

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное агентство по образованию

Государственное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Ивановский государственный энергетический университет
имени В.И. Ленина»

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ

ТРУДЫ ИГЭУ

Выпуск VIII

Под редакцией

*доктора технических наук, профессора В.А. Шуина,
доктора технических наук, профессора М.Ш. Мисриханова,
доктора технических наук, профессора А.В. Мошкарина*

ИВАНОВО
2007

УДК 621.311

ББК 31.37

П 42

Повышение эффективности работы энергосистем: Тр. ИГЭУ. Вып. VIII / Под ред. В.А. Шуина, М.Ш. Мисриханова, А.В. Мошкарин. – Иваново, 2007. – 500 с.

ISBN 978-5-89482-486-4

Редакционная коллегия:

д-р техн. наук, проф. В.Н. Нуждин, д-р техн. наук, проф. М.Ш. Мисриханов,
д-р техн. наук, проф. Б.М. Ларин, д-р техн. наук, проф. А.В. Мошкарин,
д-р техн. наук, проф. В.А. Савельев, д-р техн. наук, проф. В.А. Строев,
д-р техн. наук, проф. С.В. Тарарыкин, д-р техн. наук, проф. В.А. Шуин,
д-р техн. наук, проф. А.В. Шунтов, д-р техн. наук, проф. И.В. Якимец

Рецензенты:

д-р техн. наук, проф. В.А. Семенов (СО-ЦДУ ЕЭС России);
д-р техн. наук, проф. А.В. Шунтов (Информационно-вычислительный
центр Мосэнерго);
д-р техн. наук, проф. Ю.А. Митькин (ГОУВПО «Ивановский
государственный энергетический университет им. В.И. Ленина»)

В предлагаемой читателю книге представлены статьи, являющиеся результатами разработок, теоретических и экспериментальных исследований в области теплоэнергетики, электроэнергетики, компьютерных технологий, выполненных сотрудниками Ивановского государственного энергетического университета, МЭС Центра ОАО «ФСК ЕЭС», а также других вузов, научно-исследовательских, проектных и эксплуатационных организаций, сотрудничающих с ИГЭУ и МЭС Центра.

Книга предназначена для специалистов, занимающихся исследованием, разработкой, проектированием и эксплуатацией энергетических систем, электрических станций и сетей, комплексов и устройств их автоматического управления.

ISBN 978-5-89482-486-4

© Авторы, 2007

УДК 621.321

Анализ схем распределительных устройств 110 и 220 кВ Нижегородской ГЭС

*О.Н. Калачева, А.В. Рассказчиков, кандидаты техн. наук,
В.А. Долотов, М.А. Ефимов, инженеры*

Ресурс электрооборудования электростанции не превышает 30 – 40 лет. В настоящее время на большинстве электростанций выработан ресурс оборудования, что вызывает необходимость реконструкции распределительных устройств. В связи с этим возникает вопрос о соответствии схем РУ действующим нормам технологического проектирования, необходимости повышения их надежности и экономичности. Под этим углом зрения произведен анализ схем распределительных устройств 110 кВ и 220 кВ Нижегородской ГЭС.

Анализ существующей схемы ОРУ 110 кВ. Схема ОРУ 110 кВ Нижегородской ГЭС представлена на рис. 1. Это комбинированная схема «Две рабочие системы шин с обходной системой шин». Одиннадцать линейных присоединений выполнены с типовым подключением к рабочим и обходной системам шин. Четыре блока «генератор – трансформатор», с пятого по восьмой, соединены только с рабочими системами шин развилкой из двух шинных разъединителей и не имеют разъединителей для подключения к обходной системе шин.

Трансформаторы связи Т1, Т2 подключены к обеим рабочим системам шин 110 кВ через два выключателя, соответственно В16, В17 и В18, В19.

На ОРУ 110 кВ установлен один обходной выключатель (ОВ). Схема выполнена с фиксированным подключением присоединений. Связь между рабочими системами шин осуществляется двумя парами последовательно включенных выключателей В16 – В17 и В18 – В19.

Защита сборных шин 110 кВ производится отдельными защитами 1СШ и 2СШ. На время опробования обходной системы шин перед включением обходного выключателя вводится замедление той дифференциальной защиты шин, на которую подключено присоединение с ремонтируемым выключателем.

При типовых оперативных переключениях после опробования обходной системы шин (ОСШ) обходным выключателем выключатель отключается, и напряжение подается на обходную систему шин, находящуюся без напряжения, с помощью обходного разъединителя соответствующего присоединения [6].

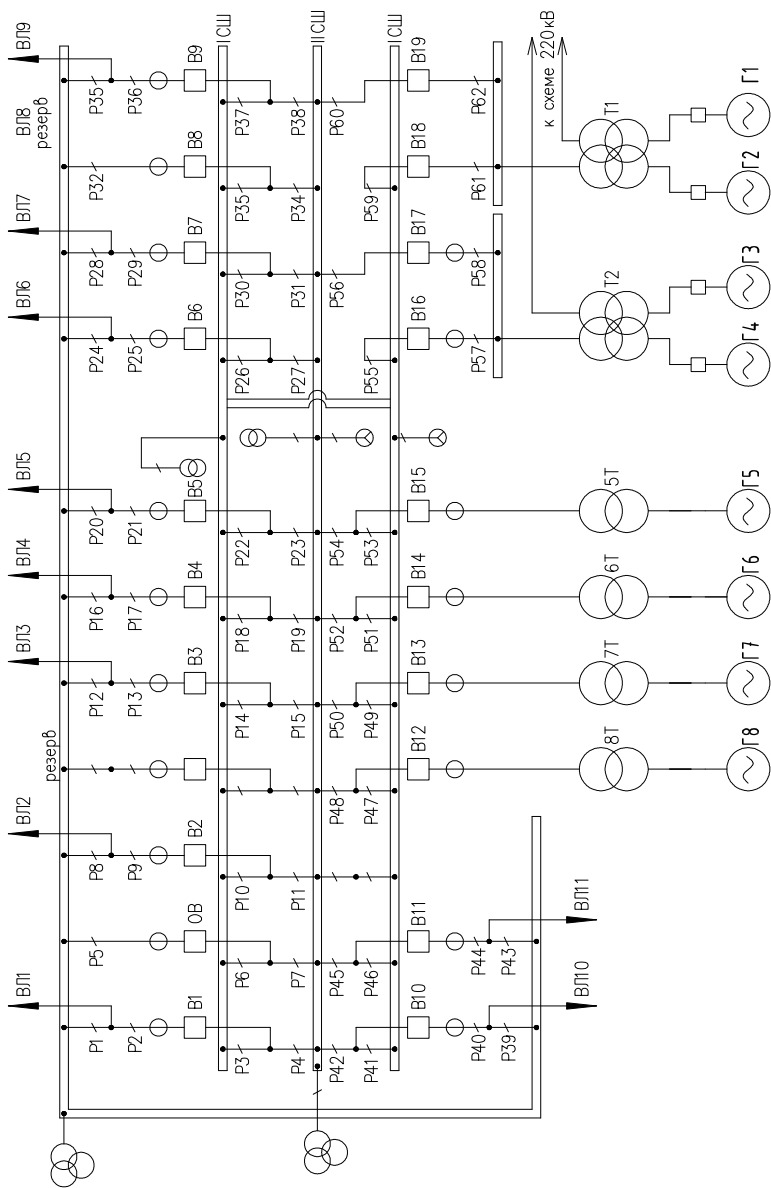


Рис. 1. Схема существующего ОРУ 110 кВ

Длина обходной системы шин на Нижегородской ГЭС порядка 350 м. Коммутация разъединителями обходной системы шин большой строительной протяженности вызывает высокочастотные перенапряжения с большими амплитудами и частотами воздействий [3]. Каждое включение и отключение сопровождается многократными пробоями воздушного промежутка между сходящимися или расходящимися контактами разъединителя. При каждом пробое в РУ возникают затухающие электромагнитные колебания с частотами от 50 до 1000 кГц длительностью от 10 до 500 мкс. Число таких процессов за одну коммутацию может составлять от нескольких десятков до нескольких тысяч в зависимости от размеров РУ, типов оборудования, конструкции разъединителя и скорости расхождения контактов. Амплитуда колебаний напряжения может достигать до $3,5U_{\text{фmax}}$, что представляет реальную опасность для оборудования. Возможен выход из строя элементов настройки высокочастотных заградителей, повреждение изоляции измерительных трансформаторов тока и напряжения, взрывы разрядников. Для компенсации емкостного зарядного тока обходной системы шин на ОСШ Нижегородской ГЭС в соответствии с п. 5.3 [3] установлены электромагнитные трансформаторы напряжения типа НКФ в трех фазах.

На период ремонта выключателей блочных генераторов 5...8, ввиду отсутствия разъединителей на ОСШ, производится отключение блоков.

Синхронизация блоков с 5 по 8 производится с использованием трансформаторов напряжения, установленных на ОРУ 110 кВ и на генераторном напряжении. Включение блоков в работу осуществляется выключателями ОРУ 110 кВ.

Для ремонта шинных разъединителей одновременно с ремонтом одной из рабочих систем шин отключается соответствующее присоединение. На время перевода присоединений с одной системы шин на другую, предшествующего ремонту, снимается оперативный ток с одной из пар выключателей В16, В17 или В18, В19 для надежной связи между шинами.

Достоинства существующей схемы РУ 110 кВ. В схеме РУ 110 кВ линейные присоединения имеют высокую ремонтпригодность. Ремонт линейных выключателей осуществляется путем их замены на обходной выключатель.

Оперативно гибко подключены трансформаторы связи Т1, Т2. При ремонте или отказе первой или второй систем шин они остаются включенными на одну из работающих систем шин.

Роль шиносоединительного выключателя (ШСВ) выполняют две пары последовательно включенных выключателей В16 – В17 и В18 – В19. Одновременный отказ сразу двух выключателей одной пары считается маловероятным событием. Следовательно, погашение ОРУ 110 кВ Нижегородской ГЭС из-за отказов выключателей В16 – В17 или В18 – В19 практически невозможно. В типовом варианте схемы «Две рабочие системы шин с обходной системой шин» при отказе ШСВ происходит полное погашение РУ.

Нижегородская ГЭС работает в пиковой части графика нагрузки энергосистемы. Следовательно, необходимо часто производить включения и отключения генераторов. Все включения каждого генератора в работу производятся одним выключателем. Блоки с первого по четвертый включаются генераторными выключателями, а блоки с пятого по восьмой – выключателями 110 кВ. Коммутация одним выключателем уменьшает число ремонтов выключателей по причине выработки механического ресурса. В кольцевых же схемах каждая коммутация присоединений производится двумя выключателями, что приводит к более быстрой выработке механического ресурса.

Недостатки существующей схемы РУ 110 кВ. Присоединения блоков 5 – 8 не имеют разъединителя на ОСШ, поэтому на все время ремонта блочного выключателя 110 кВ невозможна выдача мощности соответствующего блока.

Во время ремонта одной из рабочих систем шин все присоединения подключаются к другой рабочей системе шин. Как и в типовом варианте схемы «Две рабочие системы шин с обходной системой шин», в этом режиме резко снижена надежность РУ, т.к. при отказе любого оборудования произойдет полное погашение ОРУ 110 кВ.

На время перевода присоединений с одной системы шин на другую с помощью шинных разъединителей по правилам производства оперативных переключений требуется отключать оперативный ток с ШСВ. В существующей схеме это означает – снять оперативный ток с приводов выключателей В16 – В19. На это же время вводится нарушение фиксации дифференциальной защиты шин (ДЗШ) 110 кВ. Если во время производства оперативных переключений произойдет отказ шинного разъединителя с коротким замыканием или повреждение самой шины, то отключения выключателей В16 – В19 не произойдет из-за отсутствия на них оперативного тока. Для ликвидации подпитки повреждения со стороны РУ 220 кВ и от генераторов Г1 – Г4 УРОВ

отключит все четыре генераторных выключателя Г1 – Г4 и все четыре выключателя 220 кВ, т.е. произойдет полное погашение Нижегородской ГЭС. Этот режим возможен именно по причине отсутствия оперативного тока на четырех выключателях В16 – В19. Когда оперативный ток снят только с одной пары выключателей В16 – В17 или В18 – В19, от УРОВ будут отключены соответствующие два выключателя на ОРУ 220 кВ и два генераторных выключателя. Таким образом, погашения ГЭС не будет, но отключатся сразу шесть генераторов. Погашения РУ при ремонтах СШ возможны. Так, согласно статистическим данным [7], за последние 25 лет на подстанциях 220 кВ со схемами с двумя рабочими системами шин с обходной произошло четыре полных погашения РУ в момент вывода в ремонт рабочей системы шин.

В соответствии с нормами технологического проектирования [2, 5], при числе присоединений до 16 включительно, должно производиться секционирование одной рабочей системы шин в схеме с двумя рабочими и обходной системами шин. На РУ 110 кВ Нижегородской ГЭС при 18 присоединениях отсутствует секционирование одной рабочей системы шин, что снижает надежность и ремонтпригодность существующей схемы. Из-за этого недостатка в рассмотренных ранее режимах: при ремонте одной рабочей системы шин, в процессе перевода с одной рабочей системы шин на другую с одновременным отказом оборудования – может произойти полное погашение Нижегородской ГЭС.

Анализ существующей схемы ОРУ 220 кВ. На Нижегородской ГЭС к ОРУ 220 кВ (рис. 2) подключены четыре присоединения: двеходящие линии и два трансформатора связи Т1, Т2. ОРУ 220 кВ выполнено по типовой схеме четырехугольника.

Достоинства схемы РУ 220 кВ. Подключение присоединений одного вида произведено в противоположные вершины схемы четырехугольника. Такое подключение присоединений значительно повышает надежность РУ, т.к. однотипные присоединения (линии, трансформаторы) оказываются включенными между двумя последовательно установленными выключателями. Отказ сразу двух последовательно включенных выключателей – событие маловероятное, следовательно, одновременное отключение сразу двух трансформаторов связи или двух линий по причине отказа выключателей также маловероятное событие [1].

Схема четырехугольника относится к кольцевым схемам. Каждое присоединение отключается двумя выключателями, однако большого числа

коммутаций выключателями ОРУ 220 кВ не производится, т.к. имеются генераторные выключатели на стороне НН трансформаторов связи Т1, Т2.

Схема четырехугольника является экономичной, т.к. число выключателей на присоединение равно 1, как для всех кольцевых схем. Число выключателей равно числу присоединений.

