

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ПОСЛЕДНЕГО ПОКОЛЕНИЯ

Методические указания к практическим занятиям

Благовещенск

2025

***Разработаны в рамках реализации гранта «Подготовка
высококвалифицированных кадров в сфере электроэнергетики и горно-
металлургической отрасли для предприятий Амурской области» по
заказу предприятия-партнера АО «Дальневосточная
распределительная сетевая компания»***

Рецензент:

*С.А. Тимченко – начальник отдела учета электроэнергии АО
«Дальневосточная распределительная сетевая компания» (АО «ДРСК», г.
Благовещенск)*

Э45 Электротехническое оборудование последнего поколения: метод.
указания к практич. занятиям / А.Н. Козлов, В.А. Козлов, А.Г. Ротачева; Амур.
гос. ун-т, каф. энергетики. – 3-е изд., испр. и доп. – Благовещенск: АмГУ, 2025.
– 115 с.

Методическая разработка предназначена для подготовки магистров по направлению
«Электроэнергетика и электротехника» магистерской программы «Электроэнергетические
системы и сети». Соответствует рабочей программе дисциплины и федеральному
государственному стандарту ВО РФ.

Предусматривается разбор тем в аудитории под руководством преподавателя, а также
самостоятельно при работе над дисциплиной.

В авторской редакции.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Дисциплина «Электротехническое оборудование последнего поколения» введена в учебный план подготовки магистров по направлению «Электроэнергетика и электротехника» магистерской программы «Электроэнергетические системы и сети» в Амурском государственном университете по согласованию с предприятиями, принимающими на работу выпускников энергетического факультета.

Целью изучения дисциплины является получение знаний об особенностях конструкции и эксплуатации современного электрооборудования и основных направлениях его совершенствования.

Задача изучения дисциплины – правильное понимание возможностей нового оборудования и грамотное функциональное применение элегазовой и вакуумной техники – в силовой части электроэнергетических объектов и цифровых (микропроцессорных) терминалов в устройствах защиты и автоматики.

Освоение данной дисциплины помогает студенту в приобретении следующих компетенций:

- способности определять эффективные режимы работы объектов профессиональной деятельности, планировать и управлять режимами работы объектов профессиональной деятельности (ПК-2);
- способности проектировать объекты профессиональной деятельности и организовывать работу по их проектированию (ПК-3).

Дисциплина «Электротехническое оборудование последнего поколения» относится к базовой части профессиональные цикла основной образовательной программы подготовки магистров по указанному выше направлению.

Знания, полученные при освоении дисциплины, могут быть востребованы при выполнении выпускной квалификационной работы.

Настоящая методическая разработка – очередная часть комплекта учебно-методических материалов, разрабатываемого кафедрой энергетики Амурского государственного университета в рамках реализации гранта Министерства образования и науки Российской Федерации «Подготовка высококвалифицированных кадров в сфере электроэнергетики и горно-металлургической отрасли для предприятий Амурской области» по заказу предприятия-партнера – АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» (АО «ДРСК», г. Благовещенск)

ВВЕДЕНИЕ

Правильный выбор параметров и режимов работы электрических аппаратов имеет большое значение для устойчивого функционирования электроэнергетических систем и систем электроснабжения.

Знание принципов выполнения и особенностей эксплуатации современного электрооборудования обязательно для выпускника энергетического факультета. Основные сведения о правилах эксплуатации содержатся в [1-1] и [9-2]. Материалы [9-2] обязательны для тепловых электростанций, работающих на органическом топливе, гидроэлектростанций, электрических и тепловых сетей Российской Федерации и для организаций, выполняющих работы применительно к этим объектам. Но, поскольку ведется постоянная работа по совершенствованию электрооборудования, появляется дополнительная информация в виде отдельных статей, обзоров и справочно-информационных материалов предприятий и фирм, выпускающих те или иные электрические аппараты и приборы.

В основу настоящего учебного пособия положены материалы [1-1], [3-4], [9-1] и [9-2], дополненные сведениями, появившимися в распоряжении составителей при поиске необходимой информации в сети «Интернет».

ПЕРЕЧЕНЬ ТЕМ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ

Перечень тем	Часы	Осваиваемые компетенции
Альтернативная энергетика, часть 1: ветровая и солнечная энергетика	2	ПК- 2, ПК-3
Альтернативная энергетика, часть 2: геотермальная, приливная и атомная энергетика	2	ПК- 2, ПК-3
Паровые котлы тепловых электростанций	2	ПК- 2, ПК-3
Джемперные схемы распределительных устройств электростанций и подстанций	2	ПК- 2, ПК-3
Реклоузер	2	ПК- 2, ПК-3
Опыт эксплуатации КРУЭ	2	ПК- 2, ПК-3
ЛЭП 1150 кВ	2	ПК- 2, ПК-3
ГЭС Амурской области	2	ПК- 2, ПК-3
Контроль расхода коммутационного ресурса высоковольтных выключателей	2	ПК- 2, ПК-3

КРИТЕРИИ ДОСТИЖЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ОБУЧЕНИЯ ПО БЛОКУ ПРАКТИЧЕСКИХ ДИСЦИПЛИН

Балл	Критерии оценки (содержательная характеристика)
«1»	Работа выполнена полностью. Студент практически не владеет теоретическим материалом, допуская грубые ошибки, испытывает затруднения в формулировке собственных суждений, неспособен ответить на дополнительные вопросы.
«2»	Работа выполнена полностью. Студент не владеет теоретическим материалом, допуская ошибки по сущности рассматриваемых (обсуждаемых) вопросов, испытывает затруднения в формулировке собственных обоснованных и аргументированных суждений, допускает ошибки при ответе на дополнительные вопросы.
«3»	Работа выполнена полностью. Студент владеет теоретическим материалом на минимально допустимом уровне, отсутствуют ошибки при описании теории, испытывает затруднения в формулировке собственных обоснованных и аргументированных суждений, допуская незначительные ошибки на дополнительные вопросы.
«4»	Работа выполнена полностью. Студент владеет теоретическим материалом, отсутствуют ошибки при описании теории, формулирует собственные, самостоятельные, обоснованные, аргументированные суждения, допуская незначительные ошибки на дополнительные вопросы.
«5»	Работа выполнена полностью. Студент владеет теоретическим материалом, отсутствуют ошибки при описании теории, формулирует собственные, самостоятельные, обоснованные, аргументированные суждения, представляет полные и развернутые ответы на дополнительные вопросы.

Работа, оцененная менее, чем 3 баллами, НЕ МОЖЕТ БЫТЬ «ЗАЧТЕНА» и пересдается.

1. АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГЕТИКА, ЧАСТЬ 1: ВЕТРОВАЯ И СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Цель практического занятия: Ознакомиться с существующими конструкциями наиболее часто используемых устройств возобновляемой энергетики – солнечными и ветровыми, и проблемными моментами, связанными с эксплуатацией и утилизацией этих устройств.

Порядок проведения практического занятия: В аудитории выполняется разбор теоретической части занятия. В качестве отчета по практическому занятию Вам необходимо:

1. Подготовить реферат по одной из тем, приведенных ниже в пункте «Темы отчетов по практическому занятию 01». При очной форме обучения письменный отчет сдается на проверку преподавателю; при дистанционной форме отчет размещается в СДО MOODLE в папке «Выполненные отчеты по практическому занятию 01». Формат отчета – файл pdf.

При работе над рефератом может потребоваться дополнительная информация, за которой следует обратиться к [1-1].

2. При очной форме обучения защита отчета проводится в форме собеседования с преподавателем. При дистанционной форме необходимо сдать контрольный тест. Вам будет предложено 5 вопросов, Ваша задача – выбрать из предлагаемых ответов тот, который Вы считаете правильным. Оценка соответствует количеству правильных ответов.

Примерный перечень контрольных вопросов приведен в конце данного раздела.

Теоретическая часть. Альтернативная (зеленая) энергетика – энергетика, основанная на использовании возобновляемых источников энергии (ВИЭ) – энергии ветра, солнечного излучения, приливов и тепла Земли [1-1].

Альтернативна энергетике, основанной на использовании невозобновляемого ресурса – ископаемого топлива, в первую очередь, органического происхождения.

Оценивать и сравнивать стоимость электроэнергии, полученной различными способами, наиболее корректно с помощью показателя EROI или EROEI (energy returned on energy investment). Информация об этом показателе изложена в первом разделе учебного пособия по дисциплине – [1-1].

Традиционная гидроэнергетика (гидроэлектростанции на реках) использует возобновляемый ресурс – энергию водного потока, но в силу своей масштабности, традиционности и заметного влияния на окружающую среду в месте расположения объекта обычно оставляется за скобками, когда речь идёт об альтернативных источниках энергии. Чтобы избежать путаницы: к категории альтернативной энергетики принято относить ГЭС мощностью до 25 МВт (малые ГЭС).

Разработка реакторов на быстрых нейтронах позволяет отнести к возобновляемой также и ядерную энергетику.

Задача данного практического занятия – изучение ветровых и солнечных источников энергии и возможности их использования в России. Сразу следует отметить, что для основной части территории России ветровая и солнечная энергетика являются достаточно жёстко локализованными и ограниченными.

Нестабильность – основная проблема возобновляемых источников. Выработка энергии ветра и солнца сильно зависит от погоды, которая неуправляема и в долгосрочном плане непредсказуема.

Поток солнечной энергии зависит от времени суток. Поэтому когда доля «альтернативной энергии» достигает существенной величины в общей выработке энергии, возникает проблема её накопления во время пиковой выработки и компенсации дефицита во время безветренной или пасмурной погоды и ночью.

Например, Дания, которая сегодня более 40 % электроэнергии генерирует ветрогенераторами решает проблему стабильности с помощью соседей. В ветреную погоду энергия накапливается с помощью подъёма воды на специальных норвежских и шведских гидроузлах в верхние водохранилища. В тихую погоду эти гидроузлы работают как ГЭС и возвращают энергию. Германия в ветреные и солнечные дни сбрасывает избыток энергии в Польшу и Чехию. Однако пиковые нагрузки уже создают проблемы для электросетей этих стран [1-2].

Финансовый аспект и общие проблемы применения альтернативных источников энергии. Капитальные затраты на строительство солнечной электростанции (СЭС) без аккумуляторов составляют на настоящий момент не ниже \$1'000/кВт установленной мощности;

Капитальные затраты на строительство СЭС с аккумуляторами составляют на настоящий момент не ниже \$1'800/кВт со свинцово-кислотными аккумуляторами и не ниже \$3'400/кВт – с литиевыми;

Проблема утилизации аккумуляторов в том масштабе, который потребуется, если они всё же найдут широкое применение в мощных СЭС, далека от решения;

Капитальные затраты на строительство ветроэлектростанций (ВЭС) на территории РФ составляют на настоящий момент не ниже \$2'000/кВт;

Эксплуатационные затраты ветроэлектростанций сравнимы с такими же у ТЭС и значительно выше, чем у ГЭС и АЭС;

Проблема воздействия ветроэлектростанций на людей и животных, а также проблема утилизации отдельных частей ВЭС пока далеки от решения;

Оба типа станций требуют масштабного отчуждения земель;

Оба типа станций генерируют электроэнергию **когда могут, а не когда нужно.**

В то же время: Капитальные затраты на строительство АЭС составляют \$2'000-4'000/кВт в зависимости от того, кто строит. Утилизация отработанного

топлива давно проработана, а при вводе в работу новых БН реакторов появилась и возможность замкнуть цикл использования топлива;

Капитальные затраты на строительство газовой ТЭС составляют не более \$1'200/кВт. Утилизация отработавшей своё станции не представляет проблем;

Капитальные затраты на строительство угольной ТЭС составляют не более \$2'000/кВт. Утилизация отработавшей своё станции не представляет проблем;

Все три типа станций генерируют электроэнергию когда нужно и не требуют масштабного отчуждения земель;

Капитальные затраты на строительство ГЭС составляют \$1'200-2'000/кВт в зависимости от рельефа местности. Этот тип станций тоже генерирует электроэнергию когда требуется, за исключением маловодных лет. Чаще всего требует масштабного отчуждения земель. Утилизация отработавшей своё станции требует массивной рекультивации земель.

Ветровая энергетика. Мощность ветрогенератора пропорциональна кубу скорости ветра. При падении скорости в два раза мощность падает в восемь. Примерно также меняется и себестоимость энергии [1-2]. Ветровые турбины – это инновационные устройства, которые преобразуют кинетическую энергию ветра в электроэнергию. Большие коммерческие модели имеют мощность порядка 2000 кВт, частота вращения их лопастей около 20 оборотов в минуту. Длина лопастей по 40-50 м, масса до десятка тонн. За сутки один такой ветрогенератор вырабатывает столько же энергии, как при сжигании 10 тонн угля на ТЭЦ.

При всей своей экологичности этот способ получения электроэнергии имеет ряд серьезных недостатков (помимо поиска оптимального места для установки с постоянной розой ветров). Во-первых, ограничение КПД, по закону Беца – лопасти максимально могут использовать до 59,3% от энергии ветра. Во-вторых, проблемы с утилизацией отработавших свой срок генераторов. А именно – огромных лопастей из композитных материалов, которые в данный момент просто закапывают в пустынных полигонах [1-1].

Достаточно часто задается вопрос, почему лопасти ветряных турбин вращаются так медленно. Основная причина медленного вращения лопастей ветряных турбин заключается в том, что они спроектированы для максимальной эффективности преобразования энергии ветра. Для этого лопасти имеют определенную форму, длину и угол наклона (изменяемый), которые позволяют им захватывать максимальное количество воздуха и преобразовывать его кинетическую энергию во вращательное движение ротора. Кроме того, скорость вращения лопастей ветряной турбины зависит от скорости ветра. Чем сильнее ветер, тем быстрее будут вращаться лопасти. Однако слишком быстрое вращение также может привести к износу турбины и повреждению тяжелых лопастей, поэтому производители стремятся найти оптимальную скорость вращения и вводят специальные тормозные системы. А нужную частоту вращения для электрогенератора дает повышающий

механический редуктор в системе трансмиссии ветряка – рис. 1-1 [1-3]. Как и в любом сложном техническом устройстве три лопасти у большого ветрогенератора – это инженерный компромисс. Это обеспечивает оптимальное сочетание эффективности и стабильности вращения. Вмешивается еще и экономический фактор – изготовление и доставка габаритных лопастей дорогая процедура.

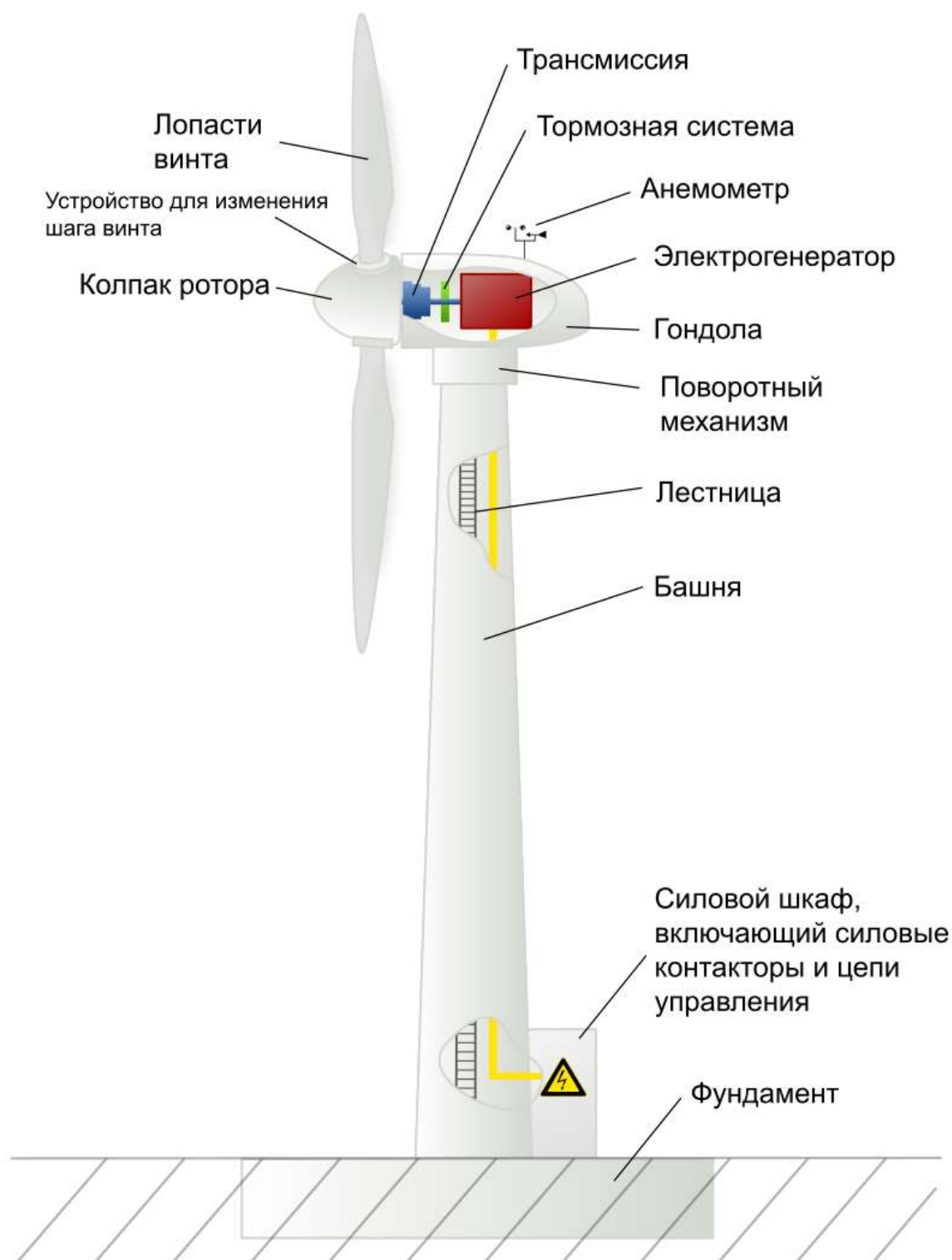


Рис. 1-1. Основные элементы ветроэнергетической установки [1-3].

При современном развитии технологий ветрогенераторы рентабельно размещать только на побережье океанов и открытых морей – рис. 1-2, либо в горной местности, где достаточно часто дуют сильные ветры.



Рис. 1-2. Прибрежные ветрогенераторы около Копенгагена, Дания.

Стремление максимально использовать участки прибрежного шельфа привели к негативному явлению, получившему название «след ветра». На рис. 1-3 это явление хорошо видно, благодаря туманной погоде.



Рис. 1-3. След ветра в ветряных турбинах.

На лопасти первой в ряду турбины струи ветра приходят параллельно друг другу (так называемое ламинарное течение струй). Но после этой турбины поток воздуха становится турбулентным, струи свиваются в жгут. Эффект «следа» – довольно значительный процент потерь выходной мощности у второй и последующих установок.

На земле непосредственно под ветрогенераторами можно продолжать сельскохозяйственное производство – рис. 1-4.



Рис. 1-4. Ветрогенераторы на поле рапса в Германии.

ВЭС и экология. Сторонники ветроэлектроэнергетики постоянно подчеркивают, что по сравнению с вредным воздействием традиционных энергоисточников воздействие ветроэнергетики на экологию планеты ничтожно. Но риски есть, и серьезные.

Ветряки несут угрозу крылатым существам – птицам и летучим мышам. Ряд исследователей утверждает, что ветряки принуждают некоторые виды птиц менять пути миграции, а кто не меняет, рискуют погибнуть от лопастей турбин. Например, в США, согласно данным Национальной академии наук этой страны, от них погибает от 20 тыс. до 37 тыс. птиц ежегодно.

Причина гибели летучих мышей сложнее: способность к эхолокации, как правило, позволяет им не попадать на лопасти, но они залетают в область низкого давления, тянущуюся за вращающейся лопастью. От внезапного попадания в почти безвоздушное пространство лопаются капилляры в легких, и зверек гибнет.

Многие люди, живущие поблизости от ветроэнергетических установок, жалуются на постоянный шум. Ветряные турбины действительно создают шум,

сравнимый с шумом автомобиля, движущегося со скоростью 70 км/ч – рис. 1-5, что вызывает дискомфорт для людей и отпугивает животных.

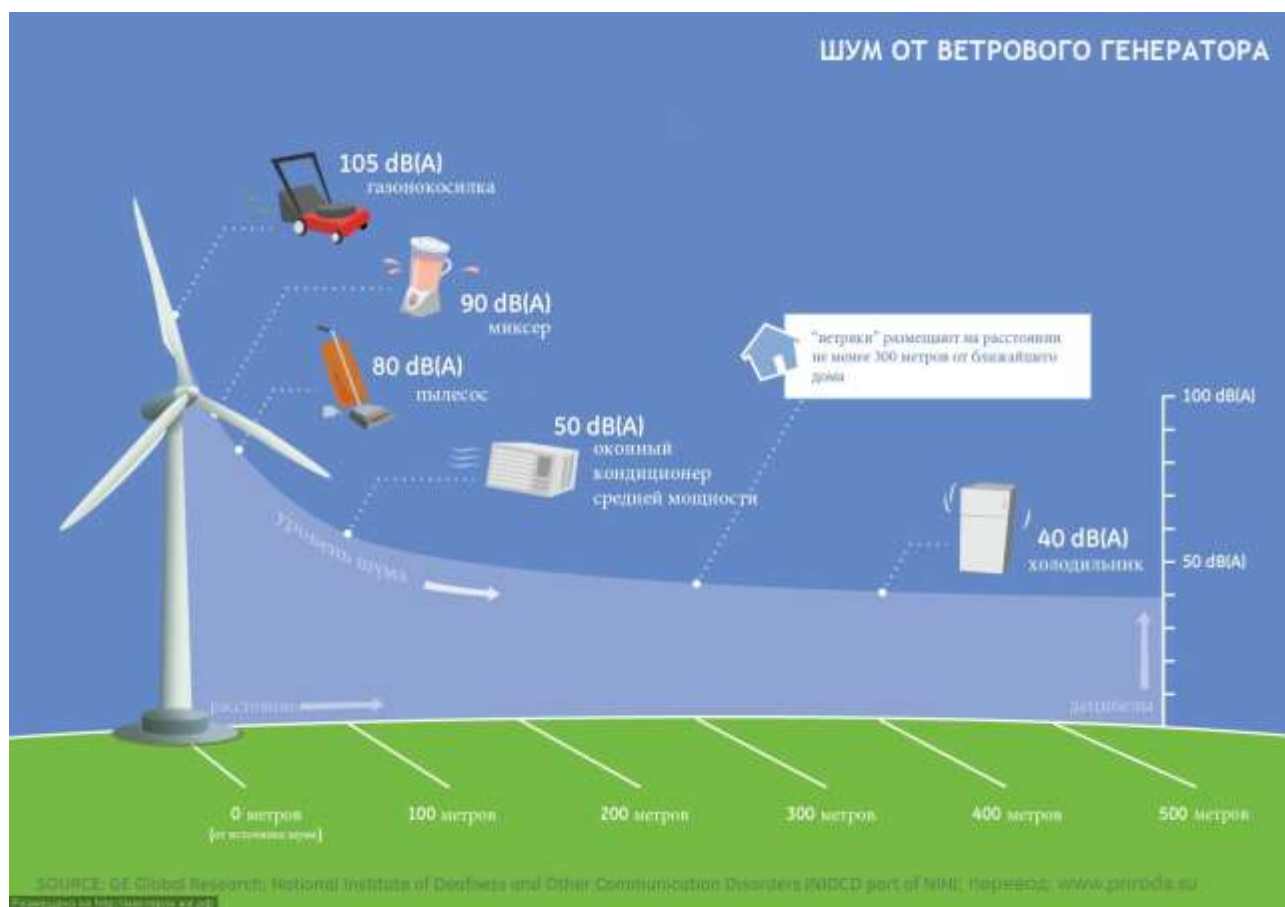


Рис. 1-5. Диаграмма уровня шума от работающего ветрогенератора

Другая неожиданная особенность ветряных энергоустановок проявилась в том, что они оказались источником достаточно интенсивного инфразвукового* шума, неблагоприятно воздействующего на человеческий организм, вызывающего постоянное угнетенное состояние, сильное беспричинное беспокойство и жизненный дискомфорт [1-4].

**Справка: Инфразвук – упругие колебания и волны с частотами от 0,001 Гц до 16-20 Гц, лежащими ниже области слышимых человеком частот. Основная особенность инфразвука, обусловленная его низкой частотой – малое поглощение. При распространении в атмосфере на уровне земли инфразвуковые волны частоты 10–20 Гц затухают на расстоянии 1000 км не более чем на несколько децибел. На человека инфразвук оказывает, как правило, отрицательное действие: вызывает угнетенное настроение, усталость, головную боль, раздражение. У человека, подвергнутого воздействию инфразвука низкой интенсивности, появляются симптомы «морской болезни», тошнота, головокружение. Появляется головная боль, повышается утомляемость, слабеет слух. Особенно вредно воздействие инфразвука на сердце. При достаточной мощности возникают вынужденные колебания сердечной мышцы. При резонансе (6-7 Гц) их амплитуда возрастает, что может привести к кровоизлиянию [1-5].*

Как показал опыт эксплуатации большого числа ветряных установок в США, этот шум не выдерживают ни животные, ни птицы, покидая район размещения станции, т.е. территории самой ветровой станции и примыкающие к ней становятся непригодными для жизни [1-4].

ВЭС и дождь. На фото – рис. 1-6 – приведены эрозионные повреждения передней кромки лопастей ветрогенераторов. Данные повреждения лопасть, будучи установленной на ветрогенераторе в шельфовой зоне Северного моря, получила всего за два года эксплуатации [1-6].



Рис. 1-6. Эрозионные повреждения передней кромки лопастей [1-6].

Примечательны даже не столько сами повреждения, сколько то, что вызвало их. Это самые обычные капли дождя! Казалось бы, данный тип повреждений был бы ожидаем для засушливых районов, где ветер переносит частички песка и пыли, и в условиях большой влажности, присущей Северному морю, его не должно было бы быть. Однако расчёты показали, что при суммировании скоростей свободного падения капли и скорости вращения лопастей, тангенциальная скорость удара капли дождя о переднюю кромку лопасти ближе к наружному диаметру не падает ниже 80 м/с (288 км/ч).

Чем чреваты подобные повреждения? Надо понимать, что повреждения как на фото вовсе не требуют немедленной замены лопасти из-за угрозы её разрушения. Однако они серьёзно нарушают аэродинамику лопасти и ведут к снижению эффективности ветрогенератора, снижая вырабатываемую им мощность. Предварительные оценки (довольно оптимистичные) показывали, что падение эффективности составит всего 5%, но одно из исследований, результат которого был опубликован в июле 2022 года, показывает, что падение выработки электроэнергии вызванное эрозией лопастей может достигать 25%.

Почему проблема именно с каплями дождя, а не, скажем, с градом? Разрушительное воздействие града на лопасти работающей турбины куда более катастрофично, но более предсказуемо. Поэтому турбины на время неблагоприятных погодных условий либо сильно замедляют, либо вообще останавливают. Воздействие же капель дождя не было учтено должным образом и никому в голову не приходило, что турбины надо замедлять ещё и на время не столь уже редкого в Северном море дождя. [1-6].

ВЭС и чрезвычайные ситуации. 28 августа 2016 г. в пожарную часть города Иссельбург (на северо-западе Германии) поступило сообщение о пожаре на ветроустановке – рис. 1-7. Прибывшей на место пожарной команде не оставалось ничего другого, как наблюдать за тем, как огонь поглощает установку компании «NEG Micon», а горящие лопасти рушатся на землю, поскольку для тушения пожара у них отсутствовало оборудование требуемой высоты [1-7].



Рис. 1-7. Пожар на ветроустановке.

По данным, содержащимся в базе «Caithness Windfarm Information Forum» (CWIF), в период 2014-2018 в мире происходило в среднем 164 инцидента (не только возгораний!) с ветровыми турбинами в год. Что касается пожаров, то в 2013 году их было зафиксировано 24, в 2014 г – 19, 2015 г – 19, 2016 г – 28, 2017 г – 24, 2018 г – 26 [1-7].

Солнечная энергетика. Существуют две основные разновидности солнечных электростанций. На станциях первого типа (гелиоконцентраторы)

вода нагревается светом, который концентрируется с помощью системы управляемых зеркал – рис. 1-8 [1-2]. Эти станции достаточно сложны в конструкции.



Рис. 1-8. Солнечная электростанция в Калифорнии, использующая концентрацию солнечного света системой зеркал [1-2].

Станции второго типа представляют батарею фотоэлементов. Стоимость фотоэлементов достаточно высока, а КПД не превышает 20 % [1-2]. Однако такая станция не только проста в конструкции, но в чистой атмосфере, например в горах, практически не требует обслуживания – рис. 1-9. Сегодня стоимость энергии фотоэлектрических станций существенно ниже, чем гелиоконцентраторов, и продолжает снижаться.



Рис. 1-9. Торейская СЭС – крупнейшая солнечная электростанция в Республике Бурятия [1-8].

Недостатками солнечной энергетики по сравнению с ветроэнергетикой являются:

- жесткая зависимость вырабатываемой мощности от времени суток;
- жесткая сезонность в не тропической зоне;
- нерентабельность в высоких широтах;
- значительная площадь электростанции;
- необходимость периодической очистки фотоэлементов.

В связи с этими недостатками, существенными для развития отрасли в отдельно взятой европейской стране, установленные мощности солнечной энергетики сегодня уступают установленным мощностям ветроэнергетики. Стабильность выработки солнечной энергии в качестве основной во все сезоны теоретически могут обеспечить Саудовская Аравия или Египет, но не европейские страны.

Виды солнечных панелей. В настоящее время, для генерации электрической энергии используются солнечные панели на основе кремния (с-Si, mc-Si и кремниевые тонкопленочные батареи), теллурида кадмия CdTe, соединения медь-индий (галлий)-селен Cu(InGa)Se₂, а также концентраторные батареи на основе арсенида галлия (GaAs).

Солнечные батареи (СБ) на основе кремния составляют на сегодняшний день порядка 85% всех выпускаемых солнечных панелей – рис. 1-10.

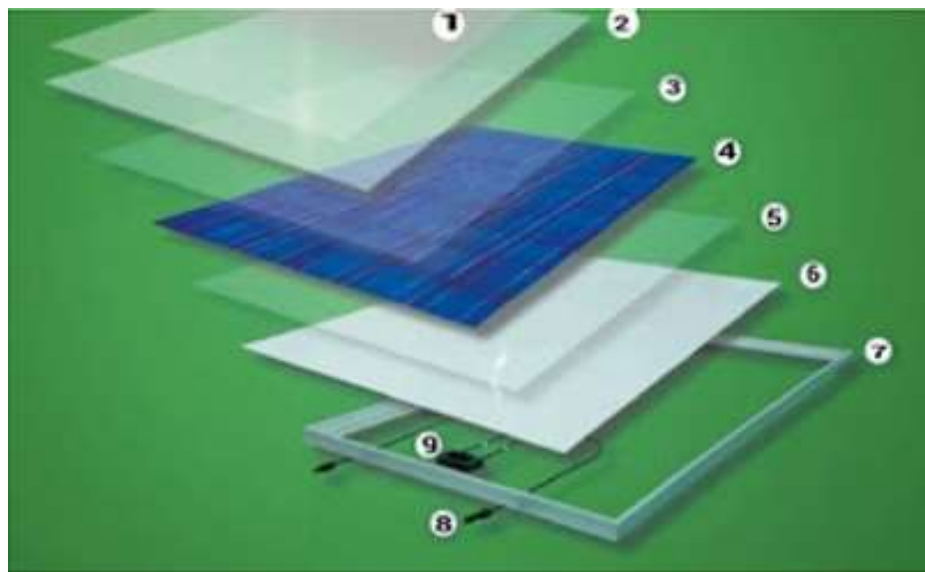


Рис. 1-10. Устройство солнечной батареи: 1 – антибликовая пленка; 2 – закаленное стекло; 3 – пленка EVA (состоит из полимерных смол этилена винилацетата, применяется при изготовлении триплексов (безопасного стекла) как связующий элемент); 4 – солнечные элементы; 5 – пленка EVA; 6 – белая защитная пленка; 7 – рама из алюминия; 8 – провода; 9 – соединительная коробка.

Исторически это обусловлено тем, что при производстве СБ на основе кремния использовался обширный технологический задел и инфраструктура микроэлектронной промышленности, основной «рабочей лошадкой» которой также является кремний. В результате, многие ключевые технологии микроэлектронной промышленности такие как выращивание кремния,

нанесения покрытий, легирования, удалось адаптировать для производства кремниевых батарей с минимальными изменениями и инвестициями. Кроме того, кремний – один из самых распространенных элементов земной коры и составляет по разным данным 27-29% по массе. Таким образом, нет никаких физических ограничений для производства значительной доли электроэнергии Земли с имеющимися запасами Si.

Тонкопленочные солнечные панели. Кремний из-за своих особых электрофизических свойств (непрямозонный полупроводник) обладает довольно низким коэффициентом поглощения, особенно в области инфракрасных длин волн. Для эффективного поглощения солнечного излучения толщина кремниевой пластины должна составлять довольно внушительные 100-300 мкм. Более толстые пластины означают больший расход материала, что ведет к удорожанию СБ.

В то же время, прямозонные полупроводники: GaAs, CdTe, Cu(InGa)Se₂, и даже некоторые модифицированные формы Si, способны поглощать требуемое количество солнечной энергии при толщине всего в несколько микрон – рис. 1-11. Панели представляют собой тонкие стальные или полимерные ленты, на которые напыляют специальный полупроводниковый слой, подсоединяют электроды и ламинируют. Полученные таким образом солнечные панели могут сгибаться, перекручиваться, нарезаться [1-10].

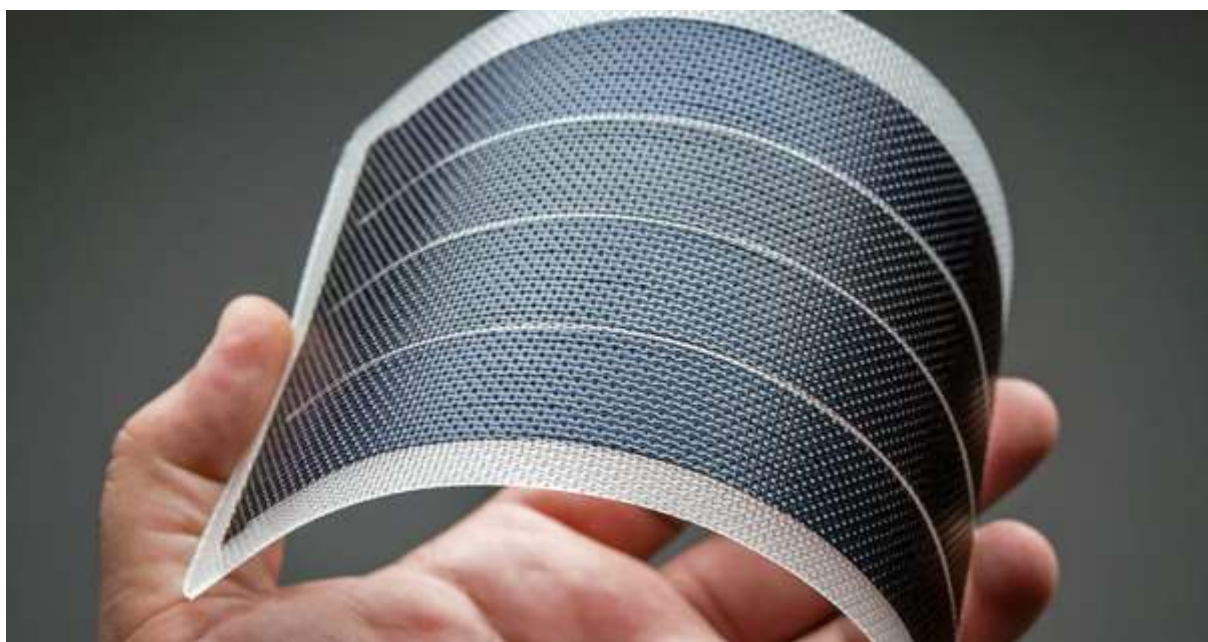


Рис. 1-11. Гибкая солнечная панель [1-10].

