



Г.Г. Давыденко

**«Расчет режима нагрузки
электротехнического оборудования
главной схемы выдачи электроэнергии
от блоков ЗАЭС в энергосистему»**

Энергодар
2018

УДК 621.311.151
ББК 31.4
Д13

Давыденко Г. Г.

Д13 «Расчет режима нагрузки электротехнического оборудования главной схемы выдачи электроэнергии от блоков ЗАЭС в энергосистему».
– Запорожье: Дикое Поле, 2018.

ISBN 978-617-7433-49-0

Это инициативная работа, выполненная по параметрам реальной нагрузки электротехнического оборудования в конкретной схеме его включения, с использованием заводской технической документации.

Первоначально ставилась задача раскрыть физические процессы в автотрансформаторной группе, предназначенной для управления фазой в отходящих присоединениях – «поперечного регулирования» в электрических сетях.

Затем увлечение переросло в расчет параметров баланса активной и видов реактивной мощности на шинах ОРУ-750/330 кВ ЗАЭС.

На следующем этапе выполнена попытка расчета параметров реактивной мощности электроэнергии в связке «генератор – нагрузка потребителей» в простой схеме луча энергосистемы, включающей в себя 3хЛЭП-750 кВ.

В работе выполнены расчеты скрытых процессов преобразования и взаимной компенсации видов реактивной электроэнергии в цепях $X_L \gg X_C$ и $X_C \gg X_L$, с использованием вектора Пойтинга.

Работа не претендует на абсолютное совершенство, открыта для содержательной критики, но может служить основой для её дальнейшего развития в различных вариантах схем включенного оборудования.

После получения положительного заключения кафедр ЭТФ ЗНТУ (Запорожье) и ВНТУ (Винница), работа рекомендована для обучения в профильных вузах, для специалистов и к опубликованию.

УДК 621.311.151
ББК 31.4

ISBN 978-617-7433-49-0

© Давыденко Г. Г., 2018
© Дикое Поле, оформление, 2018

Содержание

Предисловие	4
Принятые обозначения, наименования и размерности физических величин	6
Принятые сокращения	6
Тема 1 «Анализ процессов, протекающих в эл.схеме узла АТ-ВДТ ОРУ-750 кВ ОП ЗАЭС».....	9
Тема 2 «Оценка баланса активной мощности и видов реактивной мощности электроэнергии в схеме ЗАЭС».....	67
Тема 3 «Оценка баланса видов реактивной мощности электроэнергии в простой схеме луча энергосистемы «генераторы ЗАЭС – нагрузка потребителя»»	165

Примечания

1 Каждая тема сопровождается собственным содержанием.

2 Обозначение рисунков и таблиц в каждой теме самостоятельное, с добавлением приставки. Пример:

для	Темы 1	1 – (1→№)
	Темы 2	2 – (2→№)
	Темы 3	3 – (3→№)

Предисловие

Настоящая работа посвящается прославленному коллективу специалистов ОП ЗАЭС

Настоящая работа (сборник) не является статьей, инструкцией, а относится к категории вспомогательных учебных материалов.

Она возникла из одного прямого вопроса – «А как же в деталях управляет фазой сети узел АТ-ВДТ?».

Существующая учебная и справочная специальная литература дает ответ на этот вопрос в общих чертах.

Для специалистов, непосредственно обслуживающих на практике мощнейший узел регулировки фазой сети, этого недостаточно.

Проведенный первоначальный анализ расчета узла по одной зарегистрированной точке и схеме в реальном режиме нагрузки по параметрам на стороне обмотки ВН АТ, позволил детально раскрыть физику этого процесса. Однако, не имея полного представления о скрытых зависимостях в узле, не удавалось получить полной сходимости напряжения на обм. ВН АТ, полученного расчетом и зарегистрированного в режиме нагрузки приборами.

Погрешность значительно превышала $\gamma=0,2\%$, принятую приемлемой для оценочной величины.

Все же результаты труда были не напрасны, работу напечатали самиздатом в типографии ОП ЗАЭС небольшим тиражом. Она получила одобрение специалистов ЭЦ, как 1-й шаг движения в этом направлении (редакция 1, август 2011 г).

В январе 2012 г. поступило предложение выполнить оценочный расчет баланса активной и видов реактивной мощности на СШ 750 кВ ОРУ ЗАЭС.

Для его выполнения потребовались паспортные параметры генератора и всего трансформаторного силового оборудования главной схемы выдачи электроэнергии от энергоблоков на СШ 750 кВ ОРУ.

Также была предоставлена одна точка текущего режима нагрузки генераторов ЗАЭС и информация отбора мощности по всем регистрируемым точкам действующей схемы (СН, узел АТ-ВДТ, ЗВЛ-750 кВ).

Полноценный обширный исходный фактический материал позволил выявить все существующие физические взаимосвязи и особенности протекающих процессов, действующих в электрической схеме узла АТ-ВДТ, не раскрытые в первоначальном анализе.

Получив расчетом сходимость напряжения на обм. ВН АТ с погрешностью менее $\gamma=0,1\%$ (тема 2) и имея приближенный анализ баланса параметров мощности на СШ 750 кВ ОРУ, выполнена попытка раскрыть электрические параметры отходящих ЗВЛ-750 кВ и оценить роль компонент реактивной мощности на примере луча энергосистемы «генератор – нагрузка потребителя» (тема 3).

Все три темы самостоятельны, но тесно связаны между собой расчетной методикой. Тема 1 имеет свой режим нагрузки. В темах 2-3 рассматривается общий, но другой режим нагрузки (редакция 2, декабрь 2012г).

Однако оставался открытым вопрос подтверждения баланса выработанной и отпущенной потребителям активной мощности электроэнергии с учетом СЗМ в ЭТО ЗАЭС. Разница составляла $\Delta P(+)=55,4$ МВт.

Дополнительная работа с материалом позволила раскрыть процессы преобразования видов мощности в 5ГЛС-750кВ и снизить дефицит баланса расчетной активной мощности в главной схеме выдачи электрической энергии ЗАЭС до $\Delta P(+)=21,0$ МВт, величина которой не раскрыта в сложном, для расчета электромагнитных параметров, узле ОРУ-750 кВ на основе имеющихся исходных данных (редакция 3, сентябрь 2013 г).

В редакции 4 (ноябрь 2014 г.), изменена расчетная базовая таблица 2-9.1 (кол.10,11) видов мощности в цепях 5(Г+ГЛС), а подразделы 2-9.8÷2-9.9 значительно переработаны и дополнены примерами расчетов уравнивающих токов и видов мощности в цепи емкости C_0^5 , также определена реактивная мощность по каждой цепи 5ГЛС в частичных емкостях C_2 и C_1 на землю.

Уточнена тема 3 по особенности расчета суммарной реактивной компоненты мощности - ΣQ_C в цепях 3ВЛ-750 кВ энергосистемы «экв. генератор – нагрузки потребителей».

Дополнительная проработка отдельных узлов схемы позволила значительно улучшить раскрытие материала, но привела к некоторой разбалансировке расчетных величин внутри расчета.

Спустя 2 года, после издания работы в редакции 4 появилась необходимость выполнить правку отдельных мест и устранить выявленные опечатки.

Дальнейший анализ материала позволил раскрыть электромагнитные процессы в генераторном токопроводе.

Это, в свою очередь, позволило оценить величину р.м.в. $Q_C^{ГСО}$ ОРУ-750 кВ, «генерируемую» гибкими связями ошиновки в рассматриваемой рабочей схеме 5Г.

Включение в текст нового объемного расчетного материала переводит работу в редакцию 5, 2018 г.

Материал тщательно вычитан, устранены неточности ранних редакций. Весь расчет выполнен по законам электротехники и здравой логики.

Большую организационную и техническую помощь при подготовке этого сборника к изданию оказали ЗН ЭЦ Валерий Решетников, ЗН УТЦ Петр Гнидец и руководитель группы ММТ Светлана Достовалова, проявившая мастерство и профессионализм в процессе набора, верстки и редактирования книги. Я искренне благодарен им за слаженную командную работу.

Работа не претендует на абсолютное совершенство, открыта для содержательной критики, но может служить хорошей основой для ее дальнейшего развития и уточнения новыми поколениями молодых электротехников в большой энергетике.

Г.Г. Давыденко
февраль 2017г.

Принятые обозначения, наименования и размерности физических величин

I	- ток
A	- ампер
кА	- килоампер
U	- напряжение
B	- вольт
кВ	- киловольт
P	- мощность активная
Вт	- ватт
кВт	- киловатт
МВт	- мегаватт
S	- полная мощность
ВА	- вольт-ампер
МВА	- мегавольт-ампер
Q	- мощность реактивная
ВАр	- вольт-ампер реактивный
МВАр	- мегавольт-ампер реактивный
Q_L	- мощность реактивная индуктивного вида
Q_C	- мощность реактивная емкостного вида
Гн	- генри, обозначение индуктивности L
Ф	- фарада, обозначение электрической емкости C
$\pm \sigma$	- реактивная проводимость (сим)
l	- длина (м)
Дж	- Джоуль, обозначение количества работы, энергии (Вт·с)
W_{C0}	- удельная плотность емкостной компоненты энергии электромагнитного поля
нАр	- нано Ампер реактивный (10^{-9})

Принятые сокращения

ОРУ-750 кВ (ОРУ)	-	открытое распределительное устройство
СШ – 750 кВ	-	сборные шины
ТСН	-	трансформатор собственных нужд
СН	-	собственные нужды (блока, АЭС, в нагрузке)
ЭТО	-	электротехническое оборудование
СЗ, СЗМ	-	собственные затраты (мощности) в ЭТО
БТ	-	блочный трансформатор (БТ - фаза, 3 БТ – группа)
АТ	-	автотрансформатор
ВДТ	-	вольтодобавочный трансформатор
АТ-ВДТ	-	автотрансформаторный узел
ПУ	-	переключающее устройство витков обмотки трансформатора
РПН-Т	-	регулирование под напряжением АТ
РПН-П	-	регулирование под напряжением ВДТ
РШ	-	реактор шунтирующий (электрический)
ЛЭП (ВЛ)-750 кВ	-	линия передачи электроэнергии (высоковольтная линия)
ВЛ ^{ДН}	-	ВЛ Днепровская (750 кВ)
ВЛ ^{ЗП}	-	ВЛ Запорожская (750 кВ)
ВЛ ^{ЮД}	-	ВЛ Южно-Донбасская (750 кВ)
ВЛ ^{ТЭС}	-	ВЛ ЗаТЭС (330 кВ)
ГЛС	-	гибкая линия связи 750 кВ (БТ→ОРУ-750 кВ)
ГСО	-	гибкая связь ошиновки ОРУ-750 кВ
Г (ТГ)	-	генератор (турбогенератор) энергоблоков ЗАЭС
5Г	-	эквивалентный генератор мощностью нагрузки 5Г
СВГ	-	система возбуждения генератора
АРВ-СДП1	-	автоматическая регулировка возбуждения (генератора) - сильного действия полупроводниковая
ТКП	-	токопровод генераторный
гл.с. СН	-	главная секция СН блока (ВА, ВВ, ВС, ВД)
р.м.в. $\pm Q_x$	-	реактивная мощность вида $+Q_L$ или $-Q_C$
ЭМП	-	электромагнитное поле ($f=50$ Гц)
ЭП ЭМП	-	электрическое поле ($f=50$ Гц)
МП ЭМП	-	магнитное поле ($f=50$ Гц)

компоненты эл.маг.поля

Тема 1
«Анализ процессов,
протекающих в электрической схеме узла АТ-ВДТ
ОРУ-750 кВ ОП ЗАЭС»

Содержание

1-1 Введение	12
1-2 Общая часть.....	15
1-3 Способы трансформаторного регулирования напряжения и мощности в присоединных к узлу АТ-ВДТ ЛЭП	17
1-3.1 Способ продольного (по амплитуде) регулирования напряжения.....	17
1-4 Расчет параметров схемы ВДТ в режиме нагрузки.....	18
1-4.1 Расчет параметров фазы обмотки ВН АТ ⁴	18
1-4.2 Расчет фактического напряжения вторичных обмоток СН, НН с учетом затрат мощности режима нагрузки при трансформировании эл.энергии через канал между обмотками ВН/СН, ВН/НН	19
1-4.3 Расчет предварительных параметров обм. СН, без учета затрат мощности на собственные потери узла АТ ⁴ -ВДТ ²	22
1-4.4 Расчет параметров фазы ВДТ ²	22
1-4.5 Определение реактивного сопротивления фазы АТ ⁴ -ВДТ ² переменному току.....	27
1-4.6 Определение токов управления обм. ВН АТ ⁴	31
1-4.7 Оценка затрат мощности обмотки ВН АТ ⁴ по элементам схемы в узле АТ ⁴ -ВДТ ² ...	32
1-4.8 Определение выходных параметров обм. СН.....	35
1-5 Анализ реального режима нагрузки	38
1-6 Заключение	39
1-7 Приложение.....	41

1-1 ВВЕДЕНИЕ

Для раскрытия процессов управления параметрами электроэнергии в схеме присоединений ОРУ-750 кВ и узле АТ-ВДТ, была разработана первая редакция по этой теме, базировавшаяся на произвольно выбранных величинах напряжения, тока и угла φ .

После оформления рукописи 1-ой редакции появилась возможность получить с ЦЦУ ОП ЗАЭС одну точку фактических данных параметров текущего режима нагрузки узла (от 20.01.2011 г.).

Проанализировав их, было принято целесообразное решение разработать новую редакцию по этой теме, базируясь на достоверном материале.

Процессы трансформирования электрической энергии общеизвестны. Однако, в узле АТ-ВДТ сконцентрированы и взаимосвязаны между собой многие индивидуальные особенности – это исполнение узла в 3-х фазной группе, состоящей из однофазных АТ и ВДТ; применение автотрансформаторной схемы с двойной регулировкой напряжения и мощности (по амплитуде и фазе) в общей части основных обмоток АТ; особая схема включения ВДТ в узле группы; трехобмоточный режим работы АТ с обмотками разной мощности; эксплуатационными ограничениями, накладываемыми на схему.

И, что существенно, эта схема в расчетном виде не встречается в общедоступной и учебной литературе.

Настоящая работа «пионерная», выполнена с чистого листа.

Расчет базируется на одной достоверной точке реального режима нагрузки узла, через которую можно провести бесконечное количество причинно-следственных физических зависимостей, состоящих из множества взаимосвязанных факторов.

Сделав один неверный шаг, можно получить на выходе расчета любой не достоверный результат.

Поэтому в дальнейшем тому, кто глубоко заинтересуется этой темой, необходимо использовать для исходных данных ряд реальных точек нагрузки, которые будут лежать на единственно достоверной кривой (линии), проходящей через точку параметров рассматриваемого материала. Это могут быть другие величины напряжений, токов, угла φ на положениях РПН-4 АТ и РПН-2 ВДТ, которые фигурируют в данном расчете, или могут быть рассмотрены другие варианты.

В любом случае, выбранная последовательность раскрытия темы и приведенная ниже расчетная база послужат основой для выполнения дальнейших направлений раскрытия материала.

Конструкторские бюро (КБ) разработчика - изготовителя трансформаторного оборудования в своей проектной работе используют нормативные «Руководящие технические материалы» (РТМ), разрабатываемые отраслевыми НИИ.

Новые прогрессивные разработки оборудования проходят стадию НИОКР (научно-исследовательская и опытно-конструкторская работа), результаты которой всесторонне анализируются и по их выводам уточняются и дополняются РТМ и другая нормативная база, служащая для расчета новых конструкций.

Настоящий анализ в расчетном виде построен на использовании заводской технической документации на АТ и ВДТ (прилагаемой с поставкой изделия заказчику), текущих параметрах режима нагрузки узла до $0,687S_{ном}$, при его глубоком регулировании введенными на $>90\%$ РПН ВДТ и $>80\%$ РПН АТ. И, что очень важно, это оборудование непосредственно обслуживается персоналом ЭЦ ОП ЗАЭС!

Установленная суммарная мощность блоков ОП ЗАЭС, узла АТ-ВДТ ОРУ-750 кВ и класс напряжения ЛЭП предельны по настоящим оценкам. Это крупнейший системообразующий узел Юго-Востока Украины, на территории стран СНГ, да и Европы!

Работа выполнена в инициативном порядке и приурочена к дате 30-летнего юбилея

коллектива цеха (06.04.2011г.) и 30-летием ввода в эксплуатацию 1-го энергоблока.

На заключительной стадии издания «Анализа...» хочу поблагодарить всех, кто активно содействовал его реализации. Это:

- зам. начальника ЭЦ по работе с персоналом Валерий Решетников, со свойственной ему неиссякаемой энергией, создавший на протяжении 30 лет целое направление по передаче бесценного практического опыта ветеранов труда молодому поколению и формированию многопрофильной технической библиотеки наставлений и инструкций по электротехническому оборудованию ЗАЭС. И в настоящей работе, как и всегда, он был стимулятором ее появления, приложил много усилий по организации издания всех 5-и редакций;

- ЗН ЭЦ по ремонту ЭТО ВО и обслуживанию трансформаторного оборудования ЭЦ Сергей Чернобаев, способствовавший подбору необходимой для работы информации, а также работники ОРУ-750 кВ: начальник участка Юрий Луценко и мастер Егор Крючок, консультировавшие меня по отдельным вопросам, инженер по СВГ Алексей Кашуба;

- зам. председателя Совета Старейшин Энергетиков ОП ЗАЭС Валерий Н. Олейник, открывший, без промедления, прямой доступ к переводу рукописи в версию ПК и с большим вниманием, участием и всесторонней поддержкой сопровождал ее на всех этапах развития;

- зам. руководителя УТЦ Петр Гнидец, Алексей Коваль, руководители групп УТЦ Андрей Федоренко и Светлана Достовалова, Владимир Товкус, оперативно решавшие все текущие организационные вопросы;

- инженер УТЦ Светлана Власова, взявшая на себя большой труд и проявив огромное терпение по качественному оформлению на ПК многократно перерабатываемого материала;

- зам. начальника СРЗАИ ЭЦ Виктор Корж и зам. главного технолога ЗАЭС по электрической части [Виктор М. Попов], тщательно просмотревшие 1-ю редакцию «Анализа...» и давшие ценные советы по ее улучшению;

- начальник смены ЗАЭС Юрий Терешок, предоставивший обширный материал, послуживший основанием раскрытия тем 2 и 3. В этом его большая заслуга;

- работники ЭЦ Дмитрий Загорулько и [Анатолий П. Шаповал], давшие обстоятельный анализ 3 редакции и высказавшие свою оценку отдельных мест;

- руководитель группы дизайна типографии ОП ЗАЭС Виктор Л. Горячий, приложивший много труда и профессиональных знаний по качественному изданию и творческому оформлению каждой редакции.

Перевод, весной 2014 г., подготовки специалистов – электротехников из СНУЯЭП (г. Севастополь) в ЗНТУ (г. Запорожье) совпал с завершающим этапом работы по рассматриваемым темам.

Редакция 4, версия 1, а затем и 3, были переданы на кафедру «Электроснабжение промышленных предприятий» ЗНТУ с целью определения возможности использования материала для подготовки кадров ОП ЗАЭС.

К моменту тиражирования работы в редакцию 4, версии 3, добавлены новые подразделы 2-9.9.2÷2-9.9.7. Поэтому заключительное обозначение издания – «редакция 4, версия 4».

Получен положительный отзыв с замечаниями, пожеланиями и оценкой работы:

«... В целом, работа является интересной, актуальной и имеет возможность для практического применения.

Разработанные методики могут применяться для выполнения магистерских работ на кафедре «Электроснабжение промышленных предприятий» ЗНТУ.

Поэтому работа может быть рекомендована к опубликованию.

Декан ЭТФ, зав.кафедры ЭПП, профессор, к.т.н.

Доцент кафедры ЭПП, к.т.н.

10 октября 2014г. (подписи, печать ЭТФ ЗНТУ)»

Метельский В.П.

Попов В.В.

Я благодарен ведущим преподавателям творческого коллектива ЭТФ ЗНТУ за большой объем выполненной работы по анализу и оценке предложенного материала.

