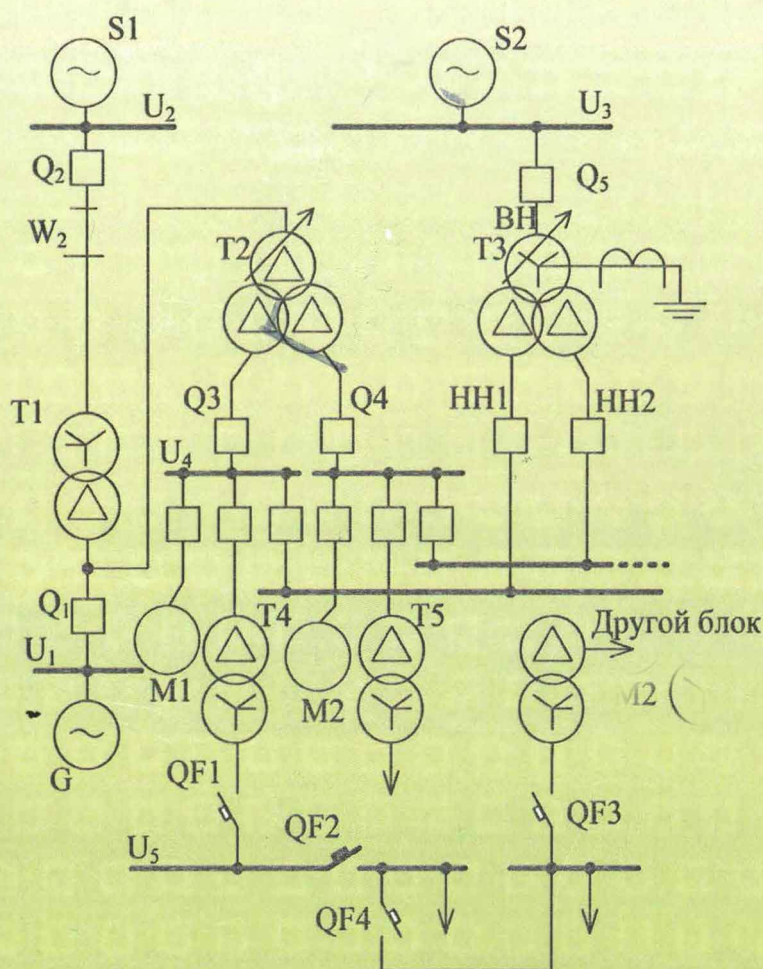


РАСЧЕТ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И СИСТЕМ АВТОМАТИКИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ



**РАСЧЕТ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И СИСТЕМ
АВТОМАТИКИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ**

Харьков 2017

**УДК 621.311
Р24**

Печатается по постановлению ученого совета
Национального Технического Университета
«Харьковский политехнический институт»
(Протокол № 2 от июня 2017г.)

Рецензенты:

Доктор технических наук, профессор А.Л. Ерохин
Харьковского Национального университета радиозлектроники

Доктор технических наук, профессор Н.Л. Лисиченко
Харьковского национального технического университета сельского хозяйства
им. Петра Василенка

**Е.И. Сокол, О.Г. Гриб, В.Г. Сыченко, А.А. Данилов, В.Н. Баженов,
Ю.В. Владимиров, Д.А. Гапон, С.В. Шве́ц, Т.С. Иерусалимова,
Н.В. Рудевич**

Р24 Расчет релейной защиты и систем автоматики в электроэнергетике,
Е.И. Сокол, О.Г. Гриб, В.Г. Сыченко, А.А. Данилов, В.Н. Баженов, Ю.В.
Владимиров, Д.А. Гапон, С.В. Шве́ц, Т.С. Иерусалимова, Н.В. Рудевич /
Под общей редакцией член-корреспондента НАН Украины, доктора
технических наук, профессора Сокола Е.И. - Харьков: - 2017, ФОРМАНОВ
А.Н., 412 с.

ISBN 978-617-7541-05-8

В учебном пособии рассмотрен выбор защит для различных видов электроустановок электроэнергетических систем и систем электроснабжения, в т.ч. электрифицированного железнодорожного транспорта. Изложена методика расчетов параметров повреждений и уставок защит. Даны практические примеры расчетов защит и автоматики. Данная книга предназначена для повышения квалификации инженерно-технических работников энергосистем и систем электроснабжения, а также может быть полезной для студентов электроэнергетических и электротехнических специальностей высших учебных заведений в качестве учебного пособия при дипломном и курсовом проектировании.

**УДК 621.311
Р24**

ISBN 978-617-7541-05-8

© Е.И. Сокол, О.Г. Гриб,
В.Г. Сыченко, А.А. Данилов,
В.Н. Баженов, Ю.В. Владимиров,
Д.А. Гапон, С.В. Шве́ц,
Т.С. Иерусалимова,
Н.В. Рудевич, 2017

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.	6
1. Релейная защита электроустановок энергоблока.	8
1.1. Повреждения и ненормальные режимы работы энергоблока.	8
1.2. Выбор защит элементов энергоблока.	14
1.3. Расчет токов и напряжений элементов энергоблока.	19
1.4. Расчет защит электроустановок энергоблока.	33
1.5. Микропроцессорные защиты энергоблока.	55
2. Защита линий.	65
2.1. Общие требования к защитах линий.	65
2.2. Трехступенчатая дистанционная защита линий 110-330 кВ.	75
2.3. Защита от замыканий на землю в сети с большим током замыкания на землю.	96
2.4. Защита кабельно-воздушных линий.	104
2.5. Микропроцессорная защита линий.	115
3. Защита трансформаторов.	121
3.1. Общие требования к защитах трансформаторов.	121
3.2. Расчеты токов и напряжений в месте несимметричного короткого замыкания.	123
3.3. Защита трансформаторов 20/6 кВ электростанций.	137
3.4. Защита трансформаторов 6 / 0,4 кВ электростанций.	155
3.5. Дифференциальная защита трехобмоточных трансформаторов.	169
3.6. Защита понижающих трансформаторов 110 – 220 кВ.	180
3.7. Расчеты уставок микропроцессорных защит трансформаторов понижающей подстанции.	191
3.8. Защита трансформаторов метрополитена.	226
3.9. Микропроцессорная защита трансформаторов.	236
4. Защита электроустановок систем электроснабжения и электропотребления	241

4.1. Классификация систем электроснабжения и электропотребления.	241
4.2. Выбор и расчет релейной защиты электроустановок распределительной сети системы электроснабжения.	243
4.3. Выбор и расчет релейной защиты электроустановок узла нагрузки.	260
4.4. Выбор и расчет защиты дизель-генератора.	271
4.5. Выбор и функции защит электродвигателей.	275
4.6. Расчеты защит в сетях напряжением до 1 кВ.	279
5. Защита тяговой сети железнодорожного транспорта.	292
5.1. Краткая характеристика защит.	292
5.2. Защита тяговой сети переменного тока.	295
5.3. Условия функционирования релейной защиты фидеров контактной сети переменного тока.	298
5.4. Защита тяговой сети постоянного тока.	322
6. Анализ работы релейной защиты и автоматики для послеаварийного восстановления схемы электроснабжения.	328
6.1. Постановка вопроса.	328
6.2. Опознание отключенных электроустановок.	329
6.3. Опознание поврежденных электроустановок.	330
6.4. Опознание отказа требуемого срабатывания основной защиты	331
6.5. Опознание отказа в отключении выключателя.	332
6.6. Опознание ложной работы защиты.	333
6.7. Опознание неправильного (самопроизвольного) отключения выключателя.	334
6.8. Опознание неправильного срабатывания основной релейной защиты.	335
6.9. Опознание успешного автоматического повторного включения электроустановки.	335

6.10. Опознание срабатывания устройства резервирования отказа выключателя.	336
7. Автоматическая частотная разгрузка энергосистем в аварийных режимах.	338
7.1. Частотные переходные процессы в энергосистеме.	338
7.2. Принципы выполнения автоматической частотной разгрузки.	349
7.2.1. Традиционные алгоритмы АЧР.	355
7.2.2. Повышение эффективности устройств АЧР.	363
7.2.3. АЧР с учетом времени отключения нагрузки.	381
7.2.4. Оптимизация алгоритмов выполнения автоматической частотной разгрузки.	395
Список литературы.	404

ВВЕДЕНИЕ

При проектировании и эксплуатации любой электроэнергетической системы и системы электроснабжения приходится считаться с возможностью возникновения в ней повреждений и аномальных режимов работы.

Повреждение и нормальные режимы работы могут приводить в возникновению в системе аварий, сопровождающихся определенным недоотпуском электроэнергии потребителям, недопустимым ухудшением ее качества и (или) разрушением основного оборудования системы.

В большинстве случаев развитие аварий может быть предотвращено быстрым отключением поврежденного участка сети или электроустановки при помощи специальных автоматических устройств, получивших название релейной защиты, которые действуют на отключение выключателей.

В настоящее время применяется четыре поколения релейной защиты [1]. Первое поколение – плавкий предохранитель, измерительной частью которого является плавкая вставка. Предохранитель является устройством защиты и коммутации. Применяется в сетях до 35кВ. Недостатки: большой разброс защитных характеристик и одноразовое действие. Традиционные защиты – это защиты второго поколения, выполненные на электромеханических реле, например, РТ-40, РТ-80, РНТ-560 и др.