Есть и новый тип тонкопленочных солнечных батарей (солнечные элементы третьего поколения) – органические солнечные элементы (ОСЭ) – рис. 1-12 [1-11]. В этой технологии для преобразования солнечного света в электричество используются органические полимерные материалы – соединения на основе углерода. Ключевое преимущество ОСЭ заключается в их универсальности; их можно производить с использованием различных

процессов, включая печать, что открывает захватывающие возможности для производства и применения.

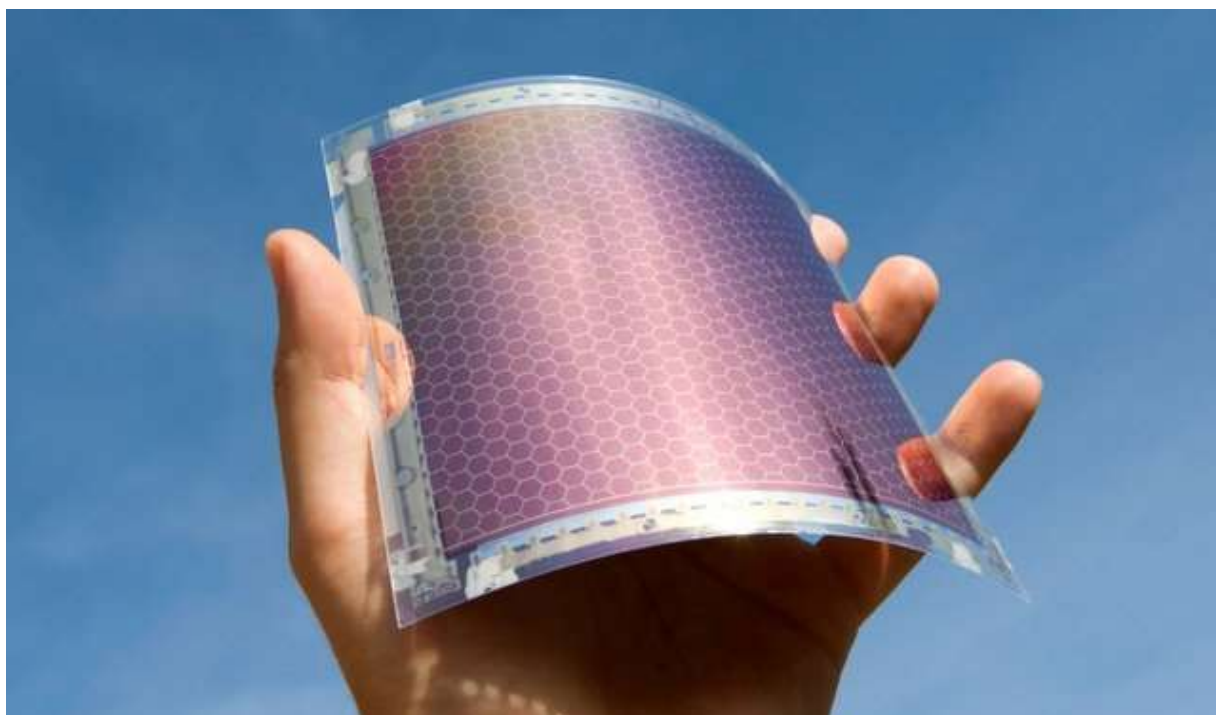


Рис. 1-12. Гибкая солнечная панель типа ОСЭ [1-11].

Экологические риски использования редкоземельных металлов. Теллурид-кадмиевые (CdTe) гибкие солнечные батареи обладают высокой стабильностью, небольшим весом и высокой стоимостью. Демонстрируют устойчивость к жесткому излучению, температурную стабильность генерации. У батарей на основе селенида меди-галлия-индия Cu(InGa)Se_2 КПД достигает 27%. Панели демонстрируют высокую температурную стабильность, широкий охват спектра излучения [1-10].

Но для создания таких солнечных элементов необходимы редкоземельные металлы, технология добычи которых сопряжена с серьезными экологическими проблемами. В связи с тем, что разработка месторождений редких и редкоземельных металлов может осуществляться как открытым, так и закрытым способами – экологические риски будут соответственно дифференцироваться. При открытом ведении работ основные экологические факторы, подлежащие учету при проектировании горных предприятий, – нарушения земной поверхности, атмосферы и гидросферы вокруг предприятий.

Территории, на которых фиксируют ухудшение состояния окружающей среды вследствие деятельности горнорудного предприятия, распространяются далеко за пределы земельного отвода. Земельный отвод для горного предприятия, как правило, в 2-10 раз превышает площадь карьера. Протяженность зоны загрязнения атмосферы может составлять 10-15 км, радиус нарушения гидробаланса – десятки километров.

Кадмий (Cd) относится к группе особо опасных токсических веществ. Во внешней среде он присутствует в малых количествах. Сфера применения – в

основном промышленная. Пути поступления в окружающую среду – вместе с отходами от предприятий металлургии, со сточными водами от гальванических и ряда других производств, где кадмий задействован в технологическом процессе, а также при использовании фосфатных удобрений. В воздухе крупных городов, где есть металлургическое производство, имеется тенденция к накоплению кадмия. Воздушный бассейн пополняется пятью тоннами выбросов кадмия в год. В пятидесяти городах России ведется контроль за содержанием кадмия в воздухе.

Потенциал ВИЭ России. По состоянию на **01.06.2025** совокупная установленная мощность объектов ВИЭ в России составляет **6,64 ГВт**. В структуре установленной мощности ВИЭ лидируют ветровые и солнечные электростанции (на них приходится по 2,57 и 2,55 ГВт мощности соответственно) и малые гидроэлектростанции мощностью до 50 МВт (1,32 ГВт). Помимо этого, эксплуатируются электростанции, функционирующие на основе биомассы, биогаза, свалочного газа, твердых бытовых отходов и геотермальной энергии совокупной мощностью более 200 МВт [1-9].

ВЭС выгодно использовать в таких местах, где среднегодовая скорость ветра выше 3,5–4 м/с для небольших станций и выше 5 м/с для станций большой мощности. В России зоны со скоростью ветра 5 м/с расположены, в основном, вдоль берегов Северного Ледовитого и Тихого океанов и в Южном федеральном округе – рис. 1-13 [1-12].

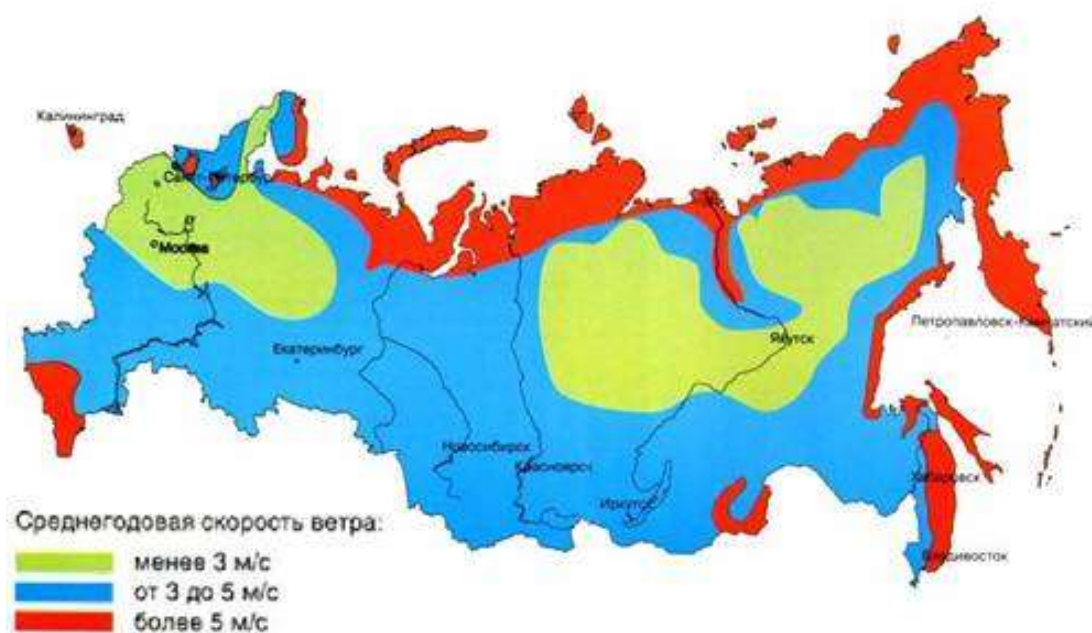


Рис. 1-13. Ветровые зоны России [1-12].

Наибольший объем введенных и отобранных проектов реализован и запланирован к размещению в Волгоградской области, Ставропольском крае и Ростовской области. Распределение отобранных проектов по компаниям и субъектам РФ представлено на рис. 1-14 [1-8].



Рис. 1-14. Объекты ВЭС, введенные в 2021 году [1-8].

Солнечная энергетика России. Зоны по продолжительности солнечного сияния показаны на рис. 1-15 [1-14]. По состоянию на июль 2022 года реализовано 100% проектов в соответствии с отобранными в результате конкурсных отборов квот. В 2021 году и первом полугодии 2022 года в рамках ДПМ ВИЭ* (см. справку ниже) введены солнечные электростанции совокупной мощностью 203 и 138 МВт. Информация о некоторых действующих СЭС России приведена в табл. 1-1.

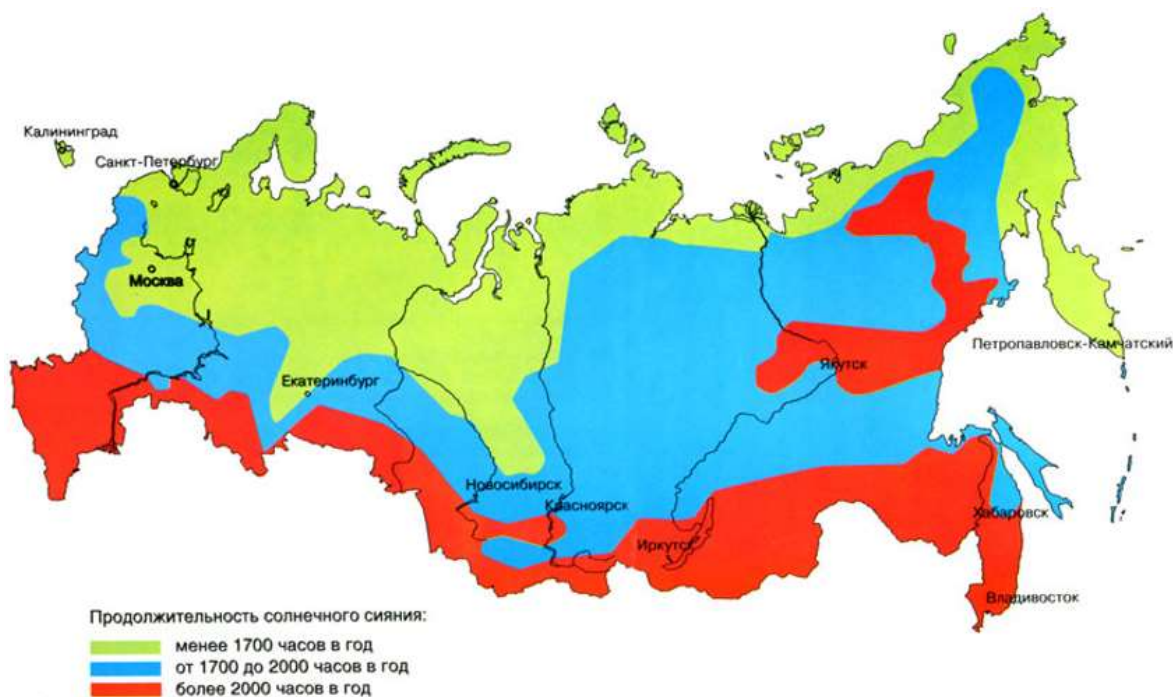


Рис. 1-15. Продолжительность солнечного сияния по регионам России [1-14].

Таблица 1-1.

Действующие СЭС России (всего на 2022 год – более 50)

№	Название	Установленная мощность, МВт	Область
1	Перово	105,6	Республика Крым
2	Самарская СЭС	75,0	Самарская область
3	Николаевка	69,7	Республика Крым
4	Ахтубинская СЭС	60,0	Астраханская область
5	Фунтовская СЭС	60,0	Астраханская область
6	Охотниково	40,9	Республика Крым
7	Орская СЭС им. А. А. Власова	40,0	Оренбургская область
8	Митяево	31,6	Республика Крым
9	Чкаловская СЭС	30,0	Оренбургская область
10	Елшанская СЭС	25,0	Оренбургская область
11	Майминская СЭС (1-я, 2-я и 3-я очереди)	25,0	Республика Алтай
12	Волгоградская СЭС	25,0	Волгоградская область
13	Соль-Илецкая СЭС	25,0	Оренбургская область
14	Бурибаевская СЭС (1-я и 2-я очереди)	20,0	Республика Башкортостан
15	СЭС "Нива"	15,0	Астраханская область
16	Заводская СЭС	15,0	Астраханская область
17	Новоузенская СЭС	15,0	Саратовская область

На сегодняшний день установленная мощность ВИЭ-генерации в России составляет примерно 2,2% от общей мощности всех генерирующих объектов РФ (на ДПМ ВИЭ* приходится доля 1,5%).

**Справка: ДПМ ВИЭ – программа стимулирования развития ВИЭ-генерации в ЕЭС России за счет гарантированной оплаты мощности по договору о предоставлении мощности (ДПМ) на оптовый рынок, заключенному с владельцем электростанции. Создание специального механизма поддержки генерации ВИЭ на оптовом рынке утверждено Постановлением Правительства РФ от 28 мая 2013 г. N 449 «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности» [1-13].*

При выполнении всех запланированных целей совокупная мощность ВИЭ к 2035 году приблизится к 20 ГВт и составит около 7% в общем объеме установленной мощности России (рис. 1-16).

Темы отчетов по практическому занятию 01:

1. Почему у «зелёной» энергетики сложное будущее?
2. Проблемы применения альтернативных источников энергии.
3. Что характеризует показатель EROI (EROEI)?
4. ВИЭ и экология. Действительно ли возобновляемая энергетика – «зеленая»?
5. Потенциал ВИЭ России.



Рис. 1-16. Текущая и прогнозная доля ВИЭ в установленной мощности [1-8].

Требования к отчету. Совершенствование электрооборудования происходит постоянно, и информация о ВИЭ, изложенная выше, неизбежно устаревает и теряет актуальность. Поэтому при подготовке отчета по заданной (или выбранной) теме в обязательном порядке должен быть проведен поиск дополнительного материала в «Интернете» с оформлением библиографических ссылок на источники. При защите отчета необходимо уметь давать пояснения по существу выполненного задания.

Контрольные вопросы:

1. Оценивать и сравнивать стоимость электроэнергии, полученной различными способами, наиболее корректно с помощью показателя EROI или EROEI (energy returned on energy invested). Что это за показатель?
2. Каков порог экономичности показателя EROEI?
3. Работа каких «зеленых» энергоустановок сопровождается инфразвуковым шумом?
4. Какие возобновляемые источники энергии наиболее распространены в настоящее время?
5. Когда в крупных ветровых установках проявляется эффект «следа ветра», приводящий к потерям выходной мощности?
6. Что означает ДПМ ВИЭ?
7. Какие существуют типы тонкопленочных солнечных панелей?
8. В каком регионе России в настоящее время – наибольший объем построенных и принятых к реализации проектов ВЭС?
9. Какая среднегодовая скорость ветра необходима для работы ВЭС большой мощности?

Библиографический список

1-1. Козлов, А.Н. Электротехническое оборудование последнего поколения: учеб. пособие / А.Н. Козлов, В.А. Козлов, А.Г. Ротачева. – 3-е изд., испр. и доп.; Амур. гос. ун-т, каф. Энергетики. – Благовещенск: АмГУ, 2025. – 223 с.

1-2. Альтернативная энергетика [Электронный ресурс]. URL: <https://ruxpert.ru/%D0%90%D0%BB%D1%8C%D1%82%D0%B5%D1%80%D0%BD%D0%B0%D1%82%D0%B8%D0%B2%D0%BD%D0%B0%D1%8F%D1%8D%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%B3%D0%B5%D1%82%D0%B8%D0%BA%D0%B0> (дата обращения 05.08.2025).

1-3. Почему лопасти ветрогенераторов так медленно вращаются. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.ixbt.com/live/offtopic/pochemu-lopasti-vetrogeneratorov-tak-medlenno-vraschayutsya.html> (дата обращения 05.08.2025).

1-4. Массовое развитие ветроэнергетики может нанести серьезный вред планете [Электронный ресурс]. URL: <https://eenergy.media/2017/03/08/massovoe-razvitie-vetroenergetiki-mozhet-nanesti-sereznyj-vred-planete/> (дата обращения 05.08.2025).

1-5. Инфразвук и его источники [Электронный ресурс]. URL: https://www.orgma.ru/sveden/education/Metod_Biofizika_Stomatologiya-045.pdf (дата обращения 05.08.2025).

1-6. Фотофакт. Повреждения лопастей ветрогенераторов и что из этого следует [Электронный ресурс]. URL: https://pikabu.ru/story/fotofakt_povrezhdeniya_lopastey_vetrogeneratorov_i_chno_iz_yetogo_sleduet_9433089 (дата обращения 05.08.2025).

1-7. Пожары ветрогенераторов – «жгучая» проблема для отрасли [Электронный ресурс]. URL: https://elektrovesti.net/64313_pozhary-vetrogeneratorov-zhguchaya-problema-dlya-otrasli (дата обращения 10.02.2020).

1-8. Рынок возобновляемой энергетики РФ: текущий статус и перспективы развития. Часть 1 [Электронный ресурс]. URL: <https://www.c-o-k.ru/articles/rynok-vozobnovlyaemoy-energetiki-rf-tekuschiy-status-i-perspektivy-razvitiya-chast-1> (дата обращения 05.08.2025).

1-9. Статистика ВИЭ [Электронный ресурс]. URL: <https://rreda.ru/industry/statistics/> (дата обращения 05.08.2025).

1-10. Гибкая солнечная панель: виды, крепление, плюсы и минусы [Электронный ресурс]. URL: https://reenergo.ru/blog/gibkaya-solnechnaya-panel-vidy-kreplenie-plyusy-i-minusy/?srsltid=AfmBOoo9Yqa6Lv0I_o9hfgSLy0C4wJ7eTb74VpyxNQ9BsrCF0eKnUSSC (дата обращения 07.08.2025).

1-11. Изучение органических солнечных элементов: рубеж будущих фотоэлектрических технологий [Электронный ресурс]. URL: <https://ru.shieldchannel.com/blogs/solar-panels/organic-solar-cells> (дата обращения 07.08.2025).

1-12. Стоцкий К.С. Ветроэнергетика России и Европы // Наука через призму времени. – 2019. – №10 (31).

1-13. Конкурсные отборы инвестиционных проектов ВИЭ [Электронный ресурс]. URL: <https://rreda.ru/industry/competitive-selection/> (дата обращения 07.08.2025).

1-14. Что такое инсоляция [Электронный ресурс]. URL: <https://infra-t.ru/insolaytsiya/> (дата обращения 07.08.2025).

2. АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГЕТИКА, ЧАСТЬ 2: ГЕОТЕРМАЛЬНАЯ, ПРИЛИВНАЯ И АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Цель практического занятия: Ознакомиться с существующими конструкциями устройств возобновляемой энергетики – геотермальными и приливными электростанциями, а также с направлениями развития атомной энергетики.

Порядок проведения практического занятия: В аудитории выполняется разбор теоретической части занятия. В качестве отчета по практическому занятию Вам необходимо:

1. Подготовить реферат по одной из тем, приведенных ниже в пункте «Темы отчетов по практическому занятию 02». При очной форме обучения письменный отчет сдается на проверку преподавателю; при дистанционной форме отчет размещается в СДО MOODLE в папке «Выполненные отчеты по практическому занятию 02». Формат отчета – файл pdf.

При работе над рефератом может потребоваться дополнительная информация, за которой следует обратиться к [2-1].

2. При очной форме обучения защита отчета проводится в форме собеседования с преподавателем. При дистанционной форме необходимо сдать контрольный тест. Вам будет предложено 5 вопросов, Ваша задача – выбрать из предлагаемых ответов тот, который Вы считаете правильным. Оценка соответствует количеству правильных ответов.

Примерный перечень контрольных вопросов приведен в конце данного раздела.

Теоретическая часть. Не все альтернативные источники энергии одинаково доступны и выгодны. Энергия приливов и геотермальная энергия жёстко локализованы и ограничены, поэтому реальную экономически реализуемую альтернативу сжиганию топлива сегодня могут составить только ветер и солнечная радиация.

Биотопливо, например этанол из сахарного тростника, может иметь некоторое значение для обеспечения транспорта при высоких ценах на нефть, но не для энергетики в целом.

Геотермальная энергетика. Геотермальная – энергия, получаемая из природного тепла Земли. Достичь этого тепла можно с помощью скважин. Геотермический градиент в скважине возрастает на 1°С каждые 36 метров. Это тепло предоставляется на поверхность в виде пара или горячей воды. Но разогретые подземные источники – весьма редкое явление в масштабах планеты, поэтому был разработан альтернативный подход: если в горячей глубине земной коры нет воды, значит, ее нужно туда закачать. Петротермальный принцип подразумевает закачку воды в глубокую скважину с разогретой породой, где жидкость превращается в пар и по другой скважине возвращается обратно на турбину электростанции – рис. 2-1.

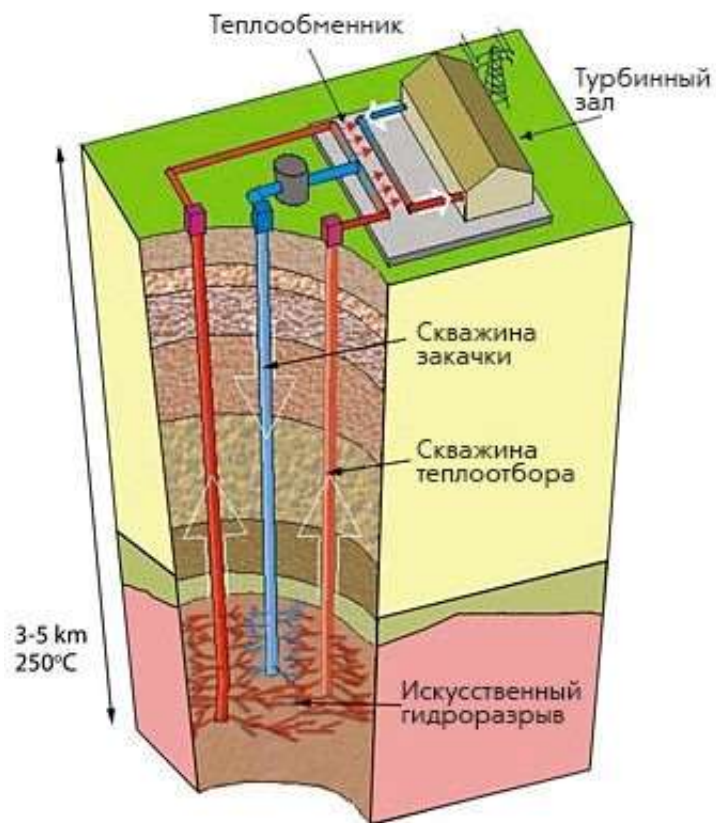


Рис.2-1. Упрощенная схема петротермальной электростанции [2-1].

Соединить под землей на глубине нескольких километров две скважины нереально – вода между ними сообщается за счет разломов, образующихся в результате закачивания жидкости под огромным давлением (гидроразрыв).

Области вокруг краёв континентальных плит являются наилучшим местом для строительства геотермальных станций, потому что кора Земли в таких зонах намного тоньше.

Существует несколько способов получения энергии на ГеоТЭС:

- Прямая схема: пар направляется по трубам в турбины, соединённые с электрогенераторами – рис. 2-2, а;

- Непрямая схема: аналогична прямой схеме, но перед попаданием в трубы пар очищают от газов, вызывающих разрушение труб;

- Смешанная схема: аналогична прямой схеме, но после конденсации из воды удаляют не растворившиеся в ней газы.

- Бинарная схема: в качестве рабочего тела используется не термальная вода или пар, а другая жидкость, имеющая низкую температуру кипения. Термальная вода пропускается через теплообменник, где образуется пар другой жидкости, используемой для вращения турбины – рис. 2-2, б. Такая схема используется, например, на геотермальной электростанции Ландау в Германии, где в качестве рабочего тела применяется изопентан [2-2].

Преимущества геотермальной энергетики [2-2]:

Неисчерпаемость (в результате действий человека, по крайней мере).

Ежегодный тепловой поток Земли к поверхности составляет порядка 400 000

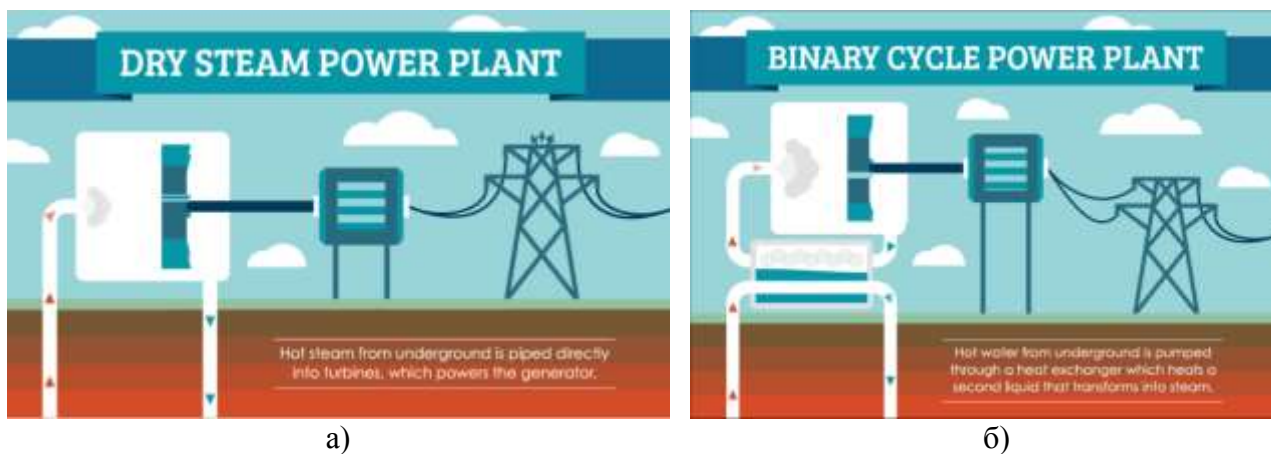


Рис. 2-2. Упрощенные схемы ГеоТЭС: а – прямого цикла; б – бинарного цикла [2-2].

ТВт·ч в год, что в 17 раз больше, чем за тот же период вырабатывают все электростанции планеты. Температура ядра Земли составляет 6000 °С, а скорость остывания оценивается в 300-500 °С за 1 млрд лет. Не стоит беспокоиться о том, что человечество способно ускорить этот процесс бурением скважин и закачкой туда воды – падение температуры ядра на 1 градус высвобождает 2·10²⁰ кВт·ч энергии, что в миллионы раз больше ежегодного потребления электроэнергии всем человечеством.

Стабильность. При соблюдении технологических процессов по обратной отдаче воды в скважину гидротермальная электростанция будет непрерывно функционировать в режиме 24/7.

Компактность и удобство для сложных районов. Электроснабжение отдаленных областей с изолированной инфраструктурой – задача непростая. Она осложняется еще больше, если район имеет плохую транспортную доступность, а рельеф не походит для строительства традиционных электростанций. Геотермальная станция с выработкой 1 ГВт·ч/год займет площадь 400 м² – даже в гористой местности геотермальной электростанции потребуется очень небольшой участок и автомобильная дорога.

Экологичность. Само по себе функционирование геотермальной станции практически безвредно: её выброс углекислого газа в атмосферу оценивается в 45 кг СО₂ на 1 кВт·ч выработанной энергии. Для сравнения: у угольных станций на тот же киловатт-час приходится 1000 кг СО₂, у нефтяных – 840 кг, газовых – 469 кг. Впрочем, на атомные станции приходится всего 16 кг – уж чего-чего, а углекислого газа они производят минимум.

Возможность параллельной добычи полезных ископаемых. На некоторых энергоблоках ГеоТЭС, помимо электроэнергии, добывают газы и металлы, растворенные в поступающей из-под земли пароводяной смеси. Их можно было бы просто пустить вместе с отработанным конденсированным паром обратно в скважину, но, учитывая, какие объемы полезных элементов проходят через геотермальную электростанцию, разумнее наладить их добычу. В некоторых районах Италии пар из скважин содержит 150-700 мг борной кислоты на каждый килограмм пара. Одна из местных гидротермических

электростанций на 4 МВт расходует 20 кг пара в секунду, поэтому добыча борной кислоты там поставлена на промышленную основу.

Недостатки геотермальной энергетики [2-2]:

Рабочая жидкость опасна. Как было отмечено выше, ГеоТЭС не вырабатывают дополнительных токсичных выбросов, лишь только небольшой объем углекислого газа, на порядок меньший, чем у газовых ТЭС. Что, впрочем, не значит, что подземные воды и пар – это всегда чистые субстанции, сродни минеральной питьевой воде. Пароводяная смесь из земных глубин насыщена газами и тяжелыми металлами, которые свойственны конкретному участку земной коры: свинец, кадмий, мышьяк, цинк, сера, бор, аммиак, фенол и так далее. В некоторых случаях по трубам к ГеоТЭС течёт такой впечатляющий коктейль, что его сброс в атмосферу или водоемы немедленно вызовет локальную экологическую катастрофу. При соблюдении всех требований безопасности пар, отправляемый в атмосферу, тщательно фильтруется от металлов и газов, а конденсат закачивается обратно в скважину. Но в случае нештатных ситуаций или намеренного нарушения технического регламента геотермальная станция может нанести окружающей среде некоторый урон.

Высокая стоимость за киловатт. Несмотря на относительную простоту конструкции ГеоТЭС, первичные вложения в их строительство немалые. Много средств уходит на геологоразведку и анализ, в результате чего себестоимость геотермальных станций колеблется на уровне \$2800/кВт установленной мощности. Для сравнения: ТЭС – \$1000/кВт, ветряки – \$1600/кВт, солнечная электростанция – \$1800-2000/кВт, АЭС – около \$6000/кВт. Причём для ГеоТЭС приведена усреднённая стоимость, которая может сильно варьироваться в зависимости от страны, рельефа, химического состава пара и глубины бурения.

Относительно низкая мощность. ГеоТЭС в принципе пока не могут сравниться по выработке электроэнергии с ГЭС, АЭС и ТЭС. Даже при бурении большого количества скважин поток пара все равно будет невелик, а произведённого электричества хватит лишь для небольших населённых пунктов.

Самый мощный на 2019 год геотермальный энергокомплекс The Geysers раскинулся на площади 78 км² в Калифорнии, США. Он состоит из 22 гидротермальных станций и 350 скважин с общей установленной мощностью 1517 МВт (реальная выработка 955 МВт), которые покрывают до 60% энергопотребностей северного побережья штата. Мощность всего The Geysers сопоставима с советским реактором РБМК-1500, когда-то работавшем на Игналинской АЭС, где их было два, а сама АЭС располагалась на площади 0,75 км². ГеоТЭС с выработкой 200-300 МВт считаются очень мощными, большинство же станций по миру оперируют двузначными числами.

В настоящее время крупнейшей ГеоТЭС является Олкария IV (Olkaria IV) в Кении (парк Ворота Ада) мощностью 140 МВт – рис. 2.3 [2-2]. Свое название она получила по имени вулканического района, в котором расположена.



Рис. 2-3. ГеоТЭС Olkaria IV в Кении [2-2].

ГеоТЭС России. В России развитие геотермальной энергетики идет очень неторопливыми темпами, так как в строительстве дополнительных электростанций нет особой необходимости. В 2015 году на долю таких станций приходилось всего 82 МВт.

Паужетская геотермальная станция – рис. 2-4, построенная на Камчатке в 1966 году, была первой в СССР. Ее изначальная установленная мощность составляла всего 5 МВт, сейчас она доведена до 12 МВт. Вслед за ней появилась Паратунская станция с мощностью всего 600 кВт – первая бинарная ГеоТЭС в мире.

Сейчас в России действуют только четыре станции, три из них – Паужетская (12 МВт), Верхне-Мутновская (12 МВт) и Мутновская (50 МВт) – питают Камчатку, ещё одна, Менделеевская ГеоТЭС на 3,6 МВт, снабжает остров Кунашир Курильской гряды.

Приливная энергетика. Приливная электростанция (ПЭС) – особый вид гидроэлектростанции, использующий энергию приливов. Приливные электростанции строят на берегах морей, где гравитационные силы Луны и Солнца дважды в сутки изменяют уровень воды [2-3].

В России с 1968 года действует экспериментальная Кислогубская ПЭС в Кислой губе на побережье Баренцева моря – рис. 2-5. На 2009 год её мощность составляла 1,7 МВт.

На этапе проектирования находится Северная ПЭС в губе Долгая-Восточная на Кольском полуострове мощностью 12 МВт.



Рис. 2-4. Паужетская ГеоТЭС.



Рис. 2-5. Кислогубская ПЭС, Россия

В советское время также были разработаны проекты строительства ПЭС в Мезенской губе (мощность 11 000 МВт) на Белом море, Пенжинской

губе и Тугурском заливе (мощностью 8000 МВт) на Охотском море, в настоящее время статус этих проектов неизвестен.

Пенжинская ПЭС могла бы стать самой мощной электростанцией в мире – проектная мощность 87 ГВт. Во время прилива вода в Пенжинской губе поднимается на 9 метров, а иногда и до 13 метров. Через "ворота" губы каждые сутки перемещается до 500 кубических километров воды. Чтобы понять, как это много, достаточно вспомнить, что река Волга такое количество воды переносит за 2 года, а река Дон – за 25 лет. Даже самая мощная река мира – Амазонка – способна перенести 500 км³ воды лишь за 25 дней.

Два возможных варианта Пенжинской ПЭС: Северный створ (21 ГВт) и Южный створ (87 ГВт) – рис. 2-6.



Рис. 2-6. Варианты размещения Пенжинской ПЭС, Россия

Район Пенжинской губы малонаселен, там нет промышленности. Ближайшие потребители – Камчатка, Приморье, Хабаровский край, Сахалин, Магадан – во-первых удалены настолько, что потери энергии в ЛЭП даже ультравысокого напряжения будут чрезвычайно высокими. Во-вторых, уже обеспечены энергией и куда им девать еще почти 100 ГВт – пока непонятно.

Можно попробовать продавать не саму электроэнергию, а продукт, созданный с ее помощью. А именно – водород – рис. 2-7 [2-4].



Рис. 2-6. Вариант использования электроэнергии Пенжинской ПЭС.

Атомная энергетика. На январь 2024 года в России на 11 действующих АЭС эксплуатируется 37 энергоблоков общей установленной мощностью ~30 ГВт, из них:

- 24 реактора с водой под давлением типа ВВЭР, мощностью от 400 до 1200 МВт;
- 11 канальных кипящих реакторов — 8 РБМК-1000 (1000 МВт каждый) и 3 ЭГП-6 (12 МВт каждый);
- 2 реактора на быстрых нейтронах – БН-600 (600 МВт) и БН-800 (885 МВт);
- 1 плавучий энергоблок (ПЭБ) в составе двух реакторных установок типа КЛТ-40С электрической мощностью по 35 МВт.

Самый старый реактор – реактор №4 Нововоронежской АЭС ВВЭР-440, введенный в эксплуатацию 28.12.1972 г. (52 года).