Надеюсь, что этот труд получит в надежных руках дальнейшее развитие и будет способствовать процессу обучения новых поколений молодых специалистов.

Мне выпала судьба и большая честь, в 60-х годах прошлого века, пройти обучение на кафедре «Электрические машины и аппараты» заочного отделения ЭТФ этого ВУЗа.

В июле 2017 года ОП ЗАЭС принимала VI летнюю ядерную школу в составе преподавателей и студентов ведущих украинских и зарубежных профильных ВУЗов.

На завершающем этапе этого мероприятия руководителю группы студентов ВНТУ был передан экземпляр 5-ой редакции настоящей работы.

Получен положительный отзыв с замечаниями, пожеланиями и оценкой работы:

«... Розрахунок виконано якісно і зрозуміло, на достатньому науково-технічному рівні, є логічно завершеною роботою.

Робота може бути використана інженерно-технічним персоналом електричних станцій, електроенергетичних систем, енергопостачальних компаній, а також студентами, аспірантами, науковими працівниками.

Розрахунок може бути використаний в навчальному процесі.

Рецензенти:

зав.кафедри «Електричних станцій і систем»,

Вінницького національного технічного університету

д.т.н., професор

Лежнюк П.Д.

доцент кафедри «Електричних станцій і систем»,

Вінницького національного технічного університету

к.т.н.

Рубаненко О.Є.

10 грудня 2017г. (підписи, печатка ВНТУ)»

Большую помощь в издании настоящей работы оказал Владимир Константинович Бронников. Представитель WANO на Запорожской АЭС (Всемирная ассоциация организаций, эксплуатирующих атомные электростанции. Московский центр).

Я счастлив, что моя судьба электротехника на всем ее пути была тесно связана с хорошими попутчиками.

1-2 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

Основное оборудование узла АТ-ВДТ

Автотрансформаторная группа (по тексту АТ, по индексу обозначения величин – Т), типа $3x\text{АОДЦТН-333000}/\frac{750}{\sqrt{3}}$ - суммарной проходной мощностью в группе (3x333)

$MVA \cong 1\text{ГВА}$. Заводская техническая документация ИПБД.672.828.005.ТО. Изготовитель: Запорожский трансформаторный завод, ныне ЗТР (ZTR).

Группа вольтодобавочных трансформаторов (по тексту ВДТ, в индексах обозначения величин – П), типа $3x\text{ОДЦТНП-92000}/150$ – суммарной мощностью в группе (3x92) $MVA \cong 276\text{МВА}$ или 27,6% от установленной мощности группы АТ.

Заводская техническая документация ОБТ.140.231.

Изготовитель: Московский трансформаторный завод (электрозавод) МЭЗ.

Ранее, в послевоенные годы, когда для развития бывшего Союза срочно требовались значительные энергоресурсы, в первую очередь в крупных промышленных узлах строились Государственные районные электрические станции (ГРЭС), ныне ТЭС, которые обслуживают районную энергосистему (РЭС) промузла.

По мере наращивания генерирующих мощностей ТЭС и количества РЭС, они стали объединяться в общую систему страны, которая по функциональному обслуживанию регионов обособилась в отдельные региональные энергосистемы: Днепровскую, Донбасскую, Центральную, Западную и т.п.

Каждую энергосистему можно упрощенно смоделировать в кольцевую связь, состоящую из распределительных и системообразующих (генерирующих) п/ст. РЭС.

В это «кольцо» подается электрическая энергия от районных ТЭС и подпитывающих его соседних, более мощных энергосистем.

Из этого «кольца», через распределительные подстанции, производится отбор мощности местными потребителями и по ЛЭП, с узловых подстанций, подпитка соседних, менее энергообеспеченных энергосистем.

По линиям связи (ЛЭП) энергосистем электрическая энергия может передаваться в обе стороны – реверсный режим.

Обеспечением баланса генерирования, распределения и потребления электроэнергии непрерывно и круглосуточно занимаются диспетчерские службы РЭС региональных энергосистем, центральная диспетчерская служба страны.

Наше ОРУ-750 кВ с источником генерирования 6 ГВт, являясь мощной системообразующей подстанцией, обеспечивает электроэнергией по ЛЭП-750 кВ – «Днепровскую», «Запорожскую», «Южно-Донбасскую», а в перспективе «Каховскую» и «Криворожскую» п/ст.

В зависимости от величины генерируемой мощности зависит класс напряжения пристанционных ОРУ ТЭС, ГЭС, АЭС, радиус обеспечения эл.энергией потребителей, их «дальность».

Зоны обеспечения эл.энергией потребителей от соседних по расположению генерирующих ТЭС, в «кольцевой модели» энергосистемы, должны перекрываться.

На наиболее удаленной от соседних генерирующих источников п/ст. (именуемой узловой точкой сети), в зависимости от графика нагрузки смежных ТЭС, графика нагрузки потребителей местных производств может возникнуть дефицит мощности, характеризующийся «посадкой» напряжения ниже 5% от допустимого ГОСТом на качество электроэнергии.

В случае возрастания нагрузки местных потребителей, превышающих возможность энергообеспечения региона (района), происходит снижение частоты генерирующих мощностей ниже 50 Гц, что также имеет критический предел ограничений до 48 Гц!, после которого релейная защита энергосистемы начинает независимо отключать отдельные группы потребителей, что может привести к разбалансировке перетока электроэнергии на отдельных участках энергосистемы и ее неуправляемому «развалу»!

В этих ситуациях большую роль по обеспечению качества электроэнергии играют компенсирующие и регулирующие устройства сетей, работающие в автоматическом режиме регулирования или управлению (в ручную) по каналам диспетчерской связи, которые оптимально «настраивают» параметры в цепях ЛЭП (Z), позволяющие устранить дефицит перераспределения мощностей (P и Q), снижать потери в электрических сетях, повышая их пропускную способность, обеспечивая при этом эксплуатационную работоспособность.

Трансформаторный узел АТ-ВДТ предназначен для продольного (по амплитуде) и поперечного (по фазе) регулирования напряжения в присоединенных сетях класса 750 кВ и 330 кВ, и оптимального перераспределения между ними видов мощности электрической энергии.

Методика настоящей редакции обеспечивает выполнение инженерных расчетов с точностью $\gamma = \pm 0,2\%$, при условии достоверного определения исходных параметров, а также соблюдения правил и законов электротехники.

1-3 СПОСОБЫ ТРАНСФОРМАТОРНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ И МОЩНОСТИ В ПРИСОЕДИННЫХ К УЗЛУ АТ-ВДТ ЛЭП

1-3.1 Способ продольного (по амплитуде) регулирования напряжения

см.рис.1-2(П).

Увеличение линейного напряжения U_L в ЛЭП устройством РПН АТ на величину ΔU приводит к возникновению дополнительного тока во внешней кольцевой сети на величину $\Delta I = \frac{\Delta U}{x_L}$ (где x_L – реактивное сопротивление фазы АТ переменному току), отстающего по фазе на 90° от напряжения ΔU – именуемого напряжением управления.

При этом изменяется величина и положение вектора полного тока линии I_L на угол сети $\varphi + \Delta\varphi$, а также соотношение передаваемых мощностей Q/P , с значительным изменением величины реактивной мощности Q .

1-3.2 Способ поперечного (по фазе) регулирования напряжения

см.рис.1-3(П).

Суть метода заключается в преобразовании части полной мощности АТ, отбираемой обм. $НН_\Delta^T$ в трехфазной группе, и трансформируемой в фазы обм. РО ВДТ, включенных в рассечку нейтрали общей части обмоток ВН-СН, в виде чисто активной мощности, регулируемой по величине и знаку полярности реактивного вектора $\Delta U(\pm)$.

Совместное регулирование параметров узла АТ-ВДТ по амплитуде и фазе см. рис. 1-4(П) и 1-5(П) и подробно см. раздел 1-4.6.

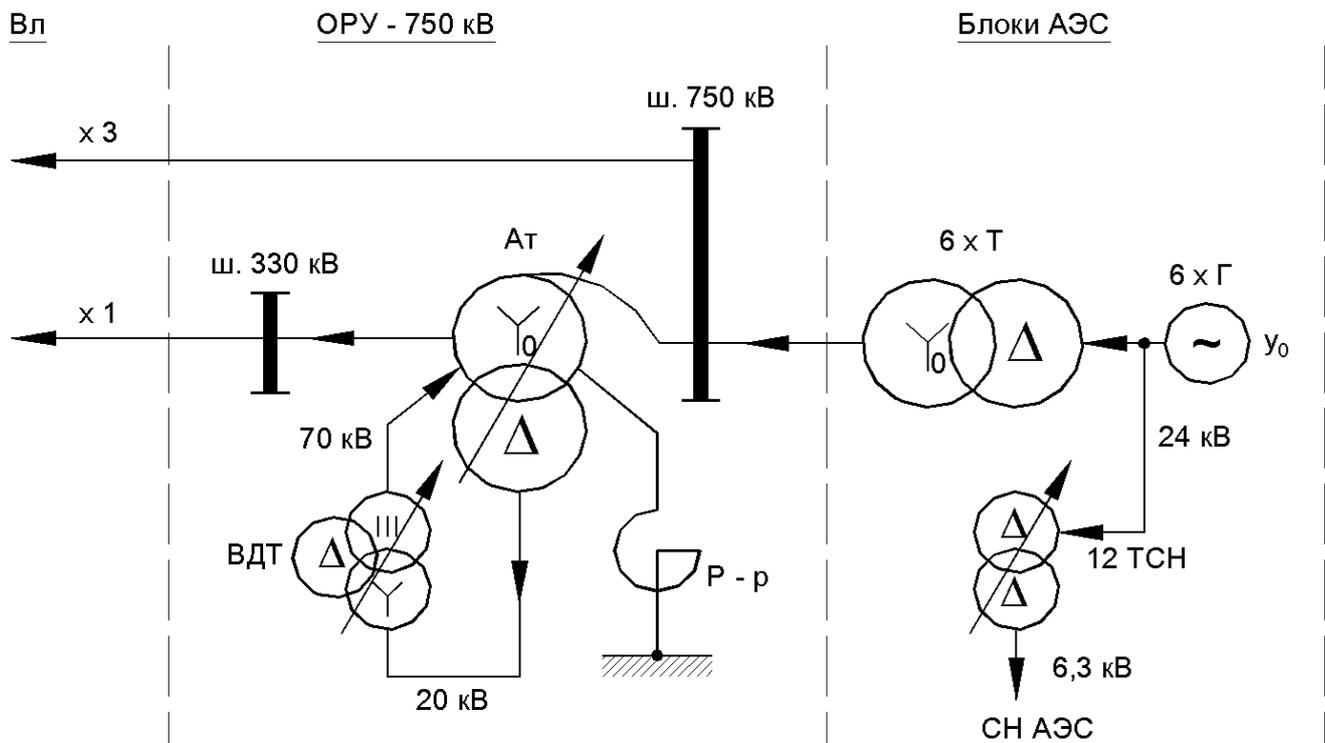


Рисунок 1-1. Мнемоническая электрическая схема узла АТ-ВДТ в цепи «выдача мощности» ОП ЗАЭС

1-4 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ СХЕМЫ ВДТ В РЕЖИМЕ НАГРУЗКИ

Для улучшения восприятия расчета по теме 1, все необходимые исходные данные технической документации на изделия, предварительные объемные пересчеты параметров сведены в таблицы и вынесены в приложение.

Там же расположены поясняющие схемы, векторные диаграммы.

Для индексации параметров разнообразных величин N , относящихся к разным обмоткам аппаратов и разным условиям режима работы, включения, приняты условные обозначения:

N^T – где T – параметр, относящийся к фазе АТ.

N^{T4} – где $T4$ – параметр, относящийся к фазе АТ, но на положении РПН-4 обм. РО^T.

$N^П$ – где $П$ – параметр, относящийся к фазе ВДТ.

$N^{П2}$ – где $П2$ – параметр, относящийся к фазе ВДТ, для положения РПН-2 обм. РО^П.

$N^{T4П2}$ – где $T4П2$ – с учетом положения РПН обм. РО^{T4} и РО^{П2}.

N^P – где P относится к режиму нагрузки (не обязателен).

N^e – где e – естественное состояние параметра при отключении обм. РО^T и РО^П.

«Const» - постоянный, «Var» - переменный параметр.

Приведенная индексация параметров «не строго» поясняет текущие рассуждения, но используется в «полном пакете» при использовании данных из разных разделов.

С целью упрощения вычислений и их анализа, рассматривается по тексту 1 фаза АТ⁴ или ВДТ² или АТ⁴ - ВДТ².

Все вычисления и округления, используемых и определяемых величин, выполнены, как правило, с учетом второй цифры после запятой. Величина $\sqrt{3}$ в расчете принята как 1,732.

При выполнении расчета рекомендуется: предварительно вычислить общие (средние) электрические параметры эквивалентной фазы по данным фаз завода-изготовителя (заводской щиток на баке или заводская техдокументация), установленных в 3-х фазной группе, отдельно для АТ и для ВДТ.

1-4.1 Расчет параметров фазы обмотки ВН АТ4

Определим исходные параметры обм. ВН (на входе АТ⁴).

а) Текущие параметры режима нагрузки узла АТ⁴-ВДТ², зарегистрированные на ЦЩУ 20.01.2011г. – 3х фазный режим.

$$U_{л}^{ВН} = 733 \text{ кВ}; \quad I_{л/ф}^{ВН} = 540 \text{ А}$$

$$P = 660 \text{ МВт}; \quad Q = 180 \text{ МВАр}$$

$$\text{РПН}^T = 4; \quad \text{РПН}^П = 2$$

б) По зарегистрированным параметрам узла определены параметры фазы АТ⁴

$$U^{ВН} = 423,2 \text{ кВ}; \quad I_{л}^{ВН} = I_{ф}^{ВН} = I^{ВН} = 540 \text{ А};$$

$$S^T = U^{ВН} \cdot I^{ВН} = 423,2 \text{ кВ} \cdot 0,54 \text{ кА} = 228,528 \approx 228,53 \text{ МВА};$$

$$P_{\phi} = \frac{P}{3} = \frac{660 \text{ МВт}}{3} = 220 \text{ МВт}$$

$$Q_{\phi} = \frac{Q}{3} = \frac{180 \text{ МВАр}}{3} = 60 \text{ МВАр}$$

Полная 3-х фазная мощность АТ⁴:

$$S_{3-\phi}^T = 228,53 \cdot 3 = 685,6 \text{ МВА}$$

Коэффициент использования в режиме нагрузки установленной мощности фазы

$$k_S^T = \frac{S^T}{S_{\text{НОМ}}^T} = \frac{228,53 \text{ МВА}}{333,0 \text{ МВА}} = 0,6863$$

Определим угол φ сети и его компоненты

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{Q_\phi}{P_\phi} = \frac{60 \text{ МВАр}}{220 \text{ МВАр}} = 0,2727, \text{ тогда}$$

$$\varphi = 15^\circ 15' \quad \left| \begin{array}{l} \cos \varphi = 0,9648; \\ \sin \varphi = 0,263 \end{array} \right.$$

1-4.2 Расчет фактического напряжения вторичных обмоток СН, НН с учетом затрат мощности режима нагрузки при трансформировании электрической энергии через канал между обмотками ВН/СН, ВН/НН

а) Определим коэффициент трансформации между парами обмоток на положениях переключателя устройства (ПУ) РПН-Тном и РПН-Т4 и напряжением $U_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}} = 750 \text{ кВ}$ – const, см.табл.1-11(П).

Таблица 1-1

№ ПУ РПН-Т	U, кВ		
	ВН	СН	НН Δ
4	750	358	14,68
21÷23 НОМ		330	15,75

$$\left| \begin{array}{l} k_{\text{ВН/СН}}^{\text{Т4}} = \frac{750}{358} = 2,095 \\ k_{\text{ВН/СН}}^{\text{Тном}} = \frac{750}{330} = 2,2727 \end{array} \right. \quad \left| \begin{array}{l} k_{\text{ВН/НН}\Delta}^{\text{Т4}} = \frac{750}{14,68} = 51,0899 \approx 51,09 \\ k_{\text{ВН/НН}\Delta}^{\text{Тном}} = \frac{750}{15,75} = 47,619 \approx 47,62 \end{array} \right.$$

б) По полученным коэффициентам трансформации (K^T) определим фазное напряжение обм. СН и НН Δ при $U_{\text{ВН}}^{\text{реж}} = 733 \text{ кВ}$

на положении ПУ РПН-Т4.

$$U_{\text{СНреж}}^{\text{Т4}} = \frac{U_{\text{ВНреж}}^{\text{Т4}}}{\sqrt{3} \cdot K_{\text{ВН/СН}}^{\text{Т4}}} = \frac{733 \text{ кВ}}{\sqrt{3} \cdot 2,095} = 202 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ННреж}}^{\text{Т4}} = \frac{U_{\text{ВНреж}}^{\text{Т4}}}{K_{\text{ВН/НН}\Delta}^{\text{Т4}}} = \frac{733 \text{ кВ}}{51,09} = 14,3472 \approx 14,347 \text{ кВ}$$

на положении ПУ РПН-Тном (21÷23)

$$U_{\text{СНреж}}^{\text{Тном}} = \frac{U_{\text{ВНреж}}^{\text{Тном}}}{\sqrt{3} \cdot K_{\text{ВН/СН}}^{\text{T}}} = \frac{733 \text{ кВ}}{\sqrt{3} \cdot 2,2727} = 186,2147 \approx 186,215 \text{ кВ}$$

Составив таблицу напряжений обм. СН и НН, определенных по коэффициентам трансформации при напряжении обм. ВН_{реж}, $U_{\text{ВНреж}} = 733 \text{ кВ} - \text{const.}$

Таблица 1-2

РПН-Т	U, кВ			
	ВН	СН _л	СН _ф	НН _Δ
4	733	349,87	202	14,347
21÷23 НОМ		322,52	186,215	

в) Для обеспечения достаточной точности расчета, определим фактическую величину изменения напряжения и само напряжение обмоток СН и НН_Δ АТ⁴ в режиме нагрузки

При трансформировании электроэнергии из первичной (генераторной) обмотки ВН на вторичную обмотку СН или НН, электромагнитный поток поля режима нагрузки вне канала между обм. ВН/СН или ВН/НН замыкается через внешние элементы конструкции, окружающие обмотки в баке трансформатора, рассеянным полем меньшей магнитной индукцией, но большего сечения, наводя в них контурные токи и теряя в этом процессе часть своей энергии. Вследствие этого, во вторичной обмотке, в зависимости от: ширины канала рассеяния между обмотками, мощности электромагнитного потока, угла сети φ снижается напряжение на величину ΔU% относительно режима Uном при XX трансформатора, когда трансформатор не передает на вторичную обмотку эл.энергию.

Для расчета величины изменения фактического напряжения вторичной обмотки существует формула определения относительного изменения напряжения на обмотке $\Delta U\% = f(S, \varphi)$.