Анализируя действия релейной защиты при возникновении различных мест короткого замыкания, можно указать на недостатки в архитектуре релейной защиты второго поколения, т.е. места подключения измерительных трансформаторов тока и напряжения. Если трансформаторы тока установлены на защищаемом присоединении, то защиты отказывают в действии при коротких замыканиях между выключателем и трансформаторами тока в частности максимальная токовая защита (МТЗ) и дифференциальная токовая защита (ДЗТ). А если трансформаторы тока установлены на смежном присоединении, то защиты срабатывают излишне, при к.з., которые являются для защит внешними повреждениями, т.е. за «спиной». Также к недостаткам релейной защиты второго поколения относятся: большая потребляемая электромеханическими реле мощность, неустойчивость контактов, низкий коэффициент возврата, трудоемкость и сложность монтажа и наладки, отсутствие диагностики и полуавтоматического тестирования, высокая стоимость сложных защит. Третье поколение релейной защиты основано на полупроводниковых элементах и интегральных микросхемах. Примеры, реле РСТ, РСН, РСМ, блоки БРЭ1301, шкафы ШДЭ2802 и др. Недостатки: такое же большое количество электронных реле с измерительными трансформаторами тока и напряжения, электромагнитная зависимость от внешних воздействий,

трудоемкость монтажа и наладки, и др. Четвертое поколение – это микропроцессорная релейная защита, построенная на тех же принципах взаимодействия, но выполненная на виртуальных цифровых реле. Это позволяет выполнять автоматическую отчетность о работе объекта защиты (протоколы, осциллографирование, регистрация места повреждения), быструю смену уставок, простоту наращивания и изменения введенных функций без изменения технических средств, постоянный автоматический самоконтроль, уменьшение трудоемкости эксплуатации и др. Однако, релейная защита четвертого и третьего поколений имеет такие же недостатки, как и второго поколения, которые обусловлены одинаковой архитектурой выполнения с точки зрения присоединения измерительных трансформаторов тока и напряжения в электрической сети. Перспективно пятое поколение средств релейной защиты и автоматики (РЗА), которое будет работать на микропроцессорах принятия решений (МПР), процессорах распознавания ситуаций. Особенность архитектуры релейной защиты пятого поколения в том, что действия РЗА осуществляются микропроцессорами принятия решений, подключаемых к измерительным трансформаторам тока и напряжения с каждой стороны соответствующего выключателя всех присоединений.

МПР всех выключателей связываются цифровыми волокном – оптическими каналами, высокочастотными и радиоканалами. Микропроцессоры принятия решений распознают ситуацию электрической сети в зоне электроустановки.

Каждый МПР должен действовать на отключение своего выключателя: Если откажут все каналы связи со смежными выключателями, то МПР действует как автономная релейная защита четвертого поколения, распознавая ситуацию в электрической сети по обе стороны своего выключателя. Микропроцессор принятия решений связанный со всеми МПР других выключателей обеспечивает абсолютно селективную защиту без выдержки времени элементов электрической сети по принципу виртуальной дифференциальной токовой защиты (ВДТЗ).

Благодаря связям между микропроцессорами принятия решений, которые идут от выключателя к выключателю, абсолютно селективные защиты резервируются смежными защитами с задержкой на длительность отключения выключателя в основной зоне.

В книге также рассмотрены вопросы автоматической частотной разгрузки энергосистем в аварийных режимах.

1 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК ЭНЕРГБЛОКА

1.1. Повреждения и ненормальные режимы работы энергоблока

Рассматривается энергоблок «генератор-трансформатор-линия» в соответствии с рисунком 1.1, имеющий 6 систем электрических защит: защиты генератора G , блочного трансформатора $T1$, линии связи $И1$ трансформатора $T1$ с подстанцией (ПС) системы $S1$, рабочего трансформатора собственных нужд $T2$, резервного трансформатора собственных нужд $T3$, общие защиты блока. Повреждения сопровождаются значительным увеличением тока и глубоким понижением напряжения в элементах энергоблока. Повышенный ток вызывает разрушение в месте повреждения и опасный нагрев неповрежденных электроустановок.

Наиболее распространенными и опасными видами повреждений являются короткие замыкания. Понижение напряжение нарушает нормальную работу собственных нужд электростанции и устойчивость параллельной работы энергоблоков и энергосистемы в целом. Ненормальные режимы работы приводят к отклонению величин напряжения, тока и частоты от допустимых значений. Одним из основных видов ненормальных режимов работы являются перегрузки, при которых возникают токи, превосходящие длительно допустимые значения. При этом температура токоведущих частей недопустимо повышается, сами они могут деформироваться, их изоляция разрушается. Большинство повреждений генератора вызывается нарушением изоляции обмоток статора и ротора. Это обычно происходит из-за старения изоляции, ее увлажнения, наличия в ней дефектов, а также в результате повышения напряжения, перенапряжений, механических повреждений, например из-за вибрации стержней обмоток и стали магнитопровода.

К основным видам повреждений генераторов относятся: междуфазные короткие замыкания в обмотке статора; витковые замыкания обмотки статора; замыкания на землю обмотки статора; двойное замыкание на землю, одна из точек которого находится в обмотке статора, а вторая на ошиновке

вероятных и опасных видов повреждения генераторов, приводящим к большим разрушениям, являются витковые замыкания в обмотке статора, характеризующиеся большими токами в месте повреждения при незначительном изменении тока в неповрежденной части обмотки. Замыкания между витками сопровождаются замыканием на землю и в большинстве случаев возникают в результате развития повреждения, вызванного однофазным замыканием на землю. В этих случаях витковые замыкания могут быть ликвидированы или даже предотвращены защитой от замыканий на землю. К наиболее часто возникающим повреждениям обмотки статора относятся замыкания на землю. В месте замыкания обычно возникает дуга, которая может вызвать значительные разрушения стали статора при большом токе повреждения. Для мощных генераторов опасен ток замыкания на землю 2 А и более, так как он может приводить к повреждениям стали статора даже при быстром отключении генератора. Многофазные короткие замыкания в обмотке статора наиболее вероятны при развитии повреждения, вызванного однофазным замыканием на землю. Однако возможны и междофазные короткие замыкания без земли, возникающие в лобовых частях обмотки статора [2,3]. Повреждения обмотки ротора возникают из-за нарушения изоляции и замыкания обмотки ротора на корпус в одной точке или двух точках. Замыкание на корпус в одной точке обмотки ротора неопасно, т.к. ток в месте замыкания практически равен нулю и нормальная работа генератора не нарушается. Но при этом повышается вероятность возникновения двойного замыкания на корпус в другой точке цепи возбуждения с последующими тяжелыми повреждениями. При двойных замыканиях на землю часть витков обмотки ротора оказывается зашунтированной, сопротивление цепи ротора при этом уменьшается и в ней появляется повышенный ток. Этот ток перегревает обмотки ротора, вызывает дальнейшие разрушения в месте повреждения и может вызывать горение изоляции ротора. При этом виде повреждения резко нарушается симметрия магнитного потока в воздушном зазоре и как следствие возникает несимметрия ЭДС и токов в фазах статора, что может вызвать

сильную вибрацию и разрушение подшипников. Также токи, протекающие в местах замыкания, могут вызвать повреждения обмотки и железа ротора.

Причиной несимметрии могут быть двухфазные и однофазные короткие замыкания вне генератора; обрывы проводов линий высокого напряжения, неполнофазные отключения или включения выключателей. Несимметрия сопровождается появлением в обмотке статора токов обратной последовательности. Эти токи имеют обратное чередование фаз и создают магнитный поток, вращающийся относительно статора с синхронной скоростью, но в противоположном направлении по отношению к вращению ротора. В результате поток, созданный этими токами, пересекает корпус ротора с двойной скоростью. Он индуцирует в металлических частях ротора (в бочке ротора) значительные вихревые токи, имеющие двойную частоту, и создает дополнительный, пульсирующий с двойной частотой электромагнитный момент. Вихревые токи вызывают повышенный нагрев ротора, а пульсирующий момент – вибрацию вращающейся части машины. Несимметрия токов опасна для крупных турбогенераторов. С учетом термических и механических характеристик генератора допускается его длительная работа с неравенством (несимметрией) токов по фазам не превышающей 10%, при условии, что ток в фазах не превосходит $I_{ном}$. При возникновении несимметрии, превышающей 10%, необходимо принять меры к ее устранению или уменьшению путем отключения несимметричных нагрузок (линий, АТ), разгрузкой генератора по активной и реактивной мощности. Если уменьшить несимметрию в течение 3-5 мин не представляется возможным, следует в течение этого времени генератор разгрузить и отключить от сети.