Россия обладает полным спектром технологий атомной энергетики, от добычи урановых руд до выработки электроэнергии:

- обладает значительными разведанными запасами урановых руд и промышленностью по их добыче и переработке;
- является мировым лидером по обогащению урана;
- владеет технологиями проектирования и фабрикации ядерного топлива;
- осуществляет проектирование, строительство и вывод из эксплуатации атомных энергоблоков;
- ведёт переработку и утилизацию отработанного ядерного топлива.

Обогащение урана на центрифуге. Пионерами в освоении центрифужного разделения изотопов урана были советские ученые. Опытный каскад центрифуг запустили в 1957 году. Технология оказалась настолько эффективной, что к началу 1990-х полностью вытеснила газовую диффузию.

Советские физики рассматривали два способа. Первый – газовая диффузия, «продавливание» гексафторида урана* (см. справку ниже) сквозь мелкопористую мембрану. Этот метод использует различие в скорости движения изотопов: если заставить их двигаться через мембрану, более легкий уран-235 обгоняет 238-й. Трубка, в которую помещена мембрана, настолько тонка, что изотопы двигаются по ней поодиночке. Самое сложное – сделать такие мембраны. Их производство наладили в 1946 году, и газовая диффузия стала первым методом получения урана-235 на обогатительных комбинатах.

Главным недостатком газодиффузионной технологии была энергозатратность. Например, Братскую ГЭС построили, прежде всего, для обеспечения газодиффузионного завода в Ангарске [2-5].

Во вращающейся центрифуге создается центробежная сила, превышающая силу тяготения Земли в сотни раз. Более тяжелые молекулы гексафторида урана-238 сбиваются на периферии цилиндра, более легкие, гексафторида урана-235, – у оси ротора – рис. 2-7. Метод экономичный: удельное энергопотребление на единицу работы разделения уменьшилось по сравнению с диффузионным методом в 25 раз, а себестоимость – вдвое. Цех на Уральском электрохимическом комбинате – это почти километровый корпус,

около 800 тыс. машин – рис. 2-8, 2-9. В корпусе тишина и прохлада. Работают центрифуги едва слышно: звук – как комариный писк [2-5].



Рис. 2-7. Обогащение урана на центрифуге.

Справка: UF_6 – гексафторид урана, химическое соединение урана, которое при определенных условиях может находиться в газообразном состоянии. Используется в качестве исходного материала при обогащении урана. **Очень токсичен.**

Тепловыделяющие элементы (ТВЭЛы). ТВЭЛ реактора ВВЭР-1000 представляет собой трубку, заполненную таблетками из диоксида урана UO_2 и герметично уплотненную. Трубка ТВЭЛа – рис. 2-10, изготовлена из рекристаллизованного циркония, легированного 1 % ниобия (сплав $Zr1Nb$). Плотность сплава $6,55 \text{ г/см}^3$, температура плавления 1860°C . Для сплава $Zr1Nb$ температура 350°C является критической точкой, после которой прочностные свойства сплава ухудшаются, а пластические увеличиваются. При температуре выше 1000°C цирконий взаимодействует с водяным паром, при 1200°C эта реакция протекает быстро (минуты), выделяющееся тепло реакции разогревает оболочку до температуры плавления (1860°C) и образуется водород, что и произошло на четвертом блоке Чернобыльской АЭС. Наружный диаметр трубки ТВЭЛа $9,1 \pm 0,05 \text{ мм}$, толщина $0,65 \pm 0,03 \text{ мм}$, внутренний диаметр – $7,72^{+0,08} \text{ мм}$ – рис. 2-11 [2-6].



Рис. 2-8. Центрифуги на предприятии по обогащению урана.



Рис. 2-9. Размеры цеха центрифуг. Велосипеды узаконены официально.



Рис. 2-10. Производство оболочек ТВЭЛов.

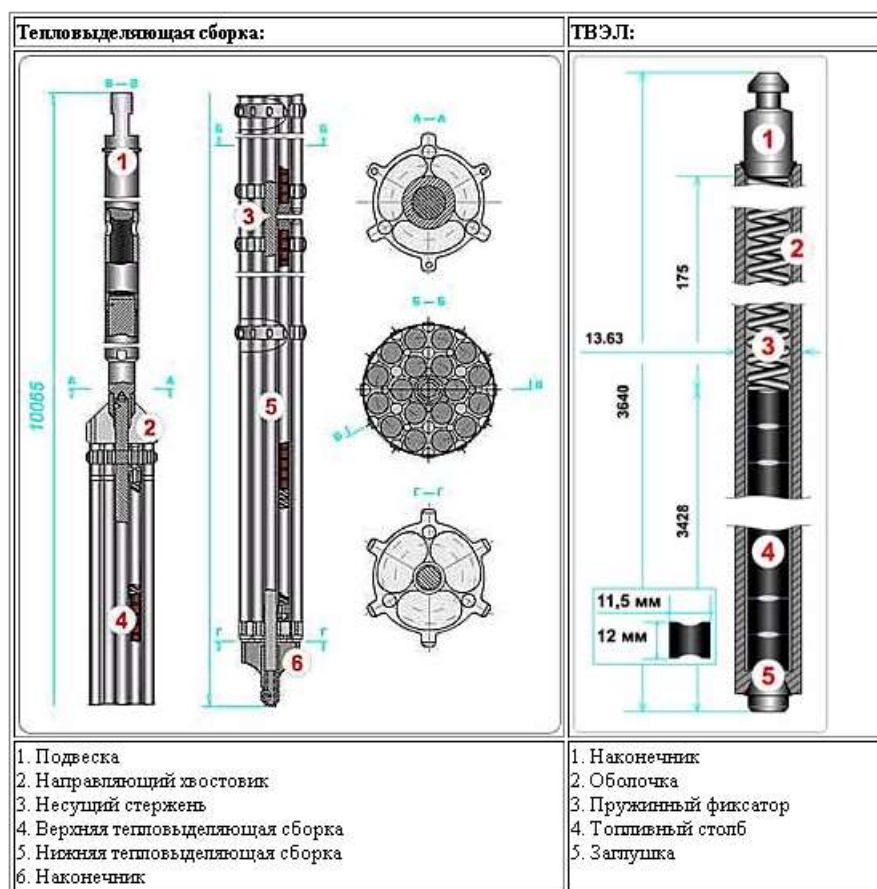


Рис. 2-11. Конструкция ТВЭЛ и тепловыделяющей сборки.

Ядерное топливо чаще всего выпускается в виде керамических таблеток – рис. 2-12, которые укладывают в герметичную оболочку.



Рис. 2-12. Таблетки диоксида урана.

Энергоёмкость этого продукта впечатляет: по данным Института проблем безопасного развития атомной энергетики РАН, одна топливная таблетка из диоксида урана массой 4,5 г выделяет энергию, эквивалентную сжиганию 500 м³ природного газа или 500 кг нефти.

Однако технология производства таблеток керамического качества пока далека от совершенства – это довольно сложный, многостадийный процесс, включающий грануляцию, прессование, удаление пластификатора, спекание. На каждом этапе на результат влияет множество факторов, включая ошибки персонала. В таких условиях неминуем определённый процент брака.

Для решения этих проблем группа исследователей из Дальневосточного федерального университета и Института химии Дальневосточного отделения РАН (оба – г. Владивосток) предложила одностадийный метод электроимпульсного спекания под давлением, или метод искрового плазменного спекания. Порошок диоксида урана засыпают в специальную пресс-форму, через которую пропускают электрический ток с мощным импульсным разрядом. Под его действием порошок разогревается до температуры выше 1000 °С, одновременно на него оказывается механическое давление. В результате в течение нескольких минут образуются таблетки керамического качества из диоксида урана с высокой плотностью [2-7].

Кассета ТВЭЛ и тепловыделяющая сборка. Заполненный ТВЭЛ имеет длину несколько метров. Для обеспечения механической прочности при загрузке в активную зону реактора и при работе, несколько ТВЭЛов монтируются на специальном каркасе, имеющем концевые и дистанционирующие решетки. В зависимости от конструкции различают кассеты ТВЭЛ и тепловыделяющие сборки – рис. 2-13, а, б, в.

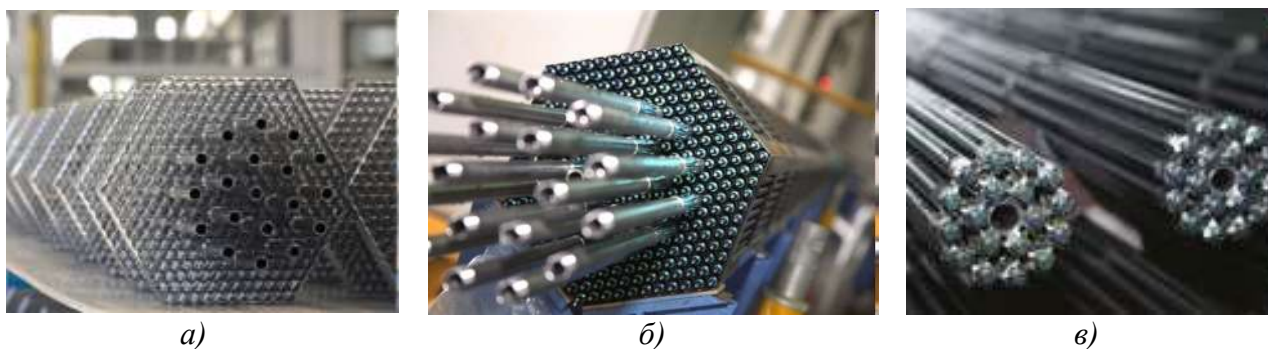


Рис. 2-13. Каркас кассеты ТВЭЛ (а); заполненная кассета (б); тепловыделяющая сборка (в).

Конструкции реакторов России. В России на атомных электростанциях эксплуатируются реакторы нескольких типов, среди которых наиболее распространены: ВВЭР (водо-водяные энергетические реакторы) и РБМК (реакторы большой мощности канальные). Также используются реакторы на быстрых нейтронах типа БН.

РБМК: канальные реакторы, в которых в качестве замедлителя используется графит, а в качестве теплоносителя – легкая вода. РБМК-1000 – наиболее распространенный тип, его особенностью является одноконтурная схема, где кипящий реактор сам является парогенератором – рис. 2-14. РБМК-1000 использовался на Чернобыльской АЭС, и после аварии на этой станции были предприняты меры по улучшению безопасности этих реакторов .

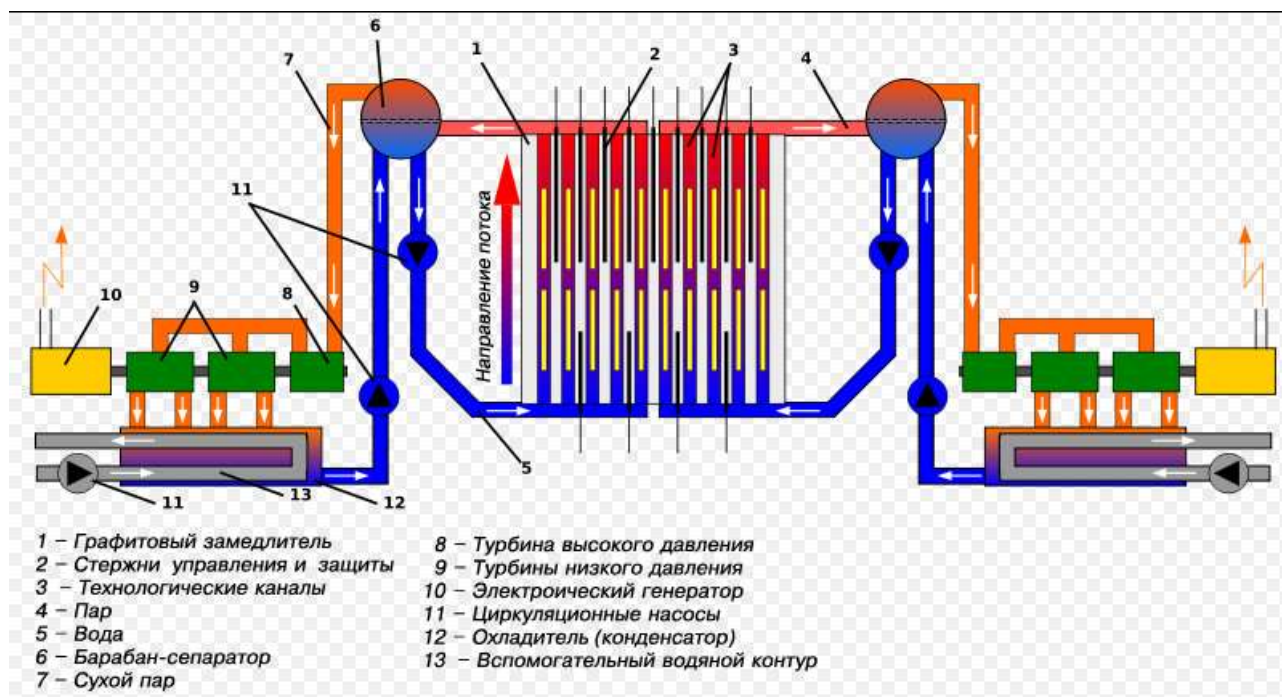


Рис. 2-14. Реактор канальный уран-графитовый. Схема – одноконтурная, т.е. в турбины поступает радиоактивный пар. Топливо – низкообогащенный диоксид урана U235.

Эксплуатация – с 1973 г. по настоящее время. Конструктор – Н.А. Доллежалъ.

ВВЭР: водо-водяные реакторы, работающие на тепловых нейтронах. Они имеют двухконтурную схему: первый контур с водой под

давлением 160 атм (поэтому при температуре порядка 330 °С она остается в жидком состоянии), нагревающейся в активной зоне, и второй контур, где тепло передается воде, превращающейся в пар, не содержащий радиации – рис. 2-15. В России используются различные модификации ВВЭР, включая ВВЭР-1000, ВВЭР-1200 и ВВЭР-440.

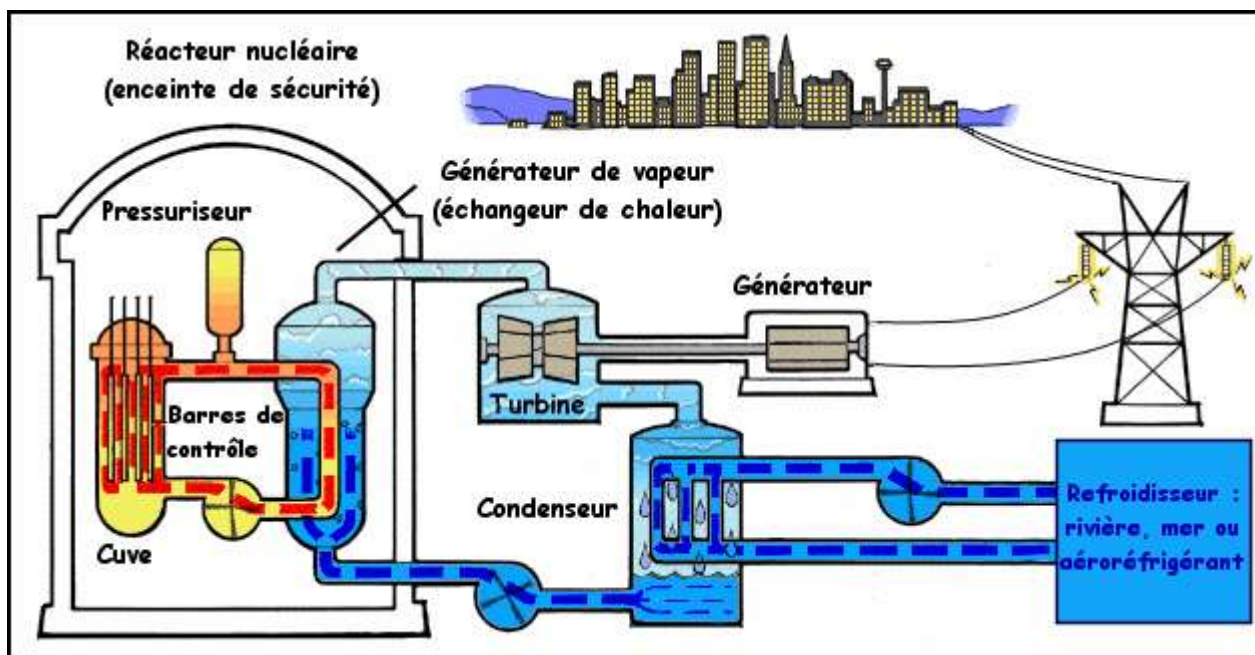


Рис. 2-15. Реактор водо-водяной. Схема – двухконтурная.

БН: реакторы на быстрых нейтронах, охлаждаемые натрием. Они имеют трехконтурную схему для исключения контакта радиоактивного натрия с водой – рис. 2-16, 2-17. В России эксплуатируются реакторы БН-600 и БН-800.

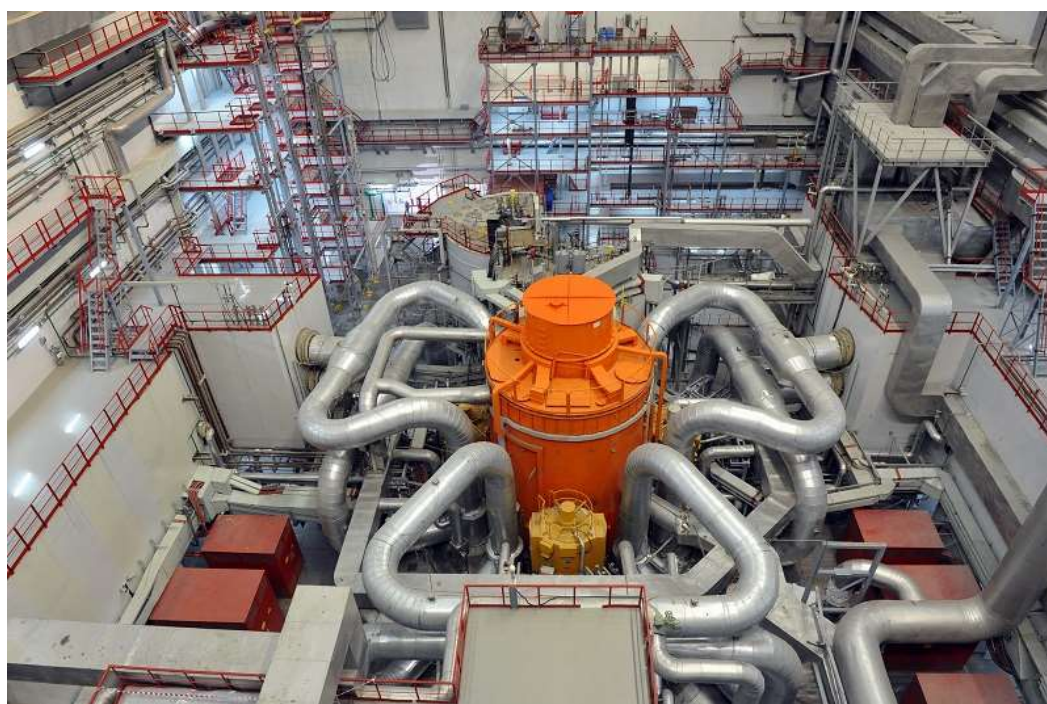
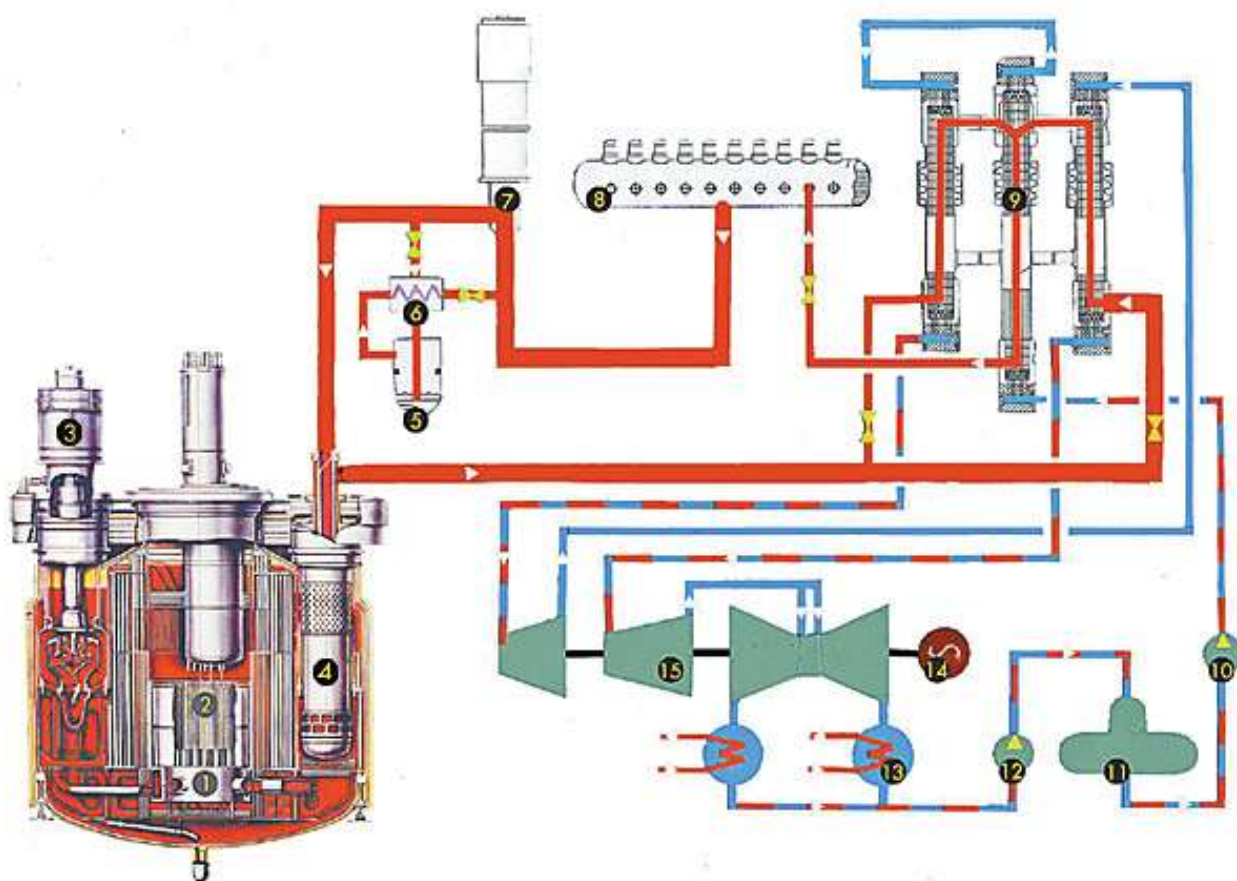


Рис. 2-16. Блок с реактором БН-800 на Белоярской АЭС.



- 1 - напорная камера теплоносителя; 2 - активная зона реактора;
 3 - насос первого натриевого контура; 4 - промежуточный теплообменник;
 5 - фильтр системы очистки натрия; 6 - рекуператор; 7 - насос второго контура;
 8 - буферная емкость; 9 - парогенератор; 10 - питательный насос; 11 - деаэратор;
 12 - конденсатный насос; 13 - конденсатор; 14 - турбогенератор; 15 - турбина

Рис. 2-17. Трехконтурная схема реактора БН-800.

Энергоблок с реактором БН-800 Белоярской АЭС стал первым в мире, отработавшим целый год на топливе из ядерных отходов. Точнее, это раньше они были отходами, а сегодня стали МОКС-топливом* (см. справку ниже), применение которого позволит в десятки раз увеличить топливную базу атомной энергетики.

В быстрых реакторах выгорает 11% загруженного в них ядерного топлива, а в тепловых еще меньше. Остается 89% топлива, которое называют отработавшим или облученным. Оно имеет определенную радиоактивность, но его можно и нужно снова вовлечь в процесс производства электроэнергии, что, собственно, и доказала на практике работа реактора БН-800.

Важность освоения этой технологии в том, что на ее основе российский атомпром планирует перейти на новую концепцию – двухкомпонентную. Реакторы на тепловых и быстрых нейтронах станут работать совместно, обеспечивая повторное использование отработавшего ядерного топлива (ОЯТ) и дожигание долгоживущих изотопов из него, а также наработку нового

топлива из оставшихся после обогащения природного урана так называемых урановых хвостов [2-8].

**Справка: МОКС-топливо (англ. MOX – mixed oxide) – это смешанное оксидное ядерное топливо, состоящее из изотопов урана и плутония. В природном уране содержится 99,3% урана-238, остальное – уран-235, используемый в топливе для реакторов на тепловых нейтронах. Получается, большая часть сырья отправляется на хранение или утилизируется как радиоактивные отходы. МОКС-топливо позволит вовлечь в производство 238-й изотоп, что в десятки раз увеличит топливную базу атомной энергетики. Кроме того, реакторы на быстрых нейтронах, работая на МОКС-топливе, способны нарабатывать плутоний, которого хватит, чтобы обеспечить себя и при необходимости другие реакторы новым топливом.*

У перехода БН-800 на МОКС-топливо есть несколько весомых плюсов. Во-первых, экономика и промышленность нашей страны будут обеспечены чистой атомной электроэнергией на сотни лет.

Во-вторых, появится почти вечный двигатель, не требующий расходования невозобновляемых ресурсов для производства электроэнергии.

В-третьих, отходы ядерного топлива (ОЯТ) пойдут на повторное использование. Не нужно будет обеспечивать его длительное хранение с особыми условиями.

В-четвертых, урановые хвосты, оставшиеся после процесса обогащения урана, используют для производства электроэнергии.

Таким образом, технология, которую в СССР и России разрабатывали более 70 лет, принесет максимальную пользу и сохранит мировое лидерство нашей страны в реакторах на быстрых нейтронах.

Теперь, когда стабильная работа на МОКС-топливе доказана, на основе опыта эксплуатации энергоблоков Белоярской АЭС с реакторами БН-600 и БН-800 создается серийный энергоблок с быстрым реактором следующего поколения – БН-1200М. Головной энергоблок этой серии будет построен на Белоярской АЭС под № 5. Основная задача при создании реактора БН-1200М – достижение экономических характеристик, сопоставимых с показателями серийного реактора на тепловых нейтронах ВВЭР аналогичной мощности [2-8].

Ториевый топливный цикл – ядерный топливный цикл, который в качестве расщепляющегося материала использует изотоп тория Th-232. В реакторе изотоп Th-232 превращается в расщепляющийся искусственный изотоп урана U-233, который является ядерным топливом. В отличие от природного урана, природный торий содержит только следовые количества расщепляющегося материала (например, Th-231), которые недостаточны для инициации цепной ядерной реакции.

Для инициализации топливного цикла в этих условиях требуются дополнительные расщепляющиеся материалы или дополнительный источник нейтронов. В ториевом реакторе Th-232 поглощает нейтроны и превращается в U-233. Этот процесс аналогичен процессам на урановых реакторах-бридерах, где изотоп урана U-238 поглощает нейтроны, образуя расщепляющийся изотоп Pu-239. В зависимости от конструкции реактора и топливного цикла, образующийся U-233 либо расщепляется на месте своего возникновения, либо

химически отделяется от отработавшего ядерного топлива и используется для производства нового топлива [2-9].

По существующим оценкам запасы тория в земной коре примерно в три-четыре раза превышают запасы урана. В настоящее время торий получается как побочный продукт добычи редкоземельных элементов из монацитовых песков.

Из-за того, что U-233, получаемый в ториевом цикле, значительно загрязнён изотопом U-232, отработанное ядерное топливо реакторов предлагаемой конструкции мало пригодно для получения оружейного урана, что способствует режиму нераспространения ядерного оружия. U-233 невозможно химически выделить из смеси с U-232 [2-9].

Темы отчетов по практическому занятию 02:

1. Способы получения энергии на геотермальных станциях (ГеоТЭС).
2. Варианты реализации приливных электростанций.
3. Существующие и перспективные типы реакторов для АЭС.

Требования к отчету. Совершенствование электрооборудования происходит постоянно, и информация о ВИЭ, изложенная выше, неизбежно устаревает и теряет актуальность. Поэтому при подготовке отчета по заданной (или выбранной) теме в обязательном порядке должен быть проведен поиск дополнительного материала в «Интернете» с оформлением библиографических ссылок на источники. При защите отчета необходимо уметь давать пояснения по существу выполненного задания.

Контрольные вопросы:

1. Преимущества и недостатки геотермальной энергетики.
2. В чем различие геотермальной и петротермальной энергетики?
3. Какая схема циркуляции теплоносителя используется в реакторах РБМК-1000 (реактор большой мощности канальный)?
4. Какая схема циркуляции теплоносителя используется в реакторах ВВЭР-1200 (водо-водяной энергетический реактор)?
5. Какая схема циркуляции теплоносителя используется в реакторах БН-800 (реактор на быстрых нейтронах)?
6. Что используется в качестве теплоносителя в реакторах РБМК-1000?
7. Что используется в качестве теплоносителя в первом контуре реактора ВВЭР-1200?
8. Что используется в качестве теплоносителя в первом контуре реактора БН-800?
9. При использовании какой технологической схемы турбина входит в первый контур циркуляции теплоносителя, т.е. пар в турбине – радиоактивный?
10. Какой реактор позволяет утилизировать отработанное ядерное топливо, обеспечивая «замкнутый» топливный цикл?
11. Что означает термин МОКС-топливо?

Библиографический список

2-1. Козлов, А.Н. Электротехническое оборудование последнего поколения: учеб. пособие / А.Н. Козлов, В.А. Козлов, А.Г. Ротачева. – 3-е изд., испр. и доп.; Амур. гос. ун-т, каф. Энергетики. – Благовещенск: АмГУ, 2025. – 223 с.

2-2. Геотермальная энергетика: как тепло Земли превратили в эффективный энергоресурс [Электронный ресурс]. URL: <https://habr.com/ru/companies/toshibarus/articles/442632/> (дата обращения 09.08.2025).

2-3. Приливные электростанции (ПЭС): что такое [Электронный ресурс]. URL: <https://gktex.ru/info/prilivnye-elektrostantsii/> (дата обращения 09.08.2025).

2-4. В России построят крупнейшую в мире электростанцию приливного типа, задуманную ещё при СССР [Электронный ресурс]. URL: <https://overclockers.ru/blog/GOTREK/show/132428/V-Rossii-postroyat-krupnejshuju-v-mire-elektrostantsiju-prilivnogo-tipa-zadumannuju-esche-pri-SSSR> (дата обращения 09.08.2025).

2-5. Мощный эффект от центробежной силы: как в СССР создавались центрифуги для обогащения урана [Электронный ресурс]. URL: <https://strana-rosatom.ru/2017/07/31/moshhnyj-effekt-ot-centrobezhnoj-sily/> (дата обращения 09.08.2025).

2-6. Тепловыделяющий элемент [Электронный ресурс]. URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A2%D0%B5%D0%BF%D0%BB%D0%BE%D0%B2%D1%8B%D0%B4%D0%B5%D0%BB%D1%8F%D1%8E%D1%89%D0%B8%D0%B9_%D1%8D%D0%BB%D0%B5%D0%BC%D0%B5%D0%BD%D1%82#%D0%9E%D0%B1%D0%BE%D0%BB%D0%BE%D1%87%D0%BA%D0%B0 (дата обращения 09.08.2025).

2-7. Урановые таблетки – за несколько минут [Электронный ресурс]. URL: <https://www.nkj.ru/archive/articles/31858/> (дата обращения 09.08.2025).

2-8. Реактор БН-800 проработал год на топливе из отработавшего ядерного топлива [Электронный ресурс]. URL: <https://strana-rosatom.ru/2023/11/16/reaktor-bn-800-prorabotal-god-na-toplive/> (дата обращения 09.08.2025).

2-9. Топливо из тория для реакторов нового поколения [Электронный ресурс]. URL: <https://strana-rosatom.ru/2019/09/17/vremya-toriya-interesno/> (дата обращения 09.08.2025).

3. ПАРОВЫЕ КОТЛЫ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Цель практического занятия: Ознакомиться с технологическими схемами парогенераторов тепловых электростанций, основами эксплуатации паровых котлов.

Порядок проведения практического занятия: В аудитории выполняется разбор теоретической части занятия. В качестве отчета по практическому занятию Вам необходимо:

1. Подготовить реферат по одной из тем, приведенных ниже в пункте «Темы отчетов по практическому занятию 03». При очной форме обучения письменный отчет сдается на проверку преподавателю; при дистанционной форме отчет размещается в СДО MOODLE в папке «Выполненные отчеты по практическому занятию 03». Формат отчета – файл pdf.

При работе над рефератом может потребоваться дополнительная информация, за которой следует обратиться к [3-1].

2. При очной форме обучения защита отчета проводится в форме собеседования с преподавателем. При дистанционной форме необходимо сдать контрольный тест. Вам будет предложено 5 вопросов, Ваша задача – выбрать из предлагаемых ответов тот, который Вы считаете правильным. Оценка соответствует количеству правильных ответов.

Примерный перечень контрольных вопросов приведен в конце данного раздела.

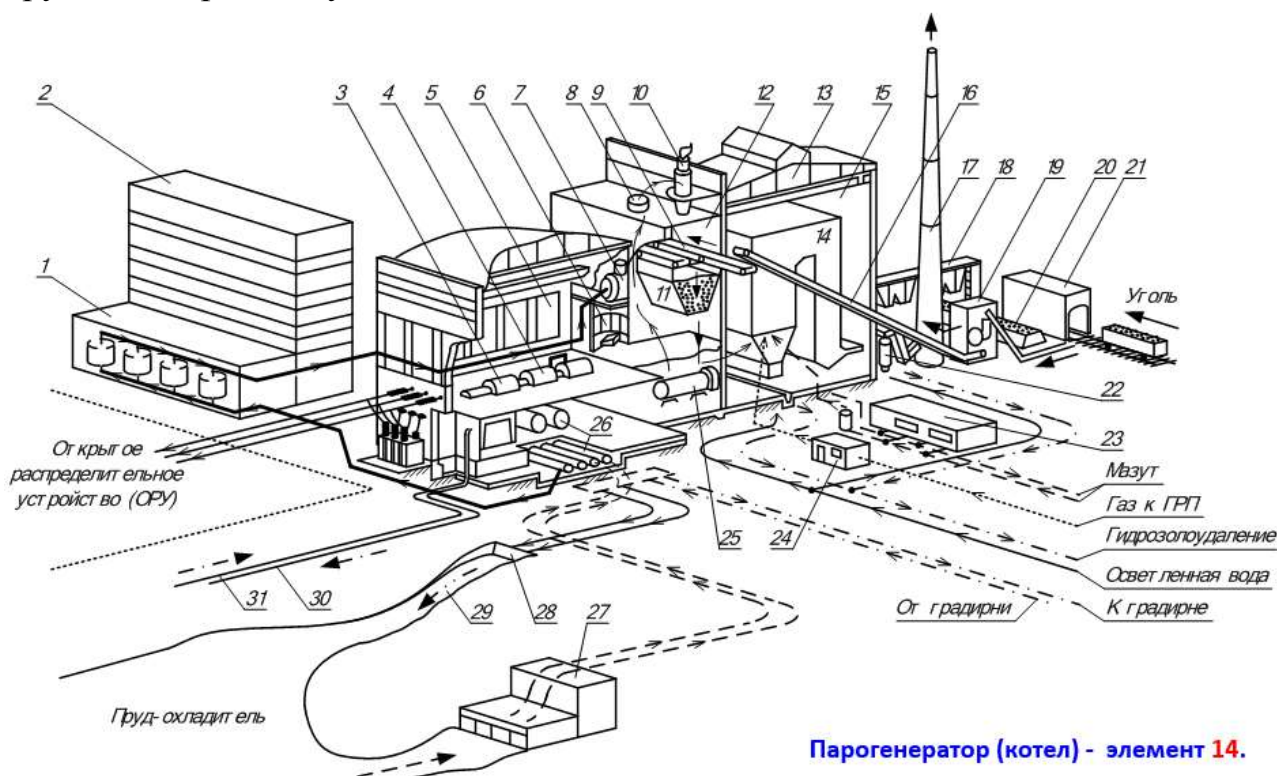
Теоретическая часть. Тепловые электрические станции представляют собой комплекс сооружений и оборудования для преобразования в электрическую энергию (или электрическую и тепловую) первичной химической энергии топлива. В зависимости от вида отпускаемой энергии тепловые электростанции подразделяют на **КЭС** – конденсационные электрические станции (в российской энергетике такие станции чаще называют ГРЭС – государственные районные электростанции) и **ТЭЦ** – теплоэлектроцентрали [3-2].