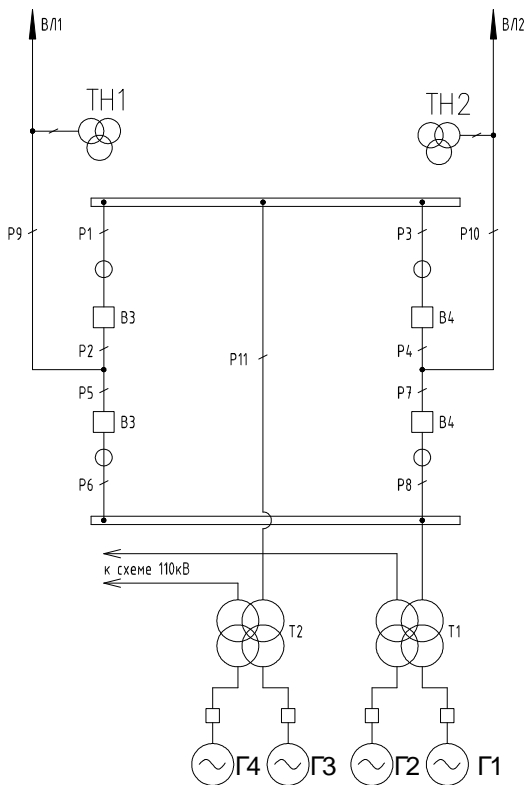


Рис. 2. Существующая схема ОРУ 220 кВ

В схеме небольшое количество разъединителей, и все они используются только для создания видимого разрыва на время ремонта. Сложные переключения разъединителями не производятся.

Недостатки схемы ОРУ 220 кВ. В схеме РУ возможно полное погашение при наложении отказов одного оборудования на ремонт

другого. При всех сочетаниях отказа одного выключателя с ремонтом выключателя, расположенного на противоположной стороне четырехугольника, происходит погашение РУ 220 кВ с учетом работы автоматики УРОВ.

При выводе линии 220 кВ в ремонт после отключения линейного присоединения разъединителем производят включения выключателей кольца. При этом теряется трансформатор напряжения, т.к. он подсоединен за линейным разъединителем.

Заключение

ОРУ 110 кВ. Недостаточная ремонтпригодность схемы в части подключения блоков с пятого по восьмой. Отсутствует связь данных присоединений с обходной системой шин. При 18 присоединениях на ОРУ в схеме отсутствует секционирование одной рабочей системы шин, что не соответствует рекомендациям норм технологического проектирования электрических станций. Все это вызывает замечания инспектирующих организаций. В связи с этим намечается реконструкция ОРУ 110 кВ Нижегородской ГЭС.

ОРУ 220 кВ. Реконструкцию схемы ОРУ 220 кВ производить нецелесообразно. Схема четырехугольника среди возможных вариантов схем обладает самой высокой надежностью, ремонтпригодностью и оперативной гибкостью. Данная схема соответствует рекомендациям НТП.

Библиографический список

1. **Надежность** систем энергетики и их оборудования: Справ. / Под общ. ред. Ю.Н. Руденко. В 4 т. Т. 2. Надежность электроэнергетических систем / Под ред. М.Н. Розанова. – М.: Энергоатомиздат, 2000. – 568 с.
2. **Нормы** технологического проектирования тепловых электрических станций. – М.: Энергоатомиздат, 1981.
3. **Методические** указания по ограничению высокочастотных коммутационных перенапряжений и защите от них электротехнического оборудования в распределительных устройствах 110 кВ и выше. – М.: ОРГРЭС, 1998. – 26 с.
4. **Правила** устройства электроустановок. 7-е изд. – М.: НИЦ ЭНАС.
5. **Типовые** проектные решения № 407-03-459.87. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств 6 – 750 кВ подстанций. – М.: Энергосетьпроект, 1987.
6. **Филатов А.А.** Обслуживание электрических подстанций оперативным персоналом. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
7. **Коммутационные** узлы энергосистем / Ю.Н. Балаков, А.И. Васильчиков, В.М. Лаврентьев и др.; Под ред. А.В. Шунтова – М.: Энергоатомиздат, 1997. – 240 с.

УДК 621.321

Варианты схем для реконструкции распределительного устройства 110 кВ Нижегородской ГЭС

*А.В. Рассказчиков, О.Н. Калачева, кандидаты техн. наук,
В.А. Долотов, М.А. Ефимов, инженеры*

Целью реконструкции схемы РУ 110 кВ Нижегородской ГЭС является улучшение следующих её свойств:

- ремонтпригодности, за счет обеспечения возможности ремонта всех присоединений без их отключения;
- надежности, за счет уменьшения числа отключаемых присоединений при погашении системы шин из-за отказа оборудования;
- живучести, за счет исключения вероятности полного погашения станции и уменьшения числа отключаемых блоков в аварийных режимах.

Первый подход к реконструкции предполагает улучшение существующей схемы ОРУ 110 кВ. Для чего предлагаются следующие меры.

В соответствии с нормами технологического проектирования [1] необходимо секционировать одну из рабочих систем шин при 16 присоединениях. Кроме того, для увеличения ремонтпригодности схемы в отношении ремонта выключателей блоков 5, 6, 7, 8 целесообразно продлить обходную систему шин (ОСШ) для подсоединения к ней присоединений блоков. Таким образом, *первым вариантом* реконструкции является схема с двумя рабочими системами шин с секционированием одной рабочей системы шин. Улучшение свойств существующей схемы может быть достигнуто двумя способами:

- секционированием ПСШ (рис. 1);
- секционированием ИСШ (рис. 2).

Реконструкция ОРУ 110 кВ предусматривает, кроме оптимизации схемы РУ, установку современного высоконадежного электротехнического оборудования. В этом случае *вторым вариантом* реконструкции является переход к схеме «Одиночная секционированная система шин с обходной системой шин» (рис. 3). Вариант не требует значительных капитальных затрат для конструктивной переделки ОРУ. Необходимо только продлить обходную систему шин до пятого блока и установить восемь разъединителей на ОСШ.

*Варианты схем для реконструкции распределительного
устройства 110 кВ Нижегородской ГЭС*

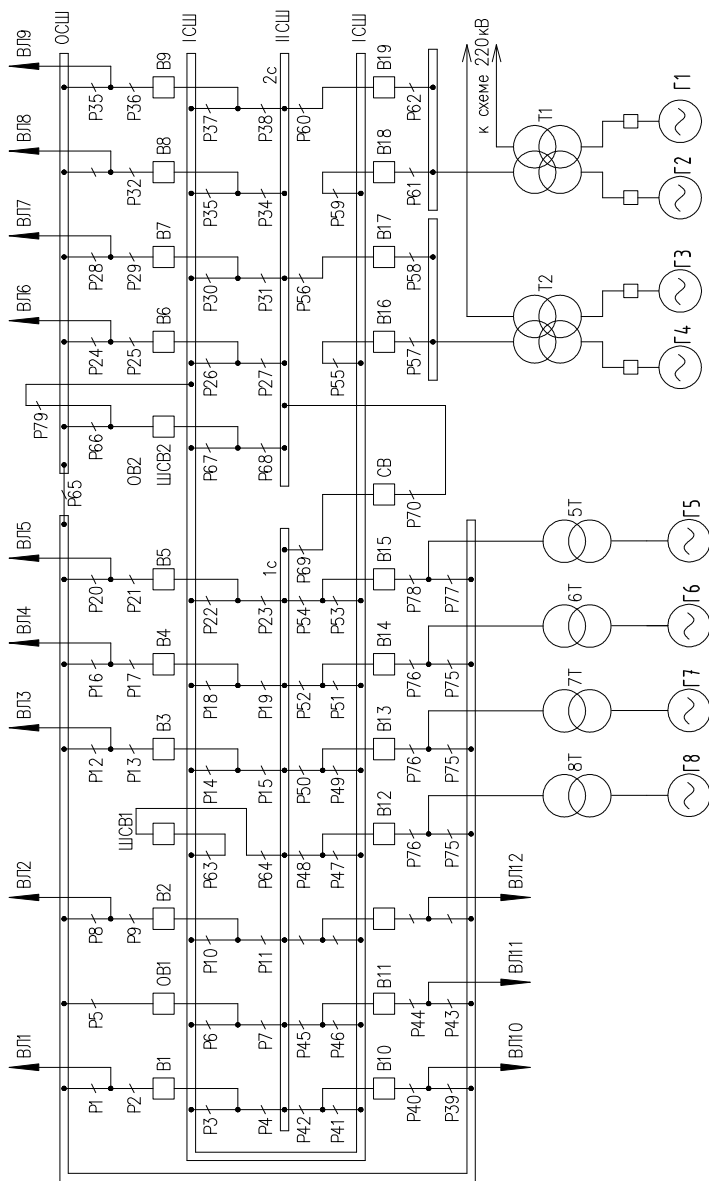


Рис. 1. Вариант схемы «Две рабочие системы шин с обходной системой шин с секционированием системы шин ПСШ»

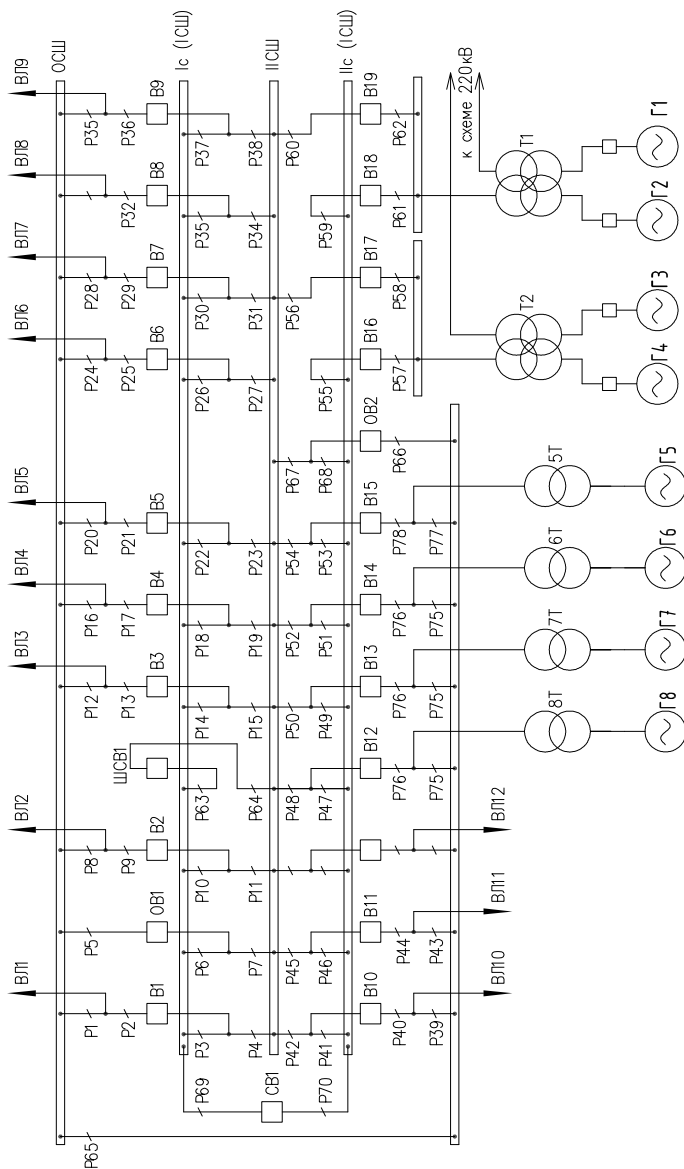


Рис. 2. Вариант схемы «Две рабочие системы шин с обходной системой шин с секционированием системы шин IСШ»

Варианты схем для реконструкции распределительного устройства 110 кВ Нижегородской ГЭС

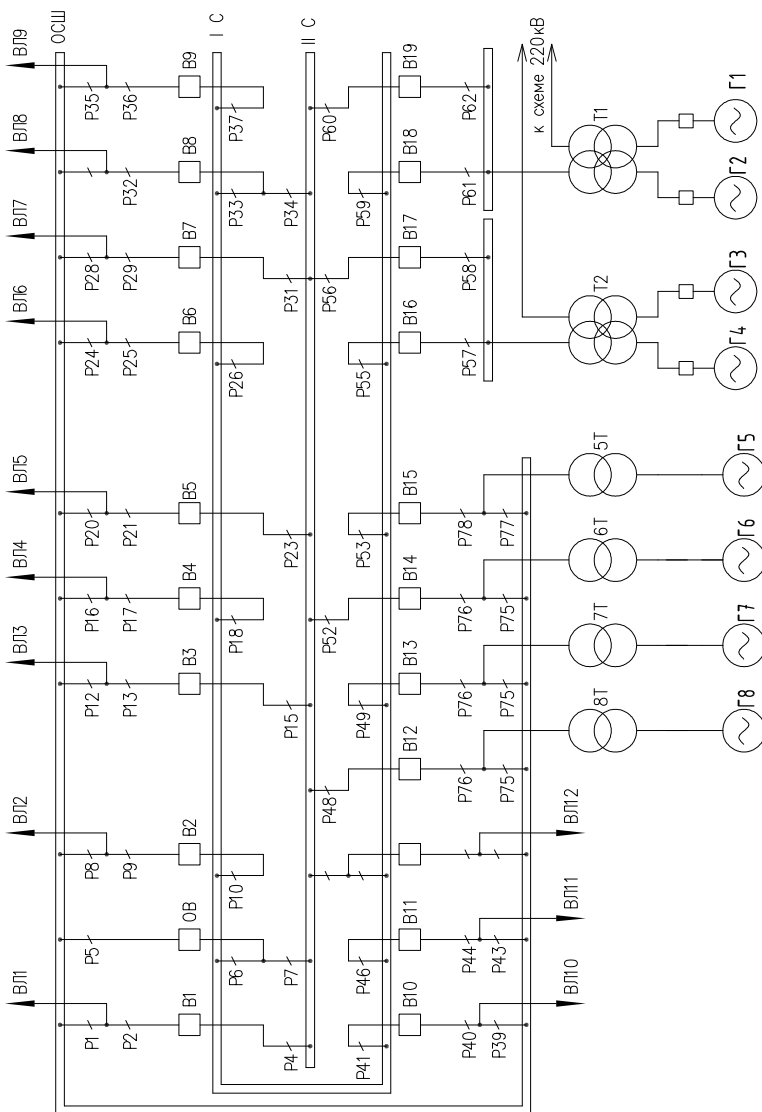


Рис. 3. Вариант схемы «Одночная секционированная система шин с обходной системой шин»

Третьим вариантом реконструкции является вариант кардинального изменения схемы с переходом к схеме с кольцевым принципом подключения присоединений (рис. 4). Наименьшее число выключателей в кольцевой схеме на большое количество присоединений – у схемы с двумя системами шин с подключением трех присоединений через четыре выключателя. Эта схема для Нижегородской ГЭС на ОРУ 110 кВ будет иметь такое же количество выключателей, как и существующая схема ОРУ 110 кВ, однако в этой схеме значительно проще производятся оперативные переключения. Она также обладает высокими показателями надежности.