Повышение напряжения на выводах обмотки статора могут возникать при внезапном сбросе нагрузки и после отключения с выдержкой времени близких внешних к.з., так как при этом исчезает магнитный поток реакции статора и увеличивается частота вращения разгрузившейся машины. Ток замыкания на землю в одной точке сети генераторного напряжения сопровождается повышением напряжения на неповрежденных фазах. Как и при

замыкании на землю обмотки статора, ток замыкания определяется емкостными проводимостями фаз генератора, ошиновки и обмоток трансформаторов генераторного напряжения и, как правило, не превосходит 5 А. При потере возбуждения генератор переходит в асинхронный режим, продолжая выдавать активную мощность, получает возбуждение от сети. При этом снижается до нуля тормозной синхронный момент, частота вращения генератора увеличивается и возникает скольжение 0,3-0,7%. Асинхронный режим возникает при потере возбуждения, из-за отключения автомата гашения поля (АГП) и по любой другой причине. Работа генератора в рассматриваемом режиме ограничивается по времени и нагрузке [5,7]. К основным видам повреждений трансформаторов относятся: витковые замыкания; однофазные к.з.; пожар трансформатора. При витковых замыканиях в любой обмотке трансформатора ток в замкнувшихся витках может в несколько раз превышать номинальный ток при незначительном изменении тока в остальной части обмотки и в других обмотках [6-9]. В результате витковых замыканий выгорают замкнувшиеся витки и КЗ переходит в однофазное на землю или в многофазное. К витковым замыканиям относятся также замыкания между ответвлениями регулировочной обмотки. К внутренним однофазным к.з. относят также повреждения маслонаполненных вводов. Наиболее вероятны короткие замыкания вблизи выводов (в начале обмотки) трансформаторов. При внутренних повреждениях трансформаторов, вследствие наличия большого объема масла, большая вероятность возникновения пожара. Поэтому блочные трансформаторы оборудуются установками автоматического пожаротушения, которые запускаются по факту работы защиты от внутренних повреждений трансформатора. К ненормальным режимам работы трансформаторов относятся: перегрузки; повышение напряжения; замыкания на землю в цепи обмоток низшего напряжения. Перегрузки обычно не сопровождаются значительным понижением напряжения в сети. Поэтому требование ко времени действия защиты от перегрузки определяется только нагревом изоляции обмоток. Наиболее часто возникают кратковременные, самоликвидирующиеся

перегрузки. неопасные для трансформатора ввиду их непродолжительности. Например, перегрузки, вызванные самозапуском электродвигателей. Повышение напряжения возникает при одностороннем отключении линий с большой емкостной проводимостью. Повышение напряжения вызывает увеличение магнитной индукции в магнитопроводе трансформатора, вследствие чего происходит возрастание тока намагничивания и вихревых токов. Эти токи нагревают обмотку и сердечник трансформатора, что может привести к повреждению изоляции обмоток и «пожару железа» сердечника. Замыкание на землю в цепи обмоток низшего напряжения, соединенных в треугольник является замыканием с малым током (в сети с изолированной нейтралью). Опасность данного замыкания заключается в повышении фазных напряжений неповрежденных фаз в $\sqrt{3}$ раз (до величины линейного), что отрицательно сказывается на фазной изоляции, может привести к ее пробое и переходу в двойное короткое замыкание на землю. Основные признаки ненормальных режимов работы генератора [3-5.7]. Синхронные качания: синхронные качания тока I и напряжения U на генераторе происходят около среднего значения близкого по величине к нормальному (до появления качаний) значению; синхронные качания затухающие; мощность не меняет своего знака и сохраняет среднее значение за период; не бывает устойчивой разности частот в соответствующих частях системы. Выход генератора из синхронизма :качания тока I , напряжения U , активной P и реактивной мощности Q ; из-за неравномерного ускорения и изменяющегося магнитного поля вышедший из синхронизма генератор издает гул. Данный режим вызывается внешними короткими замыканиями или неполадками в системе автоматического регулирования возбуждения. Потеря возбуждения на генераторе потребление генератором из сети большой реактивной мощности Q , величина которой зависит от активной мощности P и напряжения U в сети; частичный сброс активной мощности P и ее качания; ускорение ротора и его вращение с опережающим скольжением, ток ротора при этом исчезает или в роторе появляется переменный ток с частотой скольжения; перегрузка

генератора по току статора. Генератор может быть оставлен в работе и нести активную нагрузку. Должны быть известны для этого допустимая активная мощность P и длительность работы без возбуждения. Асинхронный режим: устойчивые периодические колебания тока, напряжения и мощности. Наибольшие колебания напряжения имеют место в точках близких к центру качаний, и по мере удаления от центра качаний колебания напряжения понижается до малозаметных величин; устойчивая разность частот в соответствующих частях системы. Данный режим возникает в результате нарушения статической и динамической устойчивости, несинхронного автоматического повторного включения, потери возбуждения мощными генераторами, перегрузки межсистемных связей по статической устойчивости, отказ выключателей или защит при коротких замыканиях. Работа генератора в режиме двигателя потребление активной мощности из сети (порядка 1,0 – 1,5 %); напряжение и реактивная мощность остаются без изменений. В этом режиме генератор может работать не более 2 – 4 минут. Одна из причин: самопроизвольное включение выключателя генератора.

1.2. Выбор защит элементов энергоблока

Согласно Правил устройства электроустановок [10] и рекомендаций известных авторов [2,3,5-7,11] для рассматриваемых энергоблоков должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- 1) замыканий на землю на стороне генераторного напряжения;
- 2) многофазных замыканий в обмотке статора генератора и на его выводах;
- 3) замыканий между витками одной фазы в обмотке статора генератора ;
- 4) многофазных замыканий в обмотках и на выводах трансформатора;
- 5) однофазных замыканий на землю в обмотке трансформатора и на ее выводах, присоединенных к сети с большими токами замыкания на землю;
- 6) замыканий между витками в обмотках трансформатора;

- 7) внешних коротких замыканий;
- 8) перегрузки генератора токами обратной последовательности ;
- 9) симметричной перегрузки обмотки статора генератора и обмоток трансформатора;
- 10) перегрузки обмотки ротора генератора током возбуждения ;
- 11) повышения напряжения на статоре генератора и трансформаторе блока ;
- 12) замыканий на землю обмотки ротора;
- 13) асинхронного режима с потерей возбуждения ;
- 14) понижения уровня масла в баке трансформатора;
- 15) частичного пробоя изоляции вводов 500 кВ трансформаторов;
- 16) многофазных замыканий в линии энергоблока;
- 17) замыканий на землю в линии энергоблока.

***Пример 1.1.** Выбрать виды защит энергоблока «генератор – трансформатор – линия» мощностью 300 МВт*

Согласно ПУЭ [10] и [5-7] для энергоблока мощностью 300 МВт и выше выбираем следующие традиционные защиты.

Дифференциальная фазная высокочастотная защита (ДФВЧЗ) основная быстродействующая защита от всех видов повреждений на ошиновке ВН блока. Первый полукomплект устанавливается на подстанции (ПС) второй – на электростанции (ЭС)

Одноступенчатая дистанционная защита (ДСЗ1): резервная защита от многофазных к.з. на линии блока, устанавливается на ПС.

Токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП): резервная защита от к.з. на землю в линии блока, устанавливается на ПС.

Токовая отсечка (ТО): основная защита от трехфазных к.з. на линии блока, устанавливается на ПС.

Устройство резервирования отказа выключателей распределительного устройства ВН (УРОВВН), устанавливается на ПС.

Защита шин ВН (ДЗШВН): основная защита от повреждений шин РУВН, устанавливается на ПС.

Дистанционная защита на обходном выключателе (ДСЗОВ): резервная защита от многофазных к.з. на линии блока, устанавливается на обходном выключателе ПС

Прием и передача команд телеускорения резервных защит при к.з. на линии. Выполняется на аппаратуре АНКА - АВПА

Продольная дифференциальная защита блочного трансформатора (ПДЗТ): основная защита блочного трансформатора от междуфазных и витковых замыканий обмоток.

Газовая защита блочного трансформатора (ГЗТ): основная защита блочного трансформатора от внутрибаковых повреждений, сопровождающихся выделением газа или динамическим толчком масла.

Продольная дифференциальная защита блока (ПДЗБ): защита от междуфазных замыканий на оборудовании блока. Защита устанавливается при отсутствии генераторного выключателя.

Токовая защита (ТЗ): резервная защита от коротких замыканий на землю в сети ВН, устанавливается на ЭС.

Дистанционная защита (ДСЗ2): резервная защита от внешних многофазных к.з. в сети ВН, устанавливается на ЭС.

Продольная дифференциальная защита генератора (ПДЗГ): основная защита от многофазных к.з. в обмотке статора генератора.

Защита от замыканий на землю (з.н.з.) в обмотке статора генератора (ЗНЗОС): основная защита генератора от внутренних повреждений.

Защита от симметричных перегрузок генератора (ЗСПГ): резервная защита сигнализирует о возникновении симметричной перегрузки генератора.

Защита от повышения напряжения (ЗПН): основная защита предотвращает недопустимое повышение напряжения генератора.

Токовая защита обратной последовательности (ТЗОП): резервная защита от несимметричных перегрузок генератора.

Поперечная дифференциальная защита генератора (ППДЗГ): основная защита от витковых замыканий в обмотке статора генератора.

Защита от з.н.з. в обмотке ротора и цепях возбуждения генератора (ЗНЗОВ): основная защита от з.н.з. в одной точке цепи возбуждения генератора.

Защита от асинхронного режима генератора (ЗАР): резервная защита от асинхронного режима генератора при потере возбуждения.

Защита от перегрузки ротора генератора (ЗПР): резервная защита с интегральной зависимой характеристикой выдержки времени от перегрузки ротора генератора.

Продольная дифференциальная защита возбудителя генератора (ПДЗВ): основная защита от многофазных к.з. в обмотке статора возбудителя генератора.

