad (10)$$

Алгоритм расчёта системы линейных уравнений (3) для метода наискорейшего спуска:

- 1) выбираем начальное приближение  $x^{(p)}$ ;
- 2) находим  $r_p$  - вектор невязок на  $p$ -ом шаге по формуле (6);
- 3) определяем  $\alpha_p$  - длину шага вдоль направления градиента по формуле (7);
- 4) подставляем  $\alpha_p$ ,  $r_p$ ,  $x^{(p)}$  в правую часть системы (5) и находим  $x^{(p+1)}$ ;
- 5) далее проводим необходимое количество итерационных операций до достижения условия  $|x^{(p+1)} - x^{(p)}| \leq \varepsilon$ .

### Градиентный метод с минимальной невязкой

За основу возьмем матричную форму системы линейных уравнений  $Ax=b$ . Принимаем за начальное приближение  $x^{(0)}$ , следующее приближение  $x^{(1)}$  ищется, так же как и в методе наискорейшего спуска, в виде  $x^{(0)} + \mu_p \nabla r_p$ , но параметр  $\mu_p$  подбирается так, чтобы минимизировалась длина вектора невязки  $|r|$  или, что то же самое,  $(r,r) = |r|^2$ . После выполнения первого шага процесс повторяется [1].

Рабочими формулами метода будут

$$x^{(p+1)} = x^{(p)} - \mu_p \nabla r_p, \quad (11)$$

$$r_p = Ax^{(p)} - b,$$

$$\mu_p = \frac{(r_p, \nabla r_p)}{(\nabla r_p, \nabla r_p)}. \quad (12)$$

Алгоритм расчёта системы линейных уравнений для метода с минимальной невязкой:

- 1) выбираем начальное приближение  $x^{(p)}$ ;
- 2) находим  $r_p$  - вектор невязок на  $p$ -ом шаге по формуле (6);
- 3) определяем  $\mu_p$  - длину шага вдоль направления градиента по формуле (12).
- 4) подставляем  $\alpha_p$ ,  $r_p$ ,  $x^{(p)}$  в правую часть системы (11) и находим  $x^{(p+1)}$
- 5) далее проводим необходимое количество итерационных операций до достижения условия  $|x^{(p+1)} - x^{(p)}| \leq \varepsilon$ .

### Градиентный метод сопряжённых элементов

Алгоритм сопряженных градиентов аналогичен алгоритму наискорейшего спуска, отличие только в выборе направления. Идея этого метода в том, чтобы на каждом шаге в качестве направления спуска использовать не антиградиент, а его линейную комбинацию с прежним направлением спуска. Обозначим через  $\gamma_p$  направление спуска на  $p$ -ом шаге.

Рабочими формулами метода будут:

$$x^{(p+1)} = x^{(p)} - \alpha_p \nabla \gamma_p, \quad (13)$$

$$\gamma_{(p+1)} = r_p - \beta_p \nabla \gamma_p, \quad (14)$$

$$\beta_p = \frac{r_{(p+1)}}{r_p}, \quad (15)$$

$$\alpha_p = \frac{(r_p, \gamma_p)}{(W\gamma_p, \gamma_p)}, \quad (16)$$

В методе сопряженных градиентов новое и старое направления не ортогональны. В случае минимизации положительно определенной квадратичной формы с матрицей  $W$  все направления спуска  $\gamma_i$  оказываются – ортогональными, т.е. удовлетворяют условию  $(\gamma_i, W\gamma_j) = 0$  при любом  $i \neq j$ . Такие векторы называются сопряженными, из чего и происходит название метода.

Алгоритм расчёта системы линейных уравнений для метода с сопряженными элементами:

- 1) выбираем начальное приближение  $x^{(p)}$ ;
- 2) находим  $r_p$  - вектор невязок на  $p$ -ом шаге по формуле (6);
- 3)  $\gamma_p = r_p$ , т.е. первый шаг делаем по антиградиенту;
- 4) определяем  $\alpha_p$  - длину шага вдоль направления градиента по (16);
- 5) подставляем  $\alpha_p$ ,  $\gamma_p$ ,  $x^{(p)}$  в правую часть системы (13) и находим  $x^{(p+1)}$ ;
- 6) находим  $r_{(p+1)}$  - вектор невязок на  $(p+1)$ -ом шаге по формуле (6);
- 7) находим  $\beta_p$  по формуле (15);
- 8) находим  $\gamma_{(p+1)}$  по формуле (16);
- 9) определяем  $\alpha_{(p+1)}$  - длину шага вдоль направления градиента по (16);
- 10) проводим вычисления по примеру системы (13);
- 11) далее проводим необходимое количество итерационных операций до достижения условия  $|x^{(p+1)} - x^{(p)}| \leq \varepsilon$ .