Она будет применяться каждый раз при необходимости точного расчета фактического напряжения на вторичной обмотке в реальном режиме нагрузки.

$$\Delta U(\%) = \beta(U_a \cdot \cos \varphi + U_p \cdot \sin \varphi) + \frac{\beta^2 (U_p \cdot \cos \varphi - U_a \cdot \sin \varphi)^2}{200}$$

Исходные расчетные величины для определения $\Delta U_{\text{СНреж}}^{\text{T4}}(\%)$

$$\beta = \frac{I_{\text{ВНреж}}}{I_{\text{ВНном}}} = \frac{540 \text{ А}}{768 \text{ А}} = 0,703; \quad \beta^2 = 0,494$$

$$U_p = e_{\text{к ВН/СН}} = 10,5\% \quad \left| \begin{array}{l} \cos \varphi = 0,9648 \\ \sin \varphi = 0,263 \end{array} \right.$$

$$U_a = \frac{P_{\text{к ВТ}}}{10 \cdot S_{\text{НОМ}}^{\text{T}} \text{ кВА}} = \frac{580000 \text{ Вт}}{10 \cdot 333000 \text{ кВА}} = 0,174\%$$

тогда

$$\Delta U_{\text{CHреж}}^{\text{T4}} (\%) = 0,703 \cdot (0,174 \cdot 0,9648 + 10,5 \cdot 0,263) + \frac{0,494 \cdot (10,5 \cdot 0,9648 - 0,174 \cdot 0,263)^2}{200} = 2,3055\%$$

$$U_{\text{CHреж}}^{\text{T4}} = U_{\text{CHреж}}^{\text{T4}} - \left(\frac{U_{\text{CHреж}}^{\text{T4}}}{100} \cdot \Delta U_{\text{CHреж}}^{\text{T4}} \% \right) = U_{\text{CHреж}}^{\text{T4}} - \Delta U_{\text{CH}}^{\text{T4}} = 202 \text{ кВ} - \left(\frac{202 \text{ кВ}}{100} \cdot 2,3055 \right) = 202 \text{ кВ} - 4,6571 \text{ кВ} = 197,3429 \approx 197,343 \text{ кВ}$$

С целью определения величины продольной составляющей напряжения управления обм., $U_{\text{CHреж}}^{\text{T4}}$, $\Delta U_{\text{CHреж}}^{\text{T4}}$ определим также фактическую величину напряжения обм. $U_{\text{CHреж}}^{\text{Тном}}$, $U_{\text{CHреж}}^{\text{Тном}}$ для оценки разницы напряжений:

$$U_{\text{CHреж}}^{\text{T4}} - U_{\text{CHреж}}^{\text{Тном}} = U_{\text{CHреж}}^{\text{T4}}$$

$$U_{\text{CHреж}}^{\text{Тном}} = U_{\text{CHреж}}^{\text{Тном}} - \left(\frac{U_{\text{CHреж}}^{\text{Тном}}}{100} \cdot \Delta U_{\text{CHреж}}^{\text{T4}} \% \right) = 186,215 \text{ кВ} - \left(\frac{186,215 \text{ кВ}}{100} \cdot 2,3055 \right) = 186,215 \text{ кВ} - 4,293 \text{ кВ} = 181,922 \approx 181,92 \text{ кВ}$$

$$\text{Тогда } U_{\text{CHреж}}^{\text{T4}} - U_{\text{CHреж}}^{\text{Тном}} = 197,343 \text{ кВ} - 181,92 \text{ кВ} = 15,421 \approx 15,42 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{CHреж}}^{\text{T4}} = 15,42 \text{ кВ}$$

Это и есть продольное напряжение управления по амплитуде фазы AT^4 обм. $CH_{\text{реж}}^{\text{T4}}$.

Для полноты полученных результатов на обм.СН, определим ее фактическое линейное напряжение в режиме нагрузки.

$$U_{\text{CHреж лин}}^{\text{T4}} = U_{\text{CHреж}}^{\text{T4}} \cdot \sqrt{3} = 197,343 \text{ кВ} \cdot \sqrt{3} = 341,798 \approx 341,8 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{CHреж лин}}^{\text{Тном}} = U_{\text{CHреж}}^{\text{Тном}} \cdot \sqrt{3} = 181,92 \text{ кВ} \cdot \sqrt{3} = 315,0854 \approx 315,09 \text{ кВ}$$

Для расчета фактического напряжения обм. $U_{\text{HНдреж}}^{\text{T4}}$, $U_{\text{HНдреж}}^{\text{T4}}$, определим его величину с учетом параметров нагрузки для пары обмоток $VH^{\text{T4}}/HН_{\Delta}$

$\beta=0,703$	$\cos\varphi=0,9648$	$U_{\text{р VH/CH}} = 30,5\%$
$\beta^2=0,494$	$\sin\varphi=0,263$	$U_{\text{а}} = 0,174\%$

Для трансформаторов большой мощности с обмотками пониженной мощности, кроме основных ($S_{\text{HН}\Delta} < S_{\text{VH}}$), согласно ГОСТ на трансформаторы, потери $P_{\text{к ОКЗ}}$ для пары обмоток $P_{\text{к VH/HН}}$ отдельно не определяются.

Поэтому напряжение активной составляющей ОКЗ $U_{\text{а VH/HН}}$ применяем как для пары обм. $P_{\text{к VH/CH}}$, т.е. $U_{\text{а VH/HН}} = 0,174\%$.

Расчет $\Delta U_{\text{HНдреж}}^{\text{T4}} (\%)$ выполним аналогично по формуле (см. выше), как и для обм. $CH_{\text{реж}}^{\text{T4}}$.

В результате вычислений получим:

$$\Delta U_{\text{HНдреж}}^{\text{T4}} = 7,8893 \approx 7,89\%$$

Тогда фактическое напряжение обмотки в режиме нагрузки будет:

$$U_{\text{HНдрез}}^{\text{T4}} = U_{\text{HНдрез}}^{\text{T4}} - \left(\frac{U_{\text{HНдрез}}^{\text{T4}}}{100} \cdot \Delta U_{\text{HНдрез}}^{\text{T4}} \% \right) = 14,347 \text{ кВ} - \left(\frac{14,347 \text{ кВ}}{100} \cdot 7,8893 \right) =$$

$$= 14,347 \text{ кВ} - 1,1315 \text{ кВ} = 13,2155 \approx 13,216 \text{ кВ}$$

Составим для наглядности итоговую таблицу фактических напряжений обмоток $\text{CH}_{\text{рез}}^{\text{T4}}$ и $\text{HН}_{\Delta\text{рез}}^{\text{T4}}$ в режиме нагрузки

Таблица 1-3

РПН - Т	U кВ			
	ВН	'CH _л	'CH _ф	'HН _Δ
4	733	341,8	197,343	13,216
21÷23 НОМ		315,09	181,92	
$\Delta U_{\text{CH}} \text{ упр.}$		26,7	15,42	

1-4.3 Расчет предварительных параметров обм. СН, без учета затрат мощности на собственные потери узла АТ4-ВДТ2

Из таблицы 1-3 $U_{\text{CHф}} = 197,343 \text{ кВ}$

$$I_{\text{CH}} = \frac{S^{\text{T}}}{U_{\text{CHф}}} = \frac{228530 \text{ кВА}}{197,343 \text{ кВ}} = 1158,0345 \approx 1158 \text{ А}$$

$$I_{\text{о/ч ВН-СН}} = I_{\text{CH}} - I_{\text{ВН}} = 1158 - 540 = 618 \text{ А}$$

(о/ч – общая часть обм.ВН-СН АТ)

1-4.4 Расчет параметров фазы ВДТ²

а) Из рисунков 1-10а(П) и 1-14(П) видно, что фаза ВДТ состоит из 2-х самостоятельных трансформаторов:

1-й - обм. ($\pm\text{PO}/\text{BO}$)^П;

2-й - обм. (KBO/KO)^П.

Магнитная система ВДТ четырехстержневая и конструктивно обеспечивает им независимую друг от друга самостоятельную работу:

- на основных стержнях «А» и «Х» большего диаметра расположены и параллельно соединены между собой каждая (на два стержня) из обмоток $\text{PO}^{\text{П}}$ и $\text{BO}^{\text{П}}$

$$(S_{\text{PO}}^{\text{П}} = S_{\text{BO}}^{\text{П}} = 70 \text{ МВА}).$$

Магнитный поток этих обмоток циркулирует по стержням «А» и «Х»:

- на боковом стержне «Х_{бок}» расположены обмотки $\text{KBO}^{\text{П}}$ и $\text{KO}^{\text{П}}$

$$(S_{\text{KBO}}^{\text{П}} = S_{\text{KO}}^{\text{П}} = 22 \text{ МВА});$$

- 4-й боковой стержень «А_{бок}» свободный от обмоток, что позволяет трансформатору обм. (KBO/KO)^П – отбора мощности на схему обмотки $\text{KO}_{\Delta}^{\text{П}}$ группы 3хВДТ – работать самостоятельно. Магнитный поток обмоток (KBO/KO)^П замыкается по стержням меньшего диаметра «Х_{бок}» и «А_{бок}».

Первичные обмотки трансформаторов $\text{BO}^{\text{П}}$ и $\text{KBO}^{\text{П}}$ параллельно запитаны от одно-

го источника – обм. $\text{HH}_{\Delta}^{\text{T}}$. Это 1-й источник напряжения фазы ВДТ.

Для обеспечения регулирования напряжения $\pm \Delta U_{\text{PO}}^{\text{П}}$ по фазе в узле АТ-ВДТ, обмотка $\text{PO}^{\text{П}}$, являясь частью фазы обм. (ВН-СН) АТ, в то же время является источником 2-го напряжения для трансформатора обм. $(\pm \text{PO}/\text{BO})^{\text{П}}$, т.е. этот трансформатор запитан с 2х сторон от АТ на одной синхронной частоте.

При этом обм. $\text{PO}^{\text{П}}$ может быть включено в работу в полярности (+ пол. №1÷19 РПН) или (- пол. №25÷43 РПН), или отключена, выведена из работы (пол. РПН №20÷24).

Изменение любого параметра сети (U , I , φ и др.) или изменение числа витков (ампервитков) обм. PO^{T} или $\text{PO}^{\text{П}}$ влияют на изменение конфигурации рабочего потока в магнитопроводе аппаратов, что трансформируется в результирующие величины итоговых параметров сетей, присоединенных (совмещенных в последовательной цепи передачи эл.энергии через узел АТ-ВДТ) ЛЭП.

Любой применяемый способ регулирования параметров в эл.сетях сопряжен с дополнительными затратами мощности, отбираемой из сетей, но это окупается повышением качества их работы и годовым экономическим эффектом по общим затратам!

б) Определим параметры трансформатора обм. $(\text{КВО}/\text{КО})^{\text{П}}$

В начале определим напряжение обмоток возбуждения $(\text{ВО} // \text{КВО})^{\text{П}}$.

Обмотка $\text{HH}_{\Delta} \text{AT}^4$ соединена электрически в схеме узла AT^4 -ВДТ² с обмотками $(\text{ВО} // \text{КВО})^{\text{П}}$ ВДТ².

Так как напряжение обмотки $\text{HH}_{\Delta}^{\text{T4}}$, $U_{\text{HH}_{\Delta}^{\text{T4}}} = 13,216 \text{ кВ}$, см. табл.1-3 при $U_{\text{рег}}^{\text{T4}} = 733 \text{ кВ}$, то

$$U_{\text{ф реж}}^{\text{КВО} // \text{ВО}} = \frac{U_{\text{HH}_{\Delta}^{\text{T4}}}}{\sqrt{3}} = \frac{13,216 \text{ кВ}}{\sqrt{3}} = 7,6305 \approx 7,63 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ВО}}^{\text{ПТ4}} \parallel U_{\text{КВО}}^{\text{ПТ4}} = 7,63 \text{ кВ}$$

Определим величину отбора мощности тр-ра обм. $(\text{КВО}/\text{КО})^{\text{П}}$ на схему $\text{КО}_{\Delta}^{\text{П}}$ ВДТ в режиме нагрузки.

Исходные номинальные данные обмоток см. табл.1-13(П)

$$S_{\text{КВО}}^{\text{П}} = S_{\text{КО}}^{\text{П}} = 22 \text{ МВА}; \quad U_{\text{КВО}}^{\text{П}} = 9,1 \text{ кВ}$$

$U_{\text{КО}}^{\text{П}} = 10,5 \text{ кВ}$ (под кабель $U=10 \text{ кВ}$ – технологично, для связи между фазами схемы обм. КО_{Δ}): $I_{\text{КО}}^{\text{П}} = 2,095 \text{ кА}$

Коэффициент трансформации обмоток $U_{\text{КО}}^{\text{П}}$ и $U_{\text{КВО}}^{\text{П}}$

$$k_{\text{T2}} = \frac{U_{\text{КО}}^{\text{П}}}{U_{\text{КВО}}^{\text{П}}} = \frac{10,5 \text{ кВ}}{9,1 \text{ кВ}} = 1,1538$$

В режиме нагрузки $U_{\text{КО}}^{\text{ПТ4}} = U_{\text{КВО}}^{\text{ПТ4}} \cdot k_{\text{T2}} = 7,63 \text{ кВ} \cdot 1,1538 = 8,8 \text{ кВ}$

$$U_{\text{КО реж}}^{\text{ПТ4}} = 8,8 \text{ кВ}$$

Тогда мощность обмоток в режиме должна быть

$$S_{\text{КО}}^{\text{ПТ4}} = U_{\text{КО реж}}^{\text{ПТ4}} \cdot I_{\text{КО ном}}^{\text{П}} = 8,8 \text{ кВ} \cdot 2,095 \text{ кА} = 18,436 \approx 18,44 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{КО реж}}^{\text{ПТ4}} = S_{(\text{КО}/\text{КВО}) \text{ реж}}^{\text{ПТ4}} = 18,44 \text{ МВА}$$

в) Определим величину мощности (в S_{MBA}) от собственных нагрузочных потерь фазы ВДТ², $\Sigma P^{ПР} = P_k^{ПР} + P_0^{ПР}$

Из таблицы 1-17 $\Sigma P^{ПР} = 135,9 \text{ кВт} = 0,136 \text{ МВт}$

$$S_{\Sigma P}^{ПР} = \frac{\Sigma P^{ПР}}{\cos \varphi} = \frac{0,136 \text{ МВт}}{0,9648} = 0,14 \text{ МВА}$$

$$\boxed{S_{\Sigma P}^{ПР} = 0,14 \text{ МВА}}$$

г) Общий отбор мощности трансформатора обм. (КВО/КО)^П – необратимые потери фазы – составит:

$$\Sigma S_{\text{реж}}^{ПТ4} = S_{\text{КВО/КО}}^{ПТ4} + S_{\Sigma P}^{ПТ4} = 18,44 + 0,14 = 18,58 \approx 18,6 \text{ МВА}$$

$$\boxed{\Sigma S_{\text{реж}}^{ПТ4} = 18,6 \text{ МВА}}$$

а результирующий ток ветви обм.(КВО/КО)^П будет:

$$\Sigma I_{\text{реж}}^{ПТ4} = \frac{\Sigma S_{\text{реж}}^{ПТ4}}{U_{\text{КВОреж}}^{ПТ4}} = \frac{18600 \text{ кВА}}{7,63 \text{ кВ}} = 2437,7457 \approx 2438 \text{ А}$$

$$\boxed{\Sigma I_{\text{реж}}^{ПТ4} = 2438 \text{ А}}$$

д) Определим параметры трансформатора обм. (\pm РО/ВО)^П в режиме нагрузки.

Это наиболее интересная электромагнитная связка процесса регулирования по фазе в узле АТ⁴-ВДТ².

Определим напряжение на обм. РО^{П2} в режиме нагрузки (напряжение управления регулирования $\Delta U_{\text{РО}}^{\text{П2}}$ по фазе).

Исходные паспортные данные в табл.1-13(П) и 1-15(П).

Напряжение обм. РО_{НОМ}^{П2}, $U_{\text{РОНОМ}}^{\text{П2}} = 65 \text{ кВ}$.

обм. ВО_{НОМ}^П, $U_{\text{ВОНОМ}}^{\text{П}} = 9,1 \text{ кВ}$.

Из этого соотношения напряжений:

$$k_{\text{ТЗ}} = \frac{U_{\text{РОНОМ}}^{\text{П2}}}{U_{\text{ВОНОМ}}^{\text{П}}} = \frac{65 \text{ кВ}}{9,1 \text{ кВ}} = 7,1429$$

Так как напряжение обм. ВО^{ПТ4} в режиме нагрузки известно, $U_{\text{ВО}}^{\text{ПТ4}} = 7,63$ кВ, тогда напряжение обм. РО^{П2Т4} (напряжение управления узла АТ²-ВДТ⁴ по фазе), составит:

$$U_{\text{РОреж}}^{\text{П2Т4}} = U_{\text{ВО}}^{\text{ПТ4}} \cdot k_{\text{ТЗ}} = 7,63 \text{ кВ} \cdot 7,1429 = 54,5 \text{ кВ} \quad (\text{без учета снижения } \Delta U_{\text{РО}}^{\text{П}} \%)$$

$$U_{\text{РОреж}}^{\text{П2Т4}} = 54,5 \text{ кВ}$$

В опубликованных предыдущих редакциях:

1 редакция (205.00) – уточнение параметра $\Delta U(\%)$ в канале рассеяния обмоток не производилось.

Во 2 и 3 редакциях (205.01 и 205.02) в вычислениях для обмоток ВО→РО ВДТ пропущено повышение точности расчета этого параметра.

В настоящей редакции этот недостаток не устранен, а расчет приводится ниже по тексту.

Исходные данные для расчета

$$\beta = \beta_{\text{ВО}}^{\text{П}} = \beta_{\text{ВН}}^{\text{АТ}} = \frac{I_{\text{ВН реж}}}{I_{\text{ВН ном}}} = \frac{540 \text{ А}}{768 \text{ А}} = 0,703, \quad \beta^2 = 0,494$$

$$\left. \begin{array}{l} U_{\text{Р ВО/РО}}^{\text{П2}} = 8,2\% \\ U_{\text{а}} = 0,2152\% \end{array} \right\} \begin{array}{l} \cos \varphi = 0,9648 \\ \sin \varphi = 0,263 \end{array}$$

$$U_{\text{а}} = \frac{P_{\text{к Вт}}}{10 \cdot S_{\text{Ф ном}}^{\text{П}} \text{ кВА}} = \frac{198000 \text{ Вт}}{10 \cdot 92000 \text{ кВА}} = 0,2152\%$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{РО реж}}^{\text{П2Т4}} (\%) &= \beta \cdot (U_{\text{а}} \cdot \cos \varphi + U_{\text{р}} \cdot \sin \varphi) + \frac{\beta^2 (U_{\text{р}} \cdot \cos \varphi - U_{\text{а}} \cdot \sin \varphi)^2}{200} = \\ &= 0,703 \cdot (0,2152 \cdot 0,9648 + 8,2 \cdot 0,263) + \frac{0,494 \cdot (0,8 \cdot 0,9648 - 0,2152 \cdot 0,263)^2}{200} = 1,8144 \end{aligned}$$

$$\Delta U_{\text{РОреж}}^{\text{П2Т4}} = 1,8144\%$$

Вычислим фактическое напряжение на обм. РО^{П2Т4}_{Ф реж}

$$U_{\text{РО реж}}^{\text{П2Т4}} = 54,5 - \left(\frac{54,5}{100} \cdot 1,8144 \right) = 54,5 \text{ кВ} - 0,9888 \text{ кВ} = 53,5112 \approx 53,5 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{РОреж}}^{\text{П2Т4}} = 53,5 \text{ кВ}$$

Т.е. «посадка» напряжения в канале ВО-РО ВДТ в режиме нагрузки составляет:

$$\Delta U = U_{\text{РО реж}}^{\text{П2Т4}} - U_{\text{РО реж}}^{\text{П2Т4}} = 54,5 - 53,5 = 1 \text{ кВ}, \quad \text{погрешность расчета при этом } \gamma = 1,87\%.$$

е) Определим мощность управления обмоток ВО^П и РО^{П2} ВДТ⁴ в режиме нагрузки

Из предыдущего 1-4.4д - $\Delta U_{\text{РОреж}}^{\text{П2Т4}} = 54,5$ кВ (без учета снижения $\Delta U_{\text{РО}}^{\text{П}} \%$)

$$1-4.4б - \Delta U_{\text{ВОреж}}^{\text{П2Т4}} = 7,63 \text{ кВ}$$

$$1-4.3 - I_{\text{о/ч ВН-СН}} = 618 \text{ А}$$

см. также рис.1-14(П) и 1-15(П).

Еще раз о регулировании по фазе напряжения обм. ВН АТ⁴ напряжением управления по фазе $\Delta U_{PO}^{\Pi 2}$.

Обмотка РО^{Π2} ВДТ², являющаяся также частью обм. ВН АТ⁴, электрически связывает векторы амплитуд магнитных потоков самостоятельных магнитных систем АТ⁴ и ВДТ², схемно сдвинутых между собой на 90°, с опережением вектора амплитуды магнитного потока ВДТ⁴ вектора амплитуды АТ⁴.