Максимальная токовая защита возбудителя генератора (МТЗВ): резервная защита от многофазных к.з. в обмотке статора возбудителя генератора.

Приемник команд, посылаемых ВЧ аппаратурой по высоковольтной линии от защит ПС (АНКА - АВПА пр. 2).

Контроль изоляции и напряжения на стороне генератора (КИН): резервная неселективная защита от з.н.з. в сети генераторного напряжения.

Контроль тока на стороне ВН блока (КТВН): для обеспечения заданного функционирования защит энергоблока.

Максимальная токовая защита блока (МТЗБ): резервная защита блока от трехфазных к.з. защита от повреждений токопровода.

Защита от потери охлаждения блочного трансформатора (ЗПОХТ).

Дифференциальная защита рабочего трансформатора собственных нужд (ПДЗТСН): основная защита от повреждений обмоток отпаечного трансформатора собственных нужд (ТСН).

Газовая защита рабочего трансформатора собственных нужд (ГЗТСН): основная защита ТСН от внутренних повреждений и ухода масла.

Газовая защита устройства РПН рабочего трансформатора собственных нужд (ГЗ РПН): основная защита РПН от повреждений.

Дистанционная защита на стороне ВН рабочего трансформатора собственных нужд (ДСЗ ВН): резервная защита от многофазных к.з. в ТСН.

Дистанционная защита на стороне НН рабочего трансформатора собственных нужд (ДСЗ НН): основная защита рабочих вводов и шин секций собственных нужд и резервная - для защит присоединений этих секций.

Защита от перегрузки рабочего трансформатора собственных нужд (ЗПТСН): резервная защита сигнализирует о возникновении перегрузки ТСН.

Дуговая защита рабочего трансформатора собственных нужд (ДТСН): основная защита ТСН от повреждений выключателей рабочих вводов НН.

Неселективная защита от з.н.з. на стороне НН рабочего трансформатора собственных нужд (НЗНЗ): резервная защита сигнализирует о возникновении замыканий на землю на стороне НН ТСН.

Устройство резервирования отказа генераторного выключателя (УРОВГ).

Селективная защита от з.н.з. в электрически связанной сети НН ТСН (ЗНЗ СН): резервная защита от з.н.з. в обмотке НН ТСН, шинах секций собственных нужд (с.н.) и в сети с.н., питающейся от данных секций.

Токовая направленная защита секций с.н. 6 кВ (ТНЗ): резервная защита от многофазных к.з. в сети с.н. 6 кВ.

Дуговая защита ячеек КРУ 6 кВ (ДЗ КРУ): основная защита от повреждений выключателей ячеек комплектных распределительных устройств с.н.

Дуговая защита токопровода генераторного напряжения (ДЗТ): основная защита от повреждений токопровода.

Устройство резервирования отказа выключателя ТСН 6/0,4 кВ (УРОВТ).

Контроль тока секций 6 кВ, подводимого через выключатели рабочих или резервных вводов (КТС): для сигнализации увеличения тока сверх заданного.

Блокировка минимального напряжения секций 6 кВ (БМН): для отключения выключателя рабочего ввода при устойчивом снижении напряжения на рабочих секциях с.н. и наличии напряжения на резервных секциях, совместно с АВР резервного питания.

Токовая отсечка ТСН 6/0,4 кВ (ТОТ): основная защита трансформатора от многофазных к.з.

Максимальная токовая защита на стороне 6 кВ ТСН 6/0,4 кВ (МТ36): резервная защита трансформатора от многофазных к.з.

Защита от перегрузки ТСН 6/0,4 кВ (ЗПТ6): резервная защита сигнализирует о возникновении недопустимой перегрузки трансформатора.

Токовая защита нулевой последовательности на стороне 0,4 кВ ТСН 6/0,4 кВ (ТНПТ): основная защита от однофазных к.з. в сети 0,4 кВ.

Максимальная токовая защита на стороне 0,4 кВ ТСН 6/0,4 кВ (МТ304): резервная защита от многофазных к.з. в сети 0,4 кВ.

Продольная дифференциальная защита электродвигателей 6 кВ мощностью свыше 2000 кВт (ПДЗД): основная защита электродвигателей от многофазных к.з. в питающем кабеле и обмотке статора электродвигателя.

Токовая отсечка электродвигателей 6 кВ (ТОД): основная защита электродвигателей мощностью до 2000 кВт от многофазных к.з.

Защита от перегрузки электродвигателей 6 кВ (ЗПД): резервная защита сигнализирует о возникновении недопустимой перегрузки электродвигателя.

Защита от однофазных замыканий на землю в обмотке статора электродвигателя 6 кВ (ЗНЗД): основная защита электродвигателей от з.н.з.

Групповая защита минимального напряжения (ЗМН): первая ступень для отключения неответственных электродвигателей с целью повышения эффективности самозапуска ответственных двигателей, вторая ступень – для отключения двигателей при перерывах по условиям технологии или техники безопасности, а так же когда самозапуск двигателей с полной нагрузкой невозможен.

1.3. Расчет токов и напряжений элементов энергоблока

Целью расчетов является определение параметров повреждений и ненормальных режимов энергоблока, необходимых для выбора уставок защит его электроустановок. Изложены расчеты токов в генераторе при внутренних и

Расчет токов в генераторе при коротких замыканиях. Определение токов в генераторе при повреждениях в точках (тч.) К4 и К3 для начального момента времени к.з. начинается с расчетов э.д.с. и сопротивлений.

Поперечная сверхпереходная э.д.с. E_q'' обмотки статора в номинальном режиме генератора:

$$E_q'' = \sqrt{(U \cdot \cos \varphi)^2 + (U \cdot \sin \varphi + I \cdot X_d'')^2} \quad (1.1)$$

где U, I – напряжение и ток статора генератора, принимаются равными 1; φ – угол нагрузки; X_d'' – сверхпереходное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси, о.е.

Сопротивления трансформаторов для токов прямой и обратной последовательностей равно:

$$X_{L,T} = X_{\Sigma,T} = X_T = \frac{U_k^{\%}}{100}, \quad (1.2)$$

где $U_k^{\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора, %.

Сопротивления трансформаторов для токов нулевой последовательности относительно токов прямой последовательности:

$$X_{0,T} = a \cdot X_{L,T} \quad (1.3)$$

где $a=1$ – для группы однофазных трансформаторов и $a=0.9$ – для трехфазных трансформаторов.

Определение сопротивлений трансформатора Т1 и энергосистемы S1 относительно базисных параметров генератора

$$X_{1,T1} = X_{\Sigma,T1} = \frac{U_{KT1}^{\%}}{100} \cdot \frac{S_T}{S_{T1}}, \quad (1.4)$$

где S_T и S_{T1} соответственно номинальные мощности генератора и трансформатора, МВА.

Для трехфазного трансформатора Т1:

$$X_{0,T1} = 0.9 X_{1,T1}. \quad (1.5)$$

Сопротивление системы S1:

$$X_{SI} = \frac{U_2}{\sqrt{3} \cdot I_{k,SI}^{(3)}} \cdot \frac{S_T}{U_1^2} \left(\frac{U_1}{U_{2,TI}} \right)^2 \quad (1.6)$$

где U_1 , U_2 и $U_{2,TI}$ соответственно номинальные напряжения генератора, системы и трансформатора, кВ; $I_{k,SI}^{(3)}$ - ток трехфазного к.з. на шинах системы SI , за исключением подпитки от данного энергоблока, кА.

Сопротивление линии W/I :

$$X_{WI} = X_{y0} \cdot \ell \cdot \frac{S_T}{U_1^2} \left(\frac{U_1}{U_{2,TI}} \right)^2 \quad (1.7)$$

где X_{y0} - индуктивное сопротивление единицы длины линии, Ом/км; ℓ - длина линии W/I связи блока с ОРУ, км.

Ток в генераторе при внешнем трехфазном к.з. в тч. $K4$ (на выводах генератора):

$$I_{K4}^{(3)} = \frac{E_q^*}{X_d^*} \cdot I_{nI}, \quad (1.8)$$

где I_{nI} - номинальный ток генератора, кА.

Токи в генераторе при внешнем двухфазном к.з. в тч. $K4$ (на выводах генератора):

Ток обратной последовательности

$$I_{2,K4}^{(2)} = \frac{E_q^*}{X_d^* + X_{2,I}} \cdot I_{nI}, \quad (1.9)$$

где $X_{2,I}$ - индуктивное сопротивление обратной последовательности генератора.