Четвертым вариантом реконструкции является схема двойной секционированной системы шин на базе КРУЭ (рис. 5). Эта схема для Нижегородской ГЭС проще с точки зрения производства оперативных переключений, но обладает пониженной надежностью. Для повышения надежности схемы возможно использование установленной наружно существующей обходной системы шин.

Далее приводится подробный анализ предложенных вариантов схем.

Схема ОРУ 110 кВ с двумя рабочими СШ и обходной СШ с секционированием одной рабочей СШ. В первом варианте схемы (см. рис. 1) вторая рабочая система шин (ПСШ) секционируется выключателем СВ и разъединителями Р69, Р70. Связь между секцией 2С второй системы шин и первой системой шин осуществляется шиносоединительным выключателем ШСВ2, который одновременно выполняет роль обходного выключателя ОВ2 для присоединений ICШ и второй секции 2С ПСШ. Связь между первой секцией 1С второй системы шин ПСШ производится шиносоединительным выключателем ШСВ1. Для возможности одновременного использования выключателей ОВ1 и ОВ2 обходная система шин секционирована разъединителем Р65. Связь между секциями ICШ выполнена с одного из торцов системы шин. Обходная система шин продлена до пятого блока с подключением всех блоков к обходной системе шин. Выключатели ОВ2 (ШСВ2) и СВ расположены в ячейке вместо трансформаторов напряжения. Выключатель ШСВ1 размещен в резервной ячейке между линиями Малаховская-1 и Малаховская-2.

Схема имеет повышенную ремонтпригодность по сравнению с существующей схемой Нижегородской ГЭС за счет возможности перевода всех линий и блоков на обходной выключатель при ремонте соответствующего выключателя присоединения. При ремонте ICШ или одной из секций ПСШ все присоединения не переключаются на одну из систем шин, что упрощает переключения и повышает надежность схемы в ремонтном положении.

Варианты схем для реконструкции распределительного устройства 110 кВ Нижегородской ГЭС

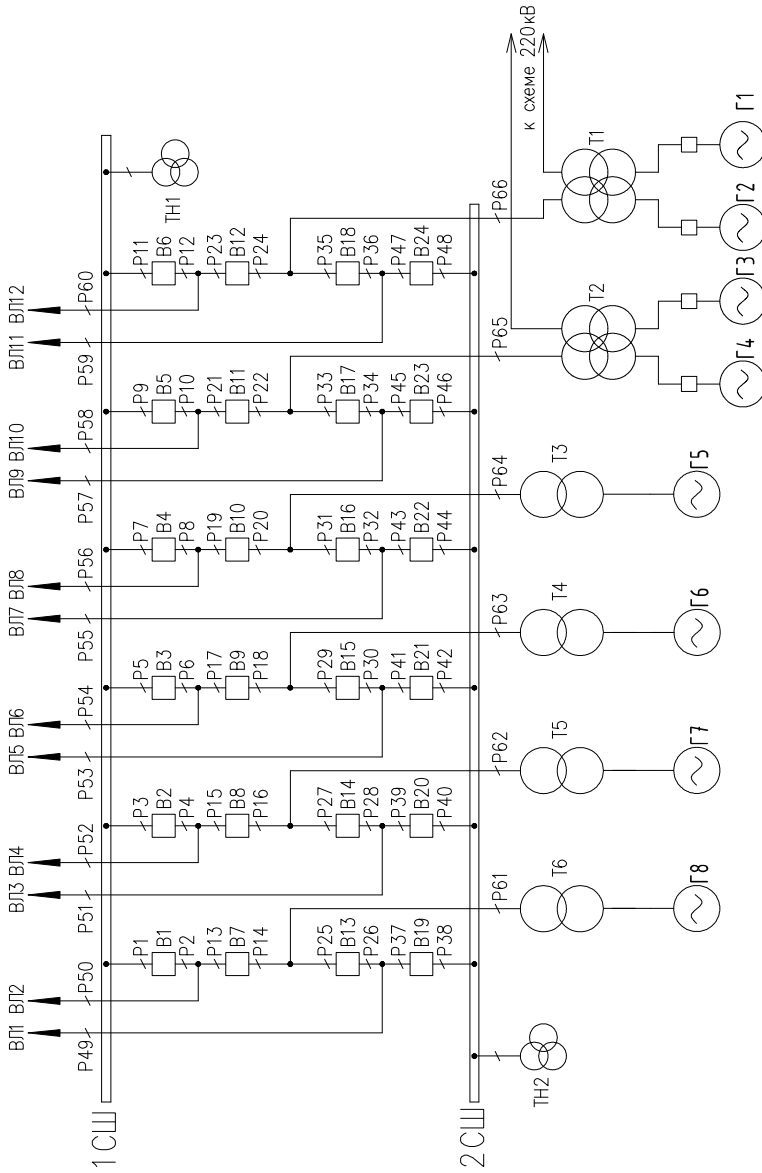


Рис. 4. Вариант схемы «4/3» (на 12 ВЛ и 6 трансформаторов) для реконструкции ОРУ 110 кВ

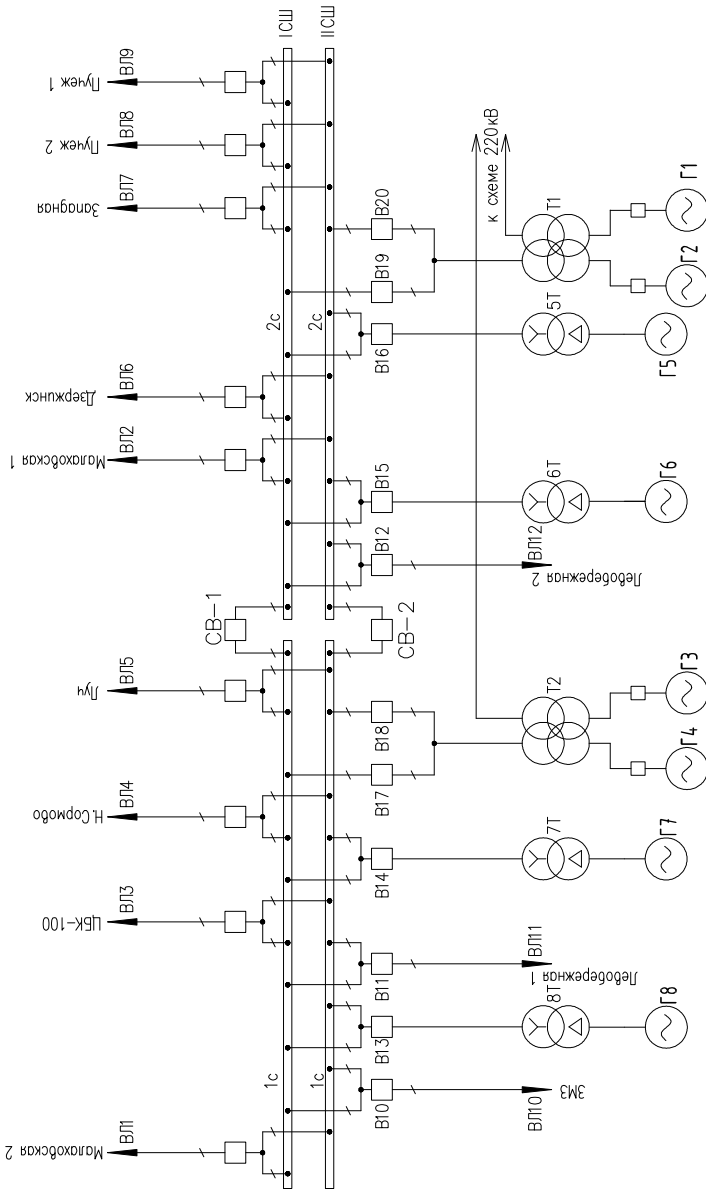


Рис. 5. Схема с двумя рабочими секционными системами шин (КРУЭ)

Схема более надежна, т.к. при оперативных переключениях СВ всегда включен и работает с оперативным током. При переводе присоединений с 1С или 2С второй системы шин на 1СШ снимается оперативный ток с соответствующего выключателя ШСВ1 или ШСВ2, следовательно, исключается полное погашение двух секций 1С и 2С второй системы шин ПСШ. Кроме того, с выключателей В16 – В19 не снимается оперативный ток, что исключает возможность отключения от УРОВ выключателей на ОРУ 220 кВ и генераторных выключателей Г1 – Г4 при поломках разъединителей.

Выполнение секционирования второй рабочей системы шин именно в ячейке, где ранее размещались трансформаторы напряжения, целесообразно по следующим причинам. При отказе ШСВ1 происходит погашение первой рабочей системы шин и первой секции 1С второй системы шин. К оставшейся в работе 2С второй системы шин подсоединены несколько линий и трансформаторы связи. Следовательно, останутся в работе оба трансформатора связи и несколько линий. Число линий, подключаемых к 2С второй системы шин, определяется вариантом фиксации линий к 2С. Таким образом, останутся в работе четыре генератора и четыре линии, сохранится связь между РУ 110 и РУ 220 кВ. При отказе выключателя ШСВ2 отключается 2С второй системы шин и первая система шин 1СШ. Останутся в работе два блока, подключенные к 1С второй рабочей системы шин 110 кВ, и несколько линий, то есть полного погашения генераторов на РУ 110 кВ не произойдет. Генераторы с первого по четвертый будут выдавать мощность через трансформаторы Т1, Т2 на РУ 220 кВ.

Во втором варианте схемы с секционированием первой рабочей системы шин (см. рис. 2) первая рабочая система шин 1СШ секционируется выключателем СВ1 и разъединителями Р69 и Р70. Связь между 1С первой рабочей системой шин и ПСШ производится выключателем ШСВ1, а между 2С первой рабочей системой шин и ПСШ производится выключателями В16, В17 и В18, В19. При отказе ШСВ1 отключаются 1С и ПСШ. Остаются в работе два блочных генератора и оба трансформатора связи.

При переводе присоединений с 2С на ПСШ снимается оперативный ток с одной из пар выключателей В16, В17 или В18, В19. Следовательно, при аварии на разъединителе в процессе производства переключений отключаются все блоки и один трансформатор связи, то есть всего отключаются шесть генераторов, как и в существующей схеме Нижегородской ГЭС.

Таким образом, предпочтительнее первый вариант (секционирования II системы шин), так как блоки всегда остаются подключенными к РУ 110 кВ при любых отказах выключателей и повреждениях разъединителей при операциях перевода присоединений.

Схема ОРУ 110 кВ с одной секционированной СШ и обходной СШ. Расположение оборудования в схеме (см. рис. 3) соответствует схеме заполнения существующей схемы Нижегородской ГЭС с двумя рабочими системами шин и обходной системой шин. Оставлена принятая на ГЭС фиксация присоединений к секциям (системам шин). Для выполнения перехода к одиночной секционированной системе шин достаточно демонтировать часть шинных разъединителей в соответствии с принятой фиксацией линий и блоков.

В целях повышения ремонтпригодности схемы в отношении ремонта выключателей блоков с пятого по восьмой произведено продление обходной системы шин до пятого блока. Связь между секциями системы шин также производится двумя парами последовательно включенных выключателей В16, В17 и В18, В19. Для увеличения ремонтпригодности РУ имеется возможность установить второй обходной выключатель, для чего понадобится секционировать разъединителем обходную систему шин.

К преимуществам данного варианта следует отнести меньшее число разъединителей и выключателей, что значительно удешевляет капиталовложения в ОРУ (по данным [2] стоимость четырех разъединителей примерно соответствует стоимости одного выключателя). Кроме того, отказ от развилки из шинных разъединителей позволяет исключить операции по переводу присоединений шинными разъединителями с одной системы шин на другую, которые могут привести к полному погашению РУ 110 кВ и части генераторов Г1 – Г4. Ремонт шинных и секционных разъединителей возможен только при одновременном отключении шины (секции) и соответствующего присоединения. На ГЭС, работающих в пиковой части графика нагрузки, возможно отключение генераторов и линий в период минимума нагрузки для ремонта секций, шин и шинных разъединителей.

В соответствии с ПТЭ п. 5.4.29 [3] периодичность среднего ремонта может быть изменена, исходя из опыта эксплуатации. Текущий ремонт оборудования РУ должен производиться по мере необходимости. Следовательно, применяя современные, высоконадежные выключатели и разъединители, можно значительно увеличить межремонтный период, не снижая надежности ОРУ 110 кВ, уменьшить частоту вывода в ремонт оборудования, что обусловит редкие отключения для вывода в ремонт секций РУ.

Схема ОРУ 110 кВ с двумя СШ с подключением трех присоединений через 4 выключателя («4/3»). Существующая схема ОРУ 110 кВ Нижегородской ГЭС имеет 18 присоединений, в том числе 12 линий и 6 трансформаторов, через которые подключаются к ОРУ 110 кВ 8 гидрогенераторов. Четыре генератора из восьми

(№ 5, 6, 7, 8) не имеют выключателей на генераторном напряжении, а четыре генератора (№ 1, 2, 3, 4) имеют генераторные выключатели.

При таком большом количестве присоединений на напряжение 110 кВ НТП рекомендуют применение схем со сборными шинами с радиальным подключением присоединений, то есть к сборным шинам – через 1 выключатель. На более высокое напряжение (330, 500 кВ) рекомендуется применять схемы со сборными шинами с кольцевым принципом построения, то есть с подключением каждого присоединения через 2 выключателя. Это нашедшие широкое применение на многих электростанциях схемы РУ ВН «полуторная» схема и схема «4/3» (с двумя СШ и с четырьмя выключателями на три присоединения). Схема «4/3» применена на РУ 500 кВ Саяно-Шушенской и Усть-Илимской ГЭС и имеет 25-летний опыт эксплуатации. В настоящее время схемы с кольцевым принципом подключения присоединений рекомендуются также и для напряжения 220 кВ и 110 кВ при большом числе присоединений к РУ. На эту тему имеется большое количество публикаций в периодических журналах [4].