Дальний транспорт твердого и жидкого топлива в России осуществляют в основном по железным дорогам. Стоимость перевозки угля на 1000 км достигает в некоторых случаях 30 % стоимости добычи [3-2].

Природный горючий газ транспортируют по газопроводам. Стоимость его транспортировки также значительна, если учитывать затраты на строительство дальних газопроводов и газоперекачивающих станций, а также расходование последними значительной доли поступающего топлива на собственные нужды (до 10 %).

Принципиальная схема тепловой электростанции представлена на рис. 3-1. К основному оборудованию ТЭС принято относить парогенераторы (котлы), турбины и генераторы. Состав вспомогательных установок и оборудования собственных нужд зависит от вида электростанции,

используемого топлива, мощности и исполнения основного оборудования и других конкретных условий [3-2].



Парогенератор (котел) - элемент 14.

Рис. 3-1. Принципиальная схема тепловой электростанции: 1 – химводоочистка; 2 – объединенный вспомогательный корпус; 3 – турбогенератор; 4 – паровая турбина; 5 – турбинный цех; 6 – блочный щит управления (БЩУ); 7 – деаэратор; 8 – сепаратор; 9 – надбункерные конвейеры; 10 – циклон; 11 – угольный бункер (бункер сырого угля); 12 – надбункерная галерея; 13 – главный корпус; 14 – котел (парогенератор); 15 – котельный цех; 16 – наклонный конвейер; 17 – дымовая труба; 18 – кран-перегрузчик угля; 19 – дробильный корпус; 20 – склад угля; 21 – вагоноопрокидыватель; 22 – золоуловитель; 23 – мазутная насосная; 24 – газораспределительный пункт; 25 – углеразмольная мельница; 26 – циркуляционные водоводы; 27 – береговая насосная циркуляционного водоснабжения; 28 – перепад; 29 – открытый канал циркуляционного водоснабжения; 30 – пар и горячая (сетевая) вода потребителям тепла; 31 – возврат конденсата от потребителей тепла [3-2].

Котельная установка включает большое число различных устройств и механизмов и для размещения ее необходимо большое многоэтажное помещение – рис. 3-2.

Много сложных вопросов должно быть решено для обеспечения хорошей, надежной работы котельной установки. К числу таких вопросов, в частности, относятся:

- правильная организация процесса сжигания топлива, позволяющая с высокой экономичностью использовать низкосортные сорта топлива;
- предварительная очистка подаваемой в котел воды, в результате которой сводятся к минимуму отложения солей при испарении и унос солей с паром в тепловой двигатель (паровую турбину);
- улавливание золы из дымовых газов – вопрос, имеющий исключительно важное значение при сжигании топлива в виде пыли, и многие другие [3-3].



Рис. 3-2. Энергетический котел Нарвской ТЭЦ.

Угольная пыль, оседающая на строительных конструкциях и оборудовании котельного цеха, создает взрывоопасную пылевоздушную смесь, которая может самовоспламениться (например, высокую вероятность теплового самовозгорания имеет бурый уголь). Для предотвращения образования пылевоздушных взрывоопасных концентраций предусматриваются установки обеспыливания (аспирационные), гидравлическая уборка полов, смыв пыли со стен, перекрытий конструкций и оборудования в конце каждой рабочей смены во всех отапливаемых помещениях топливоподачи и котельного цеха (см. фото на рис. 3-3 – уборка недавно закончена, часть воды еще не высохла).



Рис. 3-3. Котельный цех Нарвской ТЭЦ.

Технологическая схема котельной установки. По характеру движения воды, пароводяной смеси и пара паровые котлы разделяются на:

- барабанные с естественной циркуляцией;
- барабанные с многократной принудительной циркуляцией;
- прямоточные – рис. 3-4, а, б, в.

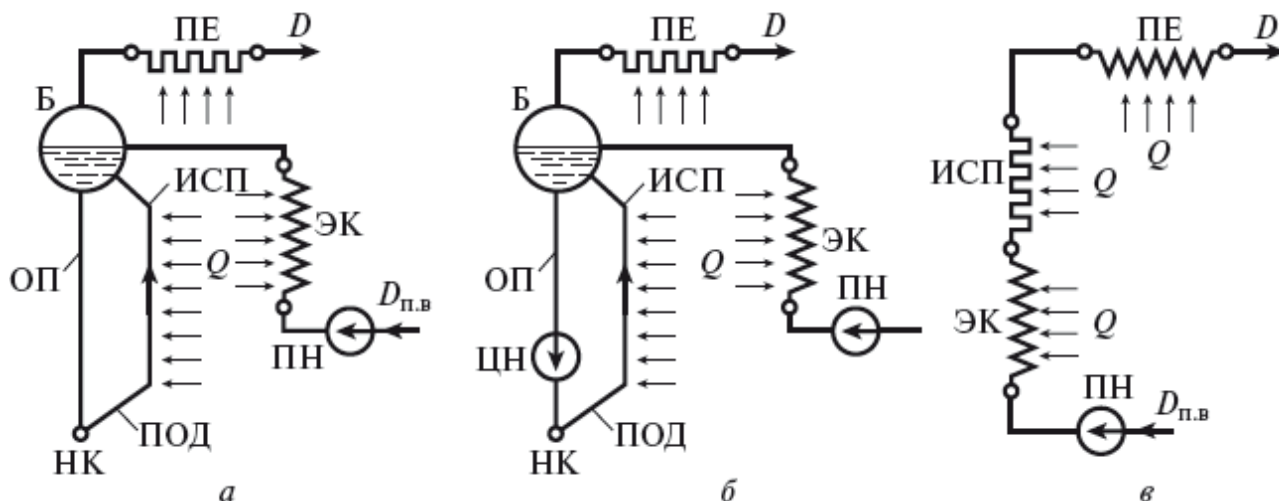


Рис. 3-4. Основные виды паровых котлов: электростанции: а – естественная циркуляция; б – многократная принудительная циркуляция; в – прямоточная схема; Б – барабан; ИСП – испарительные поверхности; ПЕ – пароперегреватель; ЭК – водяной экономайзер; D – расход пара; $D_{п.в.}$ – расход питательной воды; ПН – питательный насос; ЦН – циркуляционный насос; НК – нижний коллектор; Q – подвод тепла; ОП – опускные трубы; ПОД – подъемные трубы.

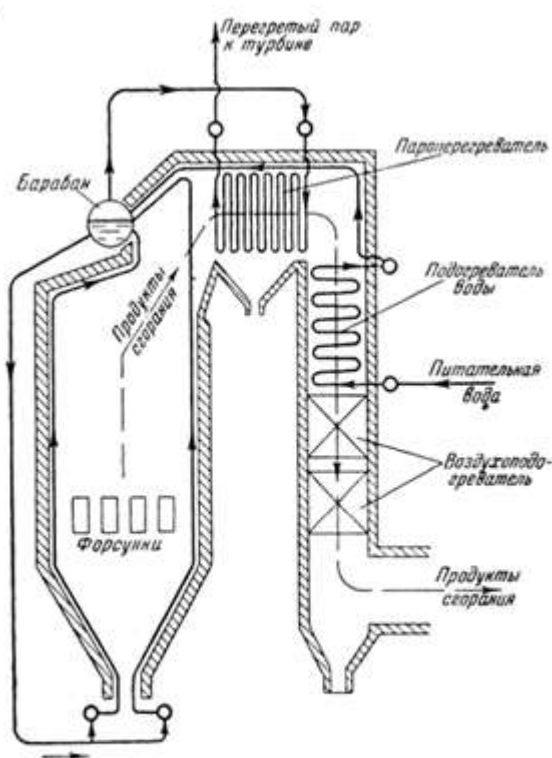


Рис. 3-5. Схема котла с естественной циркуляцией

Подогреватель воды (водяной экономайзер) и воздухоподогреватель расположены в нисходящей части котла, на пути уходящих горячих дымовых газов – рис. 3-5.

Использование тепла продуктов сгорания топлива позволяет добиться экономии топлива, т.к. в топку поступает уже горячий воздух (не снижается температура факела) а в барабан котла – горячая вода.

Нижнюю трапецевидную часть топки котельного агрегата называют холодной воронкой – в ней охлаждается выпадающий из факела частично спекшийся зольный остаток, который в виде шлака проваливается в специальное приемное устройство.

Газомазутные котлы не имеют холодной воронки – рис. 3-6.



Рис. 3-6. Топочная камера газомазутного котла. Топливо подается через форсунки, футеровка которых выполнена огнеупорным (шамотным) кирпичем.

Контроль уровня воды в паровом котле. Контроль уровня воды в паровом котле критически важен для безопасной и эффективной работы. Для этого используются различные водоуказательные приборы, включая смотровые стекла и датчики уровня – рис. 3-7, которые обеспечивают постоянный мониторинг уровня воды и сигнализацию в случае отклонений от нормы. На каждом паровом котле, за исключением прямоточных, должно быть

установлено не менее двух указателей уровня воды прямого действия – рис. 3-8. Допускается дополнительно в качестве дублирующих устанавливать указатели уровня воды непрямого действия [3-4].

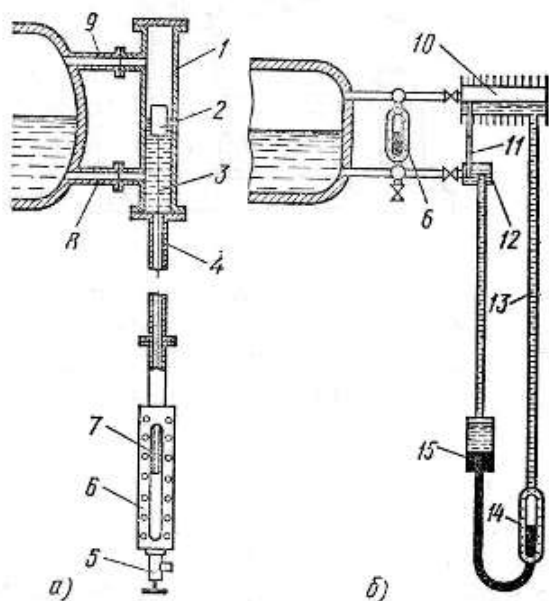


Рис. 3-7. Указатели уровня воды: *а* – поплавковый механический; *б* – гидравлический. 1 – стальной сосуд; 2 – поплавок; 3 – трос; 4, 8 и 9 – соединительные трубки; 5 – вентиль; 6 – указатель; 7 – стержень; 10 – конденсационный сосуд; 11 – переливная трубка; 12 – грязевик; 13 – спускные трубки к сниженному указателю; 14 – указательное стекло; 15 – резервуар с тяжелой жидкостью.

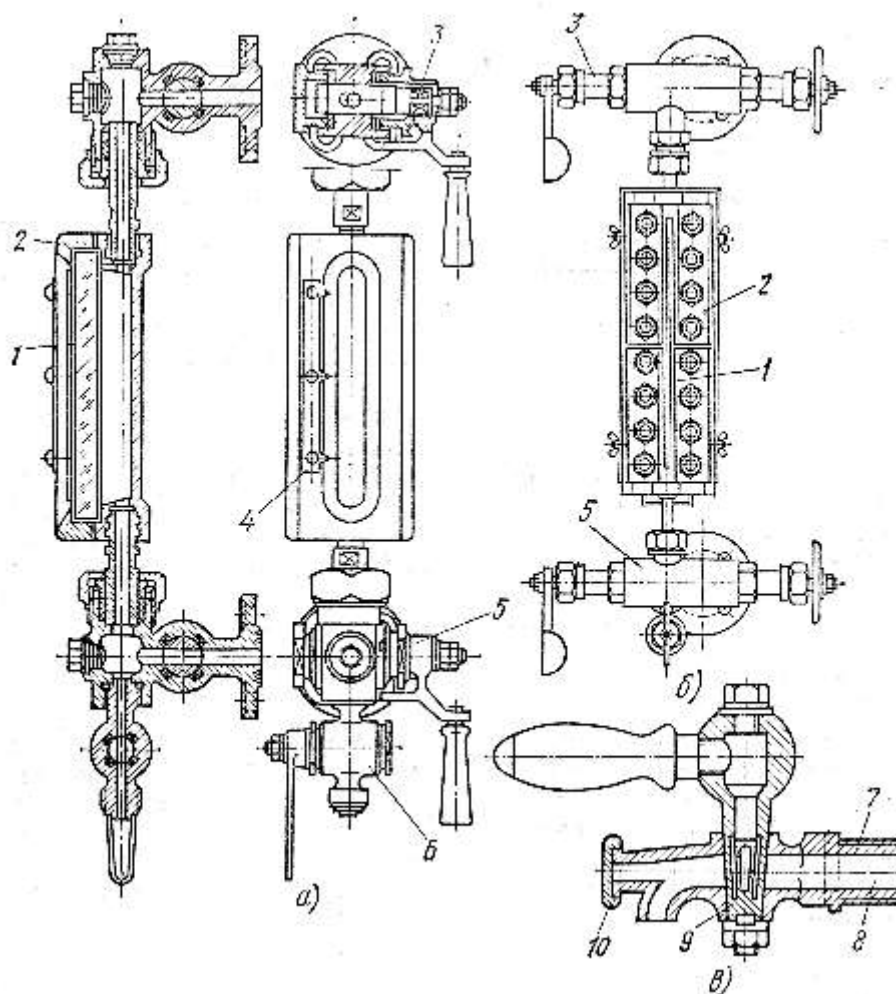


Рис. 3-8. Водоуказатели: *а* – с плоским стеклом; *б* – со слюдяными пластинами; *в* – пароводопробный кран. 1 – стекло; 2 – металлическая рама; 3 – паропробный кран; 4 – указатель уровня воды; 5 – водопробный кран; 6 – спускной кран; 7 – корпус крана; 8 – канал; 9 – пробка крана с ручкой; 10 – заглушка для прочистки канала крана.

Чаще всего используют водоуказатель с плоскими стеклами «Клингер», вставленными на прокладке в рамку (*а*). Плоские стекла имеют сложное устройство, но удобны и безопасны в работе. Они лопаются редко, оставаясь при этом в металлической рамке и не разлетаясь на куски. В результате этого для этих стекол не нужны ограждения. На внутренней стороне стекла имеются продольные риски, благодаря которым вода в стекле кажется темной, а пар – светлым, т.е. создается отчетливая граница между темной полосой воды и светлой полосой пара над ней.

Для лучшей видимости уровня воды за указателем помещают лампу, освещающую стекло. Расположен указатель на отметке 36-38 м, в зависимости от типа котла.

Низкий уровень воды может привести к перегреву и повреждению котла, вплоть до взрыва, в то время как высокий уровень может привести к выносу воды в систему, повреждению оборудования и снижению давления пара.

В прямоточных котлах – рис. 3-9 нет циркуляционного контура, нет многократной циркуляции воды, отсутствует барабан, вода прокачивается питательным насосом ПН через экономайзер ЭК (7), испарительные поверхности ИСП (2, 3) и пароперегреватель ПЕ (4), включенные последовательно. Следует отметить, что прямоточные котлы используют воду более высокого качества. Вся вода, поступающая в испарительный тракт ИСП, на выходе из него полностью превращается в пар, т.е. в этом случае кратность циркуляции $K_c = 1$.

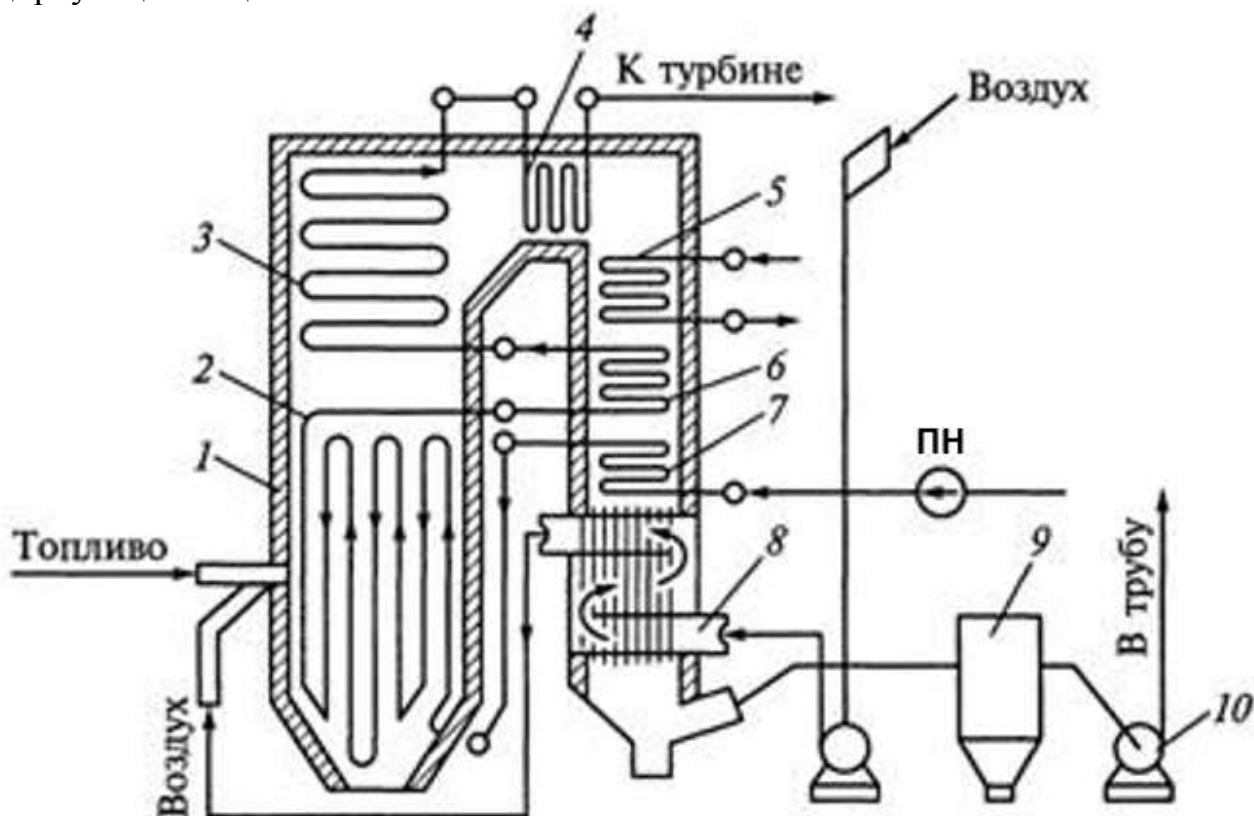


Рис. 3-9. Схема прямоточной котельной установки: 1 – топочная камера; 2 – нижние радиационные поверхности; 3 – верхние радиационные поверхности; 4 – пароперегреватель; 5 – промежуточный пароперегреватель; 6 – переходная зона; 7 – водяной экономайзер; 8 – воздухоподогреватель; 9 – золоуловитель; 10 – дымосос.

Проблемы при эксплуатации котлов [3-5].

Взрыв топлива. Взрыв в топке – одна из опаснейших ситуаций при эксплуатации котлов. Причиной большинства взрывов является «перенасыщение топливом» горючей смеси или недостаточная очистка топки. Перенасыщение горючей смеси происходит в том случае, когда в топке накапливается несгоревшее топливо. В зависимости от средств регулирования горелок это может случиться в силу ряда причин, в том числе из-за сбоя регуляторов, колебаний давления топливоподачи, повреждения оборудования.

Многие случаи взрывов в топке имели место после перебоев в работе горелок – рис. 3-10. Например, если засоряется топливная форсунка, некачественное распыливание вызывает нестабильность горения или отрыв пламени. При последующем впрыскивании топлива для возобновления горения

в топке повышается концентрация паров топлива. Накопление несгоревшего топлива может произойти и в том случае, если горелка долгое время работает при некачественном распыливании.

Этого можно избежать, соблюдая следующее простое правило: никогда не впрыскивать топливо в темную загазованную топку. Вместо этого необходимо отключить вручную все горелки и тщательно продуть топку воздухом. После того как это сделано и устранены неисправности с зажиганием, можно снова включить горелки.



Рис. 3-10. Полное разрушение котельной установки из-за взрыва в топке.

Понижение уровня воды.



При температуре свыше 427°C структура углеродистой стали изменяется – теряется ее прочность. Поскольку рабочая температура топки превышает 982°C , охлаждение котла водой в его трубах является тем фактором, который предупреждает аварию. При длительной работе котла с недостатком воды стальные трубы могут в буквальном смысле расплавиться, наподобие сгоревших свечек – рис. 3-11.

Рис. 3.11. Расплавление труб котла в результате перегрева при недостатке воды [3-5].

Недостатки водоподготовки. В процессе водоподготовки из воды удаляются ионы жесткости. Причиной образования накипи обычно является кальциевая или магниевая жесткость воды. Нарастание накипи в трубах может привести к их повреждению из-за перегрева. Тепло от труб котла отводится потоком протекающей воды, а накипь в трубах представляет собой слой теплоизоляции, который ухудшает теплообмен. Если это длится достаточно долго, результатом может явиться местное прогорание труб.

Для предотвращения образования накипи содержание солей жесткости в котловой воде должно находиться в допустимых пределах. Требования к водоподготовке ужесточаются при повышении рабочей температуры и давления котельной установки.

Для котлов низкого давления обычно используются ионообменные установки, понижающие кальциевую и магниевую жесткость. Для режимов с высоким давлением и температурой, характерных для котлов паротурбинных установок, необходима полная деминерализация воды, включающая удаление всех прочих примесей, например, силикатов. Если не удалять соединения кремния, они, испаряясь, смешиваются с водяным паром и могут образовывать осадок на оборудовании, например, на лопатках турбин [3-5].

Загрязнение воды. Загрязнение воды котельных установок, представляющей собой смесь подпитки и обратного конденсата, – очень сложный вопрос. Этой проблеме и ее последствиям посвящены целые тома. Обычно в состав загрязнений входят кислород, смесь металлов и химикатов, масла и смолы.

Растворенный в воде кислород является постоянной угрозой целостности труб. Обычно котельная установка имеет нагреватель-деаэратор для удаления кислорода из подпиточной воды. В котельных установках с рабочим давлением до 7000 кПа в резервуар деаэратора обычно добавляют поглотитель кислорода – сульфит натрия. Он удаляет свободный кислород.

Язвенная кислородная коррозия – один из наиболее опасных видов кислородной коррозии. Язва – это концентрированная коррозия на очень маленьком участке поверхности. Сквозная ржавчина на трубе может образоваться даже при небольшом распространении коррозии в целом. Из-за быстрых катастрофических последствий кислородной коррозии необходимо регулярно проверять работу деаэраторов и поглотителей кислорода и контролировать качество воды [3-5].

Срыв в вакуум. Конструкция котлов рассчитана на работу под избыточным давлением, но не предусматривает возможности вакуума (падения давления ниже атмосферного).

Возникновение вакуума возможно при остановке котла. По мере охлаждения котла происходит конденсация пара и понижается уровень воды, что приводит к снижению давления, возможно, ниже атмосферного.

Вакуум в котле приводит к утечкам через развальцованные концы труб, так как они рассчитаны на уплотнение избыточным давлением. Избежать этой

проблемы можно, приоткрыв вентиляционное отверстие в паровом барабане в то время, когда там еще имеется избыточное давление [3-5].

Темы отчетов по практическому занятию 03:

1. Принципиальная схема тепловой электростанции
2. Контроль уровня воды в паровом котле
3. Проблемы при эксплуатации парогенераторов

Требования к отчету. Совершенствование электрооборудования происходит постоянно, и информация, изложенная выше, неизбежно устаревает и теряет актуальность. Поэтому при подготовке отчета по заданной (или выбранной) теме в обязательном порядке должен быть проведен поиск дополнительного материала в «Интернете» с оформлением библиографических ссылок на источники. При защите отчета необходимо уметь давать пояснения по существу выполненного задания.

Контрольные вопросы:

1. Назначение водяного экономайзера?
2. Назначение нагревателя-деаэратора?
3. На использование какого топлива выполняется котел, имеющий в конструкции холодную воронку?
4. При каких условиях в котле возможен срыв в вакуум?
5. Для чего необходимо контролировать уровень воды в барабане котла?

Библиографический список

3-1. Козлов, А.Н. Электротехническое оборудование последнего поколения: учеб. пособие / А.Н. Козлов, В.А. Козлов, А.Г. Ротачева. – 3-е изд., испр. и доп.; Амур. гос. ун-т, каф. Энергетики. – Благовещенск: АмГУ, 2025. – 223 с.

3-2. Козлов, А.Н. Собственные нужды тепловых, атомных и гидравлических станций и подстанций: учеб. пособие / А.Н. Козлов, В.А. Козлов, А.Г. Ротачева. – Изд. 3-е, испр.; Амур. гос. ун-т, каф. Энергетики. – Благовещенск, АмГУ, 2017. – 315 с.

3-3. Паровой котел [Электронный ресурс]. URL: <https://tesiaes.ru/?p=8401> (дата обращения 09.08.2025).

3-4. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов (с Изменениями N 1, 2) [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200001096/titles/A800NG> (дата обращения 09.08.2025).

3-5. Проблемы при эксплуатации котлов [Электронный ресурс]. URL: https://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=1450 (дата обращения 09.08.2025).

4. ДЖЕМПЕРНЫЕ СХЕМЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Цель практического занятия: ознакомиться с технологическими схемами замены поврежденной фазы в трехфазной группе шунтирующих реакторов и трансформаторов

Порядок проведения практического занятия: В аудитории выполняется разбор теоретической части занятия. В качестве отчета по практическому занятию Вам необходимо:

1. Подготовить реферат по одной из тем, приведенных ниже в пункте «Темы отчетов по практическому занятию 04». При очной форме обучения письменный отчет сдается на проверку преподавателю; при дистанционной форме отчет размещается в СДО MOODLE в папке «Выполненные отчеты по практическому занятию 04». Формат отчета – файл pdf.

При работе над рефератом может потребоваться дополнительная информация, за которой следует обратиться к [4-1].

2. При очной форме обучения защита отчета проводится в форме собеседования с преподавателем. При дистанционной форме необходимо сдать контрольный тест. Вам будет предложено 5 вопросов, Ваша задача – выбрать из предлагаемых ответов тот, который Вы считаете правильным. Оценка соответствует количеству правильных ответов.

Примерный перечень контрольных вопросов приведен в конце данного раздела.

Теоретическая часть. В документе «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» – [4-3], в п.6.12 отмечается, что «при установке на ПС групп(-ы) однофазных АТ, ШР, УШР должны быть обоснованы необходимость установки резервной фазы и способ ее подключения (путем перекатки, с помощью перемычек при снятом напряжении)». Но перекатка требует много времени: нужно выполнить отключения, разобрать электрическую схему поврежденной фазы ШР или АТ, удалить ее со штатного места, закатить на ее место резервную фазу, собрать электрическую схему и, после необходимых проверок, выполнить ее подключение. Поэтому в документе [4-4], в п. 2.2 рекомендуется следующее: «Подключение резервных фаз автотрансформаторов и шунтирующих реакторов необходимо осуществлять с помощью джемперных схем (с помощью перемычек при снятом напряжении)».

Подключение резервного однофазного оборудования по джемперной схеме. Реализация таких схем (термин от слова *jump* – прыжок, англ.) на объектах, на которых установлены однофазные трансформаторы (автотрансформаторы) или шунтирующие реакторы, объединенные в трехфазную группу, позволяет ускорить замену поврежденной фазы на резервную без перемещения последней по территории объекта.

При снятом напряжении производится либо переключение соответствующих разъединителей, либо снятие и установка необходимых перемычек, и по первичным цепям резервное оборудование заменяет поврежденное.

Конечно, для завершения оперативных переключений необходимо произвести все необходимые манипуляции и во вторичных цепях – защиты, автоматики, измерений. Но на данном практическом занятии рассматривается конструктивное исполнение джемперной схемы и порядок переключений только в первичной цепи.

После завершения всех переключений трехфазная группа включается в работу, и только после этого выполняется удаление поврежденной фазы по колеям прокатки.

В России джемперные схемы были запроектированы по площадкам автотрансформаторов 500/330/10 кВ и шунтирующих реакторов (ШР) 500 кВ подстанции «Невинномыск» Ставропольского края – см. рис. 4-1.

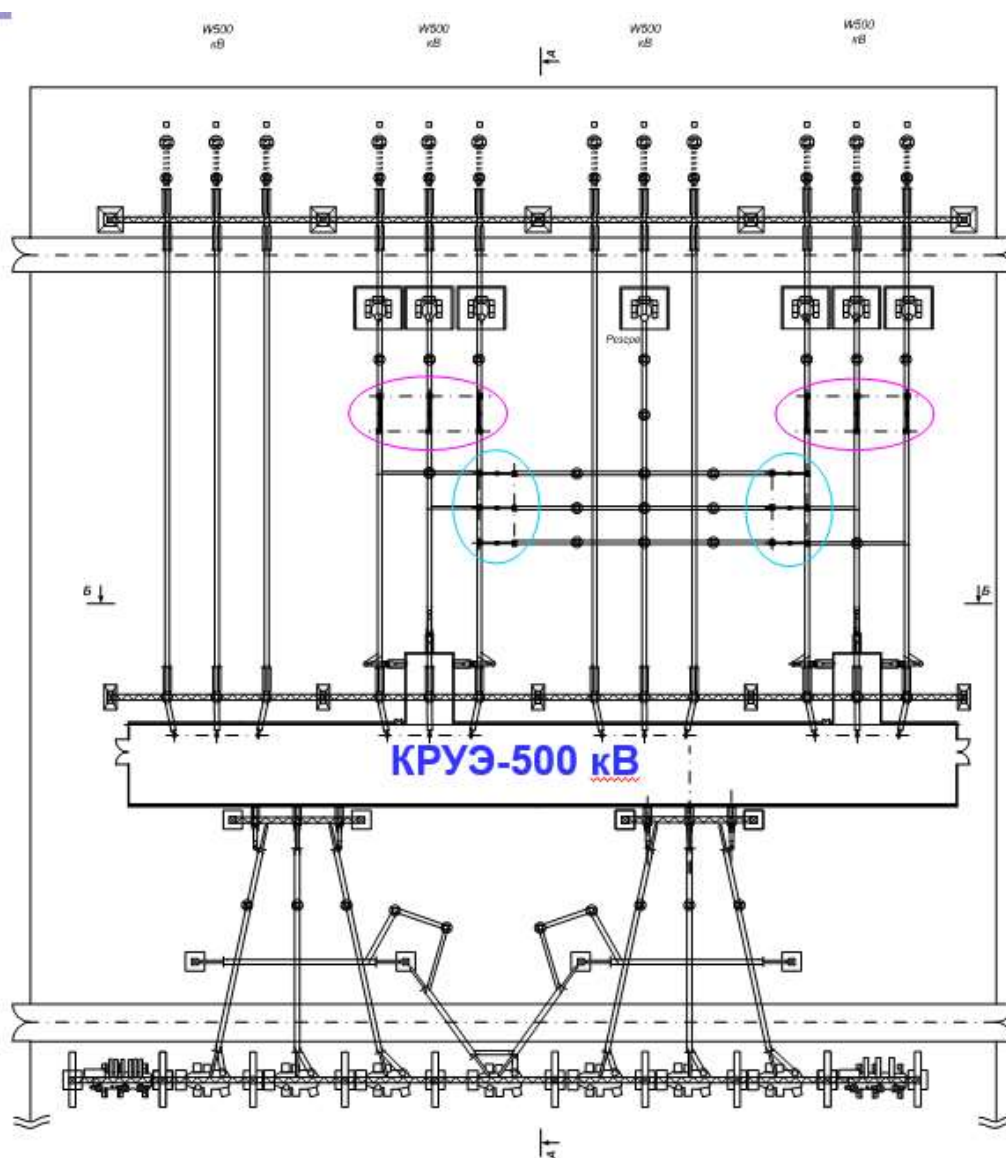


Рис. 4-1. Проектный вариант подключения резервной фазы шунтирующего реактора 500 кВ и резервной фазы автотрансформатора 500/330/10 кВ на подстанции «Невинномыск».

К сожалению, предложение так и осталось в проекте. Реально подстанция построена по классической схеме компоновки ОРУ, без КРУЭ.

Разберем проектные решения, которые предлагались для реализации джемперных схем (в некоторых источниках используют термин «джамперные схемы»).

На четыре ЛЭП-500 кВ – ВЛ-1, 2, 3, 4 – напряжение из КРУЭ подается через проходные изоляторы «элегаз-воздух» (Э-В), установленные на крыше КРУЭ – рис. 4-2. Линии ВЛ-1 и ВЛ-3 – небольшой длины и ШР на них не нужны. Ошиновка рабочих групп ШР смонтирована на нижних балках порталов (НБ), под перекидками ВЛ-2 и ВЛ-4, ошиновка резервной фазы – под ВЛ-3 – см. рис. 4-3.

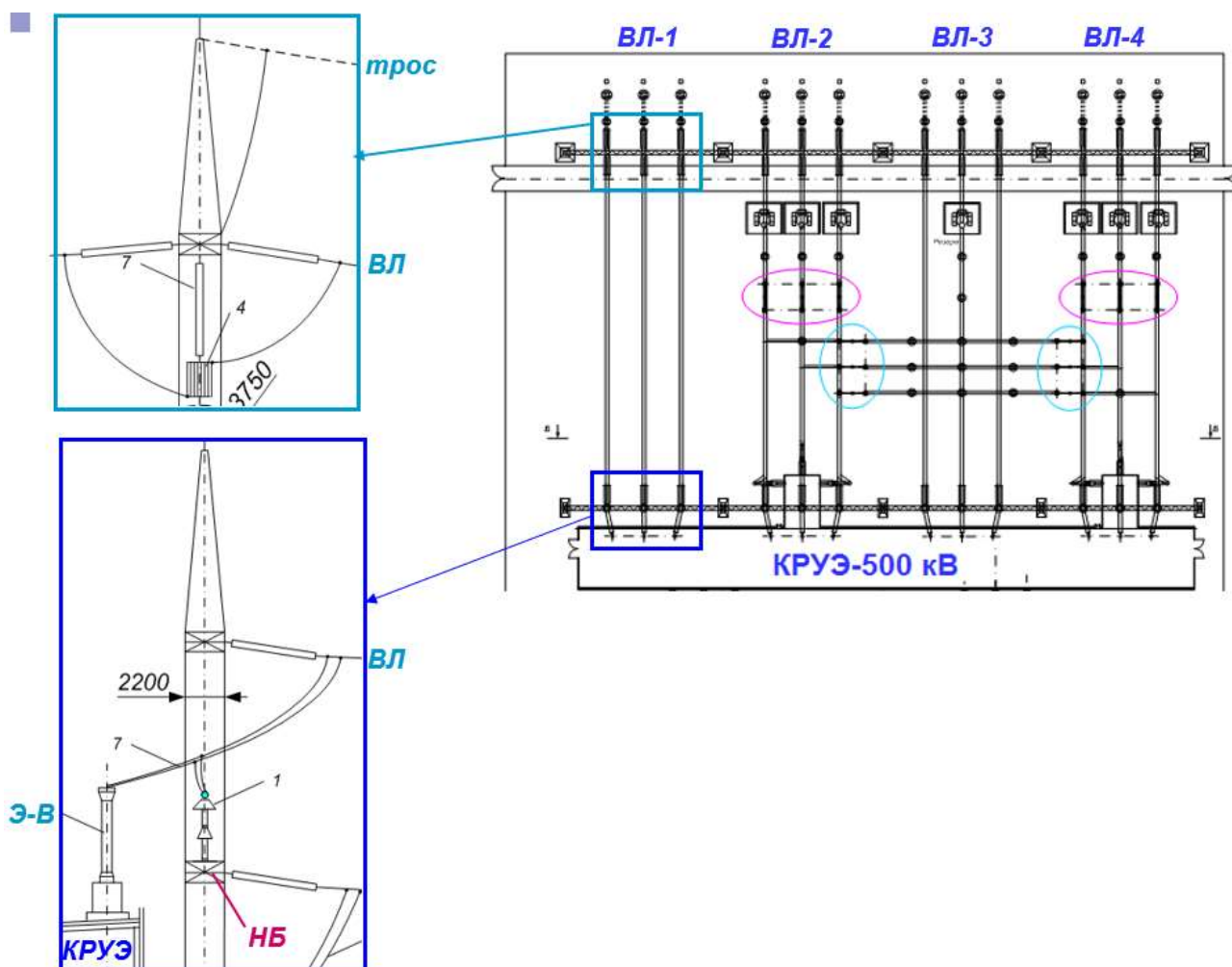


Рис. 4-2. План площадки шунтирующих реакторов 500 кВ.