По приведенным алгоритмам проведены расчеты режима тестовой электрической сети, состоящей из 6 узлов, один из которых балансирующий, 8 ветвей и 3 контуров.

Установлено, что задание начальных приближений влияет на количество итераций, поэтому для всех узлов и всех расчетов начальное приближение падений напряжения в узлах относительно балансирующего принято одинаковым.

Таблица 1 – Сравнительные результаты расчета

Метод	Количество итераций
Метод простой итерации	4
Метод ускоренной итерации	3
Метод наискорейшего спуска	5
Метод с минимальной невязкой	10
Метод сопряженных элементов	5

Главное достоинство градиентных методов – глобальная сходимость. Процесс градиентного спуска приводит к какой-либо точке минимума функции из любой

начальной точки. При определенных условиях найденная точка минимума будет искомым решением исходной системы.

Главный недостаток – медленная сходимость. Сходимость этих методов – лишь линейная, причем, если для многих методов, таких как метод Ньютона, характерно ускорение сходимости при приближении к решению, то здесь имеет место скорее обратное. Поэтому есть смысл в построении гибридных алгоритмов, которые начинали бы поиск искомой точки – решения данной нелинейной системы, - глобально сходящимся градиентным методом, а затем производили уточнение каким-то быстроходящимся методом, например, тем же методом Ньютона.

#### Литература

- 1 Вычислительные методы линейной алгебры. Д.К. Фаддеев, В.Н. Фаддеева. - М.:Физматгиз, 1960.- 655 с.
- 2 Численные методы на базе MathCAD. С.В. Поршнева, И.В. Беленкова. - СПб.: БХВ-Петербург, 2005. - 464 с.
- 3 Линейная алгебра. А.Н. Канатиков, А.П. Крищенко. - М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э.Баумана, 2002.- 336 с.

УДК 621.316.35

## ПОДСТАНЦИЯ С ОДНОФАЗНОЙ ОБХОДНОЙ СИСТЕМОЙ ШИН

Ермакова Н.О.

Научный руководитель – Федин В.Т., к.т.н., профессор

Схемы электрических сетей должны с наименьшими затратами обеспечивать необходимую надежность электроснабжения, требуемое качество электроэнергии у приемников, удобство и безопасность эксплуатации сети, возможность ее дальнейшего развития и подключения новых потребителей. Эти требования могут быть достигнуты за счет унификации конструктивных решений подстанции, которая наилучшим образом реализуется в случае применения типовых схем электрических соединений распределительных устройств. Кроме того электрическая сеть должна обладать необходимой гибкостью и экономичностью.

При числе линий три и более рекомендуется ряд типовых схем распределительных устройств со сборными системами шин. При числе линий до 13 применяют схему с двумя несекционированными системами шин и обходной системой шин (рисунок 1).