Учитывая вышесказанное, для реконструкции ОРУ 110 кВ Нижегородской ГЭС предлагается схема с двумя СШ и с четырьмя выключателями на три присоединения (см. рис. 4). Общепринятое сокращенное название схемы – схема «4/3».

Схема «4/3» имеет те же преимущества, что и схема «полуторная», однако обладает более высокой экономичностью (1,33 выключателя на присоединение вместо 1,5). Надежность и экономичность схемы – наивысшие при сочетании трансформаторных и линейных присоединений, таком, что присоединений одного вида вдвое больше другого вида, а общее количество присоединений – нацело делится на 3. Всем этим условиям полностью удовлетворяет набор присоединений к РУ 110 кВ Нижегородской ГЭС (12 линий и 6 трансформаторов, то есть соотношение 2:1; общее число – 18 делится нацело на 3, где 3 – число присоединений в одной цепочке связи шин, состоящей из четырех выключателей).

Таким образом, для ОРУ 110 кВ схема «4/3», как показано на рис. 4, будет иметь 6 параллельных идентичных цепочек связи шин с одинаковым закреплением присоединений:

- в центральные точки цепочек из 4 выключателей подключаются 6 трансформаторных присоединений (блоки);
- в точки, отстоящие от шин на 1 выключатель, подключаются воздушные линии;
- цепи двухцепных ВЛ подключаются в разные цепочки для повышения надежности, а также желательно их закрепление за разными системами шин (Малаховская-1 – к 2СШ, а Малаховская-2 – к 1СШ).

Достоинства схемы «4/3». Каждое присоединение включено через два выключателя. Для отключения линии ВЛ2 надо отключить два выключателя В1 и В7, для отключения трансформатора Т6 – В7 и В13. В нормальном режиме все выключатели и обе СШ включены. Для ревизии любого выключателя отключают его и разъединители, установленные по обе стороны выключателя. Количество операций по выводу выключателя в ревизию – минимальное. Разъединители служат только для создания видимых разрывов при ремонтных работах. Никаких оперативных переключений ими не производят.

Одним из существенных достоинств схемы является то, что при ревизии любого выключателя и любой из СШ все присоединения остаются в работе. Связь присоединений обеспечивается за счет остающейся в работе СШ. Другим достоинством является высокая надежность схемы, так как все цепи и присоединения остаются в работе даже при повреждениях (КЗ) на сборных шинах.

Количество необходимых операций разъединителями в течение года для вывода в ревизию выключателей, разъединителей и сборных шин значительно меньше, чем в схеме с двумя рабочими и обходной системой шин. Ремонт шин, очистка изоляторов, ревизия шинных разъединителей производятся без нарушения работы цепей: отключается соответствующий ряд шинных выключателей.

Недостатки схемы «4/3»:

- отключение КЗ на линии двумя выключателями, что увеличивает общее количество ревизий выключателей;
- усложнение цепей релейной защиты;
- увеличение количества выключателей в схеме против радиальной схемы.

Вывод. Предлагаемый вариант схемы «4/3» при имеющемся на ОРУ 110 кВ количестве и сочетании присоединений является оптимальным для схемы «4/3» с точки зрения надежности. Схема получается симметричной, простой, наглядной и удобной в эксплуатации, так как все однотипные присоединения (линии и блоки) присоединяются к РУ одинаково. По кольцевому способу подключения присоединений (через 2 выключателя) схема ОРУ 110 кВ становится похожей на схему ОРУ 220 кВ (четырёхугольник), а следовательно, возможно однотипное выполнение устройств РЗА в обеих схемах и появляется однотипность выполнения оперативных переключений и обслуживания обеих схем РУ 110 и 220 кВ.

Схема КРУЭ 110 кВ – двойная секционированная система шин. Схема 110 кВ Нижегородской ГЭС в окончательном варианте имеет

18 присоединений (12 линий и 6 трансформаторов, через которые подключаются генераторы). При таком большом количестве присоединений на напряжении 110 кВ в НТП для КРУЭ рекомендуется применение схем со сборными шинами с радиальным подключением присоединений, а также рекомендуется выполнять секционирование шин. При использовании в схемах РУВН оборудования КРУЭ устройство обходной системы шин в НТП не рекомендуется.

Схема электрических соединений для ОРУ 110 кВ с использованием оборудования КРУЭ (см. рис. 5) – это двойная секционированная система шин. Она имеет следующие *достоинства*:

1. Возможность восстановления питания присоединений при повреждении одной из секций путем переключения их на неповрежденную секцию шин.
2. Возможность вывода в ремонт секций шин без прекращения питания всех присоединений.
3. Уменьшение количества отключаемых присоединений при замыкании на одной из секций по сравнению с другими схемами.
4. Несложный вывод в ремонт выключателя без погашения присоединения трансформатора Т1 (Т2).
5. Высокая ремонтпригодность шин и шинных разъединителей.
6. Высокая эксплуатационная оперативная готовность КРУЭ. Большая продолжительность работы оборудования КРУЭ без текущих ремонтов (до 15 – 20 лет).
7. Быстрота строительно-монтажных работ и сокращение простоев при техническом обслуживании.
8. Конструктивное исполнение, исключающее вероятность короткого замыкания на шинах РУ.
9. Установка секционного выключателя, уменьшающего количество погашений при коротких замыканиях на шинах.
10. Повышенная безопасность и надёжность. Так как все находящиеся под напряжением элементы окружены заземлённым металлическим кожухом, обеспечивается максимально возможная степень безопасности, что ведёт к увеличению надёжности.

Недостатки схемы КРУЭ:

1. Ревизия выключателя приводит к отключению присоединения за исключением присоединений трансформаторов Т1 и Т2. Однако для Нижегородской ГЭС в целях устранения указанного недостатка возможно использовать существующую на открытой части ОРУ обходную систему шин.

2. Повышение вероятности ошибочных действий персонала при выполнении оперативных переключений и переключений в цепях РЗА при переводе присоединений с одной системы шин на другую.

Заключение

Ниже в таблице приведены результаты сравнения рассмотренных вариантов схем РУ 110 кВ по надежности. Системный ущерб от ненадежности схем приведен в процентах по отношению к ущербу, рассчитанному для существующей схемы, принятому за 100 %. Наиболее надежная схема РУ «4/3». При ее использовании не происходит полного погашения РУ и наименьший системный ущерб. Схема РУ с двумя рабочими СШ и обходной СШ с секционированием второй СШ менее надежна и имеет чуть больший системный ущерб, но реконструкция гораздо проще и не требует выведения блоков из работы. Реконструкция при переходе к схеме РУ с одной секционированной СШ и обходной СШ наиболее простая, но эта схема имеет достаточно большой системный ущерб и низкую надежность. Реконструкция при переходе к схеме РУ с двумя секционированными системами шин (КРУЭ) наиболее дорогостоящая, эта схема имеет невысокую надежность и наибольший системный ущерб, но по данным [5] производственные издержки для КРУЭ за продолжительный срок эксплуатации меньше на 12 %, чем для ОРУ. Следовательно, затраты могут окупиться за продолжительный срок эксплуатации путем экономии на издержках.

Принятие окончательного решения по выбору варианта схемы для реконструкции ОРУ 110 кВ должно основываться на учете всех аспектов предполагаемой реконструкции (технических и финансовых возможностей реализации на всех этапах, возможности отключения линий и блоков на этапах реконструкции, последующего удобства эксплуатации и экономии на издержках, показателей надежности схем и др.).

Итоговая таблица сравнения вариантов схем реконструкции ОРУ 110 кВ по надежности

Режим отключения	Схема				
	I СШ, II СШ, исходная ОСШ	I СШ, II(1С, 2С), продлен- ная ОСШ	I(1С, 2С), продлен- ная ОСШ	«4/3»	КРУЭ I(1С, 2С), II(1С, 2С)
	количество				
Погашение ОРУ на Тв	–	–	2	–	–
Погашение ОРУ на Топ	36	3	19	–	–
Отключение 6 генераторов, системы шин (секции) на Топ	4	–	–	–	–

*Варианты схем для реконструкции распределительного
устройства 110 кВ Нижегородской ГЭС*

Продолжение таблицы

Режим отключения	Схема				
	I СШ, II СШ, исходная ОСШ	I СШ, II(1С, 2С), продлен- ная ОСШ	I(1С, 2С), продлен- ная ОСШ	«4/3»	КРУЭ I(1С, 2С), II(1С, 2С)
	количество				
Отключение 4 генераторов, систе- мы шин (секции) на Тв	4	2	–	–	–
Отключение 4 генераторов, систе- мы шин (секции) на Топ	24	31	4	–	8
Отключение 3 генераторов, систе- мы шин (секции) на Топ	–	–	–	–	4
Отключение 2 генераторов систе- мы шин (секции) на Тв	–	–	–	–	4
Отключение 2 генераторов, систе- мы шин (секции) на Топ	24	27	26	8	26
Отключение 1 генератора системы шин (секции) на Тв	–	12	–	8	4
Отключение 1 генератора системы шин (секции) на Топ	–	–	–	24	32
Отключение 1 генератора системы шин (секции) на Топ и отключение 1- ого генератора системы шин (секции) на Тв одновременно	4	–	2	–	8
Отключение 3 генераторов системы шин (секции) на Топ и отключение 1 генератора системы шин (секции) на Тв одновременно	8	–	–	–	–
Системный ущерб схемы, %	100	11,801	64,866	2,732	83,297

Библиографический список

1. **Нормы** технологического проектирования тепловых электрических станций. – М: Энергоатомиздат, 1981.
2. **Современное** состояние оборудования электрических сетей МЭС центра РАО «ЕЭС России» и основные тенденции его обновления / М.Ш. Мисриханов, В.Н. Седунов, А.В. Васильев и др. // Повышение эффективности работы энергосистем: Тр. ИГЭУ. – Вып. 4 – М.: Энергоатомиздат, 2001. – 432 с.
3. **Правила** технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (утв. приказом Минэнерго РФ от 19 июня 2000 г. №229).
4. **О** расширении области применения кольцевого принципа построения схем РУ тепловых электростанций / Ю.Н. Балаков и др. // Электр. станции. – 1992. – №8.
5. **Report** on the second international survey on high voltage gas insulated substations (GIS) service experience / Т.М. Cyan, F. Heil, D. Kopejtkova, etc.// CIGRE. – 2000. – P. 23–102.

УДК 621.316.925

**Обеспечение направленности действия
релейной защиты с использованием оценки
трехфазной мощности при коротком замыкании**

*Е.А. Аржанников, д-р техн. наук,
Д.Б. Антонов, канд. техн. наук, В.Ю. Лукоянов, инж.*

Проблема обеспечения направленности действия защит стоит и при выполнении токовых направленных защит (как от междуфазных коротких замыканий (КЗ), так и от замыканий на землю), и при выполнении дистанционных защит, и при выполнении защит с высокочастотной блокировкой. Традиционно она решается путем использования реле направления мощности (в направленных защитах) или путем использования направленных характеристик реле сопротивления (в дистанционных защитах). И в том, и в другом случае остается весьма сложная проблема обеспечения действия защиты при близких КЗ (в начале защищаемой линии). У реле направления мощности имеется «мертвая зона» по напряжению. Для устранения мертвой зоны используются специальные схемы включения реле (типа 90-градусной). У реле сопротивления для устранения аналогичной мертвой зоны используются подпитки цепей напряжения от третьей фазы или предусматривается возможность работы «по памяти» напряжения предшествующего режима. Все это приводит к усложнению схем традиционных защит или алгоритмов микропроцессорных защит, а часто и к появлению дополнительных проблем (проблема работы реле направления мощности, включенного на ток неповрежденной фазы, проблема обеспечения работы при включении на близкое трехфазное КЗ), проблема собственных динамических характеристик реле сопротивления. Все эти проблемы решаются, но только путем усложнения схем или алгоритмов. Однако в истории дистанционных защит известны решения, когда правильное функционирование защиты достигается путем применения ненаправленных измерительных органов первых ступеней в сочетании со специальным органом направления мощности (ОНМ). Таким примером являлась защита типа ПЗ-152. Ниже рассматривается возможность создания органа направления мощности на основе оценки трехфазной мощности, идущей к месту КЗ, что возможно в современных микропроцессорных защитах.

Известно, что традиционное реле направления мощности является таковым только по названию, а реагирует на угловые соотношения между подведенными к нему напряжением и током. Подбором количества таких реле и сочетаний подводимых к реле электрических величин удается обеспечить выбор направления к месту КЗ при всех видах КЗ, при которых должна действовать данная защита. Между тем микропроцессорная техника позволяет подсчитать трехфазную мощность (полную, активную или реактивную), оценка которой может помочь выполнить направленную защиту. Некоторые аспекты такого выполнения органа направления мощности рассматриваются ниже.

Оценка мощности, проходящей через место установки защиты в режиме короткого замыкания. Трехфазная мощность, проходящая при КЗ через место установки защиты в сети с заземленной нейтралью, может быть подсчитана по выражению

$$S^{(кз)} = U_A \widehat{I}_A + U_B \widehat{I}_B + U_C \widehat{I}_C. \quad (1)$$

Для оценки результатов были произведены расчеты электрических величин при различных видах КЗ в сети (рис. 1), содержащей цепочку из 3 линий с двусторонним питанием с параметрами 110 кВ и 6 защит. Удельные сопротивления линий в схеме прямой последовательности приняты равными $0,21 + j0,392$ Ом/км, в схеме нулевой последовательности $0,49 + j1,36$ Ом/км, ЭДС систем равны $115/\sqrt{3}$ кВ, сопротивление системы, примыкающей к узлу 1, равно $10 + j34$ Ом в схеме прямой последовательности и $5,6 + j30,8$ Ом в схеме нулевой последовательности, сопротивления системы, примыкающей к узлу 4, равны $5 + j17$ и $2,8 + j15,4$ Ом соответственно.

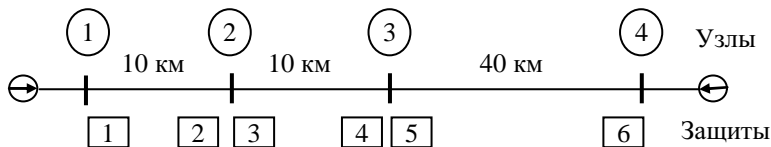


Рис. 1. Схема электрической сети с расположением узлов КЗ и защит

Рассчитывались все виды металлических КЗ в узле 2, для каждого вида КЗ подсчитана мощность в каждой защите по выражению (1). Результаты сведены в табл. 1.