Рабочие группы ШР подключены выключателями, установленными в КРУЭ – рис. 4-3.

Резервный ШР выключателей не имеет.

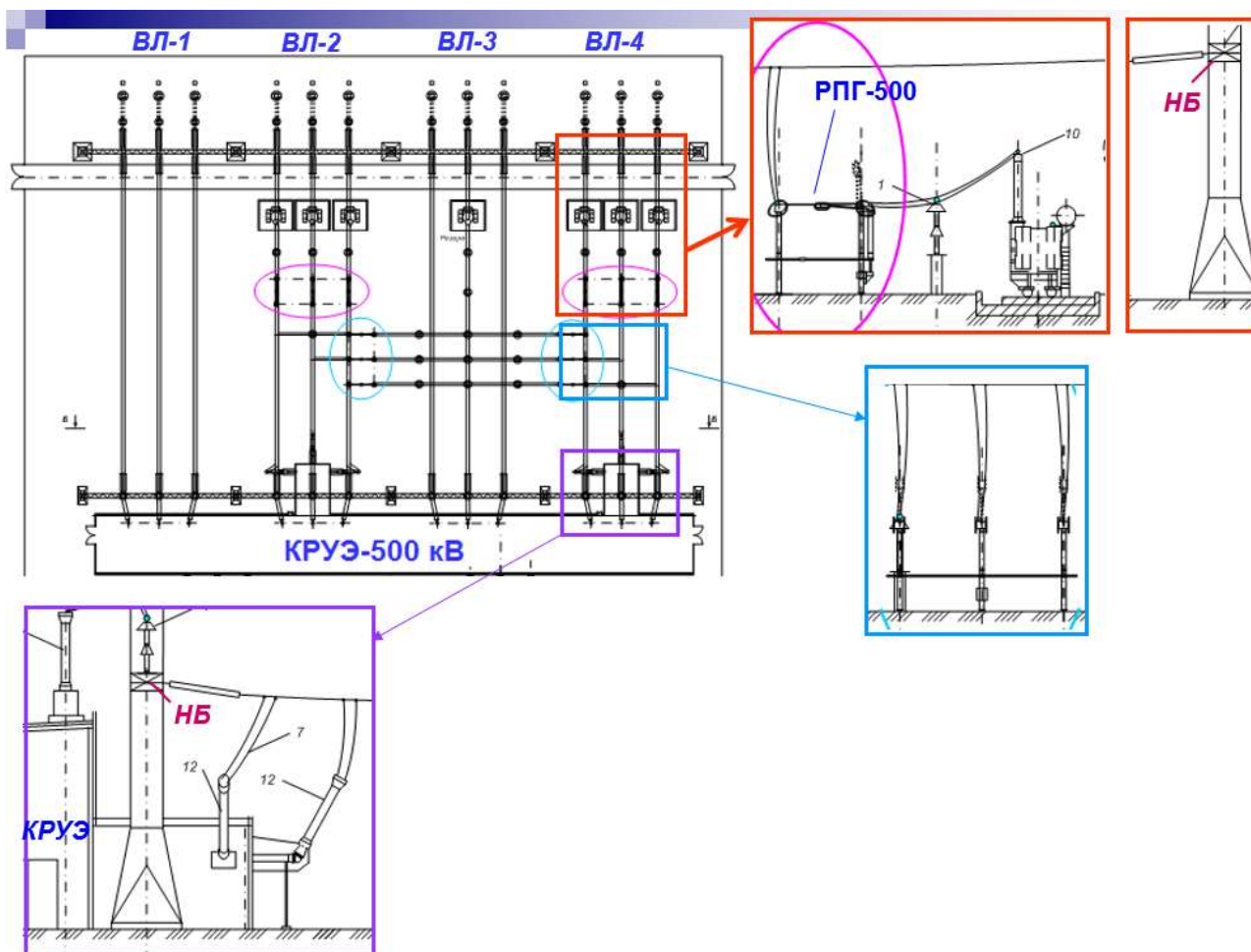


Рис. 4-3. Расположение резервной фазы ШР и разъединителей, обеспечивающих коммутацию резервной фазы вместо поврежденной рабочей, на площадке шунтирующих реакторов 500 кВ.

Выход от выключателей 500 кВ на ошиновку рабочих ШР – через проходные изоляторы «элегаз-воздух» – поз. 12 в сиреновом квадрате слева. Ошиновка рабочих групп ШР выполнена в трех фазах и, как уже отмечалось выше, смонтирована на нижних балках (НБ) порталов – см. вид сбоку в сиреновом и красных прямоугольниках. Все разъединители – пофазно управляемые, полупантографные, со складывающимся в вертикальной плоскости контактным ножом РПГ-500.П/3150 УХЛ1 – рис. 4-3.

Ошиновка резервной фазы ШР выполнена однофазной. Смонтирована также на нижних балках порталов, под средней фазой ВЛ-3. К КРУЭ-500 кВ ошиновка резервной фазы ШР не подключается – см. вид сбоку в сиреновом прямоугольнике на рис. 4-4.

Розовыми овалами на плане (рис. 4-2, 4-3, 4-4) выделены пофазно управляемые разъединители рабочих групп шунтирующих реакторов, голубыми – аналогичные разъединители в цепи резервной фазы ШР. При снятом напряжении выполняется необходимая перекоммутация – создание видимого разрыва в цепи поврежденной фазы рабочего ШР в зоне розового овала и подключение вместо поврежденной фазы резервной одним из разъединителей в левом или правом голубом овале.

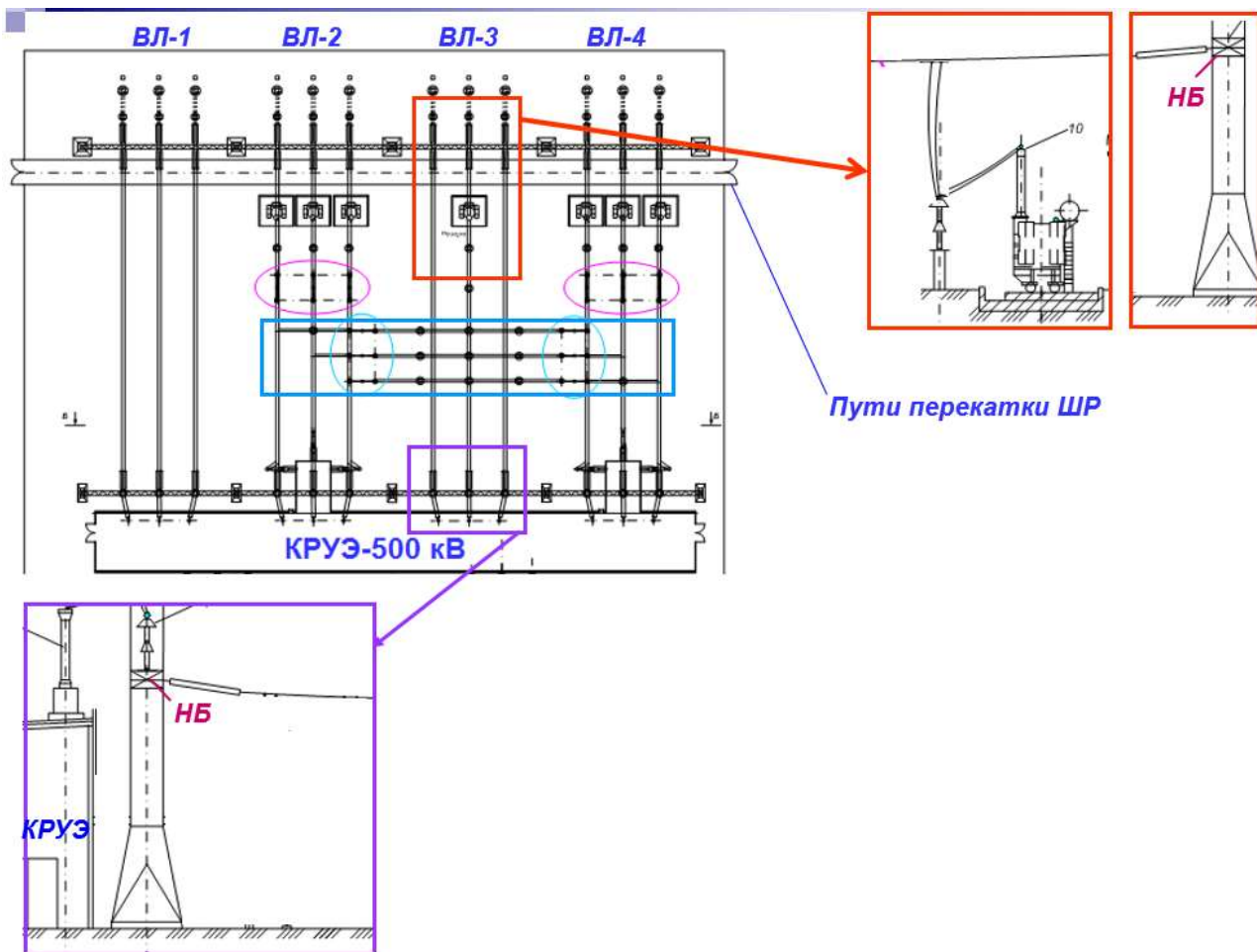


Рис. 4-4. Ошиновка резервной фазы ШР.

В зоне голубого прямоугольника (рис. 4-4) установлены шесть РПГ-500.П/3150 УХЛ1, одним из которых резервная фаза подключается влево или вправо к ошиновке заменяемого поврежденного рабочего ШР.

Замена фазы шунтирующего реактора (последовательность операций).

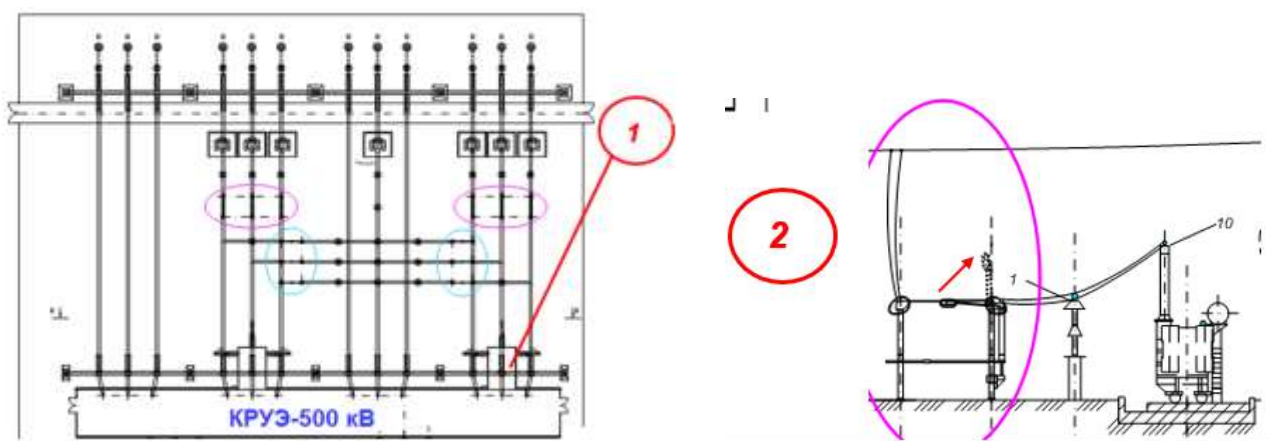


Рис. 4-5. Последовательность операций при замене фазы ШР, часть 1.

1. Снимается напряжение с трехфазной группы ШР, в состав которой входит поврежденная фаза – отключается трехфазный выключатель в КРУЭ 500 кВ – рис. 4-5, п.1;

2. Отключается полюс рабочего разъединителя (по цвету овалов – «розового») в цепи поврежденной фазы – рис. 4-5, п.2;

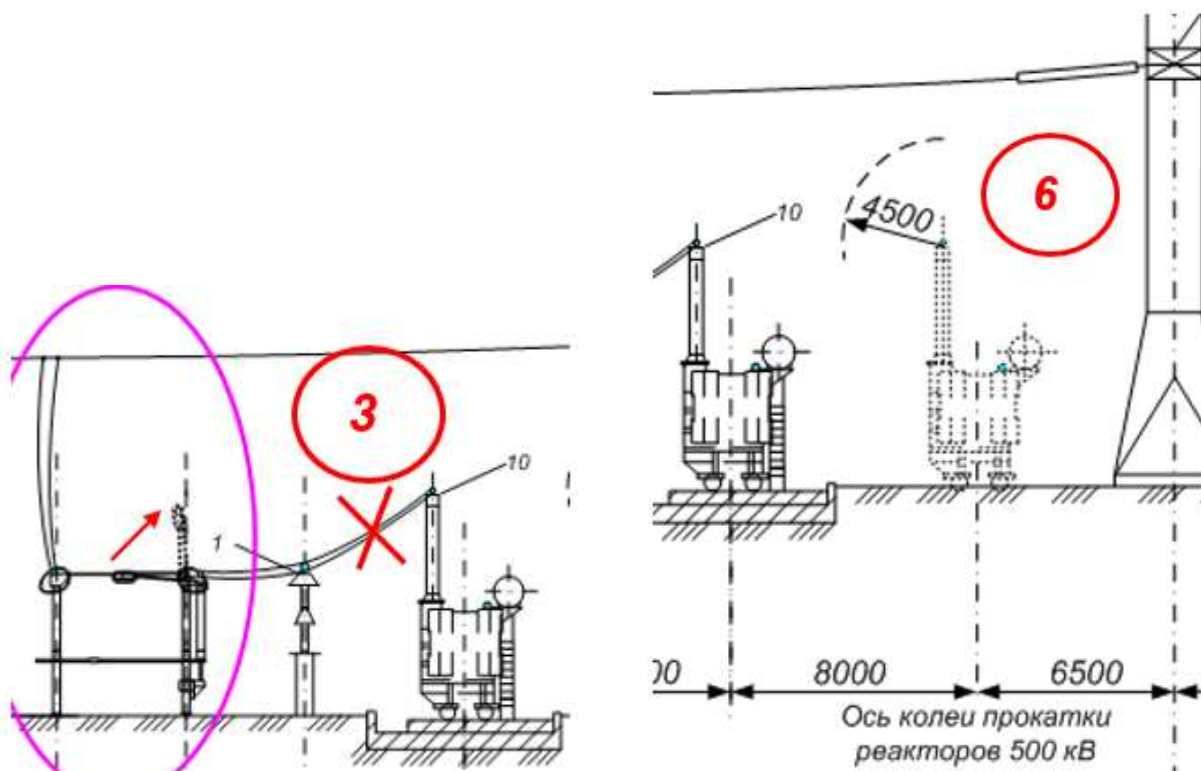


Рис. 4-6. Последовательность операций при замене фазы ШР, часть 2.

3. На поврежденном реакторе выполняется расшиновка токоведущих спусков – рис. 4-6, п.3 (этот этап должен быть выполнен до подачи напряжения на обновленную трехфазную группу ШР);

4. Включается нужный полюс разъединителя («голубые овалы»), установленного в цепи резервной фазы;

5. После необходимых переключений во вторичных цепях обновленная трехфазная группа ШР включается в работу;

6. Поврежденное оборудование может быть удалено с территории подстанции – рис. 4-6, п.6.

Заменить можно любой из шести рабочих однофазных ШР.

Замена фазы однофазного автотрансформатора. Немного иная технология применяется при замене по джамперной схеме поврежденной фазы автотрансформатора.

В отличие от рассмотренного ранее примера, переключения необходимо выполнить на сторонах трех номинальных напряжений.

Резервная фаза (обведена голубым овалом – см. рис. 4-7) расположена в центре площадки АТ, между трехфазными группами рабочих фаз. Для резервной фазы на площадке автотрансформаторов смонтированы токоведущие части соответствующих напряжений – 500 и 330 кВ, позволяющие при замене оборудования «дотянуться» до проводов той рабочей фазы, в которой выполняется замена. На стороне 10 кВ для удобства сбора низкой стороны

однофазных автотрансформаторов в треугольник предусмотрена отдельно стоящая система шин – рис. 4-8.

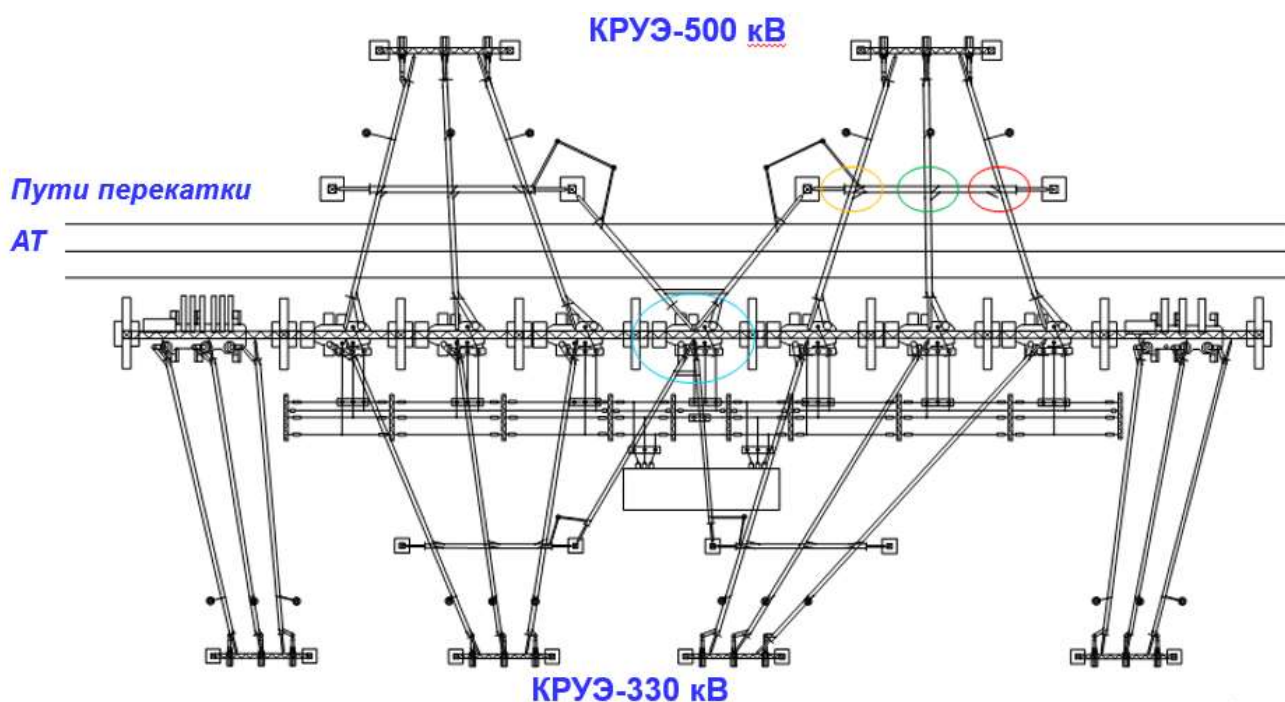


Рис. 4-7. Площадка автотрансформаторов и ошиновка для переключений с рабочей на резервную фазу АТ подстанции 500/330/10 кВ «Невинномысск».

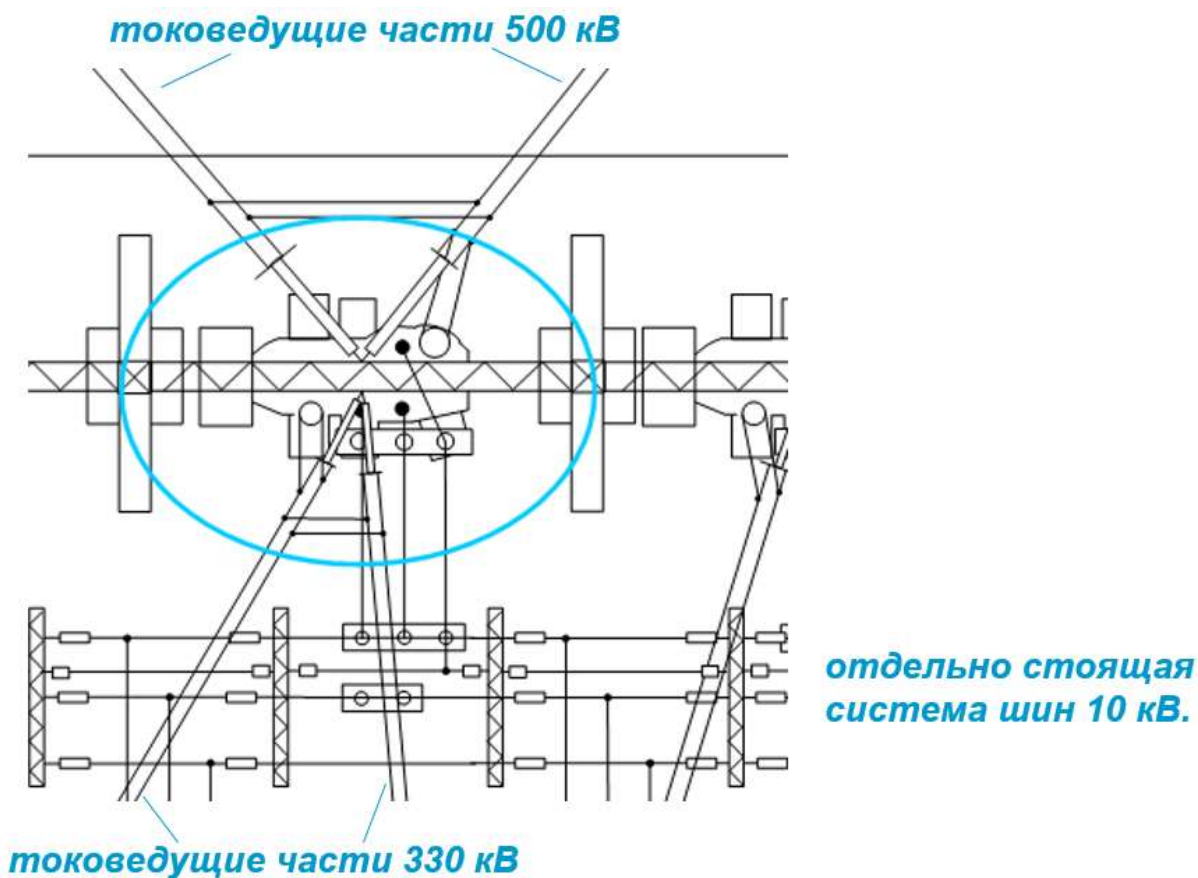


Рис. 4-8. Резервная фаза АТ и система шин 10 кВ для включения третичных обмоток группы однофазных трансформаторов в треугольник.

Все манипуляции производятся при снятом напряжении и заключаются в демонтаже токоведущих спусков на поврежденной фазе и монтаже (установке) инвентарных удлинительных элементов (показаны на рис. 4-9 штриховыми линиями) между токоведущими частями резервной фазы и токоведущими частями той рабочей фазы, в которой выполняется замена оборудования.

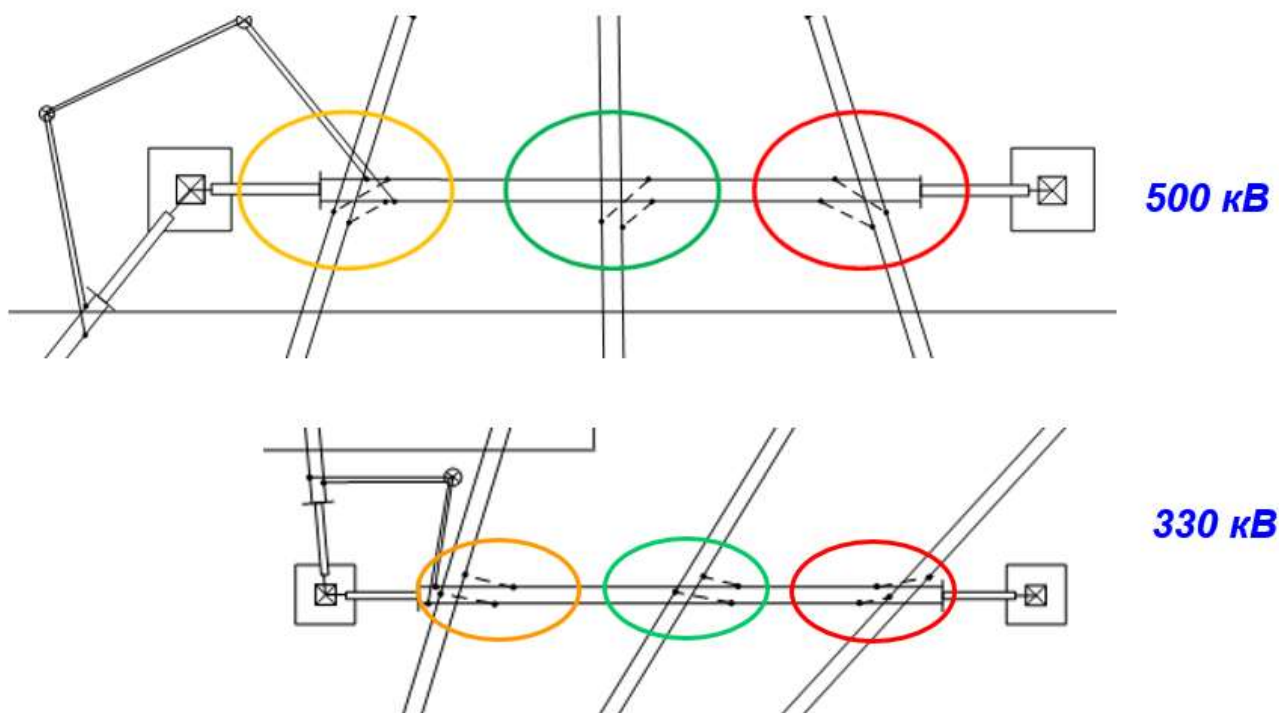


Рис. 4-9. Места установки инвентарных удлинительных элементов.

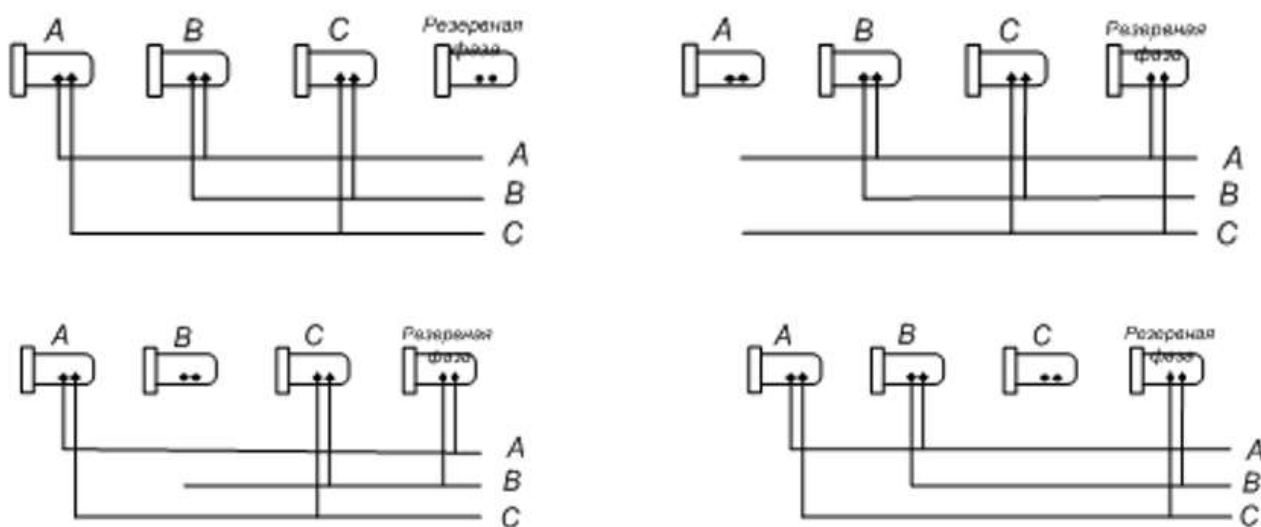


Рис. 4-10. Подключение резервной фазы стороны НН автотрансформатора.

После необходимых переключений во вторичных цепях обновленная трехфазная группа АТ включается в работу;

Темы отчетов по практическому занятию 04:

1. Назначение джемперных схем.
2. Порядок операций при замене фазы в трехфазной группе шунтирующих реакторов.
3. Порядок операций при замене фазы в трехфазной группе однофазных автотрансформаторов.

Требования к отчету. Совершенствование электрооборудования происходит постоянно, и информация, изложенная выше, неизбежно устаревает и теряет актуальность. Поэтому при подготовке отчета по заданной (или выбранной) теме в обязательном порядке должен быть проведен поиск дополнительного материала в «Интернете» с оформлением библиографических ссылок на источники. При защите отчета необходимо уметь давать пояснения по существу выполненного задания.

Контрольные вопросы:

1. Какое электрооборудование предлагается подключать по джемперным схемам?
2. Как должна производиться замена поврежденной фазы трансформатора или шунтирующего реактора на резервную?
3. Когда поврежденная фаза трансформатора или шунтирующего реактора удаляется с территории ОРУ в ремонт?
4. Какими коммутирующими аппаратами на подстанции 500/330/10 кВ «Невинномысск» планировалось осуществлять подключение резервной фазы шунтирующего реактора?
5. Какими устройствами планировалось осуществлять подключение резервной фазы автотрансформатора на сторонах ВН и СН на подстанции 500/330/10 кВ «Невинномысск»?

Библиографический список

4-1. Козлов, А.Н. Электротехническое оборудование последнего поколения: учеб. пособие / А.Н. Козлов, В.А. Козлов, А.Г. Ротачева. – 3-е изд., испр. и доп.; Амур. гос. ун-т, каф. Энергетики. – Благовещенск: АмГУ, 2025. – 223 с.

4-2. Графическая часть курсовых проектов и выпускных квалификационных работ [Электронный ресурс] : учеб. - метод. пособие. Ч. 2 / АмГУ, Эн.ф. ; сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов. – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. – 168 с.

Перейти: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7735.pdf

4-3. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС) [Электронный ресурс]. URL: <https://rosseti.ru/upload/iblock/d3c/xnpk3cmk5y7pr49xbgp90k40bgrtsr94.pdf> (дата обращения 14.08.2025).

4-4. Общие технические требования к подстанциям 330-750 кВ нового поколения [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200058330> (дата обращения 14.08.2025).

5. РЕКЛОУЗЕР

Цель практического занятия: ознакомиться с устройством и технологическими схемами пунктов секционирования воздушных линий (реклоузеров).

Порядок проведения практического занятия: В аудитории выполняется разбор теоретической части занятия. В качестве отчета по практическому занятию Вам необходимо:

1. Подготовить реферат по одной из тем, приведенных ниже в пункте «Темы отчетов по практическому занятию 05». При очной форме обучения письменный отчет сдается на проверку преподавателю; при дистанционной форме отчет размещается в СДО MOODLE в папке «Выполненные отчеты по практическому занятию 05». Формат отчета – файл pdf.

При работе над рефератом может потребоваться дополнительная информация, за которой следует обратиться к [5-1].

2. При очной форме обучения защита отчета проводится в форме собеседования с преподавателем. При дистанционной форме необходимо сдать контрольный тест. Вам будет предложено 5 вопросов, Ваша задача – выбрать из предлагаемых ответов тот, который Вы считаете правильным. Оценка соответствует количеству правильных ответов.

Примерный перечень контрольных вопросов приведен в конце данного раздела.

Теоретическая часть. Вероятность короткого замыкания воздушной линии на одном из участков (обрыв провода, наброс, падение дерева и т.п.) всегда достаточно велика и грозит выходом из строя всей линии. Решением является так называемое «секционирование» – разделение воздушной линии на секции с возможностью вывода из эксплуатации на время ликвидации аварии только небольшого аварийного участка [5-2].

Пункты секционирования воздушных линий (используемое сейчас название - *реклоузеры*) существовали с начала 60-х годов прошлого века [5-2].

Разделение воздушной линии на секции производилось с помощью пунктов секционирования (иногда их еще называли КРУН-АСВЛ – комплектное распределительное устройство наружной установки для автоматического секционирования воздушной линии электропередачи 6-10 кВ). В то время пункт секционирования представлял из себя небольшое модульное здание с установленным внутри него масляным выключателем или выключателем нагрузки – рис. 5-1 [5-2].

Тогда они использовались почти исключительно энергоснабжающими организациями для обеспечения бесперебойного электроснабжения предприятий и населенных пунктов, подключенных к воздушным линиям электропередачи. Из-за сравнительно больших габаритов и высокой стоимости конечными потребителями эти устройства не использовались [5-2].



Рис. 5-1. Пункт секционирования на базе масляного выключателя.

Новую жизнь пунктам секционирования подарило развитие нефтегазовой отрасли, когда для электроснабжения удаленных объектов (например, насосных станций, установленных вдоль трубопровода) приходилось тянуть десятки километров воздушных линий электропередачи. Для защиты линии от коротких замыканий через определенные промежутки устанавливались пункты секционирования (ПС) или пункты секционирования столбовые (ПСС), позволявшие локализовать аварийный участок без отключения электроснабжения оставшейся части линии [5-2].

Настоящая революция произошла после появления компактных и быстродействующих вакуумных выключателей. Это позволило сделать реклоузеры малогабаритными, с возможностью размещения непосредственно на опоре ЛЭП – рис. 5-2, а также в значительной мере позволило

автоматизировать работу пунктов секционирования, которые стали именоваться автоматическими пунктами секционирования – АПС [5-2].



Рис. 5-2. Реклоузер РВА/TEL «Таврида Электрик».

Определение понятия «реклоузер»

Само понятие "реклоузер" возникло в США. Стандарт IEEE 37.100-1992 дает следующее определение:

«Реклоузер – это автономное устройство, использующееся для автоматического отключения и повторного включения цепи переменного тока по предварительно заданной последовательности циклов отключения и повторного включения с последующим возвратом в исходное состояние, сохранением включенного положения или блокировкой в отключенном положении. Реклоузер включает в себя комплекс элементов управления, необходимых для обнаружения токов короткого замыкания и управления реклоузером» [5-2].

Варианты применения реклоузера [5-4, 5-5]

Последовательное секционирование радиального фидера (линии с односторонним питанием) – рис. 5-3.



Рис 5-3. Установка реклоузеров для повышения надежности радиального фидера:
В – головной выключатель на подстанции; R1 – реклоузер [5-4].

Эффективность схемы обусловлена возможностью по количеству отключенных потребителей точно идентифицировать поврежденный участок линии и оперативно адресно направить ремонтную бригаду. К преимуществам схемы следует отнести увеличение надежности электроснабжения потребителей отдельных участков по мере приближения к центру питания.

Последовательное секционирование линий с сетевым резервом (кольцевой фидер) – рис. 5-4.