Ток в поврежденных фазах

$$I_{\phi,K4}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot I_{2,K4}^{(2)}. \quad (1.10)$$

Наибольшие токи в генераторе от энергосистемы SI при к.з. в тч. $K4$

$$I_{K4}^{(3)} = \frac{U_2 \cdot I_{mo}}{U_{2,TI} (X_{SI} + X_W + X_{TI})} \quad (1.11)$$

$$I_{K4}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{K4}^{(3)}. \quad (1.12)$$

Ток в генераторе при внешнем трехфазном к.з. в тч. КЗ за трансформатором $T I$ на выводах высшего напряжения (ВН):

$$I_{\Sigma}^{(3)} = \frac{E_q^* I_{nl}}{X_d'' + X_{T I}}. \quad (1.13)$$

Токи обратной последовательности в генераторе при повреждениях в тч. КЗ в режимах двухфазного к.з. $I_{2, K3}^{(2)}$, однофазного к.з. на землю $I_{2, K3}^{(1)}$, двухфазного к.з. на землю $I_{2, K3}^{(1,1)}$

$$I_{2, K3}^{(2)} = \frac{E_q^* I_{nl}}{X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma}} \quad (1.14)$$

где $X_{1\Sigma} = X_d'' + X_{T I}$ суммарное сопротивление прямой последовательности; $X_{2\Sigma} = X_{2a} + X_{2T I}$ - тоже, но обратной последовательности.

$$I_{2, K3}^{(1,1)} = \frac{E_q^* I_{nl}}{X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0T I}}. \quad (1.15)$$

$$I_{2, K3}^{(1)} = \frac{E_q^* I_{nl}}{X_{1\Sigma} + \frac{X_{2\Sigma} X_{0T I}}{X_{2\Sigma} + X_{0T I}}}. \quad (1.16)$$

Определение токов в генераторе при повреждениях в тч. КЗ и КЗ в установившемся режиме ($t = \infty$).

Токи в генераторе при повреждении в тч. КЗ

$$I_{\Sigma K3}^{(3)} = \frac{2E_q}{X_d} I_{nl}, \quad (1.17)$$

$$I_{\Sigma K3}^{(2)} = \frac{2E_q}{X_d + X_{2, I}} I_{nl}, \quad (1.18)$$

где E_q - поперечная ЭДС обмотки статора генератора в установившемся режиме, определяется по формуле (1.1) с заменой X_d'' на X_d - синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси (сопротивление генератора в нагрузочном режиме и в установившемся режиме к.з.).

При повреждении в точке КЗ токи в генераторе $I_{x,K3}^{(3)}$, $I_{x2,K3}^{(2)}$, $I_{x2,K3}^{(1)}$ и $I_{x2,K3}^{(1,h)}$ определяются по формулам (1.13, 1.14, 1.15 и 1.16) с заменой E_q'' на $2E_q$ и X_d'' на X_d .

Расчет токов в генераторе при асинхронном ходе и потере возбуждения. При потере своего возбуждения генератор переходит в асинхронный режим и, получая возбуждение от системы SI , потребляя реактивную мощность, продолжает выдавать активную мощность. В таком асинхронном режиме генератора снижается до нуля тормозной синхронный момент, увеличивается частота вращения и возникает скольжение $(0,3-0,7)\%$. Скольжение ротора относительно вращающегося магнитного поля создает вихревые токи в бочке ротора, вызывающие местные нагревы бандажных колец, пазовых клиньев и зубцов ротора, также возникает повышенный нагрев крайних пакетов статора. Отрицательные факторы асинхронного режима: потребление из сети большой реактивной мощности, увеличение тока статора и понижение напряжения на выводах генератора, колебания тока и напряжения статора из-за отличий сопротивлений генератора по осям d и q , ограничение выдаваемой в сеть активной мощности генератора [4].

Максимальный ток в генераторе при потере возбуждения (асинхронный режим) равен:

$$I_{ap} = \frac{U_c}{X_d' + X_{T1} + X_{SI}} \left(\frac{U_2}{U_{2T1}} \right) \cdot I_{m'}, \quad (1.19)$$

где U_c – фазное номинальное напряжение системы, о.е.; X_d' – переходное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси, о.е.

Асинхронный режим генератора без потери возбуждения (асинхронный ход) возникает при нарушении устойчивости параллельной работы, а также при несинхронном включении линии $W1$, соединяющей энергоблок с энергосистемой SI . Асинхронный ход генератора сопровождается не менее опасными нагревами ротора, чем при потере возбуждения, т.к. возникает

большее скольжение. Ток статора генератора зависит от угла δ между э.д.с. системы и генератора. Характерным признаком асинхронного хода является периодическое с частотой скольжения изменение (качания) тока от минимального значения при углах $\delta = 0$ и 360° до максимального значения при угле $\delta = 180^\circ$

Максимальный ток качания равен:

$$I_{\text{кач}} = \frac{E_q'' + U_\infty}{X_d'' + X_{lT} + X_{st}} \left(\frac{U_3}{U_{211}} \right) I_{III} \quad (1.20)$$

Расчет напряжений на выводах генератора. Напряжение на выводах генератора при асинхронном режиме генератора:

$$U_{ap} = I_{ap}^* \cdot X_d' \cdot U_l, \quad (1.21)$$

где $I_{ap}^* = \frac{I_{ap}}{I_{III}}$ относительный максимальный ток при потере возбуждения генератора, о.е.

Напряжение на выводах генератора при трехфазном к.з. (т.ч. КЗ) на стороне ВН энергоблока:

$$U_{\alpha, \text{кз}}^{(3)} = \frac{I_{\alpha, \text{кз}}^{(3)}}{I_{III}} \cdot X_{lT} \cdot U_l; \quad (1.22)$$

$$U_{\alpha, \beta, \text{кз}}^{(3)} = \frac{I_{\alpha, \text{кз}}^{(3)}}{I_{III}} \cdot X_{lT} \cdot U_l. \quad (1.23)$$

Расчет токов в цепи резервного трансформатора. Расчеты токов к.з. и несинхронного АВР в цепи резервного трансформатора с.н. ТЗ (см. рис.1.2) начинаются с определений сопротивлений.

Минимальное сопротивление системы S2, приведенное к стороне 6,3 кВ ТЗ, Ом:

$$X_{\text{мин}S2} = \frac{U_3}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{макс}S2}^{(3)}} \cdot \left(\frac{U_4}{U_3} \right)^2 \quad (1.24)$$

где U_3 и U_4 - соответственно номинальные напряжения энергосистемы S_2 и секций с.н. 6,3 кВ энергоблока; $I_{\max S_2}^{(3)}$ - максимальный ток трехфазного к.з. на шинах системы S_2 , кА.

Максимальное сопротивление системы S_2 , Ом

$$X_{\max S_2} = \frac{U_3}{\sqrt{3} \cdot I_{\min S_2}^{(3)}} \cdot \left(\frac{U_4}{U_3} \right)^2 \quad (1.25)$$

где $I_{\min S_2}^{(3)}$ - минимальный ток к.з. на шинах системы S_2 , кА.

Минимальное сопротивление T_3 , отнесенное к мощности одной из расщепленных обмоток, Ом:

$$X_{\min T_3} = \frac{(U_{KT_3}^{*} - \Delta U_{\max} \cdot U_{KT_3}^{*}) \cdot U_4^2 \cdot 2}{100 \cdot S_{T_3}}, \quad (1.26)$$

где $U_{KT_3}^{*}$ - напряжение к.з. трансформатора T_3 между обмотками ВН и НН, %;

$\Delta U_{\max}$ - половина регулировочного диапазона РПН трансформатора (например, при регулировании коэффициента трансформации в пределах $\pm 12\%$ ($\pm 8 \times 1.5\%$))

$\Delta U_{\max} = 0,12$; S_{T_3} номинальная мощность трансформатора T_3 , МВА.

Максимальное сопротивление трансформатора T_3 , отнесенное к мощности одной из расщепленных обмоток, Ом:

$$X_{\max T_3} = \frac{(U_{KT_3}^{*} + \Delta U_{\max} \cdot U_{KT_3}^{*}) \cdot U_4^2 \cdot 2}{100 \cdot S_{T_3}}. \quad (1.27)$$

Максимальный ток трехфазного к.з. от системы S_2 на стороне НН одной из обмоток трансформатора T_3 (тч. K_6), кА:

$$I_{K_6}^{(3)} = \frac{U_4}{\sqrt{3} (X_{\min S_2} + X_{\min T_3})}. \quad (1.28)$$

Максимальный ток трехфазного к.з. в тч. K_6 , приведенный к напряжению ВН трансформатора T_3 , кА:

$$I_{K_6 \text{ НН}}^{(3)} = I_{K_6}^{(3)} \cdot \frac{U_4}{U_3 + \Delta U_{\max} \cdot U_3} \quad (1.29)$$

Минимальный ток двухфазного к.з. от системы S_2 на стороне НН одной из обмоток ТЗ (тч. К6), кА:

$$I_{K6}^{(2)} = \frac{U_d}{2(X_{\max S2} + X_{\max T3})}. \quad (1.30)$$

Минимальный ток двухфазного к.з. в тч. К6, приведенный к напряжению ВН трансформатора ТЗ, кА:

$$I_{K6\text{ВН}}^{(2)} = I_{K6}^{(2)} \cdot \frac{U_d}{U_3 - \Delta U_{\max} \cdot U_3}. \quad (1.31)$$

Номинальный ток трансформатора ТЗ на стороне НН одной из расщепленных обмоток, кА:

$$I_{HT3} = \frac{S_{T3}}{2\sqrt{3} \cdot U_d}. \quad (1.32)$$

Сопротивление двигательной нагрузки, подключенной к одной из расщепленных обмоток ТЗ, в режиме самозапуска, Ом:

$$X_{\text{двПуск}} = \frac{U_d}{\sqrt{3} \cdot K_n \cdot K_{\text{Пуск}} \cdot I_{HT3.6}}, \quad (1.33)$$

где K_n - коэффициент перегрузки, равный $1.1 \div 1.5$; $K_{\text{Пуск}}$ - кратность пускового тока двигателей, равна $5 \div 6$