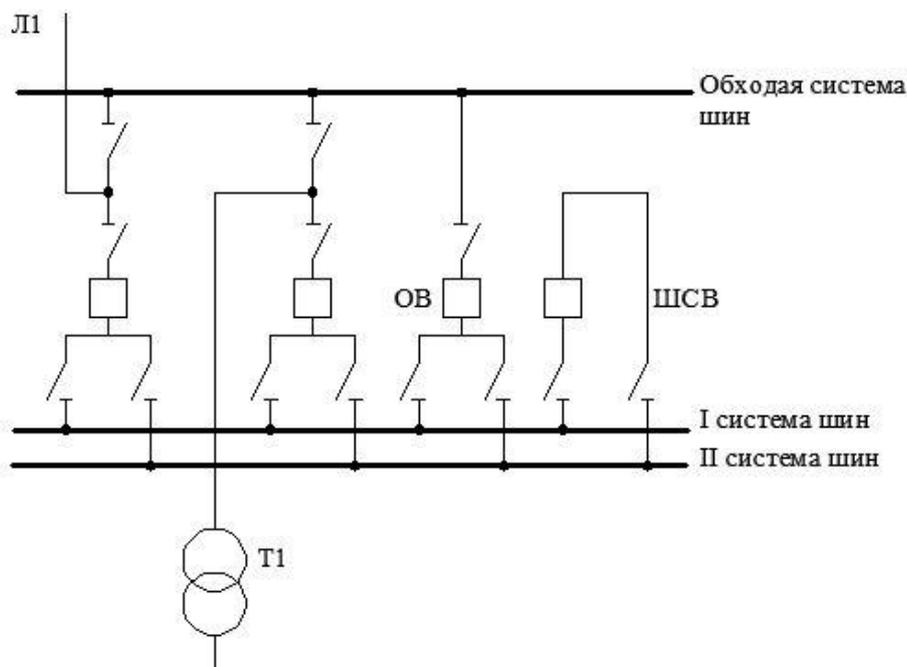


Рисунок 1 - Традиционная схема подстанции с двумя несекционированными системами шин и обходной системой шин: Л1, Т1 – присоединения в виде линии и трансформатора; ОВ – обходной выключатель; ШСВ – шинносоединительный выключатель

Для оценки экономичности той или иной схемы необходимо знать, прежде всего, стоимость подстанции, значительную часть которой составляет стоимость выключателей, являющихся важнейшими коммутационными аппаратами.

Капитальные затраты на строительство подстанции определяются по эмпирическим выражениям из [1].

Согласно патенту №5339 [2] предложена схема, отличающаяся от традиционной тем, что обходная система шин и обходной выключатель выполнены однофазными (рисунок 2). Оценка стоимости такой подстанции усложняется. Ввиду отсутствия информации стоимость однофазного выключателя принята равной от 50 до 90% стоимости однофазной ячейки, которая в свою очередь составляет 1/3 стоимости

трехфазной. При расчетах стоимости ячеек присоединений и ячейки с шиносоединительным выключателем можно принять равными стоимости трехфазных ячеек традиционной схемы.

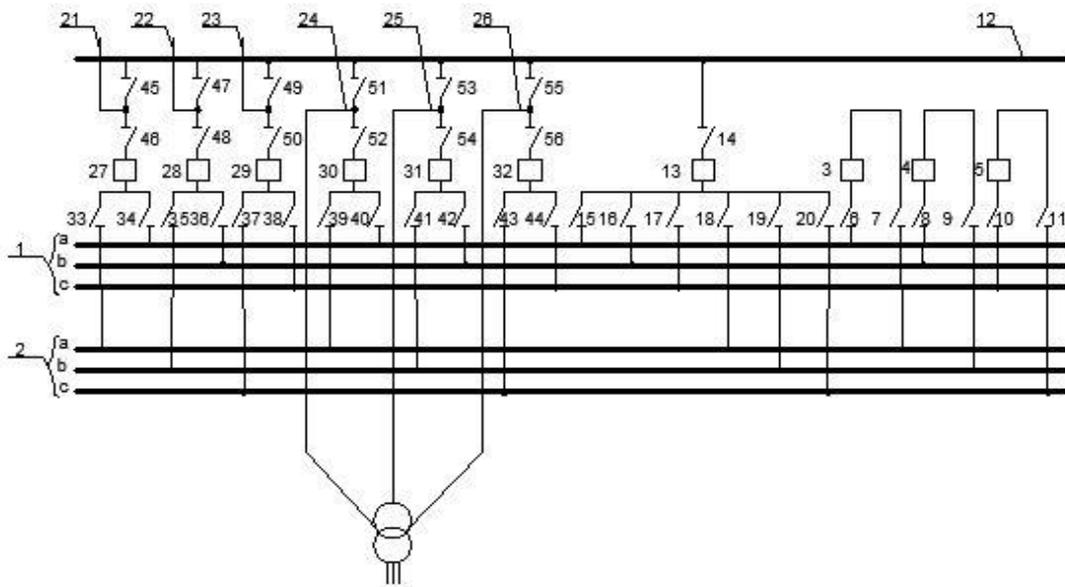


Рисунок 2 - Нетрадиционная схема подстанции по патенту №5339:

1,2-рабочие системы шин; 3,4,5 – шиносоединительный выключатель; 6-11,14-20 – разьединители; 12 – обходная система шин; 13- обходной выключатель; 21,22,23 – трехфазные присоединения в виде линии; 24,25,26 - трехфазные присоединения в виде трансформатора; 27,28,29 – выключатели для линии; 30,31,32 – выключатели для трансформатора; 33-34- разьилки разьединителей для соединения выключателей с одной стороны; 45-46,47-48,49-50,51-52,53-54,55-56 – два последовательно соединенных разьединителя

Зависимости стоимости подстанции для традиционной схемы и схемы по патенту (при доле стоимости выключателя 70% от стоимости ячейки) от числа присоединений представлены на рисунке 3.