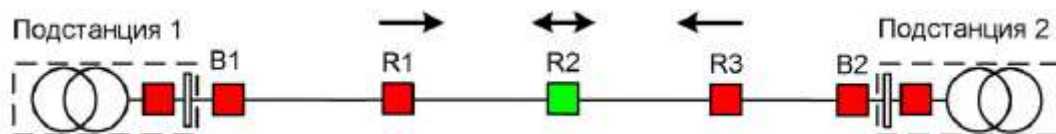


Рис 5-4. Установка реклоузеров для повышения надежности кольцевого фидера: B1, B2 – головные выключатели на подстанции; R1, R3 – реклоузеры, R2 – реклоузер в качестве пункта сетевого резервирования (оснащен АВР) [5-4].

Схема используется в радиальных линиях с двумя или несколькими смежными источниками питания. Возможно применение при сетевом резервировании линий 10(6) кВ от разных секций шин одного центра питания. Эффективность схемы обусловлена возможностью автоматически локализовать повреждение в пределах одного участка и автоматически подать резервное питание неповрежденным потребителям.

Повышение надежности ответственного потребителя [5-4].

Установкой реклоузеров обеспечивают выделение ответственного потребителя (группы потребителей) от остальной части сети.

Радиальный фидер – рис. 5-5.



Рис. 5-5. Установка реклоузеров для повышения надежности ответственного потребителя на радиальном фидере [5-4].

Количество и места установки реклоузеров выбираются так, чтобы ответственный потребитель был подключен к участку сети наименьшей протяженности.

Кольцевой фидер, ответственный потребитель – на однотрансформаторной подстанции. В магистраль с обеих сторон от отпайки к ответственному потребителю устанавливается два реклоузера, на одном из реклоузеров делается нормальный разрыв. Таким образом, ответственный

потребитель теряет питание только в случае повреждения на отпайке. – рис. 5-6.

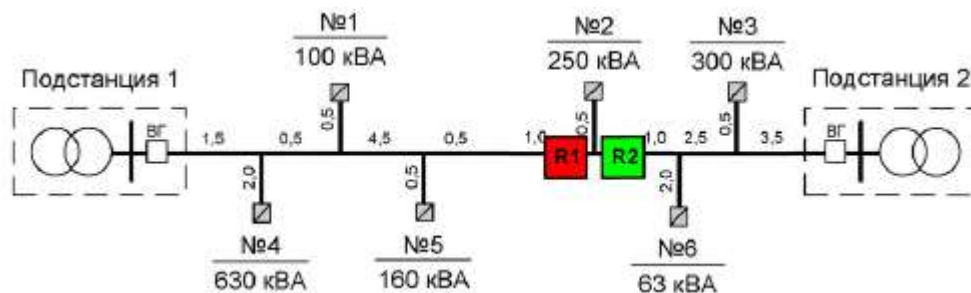


Рис. 5-6. Установка реклоузеров для повышения надежности ответственного потребителя на кольцевом фидере. R2 – отключен, включена АВР [5-4].

Кольцевой фидер, ответственный потребитель – на двухтрансформаторной подстанции – рис. 5-7.

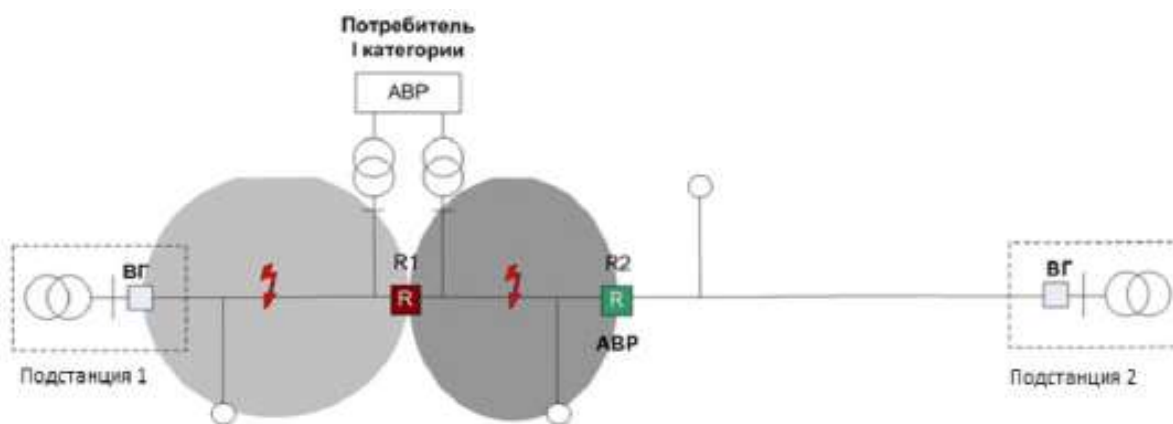


Рис. 5-7. Установка реклоузеров для повышения надежности ответственного потребителя на кольцевом фидере. R2 – отключен, включена АВР [5-4].

Один реклоузер устанавливается в магистрали между двумя трансформаторами, второй реклоузер устанавливается исходя из обеспечения максимальной надежности остальных потребителей фидера. На одном из реклоузеров делается нормальный разрыв. Таким образом, при любом повреждении на фидере ответственный потребитель сохраняет питание. При наличии АВР на стороне 0,4 кВ такое решение применимо для потребителей I категории.

Устройство, работа, типы реклоузеров

По сути реклоузер является автоматическим выключателем, который размыкает линию при отклонении ее параметров от заданных, например, при превышении током порогового значения.

Реклоузер состоит из двух частей: высоковольтного модуля (ВМ) и шкафа управления (низковольтного модуля – НМ), связанных между собой соединительным кабелем [5-2, 5-3] – рис. 5-8, 5-9.

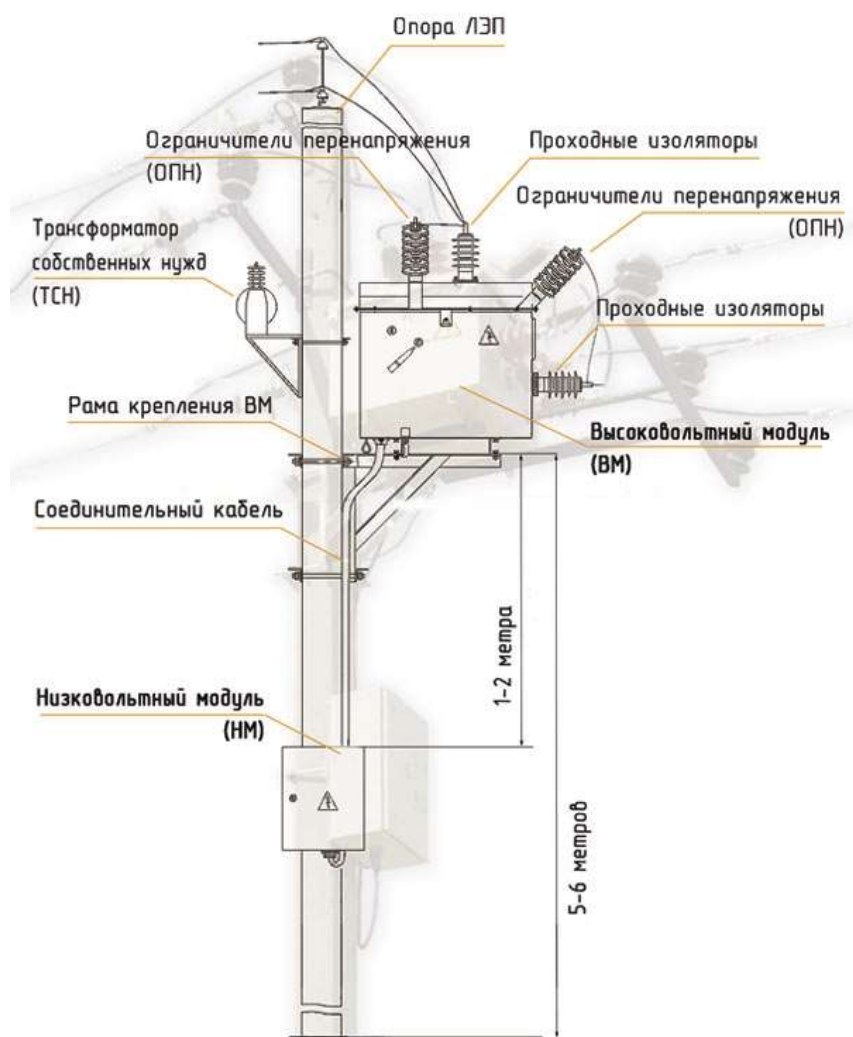


Рис. 5-8. Элементы реклоузера.



Рис. 5-9. Высоковольтный модуль реклоузера.

Алгоритм работы реклоузера

Трансформаторы тока, установленные в высоковольтном модуле, измеряют ток в линии и по передают сигнал на терминал защиты, находящийся в шкафу управления.

Микропроцессорный терминал защиты сравнивает ток в линии (а также, возможно, другие параметры) с заданными уставками. Если текущие параметры линии выходят за границы заданного диапазона, терминал защиты выдает команду на отключение вакуумного выключателя, который разрывает цепь.

Но на этом работа реклоузера не заканчивается.

Терминал защиты выдерживает заданный промежуток времени, например, 1 секунду, и подает на вакуумный выключатель сигнал на повторное включение (автоматическое повторное включение – АПВ).

Если неисправность на линии после отключения не самоустранилась, то с трансформаторов тока на терминал снова приходит «тревожный сигнал», и защита снова отключает линию. Так повторяется от одного до трех раз, в зависимости от настроек реклоузера.

Основные функции реклоузеров:

- осуществление штатных переключений в сетях распределения (местная и дистанционная конфигурация сетей);
- интеграция в системы дистанционного контроля и учёта (телемеханика);
- автоматическая регистрация характеристик и параметров работы сети;
- автоматическое отключение участков с повреждениями;
- автоматическое восстановление электропередачи неповреждённых участков сети;
- повторное включение повреждённых участков в автоматическом режиме.

Преимущества использования реклоузеров [5-3]:

- минимальное обслуживание;
- возможность оперативной оптимизации работы электросети;
- простота монтажа, эксплуатации;
- низкие затраты на обслуживание;
- возможность передачи данных оператору посредством современных методов (например, при помощи GSM-связи);
- повышение надёжности энергоснабжения, высокая скорость реагирования на нештатные режимы работы сети.

Основные группы реклоузеров

1. Реклоузеры на специализированных датчиках тока и напряжения. В этой группе только два представителя, очень похожих между собой – реклоузеры РВА/TEL (они же Rec15) "Таврида Электрик" и [реклоузеры OSM15](#) австралийской компании "Noja Power". Основная черта этих

реклоузеров - богатая функциональность, минимальные габариты и... довольно высокая цена.

2. Реклоузеры ПСС-10 на традиционных трансформаторах тока. Эти реклоузеры почти в два раза превышают реклоузеры первой группы по массе и габаритам, но в то же время практически в два раза дешевле. Поскольку реклоузеры ПСС-10 собираются из обычных комплектующих, то имеется полная свобода выбора как по функциональности, так и по цене.

3. Реклоузеры ПССУ-10 с функцией учета электроэнергии. Встречаются различные варианты маркировки, например, ПССУ – пункт секционирования столбовой с учетом электроэнергии или ПУС – пункт учета и секционирования. В отличие от обычного реклоузера, реклоузеры с функцией учета электроэнергии имеют в своем составе трансформаторы напряжения, что позволяет вести учет электроэнергии.

Коммутационный модуль реклоузера 35 кВ – рис. 5-10

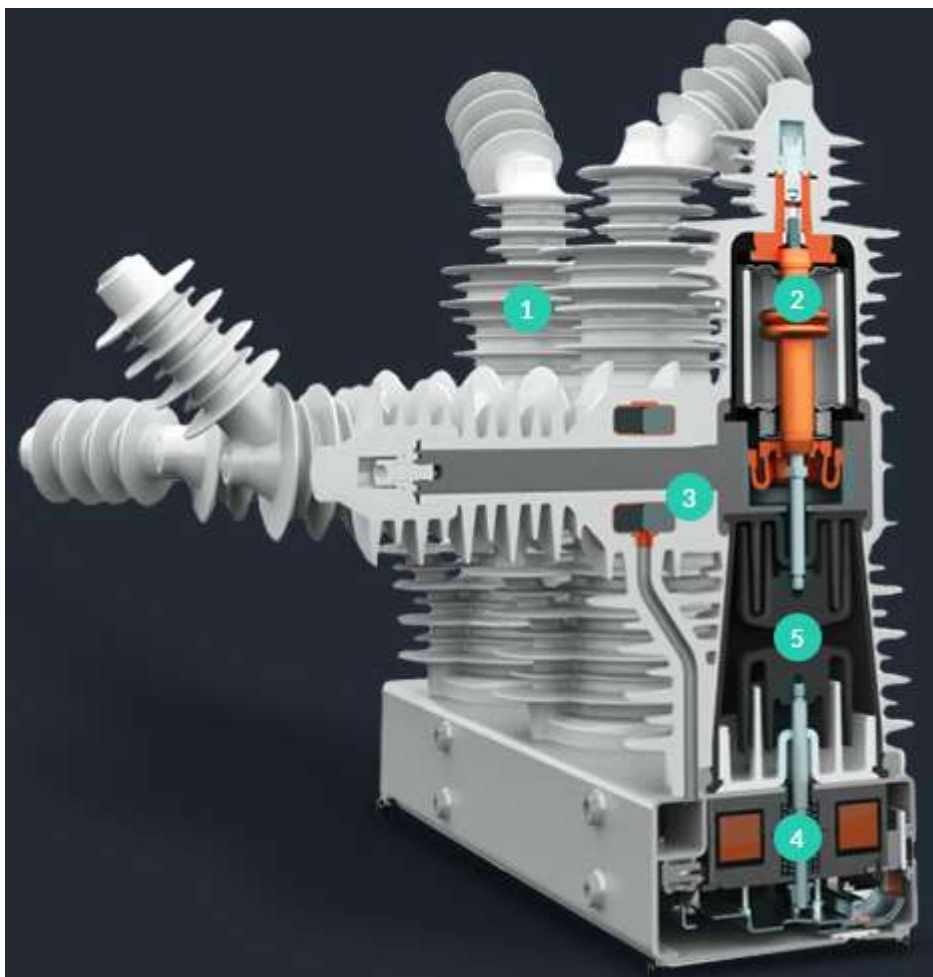


Рис. 5-10.

Особенности реклоузера 35 кВ:

1. Уникальная система внешней твердой изоляции, обеспечивающая при минимальных габаритах требуемую длину пути утечки (1660 мм);

2. Уникальная по своим габаритам вакуумная дугогасительная камера (самая компактная в мире в классе 35 кВ) – собственная разработка и производство холдинга «Таврида Электрик»;
3. Комбинированные датчики тока и напряжения, совмещенные с датчиком тока нулевой последовательности (три датчика фазных токов (катушки Роговского); три датчика фазных напряжений (емкостно-резистивные делители); датчик тока нулевой последовательности);
4. Пофазный электромагнитный привод с магнитной защелкой;
5. Тяговый изолятор лабиринтного типа.

Темы отчетов по практическому занятию 05:

1. Совершенствование пунктов секционирования ВЛ.
2. Определение понятия «реклоузер».
3. Устройство, работа, типы реклоузеров.

Требования к отчету. Совершенствование электрооборудования происходит постоянно, и информация, изложенная выше, неизбежно устаревает и теряет актуальность. Поэтому при подготовке отчета по заданной (или выбранной) теме в обязательном порядке должен быть проведен поиск дополнительного материала в «Интернете» с оформлением библиографических ссылок на источники. При защите отчета необходимо уметь давать пояснения по существу выполненного задания.

Контрольные вопросы:

1. С какой целью производится секционирование воздушных линий?
2. Какие выключатели используются в реклоузерах?
3. Что такое «реклоузер»?
4. С какой целью на заземленном корпусе реклоузера предусмотрены ОПН?
5. В каком из модулей реклоузера размещен цифровой терминал защиты и автоматики?

Библиографический список

5-1. Козлов, А.Н. Электротехническое оборудование последнего поколения: учеб. пособие / А.Н. Козлов, В.А. Козлов, А.Г. Ротачева. – 3-е изд., испр. и доп.; Амур. гос. ун-т, каф. Энергетики. – Благовещенск: АмГУ, 2025. – 223 с.

5-2. Что такое реклоузер и чем он отличается от пункта секционирования [Электронный ресурс]. URL: <https://tmtrade.ru/chto-takoe-reklouzer> (дата обращения 28.03.2020).

5-3. Реклоузеры – применение, достоинства и недостатки, разновидности [Электронный ресурс]. URL: <https://pue8.ru/elektricheskie-seti/652-reklouzery-primenenie-dostoinstva-i-nedostatki-raznovidnosti.html> (дата обращения 28.03.2020).

5-4. СТО 34.01-2.2-033-2017 Линейное коммутационное оборудование 6-35 кВ – секционирующие пункты (реклоузеры). Том 1.2 «Секционирующие пункты (реклоузеры)» [Электронный ресурс]. URL: <https://meganorm.ru/Data2/1/4293730/4293730249.pdf> (дата обращения 22.08.2025).

5-5. Установка на опоры линии [Электронный ресурс]. URL: <https://studfile.net/preview/4071384/page:5/> (дата обращения 22.08.2025).

6. ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ КРУЭ

Цель практического занятия: ознакомиться с проблемами, возникающими при эксплуатации и ремонте элегазового оборудования, статистикой повреждаемости коммутационной аппаратуры, изучить стадии сборки КРУЭ на примере Усть-Среднеканской ГЭС.

Порядок проведения практического занятия: В аудитории выполняется разбор теоретической части занятия. В качестве отчета по практическому занятию Вам необходимо:

1. Подготовить реферат по одной из тем, приведенных ниже в пункте «Темы отчетов по практическому занятию 06». При очной форме обучения письменный отчет сдается на проверку преподавателю; при дистанционной форме отчет размещается в СДО MOODLE в папке «Выполненные отчеты по практическому занятию 06». Формат отчета – файл pdf.

При работе над рефератом может потребоваться дополнительная информация, за которой следует обратиться к [6-1].

2. При очной форме обучения защита отчета проводится в форме собеседования с преподавателем. При дистанционной форме необходимо сдать контрольный тест. Вам будет предложено 5 вопросов, Ваша задача – выбрать из предлагаемых ответов тот, который Вы считаете правильным. Оценка соответствует количеству правильных ответов.

Примерный перечень контрольных вопросов приведен в конце данного раздела.

Теоретическая часть. Элегаз – нетоксичное, стойкое, химически инертное негорючее соединение не имеющее цвета, запаха и вкуса. При нормальных условиях: 20 °С и 1 бар* – это газ тяжелее воздуха. Но с понижением температуры и повышением давления происходит ожижение элегаза.

**Справка: 1 бар – внесистемная единица измерения давления, равная 100 000 Паскалей (Па) или приблизительно 1 физической атмосфере (атм).*

Эти свойства SF₆, на первый взгляд, не должны вызывать угрозы безопасности персоналу, что обычно и имеет место, когда элегаз находится в чистом состоянии.

Рекламирование SF₆, как нетоксичного газа может ввести в заблуждение пользователей, которые не будут представлять себе возможного риска во время работы системы. Особенно это касается работ по очистке, проводимых после отказов, связанных с ударами молнии или отказом внутреннего оборудования. Когда элегаз подвергается воздействию электрической дуги, могут выделяться токсичные побочные продукты.

Самым худшим вариантом является воздействие дуги в присутствии влажности. Элегазовые выключатели и продукты, в которых применяется элегазовая изоляция, используют поглотители влаги (адсорбенты), впитывающие любую влагу, попадающую в камеру, содержащую SF₆. Но, если

уровень влажности превышает поглощающую способность адсорбента, то в процессе нормального прерывания дуги возможно образование токсичных побочных продуктов. Аналогичные последствия может вызвать излишняя влага, попавшая в камеру с SF₆ во время работ, связанных с обслуживанием оборудования.

Побочные продукты SF₆, подвергшегося воздействию электрической дуги, проявляются в виде газов, или в виде белой порошкообразной субстанции. Некоторые из побочных продуктов показаны в табл. 6-1 [6-1].

Таблица 6-1.

Газообразные побочные продукты распада SF₆ и их типичная концентрация при повторном искрении

Химическая формула	Название соединения	Экспериментальная концентрация (процент от объема)
HF	Фтороводород	1.0
SOF₂(SF₄)_b	Тетрафторид серы	0.5
SOF₄	Окись тетрафторида серы	0.085
SiF₄	Тетрафторид кремния	0.085
S₂F₁₀(SF₅)_c	Дисульфит декафторида	0.025
SO₂F₂	Сернистый фторид	0.006
SO₂	Двуокись серы	0.002

В результате воздействия приведенных выше соединений на организм человека, возможны появления раздражений глаз, кожи, носа и горла, отека легких, бронхитов, и других повреждений легких. Концентрированный раствор фтороводорода (HF) – плавиковая кислота – может вызвать тяжелые, глубокие и уродливые ожоги. Попадание фтороводорода внутрь организма может вызвать аритмию, и привести к смертельному исходу.

Помимо опасностей для персонала, представляемых элегазом, подвергшимся воздействию электрической дуги, даже чистый газ SF₆ может быть опасным для окружающей среды. Хотя он нетоксичен, и не разрушает озон, он, по оценке агентства США по защите окружающей среды, является наиболее сильным парниковым газом.

Парниковые газы не разрушают озоновый слой, но они удерживают тепло Земли, оказывая влияние на глобальное изменение климата. Имея потенциал содействия глобальному потеплению в 23900 раз больше, чем у CO₂, и сохраняясь в атмосфере в течение 3200 лет, один фунт (450 г) элегаза оказывает такое же влияние на глобальное потепление, что и 11 тонн CO₂. Несколько стран уже предприняли политические шаги по ограничению использования элегаза - например, Австралия, установила налог в 450 австралийских долларов

за килограмм импортируемого элегаза – и другие страны, скорее всего, последуют ее примеру.

Общие требования к КРУЭ

Главным требованием к надежности КРУЭ является вывод в ремонт любого газового объема без полного отключения КРУЭ.

С целью выполнения требований по безопасности в КРУЭ должны быть предусмотрены вторые заземляющие ножи на системах шин и в развилке шинных разъединителей (для схемы две системы шин).

Элегазовый зал должен, преимущественно, располагаться на отметке «0», расположение зала ниже отметки «0» не допускается.

Удаление воздуха следует предусматривать из нижней зоны в размере 2/3 и из верхней зоны - 1/3. Приемные отверстия в нижней зоне должны быть не выше 100 мм от пола. Должен быть резервный вентилятор.

Воздухообмен в зале КРУЭ обеспечивается 3-х кратной общеобменной вентиляцией. Аварийная вентиляция 8-ми кратная, складывающаяся из 3-х кратной общеобменной, плюс один вентилятор той же мощности (3-х кратный), удаляющий элегаз из нижней зоны, и 2-х кратной вентиляции, осуществляющей отвод элегаза крышными вентиляторами.

Основные компоненты КРУЭ 300-500 кВ, задействованные в авариях

Крупные аварии КРУЭ на 300-500 кВ выявленные после 01/01/1985: 2.58 на 100 выключателей в год – см. табл. 6-2 и 6-3.

Крупная авария – неисправность основного компонента или элемента КРУЭ, нарушающая одну или более из его основных функций. Проявляется в немедленном изменении рабочего состояния системы, например, защитное оборудование требует устранения неисправности или обязательного отключения на 30 минут для проведения внепланового технического обслуживания.

Частота крупных аварий = Количество крупных аварий/Суммарное количество ячеек выключателей · число лет эксплуатации.

Таблица 6-2.

Повреждаемость элементов КРУЭ

Выключатель или переключатель	27.3%
Разъединитель	20.5%
Заземлитель	0.6%
Трансформатор тока	1.9%
Трансформатор напряжения	4.3%

Продолжение таблицы 6-2.

Токоведущие шины	6.2%
Шинопроводы и соединительные части	24.2%
Высоковольтный ввод SF6/воздух	9.3%
Кабельный шкаф	0.6%
Интерфейс трансформатора	2.5%
Перенапряжения	1.9%
Другое	0.6%

Таблица 6-3.

Классификация симптомов повреждений КРУЭ

Пробой между полюсами	1.9%
Пробой между открытыми полюсами	1.9%
Пробой на землю, твердая изоляция	25.8%
Пробой на землю, газовая изоляция	36.5%
Неисправность отключения по команде	13.2%
Неисправность по току	-
Потеря механических свойств	0.6%
Потеря элегаза	4.4%
Отказ устройства для сброса давления	-
Пробой корпуса	1.3%
Частичный разряд	1.9%
Блокировка в отключенном или включенном положении	2.5%
Другое	10.0%

При технико-экономической обоснованности рекомендуется применять элегазовые трехполюсные комплектные распределительные устройства (КРУЭ) 110-750 кВ, размещаемые в закрытых помещениях.

В качестве примера ниже приведены фотографии КРУЭ 220 кВ Усть-Среднеканской ГЭС на реке Колыме (Магаданская область) – рис. 6-1–6-8 [6-2].

Современное комплектное распределительное устройство, по сравнению с традиционным оборудованием открытого типа, значительно более надежно, удобно в эксплуатации и пожаробезопасно. Его использование оптимально в суровых климатических условиях севера, в которых эксплуатируется станция.

На фотографиях показан монтаж первой очереди КРУЭ. В настоящее время завершен монтаж и высоковольтные испытания второй очереди КРУЭ.



Рис. 6-1. На переднем плане – здание КРУЭ 220 кВ Усть-Среднеканской ГЭС.



Рис. 6-2. На стене здания ГЭС смонтированы эстакады для кабелей 220 кВ.

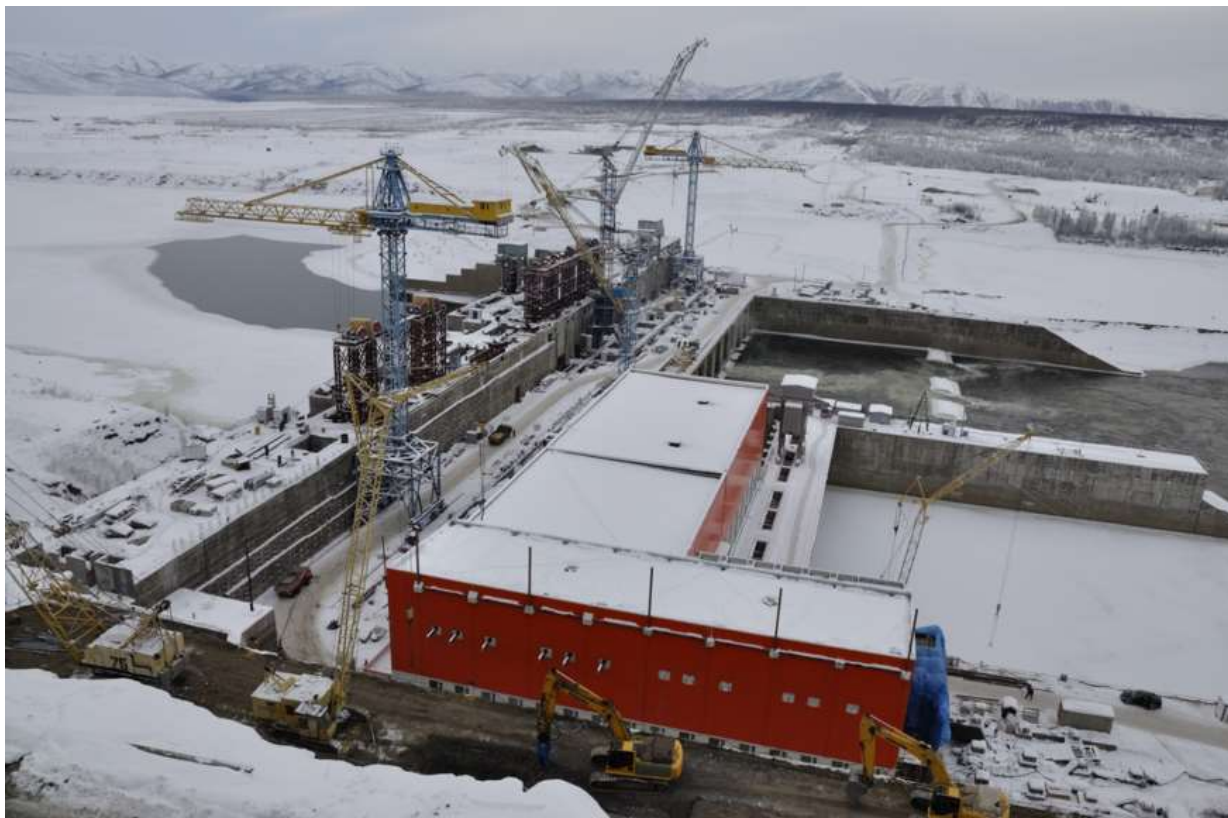


Рис. 6-3. Здание КРУЭ – красный корпус. Слева в проемах видны проходные изоляторы ЛЭП, справа проемы закрыты заглушками.



Рис. 6-4. От КРУЭ (красное здание справа внизу) ВЛ-220 кВ поднимаются вверх по крутому правому берегу Колымы. На фотографии видно, что для открытого распределительного устройства места немного.



Рис. 6-5. Расстановка выключателей в здании КРУЭ (монтаж первой очереди КРУЭ).



Рис. 6-6. Монтаж шинных конструкций, вид сверху. Слева на снимке – кабельная эстакада и кабели, подходящие к КРУЭ от повышающих трансформаторов. Справа – ОПН 220 кВ



Рис. 6-7. Монтаж токоведущих элементов линий. В верхней части снимка – проходные изоляторы фаз ЛЭП.



Рис. 6-8. Монтаж КРУЭ-220 первой очереди почти завершен, впереди – испытания. Свободная площадка на дальнем плане – для второй очереди КРУЭ..

Темы отчетов по практическому занятию 06:

1. Проблемные моменты использования КРУЭ и требования к залу КРУЭ
2. Анализ повреждаемости элементов КРУЭ.
3. Стадии сборки КРУЭ-220 кВ Усть-Среднеканской ГЭС.

Требования к отчету. Совершенствование электрооборудования происходит постоянно, и информация, изложенная выше, неизбежно устаревает и теряет актуальность. Поэтому при подготовке отчета по заданной (или выбранной) теме в обязательном порядке должен быть проведен поиск дополнительного материала в «Интернете» с оформлением библиографических ссылок на источники. При защите отчета необходимо уметь давать пояснения по существу выполненного задания.

Контрольные вопросы:

1. В чем, по Вашему мнению, выгода использования КРУЭ вместо РУ открытого исполнения на ГЭС вообще и, в частности – на Усть-Среднеканской ГЭС?
2. Для чего в отсеках оборудования, заполненного элегазом, предусматривается размещение адсорбентов?
3. На какой высоте от отметки пола должны выполняться вентиляционные отверстия для удаления воздуха из помещения КРУЭ?
4. Где расположена Усть-Среднеканская ГЭС?
5. Наиболее повреждаемые (по статистике и данным анализа повреждаемости) элементы элегазовых выключателей?

Библиографический список

6-1. Козлов, А.Н. Электротехническое оборудование последнего поколения: учеб. пособие / А.Н. Козлов, В.А. Козлов, А.Г. Ротачева. – 3-е изд., испр. и доп.; Амур. гос. ун-т, каф. Энергетики. – Благовещенск: АмГУ, 2025. – 223 с.

6-2. На Усть-Среднеканской ГЭС в Магаданской области завершён монтаж второй очереди КРУЭ-220 кВ [Электронный ресурс]. URL: <https://sdelanounas.ru/blogs/103942/https://sdelanounas.ru/blogs/103942/> (дата обращения 22.08.2025).

7. ЛЭП 1150 кВ

Цель практического занятия: ознакомиться с конструктивными и технологическими решениями, позволившими в СССР создать уникальный комплекс электрооборудования 1150 кВ.

Порядок проведения практического занятия: В аудитории выполняется разбор теоретической части занятия. В качестве отчета по практическому занятию Вам необходимо:

1. Подготовить реферат по одной из тем, приведенных ниже в пункте «Темы отчетов по практическому занятию 07». При очной форме обучения письменный отчет сдается на проверку преподавателю; при дистанционной форме отчет размещается в СДО MOODLE в папке «Выполненные отчеты по практическому занятию 07». Формат отчета – файл pdf.

При работе над рефератом может потребоваться дополнительная информация, за которой следует обратиться к [7-1].

2. При очной форме обучения защита отчета проводится в форме собеседования с преподавателем. При дистанционной форме необходимо сдать контрольный тест. Вам будет предложено 5 вопросов, Ваша задача – выбрать из предлагаемых ответов тот, который Вы считаете правильным. Оценка соответствует количеству правильных ответов.

Примерный перечень контрольных вопросов приведен в конце данного раздела.

Теоретическая часть. Межсистемные связи в ОЭС России выполнены в основном на напряжениях 220, 330, 500 и 750 кВ.

На территории России построены три участка линий электропередачи напряжением 1150 кВ: Итат – Барнаул, Барнаул – Экибастуз и Кустанай – Челябинск, которые функционально являлись частью электропередачи 1150 кВ, связывающей ОЭС Сибири с европейской частью страны через территорию Казахстана. Указанные участки электропередачи построены в габаритах 1150 кВ но временно эксплуатируются на напряжении 500 кВ. Планировался перевод на проектное напряжение 1150 кВ участка линии электропередачи Итат – Барнаул.

Ни одна другая линия в мире не способна работать под столь высоким напряжением. В настоящий момент работает под напряжением 500 кВ.

Протяжённость участка – 432 километра, установлена на электрических опорах со средней высотой 45 метров – рис. 7-1 – 7-3. Вес проводников приблизительно 50 тонн. Проложенная от Экибастуза через Кокчетав и Кустанай вплоть до Челябинска соединяет энергосистемы Казахстана и России.

Строительство ЛЭП «Барнаул-Экибастуз-Кокчетав-Кустанай-Челябинск» завершено в 1988г., ее трасса проходит, в основном, по территории Казахстана. Ее протяженность - 1900 км (длина казахстанского участка составляет 1400 км) – рис. 7-4.



Рис. 7-1. Промежуточная опора ВЛ 1150 кВ.



Рис. 7-2. Анкерные опоры ВЛ 1150 кВ.



Рис. 7-3. Конструкция фазы 1150 кВ.



Рис. 7-4. Трасса ВЛ 1150 кВ.

Данная ЛЭП является единственной в мире линией электропередачи такого класса напряжения, пропускная способность которой достигает 5500 МВт. Она была построена в качестве сверхмощного энергомоста для передачи электроэнергии от Экибастузского энергоузла* и электростанций Сибири на промышленно развитый Урал России.

В 1998 году в качестве заключительного этапа создания межсистемного транзита 1150 кВ Сибирь – Казахстан – Урал введена в строй ВЛ 1150 кВ Итат – Барнаул (Алтай) на напряжение 500 кВ длиной 444,5 км.

Сооружение ВЛ 1150 кВ Итат – Барнаул увеличивает возможность передачи избыточной электроэнергии и мощности из Восточной Сибири в дефицитную Западную. При этом пропускная способность увеличивается на 800-1000 МВт.

**Справка 1: В районе Экибастузского бурогоугольного месторождения (разрез «Богатырь») планировалось построить четыре ГРЭС, каждая – мощностью 4000 МВт (8х500 МВт). До распада СССР успели построить ГРЭС-1 и два агрегата ГРЭС-2.*

В 90-х, из-за проблем с эксплуатацией и отсутствия плановых ремонтов оборудование часто аварийно останавливали. С 1996 по 2008 годы ГРЭС-1 была в собственности у американской компании [AES](#). В 2008 году ГРЭС-1 выкупила компания «Казахмыс»

С 2014 года 100 % долей ТОО «Экибастузская ГРЭС-1» владеет АО «Самрук-Энерго» (Казахстан)

По состоянию на 2018 год на ГРЭС-1 в работе находятся 7 энергоблоков (энергоблок № 1 находится в процессе восстановления и реконструкции с заменой оборудования). В 2012-м году на станции был запущен энергоблок № 8, простаивавший более 20 лет.