Максимальный ток несинхронного АВР трансформатора ТЗ (суммарный двух расщепленных обмоток), кА:

$$I_{\text{АВР НН}} = \frac{2U_d}{\sqrt{3} \left(X_{\min S2} + \frac{X_{\min T3}}{2} + \frac{X_{\text{двПуск}}}{2} \right)}; \quad (1.34)$$

$$I_{\text{АВР ВН}} = I_{\text{АВР НН}} \cdot \frac{U_d}{U_3 + \Delta U_{\max} \cdot U_3} \quad (1.35)$$

Расчет токов в нейтрали трансформатора. При замыканиях на землю в энергосистеме $S2$ (например, в тч.К8, рис.1.2) в нейтрали N трансформатора ТЗ появляются токи нулевой последовательности. Вычисления их начинается с обратного преобразования схемы замещения нулевой последовательности от простейшего вида к схеме, в которой сопротивление

нулевой последовательности трансформатора $X_{0,T3}$ представлено отдельной ветвью. Для схемы рис.1.2 ток нулевой последовательности в цепи трансформатора $T3$ равен:

$$I_{0,T3} = \frac{X_{0,S2}}{X_{0,S2} + X_{0,T3}} I_{0,K8}, \quad (1.36)$$

где $X_{0,S2}$ сопротивление нулевой последовательности системы $S2$; $I_{0,K8}$ суммарный ток нулевой последовательности в точке к.з. $K8$

При большем количестве параллельных ветвей рекомендуется использовать коэффициент токораспределения:

$$C_{T3} = \frac{X_{0,экв}}{X_{0,T3}}, \quad (1.37)$$

где $X_{0,экв}$ эквивалентное сопротивление схемы замещения нулевой последовательности.

Тогда:

$$I_{0,T3} = C_{T3} \cdot I_{0,K8}. \quad (1.38)$$

Поскольку в нейтрали протекает сумма токов нулевой последовательности трех фаз, то ток в нейтрали равен:

$$I_{N,T3} = 3 \cdot I_{0,T3} \quad (1.39)$$

Исходные данные для примеров расчетов (см. рис.1.2).

Генератор: $P_G = 300 \text{ МВт}$; $U_l = 20 \text{ кВ}$;

$$\cos \varphi = 0,85; X_d'' = 0,173; X_d' = 0,258;$$

$$X_d = 1,698; X_{2,l} = 0,211$$

Трансформатор Т1 $S_{T1} = 360 \text{ МВА}$; $U_l = 20 \text{ кВ}$;

$$U_{2,T1} = 242 \text{ кВ}; U_{K1T}'' = 12,2\%.$$

Трансформатор Т3: $S_{T3} = 63 \text{ МВА}$; $U_3 = 330 \text{ кВ}$;

$$U_4 = 6,3 \text{ кВ}; U_{ном,T} = 330 \pm 12\% / 6,3 - 6,3;$$

$$U_{K(-12)} = 14,3\%; U_{K(0)} = 11\%; U_{K(+12)} = 8,8\%;$$

$$K_{II} = 1,5; K_{II \text{ в } K} = 5,6$$

Энергосистемы $S1$ и $S2$: $U_2 = 230 \text{ кВ}$;

$$U_3 = 330 \text{ кВ}; I_{K.S1}^{(3)} = 30 \text{ кА};$$

$$I_{МАКС S2}^{(3)} = 26,3 \text{ кА}; I_{МИН S2}^{(3)} = 13,15 \text{ кА}$$

Пример 1.2. Рассчитать токи в генераторе при коротких замыканиях на шинах генераторного напряжения и на стороне высшего напряжения энергоблока для начального момента времени.

Поперечная сверхпереходная э.д.с. обмотки статора генератора в номинальном режиме (1.1):

$$E_q'' = \sqrt{(1 \cdot 0,85)^2 + (1 \cdot 0,53 + 1 \cdot 0,173)^2} = 1,1$$

Сопротивления трансформатора Т1 и энергосистемы $S1$ (1.2, 1.3, 1.4, 1.5, 1.6):

$$X_{1.IT} = X_{2.IT} = \frac{12,2}{100} \cdot \frac{353}{360} = 0,119;$$

$$X_{0.IT} = 0,9 \cdot 0,119 = 0,107;$$

$$X_{S1} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 30} \cdot \frac{353}{20^2} \left(\frac{20}{242} \right) = 0,025.$$

Номинальный ток генератора:

$$I_{HIT} = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 0,85 \cdot 20} = 10,2 \text{ кА}$$

Токи в генераторе при внешнем к.з. в точке $K4$ (на выводах генератора) (1.8, 1.9, 1.10):

$$I_{K4}^{''(3)} = \frac{1,1}{0,173} \cdot 10,2 = 64,85 \text{ кА};$$

$$I_{2K4}^{''(2)} = \frac{1,1 \cdot 10,2}{0,173 + 0,211} = 29,2 \text{ кА};$$

$$I_{\phi K4}^{''(2)} = \sqrt{3} \cdot 29,2 = 50,55 \text{ кА}$$

Токи в тч. $K4$ от энергосистемы $S1$:

$$I_{K4}^{(3)} = \frac{230 \cdot 10,2}{242 \cdot (0,025 + 0,119)} = 67,32 \text{ кА};$$

Список литературы

1. Силаев Ю.М. Релейная защита от плавкой вставки до микропроцессора / Релейная защита и автоматизация, 2012, №01 (06), с. 48 – 52.
2. Вавин В.Н. Релейная защита блоков турбогенератор – трансформатор. – М.: Энергоиздат, 1982. – 256 с.
3. Таубес И.Р. Релейная защита мощных турбогенераторов - М.: Энергоиздат, 1981 – 88 с. – (Б-ка электромонтера; Вып.52).
4. Аномальные режимы работы крупных синхронных машин. Казовский Е.Я., Данилевич Я.Б., Кашарский Э.Г., Рубисов Г.В. Изд-во «Наука», Ленингр. отд., Л., 1968, 429 с.
5. Беркович М.А. Основы техники релейной защиты / М.А.Беркович, В.В.Молчанов, В.А. Семенов. – М.: Энергоатомиздат, 1984. - 376 с.
6. Федосеев А. М., Федосеев М.А. Релейная защита электроэнергетических систем: Учеб. для вузов. – 2-е изд., перераб и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1992. – 528 с.
7. Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита энергетических систем учебн. пособ. для техн. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.
8. Голанцев Е.Б., Молчанов В.В. Дифференциальные защиты трансформаторов с реле типа ДЗТ-21 (ДЗТ-23). – М.: Энергоатомиздат. 1990. – 88 с. – (Б-ка электромонтера; Вып.631).
9. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учеб. для вузов. – М.: Высш. шк., 1991. – 496 с.
10. Правила устройства электроустановок. – Х.: Изд-во «Форт», 2009. – 704 с.
11. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики. – Л.: Энергоиздат, 1985. – 280 с.
12. Микропроцессорные гибкие системы релейной защиты./ В.В.Михайлов, Е.В.Кириевский, Е.М.Ульяницкий и др.; Под ред. В.П.Морозкина. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 240 с.
13. Дьяков А.Ф., Овчаренко Н.И. Микропроцессорная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебн. пособ. – М.: Издательство МЭИ, 2000. – 199 с.
14. Овчаренко Н.И. Микропроцессорные комплексы релейной защиты и автоматики распределительных электрических сетей. М.: НТФ Энергопрогресс, 1999. – 64 с.
15. Баженов В.Н., Беличенко Т.П. Применение микроЭВМ для решения задач защиты электроснабжения: учеб. пособ. – Харьков: УЗПИ, 1985. - 90 с.

17. Дорохин Е.Г. Основы эксплуатации релейной защиты и автоматики. Кн.2: Оперативное обслуживание устройств РЗА и вторичных цепей.- Краснодар: Совет. Кубань, 2012. – 432 с.
18. Устройства дистанционной и токовой защит типов ШДЭ2801, ШДЭ2802/ А.Н.Бирт, Г.С.Нудельман, Э.К.Федоров и др. - М.: Энергоатомиздат, 1988. –144 с. (Б-ка электромонтера; Вып.612).
19. Совалов С.А., Семенов В.А. Противоаварийное управление в энергосистемах М.: Энергоатомиздат. 1988. – 416 с.
20. Шабад М.А. Защита и автоматика электрических сетей агропромышленных комплексов. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1987. 120 с.- (Б-ка электромонтера; Вып.589).
21. Пилипенко С.В., Шевченко Г.П., Воликов С.И., Кашин А.А., Кочегаров Ю.И., Якименко Ю.В., Сопель М.Ф., Яковлев С.А. Полевые испытания микропроцессорных приборных модулей релейной защиты и автоматики //Электрические сети и системы. – 2004.-№1-2.
22. Толмачев Б.А., Нистратов А.Д., Кочегаров Ю.И. ПМ РЗА «ДИАМАНТ» - комплекс технических средств автоматизации, защиты и АСУ ТП энергетических объектов // Электрические сети и системы. – 2005.– №4-5.
- 23 Техноподдержка [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.harton-inkor.com>
24. Шабад М.А. Защита трансформаторов 10 кВ. – М.: Энергоатомиздат, 1989. - 144 с.
25. Корогодский В.И. и др. Релейная защита электродвигателей напряжением выше 1 кВ./ В.И.Корогодский, С.Л.Кужеков, Л.Б.Паперно. –М.: Энергоатомиздат, 1987. - 248 с.
26. Электротехнический справочник: В 3т. Т3. 2 кн. Кн.1. Производство и распределение электрической энергии / Под общ. ред. И.Н. Орлова и др. - М.: Энергоатомиздат, 1988. – 880 с.
27. Фигурнов Е.П. Релейная защита: учебн. для вузов ж.д. трансп. – М.: Желдориздат, 2004. – 565 с.
28. Маслов Г П. Электроснабжение железных дорог: Конспект лекций. Часть 1./ Г П. Маслов, Г С. Магай, О. А. Сидоров.- Омский гос. ун-т путей сообщения. Омск, 2006. – 48 с.
29. Прохорский А.А. Тяговые и трансформаторные подстанции :учебн. для техн. ж.д. трансп.– М.: Транспорт, 1983.- 496 с.
30. Кужеков С.Л., Синельников В.Я. Защита шин электростанций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 184с.
31. Авербух А.М. Релейная защита в задачах с решениями и примерами. – Л.: Энергия, 1975. – 416 с.