Таблица 1. Мощность, проходящая через защиты при КЗ в узле 2

Вид КЗ	Защита					
	1	2	3	4	5	6
ABC	$133 + j241$	0	0	$17 + j33$	$-17 - j33$	$7 + j163$
BC	$63 + j121$	$4,5 + j5,7$	$-4,5 - j5,8$	$13 + j22,5$	$-13 - j22,5$	$47 + j88$
BC0	$83 + j164$	$4,3 + j12,4$	$-4,3 - j12,4$	$15,6 + j34$	$-15,6 - j34$	$58 + j113$
A0	$34 + j86$	$7 + j18$	$-7 - j18$	$12 + j29$	$-12 - j29$	$29 + j64$

Направление к месту КЗ должно оцениваться по знаку реактивной составляющей мощности: положительная реактивная мощность соответствует КЗ на защищаемой линии, отрицательная – КЗ «за спиной». Согласно табл. 1 направление к месту КЗ правильно оценят защиты 1, 4, 5 и 6. Защиты 2 и 3 при трехфазном КЗ имеют нулевой результат расчета, а при несимметричных КЗ имеют столь малое значение результата, что будут подвержены неправильному функционированию из-за погрешностей ТТ, ТН, АЦП и влияния направления мощности предшествующего (нагрузочного) режима. То есть оценка направления к месту КЗ будет правильной у удаленных от КЗ защит и сомнительной у защит, установленных непосредственно около места КЗ. Причина этого становится ясна после рассмотрения рис. 2, показывающего зависимость реактивной составляющей трехфазной мощности, протекающей через защиту 1 (см. рис. 1) от расстояния до места КЗ на линии 1–2. Сплошная линия – реактивная мощность при трехфазном КЗ, точечная линия – реактивная мощность при однофазном КЗ. При трехфазном КЗ непосредственно в месте установки защиты мощность равна нулю, но при удалении места КЗ она быстро нарастает. При однофазном КЗ в начале линии реактивная мощность через защиту даже имеет небольшую отрицательную величину (–7,44 Мвар), при удалении места КЗ мощность становится положительной и быстро растет. Причина отрицательной мощности при нулевом удалении места КЗ во влиянии мощности предшествующего (нагрузочного) режима, частично проходящей по неповрежденным фазам мимо шунта КЗ.

Из рис. 2 следует, что рассматриваемый орган направления мощности на основе подсчета трехфазной мощности в режиме КЗ обладает самым крупным недостатком традиционных реле направления мощности и направленных реле сопротивления – он имеет своеобразную «мертвую зону по напряжению», расположенную в самом начале защищаемой линии, в которой функционирование органа нестабильно, зависит от направления мощности предшествующего режима и от степени технического совершенства элементов измерительного тракта. Применение тако-

го ОНМ для усовершенствования токовых направленных защит и дистанционных защит целесообразно.

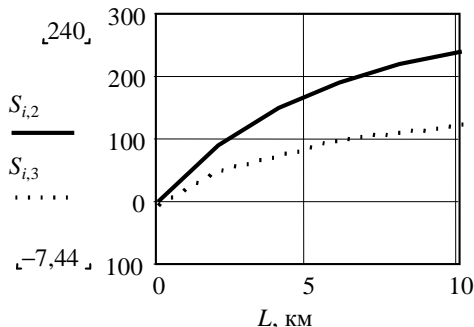


Рис. 2. Зависимость реактивной мощности в режиме КЗ от расстояния до места КЗ для защиты 1 рис. 1

Оценка трехфазной мощности, содержащейся в аварийных составляющих токов и напряжений в месте установки защиты. Гораздо более удачным оказался ОНМ на основе оценки знака трехфазной реактивной мощности, подсчитанной по аварийным составляющим фазных токов и напряжений в месте установки защиты. Подсчет ведется в следующем порядке: вначале подсчитываются шесть величин, являющихся аварийными составляющими фазных напряжений и токов:

$$\begin{aligned} U_A^{(a\epsilon)} &= U_A^{(кз)} - U_A^{(нагр)}, & I_A^{(a\epsilon)} &= I_A^{(кз)} - I_A^{(нагр)}, \\ U_B^{(a\epsilon)} &= U_B^{(кз)} - U_B^{(нагр)}, & I_B^{(a\epsilon)} &= I_B^{(кз)} - I_B^{(нагр)}, \\ U_C^{(a\epsilon)} &= U_{AC}^{(кз)} - U_C^{(нагр)}, & I_C^{(a\epsilon)} &= I_C^{(кз)} - I_C^{(нагр)}. \end{aligned}$$

Затем производится подсчет трехфазной мощности аварийных составляющих:

$$S^{(a\epsilon)} = U_A^{(a\epsilon)} \tilde{I}_A^{(a\epsilon)} + U_B^{(a\epsilon)} \tilde{I}_B^{(a\epsilon)} + U_C^{(a\epsilon)} \tilde{I}_C^{(a\epsilon)}. \quad (2)$$

Вывод о направлении будет сделан на основании знака реактивной составляющей мощности.

Для проверки произведены расчеты для той же конкретной схемы сети по рис. 1.

На рис. 3 показана зависимость реактивной составляющей мощности (Мвар) аварийных токов и напряжений в защите 1 при перемещении места двухфазного КЗ от начала до конца линии 1–2.

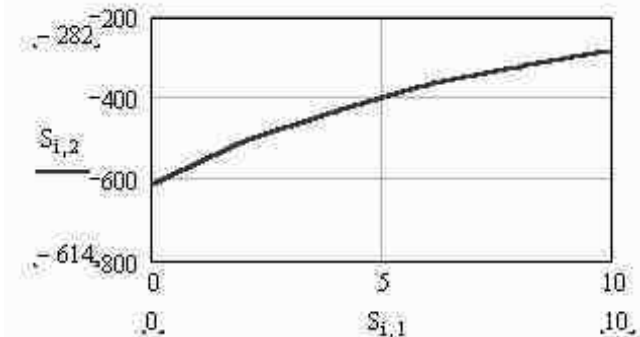


Рис. 3. Зависимость реактивной мощности аварийных составляющих в защите 1 при двухфазном КЗ в различных точках линии 1–2 рис. 1

Реактивная мощность всегда отрицательна (признак замыкания в направлении срабатывания), имеет довольно значительную величину и растет по мере приближения места КЗ к месту установки защиты. Это естественно, ибо по мере уменьшения напряжения при КЗ аварийная составляющая напряжения растет и максимальна именно при КЗ в месте установки защиты (как на линии, так и на шинах «за спиной»). Следовательно, рассматриваемый вариант ОНМ не будет иметь эффекта «мертвой зоны по напряжению». Наоборот, функционирование ОНМ тем четче, чем ближе место КЗ.

Таблица 2. Мощность аварийного режима, проходящая через защиты при КЗ в узле 2

Вид КЗ	Защита					
	1	2	3	4	5	6
ABC	-240 -j556	375 + j801	122 + j285	-105 - j256	+105 + j256	-43 - j132
BC	-120 - j282	188 + j412	60 + j144	-52 - j128	52 + j128	-24 - j 67
BC0	-135 - j331	224 + j510	71 + j168	-61 - j148	61 + j148	-22,5 - j73,4
A0	-44,6 - j134	113 + j313	29 + j69	-22 - j57	22 + j57	-7 - j23,5

Мощности, проходящие через все защиты (см. рис. 1) при всех видах КЗ в узле 2, приведены в табл. 2. Из нее следует, что признаком КЗ в направлении срабатывания следует считать отрицательное

значение реактивной мощности, сосчитанной по электрическим величинам аварийного режима. Тогда при всех видах КЗ четко срабатывают ОНМ защит 1, 4 и 6 и четко не срабатывают ОНМ защит 2 и 5. При этом максимальные результаты расчета имеют защиты 2 и 3, ближайšie к месту КЗ.

Следовательно, ОНМ лучше всего работает при КЗ в начале линии или на шинах «за спиной», обеспечивая направленность защит. Орган работает при всех видах КЗ и не требует предварительного определения вида КЗ и особой фазы. Напомним, что задача определения вида КЗ и особой фазы сама по себе весьма сложная и не всегда разрешимая. Подсчет трехфазной мощности избавляет от необходимости решать указанную задачу.

Пояснить принцип действия предлагаемого ОНМ проще всего следующим образом. Известно, что схему замещения для аварийного режима можно представить как схему данной электрической сети, в которой все ЭДС равны нулю, а источник питания находится в точке КЗ.

Пример таких схем для простейшего случая трехфазного замыкания дан на рис 4. Показана линия с двусторонним питанием, размещение защиты и схемы замещения аварийного режима для КЗ «за спиной» и «в направлении срабатывания». Источник питания в схеме аварийного режима всегда расположен в точке КЗ.

При перемещении места КЗ через место установки защиты перемещается и сам источник питания в схеме аварийного режима. Вызванные этим источником токи идут к нейтралям систем и создают потери реактивной мощности в сопротивлениях линий и систем – от места КЗ к нейтралям идет мощность (преимущественно реактивная). Естественно, что она максимальна именно вблизи места КЗ. При КЗ на защищаемой линии для защиты эта мощность отрицательна, поскольку идет с линии к шинам. При КЗ на шинах мощность положительна – она идет с шин в линию. Поэтому ОНМ должен четко различать, где находится точка КЗ – в начале линии или на шинах.

Предполагается, что использование предлагаемого ОНМ позволит применять в микропроцессорных дистанционных защитах ненаправленные характеристики измерительных органов первых ступеней без использования элементов памяти или подпиток от третьей фазы.

Несомненным положительным свойством предлагаемого ОНМ является его действие при всех видах КЗ, в том числе и при трехфазном. Это делает ОНМ перспективным не только для дистанционной защиты, но и для защиты с высокочастотной блокировкой. Напомним, что в отечественных защитах с высокочастотной блокиров-

кой типа ПДЭ-2802 и ПДЭ-2003 для определения направления мощности используются трехфазные реле направления мощности обратной последовательности M_2 . Но поскольку они не действуют при трехфазных КЗ, дополнительно предусматриваются направленные реле сопротивления, при установке которых приходится решать проблему направленности при КЗ в месте установки защиты.

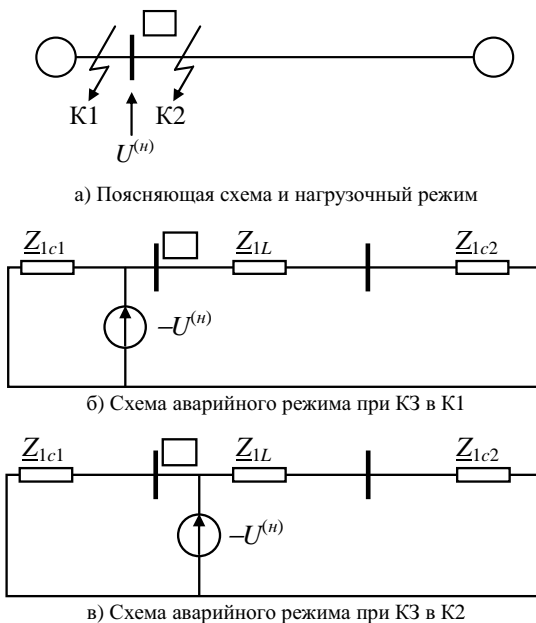


Рис. 4. Поясняющая схема линии и схемы замещения аварийного режима при КЗ в точках K1 и K2

Вывод

На основе оценки знака реактивной мощности, подсчитанной по аварийным составляющим токов и напряжений трех фаз, можно создать орган направления мощности, который можно применять в дистанционных защитах для обеспечения четкого действия первых ступеней при КЗ вблизи места установки защиты. Такой же ОНМ можно применить в защитах с высокочастотной блокировкой. Для работы предлагаемого ОНМ не требуется предварительного определения вида КЗ и особой фазы.

УДК 621.002

Количественная оценка зависимости потерь холостого хода силовых трансформаторов от срока эксплуатации

*В.В. Коротков, канд. техн. наук, А.Б. Козлов, инж.,
А.В. Коротков, студ.*

Точная оценка технических потерь электроэнергии обеспечивает корректное определение показателя эффективности работы сетевого предприятия. В электрических сетях значительную долю в общем значении потерь электроэнергии составляют потери холостого хода трансформаторов, особенно в распределительных электрических сетях 6 – 10 кВ, где число трансформаторов может исчисляться сотнями и тысячами штук. В расчетах величина потерь активной мощности холостого хода ΔP_{XX} принимается, как правило, равной паспортному значению потерь, хотя в реальных условиях паспортное значение ΔP_{XX} не всегда соответствует реальному.

В [1, 2] показано, что потери холостого хода трансформатора ΔP_{XX} должны увеличиваться в процессе эксплуатации трансформатора, а их изменение при эксплуатации трансформатора в течение 30 – 40 лет может достигать десятков процентов по отношению к паспортному значению. В результате проводимых обследований распределительных электрических сетей 6 – 10 кВ Ивановской области, в частности электрических сетей городов, установлено, что средний «возраст» трансформаторов в таких электрических сетях характеризуется именно такими значениями.

В предположении, что среднее значение ΔP_{XX} для электрической сети с 1000 трансформаторов занижено всего на 1 кВт, ошибка в расчетах потерь электроэнергии за год будет иметь порядок 10 млн кВт·ч. «Цена ошибки» определения ΔP_{XX} возрастает при увеличении единичной мощности трансформатора, числа трансформаторов в сети и срока их службы. Приведенный пример соответствует реальной городской сети областного центра. Ошибка в определении потерь энергии холостого хода на 10 млн кВт·ч для такой сети может составить величину до 1 % от отпуска электроэнергии в сеть. Потери холостого хода трансформаторов являются одной из основных составляющих норматива потерь электроэнергии сетевого предприятия [3], и такая (значительная) ошибка при формировании норматива потерь электроэнергии для сетевого предприятия недопустима.

Точное определение величины ΔP_{XX} важно и для сетевых предприятий при расчете за потребляемую электроэнергию с абонентами, имеющими трансформатор на своем балансе, когда расчет за потребление электроэнергии ведется по приборам учета, установленным на стороне низшего напряжения. В этом случае потребитель рассчитывается с энергоснабжающей организацией за потери электроэнергии в трансформаторе, которые определяются расчетным путем. В соответствии с приведенным примером, ошибка в оценке величины ΔP_{XX} на 1 кВт приведет к недоучету потребляемой энергии порядка 10 тыс. кВт·ч в год.