ЭГРЭС-2 вырабатывает электроэнергию из [высокозольного экибастузского угля](#) двумя энергоблоками по 500 МВт. В конце 2005 года на базе Экибастузской ГРЭС-2 было создано совместное казахстанско-российское энергетическое предприятие. В 2014 году начато строительство третьего блока 500 МВт.

Справка 2: «Линию построили, но использовать ее, окупив затраченные деньги, так и не пришлось. Сначала, во время распада СССР, практически перестали работать обе электростанции в Экибастузе, их продали американцам фактически по цене металлолома. Потом и линию демонтировали на участке, проходящем по Казахстану. А участок от Петропавловска до Чебаркуля эксплуатируется на напряжении 500 киловольт и практически не загружен. Но опоры-рюмки стоят».

Заместитель управляющего Челябэнерго Владимир Михайлович Козлов.

Казахский участок Экибастуз – Кокчетав – Кустанай **более двух лет работал на номинальном напряжении 1150 кВ**, однако потом было принято решение и их переключить на напряжение 500 кВ.

На казахском участке пять из восьми проводов сняты; на российских участках провод сохранен. В негодность пришло уникальное подстанционное оборудование 1150 кВ, изготовленное в 1981-1986 годах. Линия работает на напряжении 500 кВ. Она была задействована после аварии на Саяно-Шушенской ГЭС в 2009 году для компенсации выпадения сибирских мощностей.

С целью исключения зависимости от особенностей и условий развития смежного государства (Казахстана), было принято решение о создании прямой

связи между восточными и западными регионами восточных ОЭС Единой Энергосистемы России за счет сооружения электропередачи Сибирь – Урал.

В 1996 году в рамках ТЭО «Электропередача 1150 кВ Сибирь – Урал» выполнено обоснование сооружения указанной связи. При этом планировалось, что построенная ВЛ 1150 кВ Итат – Барнаул (Алтай) станет головным участком новой магистрали 1150 кВ Сибирь – Урал, проходящей по территории России.

Электропередача 1150 кВ Сибирь – Урал по проекту проходит по территории двух объединений ЕЭС России – Сибири и Урала по трассе: Алтай – Карасук – Омск – Курган – Челябинск. Протяженность ВЛ – 1626 км.

Создание комплекса электрооборудования 1150 кВ [7-5]

Предприятиями электротехнической промышленности СССР разработан и создан первый в мире комплекс электрооборудования на напряжение 1150 кВ, который введен в промышленную эксплуатацию на линии электропередачи Экибастуз – Урал в 1985 г.

В создании комплекса принимали участие ПО «Запорожтрансформатор» имени В. И. Ленина, Всесоюзный институт трансформаторостроения, МосПО «Электрозавод» имени В. В. Куйбышева, ПО «Уралэлектротяжмаш» имени В.И. Ленина, Великолукский завод высоковольтной аппаратуры, ПО «Электрокерамика», НПО «Конденсатор», завод «Изолятор», Всесоюзный электротехнический институт имени В.И. Ленина (головная организация).

В процессе создания комплекса решен ряд важных научно-технических проблем. Разработаны принципы координации изоляции электрооборудования при уровне ограничений коммутационных перенапряжений до $1,8U_{ф}$. Столь глубокий уровень ограничения перенапряжений для ЛЭП ультравысокого напряжения реализован впервые в мире.

Все электрооборудование обладает патентной чистотой и защищено авторскими свидетельствами.

Автотрансформатор 1150 кВ. Среди высоковольтного электрооборудования для ЛЭП 1150 кВ силовые трансформаторы (рис. 7-5) и шунтирующие реакторы являются наиболее сложными элементами, и их создание представляло серьезную научно-техническую проблему. Проблема осложнена еще и тем обстоятельством, что железнодорожный габарит в определенной степени предопределяет конструктивные особенности трансформатора – высоту магнитопровода и в значительной степени всю компоновку активной части. Такое «подчинение» конструктивного исполнения трансформатора условиям транспортировки требует существенного усложнения конструкции.

На стадии, предшествующей разработке промышленных автотрансформаторов, был проведен большой объем расчетных работ по определению оптимальной схемы соединения обмоток трансформатора и его мощности для сочетания напряжений 1150 и 500 кВ. Эти расчеты показали, что

наилучшие технико-экономические данные обеспечиваются схемой с последовательным расщеплением обмоток.

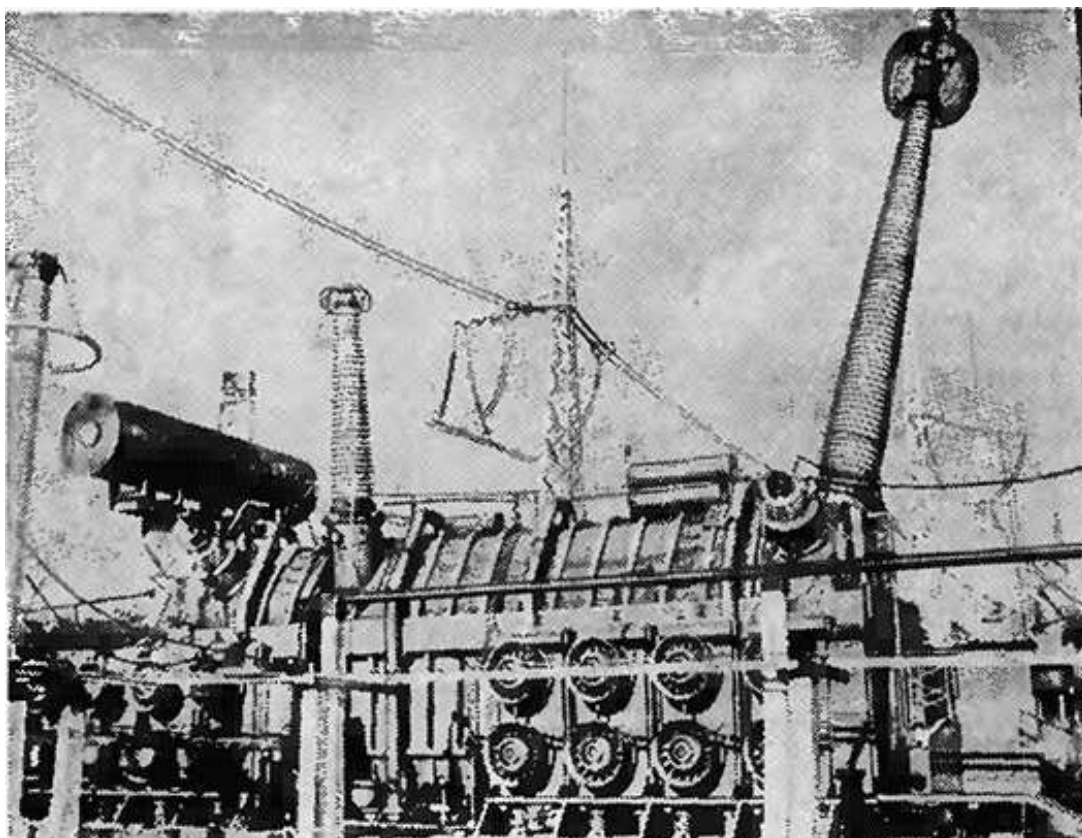


Рис. 7-5. Автотрансформатор 1150 кВ.

Выбранная схема соединения обмоток и транспортные ограничения определили основные изоляционные проблемы при создании трансформатора:

- разработка конструкции концевой изоляции обмоток, способной выдерживать рабочие и испытательные воздействия, в полтора раза превышающие напряженности, допускаемые в изоляции трансформаторов меньших классов напряжения, включая 750 кВ;
- существенное повышение электрической прочности изоляционных промежутков снаружи обмотки 1150 кВ (обмотка – боковое ярмо, обмотка – бак, установка ввода 1150 кВ);
- оптимизация конструкции и размеров изоляции отвода, соединяющего части обмотки 500 кВ, расположенные на разных стержнях магнитопровода.

Вентильный разрядник. Вентильный разрядник 1150 кВ (рис. 7-6) в комплексе защиты от перенапряжений ЛЭП-1150 определил дальнейшее снижение уровней коммутационных и грозовых перенапряжений до $1,8U_{ф}$ и $2,0U_{ф}$ соответственно. В нем сохранены основные комплектующие элементы и принцип работы разрядников серии РВМК, хорошо зарекомендовавших себя в системах 330, 500 и 750 кВ. Оригинальные схемы компоновки и частичное применение высоконелинейных резисторов позволили обеспечить необходимые защитные характеристики и оптимизировать габариты разрядника. Для передачи качественных сигналов с высокого потенциала к

устройствам защиты, управления и автоматики следовало обеспечить необходимый класс точности измерительной аппаратуры.

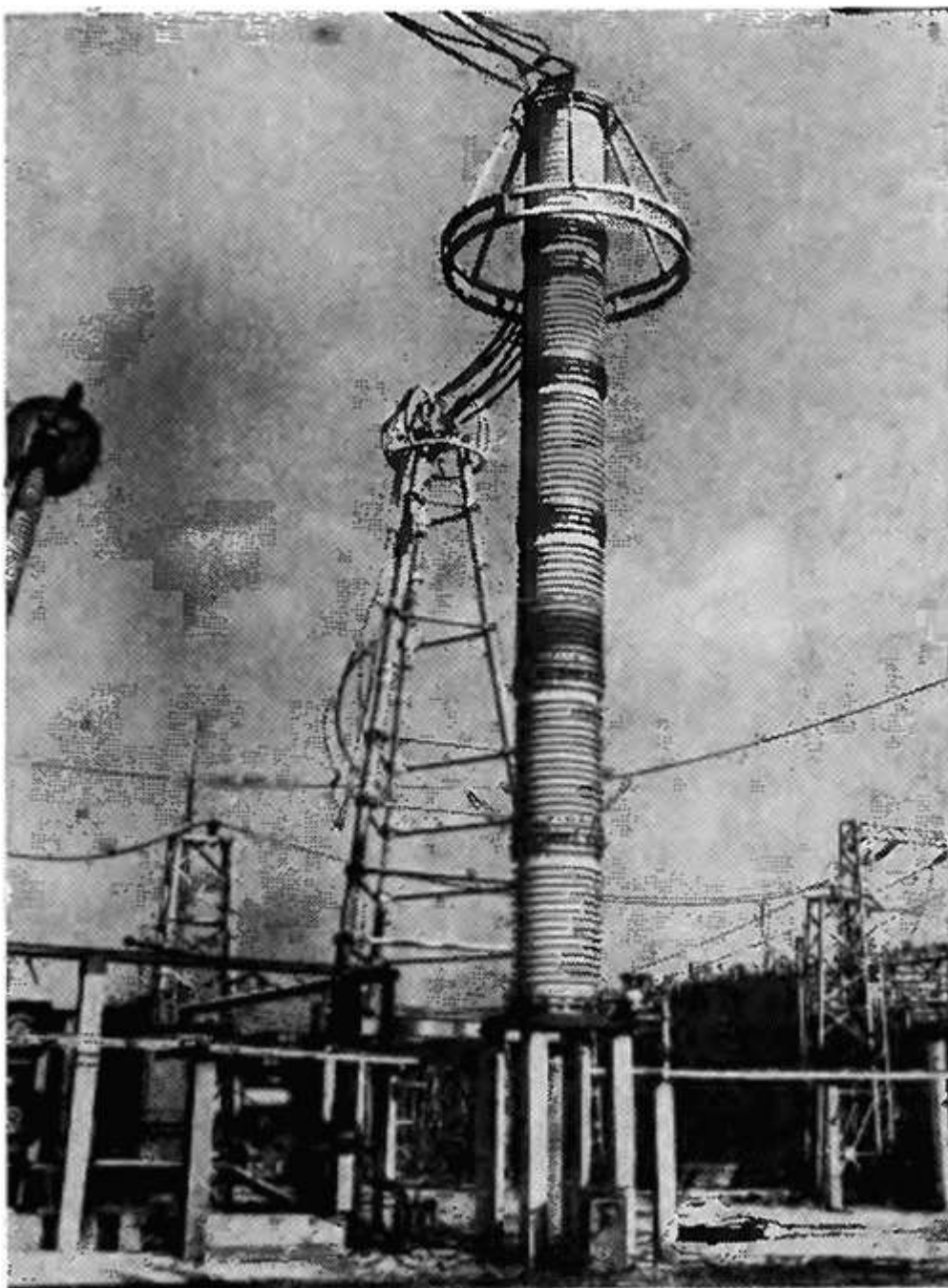


Рис. 7-6. Вентильный разрядник 1150 кВ.

Воздушный выключатель 1150 кВ. Отключающая способность выключателя была повышена путем рационального выбора межконтактных промежутков и диаметров сопел, повышения давления сжатого воздуха в них без увеличения его в резервуаре (за счет более рациональной конструкции воздухопроводов), уменьшения аэродинамического сопротивления выхлопного тракта, применения малоиндуктивных резисторов.

В выключателе 1150 кВ (рис. 7-7) применен блочный (модульный) принцип построения, обеспечены одинаковые технические характеристики дугогасительных разрывов и независимость их работы друг от друга,

максимально использованы дугогасительные, электроизоляционные и энергетические свойства сжатого воздуха, применено двустороннее дутье при гашении электрической дуги, давление сжатого воздуха увеличено до 4,0 МПа, условное напряжение, приходящееся на модуль, увеличено до 250 кВ, контакты дугогасительного разрыва после гашения дуги отключения остаются разомкнутыми (конструкция без отделителя), рабочие контакты защищены от действия дуги, на трех модулях из пяти применены предвключаемые резисторы.

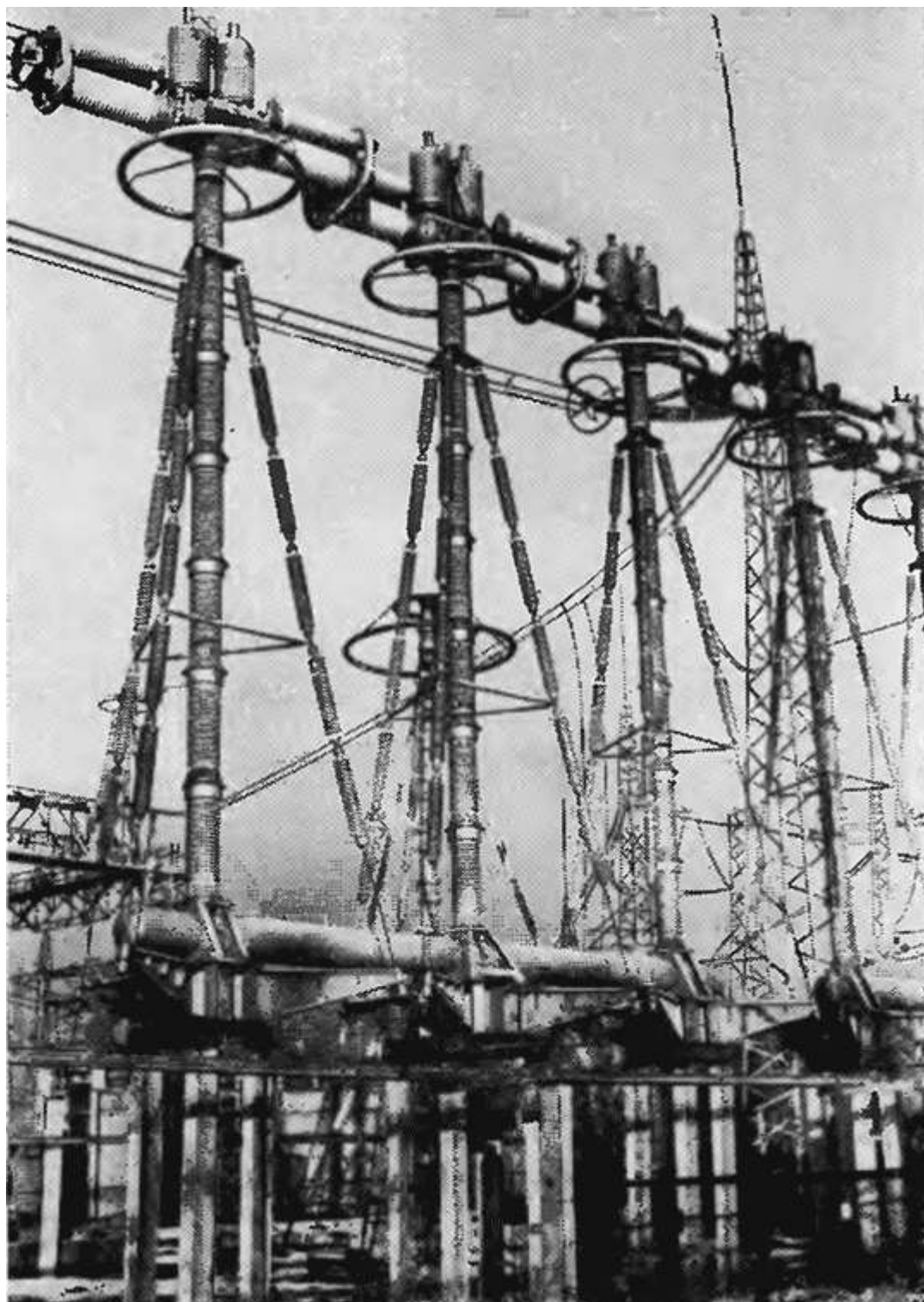


Рис. 7-7. Воздушный выключатель 1150 кВ.

Разъединитель 1150 кВ. В разъединителе 1150 кВ впервые применены главные ножи телескопической конструкции, что позволило сократить ширину и высоту разъединителя – рис. 7-8.

В конструкции разъединителя использованы фланцы поясов жесткости, самоустанавливающиеся по фланцам изолятора при монтаже, что исключает внутренние напряжения в изоляторах. Сокращению длины полюса разъединителя способствовало применение шарообразных экранов и системы подвижных экранов на главных ножах, которые соответствуют положению токоведущих частей. В заземляющем контуре разъединителя предусмотрено устройство, которое препятствует выбрасыванию ножа из контакта в момент амплитуды тока короткого замыкания.

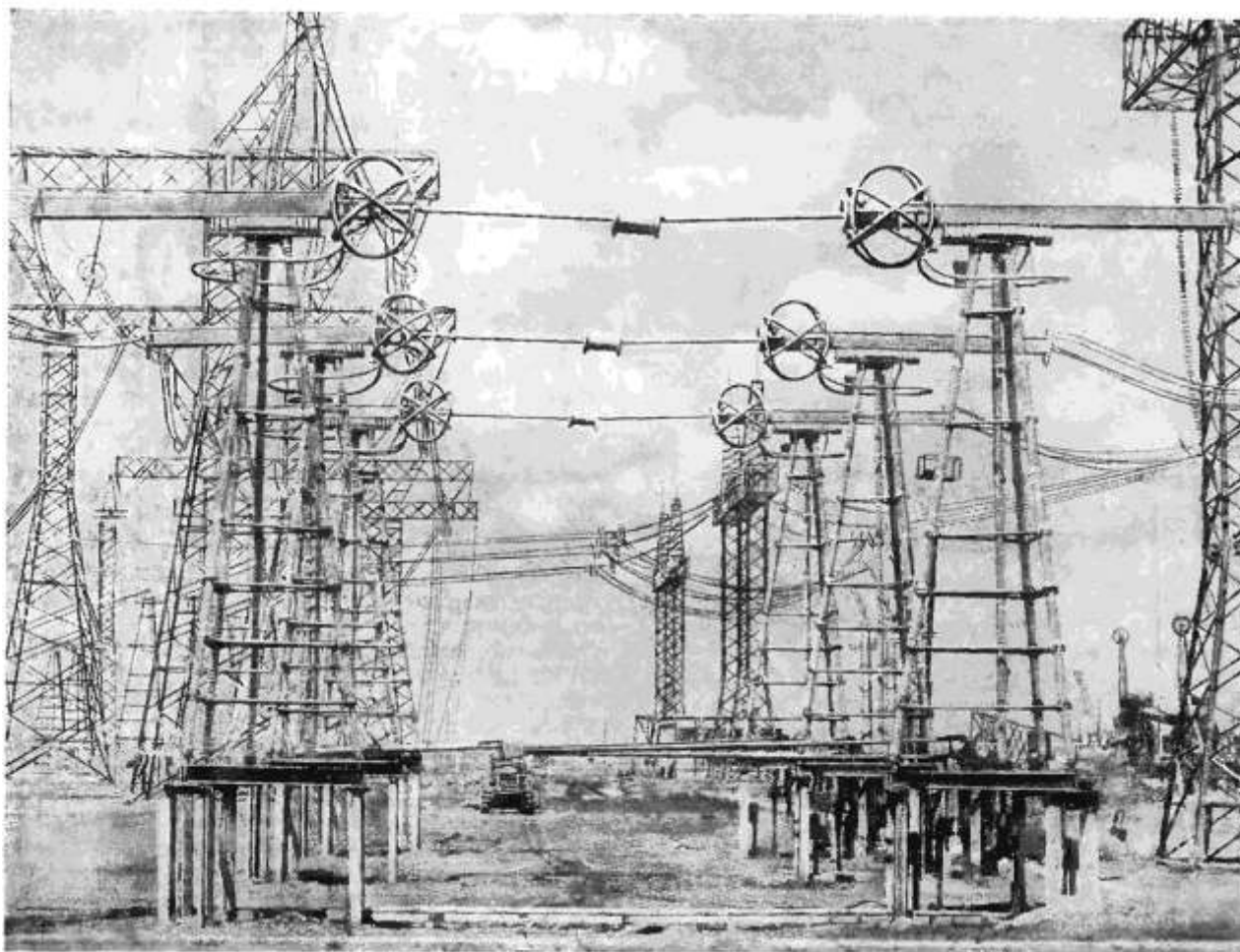


Рис. 7-7. Разъединитель 1150 кВ.

Темы отчетов по практическому занятию 07:

1. Трасса ВЛ 1150 кВ на территории России.
2. Перспективы создания ЛЭП УВН в России.
3. Разработка в СССР электрооборудования 1150 кВ.

Требования к отчету. Совершенствование электрооборудования происходит постоянно, и информация, изложенная выше, неизбежно устаревает

и теряет актуальность. Поэтому при подготовке отчета по заданной (или выбранной) теме в обязательном порядке должен быть проведен поиск дополнительного материала в «Интернете» с оформлением библиографических ссылок на источники. При защите отчета необходимо уметь давать пояснения по существу выполненного задания.

Контрольные вопросы:

1. *Какие межсистемные ЛЭП принято называть слабыми связями?*
2. *Сколько проводов составляют расщепленную фазу ЛЭП 1150 кВ?*
3. *Какова протяженность построенной ВЛ 1150 кВ?*
4. *Средняя высота опор ВЛ 1150 кВ?*
5. *Проектная пропускная способность ВЛ 1150 кВ?*
6. *Какой участок ВЛ более двух лет работал на номинальном напряжении 1150 кВ?*

Библиографический список

7-1. Козлов, А.Н. Электротехническое оборудование последнего поколения: учеб. пособие / А.Н. Козлов, В.А. Козлов, А.Г. Ротачева. – 3-е изд., испр. и доп.; Амур. гос. ун-т, каф. Энергетики. – Благовещенск: АмГУ, 2025. – 223 с.

7-2. Характеристика структуры Единой энергетической системы России // Информационно-аналитический Доклад о функционировании и развитии электроэнергетики России [Электронный ресурс]. URL: http://www.e-apbe.ru/analytical/doklad2005/doklad2005_2.php (дата обращения 25.11.2013).

7-3. Раздел 4. Единая энергетическая система Российской Федерации. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.energetika.in.ua/ru/books/book-4/section-2/section-4> (дата обращения 30.11.2014).

7-4. Стратегические условия и задачи развития Единой национальной электрической сети на Дальнем Востоке [Электронный ресурс]. URL: <http://www.myshared.ru/slide/168152/> (дата обращения 25.11.2013).

7-5. Создание комплекса электрооборудования 1150 кВ [Электронный ресурс]. URL: <https://forca.ru/knigi/arhivy/sozдание-kompleksa-elektrooborudovaniya-1150-kv.html> (дата обращения 23.08.2025).

8. ГЭС АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

Цель практического занятия: ознакомиться с ролью гидроэлектростанций, расположенных в Амурской области, в функционировании ОЭС Востока, стадиями строительства ГЭС и особенностями гидроузлов Зейской, Бурейской и Нижне-Бурейской ГЭС.

Порядок проведения практического занятия: В аудитории выполняется разбор теоретической части занятия. В качестве отчета по практическому занятию Вам необходимо:

1. Подготовить реферат по одной из тем, приведенных ниже в пункте «Темы отчетов по практическому занятию 08». При очной форме обучения письменный отчет сдается на проверку преподавателю; при дистанционной форме отчет размещается в СДО MOODLE в папке «Выполненные отчеты по практическому занятию 08». Формат отчета – файл pdf.

При работе над рефератом может потребоваться дополнительная информация, за которой следует обратиться к [8-3].

2. При очной форме обучения защита отчета проводится в форме собеседования с преподавателем. При дистанционной форме необходимо сдать контрольный тест. Вам будет предложено 5 вопросов, Ваша задача – выбрать из предлагаемых ответов тот, который Вы считаете правильным. Оценка соответствует количеству правильных ответов.

Примерный перечень контрольных вопросов приведен в конце данного раздела.

Теоретическая часть. На территории Дальнего Востока и Крайнего Севера работают энергообъекты, расположенные в Приморском, Хабаровском краях, Амурской, Камчатской, Магаданской, Сахалинской областях и Республике Саха (Якутия). Из них энергообъекты, расположенные на территориях Амурской области, Хабаровского и Приморского краев и Южно-Якутского энергорайона Республики Саха (Якутия) объединены межсистемными линиями электропередачи 500 и 220 кВ, имеют единый режим работы и образуют ОЭС Востока – рис. 8-1 [8-2].

Развитие гидроэнергетики на российском Дальнем Востоке основывалось на работах, выполненных больше полувека назад. В частности, «Энергетические ресурсы СССР» – одна из самых полных опубликованных работ по развитию гидроэнергетики.

В 1986 году в Москве было подписано межправительственное соглашение о разработке Схемы комплексного использования водных ресурсов пограничных участков рек Аргунь и Амур («Схема и СКИВР»). Представители Китая отстаивали приоритет выработки электроэнергии, не считаясь с ущербом, наносимым природной среде. Советская сторона считала главным комплексность освоения водных ресурсов, заостряя внимание на качестве воды, состоянии рыбохозяйственных ресурсов и природоохранных проблемах. В ходе

планирования советская сторона пошла на многочисленные уступки, в том числе по выбору створов, по отказу от противопаводковых емкостей в водохранилищах. Стороны согласовали ограничение пограничного участка СКИВР устьем Сунгари, что не позволило рассмотреть вопрос о загрязнении Амура водами притоков Сунгари и Уссури. Борьба с наводнениями и стабилизация русловых процессов были отнесены к суверенной компетенции каждой из сторон. Альтернативный вариант со строительством ГЭС исключительно на притоках Амура был безоговорочно отвергнут китайской стороной и снят с рассмотрения [8-3].



Рис. 8-1.

В 2015 году WWF России*, En+ Group** и ЕвроСибЭнерго*** завершили комплексное исследование воздействия существующих и перспективных гидроэлектростанций на экосистему и социально-экономическое развитие бассейна реки Амур. Материалы исследования изложены в [8-4].

*Справка 1: WWF России – российское представительство Всемирного фонда дикой природы (WWF).

**Справка 2: En+ Group – Эн+ (Международная компания ПАО «ЭН+ ГРУП») – вертикально интегрированный производитель алюминия и электроэнергии, управляющая активами в сфере энергетики, цветной металлургии и горнорудной промышленности.

***Справка 3: АО «ЕвроСибЭнерго» – крупнейший частный производитель электроэнергии в России и один из крупнейших мировых производителей гидроэлектроэнергии. Под управлением компании находятся 18 электростанций суммарной установленной электрической мощностью 19,5 ГВт, а также тепловые активы

мощностью 17485 Гкал/ч. Более 15 ГВт мощностей компании приходится на крупные российские гидростанции, расположенные на сибирских реках Ангара и Енисей.

Партнеры начали совместную работу над исследованием в 2012 году. Задача исследования заключалась в определении основных экологических, экономических и социальных факторов, которые нужно учитывать при принятии решений по возможному освоению гидроэнергетического потенциала бассейна реки Амур. Бассейн Амура обладает значительными гидроэнергетическими ресурсами и в перспективе может стать мощным региональным энергетическим центром. На рис. 8-2 приведены существующие и потенциальные створы ГЭС в бассейне реки Амур на территории России. Конечная цель стратегической оценки – выявление вариантов размещения ГЭС с наименьшими экологическими издержками для всего бассейна Амура и максимальным социально-экономическим эффектом для региона.

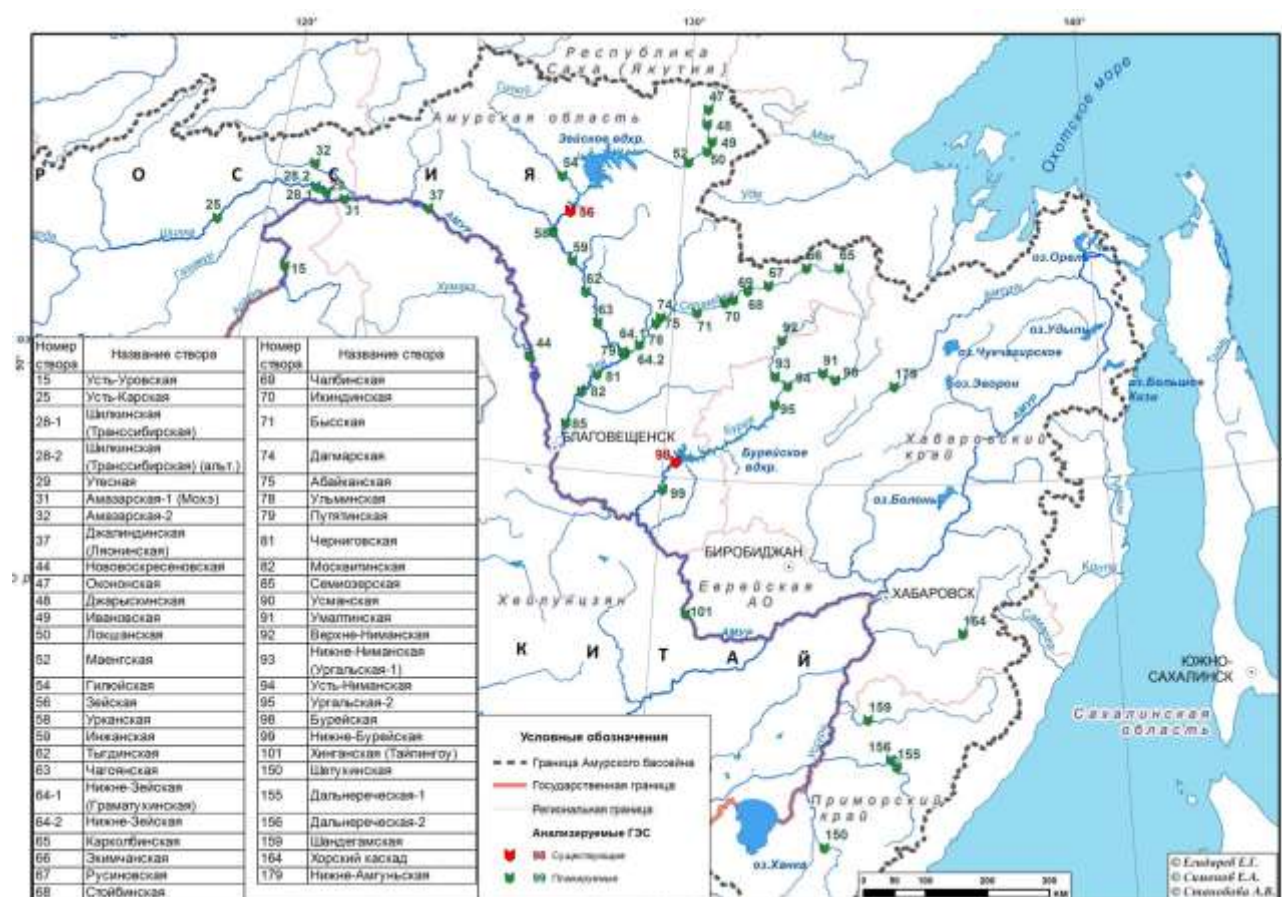


Рис. 8-2. Существующие и потенциальные створы ГЭС в российской части бассейна реки Амур [8-4].

Перспективы развития гидроэнергетики региона [8-3]. В последние пять-семь лет корпоративные и ведомственные, национальные и региональные планы и стратегии развития указывают 15 створов бассейна Амура как перспективные для строительства в ближайшие 20 лет. К этим ГЭС относятся:

- 1) бассейн реки Зей:

 - Нижне-Зейская,
 - Гилуйская,

– каскад из трех ГЭС на реке Селемджа, в том числе Селемджинская (Дагмарская) и Русиновская;

2) бассейн реки Бурей:

– Нижне-Бурейская,

– Нижне-Ниманская,

– Усть-Ниманская;

3) бассейн реки Шилка:

– Транссибирская (см. рис. 8.2),

– Утесная (контррегулятор Транссибирской ГЭС);

4) бассейн реки Уссури:

– Дальнереченский каскад (река Б. Уссурка),

– каскад Сукпайских ГЭС и др.

После прохождения катастрофического паводка в бассейне Амура летом и осенью 2013 года ОАО «РусГидро», другие организации, а также администрация Амурской области высказали мнение о том, что строительство новых плотинных гидроэлектростанций в бассейне может способствовать регулированию наводнений и защите местного населения от стихийного бедствия. Предполагается, что зарегулирование рек поспособствует регулированию водосброса в паводковые периоды. К ноябрю 2013 года были указаны семь гидроэнергетических объектов для возможного строительства: Шилкинская (Транссибирская) ГЭС на реке Шилка – основном истоке Амура, Гилуйская ГЭС на реке Гилуй, Селемджинская и Русиновская ГЭС на реке Селемдже – притоке Зеи, Нижне-Ниманская ГЭС на реке Ниман – притоке Буреи, Дальнереченские ГЭС на реке Большая Уссурка, а также Нижне-Зейская ГЭС на реке Зей. В 2014 году список прорабатываемых проектов противопаводковых ГЭС был сокращен до четырех: Гилуйская, Селемджинская, Нижне-Ниманская, Нижне-Зейская.

Повторим уже набившую оскомину, но для многих до сих пор являющуюся открытием истину: режим работы водохранилищ, т.е. когда и сколько воды накапливать и сбрасывать – решают не энергетики. Этим занимается специальное государственное учреждение – Федеральное агентство водных Ресурсов (ФАВР, Росводресурсы), подведомственное Минприроды.

Конкретно для Зейской и Бурейской ГЭС режимы устанавливает подразделение ФАВР под названием Амурское бассейновое водное управление (БВУ). Свои решения оно принимает, во-первых, в соответствии с утвержденными государством правилами использования водных ресурсов водохранилищ (ПИВР), во-вторых, с учетом рекомендаций так называемых межведомственных рабочих групп, в состав которых входят представители местных администраций, МЧС, водного транспорта и других водопользователей, в третьих – принимая во внимание прогнозы притока. Амурское БВУ все это анализирует и выдает указания – энергетики их выполняют.

Отдельно следует остановиться на **прогнозах**. Если объем половодья можно предсказать с удовлетворительной степенью точности (на основе

анализа запасов снега), то дождевые паводки заблаговременно (т.е. более чем за неделю-две) не прогнозируются вообще.

Более-менее пригодные для работы прогнозы приточности от дождевых паводков даются не более чем на 3-4 дня, менее точные, но которые еще можно как-то принимать во внимание – максимум 7-10 дней, но тут вероятность ошибки уже очень велика. Все, что дальше – не прогнозируется вообще, в принципе. Это фундаментальное ограничение, предел современной метеорологической науки, причем не только у нас в стране, но и во всем мире.