Вследствие этого мощность регулирования на стороне обм. РО^{Π2} и ВО^Π трансформатора обм. (±РО/ВО)^Π ВДТ² будет реактивной по отношению к обм. (ВН-СН)^Т АТ⁴.

На стороне обм. РО^{Π2} для полного тока $I_{o/ч}(ВН-СН)=618$ А, напряжение регулирования будет чисто реактивным, т.е. $\Delta U_{PO}^{\Pi 2}$, тогда

$$Q_{PO}^{\Pi 2T4} = \Delta U_{PO}^{\Pi 2T} \cdot I_{o/ч} = 54,5 \text{ кВ} \cdot 0,618 \text{ кА} = 33,681 \approx 33,7 \text{ МВАр}$$

$$Q_{PO}^{\Pi 2T4} = 33,7 \text{ МВАр}$$

На стороне обм. ВО^Π для полного напряжения $U_{BO}^{\Pi}=7,63$ кВ, ток о/ч ВН-СН $I_{o/ч}=618$ А, трансформируемый в обм. ВО^Π, I_{BO}^{Π} будет чисто реактивным, т.е. $I_{x_{o/ч}}=618$ Ар.

$$I_{x_{BO}^{\Pi}} = I_{x_{o/ч}} \cdot k_{T3} = 618 \text{ Ар} \cdot 7,143 = 4414,374 \approx 4414,4 \text{ Ар}$$

$$I_{x_{BO}^{\Pi}} = 4414,4 \text{ Ар}$$

Соответственно мощность обм. ВО^Π будет

$$Q_{BO}^{\Pi} = I_{x_{BO}^{\Pi}} \cdot U_{BO}^{\Pi} = 4,4144 \text{ кАр} \cdot 7,63 \text{ кВ} = 33,6819 \approx 33,7 \text{ МВАр}$$

$$Q_{BO}^{\Pi} = 33,7 \text{ МВАр}$$

т.е. баланс мощностей соблюден - $Q_{PO}^{\Pi 2T4} = Q_{BO}^{\Pi 2T4} = 33,7 \text{ МВАр}$

ж) Имея параметры мощности обоих «плеч»: тр-ры обм. (РО/ВО)^Π и обм. (КВО/КО)^Π фазы ВДТ² – определим ее полную мощность.

Исходные данные:

Для трансформатора: обм. (РО/ВО)^Π, $Q_{BO}^{\Pi 2T4} = 33,7 \text{ МВАр}$ (возвратная мощность регулирования).

Для трансформатора: обм. (КВО/КО)^Π $\Sigma S^{\Pi 2T4} = 18,6 \text{ МВА}$ (необратимые затраты мощности на сх. КО_Δ и ΣP нагрузочных потерь).

Т.к. мощность Q и S разного вида, а источник напряжения один – обм. НН^Т_Δ, разложим полную мощность $\Sigma S^{\Pi P}$ на компоненты:

$$\Sigma P^{\Pi P} = \Sigma S_{реж}^{\Pi 2T4} \cdot \cos \varphi = 18,6 \text{ МВА} \cdot 0,9648 = 17,9453 \approx 17,95 \text{ МВт}$$

$$\Sigma Q^{\Pi P} = \Sigma S_{реж}^{\Pi 2T4} \cdot \sin \varphi = 18,6 \text{ МВА} \cdot 0,263 = 4,8918 \approx 4,89 \text{ МВАр}$$

При этом активная компонента тока обм. ВО^Π+КВО^Π составит:

$$I_{a_{BO+KBO}^{\Pi 2P}} = \frac{\Sigma P^{\Pi P}}{U_{BO}^{\Pi P}} = \frac{17950 \text{ кВт}}{7,63 \text{ кВ}} = 2352,5557 \approx 2352,6 \text{ А}$$

$$I_{a_{BO+KBO}^{\Pi 2P}} = 2352,6 \text{ А}$$

Суммарная реактивная мощность обм. $BO^{\Pi}+KBO^{\Pi}$ составит:

$$\Delta \sum Q^{PP} = \sum Q^{PP} + Q_{BO}^{PP} = 4,89 + 33,7 = 38,57 \approx 38,6 \text{ МВАр}$$

$$\Delta \sum Q^{PP} = 38,6 \text{ МВАр}$$

При этом реактивная компонента тока обм. $BO^{\Pi}+KBO^{\Pi}$ составит:

$$I_{BO+KBO}^{P2P} = \frac{\Delta \sum Q^{PP}}{U_{BO}^{PP}} = \frac{38600 \text{ кВАр}}{7,63 \text{ кВ}} = 5058,9777 \approx 5059 \text{ Ар}$$

$$I_{BO+KBO}^{P2P} = 5059 \text{ Ар}$$

полная мощность:

$$S_{BO+KBO}^{P2P} = \sqrt{\Delta \sum Q^2 + \sum P^{P2^2}} = \sqrt{38,6^2 + 17,95^2} = 42,5695 \approx 42,6 \text{ МВА}$$

$$S_{BO+KBO}^{P2P} = 42,6 \text{ МВА}$$

и полный ток потребления фазой ВДТ² из обм. HH^T составит:

$$I_{BO+KBO}^{P2P} = \frac{S_{BO+KBO}^{PP}}{U_{BO}^{PP}} = \frac{42600 \text{ кВА}}{7,63 \text{ кВ}} = 5583,2 \approx 5583 \text{ А}$$

$$I_{BO+KBO}^{P2P} = 5583 \text{ А}$$

Имеем все расчетные параметры фазы ВДТ².

1-4.5 Определение реактивного сопротивления фазы АТ⁴-ВДТ² переменному току

Общее сопротивление фазы состоит из суммы сопротивлений всех элементов, включенных в ее цепь:

$$1^* \quad \begin{cases} Z^{T4P} - \text{обм. (ВН-СН)АТ}^4 \\ Z_{HH1}^{TP} - \text{обм. (ВН-НН)АТ}^4 \end{cases}$$

$$2^* \quad \begin{cases} Z^{P2P} - \text{обм. (\pm PO-BO)ВДТ}^2 \\ Z^{PB} - \text{реактор воздушный в нейтрали фазы (ВН-СН)АТ}^4 \end{cases}$$

1* - паспортные данные на фазу АТ не указывают влияние обм. PO^T на $e_k^T\%$.

2* - Реактанс $e_k^{\Pi}\%$ на положении РПН^Π-1 и РПН^Π-2 практически одинаков. Для пол. РПН^Π-1 он указан в тех. документации, для пол. РПН^Π-2 нет.

Реактанс $e_k^{\Pi}\%$ указан для случая ОКЗ: подвод напряжения на обм. $BO^{\Pi} \rightarrow$ обм. $\pm PO^{\Pi}$ в работе и закорочена. На ном. пол. РПН^Π ОКЗ физически нет!

а) Фаза АТ⁴:

Сопротивление фазы – обм. (ВН-СН) переменному току определяется из выражения:

$$Z^T = R^T + jX_L^T,$$

где:

Z^T – полное (кажущееся, расчетное) сопротивление Ом, определенное из Δ с компонентами физически существующих сопротивлений R^T и X_L^T ;

R^T – активная компонента сопротивления, определяемая как $R^T = \frac{U(B)}{I(A)}$ Ом - «омическое» активное сопротивление обмоток постоянному току или определяемое расчетом из величины активной мощности (см. п.1-4.5 б, ф. 1);

X_L^T – реактивная компонента сопротивления, определяемая как:

$$X_L = \frac{\dot{U}_L(B)}{\dot{I}(A)} \text{ Ом},$$

где: \dot{U} и \dot{I} – переменное напряжение и ток $f=50$ Гц.

Как известно, реактивное сопротивление проявляется в случае передачи эл.энергии в цепи переменного тока посредством электромагнитного поля полностью или частично, при наличии в цепи $L_{(гн)}$ и $C_{(ф)}$.

У трансформатора (силового) мощностью $\sim S > 15$ МВА, $Z^T \cong X_L^T$, т.е. $R^T < 1,0$ Ом.

б) Величину активной (реактивной) компоненты R^T (X_L^T) для фазы АТ⁴-ВДТ² определим по паспортным данным в ОКЗ и номинальным величинам обмоток U_H , I_H , S_H .

Обмотка ВН обычно берется за основу, т.к. ее запитка от источника в ОКЗ и процесс измерения параметров при этом более технологичен, закорачивается, как правило, обм. СН (НН) – обм. РО выведена.

ОКЗ, выполненный по схеме НН-ВН (НН-СН) аналогичен по результатам.

Необратимые потери в опыте оцениваются по закону Ома: $P_K = I^2_{ном} \cdot R^T$. Умножая правую часть выражения на $\frac{U^2_{ном}}{U^2_{ном}} = 1$, получим $P_K = \frac{I^2_{ном} \cdot U^2_{ном}}{U^2_{ном}} \cdot R^T$, или

$$P_K = \frac{S^2_{ном}}{U^2_{ном}} \cdot R^T, \text{ откуда}$$

$$R^T = \frac{P_K \cdot U^2_{ном}}{S^2_{ном}} \quad (1)$$

Т.е. R^T зависит от известных паспортных величин на изделие.

Для получения в ф.(1) R^T в размерности (Ом), оперируя в правой части размерностями (к) – кило, запишем ф.(1) как

$$\frac{R^T}{10^3} = \frac{P_K(\text{кВт}) \cdot U^2_{ном(\text{кВ})}}{S^2_{ном(\text{кВА})}} \text{ Ом}$$

или для пары обмоток ВН-СН АТ:

$$R^T_{ВН-СН} = \frac{P(\text{кВт}) \cdot U^2_{ном(\text{кВ})} \cdot 10^3}{S^2_{н(\text{кВА})}} = \frac{580(\text{кВт}) \cdot 433,5^2(\text{кВ}) \cdot 10^3}{333000^2(\text{кВА})} = 0,983 \approx 1,0 \text{ Ом}$$

$$\boxed{R^T_{ВН-СН} = 1,0 \text{ Ом}}$$

где:

$$U_{\text{ном.ВН}} = 750 \text{ кВ} / \sqrt{3} = 433,53 \text{ кВ}$$

см.табл.5(П), $P_K = 580 \text{ кВт}$;

см.табл.1(П), $S_H^T = 333000 \text{ кВА}$.

в) Величину реактивной компоненты X_L^T определим через $e_K^T(\text{ВН} - \text{СН})\%$ - «реактанс», т.е. напряжение ΔU_K , измеренное в ОКЗ при токе I_H обм. ВН, но выраженное в % по отношению к номинальному напряжению $U_{\text{ВН ном}}$ фазы обм. ВН (ОХХ).

$e_K^T(\text{ВН} - \text{СН})\%$ (реактанс) – реактивная компонента изменения («падения») напряжения в ОКЗ, косвенно определяющая затраты эл.энергии (мощности) при ее передаче через воздушный канал рассеяния магнитного потока из обмотки ВН в СН.

Уже упоминалось, что реактивная компонента проявляется тогда, когда в цепи передачи эл.энергии участвует электромагнитное поле.

Чем больше канал рассеяния, чем дальше удалены обмотки между собой, тем больше $e_K^T\%$ в ОКЗ. Например, на основном стержне магнитной системы АТ обмотки расположены от стержня ВН/СН/НН. Реактанс: ВН-СН=10,5%; ВН-НН=30,5%; СН-НН=19%, см.табл.1-8(П). В ОКЗ, при наличие на стержне закороченной обмотки, рабочий магнитный поток в стержне отсутствует. Опр. $e_K^T(\text{ВН} - \text{СН})\%$.

$$e_K^T(\text{ВН} - \text{СН})\% = \frac{\Delta U_K^T \text{ВН (кВ)}}{U_H^T \text{ВН (кВ)}} \cdot 100 \quad (1)$$

Т.к. $\Delta U_K^T \text{ВН (кВ)} = I_H^T \text{ВН (кА)} \cdot X_L^T$, подставим правую часть этого выражения в ф.(1), получим

$$e_K^T(\text{ВН} - \text{СН})\% = \frac{I_H^T \text{ВН (кА)} \cdot X_L^T}{U_H^T \text{ВН (кВ)}} \cdot 100 \quad (2)$$

Умножая ф.(2) на отношение $\left| \frac{U_H^T \text{ВН (кВ)}}{U_H^T \text{ВН (кВ)}} = 1 \right|$, получим

$$e_K^T(\text{ВН} - \text{СН})\% = \frac{I_H^T \text{ВН (кА)} \cdot U_H^T \text{ВН (кВ)} \cdot X_L^T}{U_H^T \text{ВН (кВ)} \cdot U_H^T \text{ВН (кВ)}} \cdot 100$$

или

$$e_K^T(\text{ВН} - \text{СН})\% = \frac{S_H^T \text{ (кВА)} \cdot X_L^T}{U_H^{T^2} \text{ВН (кВ)}} \cdot 100 \quad (3)$$

Из ф.(3) опр. $X_{L\text{ВН-СН}}^T$

$$X_{L\text{ВН-СН}}^T = \frac{e_K^T(\text{ВН} - \text{СН})\% \cdot U_H^{T^2} \text{ВН (кВ)}}{100 \cdot S_H^T \text{ (кВА)}} \quad (4)$$

Для получения размерности $X_L(\text{Ом})$ в ф.(4) представим как:

$$\frac{X_{L_{\text{BH-CH}}}^T}{10^3} = \frac{e_K^T(\text{BH-CH})\% \cdot U_H^T{}^2 \text{BH}(\text{кВ})}{100 \cdot S_H^T(\text{кВА})}$$

или как

$$X_{L_{\text{BH-CH}}}^T = \frac{e_K^T(\text{BH-CH})\% \cdot U_H^T{}^2 \text{BH}(\text{кВ}) \cdot 10^3}{100 \cdot S_H^T(\text{кВА})} = \frac{e_K^T(\text{BH-CH})\% \cdot U_H^T{}^2 \text{BH}(\text{кВ}) \cdot 10}{S_H^T(\text{кВА})} \text{Ом} \quad (5)$$

Вычислим: $X_{L_{\text{BH-CH}}}^T = \frac{10,5 \cdot 433,5^2 (\text{кВ}) \cdot 10}{333000 (\text{кВА})} = 59,25 \text{ Ом}$

$$X_{L_{\text{BH-CH}}}^T = 59,25 \text{ Ом}$$

г) Опр. $X_{L_{\text{BH-НН}}}^T$ для трехобмоточного, комбинированного режима нагрузки:

$$X_{L_{\text{BH-НН}}}^T = \frac{30,5 \cdot 433,5^2 (\text{кВ}) \cdot 10}{333000 (\text{кВА})} = 172,12 \text{ Ом}$$

$$X_{L_{\text{BH-НН}}}^T = 172,12 \text{ Ом}$$

д) Тогда индуктивное сопротивление фазы АТ

$$X_L^T = X_{L_{\text{BH-CH}}}^T + X_{L_{\text{BH-НН}}}^T = 59,25 + 172,12 = 231,37 \text{ Ом}$$

$$X_L^T = 231,37 \text{ Ом}$$

е) Определим X_L^{Π} ВДТ²

$$X_L^{\Pi} = \frac{8,22 \cdot 9,1^2 (\text{кВ}) \cdot 10}{70000 (\text{кВА})} = 0,0972 \approx 0,1 \text{ Ом}$$

$$X_L^{\Pi} = 0,1 \text{ Ом}$$

Т.к. ВДТ² имеет в своем баке два не зависимых друг от друга трансформатора: обм. ($\pm \text{PO/BO}$)^П и (КВО/ВО)^П, - в формуле определения X_L^{Π} в знаменателе указана только номинальная мощность основных обмоток 70 000 (кВА).

ж) Сопротивление наружного бетонного реактора $X_L^P = 0,56 \text{ Ом}$

$$X_L^P = 0,56 \text{ Ом}$$

з) Общее сопротивление фазы узла АТ⁴-ВДТ² составит

$$X_L^{\text{ПН}} = X_L^T + X_L^{\Pi} + X_L^{PБ} = 231,37 + 0,1 + 0,56 = 232,03 \approx 232 \text{ Ом}$$

$$X_L^{\text{ПН}} = 232 \text{ Ом}$$

Только для фазы АТ $Z^T = R^T + jX_L^T = 1,0 + j231,37 \text{ Ом}$, т.е. $z^T \approx x_L^T$

Что и подтвердилось.

Рассматривать $R_{\text{BH-НН}}^T, R^{\Pi}$ из-за их малых величин не целесообразно.

1-4.6 Определение токов управления обм. ВН АТ⁴

Построим ее векторную диаграмму

а) Располагая величиной реактивного сопротивления $X_L^{\text{П}}$ фазы АТ⁴-ВДТ², определим компоненты ΔI_a^{T4} и $\Delta I_x^{\text{П2}}$ и полный ток управления $\Delta I^{\text{П2Т4}}$ обм. ВН

$$\Delta I_a^{\text{П2}} = \frac{\Delta U^{\text{П2}}}{X_L^{\text{П}}} = \frac{54500(\text{В})}{232(\text{Ом})} = 234,9 \approx 235 \text{ А (см. п.1-4.4, е), где } \Delta U^{\text{П2}} \text{ то же } \Delta U_{\text{ПО}}^{\text{П2}})$$

$$\Delta I_a^{\text{П2}} = 235 \text{ А}$$

$$\Delta I_x^{\text{T4}} = \frac{\Delta U^{\text{T4}}}{X_L^{\text{П}}} = \frac{15420(\text{В})}{232(\text{Ом})} = 66,4659 \approx 66,5 \text{ А}$$

$$\Delta I_x^{\text{T4}} = 66,5 \text{ А}$$

$$\Delta I^{\text{П2Т4}} = \frac{\Delta I^{\text{П2}}}{\cos \varphi} = \frac{235(\text{А})}{0,9648} = 243,5736 \approx 243,6 \text{ А}$$

$$\Delta I^{\text{П2Т4}} = 243,6 \text{ А}$$

б) Зная из начальных условий полный ток режима нагрузки $I=540 \text{ А}$ обм. ВН, определим его компоненты I_a и I_x .

$$I_a = I \cdot \cos \varphi = 540 \text{ А} \cdot 0,9648 = 520,99 \approx 521 \text{ А}$$

$$I_a = 521 \text{ А}$$

$$I_x = I \cdot \sin \varphi = 540 \text{ А} \cdot 0,263 = 142,02 \approx 142 \text{ А}$$

$$I_x = 142 \text{ А}$$

в) Располагая компонентами полного тока управления $\Delta I_a^{\text{П2}}$, ΔI_x^{T4} и полного тока режима нагрузки I_a , I_x обм.ВН АТ⁴, определим естественные компоненты I_a^e , I_x^e и полный естественный ток I^e

$$I_a^e = I_a - \Delta I_a^{\text{П2}} = 521 \text{ А} - 235 \text{ А} = 286 \text{ А}$$

$$I_a^e = 286 \text{ А}$$

$$I_x^e = I_x - \Delta I_x^{\text{T4}} = 142 \text{ А} - 66,5 \text{ А} = 75,5 \text{ А}$$

$$I_x^e = 75,5 \text{ А}$$

$$I^e = \frac{I_a^e}{\cos \varphi} = \frac{286 \text{ А}}{0,9648} = 296,4 \text{ А}$$

$$I^e = 296,4 \text{ А} *$$

* В рассматриваемом режиме эксплуатации узла АТ⁴-ВДТ², в случае выведения из работы регулировочных обмоток:

РО^T на ном. пол. РПН^T – (21÷23) и

PO^{Π} на ном. пол. РПН^П – (20÷24) – угол сети φ примет новое, естественное значение φ^e зависимое от суммарного Z^e естественных параметров:

$$Z^e = [Z_{\text{ВЛ1}}^{e1}(\text{ЛЭП} - 750) + Z_G^{e1}(\text{генератора})] + [Z^{eT}(\text{АТ} - \text{ВДТ}) \text{ без } \text{PO}^T \text{ и } \text{PO}^{\Pi}] + [Z_{\text{ВЛ2}}^{e2}(\text{ЛЭП} - 330) + Z_H^{e2}(\text{нагрузка})],$$

но угол φ^e может быть и различным для каждой из присоединенных к АТ-ВДТ ЛЭП: $\varphi_{\text{ВЛ1}}^{e1} \neq \varphi_{\text{ВЛ2}}^{e2}$. Токи I^e, I_a^e, I_x^e соответственно значительно увеличатся.