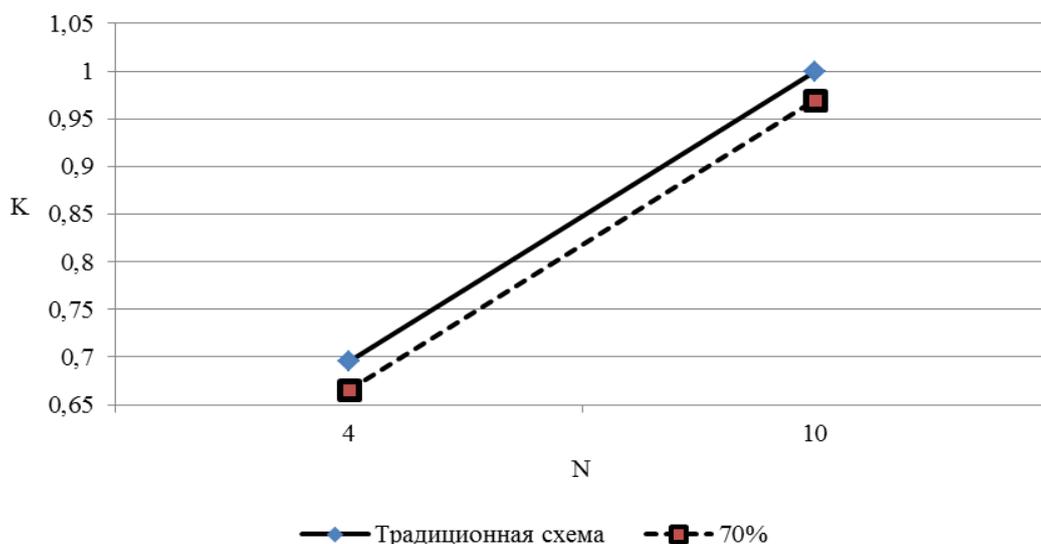


Рисунок 3 – Зависимости стоимости подстанций от числа присоединений:  
К – стоимость подстанции; N – число присоединений

Преимущество данной схемы подстанции над существующими заключается в повышенной эффективности использования оборудования, улучшенных экологических характеристиках и облегченных условиях эксплуатации. Кроме того используемая схема дает значительный экономический эффект, так как стоимость ячейки с обходным выключателем в схеме по патенту №5339 [2] дешевле аналогичной трехфазной ячейки традиционной схемы на 54%.

#### **Литература**

1. Герасименко А. А., Федин В. Т. Передача и распределение электрической энергии: Учебное пособие. – Ростов-н/Д.:Феникс, Красноярск, Издательские проекты, 2006. – С. 510-511, рис. 11.10, в.
2. Патент на изобретение №14102. Электрическая подстанция. Федин В. Т. , Угорич С. В., Козлова О. В.

УДК 621.316.35

## ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ПОДСТАНЦИЯ С ОДНОФАЗНЫМ ОБХОДНЫМ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕМ

Леготина М.А.

Научный руководитель – Федин В.Т., к.т.н., профессор

По патенту [1] предложена схема электрической подстанции напряжением 110 кВ, содержащей трехфазную секционированную рабочую систему шин, секционный выключатель в трех фазах, соединяющий одноименные фазы каждой секции рабочей секционированной системы шин посредством разъединителей, обходную систему шин, обходной выключатель, присоединенный с одной стороны к обходной системе шин посредством разъединителя, а с другой стороны – с помощью разъединителей к каждой секции рабочей системы шин, трехфазные присоединения, фазы которых содержат выключатели, соединенные с одной стороны посредством шинного разъединителя с одной из секций рабочей системы шин, а с другой стороны – с двумя последовательно соединенными разъединителями, между которыми подключено присоединение. Она отличается от традиционной схемы тем, что обходная система шин и обходной выключатель выполнены однофазными, выключатели каждого присоединения подключены посредством двух последовательных разъединителей к фазе обходной системы шин (рисунок 1).