32. Голубев М.Л. Расчет токов короткого замыкания в электросетях 0,4-35 кВ. –М.:Энергия,1980. – 88 с.
33. Голубев М.Л. Расчет уставок релейной защиты и предохранителей в сетях 0,4-35 кВ. –М.:Энергия,1969. – 136 с.
34. Баженов В.Н.,Козьма А.А. Расчетно-экспериментальные исследования условий самозапуска электродвигателей собственных нужд блоков 300 МВт // Электрические станции. – 1970.-№ 6.
35. Волкова И.Н., Горбенко В.В., Кочегаров Ю.И., Лаптев Д.Я., Мирошниченко В.А., Толмачев Б.А., Якименко Ю.В. Комплекс релейной защиты блока гидрогенератор – двигатель 200 МВт ГАЭС // Электрические сети и системы. – 2005.-№4-5.
36. Кочегаров Ю.И., Мирошниченко В.А., Нистратов А.Д., Пилипенко С.В., Якименко А.В. К вопросу защиты шин в сложных распреедустройствах 35-220 кВ // Электрические сети и системы. – 2009.-№2.
37. Горбенко В.В., Кочегаров Ю.И., Нистратов А.Д. Микропроцессорные устройства РЗА для сетей 6-35 кВ и собственных нужд электростанций // Электрические сети и системы. – 2005. – №4-5.
38. Баженов В.Н., Малый А.Ю. Расчет защит элементов системы электро-снабжения. Методические указания к расчетам релейной защиты в выпускных бакалаврских работах. – Харьков:НТУ «ХПИ»,2003. – 40с.
39. Баженов В.М., Одегов М.М. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Релейний захист». – Харків: УкрДАЗТ,2006. – 42 с.
40. Баженов В.М., Одегов М.М. Методичні вказівки до виконання практичних завдань та контрольних робіт з дисципліни «Релейний захист» – Харків: УкрДАЗТ, 2013. – 89с.
41. Молчанов В.В. Панели дистанционных защит типа ПЗ-5 (ПЭ2105) / В.В.Молчанов, Е.Б.Голанцов – М.:Энергоатомиздат, 1987 (Б-ка электромонте-ра; вып.605).
42. Переходные процессы в системах электроснабжения. Учебник / В.Н.Винославский, Г.Г.Пивняк, Л.И.Несен и др.: Под ред. В.Н.Винославского. – К.:Выща шк. головное изд-во, 1989. – 422с.
43. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. -4-е изд. перераб. и доп. –М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608с.
44. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Учебник для вузов. – 2-е изд перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 640с.

45. Федоров А.А., Старкова Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: Учеб. пособие для вузов. - М.: Энергоатомиздат, 1987. - 368 с.
46. Цапенко Е.Ф. Замыкания на землю в сетях 6-35 кВ. - М.: Энергоатомиздат, 1986. - 128 с.
47. Справочник по наладке вторичных цепей электростанций и подстанций / А.А.Антюшин, А.Е.Гомберг, В.П.Каравасев и др.: Под ред. Э.С.Мусаэляна.- 2-е изд., перераб. и доп.
48. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей: Учебное пособие для студентов вузов / В.М.Блок, Г.К.Обушев, Л.Б.Паперно и др.; Под ред. В.М.Блок. - М.:Высш.школа, 1981. - 304с.
49. Шнеерсон Э.М. Дистанционные защиты. - М.: Энергоатомиздат. 1986. - 448 с.
50. Овчинников В.В. Реле РНТ в схемах дифференциальных защит. - 3-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат. 1989. - 88 с.- (Б-ка электромонтера; Вып.621).
51. Ванин В.К., Павлов Г.М. Релейная защита на элементах вычислительной техники. - 2-е изд. прераб и доп. Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1991. - 336 с
52. Байтер И.И., Богданова Н.А., Релейная защита и автоматика питающих элементов собственных служб тепловых электростанций.- 3-е изд. прераб и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 112с. - (Б-ка электромонтера; Вып.613).
53. Беляев А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ. - Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1988. 176 с. - (Б-ка электромонтера; Вып.617).
54. Баженов В.Н. Анализ работы релейной защиты и автоматики для послеаварийного восстановления схемы электроснабжения //Вісник Національного політехнічного університету «ХПІ». Збірник наукових праць. Серія: Енергетика: Надійність та енергоефективність. - Х.: НТУ «ХПІ»: - 2013. - №17(990). С. 18-25.
55. Баженов В.Н. Релейная защита и автоматика энергетических систем / Баженов В.Н., Ушаповский К.В., Гриб О.Г. Олефир Д.А., Васильченко В.И., Светелик А.Д., Владимиров Ю.В., Гапон Д.А., Одегов Н.Н., Иерусалимова Т.С., Рудевич Н.В. // Монография ООО «Типография Мадрид». Харьков: 2015г.-340 с.
56. Сокол Е.И. Автоматическая частотная розгрузка энергосистем в аварийных режимах / Сокол Е. И., Гриб О.Г. Гапон Д. А., Жаркин А. Ф.,

Сендерович Г. А., Ушаповский К. В., Олифер Д. А., Васильченко В. И., Гримуд А. Г. // Монография Харьков ТОВ «Тім Пабліш Груп» 2014г.-196 с.

57. Сокол Е.И. Качество электрической энергии Том 2 Контроль качества электрической энергии / Сокол Е. И., Гриб О.Г., Жаркин А. Ф., Васильченко В. И., Тесик Ю.Ф., Ушаповский К. В., Светелик А.Д., Гапон Д. А., Громадский Ю.С., Иерусалимова Т.С., Олефир Д.А., Шевченко С.Ю., Новский В.А. // .; Под ред. О.Г Гриба Монография ПП « Граф-Ікс». Харьков: 2014г.-244 с.

58. Данильчук В.Н. Частотные аварии в ОЭС Украины и меры по их предотвращению / В.Н. Данильчук, Е.И. Павлова, А.В. Панов // Энергетика и электрификация. - 2005.- №9. - С. 2-11

59. Кучеров Ю. Н. Современное состояние автоматической частотной разгрузки и пути ее совершенствования / Ю Н. Кучеров, А.А. Окин, М.М. Мартыненко, В.Н. Данильчук // Электрические станции. - 2001. - № 12. - С.31-39

60.Захаркин О.В. Перспективы развития систем противоаварийного управления крупных энергообъединений / Захаркин О.В., Попова Е.Ю., Ландман А.К., Петров А.М., Петров А.Э. // Электричество. 2011.№ 06. С. 20-28.

61. Данильчук В.Н. Некоторые особенности решения проблем автоматической частотной разгрузки в энергосистемах Украины /Данильчук В.Н. Панов А.В.// Электрические станции. 2006.№ 4. С. 43-51.

62. Андерсон П. Управление энергосистемами и устойчивость / Андерсон П., Фуад А. – М.: Энергия, 1980. – 568 с.

63. Данильчук В. Н. Современная аппаратура частотных автоматик разгрузки, ввода резервов ГЭС, защит и блокировок / В. Н. Данильчук, Нехай И. Ф., Коломиец Е. А., Перетяцько В. А.// 2008г. N 2 - С.45-65

64. Барзам А.Б. Системная автоматика / Барзам А.Б. – 4-е изд., доп. – М.: Энергоиздат, 1989.. – 446 с.

65. Беркович М.А. Автоматика энергосистем / Беркович М.А., Гладышев В.А., Семенов В.А. – 3-е изд., доп. – М.: Энергоиздат, 1991. –240 с.

66. Рабинович Р.С. Автоматическая частотная разгрузка энергосистем / Рабинович Р.С. – 2-е изд., доп. – М.: Энергоиздат, 1989. – 352с.

67. Рабинович Р.С. Особенности действия АЧР при значительных дефицитах мощности / Рабинович Р.С., Бутин Г.Д. // Труды ВНИИЭ. – 1974. - Вып. 46. - С. 93-100.

68. Рюденберг Р. Эксплуатационные режимы электроэнергетических систем и установок. / Рюденберг Р. – 3-е изд., доп. – Л.: Энергия. Ленинград. отд-ние, 1980. – 578 с.