г) В табл.1-16 (П) приведены параметры мощности узла АТ⁴-ВДТ², соответствующие по I, U и φ диаграмме обм. ВН.

В табл.1-17 (П) приведены соответствующие нагрузочные потери

$$\text{АТ}, \Sigma P^{\text{TP}} = P_K^{\text{TP}} + P_O^{\text{TP}} \text{ и}$$

$$\text{ВДТ}, \Sigma P^{\text{PP}} = P_K^{\text{PP}} + P_O^{\text{PP}}$$

скорректированные по режиму реальной нагрузки и напряжения.

По результатам выполненных расчетов строим векторную диаграмму обм. ВН АТ⁴, см. рис.1-12 (П).

1-4.7 Оценка затрат мощности обмотки ВН АТ4 по элементам схемы в узле АТ4-ВДТ2

а) На расчетной схеме рис.1-15 (П) выделим 8 цепей передачи эл.энергии, из них:

А и И – выдача мощности от обм. ВН к обм. НН^T и к обм. СН^T;

Б и Г – обратимая (возвратная) мощность, используемая для целей регулировки через обм. PO^{T4} (по амплитуде) и обм. $\text{PO}^{\text{П2}}$ (по фазе);

В и Е – необратимая (невозвратная) мощность, используемая на целевые затраты схемы обмоток Δ НН^T АТ⁴ и КО^П ВДТ²;

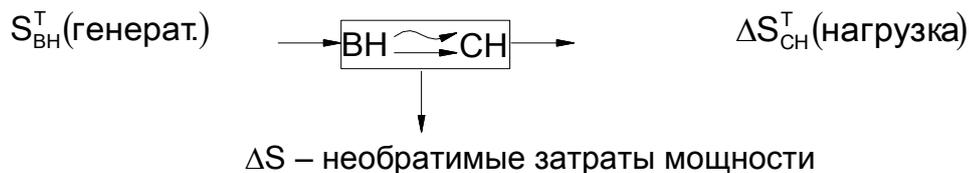
Д и Ж – необратимые потери мощности, расходуемые фазами АТ⁴ и ВДТ² на покрытие нагрузочных потерь $\Sigma P = P_K + P_O$ (отвод тепла от нагретых элементов в окружающую среду).

Передача электроэнергии каждого вида условно обозначена как:

а)		передача электроэнергии по электрической связи (проводнику);
б)		электромагнитным способом (трансформирование);
в)		цепь управления обратимой полной мощности;
г)		цепь управления обратимой реактивной мощностью (Q_L);
д)		канал отбора полной мощности на целевые потребности сх. обм. Δ ;
е)		канал отвода потерь активной мощности, затраченной на нагрев элементов конструкции фаз.

Принятые условности позволяют наглядно воспринимать сложные и оригинальные взаимосвязи, сконцентрированные в одном трансформаторном узле.

Определим мощность каждого элемента схемы, а затем сведем общий баланс по фазе в целом.



Ранее в разделе 1-4.4 выполнен расчет параметров мощности элементов схемы фазы ВДТ² – цепи Г, Д, Е.

б) Выполним расчет параметров мощности остальных элементов по рис.1-15(П) – цепи А, Б, В, Ж, И.

Цепь А: АТ⁴ (ВН^Т → НН^Т)

Паспортная мощность фазы обм. НН^Т (точнее НН^Т + КО^Т) $S_{НН}^T \text{ ном} = 120 \text{ МВА}$. Коэффициент использования установленной мощности АТ в нагрузочном режиме $K^S = 0,6863$.

$$S_{НН}^{TP} = S_{НН}^T \cdot k^S = 120 \text{ МВА} \cdot 0,6863 = 82,356 \text{ МВА}$$

$$S_{НН}^{TP} = 82,356 \text{ МВА}$$

в) **Цепь Б:** АТ⁴ (НН^Т → КО^Т → РО^{Т4} → ВН^Т)

Определим полную возвратную мощность управления, отбираемую этой цепью от обм. НН^Т.

Ток обм. РО^{Т4}, $I_{o/ч}(BH-CH) = 618 \text{ А}$

Напряжение $\Delta U_{PO}^{T4} = 15,42 \text{ кВ}$.

$$S_{PO}^{T4} = I_{o/ч} \cdot \Delta U_{PO}^{T4} = 0,618 \text{ кА} \cdot 15,42 \text{ кВ} = 9,53 \text{ МВА}$$

$$S_{PO}^{T4} = 9,53 \text{ МВА}$$

г) **Цепь Б+Г:** АТ⁴-ВДТ²

Определим суммарную обратимую мощность управления цепей Б и Г, передаваемую от обм. НН^Т в обм. ВН^Т

Цепь Б: $+ S_{PO}^{T4} = 9,53 \text{ МВА}$

Цепь Г: $- Q_{PO}^{\Pi 2 T4} = 33,7 \text{ МВАр}$, см.п.1-4.4, е).

Мощность S и Q разного вида, имеют один источник обм. НН^Т, угол φ тот же.

Разделим полную мощность S_{PO}^{T4} на ее компоненты P_{PO}^{T4} и Q_{PO}^{T4}

$$P_{PO}^{T4} = S_{PO}^{T4} \cdot \cos \varphi = 9,53 \text{ МВА} \cdot 0,9648 = 9,2 \text{ МВт};$$

$$Q_{PO}^{T4} = S_{PO}^{T4} \cdot \sin \varphi = 9,53 \text{ МВА} \cdot 0,263 = 2,5 \text{ МВАр}$$

Суммарная реактивная мощность цепей Б и Г составит:

$$- Q_{PO}^{\Pi 2 T4} = -Q_{PO}^{\Pi 2} + Q_{PO}^{T4} = -33,7 + 2,5 = -31,2 \text{ МВАр}$$

Полная обратимая мощность цепей Б и Г составит:

$$S_{PO}^{П2Т4} = \sqrt{(P_{PO}^{Т4})^2 + (Q_{PO}^{П2Т4})^2} = \sqrt{9,2^2 + 31,2^2} = 32,53 \text{ МВА}$$

$$S_{PO}^{П2Т4} = 32,53 \text{ МВА}$$

Необратимая полная мощность, отбираемая обм. НН^Т из обм. ВН^Т составит:

$$\Delta S_{НН}^{ТP} = S_{НН}^{ТP} - S_{PO}^{П2Т4} = 82,356 - 32,53 = 49,83 \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{НН}^{ТP} = 49,83 \text{ МВА}$$

д) **Цепь В:** обм. НН^Т → сх. обм. НН_Δ^Т

Собственные затраты необратимой мощности обм. НН_Δ^Т, в схеме группы АТ Y₀ (ВН-СН)/ΔНН, идут на покрытие ее функциональных потребностей.

В этом сочетании обмоток АТ обмотка НН_Δ^Т обязательна для замыкания в себе токов нулевой последовательности в несимметричных условиях нагрузки фаз и снижения величины «перекоса» напряжения по фазам (стабилизация напряжения нейтрали в сх Y₀ в группе из однофазных АТ), замыкания в себе токов высших гармоник, кратных трем, в токе намагничивания I₀, что улучшает форму синусоиды напряжения основных обмоток (качество эл.энергии), ограничивает динамические усилия в обмотках при бросках тока нагрузки, при включении аппарата (толчком) под напряжение сети U_{ном} и, как следствие, возможного броска тока намагничивания больше I_{ном} (в разы).

Что особенно важно, сх обм. НН_Δ^Т ограничивает критические динамические усилия в обмотках при КЗ в ЛЭП, дает возможность присоединять к себе компенсирующие и регулирующие установки, как в нашем случае с использованием ВДТ, производить отбор мощности на собственные нужды п/ст и прилегающих к ней объектов и др.

Эти функции в меньшей мере относятся к обм. сх. КО_Δ^П ВДТ (a_m-x_m) (не предназначена для внешнего отбора мощности), ее необратимые потери $\sum S_{\text{реж}}^{ПТ4}$:

$$\sum S_{\text{реж}}^{ПТ4} = 18,6 \text{ МВА, см.п.1-4.4, г).}$$

$$\text{Определим } \Delta S_{НН\Delta}^{ТP} = \Delta S_{НН}^{ТP} - \sum S_{\text{реж}}^{ПТ4} = 49,83 - 18,6 = 31,23 \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{НН\Delta}^{ТP} = 31,23 \text{ МВА}$$

Эта величина составляет (%) от полной мощности обм. НН^Т в режиме нагрузки (одной фазы)

$$K_{НН\Delta}^{S1} = \frac{\Delta S_{НН\Delta}^{ТP}}{S_{НН}^{ТP}} \cdot 100 = \frac{31,23 \text{ МВА}}{82,356 \text{ МВА}} \cdot 100 = 37,9 \approx 38\%,$$

а от полной мощности фазы АТ в режиме нагрузки:

$$K_{НН\Delta}^{S2} = \frac{\Delta S_{НН\Delta}^{ТP}}{S^{ТP}} \cdot 100 = \frac{31,32 \text{ МВА}}{228,53 \text{ МВА}} \cdot 100 = 13,7\%,$$

е) **Цепь Ж:** Определим величину мощности (S МВА) собственных нагрузочных потерь фазы АТ⁴, $\Sigma P^{TP} = P_K^{TP} + P_0^{TP}$. Из табл.1-17 (П), $\Sigma P^{TP} = 468,2 \approx 468$ кВт.

$$S_{\Sigma P}^{TP} = \frac{\Sigma P^{TP}}{\cos \varphi} = \frac{0,468 \text{ МВт}}{0,9648} = 0,4853 \approx 0,485 \text{ МВА}$$

$$S_{\Sigma P}^{TP} = 0,485 \text{ МВА}$$

ж) **Цепи А+Ж**

Определим необратимые потери мощности из обм. ВН АТ⁴ по цепи А и каналу Ж в сумме:

$$S_{ВН}^{TP} = \Delta S_{НН}^{TP} + S_{\Sigma P}^{TP} = 49,83 + 0,485 = 44,375 \approx 50,3 \text{ МВА}$$

$$S_{ВН}^{TP} = 50,3 \text{ МВА}$$

з) **Цепь И:** АТ⁴(обм. ВН \rightarrow СН)^T

Определим фактическую мощность обм. СН (на выходе АТ⁴) после отбора из генераторной обм. ВН необратимых затрат мощности в схеме узла АТ⁴-ВДТ² на собственные нужды.

$$'S_{СН}^T = S_{ВН}^T - S_{ВН}^{TP} = 228,53 - 50,3 = 178,23 \text{ МВА}$$

$$'S_{СН}^T = 178,23 \text{ МВА}$$

или в (%) от мощности режима нагрузки на обм. ВН (вход АТ⁴).

$$k^{S3} = \frac{'S_{СН}^T}{S^{TP}} \cdot 100 = \frac{178,23 \text{ МВА}}{228,53 \text{ МВА}} \cdot 100 = 78\%$$

1-4.8 Определение выходных параметров обм. СН

Определим фактические величины выходных параметров обм. СН^T в режиме нагрузки узла АТ⁴-ВДТ² и строим совмещенную векторную диаграмму обмоток ВН и СН. Из 1-4.2, в) и табл.1-3

$$'U_{СН\phi}^{T4} = 197,34 \text{ кВ}$$

$$'U_{СН\text{ лин}}^T = 'U_{СН\phi}^{T4} \cdot \sqrt{3} = 341,8 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{СН\phi}^{T4} = 4,66 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{СН\text{ лин}}^{T4} = \Delta U_{СН\phi}^{T4} \cdot \sqrt{3} = 8,07 \text{ кВ}$$

Определим новую, уточненную величину тока обм. СН $'I_{СН}$

$$'I_{СН} = \frac{'S_{СН}^T}{'U_{СН}^T} = \frac{178230 \text{ кВА}}{197,34 \text{ кВ}} = 903,16 \approx 903 \text{ А}$$

$$'I_{СН} = 903 \text{ А}$$

Определим величину снижения тока в обм. СН $\Delta I_{\text{СН}}$

$$\Delta I_{\text{СН}} = I_{\text{СН}} - I_{\text{СН}} = 1158 - 903 = 255 \text{ A}$$

$$\Delta I_{\text{СН}} = 255 \text{ A}$$

Определим потери мощности (на выходе) по току разницы $\Delta I_{\text{СН}}$:

$$\Delta S_{\text{СН}}^{\Delta I} = U_{\text{СН}} \cdot \Delta I_{\text{СН}} = 197,34 \text{ кВ} \cdot 0,255 \text{ кА} = 50,32 \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{\text{СН}}^{\Delta I} = 50,32 \text{ МВА}$$

Необратимые потери фазы АТ⁴, определенные по оценке затрат мощности обм. ВН в элементах схемы (на входе АТ) и определенные по величине измененных параметров обм. СН (на выходе АТ), практически равны.

$$S_{\text{ВН}}^{\text{ТР}} = 50,3 \text{ МВА}, \text{ см. п. 1-4.7, ж) и } \Delta S_{\text{СН}}^{\text{ТР}} = 50,32 \text{ МВА} - \text{ в нашем последнем расчете.}$$

Иначе и быть не может, т.к. остаточная мощность обм. СН $S_{\text{СН}}^{\text{Т}} = 178,23 \text{ МВА}$ является исходным параметром для расчета снижения мощности $\Delta S_{\text{СН}}^{\text{ТР}}$.

Определим сравнительную оценку параметров узла АТ⁴-ВДТ² на входе (обм. ВН АТ⁴) и на выходе (обм. СН АТ⁴) в трехфазной группе.

Выполним расчет выходных параметров обм. СН АТ⁴

$$\begin{cases} S_{\text{СН}(\phi)} = U_{\text{СН}} \times I_{\text{СН}} = 197,34 \text{ кВ} \times 0,903 \text{ кА} = 178,2 \text{ МВА} \\ P_{\text{СН}(\phi)} = S_{\text{СН}(\phi)} \times \cos \varphi = 178,2 \times 0,9648 = 171,93 \text{ МВт} \\ Q_{\text{СН}(\phi)} = S_{\text{СН}(\phi)} \times \sin \varphi = 178,2 \times 0,263 = 46,87 \text{ МВАр} \end{cases}$$

Для 3^хфазной группы:

$$\begin{cases} S_{\text{СН}} = S_{\text{СН}(\phi)} \times 3 = 178,2 \times 3 = 534,6 \text{ МВА} \\ P_{\text{СН}} = P_{\text{СН}(\phi)} \times 3 = 171,93 \times 3 = 515,8 \text{ МВт} \\ Q_{\text{СН}} = Q_{\text{СН}(\phi)} \times 3 = 46,87 \times 3 = 140,6 \text{ МВАр} \end{cases}$$

Сравнительная таблица полученных параметров (вход-выход) 3^хфазной группы АТ⁴-ВДТ² в режиме нагрузки $K^{\text{С}} = 0,686$.

Таблица 1-4

Параметр	обм.ВН	обм.СН			Примечания
		расчет	Δ	%	
U кВ	733	341,8			снижение мощности обм. ВН→СН (вход→вых.)
I А	540	903			
S МВА	685,6	534,6	151,0	78,0	
P МВт	660	515,8	144,2	78,15	
Q МВАр	180	140,6	39,4	78,1	

Контроль снижения напряжения $\Delta U_{\text{СН}}$ на обм. СН $U_{\text{СН}(\text{лин})} = 197,34 \cdot \sqrt{3} = 341,8 \text{ кВ}$

Расчет $U_{\text{СН}(\text{лин})}$ через коэффициент трансформации обм. ВН/НН

$$k^{\text{Т4}} = \frac{750 \text{ кВ}}{358 \text{ кВ}} = 2,095 \quad \text{см. таблица 1-11 (П)}$$

$$U_{\text{СН}(\text{лин})}^{\text{Т4}} = \frac{U_{\text{ВН}}^{\text{Т4}}}{k^{\text{Т4}}} = \frac{733 \text{ кВ}}{2,095} = 349,88 \text{ кВ}$$

Разница: $\Delta U_{\text{CH(лин)}}^{\text{T4}} = U_{\text{CH(лин)}}^{\text{T4}} - U_{\text{CH}} = 349,87 - 341,8 = 8,08 \text{ кВ}$ (см.табл. 1-2 и 1-3)

Разная величина $\Delta U_{\text{CH(ф)}}$

$$\Delta U_{\text{CH-ф}} = \frac{\Delta U_{\text{CH-лин}}}{\sqrt{3}} = \frac{8,08 \text{ кВ}}{\sqrt{3}} = 4,66 \text{ кВ (см.п.1-4.2, в)},$$

в формуле определения $U_{\text{CHреж}}^{\text{T4}}$

Что и было получено расчетом с учетом влияния потерь мощности в канале рассеяния обм. ВН/СН АТ⁴.

1-5 АНАЛИЗ РЕАЛЬНОГО РЕЖИМА НАГРУЗКИ

а) Используемая полная мощность узла от установленной мощности составляет $K^S=0,687$ или $\approx 2/3$.

б) Малый угол $\varphi=15^\circ 15'$ ($\cos\varphi=0,9648$).

Линейное напряжение обм. ВН $U_{ВН}^{TP} = 733$ кВ (вход схемы) ниже номинального $U_{ВН\text{ ном}} = 750$ кВ на «-» 2,3%.

Линейное напряжение обм. СН $U_{СН}^{TP} = 341,8$ кВ (выход схемы) выше номинального $U_{СН\text{ ном}} = 330$ кВ на «+» 3,6% - характерно для процесса передачи мощности от ВН к СН.

в) Регулируемый резерв запаса напряжения от максимально допустимого основных обмоток АТ: $\Delta U_{\text{max}}^{ВН} = 7,4\%$ ($787-733=54$ кВ), $\Delta U_{\text{max}}^{СН} = 6,3\%$ ($363-341,5=21,2$ кВ) обусловлен неоднородностью суточного графика нагрузки и повышения напряжения в часы его минимума.

г) Узел АТ⁴-ВДТ² преимущественно и постоянно работает в положении регулировочных обмоток РО^{Т4} и РО^{П2}, что значительно снижает механический износ узлов РПН АТ и ВДТ.

д) Полный ток обм. ВН $I_{ВН}=540$ А, на 55% зарегулированный током управления обм. РО^{Т4} и РО^{П2}: $I_{П2Т4} = 296,4$ А, также указывает на «глубину» процесса регулирования полной генераторной мощности при передаче эл.энергии через узел АТ⁴-ВДТ².

Все перечисленные признаки указывают на то, что при существующих переменных суточных параметров нагрузки и реальных параметров, присоединенных ЛЭП, узел АТ⁴-ВДТ² при $k^S=0,687$ «оптимально настроен» диспетчерской службой Днепроэнерго по транзитным параметрам полной мощности, передаваемой в ЛЭП 330 кВ.

Расчет потребляемой мощности сетями – отдельная самостоятельная и сложная тема.

Из всего вышесказанного очевидно огромное значение труда запорожских энергетиков по обеспечению качественной эл.энергией мощных промышленных регионов Юго-Востока Украины!

Эта миссия сложна, ответственна и почетна!

1-6 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Материал изначально сложен. Окончательная редакция, по мере углубления в тему, перерабатывалась многократно.

Настоящий анализ нацелен на получение более полного представления о соотношениях и взаимосвязях изменяющихся выходных параметров от заданного воздействия управления (ΔU) в каждом способе регулирования в группе АТ-ВДТ.

При этом максимально использована графическая возможность рассмотрения сложных процессов в различных формах изложения материала.

В дальнейшем, при наличии соответствующей информации (архив ЦЩУ ЗАЭС) по необходимым эксплуатационным режимам узла, имеется возможность построения многокоординатной регулировочной номограммы для всех возможных режимов работы, в полном диапазоне мощности от S_{\min} до S_{\max} , в полном диапазоне задействованных регулировок РПН АТ и ВДТ, с учетом наложения эксплуатационных ограничений изготовителя на оборудование.