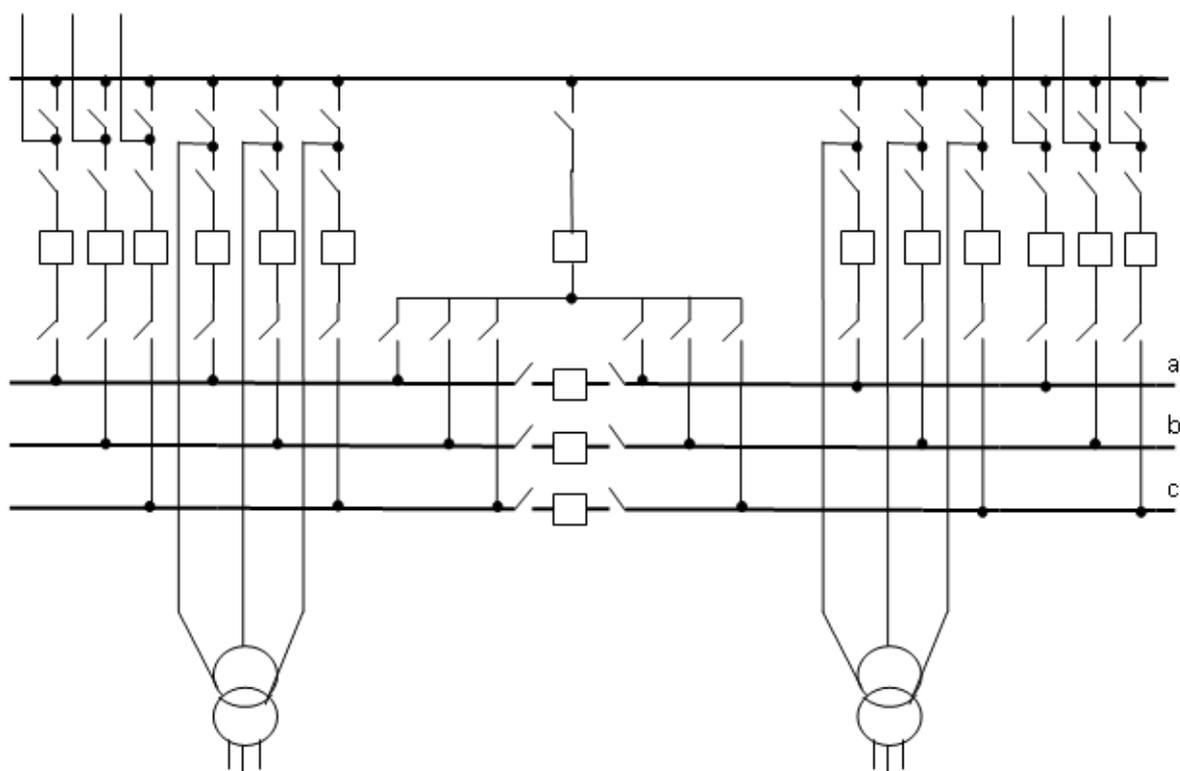


Рисунок 1 - Схема электрической подстанции по патенту [1] (далее схема 1)

Традиционная схема электрической подстанции представлена на рисунке 2.

Сравнение двух вариантов схем электрической подстанции выполнено по капитальным затратам на подстанцию с 4 и 10 присоединениями. Под присоединениями понимаются линии и трансформаторы. Обычно на подстанции сооружают 2 трансформатора, отсюда следует: 4 присоединения – это 2 линии и 2

трансформатора; 10 присоединений – это 8 линий и 2 трансформатора. Расчёт произведен для трансформатора ТДН-10000/110.