Т.е. спрогнозировать катастрофический паводок не то что за месяц до его начала, а даже и за две недели – невозможно в принципе. Т.е. никаких адекватных прогнозов «сухого лета», «влажного лета» нет и быть не может

ГЭС Амурской области.

Зейская ГЭС. Зейская ГЭС (филиал ПАО «РусГидро») – одна из крупнейших гидроэлектростанций России и вторая по мощности на Дальнем Востоке – рис. 8.3.



Рис. 8.3. Зейская ГЭС. Справа в нижней части снимка – бассейн водосброса, слева – здание ГЭС, а в пазухе между ним и плотиной – повышающие трансформаторы и порталы перемычек 220 и 500 кВ; в верхней части снимка, вдаль на левом берегу – территория открытых распределительных устройств 220 и 500 кВ [8-3].

Расположена на р. Зее в Амурской области, в 660 км от областного центра – г. Благовещенска. Ее мощность – 1330 МВт, среднегодовая выработка

электроэнергии – 4,91 млрд.кВт·ч. В дальневосточной энергосистеме Зейская ГЭС играет особую роль, обеспечивая ее надежное функционирование. Гидроэлектростанция осуществляет регулирование частоты энергосистемы, регулирует суточные и недельные неравномерности нагрузки – ее гидроагрегаты легко увеличивают и уменьшают мощность, в соответствии с колебаниями нагрузки в энергосистеме.

Плотина гидроэлектростанции высотой 115,5 м имеет массивно-контрфорсную конструкцию – ее устойчивость обеспечивается не только весом сооружения, но и упором в основание особых подпорных конструкций – контрфорсов. Такая конструкция плотины позволила значительно уменьшить необходимое для сооружения ГЭС количество бетона, что дало большой экономический эффект.

Трамплины водосбросов выполнены разной высоты – рис. 8.4, *а*, чтобы струи холостого сброса воды попадали в разные места водобойного колодца. Затворы лотков можно открывать в произвольном порядке. На фоне всей плотины водосбросная часть не выглядит очень большой. Размеры лотков можно оценить на рис. 8.4, *б*, где на перекрытый для ремонта лоток вышли люди.



а



б

Рис. 8-4. Водосбросная часть плотины – *а*, ремонтные работы на лотке водосбросной плотины – *б*.

На ГЭС смонтировано два открытых распределительных устройства ОРУ-500 и ОРУ-220 кВ. На ОРУ-500 кВ применена «полуторная» схема с тремя выключателями на два присоединения. ОРУ-220 кВ выполнено по схеме «одинокая секционированная система шин с обходной» с секционной связью через два обходных выключателя. Связь двух распределительных устройств осуществляется через группу автотрансформаторов типа АОДЦТН-167000/500/220-75-У1, имеющих резервную фазу.

Зейская ГЭС связана с Дальневосточной энергосистемой двумя линиями 500 кВ через ПС «Амурская» Л-501 и Л-502. Связь с хабаровской энергосистемой по линиям 500 кВ идёт через шины Бурейской ГЭС. По четырем линиям 220 кВ связь с энергосистемой Дальнего Востока осуществляется через п/с «Призейская» Л-208, п/с «Светлая» Л-200, Л-201С, п/с

«Магдагачи» Л-203. С подстанцией «Энергия» связь осуществляется отпайками от Л-200 и Л-201 – рис. 8-5.

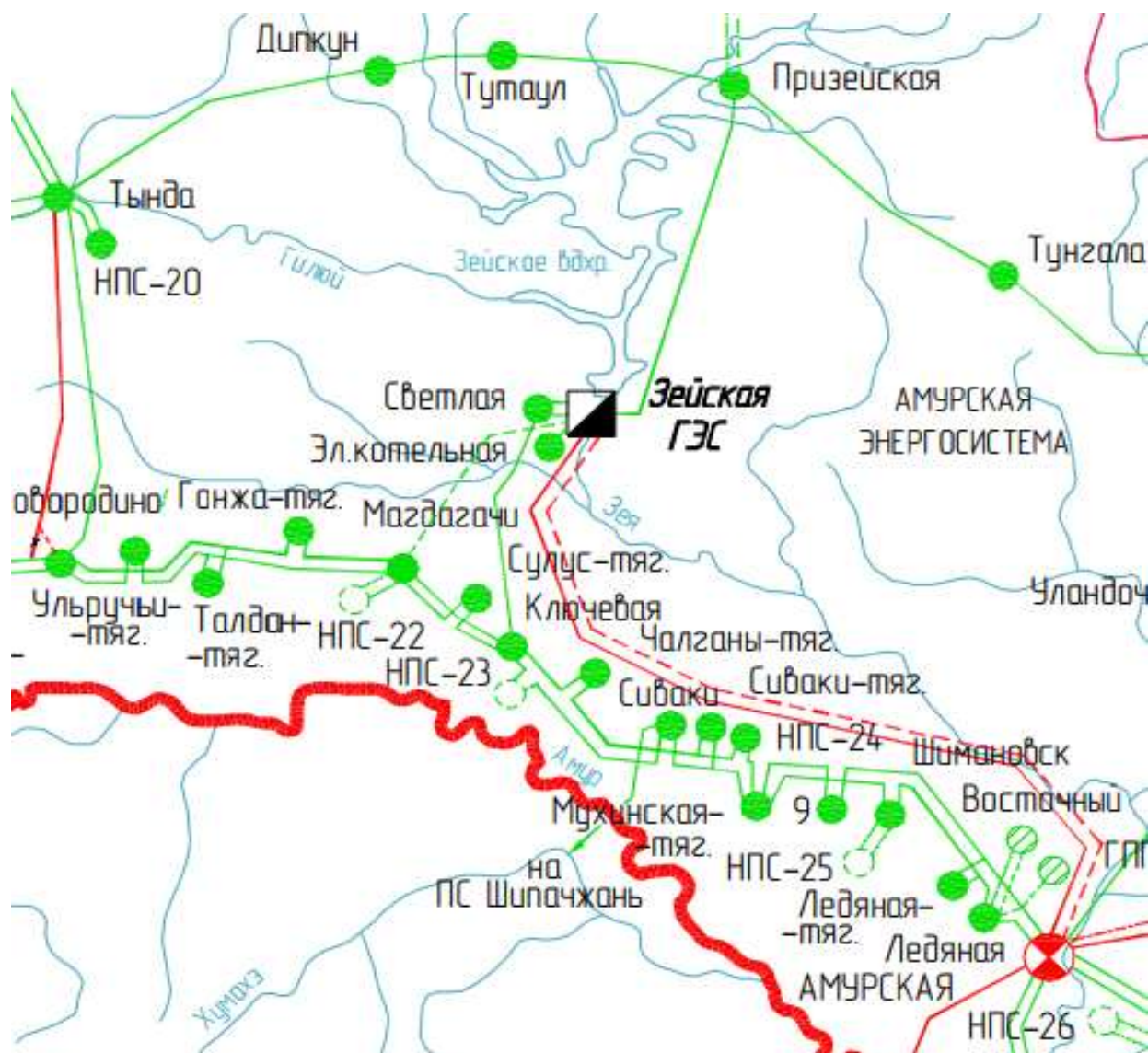


Рис. 8-5. Схема выдачи мощности Зейской ГЭС.

Бурейская ГЭС. Катастрофические паводки на Буре перестали быть опасными лишь с 2003 года, когда началось заполнение ложа водохранилища Бурейской ГЭС. Важнейшим условием оптимальной работы плотины в момент пропуска паводка является точный и заблаговременный прогноз притока воды в водохранилище. Совместная работа со специалистами Дальневосточного межрегионального территориального управления по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды (г. Хабаровск) поможет наладить систему прогнозирования паводков на Буре. Бурейский комплексный гидроузел в составе Бурейской и Нижне-Бурейской ГЭС навсегда снимет проблему катастрофических паводков на реке Буре [8-3].

Напорный фронт Бурейской ГЭС образует железобетонная гравитационная плотина, устойчивость и прочность которой обеспечивается собственным весом с опорой на скальное ложе реки. Плотина длиной 744 м,

высотой 140 м состоит из водосливной части длиной 180 м, станционной части длиной 144 м, левобережной глухой части длиной 195 м и правобережной глухой части длиной 225 м – рис. 8-6.



Рис. 8-6. Бурейская ГЭС.

Водослив представляет собой [трамплин](#), ограниченный слева и справа виражными поверхностями, направляющими поток воды в центр. За счет такого направления струй происходит взаимное гашение энергии разнонаправленными потоками. Конструкция обеспечивает отброс потока воды на 160 метров от плотины.

В здании ГЭС размещено 6 гидроагрегатов мощностью 335 МВт каждый, с [радиально-осевыми турбинами](#) РО140/0942-В-625, работающими при расчётном напоре 103 м (максимальном 120 м) и имеющими мощность 339,5 МВт.

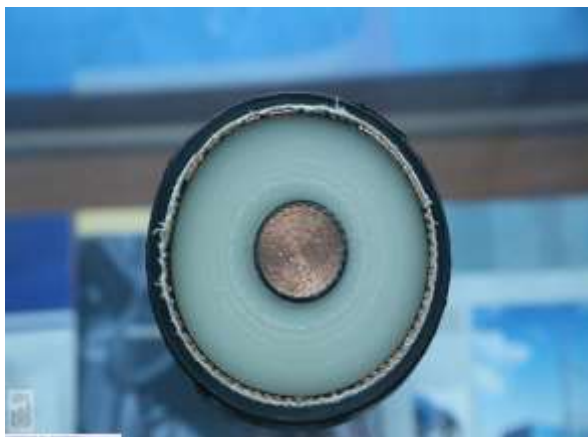
После повышающих трансформаторов электроэнергия подаётся на ОРУ-220 кВ и на КРУЭ-500 кВ. Производимая гидроагрегатами № 1 и 2 электроэнергия, проходя по воздушным линиям, подаётся на открытое распределительное устройство (рис. 8.7), расположенное на скальном основании и насыпной песчано-гравийной подушке толщиной около 5 метров, что позволяет выдерживать землетрясение до 8 баллов.

Электричество от остальных четырёх гидроагрегатов, проходя по двум силовым кабелям 500 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена длиной 850 м и диаметром 128 мм производства АВВ «Energiekabel» (подобный кабель

используется впервые в России и второй раз в мире) через 340-метровый тоннель и 150-метровую шахту, прорубленные в скале (рис. 8.8 *а, б*), подаётся на КРУЭ-500 кВ, которое было впервые установлено в России.



Рис. 8-7. Воздушные линии 220 кВ от повышающих трансформаторов первого и второго блока к открытому распределительному устройству 220 кВ.



а



б

Рис. 8-8. Одножильный кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена – *а*, кабельная перемычка 500 кВ – *б*.

Схема выдачи мощности Бурейской ГЭС (рис. 8-9) включает:

- ВЛ-500 кВ Бурейская ГЭС – Амурская 1 (278,6 км);
- ВЛ-500 кВ Бурейская ГЭС – Амурская 2 (280 км);
- ВЛ-500 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровская 1 (429,9 км);
- ВЛ-500 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровская 2 (427,2 км);
- ВЛ-220 кВ Бурейская ГЭС – Талакан 1, Талакан 2 (тупиковые);
- ВЛ-220 кВ Бурейская ГЭС – Завитая 1, Завитая 2 (транзитные).



Рис. 8-9. Схема выдачи мощности Бурейской ГЭС.

Нижне-Бурейская ГЭС. Проект Нижне-Бурейской ГЭС являлся составной частью проекта Бурейского гидроэнергетического комплекса. Проектирование Нижне-Бурейской ГЭС начались еще в 1980-х годах, но вскоре было остановлено из-за недостатка финансирования. После завершения основных работ по строительству Бурейской ГЭС появилась возможность вернуться к вопросу сооружения контррегулирующей электростанции. Проект потребовал значительных изменений. Во-первых, было решено три гидроагрега по 107 МВт заменить на четыре, но меньшей мощности – по 80 МВт. Во-вторых, вместо земляной правобережной плотины возводить бетонную – рис. 8-10 и, в третьих, вместо ОРУ 110 и 220 кВ использовать КРУЭ 220 кВ.



Рис. 8-10. Нижне-Бурейская ГЭС.

Контррегулирующая функция:

- исключение опасных зон повышенных вибраций в работе гидроагрегатов Бурейской ГЭС;
- исключение зимних подтоплений поселков в нижнем бьефе Бурейской ГЭС;
- снятие ограничений выработки и мощности Бурейской ГЭС;
- повышение защиты нижнего бьефа р. Буреи, р. Амур в случае аномально высоких сбросов на Бурейской ГЭС.

Выдача мощности ГЭС (рис. 8-11) предполагается по двухцепной ВЛ 220 кВ на ПС Архара (2х53 км) и одноцепной ВЛ 220 кВ на ПС Завитая.

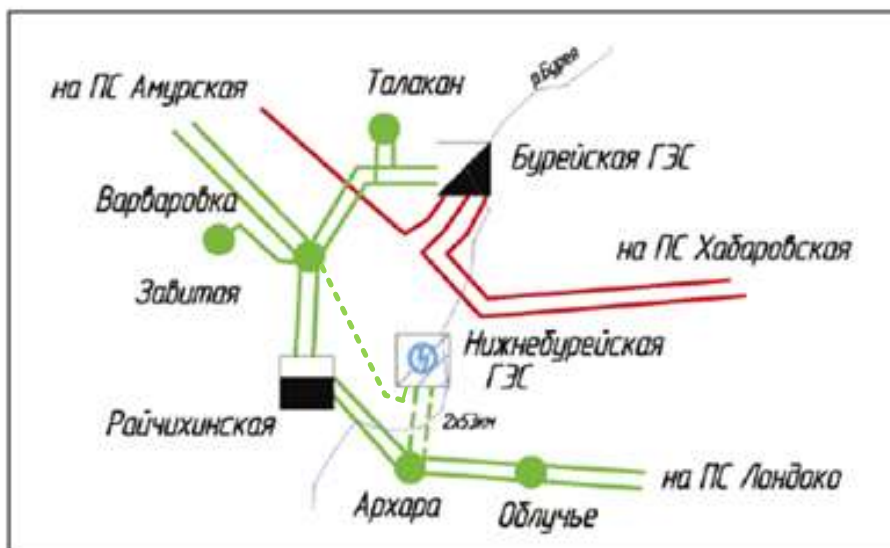


Рис. 8-11. Схема выдачи мощности Нижне-Бурейской ГЭС.

Темы отчетов по практическому занятию 08:

1. Зейская ГЭС: особенности конструкции гидроузла, схема выдачи мощности.
2. Бурейская ГЭС: особенности конструкции гидроузла, схема выдачи мощности.
3. Нижне-Бурейская ГЭС: особенности конструкции гидроузла, схема выдачи мощности.

Требования к отчету. Совершенствование электрооборудования происходит постоянно, и информация, изложенная выше, неизбежно устаревает и теряет актуальность. Поэтому при подготовке отчета по заданной (или выбранной) теме в обязательном порядке должен быть проведен поиск дополнительного материала в «Интернете» с оформлением библиографических ссылок на источники. При защите отчета необходимо уметь давать пояснения по существу выполненного задания.

Контрольные вопросы:

1. Какая организация устанавливает и контролирует режим работы водохранилищ Зейской и Бурейской ГЭС?
2. За какое время до наступления реального события возможно дать заблаговременный метеорологический прогноз объема приточности дождевого паводка?
3. Особенности конструкции Нижне-Бурейской ГЭС.
4. Особенности конструкции Зейской ГЭС.
5. Особенности конструкции Бурейской ГЭС.
6. Какие ГЭС планируется построить в Амурской области в качестве противопаводковых?
7. Перспективы развития гидроэнергетики региона.

Библиографический список

8-1. Козлов, А.Н. Электротехническое оборудование последнего поколения: учеб. пособие / А.Н. Козлов, В.А. Козлов, А.Г. Ротачева. – 3-е изд., испр. и доп.; Амур. гос. ун-т, каф. Энергетики. – Благовещенск: АмГУ, 2025. – 223 с.

8-2. Стратегические условия и задачи развития Единой национальной электрической сети на Дальнем Востоке [Электронный ресурс]. URL: <http://www.myshared.ru/slide/168152/> (дата обращения 25.11.2013).

8-3. Гидравлические электрические станции [Электронный ресурс] : учеб.пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / АмГУ, Эн.ф. ; сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов, А. Г. Ротачева. - Благовещенск : Изд-во Амур.гос. ун-та, 2017. - 372 с.

Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7736.pdf:

8-4. Комплексная эколого-экономическая оценка развития гидроэнергетики бассейна реки Амур. – М., WWF России, EN+Group, 2015, 279 с.

9. КОНТРОЛЬ РАСХОДА КОММУТАЦИОННОГО РЕСУРСА ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ [9-3]

Цель практического занятия: ознакомиться с средствами получения диагностической информации о состоянии коммутационной аппаратуры и методами контроля сработанного и остаточного ресурса высоковольтных выключателей

Порядок проведения практического занятия: В аудитории выполняется разбор теоретической части занятия. В качестве отчета по практическому занятию Вам необходимо:

1. Подготовить реферат по одной из тем, приведенных ниже в пункте «Темы отчетов по практическому занятию 09». При очной форме обучения письменный отчет сдается на проверку преподавателю; при дистанционной форме отчет размещается в СДО MOODLE в папке «Выполненные отчеты по практическому занятию 09». Формат отчета – файл pdf.

При работе над рефератом может потребоваться дополнительная информация, за которой следует обратиться к [9-5].

2. При очной форме обучения защита отчета проводится в форме собеседования с преподавателем. При дистанционной форме необходимо сдать контрольный тест. Вам будет предложено 5 вопросов, Ваша задача – выбрать из предлагаемых ответов тот, который Вы считаете правильным. Оценка соответствует количеству правильных ответов.

Примерный перечень контрольных вопросов приведен в конце данного раздела.

Теоретическая часть. Эффективность функционирования электротехнического оборудования (ЭО) электростанций, подстанций, электрических сетей и систем электроснабжения связана с его техническим состоянием. Надежность ЭО зависит не только от качества его изготовления, но и от применения научно обоснованной системы технического обслуживания и ремонта (ТОР). В настоящее время, согласно требованиям нормативно-технической документации, применяется система планово-предупредительных ремонтов (ППР), где основным технико-экономическим критерием является минимум простоев оборудования на основе жесткой регламентации ремонтных циклов.

Однако система ППР в условиях развития рыночных отношений в области энергоремонта во многих случаях не обеспечивает принятие оптимальных решений. Это связано с тем, что назначение профилактических работ осуществляется регламентно и не зависит от фактического технического состояния ЭО, что приводит к появлению дополнительных материальных и трудовых затрат.

Новым направлением в развитии системы ТОР является разработка методов, основанных на индивидуальном наблюдении за реальными изменениями технического состояния оборудования в процессе эксплуатации. Новое ЭО, устанавливаемое на энергетических объектах, имеет высокую безотказность и долговечность, однако со временем происходит ухудшение его эксплуатационных характеристик, уменьшается его надежность. Высоковольтные выключатели являются одним из основных типов ЭО, применяемого в распределительных устройствах станций и подстанций. Поэтому их надежность и долговечность может сильно сказаться на устойчивости работы электроэнергетической системы в целом. В современных условиях, когда износ основных производственных фондов электроэнергетической отрасли превышает 50 %, проблема обеспечения безотказной работы высоковольтных выключателей является особенно актуальной.

В связи с этим необходимо разрабатывать средства получения диагностической информации, а также математические методы и модели, позволяющие учесть все факторы, влияющие на техническое состояние выключателей. Еще более важной задачей является создание комплексного метода определения технического состояния, способного объединить разностороннюю диагностическую информацию и на этой базе рассчитать интегральную количественную характеристику уровня технического состояния – сработанный ресурс.

Сравнивая полученное значение с допустимыми границами его изменения, можно сформулировать рекомендации о необходимости вывода выключателя в ремонт или о продолжении его эксплуатации. Кроме того, комплексный метод определения технического состояния высоковольтных выключателей должен позволять прогнозировать остаточный ресурс коммутационного аппарата.

В настоящее время некоторые специалисты считают, что определить остаточный ресурс какого-либо оборудования на сегодняшний день принципиально невозможно, что связано, в первую очередь, с отсутствием факторов, монотонно изменяющихся с течением времени в процессе эксплуатации. Другие же исследователи доказывают обратное.

Ресурс – это суммарная наработка объекта от начала его эксплуатации до перехода в предельное состояние, а наработка – продолжительность или объем работы объекта [9-2, 9-3]. Величина наработки, а значит и ресурса, для различного ЭО измеряется в единицах наработки, например, часах, количествах коммутаций, количествах пусков и т.д. Единицы измерения обычно выбираются в соответствии с назначением ЭО и особенностями его работы. В

литературе часто применяют временные единицы измерения ресурса. Однако это не всегда удобно, особенно для ЭО, срок службы которого зависит в основном не от количества часов, которое оно находилось под напряжением, а от количества выполненных им операций. Для выключателей часто применяют в качестве единиц наработки количество коммутаций.

Существующие методы контроля сработанного и остаточного ресурса высоковольтных выключателей можно разделить на две группы:

1. Оценка сработанного и остаточного ресурса на основе данных, предоставляемых заводом-изготовителем. Подавляющее большинство заводов-изготовителей предоставляет данные по начальному ресурсу выключателей, а также данные, необходимые для оценки сработанного и остаточного ресурса при условии работы выключателя в номинальных (расчетных) условиях работы. Эти данные предоставляются как по коммутационному, так и по механическому ресурсу.

2. Оценка сработанного и остаточного ресурса на основе методов и средств технической диагностики, т.е. на основе реального состояния коммутационных аппаратов по данным инструментального контроля.

Как коммутационный, так и механический ресурс подразделяются на начальный, сработанный и остаточный [9-3]. Данные по начальному ресурсу отражены в специализированной нормативно-технической документации, а также в инструкциях, поставляемых с конкретным выключателем. Начальный ресурс можно представить как располагаемый «запас прочности», который имеет конкретный выключатель на начальный момент работы.

Сработанный ресурс отражает степень износа деталей и узлов конкретной единицы оборудования. При этом под сработанным коммутационным ресурсом для выключателя понимают степень износа дугогасительной камеры, а механический ресурс характеризуется числом циклов включение – произвольная пауза – отключение, выполняемых без тока в главной цепи выключателя [9-3].

Под остаточным ресурсом понимают остаток ресурса выключателя после определенного периода эксплуатации и числа операций по отключению и включению нагрузочных токов и токов КЗ [9-3]. На практике необходимо знать вероятность отказа выключателя при отключении (включении) им тока, т.е. произведет выключатель операцию отключения (включения) или откажет. Под остаточным ресурсом, определяющим вывод выключателя в ремонт, следует понимать такой уровень технического состояния выключателя, при котором при отключении им номинального тока отключения его располагаемый ресурс примет отрицательное значение. В условиях эксплуатации очень важно знать величину располагаемого ресурса, так как данный параметр отражает реальное

состояние выключателя и позволяет произвести коррекцию межремонтных периодов с учетом обеспечения безотказности работы.

Метод 1.

Сработанный ресурс рассчитывается по известным значениям отключаемых токов путем округления их значений в заданных пределах отключаемых токов (30–60 %, 60–100 % и т.д. от номинального тока отключения выключателя). В первоначальном виде этот метод [9-3] давал требования к суммарному числу отключений и включений токов КЗ. При этом допустимое число отключений должно было составлять не менее 2/3 суммарного числа коммутаций. В настоящее время после внесения в стандарт изменений нормируется только допустимое число отключений, что соответствует международной практике и стандартам МЭК. Для большинства выключателей, у которых функции включения и отключения осуществляются одной и той же контактной системой, износ дугогасительного устройства при включении существенно меньше, чем при отключении, и им можно пренебречь при нормальных условиях работы выключателей. Для некоторых типов выключателей, например воздушных серии ВВН и ВВБ, у которых функции включения и отключения выполняют разные контактные системы, целесообразно допустимое число включений указывать в технической документации дополнительно к допустимому числу отключений. Однако кривые зависимости допустимого количества отключений и включений лежат рядом, поэтому имеет смысл заменить их одной универсальной кривой. При этом стоит отметить, что для некоторых типов выключателей, в связи с их специфическими особенностями, такое усреднение проводить не следует.

Расход коммутационного ресурса выключателя за все операции по отключению тока I определяется согласно следующему выражению:

$$r_i = \frac{N_{\text{факт.}i}}{N_{\text{доп.}i}};$$

где $N_{\text{доп.}i}$ – допустимое число отключений тока определенной величины I (определяется согласно данным инструкций завода-изготовителя),

$N_{\text{факт.}i}$ – число отключений выключателем тока I .

Расход коммутационного ресурса выключателя за все операции определяется как

$$R_{\text{сраб.}} = \sum_{i=1}^n r_i = \sum_{i=1}^n \frac{N_{\text{факт.}i}}{N_{\text{доп.}i}};$$

где n – число различных значений отключаемых токов.

Остаточный коммутационный ресурс выключателя определяется следующим образом:

$$R_{ост.} = 1 - R_{сраб.}.$$

В случае контроля оперативным персоналом сработанного и остаточного коммутационного ресурса могут быть уточнены сроки вывода выключателя в средний или капитальный ремонт. При этом условием, отражающим необходимость ближайшего вывода выключателя в ремонт, является возможность полной сработки коммутационного ресурса выключателя при очередном отключении (включении) им номинального тока отключения

Метод 2.

Настоящий метод [9-3] позволяет унифицировать методы определения расхода коммутационного ресурса и допустимого количества отключений токов, после которого выключатель должен быть выведен в ремонт. Расход коммутационного ресурса и количество коммутаций до вывода выключателя в ремонт определяются по кривым зависимости допустимого количества отключений (включений) от тока, которые строятся на основании данных предприятий-изготовителей. Кривые зависимости допустимого количества отключений (включений) от тока строятся на основании данных предприятий-изготовителей, приводимых в инструкциях по эксплуатации. По согласованию с НИЦ ВВА, могут использоваться результаты специально проведенных исследований и материалы, опубликованные в технической литературе или приводимые в протоколах испытаний. Данные по коммутационному ресурсу выключателей могут быть заданы в инструкциях по эксплуатации различными способами. Способ задания коммутационного ресурса определяет метод построения кривых зависимости допустимого количества отключений (включений) от тока. В [9-4] рассматриваются следующие методы построения кривых:

1. Коммутационный ресурс задан в виде кривых зависимости допустимого числа отключений от тока.

2. Коммутационный ресурс задан в виде кривых зависимостей допустимого суммарного количества отключений и включений от тока.

3. Коммутационный ресурс задан в виде одного, двух или трех значений допустимого количества отключений, отнесенных к конкретным значениям тока, например к номинальному току отключения ($I_{откл.ном.}$), токам

$0,6I_{откл.ном.}$ и $0,3I_{откл.ном.}$.

4. Коммутационный ресурс задан в виде одного, двух или трех значений допустимого суммарного количества отключений и включений, отнесенных к конкретным значениям тока.

5. Коммутационный ресурс задан в виде одного, двух или трех значений допустимого количества отключений, отнесенных к интервалам значений отключаемого тока, например от $0,6I_{откл.ном.}$ до $I_{откл.ном.}$; от $0,3I_{откл.ном.}$ до $0,6I_{откл.ном.}$, от $0,1I_{откл.ном.}$ до $0,3I_{откл.ном.}$.

6. Коммутационный ресурс задан в виде одного, двух или трех значений допустимого суммарного количества отключений и включений, отнесенных к интервалам значений отключаемого тока. Основным отличием данного метода от описанного выше является то, что известные значения отключаемых токов не округляются в заданных интервалах. Вместо этого строится монотонная зависимость одним из способов, приведенных выше. Расход коммутационного ресурса за одно отключение тока I равен величине, обратной допустимому количеству отключений при данном токе:

$$\rho_{0i} = \frac{1}{n_{0i}}.$$

Расход коммутационного ресурса после нескольких отключений (включений) определяется путем суммирования расходов ресурса за каждую операцию отключения (включения). Расход коммутационного ресурса за K отключений определяется как

$$R_{0K} = \sum \rho_{0i} = \sum \frac{1}{n_{0i}}.$$

Расход коммутационного ресурса определяется для каждого полюса выключателя, необходимость вывода выключателя в ремонт – по полюсу с наибольшим расходом ресурса. Выключатель (полюс выключателя) должен быть выведен в ремонт, если при следующем отключении полюсом выключателя тока КЗ расход его коммутационного ресурса может превысить единицу. Таким образом, условие вывода выключателя в ремонт имеет вид

$$\sum \frac{1}{n_{0i}} > 1 - \frac{1}{n_{0.min}}. \quad (9-1)$$

где $n_{0.min}$ – допустимое количество отключений при наибольшем токе, возможном в месте установки выключателя. Для выключателей серии ВВБ предприятие-изготовитель в качестве критерия необходимости вывода в ремонт вместо (9-1) принимает выражение

$$\sum \frac{1}{n_{0i}} \geq 1. \quad (9-2)$$

т.е. считается возможным срабатывание коммутационного ресурса до значений, превышающих единицу на величину вплоть до $1/n_{0,\min}$. Это связано с наличием запасов по коммутационной износостойкости. Выражением (9-2) можно пользоваться только для выключателей серии ВВБ, а для других выключателей – только при согласии предприятия-изготовителя. При ограничениях предприятиями-изготовителями выключателей количества включений на токи КЗ расход коммутационного ресурса следует определять как по отключениям, так и по включениям. Метод определения расхода коммутационного ресурса при включении и критерий вывода выключателя в ремонт аналогичны указанным выше для операций отключения. Расход ресурса при включении:

$$\rho_{ei} = \frac{1}{n_{ei}}. \quad (9-3)$$

Наработка ресурса:

$$R_{eK} = \sum \frac{1}{n_{ei}}. \quad (9-4)$$

Критерий вывода в ремонт:

$$\sum \frac{1}{n_{ei}} > 1 - \frac{1}{n_{e,\min}}. \quad (9-5)$$

Ресурс считается исчерпанным, если удовлетворяется любое неравенство (9-1) или (9-5). В [9-4] также рассматривается возможность прогнозирования допустимого количества отключений и включений тока. Методы прогнозирования количества отключений (включений) применяются для выключателей, установленных на линиях электропередачи, при отсутствии возможности регистрации токов КЗ. При этом расчет допустимого количества отключений (включений) производится по известным расчетным значениям токов КЗ в начале и в конце линии с определенной доверительной вероятностью в предположении постоянной плотности распределения вероятности возникновения токов КЗ вдоль защищаемой выключателем линии.

Метод 3.

В настоящее время особенно актуальным стал вопрос о применении инструментальных методов контроля состояния высоковольтных выключателей. Это связано с тем, что данные методы позволяют выявить ряд

дефектов, которые не могут быть выявлены с помощью проведения ремонтной диагностики, а также позволяют более точно спрогнозировать величину сработавшего и остаточного ресурса. На базе различных инструментальных методов контроля (инфракрасная термография, вибродиагностика и т.д.) с применением современной вычислительной техники создаются автоматизированные экспертные системы, ярким примером которых является система диагностики состояния и оценки остаточного ресурса высоковольтных выключателей «Никта» фирмы ПФФ «ВИБРОЦЕНТР». Данная система контролирует следующие параметры работы высоковольтных выключателей:

- время замыкания и размыкания главного контакта каждой из трех фаз с точностью до 0,1 мс;
- скорость движения контактов в процессе замыкания, динамические удары в моменты «распускания» привода, касания контактов, фиксации привода;
- характер, время «установления» и величину сопротивления цепи главного контакта;
- временные фазы и динамические нагрузки в механической системе выключателя в процессе коммутации;
- процессы затухания собственных резонансных колебаний выключателя в различные фазы коммутации.

По итогам обработки замеров экспертная часть системы «Никта» автоматически определяет параметры технического состояния выключателя:

- остаточный технический ресурс выключателя в процентах от ресурса условно «нового» выключателя;
- остаточный коммутационный ресурс выключателя в процентах от начального ресурса;
- коэффициент обобщенного технического состояния выключателя, коэффициент состояния главного контакта выключателя и коэффициент состояния механической системы выключателя.

Также большой интерес вызывают представленные в расширенной справке 23 параметра, взятые из графиков происходящих процессов (вибрация, ток управления, ток через главные контакты, напряжение на главных контактах, их сопротивление и, при подключенном датчике перемещения, скорость движения контактов). Эти параметры представлены в [9-3].

Метод 3 может применяться только с использованием ЭВМ, так как необходимо автоматически контролировать входные параметры и постоянно рассчитывать значения коэффициентов, что требует наличия соответствующего программного обеспечения. Также необходимо иметь средства накопления информации о состоянии выключателя и для хранения экспертной базы знаний.

Темы отчетов по практическому занятию 09:

1. Методы оценки расхода коммутационного ресурса выключателя.
2. Инструментальные методы контроля состояния высоковольтных выключателей.
3. Критерии вывода выключателя в ремонт.

Требования к отчету. Совершенствование электрооборудования происходит постоянно, и информация, изложенная выше, неизбежно устаревает и теряет актуальность. Поэтому при подготовке отчета по заданной (или выбранной) теме в обязательном порядке должен быть проведен поиск дополнительного материала в «Интернете» с оформлением библиографических ссылок на источники. При защите отчета необходимо уметь давать пояснения по существу выполненного задания.

Контрольные вопросы:

1. *Что такое начальный ресурс выключателя?*
2. *Что понимается под остаточным ресурсом коммутационного аппарата?*
3. *Как определяется сработанный ресурс выключателя?*
4. *В чем отличие коммутационного и механического ресурса выключателя?*
5. *Почему в условиях развития рыночных отношений в области энергоремонта система ППР во многих случаях не обеспечивает принятие оптимальных решений?*

Библиографический список

9-1. Васильева В.Я., Дробиков Г.А., Лагутин В.А. Эксплуатация электрооборудования электрических станций и подстанций: учебное пособие. – Чебоксары: Чувашский гос. ун-т, 2000. – 864 с.

9-2. Грудинский П.Г., Мандрыкин С.А., Улицкий М.С. Техническая эксплуатация основного электротехнического оборудования станций и подстанций / под ред. П.И. Устинова. М.: Энергия, 1974. – 570 с.

9-3. Анализ методов оценки коммутационного ресурса высоковольтных выключателей. [Электронный ресурс]. URL: <http://ispu.ru/files/str.69-84.pdf> (дата обращения 25.12.2014).

9-4. Методические указания по определению расхода коммутационного ресурса выключателей при эксплуатации. – М.: ОРГРЭС, 1992.

9-5. Козлов, А.Н. Электротехническое оборудование последнего поколения: учеб. пособие / А.Н. Козлов, В.А. Козлов, А.Г. Ротачева. – 3-е изд., испр. и доп.; Амур. гос. ун-т, каф. Энергетики. – Благовещенск: АмГУ, 2025. – 223 с.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	3
Введение	4
Перечень тем практических занятий	5
Критерии достижения результатов обучения по блоку практических дисциплин	6
1. Альтернативная энергетика, часть 1: ветровая и солнечная энергетика	7
2. Альтернативная энергетика, часть 2: геотермальная, приливная и атомная энергетика	26
3. Паровые котлы тепловых электростанций	44
4. Джемперные схемы распределительных устройств электростанций и подстанций	54
5. Реклоузер	64
6. Опыт эксплуатации КРУЭ	74
7. ЛЭП 1150 кВ	83
8. ГЭС Амурской области	93
9. Контроль расхода коммутационного ресурса высоковольтных выключателей	105

Составители:

Козлов Александр Николаевич,
доцент кафедры энергетики АмГУ, канд. техн. наук;

Козлов Виталий Александрович,
*главный специалист отдела перспективного развития Дальневосточной
распределительной сетевой компании;*

Ротачева Алла Георгиевна,
доцент кафедры энергетики АмГУ

Электротехническое оборудование последнего поколения:
Методические указания к практическим занятиям.

Издательство АмГУ. Формат 60x84/16. Усл. печ. л. 6,68.