Она позволит, без выполнения дополнительных сложных расчетов, оперативно оценивать «точку» нахождения текущего режима и прогнозировать возможные варианты ее перемещения в рабочем «поле» эксплуатационных параметров.

В этом заключена одна из важнейших практических задач настоящего расчета, требующая для ее решения большого объема вычислительных операций, точно решаемых на современном уровне с помощью ПО ЭВМ.

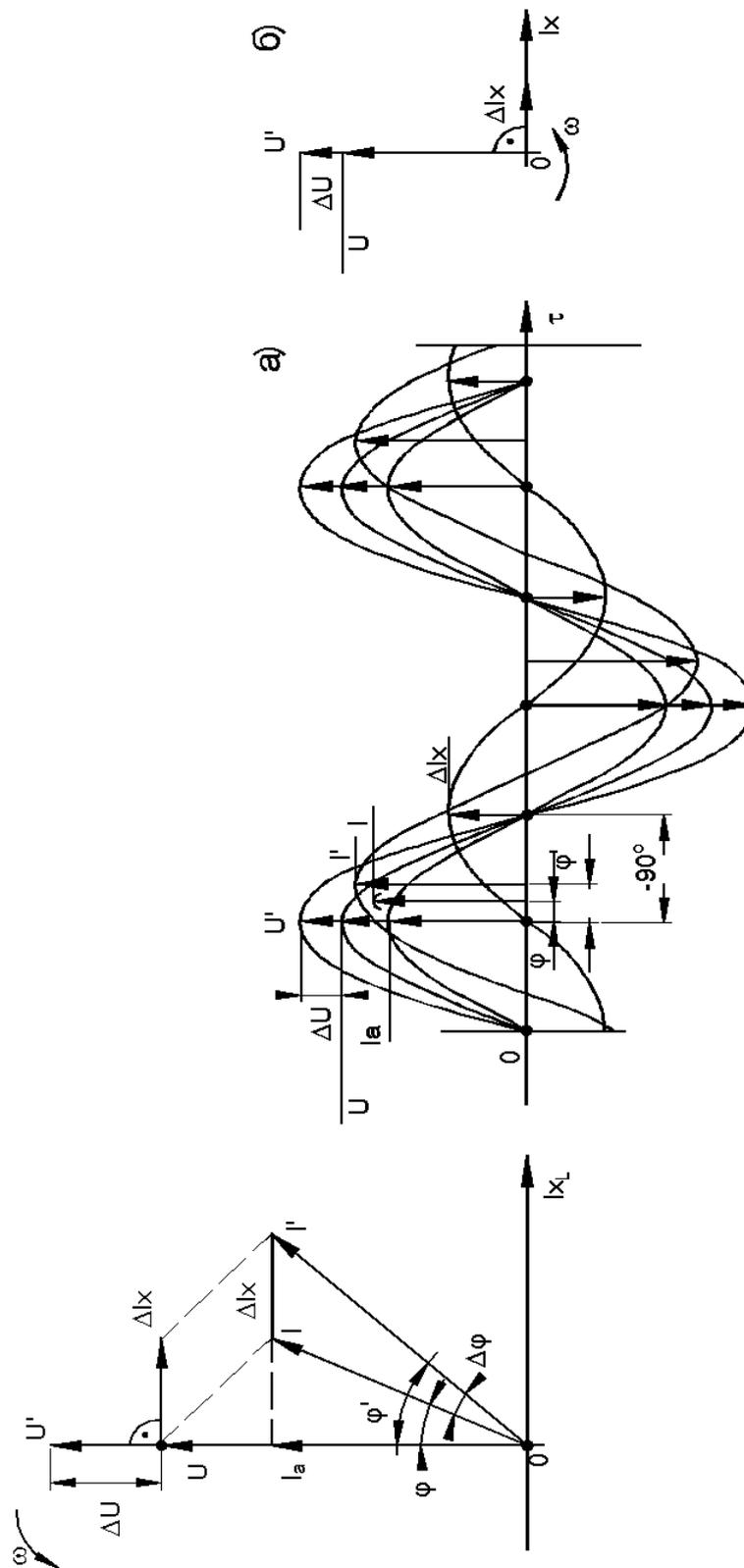
Но это уже самостоятельная часть темы, достойная хорошей дипломной работы студента.

Расчетная база настоящей методики позволяет определять электрические параметры генерации каждого блока на сборные шины 750 кВ ОРУ и всей АЭС в целом при условии предварительного расчета эквивалентных электрических параметров фазы или группы блочных трансформаторов ОРЦ-417000/750 в 3-х фазной группе, а также фазы или группы блочных трансформаторов для эквивалентной схемы группы блоков (всей АЭС), включенных в работу.

С практикой и материалами расчетов подобных видов регулировок встречаюсь впервые, но общее представление о их назначении и принципах работы, как и все, имел.

В дальнейшем есть возможность молодому поколению специалистов-электротехников в энергетике уточнять и развивать количественно и качественно изложенный материал.

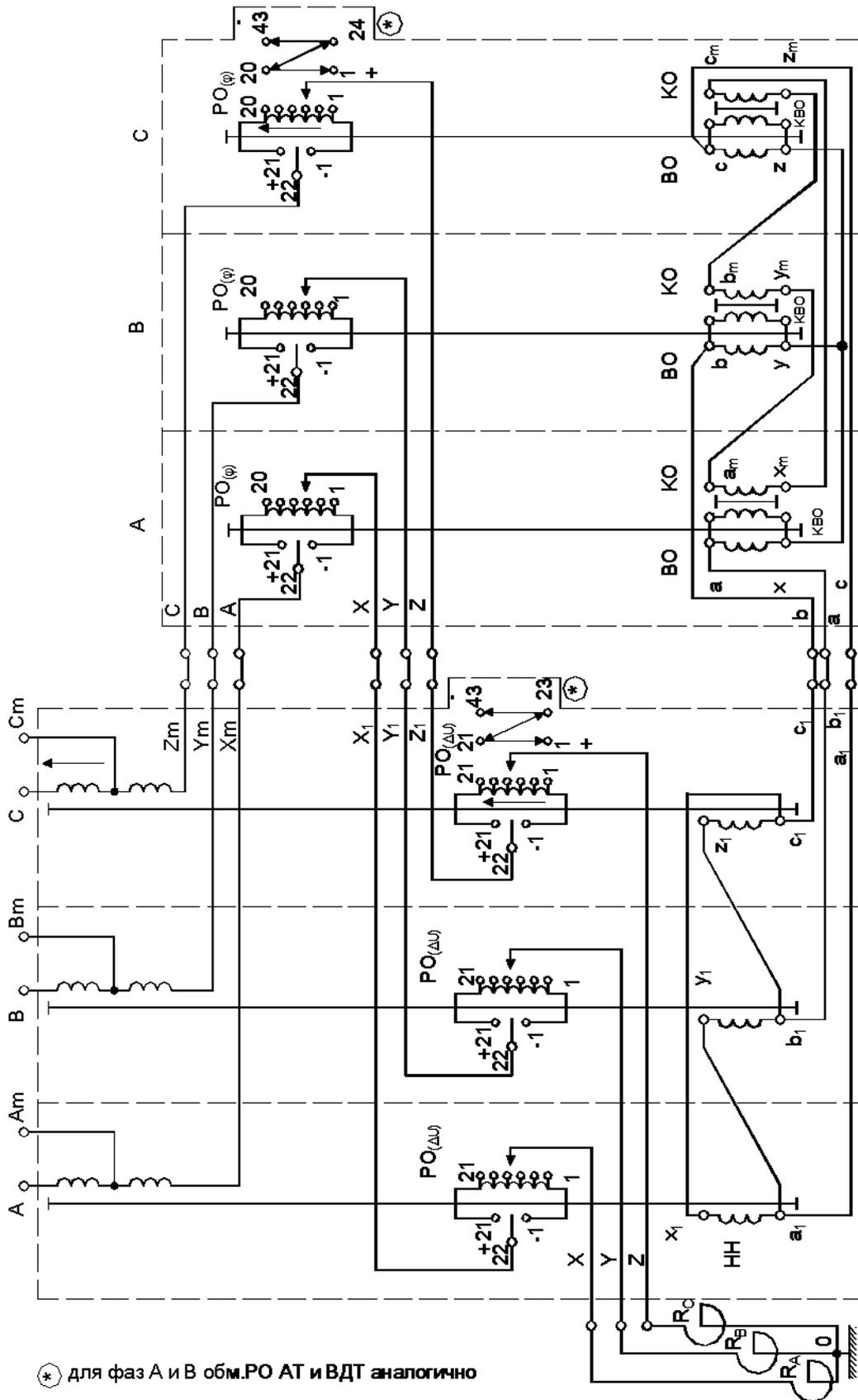
1-7 ПРИЛОЖЕНИЕ



а) развернутые синусоидальные характеристики параметров;

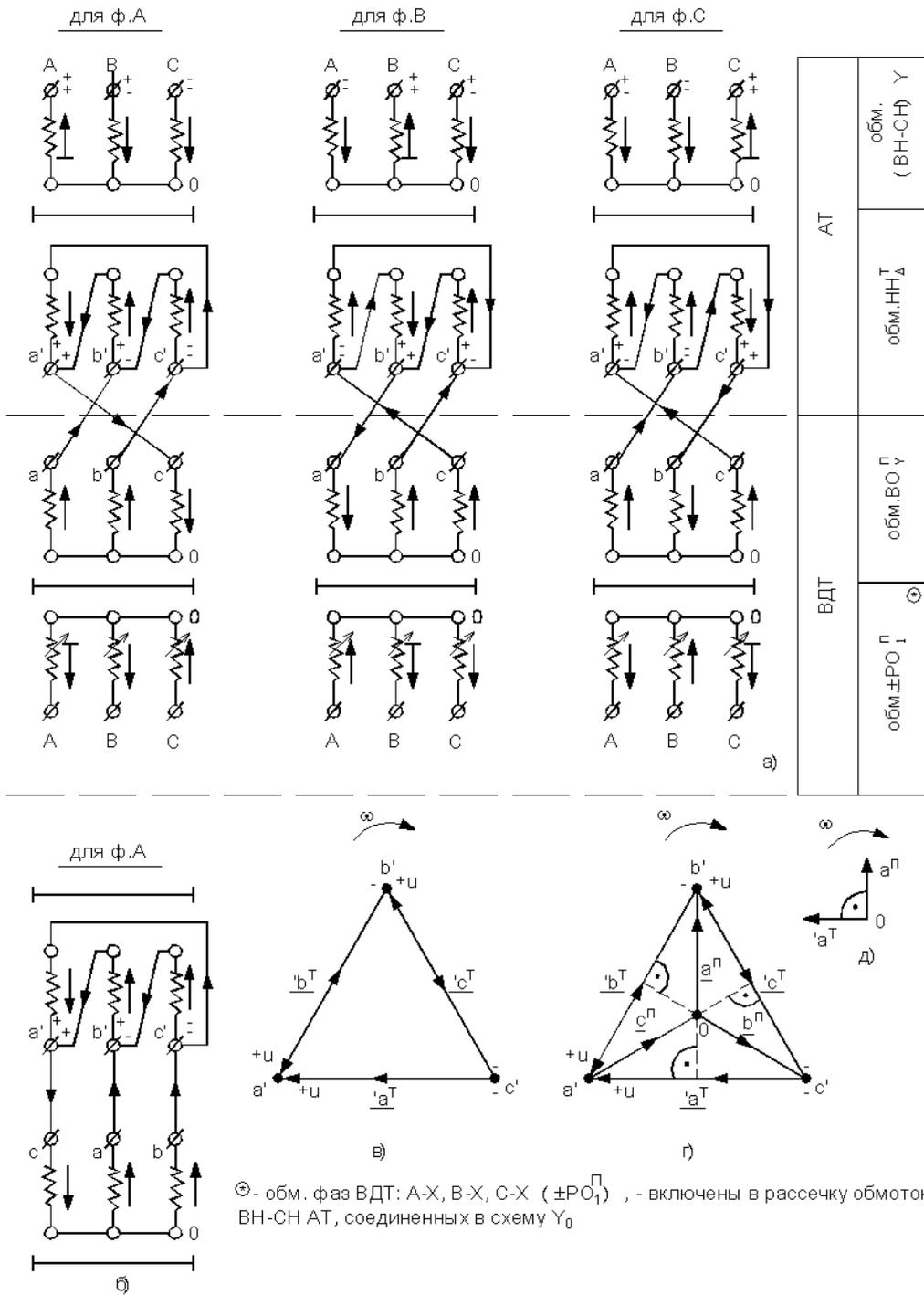
б) векторный сдвиг продольного управления ΔU и реактивного тока управления ΔI_x , см. подробно разд. 1-4.2.

Рисунок 1-2. Поясняющая схема продольного регулирования напряжения в узле АТ-ВДТ



На рисунке не показаны внешние переходные соединения между фазами обмоток ЗАТ(НН_Δ); ЗВДТ(КО_Δ).

Рисунок 1-4. Схема соединений основных обмоток в группе АТ-ВДТ



- а) преобразование фазы напряжения в схеме обмоток НН_Δ^Т – ВО_Υ^П для фаз А,В и С;
- б) преобразование схемы обм. НН_Δ^Т – ВО_Υ^П ф.А;
- в) векторная схема напряжений обм. НН_Δ^Т;
- г) совмещенная векторная схема напряжений обм. НН_Δ^Т и ВО_Υ^П;
- д) опережающий сдвиг по фазе на 90° вектора напряжения $\underline{a}^П$ (ВДТ) относительно вектора $\underline{a}^Т$ (АТ), см. следующие листы.

Рисунок 1-5. Определение графическим построением величины угла и знака фазового сдвига напряжения управления в фазе АТ-ВДТ и линейная схема управления $\Delta U^П$

Пояснение к рисунку 1-5

Определение графическим построением величины угла и знака фазового сдвига напряжения управления в группе АТ-ВДТ

Определение «регулирование по фазе» подразумевает процесс изменения угла сети φ , который является оценочным показателем перераспределения полной мощности S (ВА) источника эл.энергии на компоненты активной P (Вт) и реактивной Q (ВАр) эл.энергии.

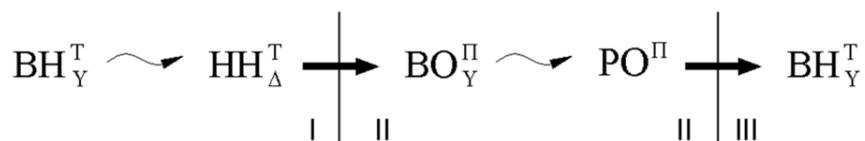
Термин «активная мощность» соотносится с понятием способности выполнения источником энергии наибольшей полезной работы в единицу времени (с).

Полная и реактивная мощности являются расчетными величинами вида эл.энергии, участвующей в производственном процессе.

Назначение узла АТ-ВДТ заключается в оптимизации соотношения параметров вида мощности P и Q в цепи передачи полной мощности S от источника потребителю.

Проанализируем процесс регулирования по фазе детально.

В узле АТ-ВДТ обратная связь отбора мощности на реализацию функции управления фазой сети φ построена по цепи обмоток:



Здесь условно обозначено:

-  - передача электроэнергии по трансформаторной связи;
-  - передача электроэнергии по электрической цепи.

На границе участка I-II ($НН_{\Delta}^T \rightarrow ВО_Y^П$) схемным пересоединением клемм обмоток обеспечивается возможность изменения фазы напряжения управления $\Delta U_{BO}^П$ на величину 90° , а на участке II ($ВО_Y^П \rightarrow РО^П$), применяя управление РПН^П, изменение величины и «полярности» напряжения управления $\pm \Delta U_{PO}^П$ или исключение процесса регулирования по фазе вообще.

Под «полярностью» подразумеваются согласное или встречное включение мгновенного значения вектора напряжения управления $\pm \Delta U_{PO}^П$ (обмотка $\pm РО^П$) относительно мгновенного значения растущей амплитуды напряжения основной обм. $ВН^Т/СН$ АТ.

Рассмотрим сопряженное включение обм. $НН_{\Delta}^Т$ и $ВО_Y^П$, см. рис. 1-5, принадлежащих различным магнитным системам АТ и ВДТ.

По этой причине рассматривать их как группу соединения обмоток в схеме Δ/Y -7-я, нельзя.

Используем для достижения цели практическую методику определения мгновенных значений направлений тока в схеме, в зависимости от распределения мгновенных потенциалов на клеммах обмоток сх. $НН_{\Delta}^Т$.

Продолжение пояснения к рисунку 1-5

Для примера рассмотрим весь процесс управления углом φ в одной фазе АТ-ВДТ «А».

Примем в ф. «А» обм. ВН^T (сторона генераторного напряжения, ведущего весь процесс) проекцию на ось «У» наибольшего положительного мгновенного значения величины амплитуды напряжения (условно обозначим как $''_+''$), графически определяемого стрелкой на схеме в направлении от начала обмотки к ее входной фазной клемме ($0 \rightarrow A$), см.рис.1-5, а) и рис.1-6.

При этом, проекции мгновенных величин амплитуд напряжения в фазах «В» и «С» (по ходу следования вращения генераторного поля) будут иметь отрицательные значения, но в фазе «В» текущее значение находится на возрастающей синусоиде (обозначим $''_-''$), а в фазе «С» на ниспадающей (обозначим $''_-'$). Стрелки, обозначающие отрицательные величины мгновенных напряжений в обмотках «В» и «С», будут направлены на схеме от входных фазных клемм к началам соответствующих обмоток.

Имея в АТ одинаковые направления намотки обмоток ВН_Y^T и НН_Δ^T , в обм. НН_Δ^T по фазам величина и направление условных векторов мгновенных значений напряжения (токов) будет иметь аналогичную и пропорциональную обм. ВН^T картину, см.рис.1-5, а).

Для упрощения анализа преобразуем схему рис.1-5, а) в схему рис.1-5, б).

На рис.1-5, в) изобразим схему Δ ведущих (генераторных) линейных (фазных) напряжений обм. НН_Δ^T .

На рис.1-5, г) построим внутри сх. Δ напряжений обм. НН_Δ^T векторы ведомого фазного напряжения сх. обм. ВО_Y^Π по сопряженной схеме эл.соединений между обм. $\text{НН}_\Delta^T \rightarrow \text{ВО}_Y^\Pi$, сообразуясь с направлениями приоритета передачи величины мгновенного потенциала напряжения (направления тока) по фазам объединенной схемы, ясно понимая при этом, что схемы обм. НН_Δ^T и ВО_Y^Π , являясь эл.связанными, принадлежат разным магнитным системам АТ и ВДТ.

Обратим внимание на то, что направление вектора фазного напряжения \underline{a}^Π обм. ВО_Y^Π перпендикулярно вектору фазного (линейного) напряжения $'a^T$ обм. НН_Δ^T ($a^\Pi \perp 'a^T$), т.е. они смещены относительно друг друга на 90° .

При прямом чередовании фаз обм. НН_Δ^T в направлении a', b', c' на рис.1-5, а), б), направление вращения генераторного поля в плоскости чертежа происходит по часовой стрелке.

Отсюда следует, что первичный ведомый вектор управления обм. ВО_Y^Π \underline{a}^Π опережает основной вектор ведущего генераторного напряжения третичной обм. АТ НН_Δ^T $'a^T$ на 90° и является для последнего чисто реактивным, см.рис.1-5, д).

Для большей ясности понимания протекания процесса управления по фазе, на рис.1-8 приведена синусоидальная форма временных сдвигов управляющего напряжения на стадии схемного сдвига фазы между обм. НН_Δ^T и ВО_Y^Π и передаче этого схемного смещения по цепи трансформирования с обм. ВО_Y^Π на фазу «А» обм. РО^Π (фазу «А» АТ), а также линейная 3-х фазная векторная схема управления напряжением ΔU^Π по фазе, рис.1-7.

Необходимо быть очень внимательным при построении схем, диаграмм, их обозначений, определении направлений векторов и вращения генераторного поля.