Приведенные примеры показывают, что задача точного определения потерь холостого хода трансформаторов имеет вполне конкретное экономическое значение, и факт увеличения потерь холостого хода трансформаторов в процессе эксплуатации, если таковой имеет место, должен быть подтвержден результатами измерений. По результатам измерений должна быть проведена количественная оценка изменения величины ΔP_{XX} в процессе эксплуатации трансформатора.

Проведена обработка фактического материала по результатам измерений потерь холостого хода трансформаторов 6 – 10/0,4 кВ. На протяжении нескольких лет проводились измерения потерь холостого хода трансформаторов распределительных сетей 6 – 10 кВ Ивановской области. Получены данные о значении потерь холостого хода ΔP_{XX} более 1300 (отечественных и импортных) трансформаторов. В выборку попали трансформаторы с номинальной мощностью от 20 до 630 кВ·А, введенные в эксплуатацию в период 1941 – 2004 гг. Для 958 отечественных трансформаторов с установленными паспортными значениями ΔP_{XX} и датой ввода трансформатора в эксплуатацию проведен расчет превышения реальной величиной потерь холостого хода трансформатора ΔP_{XX} паспортного значения $\Delta P_{XX.ПАСП}$:

$$dP_{XX}, \% = \frac{\Delta P_{XX} - \Delta P_{XX.ПАСП}}{\Delta P_{XX.ПАСП}} \times 100\% .$$

Результаты расчетов представлены на рис. 1.

Как это видно из представленного рисунка, трансформаторы с большим сроком эксплуатации $T_{СЛ}$ имеют большее значение dP_{XX} . При явно выраженной тенденции роста значений dP_{XX} с ростом срока эксплуатации $T_{СЛ}$ следует отметить большой разброс полученных в результате измерений значений dP_{XX} .

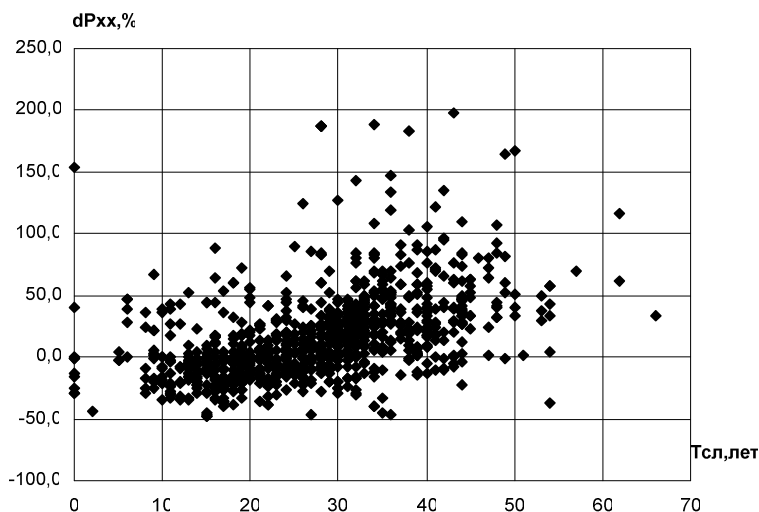


Рис. 1. Данные о потерях холостого хода трансформаторов распределительных сетей Ивановской области, построенные в координатной плоскости $dP_{XX}, \%$; $T_{СЛ}$ по результатам измерений потерь холостого хода 918 трансформаторов мощностью 20 ÷ 630 кВ·А

Была поставлена задача: найти простую математическую модель, позволяющую расчетным путем определить среднее значение $dP_{XX}, \%$ трансформатора с произвольным сроком эксплуатации $T_{СЛ}$. При решении задачи предполагалось получить искомую зависимость $dP_{XX}, \% = f(T_{СЛ})$ в виде линейной функции. Задача решалась с использованием табличного процессора Microsoft Excel.

В результате обработки экспериментальных данных о потерях холостого хода трансформаторов удалось установить, что для трансформаторов всех типов со сроком службы до 20 лет зависимости $dP_{XX}, \% = f(T_{СЛ})$ близки к линейной зависимости $dP_{XX}, \% = C$ со средним значением, близким к нулю – $-8 \div +3\%$ (таблица, рис. 2).

Изменение величины потерь холостого хода трансформаторов «старше» 20 лет может быть охарактеризовано зависимостью $dP_{XX} = A + BT_{СЛ}$ со скоростью изменения $1,5 - 2,0 \%$ /год при среднем значении $1,75 \%$ /год (таблица, рис. 3).

Полученные результаты позволили заключить, что в расчетах значение потерь холостого хода трансформаторов со сроком службы до 20 лет может приниматься равным паспортному значению. Для трансформато-

ров со сроком службы более 20 лет потери холостого хода должны быть увеличены из расчета 1,75 %/год за каждый (после 20 лет) год эксплуатации трансформатора.

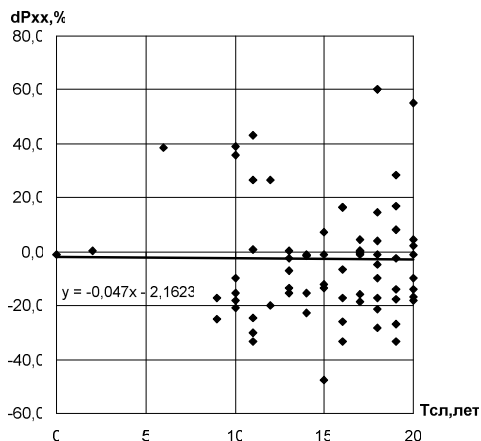


Рис. 2. Зависимость $dP_{xx}, \% = f(T_{сл})$ для трансформаторов ТМ-100/10 (срок эксплуатации до 20 лет)

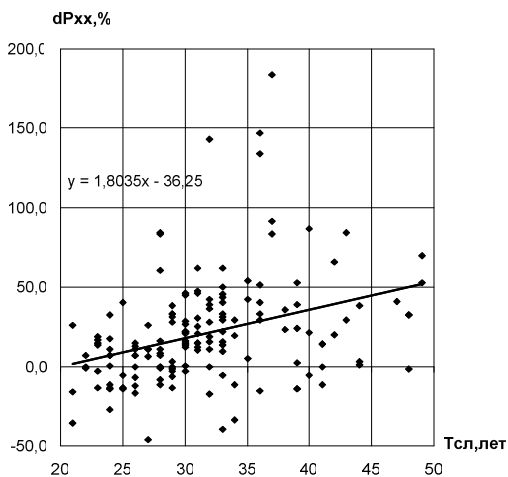


Рис. 3. Зависимость $dP_{xx}, \% = f(T_{сл})$ для трансформаторов ТМ-100/10 (срок эксплуатации более 20 лет)

*Количественная оценка зависимости потерь холостого хода
словых трансформаторов от срока эксплуатации*

Результаты обработки данных о замерах

№ п/п	Параметры трансформатора S_T (кВ·А)/ $U_{ВН}$ (кВ)	Число трансфор- маторов	Диапазон изменения $T_{СЛ}$		
			0 ÷ 20 лет ¹⁾		> 20 лет
			dP_{XX} , %	C , %	dP_{XX} , %
1	100/6	367	$dP_{XX} = -5,8 - 0,03T_{СЛ}$	-6,3	$dP_{XX} = -37,2 + 2,01T_{СЛ}$
2	100/10	243	$dP_{XX} = -2,2 - 0,05T_{СЛ}$	-2,9	$dP_{XX} = -36,3 + 1,80T_{СЛ}$
3	160/6	37	- ²⁾	-3,6	$dP_{XX} = -40,9 + 1,56T_{СЛ}$
4	160/10	151	-	-8,6	$dP_{XX} = -41,2 + 1,71T_{СЛ}$
5	250/10	162	-	-6,6	$dP_{XX} = -39,6 + 1,70T_{СЛ}$
6	По строкам 1 – 5				$dP_{XX} = -36,73 + 1,76T_{СЛ}$
7	400/10	42	-	+2,4	-
8	По трансформаторам всех типов	958		-4,5	$dP_{XX} = -36,73 + 1,75T_{СЛ}$

Примечания к таблице:

1) Зависимость $dP_{XX} = f(T_{СЛ})$ упрощенно может быть представлена функцией $dP_{XX} = C$, где C – среднее значение функции $dP_{XX} = f(T_{СЛ})$ в рассматриваемом диапазоне изменения $T_{СЛ}$.

2) Не удалось получить зависимость ввиду ограниченного числа данных. При этом значения dP_{XX} , усредненные за 2 – 3 года, попадают в доверительные интервалы приведенных в строках 6 и 8 таблицы зависимостей.

В соответствии с разработанной моделью проведен оценочный расчет потерь холостого хода трансформаторов электрических сетей нескольких городов Ивановской области. Установлено, что в выбранных для расчетов сетях суммарные потери, рассчитанные с учетом срока службы трансформаторов по предлагаемой модели, превышают потери, рассчитанные по паспортным данным трансформаторов на 15 – 20 %, что составляет от 0,4 до 0,8 % от отпуска электроэнергии в городскую электросеть. Эта величина сравнима, например, с величиной потерь электроэнергии в электросчетчиках потребителей городских электрических сетей, существенно превышает значение постоянных потерь в кабельных линиях таких сетей, рассчитанных в соответствии с [3]. Этот факт позволяет говорить о необходимости проведения расчетов условно-постоянных потерь электроэнергии в сетевых трансформаторах с учетом срока их эксплуатации. Можно рекомендовать использование полученного значения при формировании норматива потерь электросетевого предприятия.

Вывод

Потери холостого хода трансформаторов распределительных электрических сетей 6 – 10 кВ увеличиваются в процессе эксплуатации

трансформаторов. Получена простая математическая модель, позволяющая учесть это изменение потерь.

Библиографический список

1. **Казаков Ю.Б., Коротков В.В., Чирков В.А.** Изменение мощности потерь холостого хода трансформаторов распределительных сетей 6 – 10 кВ в процессе эксплуатации // Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования: Сб. – Вып 24. – СПб: ПЭИПК, 2004. – 192 с.
2. **Казаков Ю.Б., Коротков В.В.** Оценка изменения потерь холостого хода трансформаторов в процессе эксплуатации // Состояние и перспективы развития электротехнологии: Тез. докл. междунар. науч.-тех. конф. – Иваново, 2005.
3. **Методика** расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях: Утверждена приказом № 21 Минпромэнерго России от 03.02.2005 г.

УДК 621.311

Определение удельных норм электропотребления ткацких станков текстильных предприятий

*В.В. Коротков, А.А. Шульгин, кандидаты техн. наук,
Д.А. Салов, инж.*

В настоящее время большинство текстильных предприятий Ивановской области работают на морально и физически устаревшем оборудовании выпуска начала 80-х годов прошлого столетия. В ряде случаев оборудование работает в режимах, не соответствующих паспортным данным.

Объем и ассортимент выпускаемой текстильными предприятиями продукции зависят от спроса на рынках сбыта и могут изменяться с частотой, сравнимой с частотой смены сезонов года. Частая смена ассортимента вызывает изменение параметров заправки технологического оборудования, что может сказаться на величине его электропотребления.

Для правильной оценки потребления электрической энергии производством необходимо знать нормы, величина которых зависит как от технического состояния (электрической и механической части) оборудования, так и от параметров заправки и ассортимента продукции. Определение технологических норм электропотребления позволит решить следующие задачи:

- контролировать эффективность использования электроэнергии на каждой технологической операции, выполняемой отдельными машинами и станками;

- оценивать эффективность работы по энергосбережению на всех уровнях технологического процесса производства.

Одной из наиболее характерных групп технологического оборудования текстильных предприятий являются ткацкие станки, электропотребление которых определяет большую часть электропотребления ткацких и значительную часть прядильно-ткацких производств.

В результате анализа режимов работы основных узлов ткацких станков выделены и объединены в отдельные группы факторы, которые могут (должны) оказывать влияние на электропотребление ткацких станков:

- тип станка и параметры его заправки (частота вращения главного вала станка, число нитей в основе, ширина проборки основы по берду);

- артикул ткани (толщина основных нитей и уточной нити; состав основы и утка – хлопок, хлопок с лавсаном и т.д.);

- техническое состояние механической части (смазка, состояние узлов трения, затяжка подшипников, разработанные вкладыши подшипников, трение маховика о тормозную колодку, износ эксцентрика, износ горок, износ боевых роликов, износ фрикциона, перекося батана, натяжение пружин у каретки и т. д.);

- параметры редуктора и его состояние (передаточное число, состояние ремня, натяжение ремня, соответствие диаметра шкива на оси электродвигателя нормативному диаметру);

- энергетические параметры (отклонения напряжения, частота и т.д.);

- параметры электродвигателя и его состояние (тип электродвигателя, мощность электродвигателя, частота вращения электродвигателя, техническое состояние электродвигателя – новый, перемотанный, много раз перемотанный).

Количество факторов, которые могут влиять на электропотребление ткацких станков, настолько велико, что учесть влияние всех этих факторов на величину нормы электропотребления практически невозможно. Была поставлена задача оценки степени влияния технологических параметров (ассортимента ткани и соответствующих ему параметров заправки) на электропотребление станков.

На нескольких предприятиях Ивановской области проведены обследования электропотребления автоматических пневмоаппирных ткацких станков типа АТПР-100-4. Эти станки предназначены для выработки хлопчатобумажных и штапельных тканей полотняного, сатинового и саржевого переплетений из пряжи от 50 текс (№ 20) до 14,9 текс (№ 67). На обследуемых предприятиях станки используются для выработки легких и средних тканей типа марли и миткаля.

Основные параметры заправки ткацких станков для этих тканей приведены в табл. 1, а данные по электропотреблению при выработке тканей – в табл. 2.

В табл. 3 приведены результаты статистической обработки [1] данных по электропотреблению для отдельных групп ткацких станков и группы, включающей все станки. К генеральной совокупности данных были применены критерии проверки на нормальность распределения. В результате проверок была принята гипотеза о нормальном распределении. Доверительные оценки как средних значений, так и дисперсий определены для нормального распределения случайных ошибок. На рис. 1, 2 приведены диаграммы распределения потребляемых мощностей для одной из групп ткацких станков и группы, включающей все станки.