69. Совалов С.А. Противоаварийное управление в энергосистемах. / Совалов С.А., Семенов В.А. – М.: Энергоиздат, 1988. – 416с.

70. Данильчук, В. И. Роль и место устаревших и надуманных составляющих частотной автоматики / В.И. Данильчук, А.В. Панов // Энергетика та електрифікація. - 2006. - №1. - С. 10-16.

71. Зейлидзон Е.Д. Анализ опыта эксплуатации автоматической частотной разгрузки в энергосистемах СССР / Зейлидзон Е.Д., Портной М.Г. Рабинович Р.С. // Электричество. 1978. - №7. - С. 1-8.

72. Данильчук В. Н. Последний раз о стратегии настройки системы автоматической частотной разгрузки энергосистем / В.Н. Данильчук // Энергетика та електрифікація. - 2006. - №9. - С. 58-61.

73. Phadke A.G. A new measurement technique for tracking phasors, local system frequency and rate of change of frequency. / Phadke A.G., Thorp J.S., Adamiak M.G. // IEEE transactions on PAS. - 1983. - V 102, №5. - P. 1025-1038.

74. Kawwa I. Fast adaptive schemes for tracking voltage phasor and local frequency in power transmission and distribution / Kawwa I., Grondin R // IEEE trans. on Power delivery. - 1992. - V. 7, №2. - P. 789-795.

75. Mahmood M.K. Microprocessor implementation of a fast and simultaneous amplitude and frequency detector for sinusoidal signal / Mahmood M.K., Janan E.A., Abdul-Karim M.A.H. // IEEE trans. Instrum. Meas. - 1985. - V. 34, №3. - P. 413-417.

76. Максимов В.М. Цифровой помехозащищённый измеритель частоты промышленной сети / Максимов В.М., Гапон Д.А. // Вісник Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут» - Харків НТУ «ХПІ», 2004. - № 22 С.27-32.

77. Додо Амаду М.М. Цифровые алгоритмы измерения частоты для устройств частотной автоматики / Додо Амаду М.М., Максимов В.М. // Вестник ХГПУ - Харьков 1999. - Вып. 37. - С. 98-104.

78. Волошко А.В. Устранение нестабильности частоты сети на точность определения показателей качества электрической энергии / Волошко А.В., Коцарь О.В. // Техническая электродинамика. - 1994. - №4. - С. 73-77.

79. Кудашов А.В. Способ измерения действующего значения напряжения для виртуальных приборов / Кудашов А.В. // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. 2007. № 1 (19). С. 185-188.

80. Ye Fang. A high-accuracy algorithm of frequency measurement based on fourier method / Ye Fang, Jiao Yanjun // 2011 International Conference on Electronics, Communications and Control (ICECC) - 2011 - P.1214-1219.

81. Zayezdny A.M. Short time measurement of frequency and amplitude in the presence of noise / Zayezdny A.M., Adler Y., Druckmann I. // IEEE trans. on instrum. Meas. - 1992. - V 41, №3. - P. 397-402.

82. Арцишевский Я.Л. Мониторинг частоты при измерении электрических параметров режима энергосистемы в векторной форме / Арцишевский Я.Л., Журавлев Д.М. // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. 2010. № 2. С. 63-67.

83. Танкевич Е. Н. Реализация цифрового способа измерения частоты сетевого напряжения в средствах измерения характеристик электропотребления / Танкевич Е. Н., Яковлева И. В. // Техническая электродинамика. – 1998. - № 13.- С. 65-69.

84. Ren J. An improved fourier method for power system frequency estimation / Ren J., Kezunovic M. // North American Power Symposium (NAPS) – 2011- P.1-6

85. Renders H. S. High-accuracy spectrum analysis of sampled discrete frequency signals by analytical leaking compensation / Renders H. S. J., Vilain G. // IEEE trans. Instrum. Meas. - 1984. – V.33. - P. 287-292.

86. Schoukens J. The interpolated fast Fourier transform: A comparative study / Schoukens J., Pintelon R., Van hamme H. // IEEE trans. Instrum. Meas. – 1992. - V 41, №2. – P. 226-232.

87. Lobos T. Real time determination of power system frequency / Lobos T., Rezmer J // IEEE trans. on power delivery. - 1997. - V 46, № 4. – P.877-881.

88. Lopez A. Power System Frequency Measurement Under Nonstationary Situations / Lopez A., Montao J.-C., Castilla M., Gutierrez J., Borrás M.D., Bravo J.C. // IEEE Transactions on Power Delivery – 2008 – vol.23 no.2 – P.562-567.

89. Offeli C. The influence of windowing on the accuracy of multifrequency signal parameter estimation / Offeli C., Petri D. // IEEE trans. Instrum. Meas. - 1990. - V 41, №2. – P.256-261.

90. Adanir T. Extremely short term frequency estimation (ESTFE) algorithm for underfrequency protection // International Journal of Electrical Power & Energy Systems - 2007 – vol.29 no.4 P.329–337.

91. Allesandro F. High accuracy Fourier analysis based on synchronous sampling techniques / Allesandro F., Roberto O.// IEEE Trans. Instrum. Meas. –1992. - V. 41, №6.

92. Djuric M. Frequency measurement of distorted signals using Fourier and zero crossing techniques / M Djuric, Z Djuric // Electric Power Systems Research - 2008 -vol. 78, no. 8, P.1407-1415.

93. Eckhardt V Dynamic measuring of frequency and frequency oscillations in multiphase Power systems ./ Eckhardt V., Hippe P., Hosemann G. // IEEE trans. on power delivery. – 1989. - V 4, №1. – P. 95-102.

94. Girgis A.A. Adaptive estimation of power system frequency deviation and its rate of change for calculating sudden power system overload / Girgis A.A., William L.P. // IEEE trans. on power delivery. - 1990. - V 5, №2. – P.585-594.

95. Mojiri M. Robust adaptive frequency estimation of three-phase power systems / Mojiri M., Yazdani, D., Bakhshai A. // IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement – 2010 – vol.59, no.7 – P.1793-1802.

96. Moore P.J. A new numeric technique for high speed evaluations of power system frequency / Moore P.J., Carranza D., Johns A.T. // IEEE proc.- 1994. - V 141, №5. – P. 529-536.

97. Moore P.J. Frequency relaying based on instantaneous frequency measurement / Moore P.J., Allmeling J.H., Johns A.T. // IEEE trans. on power delivery – 1996. - V 11, №4.- P.1737-1742.

98. Moore P.J. Model systems tests on a new numeric method of power system frequency measurement / Moore P.J., Carranza D., Johns A.T. // IEEE trans. on power delivery. – 1996. - V 11, №2. P. 696 – 701.

99. Kusljevic M. D. Frequency estimation of three-phase power system using weighted-least-square algorithm and adaptive fir filtering / Kusljevic M. D., Tomic J. J., Jovanovic L. D.// IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement – 2010 – vol.59 no.2 P.322–329.

100. Pradhan A.K. Power system frequency estimation using least mean square technique / Pradhan A.K., Routray A., Basak A. // IEEE Transactions on Power Delivery – 2005 – vol.20 no.3, P. 1812 - 1816.

101. Sachdev M.S. A least error squares technique for determining power system frequency / Sachdev M.S., Giray M.M. // IEEE trans. on PAS. – 1985. – V 104, №2. - P. 437-443.

102. Wies R.W. Use of least mean squares (lms) adaptive filtering technique for estimating low-frequency electromechanical modes in power systems / Wies R.W., Pierre J.W., Trudnowski D. J. // Power Engineering Society General Meeting – 2004 - vol. 2, P.1863–1870.

103. Гапон Д.А. Оптимизация алгоритмов автоматической частотной разгрузки / Гапон Д.А. // Вісник Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут» – Харків НТУ «ХПІ», 2002. – № 6 т.2 С.147-152

104. Кубарев Д.В. Интерполяционные методы обработки сигналов в устройствах контроля качества электроэнергии нового поколения / Кубарев Д.В. // Энергобезопасность и энергосбережение. 2012. № 3. С. 26-29.

Научное издание

СОКОЛ Евгений Иванович
ГРИБ Олег Герасимович
СЫЧЕНКО Виктор Григорьевич
ДАНИЛОВ Алексей Анатольевич
БАЖЕНОВ Владимир Николаевич
ВЛАДИМИРОВ Юрий Валентинович
ГАПОН Дмитрий Анатольевич
ШВЕЦ Сергей Викторович
ИЕРУСАЛИМОВА Татьяна Сергеевна
РУДЕВИЧ Наталья Валентиновна

Расчет релейной защиты и систем автоматики в электроэнергетике

Учебное пособие

Подп. к печати 02.06.17
Усл. печ. лист 24

Формат 60х84 1/16.
Тираж 100 экз.

Способ печати – ризограф
Цена договорная.

Издатель. ФОП Шапов А.П.
Свидетельство сериї ДК №4847 от 06.02.2015 г
г Харьков, ул. Жон Мироносиц 10, оф. 6.
тел. +38(057)714-06-74, +38(050)976-32-87
copy@vlavke.com.ua

Отпечатано в типографии ФОП Андреев К.В.
61166. Харьков, ул. Серпова, 4
Свидетельство про государственную регистрацию
Серия В00 №966085 від 30.05.2003 р.
extraprint@mail.ua
тел. 063-993-62-73