Окончание пояснения к рисунку 1-5

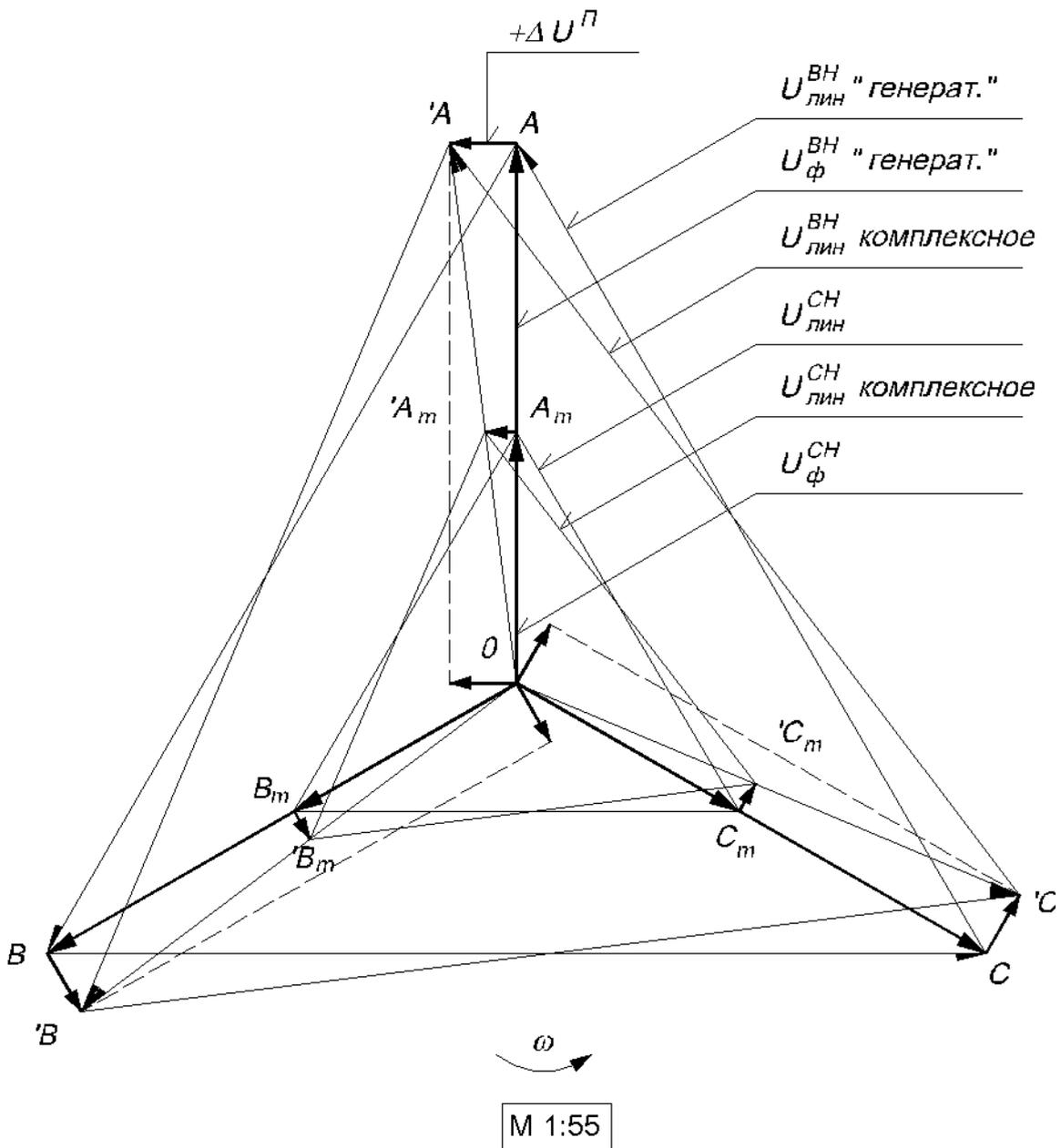
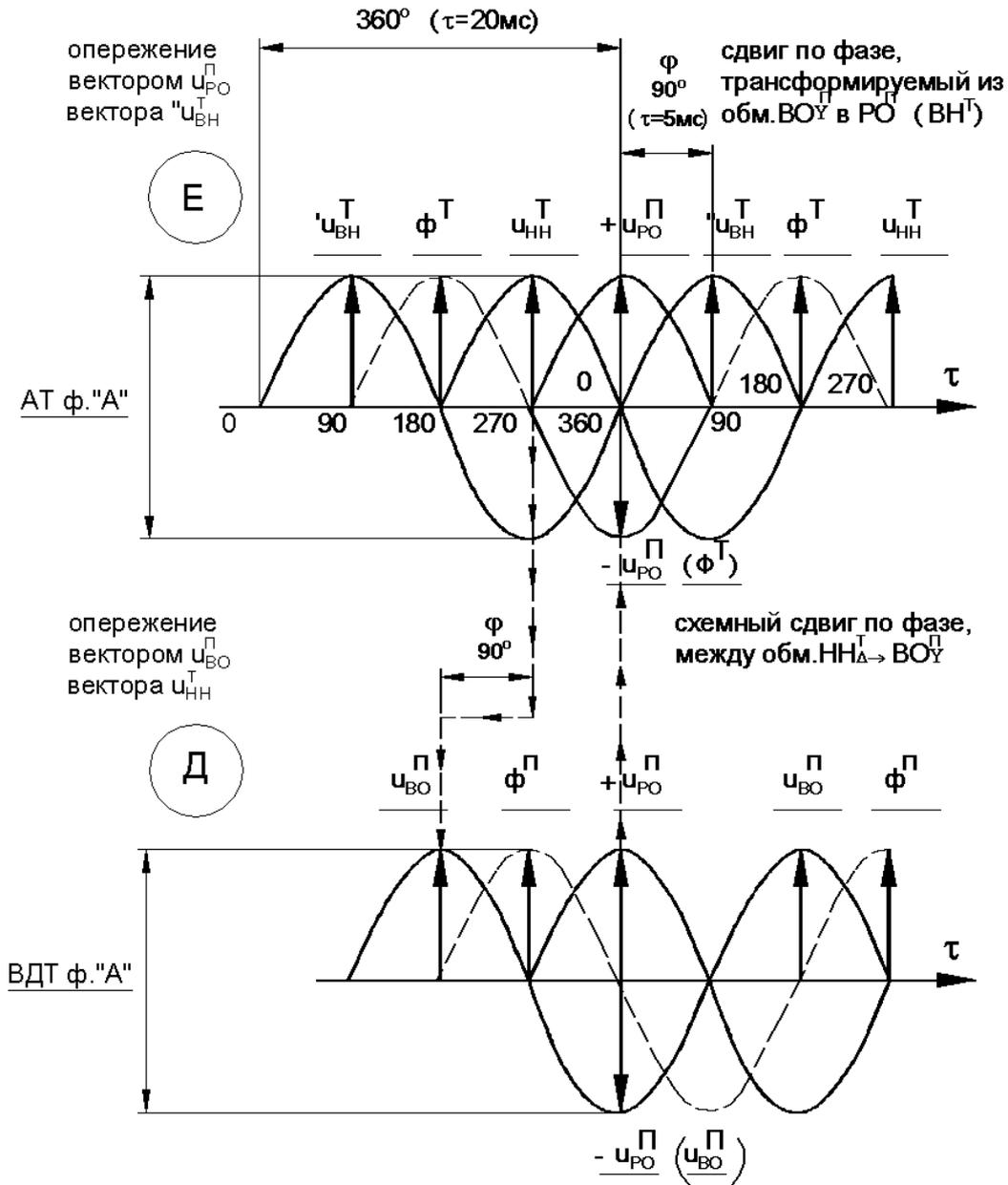


Рисунок 1-7. Векторная 3-х фазная схема обм. ВН/СН АТ с введенным вектором управления фазой $+\Delta U^{\Pi}$

Реактивный вектор напряжения \underline{a}^{Π} (обм. BO_y^{Π}) трансформируясь на обм. PO (PO_1^{Π}), включенную в рассечку фазы $(ВН-СН)^T$, регулируемый по знаку и величине напряжения управления $\pm \Delta U_{PO}^{\Pi}$, на реактивном сопротивлении фазы АТ X_L^{Π} , «генерирует» в фазе АТ обм. ВН активную компоненту тока управления $\pm I_a^{\Pi}$, которая, геометрически суммируясь с существующей реактивной компонентой тока фазы I_x^T , определяет новую величину полного тока фазы I и его новое положение относительно полного напряжения U фазы обм. ВН, т.е. осуществляется регулирование по фазе (изменения угла φ сети) параметров полной мощности фазы со значительным преобладанием изменения компоненты $\pm P(Вт)$, см.рис.1-3.



ϕ^T и $\phi^П$ – магнитный поток в ф. «А» АТ и ВДТ

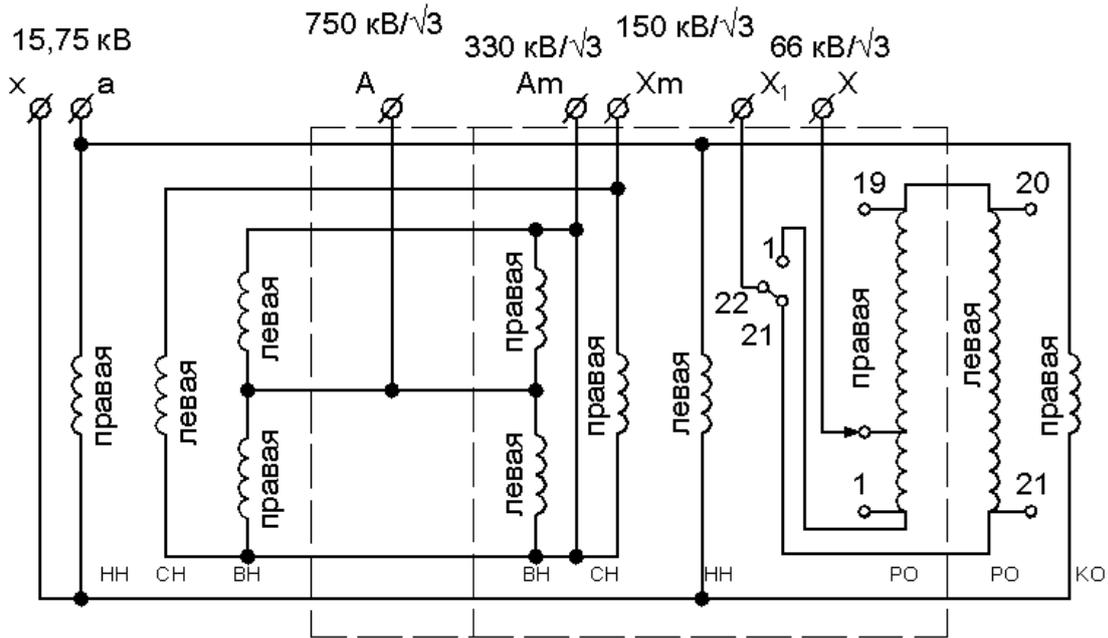
Рисунок 1-8. Синусоидальный график временного опережения по фазе на 90° вектором напряжения управления $+U_{BO}^П$ вектора первичного генераторного напряжения $+U_{BH}^T$

Д – первоначальным вектором $U_{BO}^П$ вектора U_{HH}^T ;

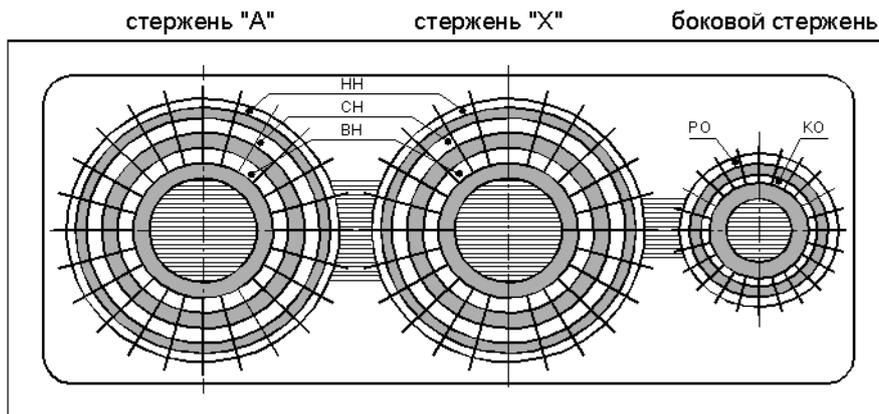
Е – вектором управления $U_{PO}^П$ вектора генераторного напряжения U_{BH}^T

Примечания:

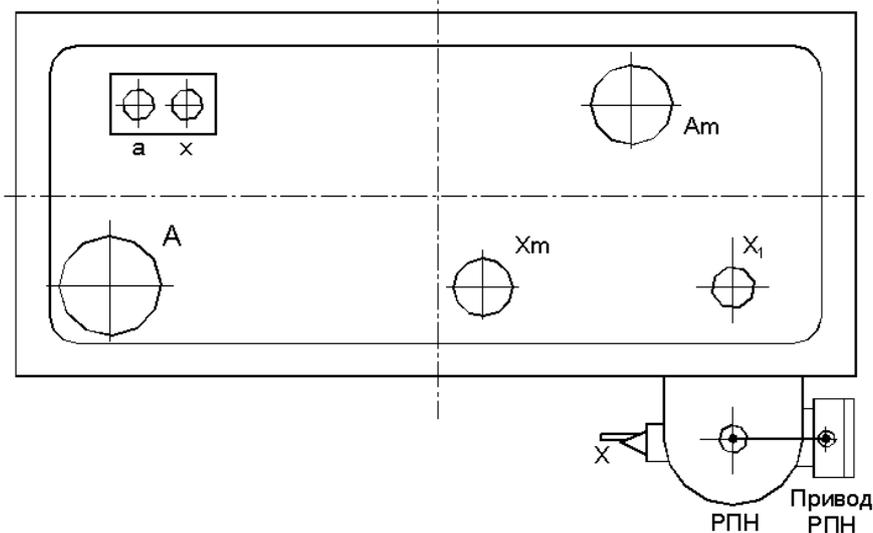
1. Процесс управления фазой АТ наступает со второго периода U_{BH}^T в полярности $+u_{PO}^П$ или $-u_{PO}^П$, или $u_{PO}^П$ отключено.
2. Процесс управления циклично повторяется в каждой фазе со сдвигом между ними 120° ($\tau=6,66\dots$ мс).
3. см. также рис.1-3 (П) и 1-5, г) (П).



а) схема соединения обмоток (между вводами X_m и X_1 включается обм. ±PO ВДТ)

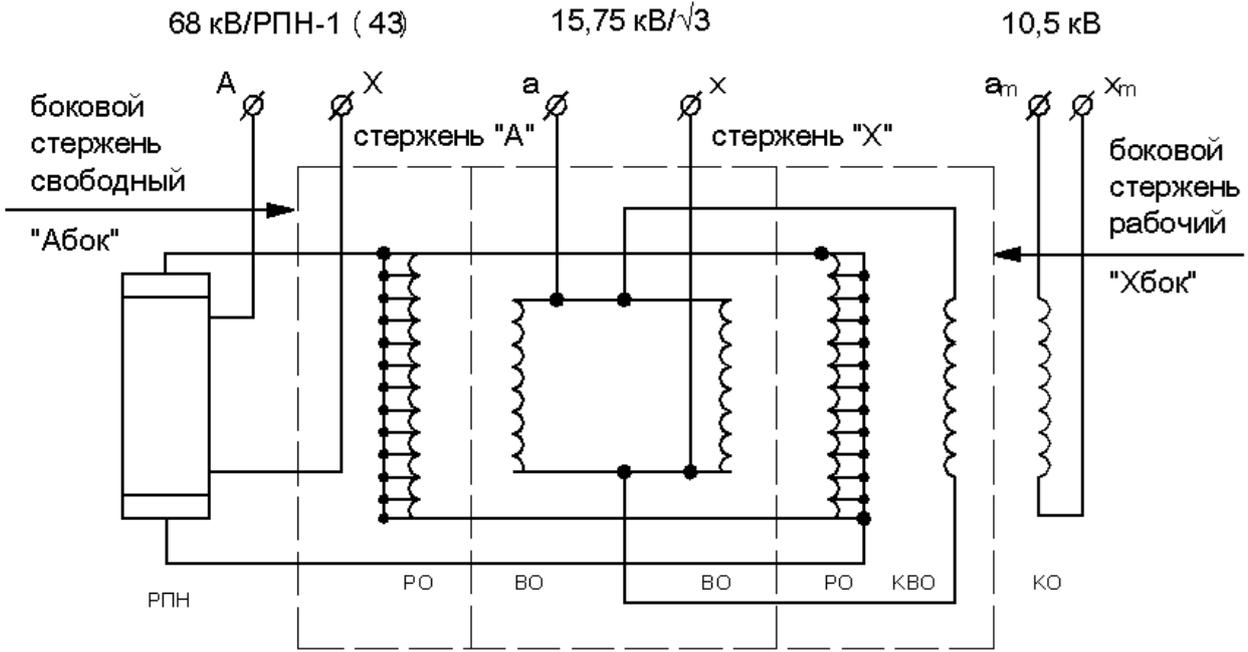


б) план расположения обмоток на стержне

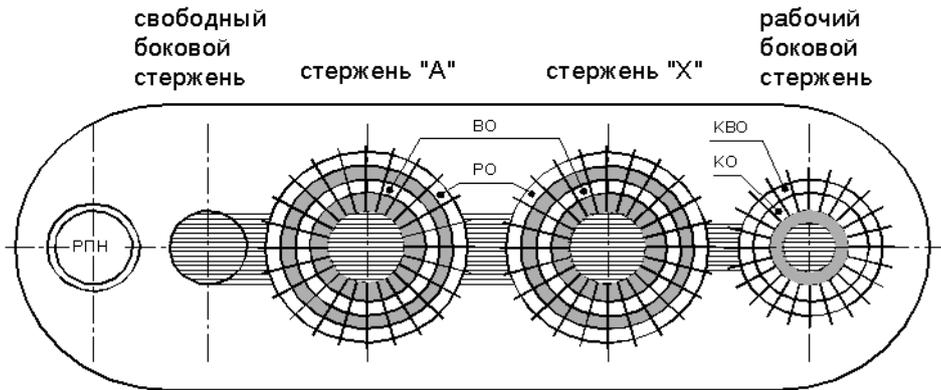


в) план установки вводов

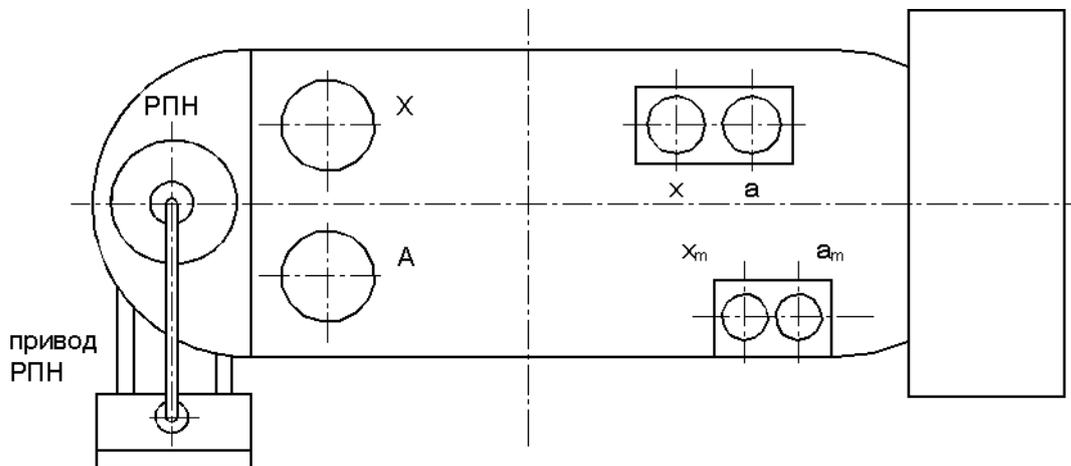
Рисунок 1-9. Фаза автотрансформатора АОДЦТН-333000/750/330-72У1