Таблица 1. Ассортимент тканей и основные параметры заправки ткацких станков АТПР-100-4

Номер группы	Наименование ткани	Толщина основы, №	Толщина утка, №	Число нитей в основе	Плотность по основе на 10 см	Плотность по утку на 10 см	Число оборотов гл. вала	Производительность, м/час
1	Миткаль	54	54	2185	247	240	320	8
2	Миткаль	54	54	2270	247	166	340	12,3
3	Марля	54	54	972	45	45	360	48

Таблица 2. Параметры электропотребления ткацких станков АТПР-100-4

Номер группы	Наименование ткани	Число станков	Производительность, м/час	Средняя мощность, кВт	Мин. мощность, кВт	Макс. мощность, кВт	Разброс		Средний расход ЭЭ, Вт·ч/м
							кВт	%	
1	Миткаль	59	8,0	2,00	1,87	2,20	0,33	16,69	250
2	Миткаль	45	12,3	1,96	1,68	2,29	0,61	31,18	159
3	Марля	150	48,0	1,92	1,45	2,45	1,00	52,03	40

Таблица 3. Результаты статистической обработки данных по электропотреблению ткацких станков АТПР-100-4

Номер группы	Средняя мощность	Среднеквадратическое отклонение		Доверительный интервал с надежностью 0,95	Доверительный интервал с надежностью 0,99
		кВт	%		
1	2,00	0,01	0,30	0,13	0,23
2	1,96	0,02	1,11	0,25	0,44
3	1,92	0,03	1,49	0,28	0,51
Общее	1,95	0,02	1,18	0,25	0,45

Полученные в результате обследований ткацких станков АТПР-100-4 данные свидетельствуют об отсутствии реальной взаимосвязи между электропотреблением, параметрами заправки и ассортиментом выпускаемой ткани. Разный ассортимент тканей (марля и миткаль) определил огромное различие технологических параметров станков (число нитей в основе, линейная плотность основы и утка, теоретическая производительность). Эти параметры по группам станков различаются в 2 – 6 раз (табл. 1). При этом средние значения потребляемой мощности по отдельным группам ткацких станков отличаются от среднего значения мощности для всех трех групп станков (1,96 кВт) не более чем на 2% (табл. 2).

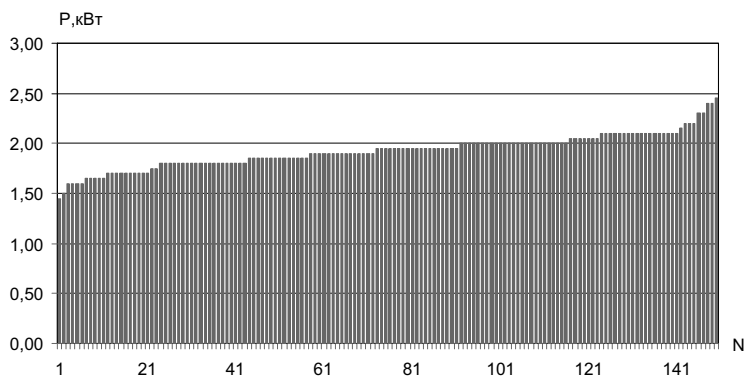


Рис. 1. Диаграмма распределения потребляемых мощностей станками АТПР-100-4 3 группы

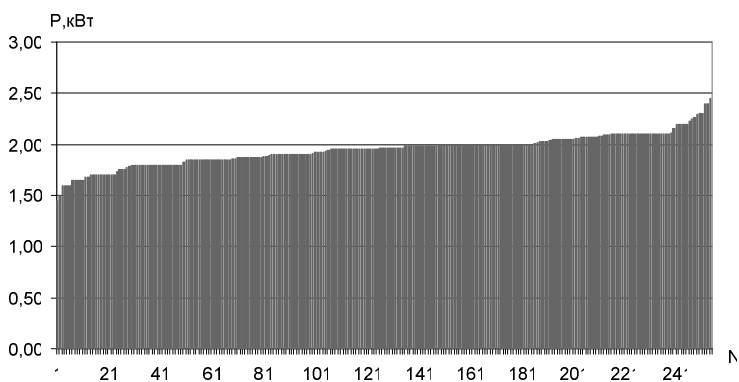


Рис. 2. Диаграмма распределения потребляемых мощностей станками АТПР-100-4

Не связаны с параметрами заправки и ассортиментом выпускаемой ткани и значения разброса значений потребляемой станками мощности. Группы 2 и 3 станков, выпускающие различную продукцию, характеризуются примерно одинаковыми значениями разброса потребляемой мощности.

Напротив, группы 1 и 2 станков, выпускающие одинаковую продукцию, характеризуются практически вдвое различающимися значениями разброса потребляемой мощности.

Внутри групп станков при равенстве прочих параметров разброс потребляемой мощности огромный (достигает 52 %, табл. 2) и не может быть объяснен только различием параметров заправки станков и ассортимента выпускаемой продукции. Очевидно, на величину этого разброса оказывают влияние другие неконтролируемые внешние факторы [2], такие как состояние механической части станков, редукторов и электродвигателей.

Полученные результаты позволяют сделать вывод о том, что величина электропотребления ткацких станков, работающих в настоящее время на предприятиях области, определяется, прежде всего, не технологическими особенностями работы, а состоянием электрической и механической части оборудования.

Уменьшение различия в характеристиках электропотребления однотипных станков при снижении общего электропотребления производства может быть обеспечено путем налаживания системы рациональной эксплуатации станков. Эта система должна отрабатываться на «эталонных» (для конкретного производства), но при этом соответствующих средним условиям, станках и внедряться в практику эксплуатации.

Работа по определению рационального электропотребления станка (разработке рациональных удельных норм электропотребления) должна заключаться в выявлении станков с повышенным потреблением и снижении их электропотребления в результате проведения реальных (по стоимости и трудозатратам) работ до тех пор, пока затраты на снижение электропотребления будут окупаться за счет снижения платы за электроэнергию. Соответствующее этому моменту техническое состояние электрооборудования и механической части станка и может быть принято за «эталонное». Электропотребление такого «эталонного» станка и должно приниматься за среднюю норму расхода электроэнергии.

При необходимости и при условии экономической целесообразности может проводиться дальнейшая работа по снижению (нормированию) электропотребления в зависимости от технологических параметров и ассортимента выпускаемой ткацкими станками продукции.

Вывод

Величина электропотребления ткацких станков, работающих в настоящее время на предприятиях области, определяется, прежде всего, не технологическими особенностями работы, а состоянием электрической и механической части оборудования. Работа по снижению энергоемкости ткацкого производства должна начинаться с налаживания системы рациональной эксплуатации механической части и электрооборудования станков.

Библиографический список

1. **Ивченко Г. И., Медведев Ю. И.** Математическая статистика: учеб. пособие для вузов. – М.: Высш. шк., 1984.
2. **Вентцель А. Д.** Курс теории случайных процессов. – М.: Наука, 1976.

УДК 621.316.925

Разработка инструментальной среды моделирования устройств релейной защиты и автоматики

Л.М. Колесов, канд. техн. наук, А.О. Насонов, магистр

При изучении и анализе устройств релейной защиты и автоматики с помощью метода математического моделирования возникает необходимость решения двух основных задач:

моделирования функционирования устройств релейной защиты и автоматики (УРЗА) при подаче различных входных сигналов;

моделирования функционирования системы УРЗА в электрической сети при различных видах повреждений.

В первом случае необходимо иметь модель источника сигналов и модель исследуемого УРЗА (рис. 1, а). Этот вариант является компьютерным аналогом устройства проверки УРЗА типа «Ретом-41». Во втором, более сложном, случае должны использоваться модели электрической сети и нескольких УРЗА (рис. 1, б).

В настоящее время существует достаточно много программных продуктов, позволяющих осуществлять математическое моделирование. Например, такие пакеты, как MathWorks MatLab и MathSoft MathCAD, по-

звolyют моделировать практически любые системы, имеющие математическое описание. А с помощью программы Electronics Workbench можно моделировать системы, составленные из заданных электронных элементов. Эти программы можно использовать для моделирования устройств релейной защиты.

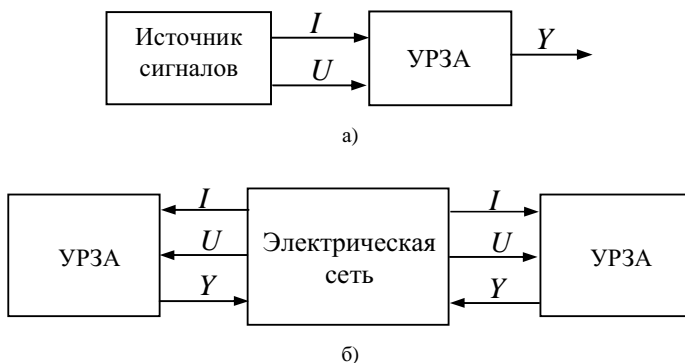


Рис. 1. Основные схемы моделирования УРЗА

Например, реализовать модель источника сигналов (рис. 1, а) не сложно. Можно моделировать и простые устройства релейной защиты. В то же время комплексные устройства, применяемые для защиты линий, трансформаторов или блоков, с помощью указанных выше программ смоделировать достаточно сложно. Моделирование сложной электрической сети (рис. 1, б), в целях определения значений токов и напряжений в различных точках трехфазной системы при различных видах коротких замыканий с использованием универсальных систем, достаточно проблематично.

Кроме того, универсальные программы, как правило, имеют меньшее быстродействие, чем специализированные, особенно если моделируемые системы достаточно сложные. Универсальные программы также не всегда имеют удобный интерфейс для решения конкретных задач. Поэтому была сделана попытка разработки специализированной среды моделирования (СМ) устройств РЗА.

В основу предлагаемой разработки положен принцип последовательного моделирования элементов исследуемой схемы. Сущность его заключается в том, что каждый элемент исследуемой схемы представляется в виде отдельной модели и моделируется независимо от других. Такой принцип вполне приемлем при решении задач моделирования уст-

роЙств релейной защиты, поскольку входные сигналы УРЗА (токи и напряжения) практически не зависят от вида самих устройств. А различные устройства РЗА вообще функционируют независимо друг от друга. При таком подходе значительно упрощается процесс моделирования и повышается его быстродействие.

В разрабатываемой системе модели представляются «черным ящиком». Это означает, что содержание модели (то есть уравнения, описывающие функционирование моделируемого объекта) скрыто и независимо от среды моделирования и других моделей. Для пользователя модель предстаёт элементом с набором входов ($I_1 - I_n$) и выходов ($O_1 - O_m$) (рис. 2). Сигналы, снимаемые с выходов ($y_1 - y_m$), являются результатом работы модели при заданных входных сигналах ($x_1 - x_n$) для заданного момента времени t .

Эти модели могут быть созданы на любых языках программирования. Но должны быть соблюдены определенные программные соглашения, необходимые для интеграции модели в среду программирования.

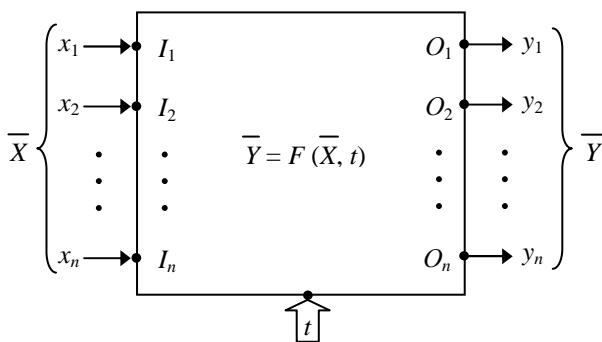


Рис. 2. Представление модели в виде «чёрного ящика»

Среда моделирования включает следующие основные блоки:

- интерфейс пользователя;
- блок управления моделями;
- блок конструирования схем;
- блок внешнего изменения параметров моделей;
- блок управления моделированием;
- блок визуализации временных диаграмм (осциллограф);
- блок регистрации логических параметров (регистратор).

Интерфейс пользователя выполнен в виде системы графических окон и элементов управления. Его основная задача – прием сигналов пользователя и визуальная интеграция других блоков среды моделирования.

Блок управления моделями служит для просмотра доступных пользователю моделей и добавления в схему моделей или удаления их из схемы. Он выполняет следующие функции:

- классификацию моделей по категориям;
- просмотр описания выбранной модели;
- добавление новой моделей в список доступных и удаление выбранной модели из списка;
- добавление модели в исследуемую схему и удаление модели из схемы.

Блок конструирования осуществляет сборку исследуемой схемы путем соединения выходов одних выбранных моделей и входов других. Он также выполняет подключение выходов моделей к осциллографу и регистратору. В разрабатываемой СМ используется табличный метод соединения моделей.

Блок внешнего изменения параметров моделей применен для удобства пользователя, поскольку предоставляет возможность изменять параметры любых моделей в «одном месте». Конкретная реализация его интерфейса зависит от типов параметров, используемых в моделях. Так, например, для регулировки сопротивления резистора, находящегося внутри модели, потребуется регулятор непрерывного параметра, а для изменения положения накладки – многопозиционный регулятор.

Блок управления моделированием непосредственно организует процесс моделирования.

Блок визуализации временных диаграмм представляет собой сложный объект, содержащий как внутренние алгоритмы приёма сигналов от моделей, так и свой собственный интерфейс пользователя. Его задача состоит в приёме сигналов и их визуализации. Интерфейс осциллографа предоставляет следующие возможности:

- изображение нескольких сигналов на одной оси времени;
- поддержку произвольного количества диаграмм;
- измерение мгновенного и действующего значений выбираемого пользователем сигнала;
- наличие двух маркеров для измерения разности фаз на основе задаваемой пользователем базовой частоты;
- возможность синхронного измерения на нескольких диаграммах по выбору пользователя;
- регулировку размера диаграмм;

- регулировку масштабов по времени и амплитуде;
- просмотр сигналов на заданном интервале времени;
- наличие настроек отображения кривых и средства их идентификации (например, изображение графиков разными цветами).

Блок регистрации логических сигналов также является комплексным объектом. Его назначение – фиксация и визуализация состояния логических сигналов моделей, подключенных к регистратору (например, положение контактов реле) с выдачей журнала событий. В этом журнале указывается время изменения сигнала, название сигнала и какое изменение произошло (от «0» к «1» или наоборот).

Упрощенная схема процесса моделирования представлена на рис. 3.