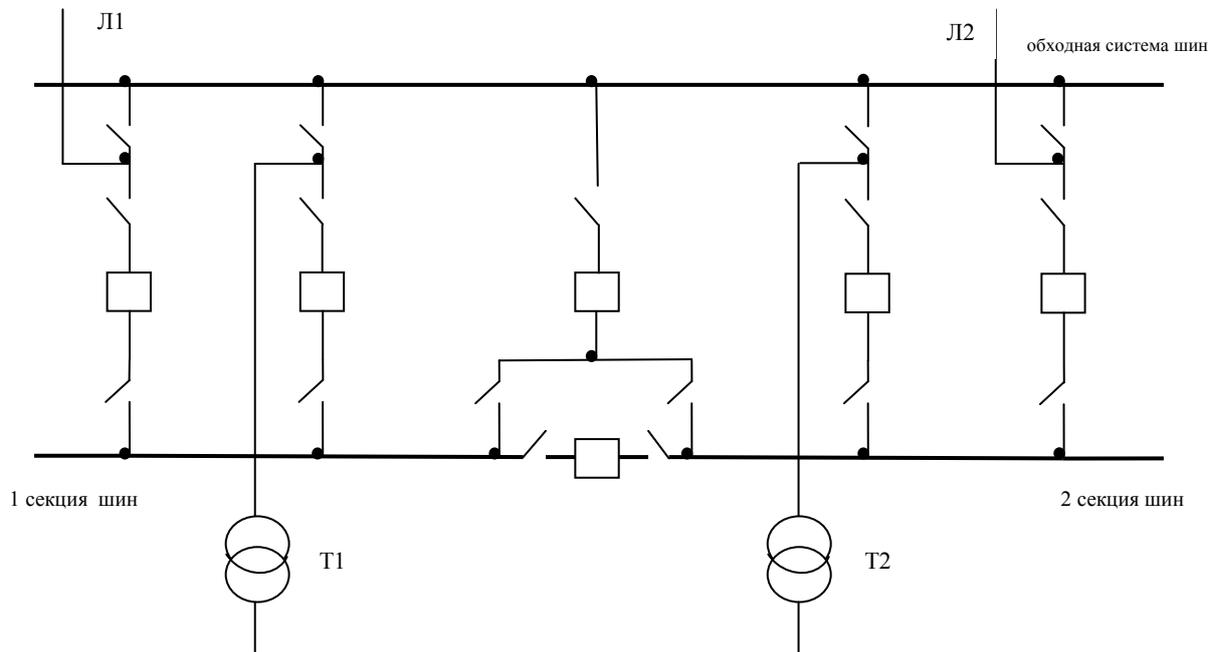


Рисунок 2 – Традиционная схема электрической подстанции по [2] (далее схема 2)

Капитальные затраты на подстанцию рассчитаны по формуле [2]:

$$K_{ПС} = K_{ТΣ} + K_{ячΣ} + K_{П},$$

где  $K_{ПС}$  – капитальные затраты на подстанцию,  $K_{ТΣ}$  – суммарные капитальные затраты на трансформаторы,  $K_{ячΣ}$  – суммарные капитальные затраты на ячейки,  $K_{П}$  – постоянная часть затрат.

Капитальные затраты на ячейки рассчитаны по формуле [2]:

$$K_{яч} = (A_{яч} + B_{яч} \cdot U_{ном}^2) \cdot K_{2005} \cdot K_{бел},$$

где  $A_{яч} = 15 \text{ тыс. руб.}$ ;  $B_{яч} = 2,1 \cdot 10^{-3} \text{ тыс. руб./кВ}^2$ ;  $K_{2005} = 82$  – повышающий коэффициент;  $K_{бел} = 289$  – курс рубля.

Постоянная часть капитальных затрат определена по формуле [2]:

$$K_{П} = (A_{П} + B_{П} \cdot U_{ном}^2) \cdot K_{2005} \cdot K_{бел},$$

где  $A_{П} = 50 \text{ тыс. руб.}$ ;  $B_{П} = 13 \cdot 10^{-3} \text{ тыс. руб./кВ}^2$ .

Капитальные затраты на трансформаторы рассчитаны по формуле [2]:

$$K_{Т} = (A_{Т} + B_{Т} \cdot U_{ном}^2 + C_{Т} \cdot S_{Тном}) \cdot K_{2005} \cdot K_{бел},$$

где  $A_{Т} = 20 \text{ тыс. руб.}$ ;  $B_{Т} = 1,43 \cdot 10^{-3} \text{ тыс. руб./кВ}^2$ ;  $C_{Т} = 0,886 \text{ тыс. руб.}/(МВ \cdot А)$ .

Капитальные затраты на подстанцию по схеме 2:

а) для 4 присоединений:

$$K_{нс4} = 12836,9 \text{ млн. бел. руб.};$$

б) для 10 присоединений:

$$K_{нс10} = 18582,74 \text{ млн. бел. руб.}.$$

Схема 1 отличается от схемы 2 лишь тем, что обходной выключатель и обходная система шин выполнены однофазными. Стоимость однофазных разъединителей и выключателей примем равной 1/3 стоимости трёхфазных. Ввиду отсутствия данных по

стоимости одного выключателя или стоимости одного разъединителя, капитальные затраты для схемы 1 можно рассчитать приближенно, исходя из значений, полученных при расчёте схемы 2.

Пусть стоимость ячейки  $x = 100\%$ ; стоимость выключателей  $y = 70\%$ ; стоимость одного разъединителя  $z = 30/3\%$ .

Капитальные затраты на подстанцию по схеме 1:

а) для 4 присоединений:

$$K_{nc4} = 12437,884 \text{ млн. бел. руб.};$$

б) для 10 присоединений:

$$K_{nc10} = 18183,724 \text{ млн. бел. руб.}$$

На рисунке 3 приведены зависимости капитальных затрат от числа присоединений для схемы 1 и схемы 2 (за базисную единицу приняты капитальные затраты при 10 присоединениях для схемы 2).

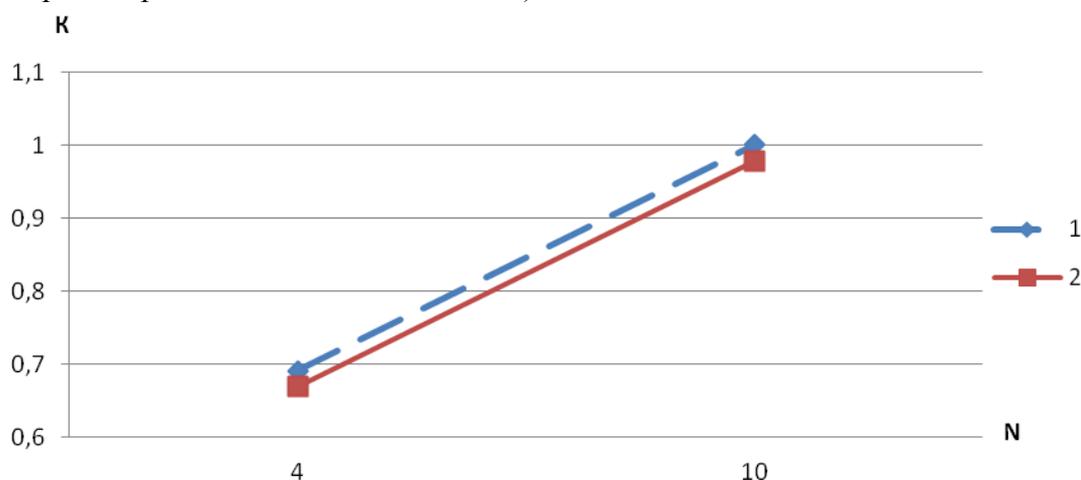


Рисунок 3 — 1 – зависимость капитальных затрат от числа присоединений для схемы 2;  
2 – зависимость капитальных затрат от числа присоединений для схемы 1

Вывод: в результате исследования графика установлено, что с увеличением числа присоединений капитальные затраты на подстанцию возрастают; схема 1 является экономически более выгодной, чем схема 2. Однако, если принять, что стоимость выключателя равна 50% от общей стоимости ячейки, а стоимость разъединителя 50/3% от общей стоимости ячейки, то отличие между капитальными затратами на подстанцию по схеме 1 и по схеме 2 незначительно. С увеличением разницы между стоимостью однофазного выключателя и однофазного разъединителя возрастает отличие между капитальными затратами на подстанцию по схеме 1 и по схеме 2, что показывает насколько становится выгоднее схема 1. Ввиду множества и других плюсов замены трёхфазной обходной системы шин и трёхфазного обходного выключателя на однофазные, кроме экономической выгоды, можно считать такое решение удачным и перспективным.

#### Литература

1. Патент на изобретение №14124. Электрическая подстанция. Федин В.Т., Угорич С.В., Козлова О.В.
2. Герасименко А.А., Федин В.Т. Передача и распределение электрической энергии: Учебное пособие.—Ростов-н/Д.: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006.—720с.