По команде блока управления моделированием в цикле последовательно подаются команды на расчет каждого элемента моделируемой схемы. При этом с помощью коммутатора сигналов на входы моделируемого элемента подаются входные данные для текущего момента времени \bar{x}_{ji} . После окончания текущего расчета выходные сигналы \bar{y}_{ji} через коммутатор заносятся в хранилище данных.

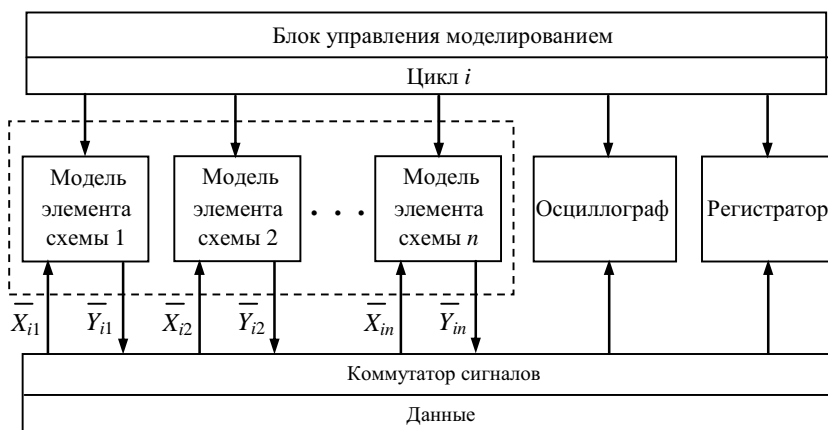


Рис. 3. Упрощенная схема процесса моделирования

В разработанной системе возможны два режима моделирования:

- расчёт процесса заданной продолжительности (расчётный режим);
- непрерывное моделирование с регулируемой скоростью (непрерывный режим).

Расчётный режим имеет следующие особенности:

- требуется максимально возможное для СМ быстродействие;
- для моделирования длительных процессов требуется большой объём оперативной памяти;
- невозможно изменять параметры экземпляров моделей во время моделирования;
- невозможно работать с осциллографом и регистратором во время моделирования;
- исследование результатов моделирования производится после окончания расчёта.

Моделирование в непрерывном режиме существенно отличается от расчётного:

- неограниченная продолжительность сеанса моделирования;
- низкая расчётная производительность (за единицу времени производится меньшее количество шагов по времени);
- непрерывная замена во время моделирования, по истечении некоторого времени, наиболее ранних отсчётов сигналов новейшими (это связано с использованием кольцевых буферов для хранения осциллограмм);
- возможность в любой момент остановить моделирование, а потом возобновить его;
- возможность изменения параметров экземпляров моделей как во время моделирования, так и во время паузы;
- возможность во время моделирования частичной работы с осциллографом и регистратором и полная – во время паузы;
- возможность исследования результатов как во время моделирования, так и во время паузы.

При разработке графического интерфейса учитывались наглядность предоставления материалов и удобство пользователя. Вариант главного окна среды моделирования представлен на рис. 4.

Непосредственно математическое моделирование заложено внутри моделей. При моделировании могут быть использованы различные методы анализа и модели различной степени сложности и точности.

В разрабатываемой СМ все аналоговые сигналы $X(t)$ заменяются последовательностью чисел $X(nT)$, следующих через интервал дискретизации T . Устройства релейной защиты представляются состоящими из функциональных элементов, каждый из которых заменяется соответствующей цифровой моделью.

Цифровые модели разрабатываемых УРЗА задаются либо передаточной функцией $H(z)$, либо проходной характеристикой, либо математическим выражением, описывающим функционирование данного элемента.

Передаточная функция цифрового элемента представляется в виде

$$H(z) = \frac{Y(z)}{X(x)} = \frac{\sum_{i=0}^k \alpha_i \cdot Z^{-i}}{1 + \sum_{i=1}^k \beta_i \cdot Z^{-i}}, \quad (1)$$

где Z^{-i} – переменная, символизирующая задержку на i интервалов дискретизации; k – порядок передаточной функции, α_i, β_j – коэффициенты.

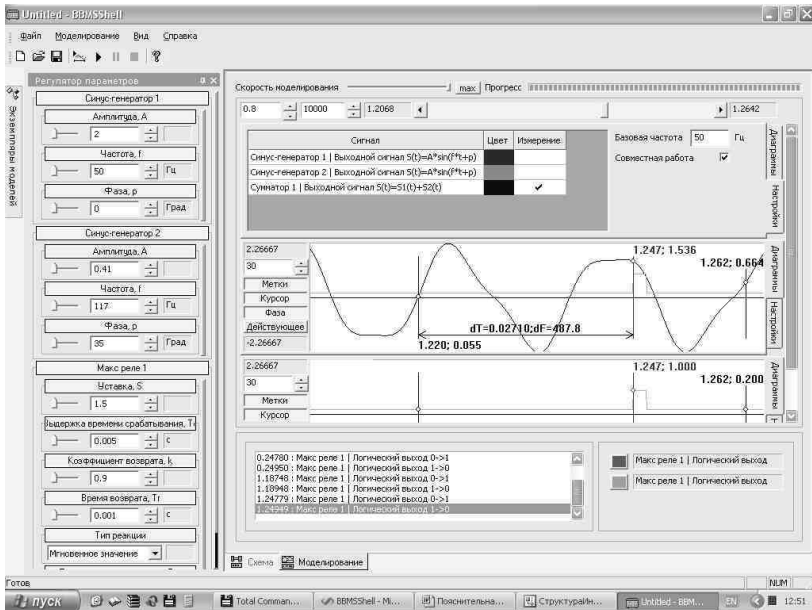


Рис. 4. Главное окно среды моделирования

Передаточная функция $H(z)$ может быть получена из передаточной функции аналогового элемента

$$H(p) = \frac{Y(p)}{X(p)} = \frac{\sum_{i=0}^k a_i \cdot p^i}{1 + \sum_{i=1}^k b_i \cdot p^i}. \quad (2)$$

Для получения передаточной функции цифрового элемента при разработке математических моделей используется метод билинейного преобразования [1], при котором p и z связаны следующей зависимостью:

$$p = \frac{2 \cdot (1 - Z^{-1})}{T \cdot (1 + Z^{-1})}. \quad (3)$$

Этот метод имеет определенные преимущества перед другими, т.к. практически полностью исключает эффект наложения.

В итоге получаем выражение для определения значения сигнала на выходе цифрового элемента в любой момент времени:

$$Y(nT) = \sum_{i=0}^k \alpha_i \cdot X[(n-i) \cdot T] - \sum_{i=1}^k \beta_i \cdot Y[(n-i) \cdot T]. \quad (4)$$

Вывод

При моделировании функциональных элементов, выполненных на операционных усилителях, без значительных погрешностей можно принять, что алгоритм функционирования каждого элемента не зависит от работы смежных элементов. Поэтому работа устройства в целом моделируется путем последовательного моделирования отдельных элементов с подачей сигналов с выхода одного элемента на вход другого.

При моделировании электрической сети должны быть применены другие способы моделирования.

Для возможности полноценного моделирования устройств релейной защиты разработанная среда моделирования должна быть дополнена разнообразными моделями источников сигналов, моделями электрической сети и моделями УРЗА.

Библиографический список

1. Овчаренко Н.И. Аналоговые и цифровые элементы автоматических устройств энергосистем. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 320 с.

УДК 621.311

Сравнительный анализ критериев технико-экономического обоснования развития электрических сетей

А.А. Братолобов, канд. техн. наук

При технико-экономическом сравнении вариантов развития электрических сетей, имеющих короткий цикл строительства, применимо допущение об ограничении срока строительства одним годом и эксплуатации объекта с неизменными издержками. В такой постановке показатели сравнительной экономической эффективности записываются наиболее просто.

Так, суммарные дисконтированные затраты $DЗ$ [1] в зависимости от времени T эксплуатации объекта представляются в виде

$$DЗ = K + И \cdot \sum_{i=1}^T \frac{1}{(1+E)^i}, \quad (1)$$

где K – единовременные капитальные вложения; $И$ – ежегодные издержки; E – норма дисконта.

Слагаемые суммы в выражении (1) представляют собой геометрическую прогрессию

$$\frac{1}{1+E}, \frac{1}{(1+E)^2}, \dots, \frac{1}{(1+E)^T}$$

с первым членом и знаменателем прогрессии

$$a = \frac{1}{1+E}. \quad (2)$$

Сумма этой геометрической прогрессии определяется выражением

$$\sum_{i=1}^T \frac{1}{(1+E)^i} = \frac{a - a^{T+1}}{1-a} = DT. \quad (3)$$

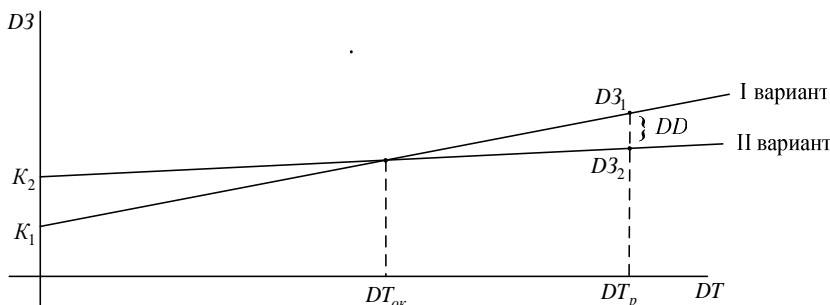
Из показателя (1) следует, что эта сумма имеет размерность времени и ей может быть придано определенное содержание. Действительно, дан-

ную величину можно рассматривать как некоторое приведенное время DT эксплуатации объекта, обеспечивающее дисконтирование неизменных по годам издержек I . Связь между реальным временем T и приведенным DT устанавливают соотношения (2) и (3).

С учетом изложенного показатель (1) принимает удобный для расчетов вид

$$DЗ = K + DT \cdot I \quad (4)$$

с линейной зависимостью суммарных дисконтированных затрат от приведенного времени $DЗ$ (DT) (рисунок).



Линейные зависимости затрат $DЗ$ от приведенного времени DT по вариантам

При задании расчетного срока службы объекта $T = T_p$ показатель (1) с учетом (4) дает критерий выбора оптимального варианта

$$DЗ = K + DT_p \cdot I = \min, \quad (5)$$

где DT_p соответствует T_p с учетом приведения этого времени по формуле (3). Например, из рисунка следует, что оптимальным является второй вариант, т.к.

$$DЗ_2 < DЗ_1,$$

при этом за счет выбора второго варианта получается по сравнению с первым чистый дисконтированный доход

$$DD = DЗ_1 - DЗ_2. \quad (6)$$

На рисунке также наглядно представлено приведенное значение срока окупаемости $DT_{ок}$. Это абсцисса точки пересечения графиков, которая имеет аналитическое выражение

$$DT_{ок} = \frac{K_2 - K_1}{I_1 - I_2}. \quad (7)$$

Данное время показывает, насколько быстро окупятся дополнительные капиталовложения второго варианта за счет его меньших издержек по сравнению с первым вариантом.

Реальное (не приведенное) значение срока окупаемости $T_{ок}$ можно найти из уравнения (3), решив его относительно T :

$$T_{ок} = \frac{\lg[a - DT_{ок} \cdot (1 - a)]}{\lg a} - 1. \quad (8)$$

Критерием выбора второго варианта может служить также выполнение соотношений

$$DD > 0, \quad (9)$$

$$DT_{ок} < DT_p, \quad (10)$$

или, что одно и то же,

$$T_{ок} < T_p. \quad (11)$$

Утвердилось мнение, что в условиях рыночной экономики должен применяться критерий минимума суммарных дисконтированных затрат (5), а применявшийся в плановой экономике критерий минимума приведенных затрат Z [1] устарел.

Можно показать, что оба эти критерия совершенно равнозначны. Действительно, если поделить выражение (5) на DT_p , то получим критерий приведенных затрат:

$$\frac{DZ}{DT_p} = \frac{1}{DT_p} \cdot K + I = \min \quad (12)$$

или

$$Z = \frac{1}{T_n} \cdot K + I = \min, \quad (13)$$

где

$$3 = \frac{D3}{DT_p}; \quad T_n = DT_p. \quad (14)$$

Важно отметить, что при этом нормативный срок окупаемости T_n дополнительных капиталовложений в формуле приведенных затрат (13) приобретает новый смысл, а именно приведенного значения расчетного срока DT_p службы объекта, критерий же (10) соответствует известному методу срока окупаемости [1].

Таким образом, если T_n в приведенных затратах (13) определять в каждом конкретном случае в соответствии с выражением (14) как функцию T_p расчетного срока службы объекта и нормы дисконта E по формулам (2) и (3), а не нормировать T_n заранее из общей стратегии развития всего народного хозяйства, то метод приведенных затрат оказывается не менее «рыночным», чем метод суммарных дисконтированных затрат.

Однако, следуя рекомендациям [2], при проектировании развития современных электрических сетей с применением метода суммарных дисконтированных затрат нормируются величины T_p и E , это, по существу, то же самое, что и нормирование T_n .

Таким образом, в настоящих условиях эффективность инвестиций в электрические сети оценивается так же, как и при плановой экономике. При этом нормативный срок окупаемости с величины 8,3 года, имевшей место при плановой экономике, ныне снижен до значения $T_n = 4 \dots 6$ лет (в соответствии с нормативами по T_p и E), что соответствует смещению оптимальных решений в пользу менее капиталоемких вариантов.

Выводы

1. Введено понятие приведенного времени, в котором функция суммарных дисконтированных затрат линейна, что упрощает их расчеты и вычисления других экономических показателей.
2. В рассмотренной постановке метод суммарных дисконтированных затрат и метод приведенных затрат эквивалентны друг другу и дают одинаковые результаты, если нормативный срок окупаемости T_n определять в зависимости от T_p и E по предложенным соотношениям.
3. Нормативный срок окупаемости T_n в методе приведенных затрат может трактоваться как расчетный срок T_p службы объекта, исчисленный в приведенном времени.

4. В курсах электрических сетей и систем, читаемых для студентов, необходимо показывать взаимосвязь обоих методов технико-экономических расчетов в целях обеспечения преемственности и возможности использования учебной и научно-технической литературы, базирующейся как на методе приведенных затрат, так и на методе суммарных дисконтированных затрат.

Библиографический список

1. **Волькенау И.М.** Экономика формирования электроэнергетических систем / И.М. Волькенау, А.Н. Зейлигер, Л.Д. Хабачев. – М.: Энергия, 1981. – 320 с.
2. **Справочник** по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005. – 320 с.