а) схема соединения обмоток



б) план расположения обмоток на стержне



в) план установки вводов

Рисунок 1-10. Фаза вольтодобавочного трансформатора ОДЦТП-92000/150-74У1

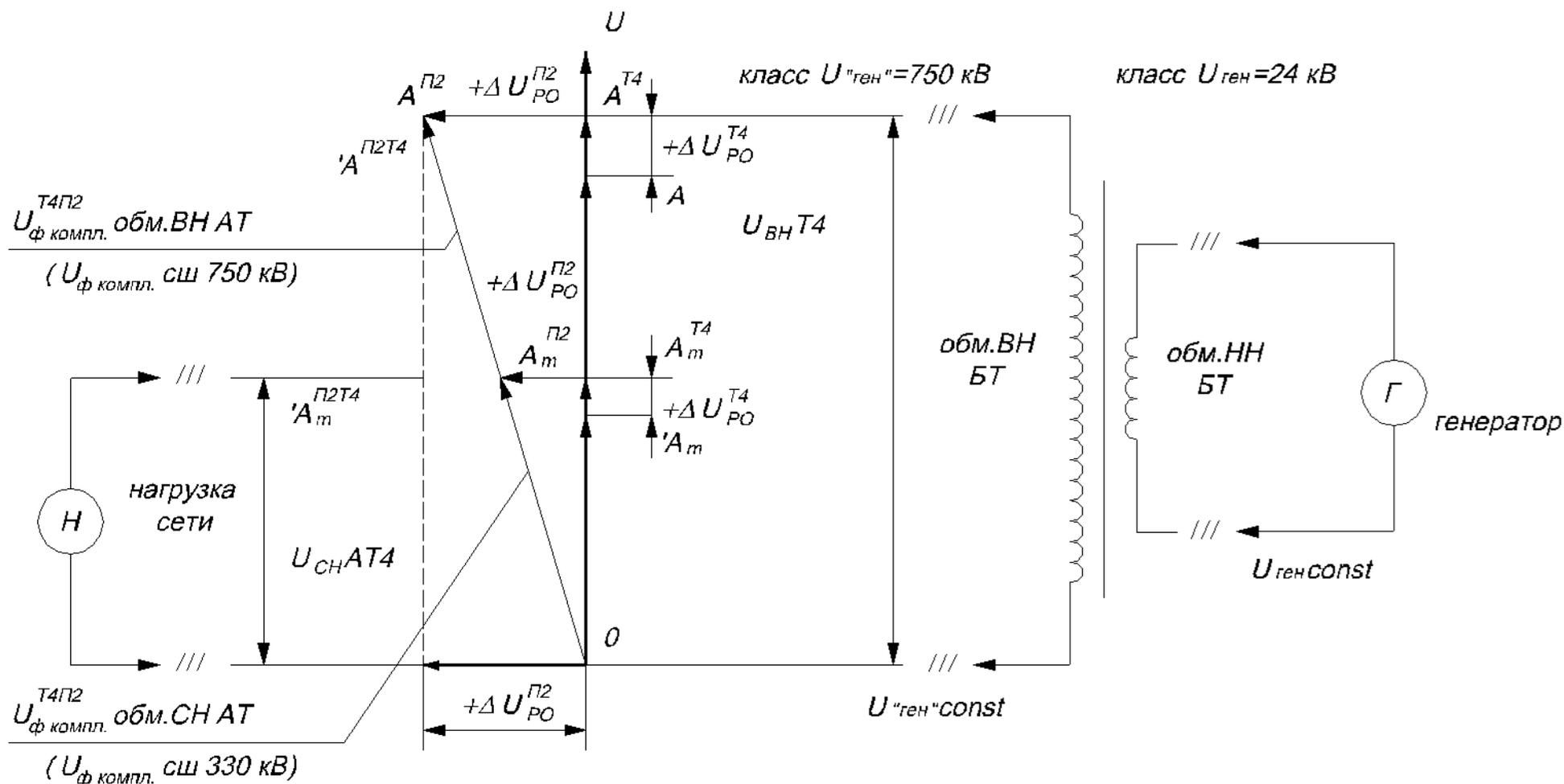
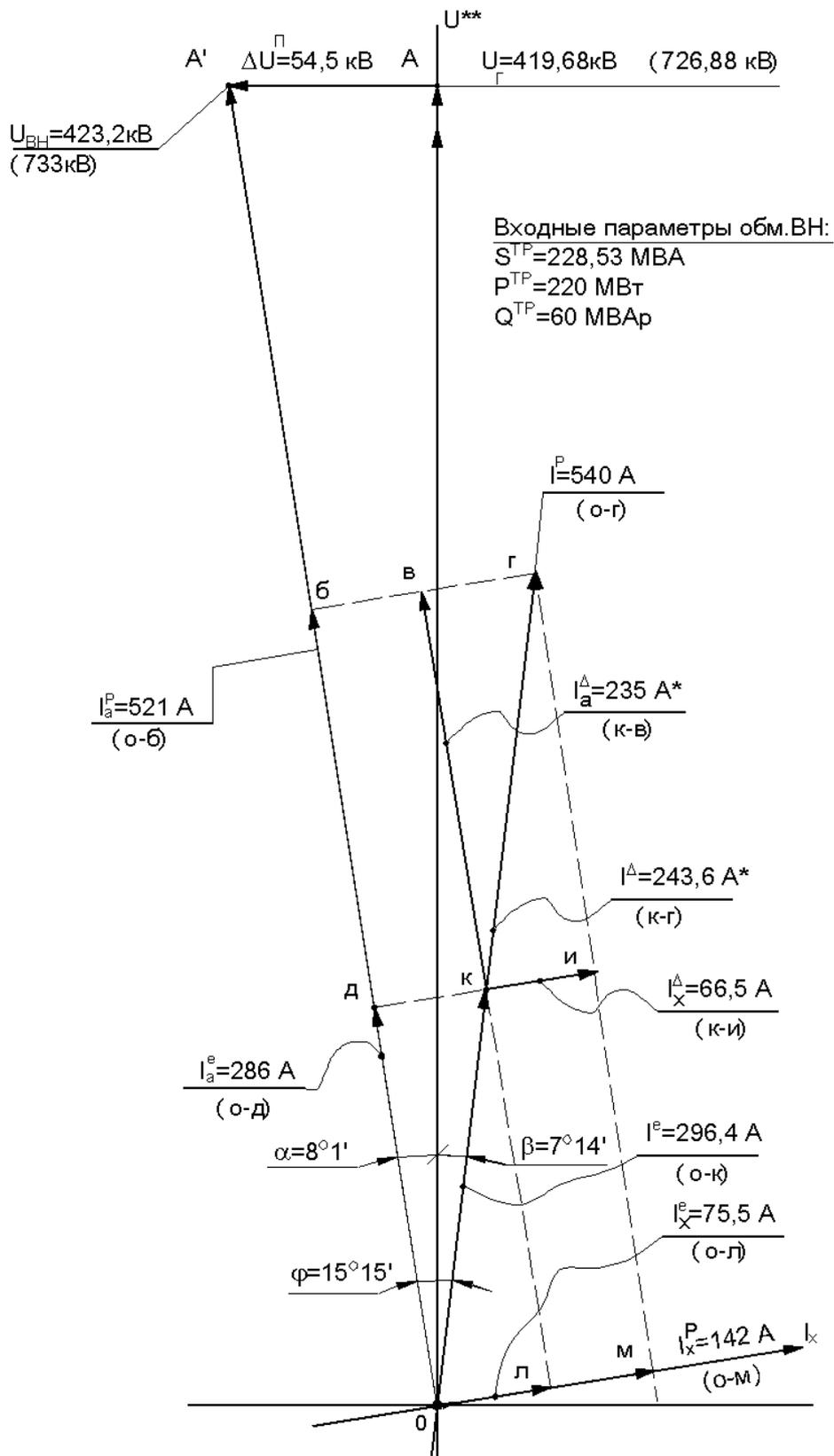


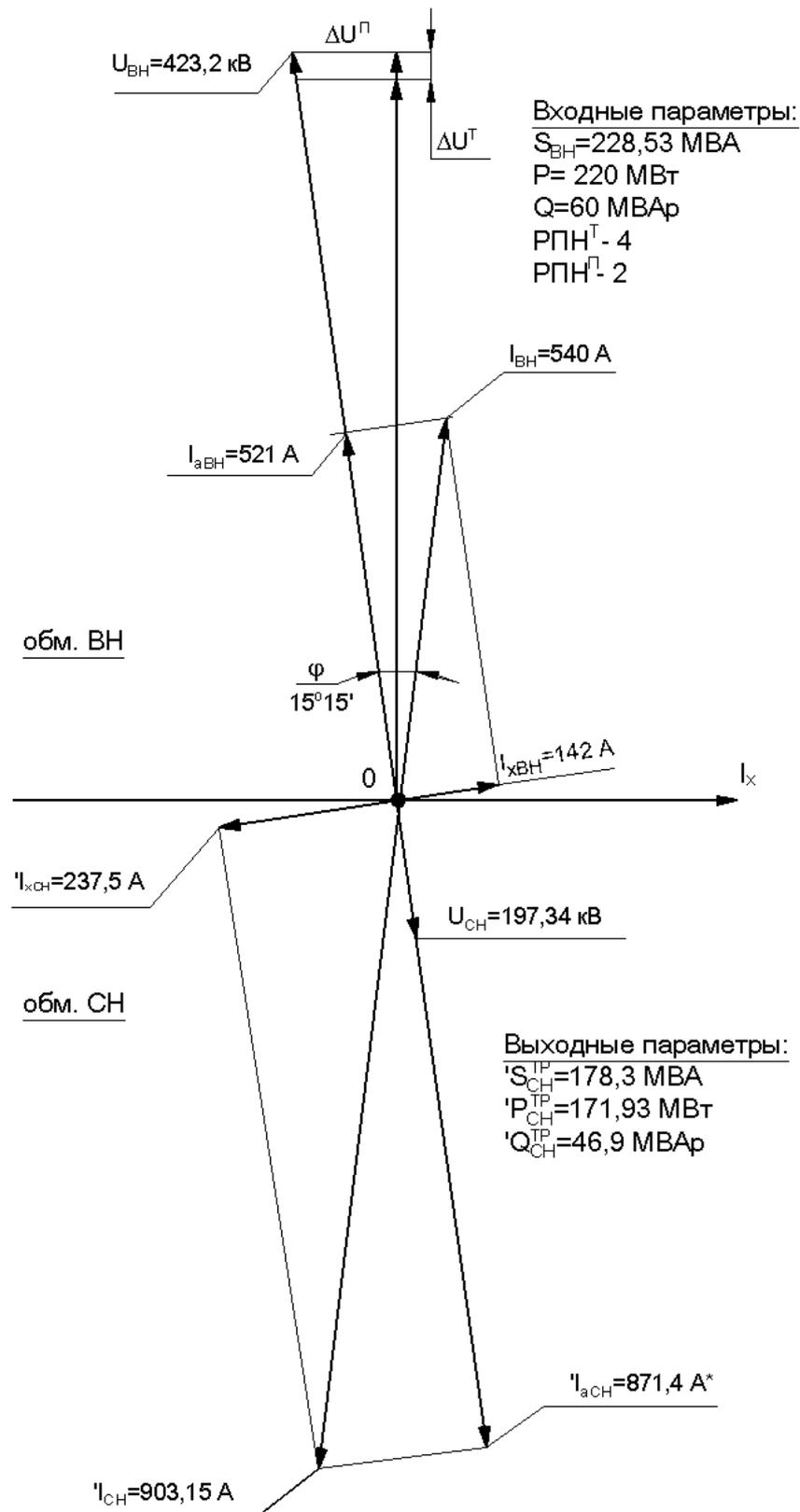
Рисунок 1-11. Поясняющая комбинированная векторная схема (б/масштаба) действующих напряжений в Δ напряжений фазы обм.ВН и СН узла АТ⁴-ВДТ² ($U_{обм.ВН const} - U_{обм.СН Var}$)



* - начало векторов токов управления $I^{\Delta}, I_a^{\Delta}, I_x^{\Delta}$ от точки «к».

** - Фазное U_{ϕ} и линейное «генерат.» напряжения определены от известных сторон $\Delta OAA'$

Рисунок 1-12. Входные параметры обм.ВН^{T4P}



* - токи СН $I_{аСН}$ и $I_{хСН}$ определена от $I_{СН}$ через угол φ

Рисунок 1-13. Совмещенная диаграмма параметров фазы обм.ВН (вход) и обм.СН (выход)

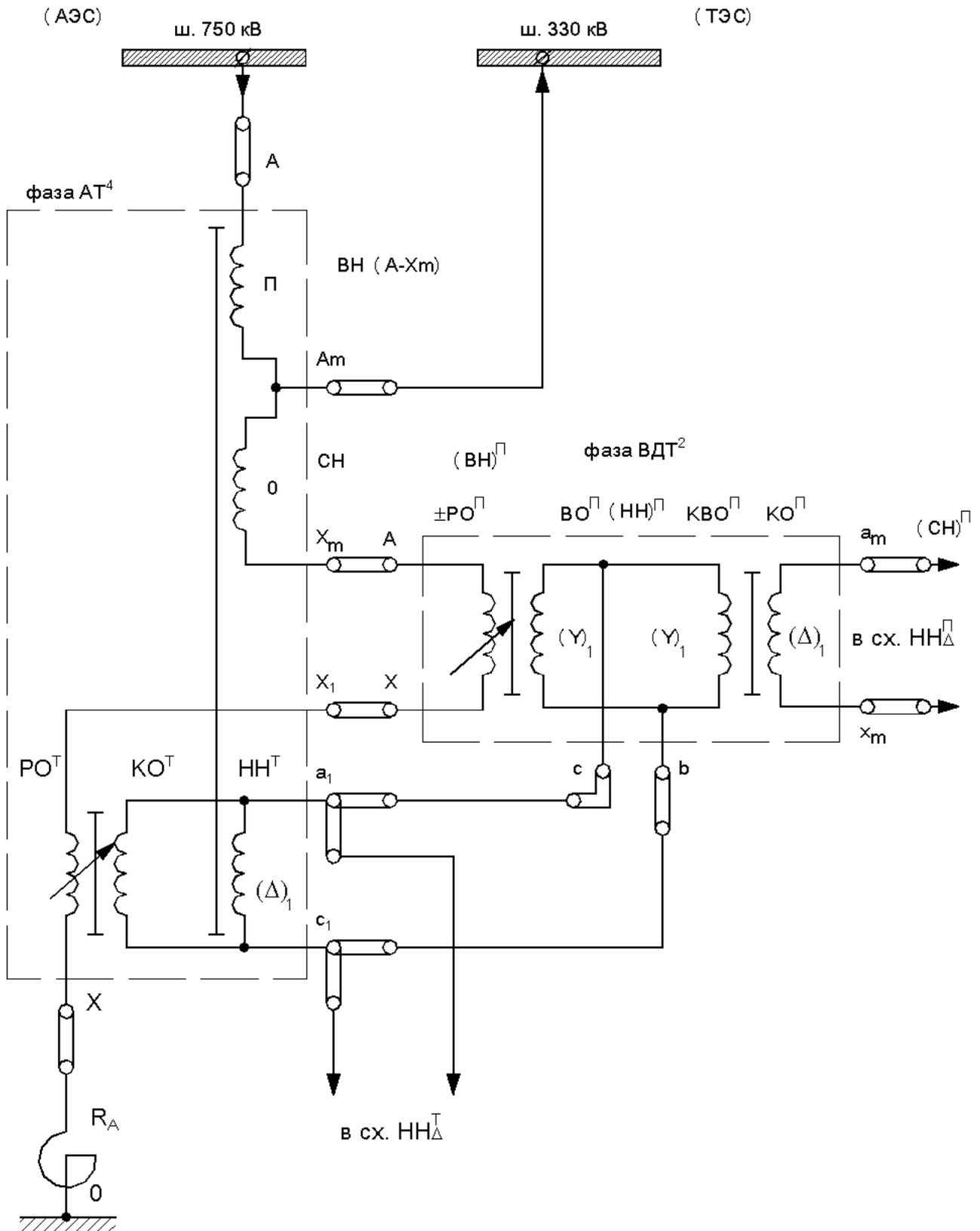
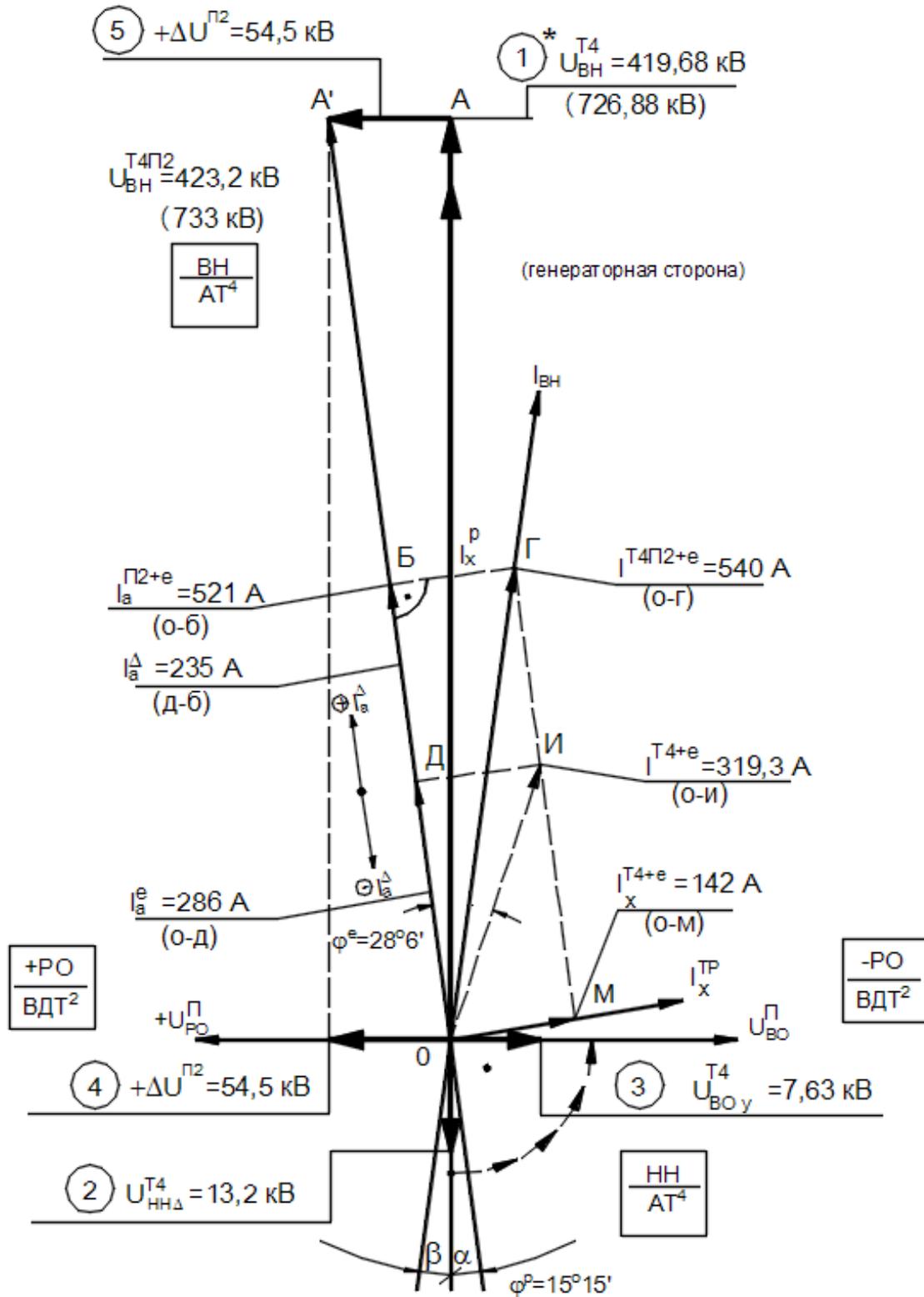


Рисунок 1-14. Схема электрических и электромагнитных связей обмоток в фазе узла АТ4-ВДТ2



* - позиции ① → ④ = ⑤ (векторы «жирно» выделены на схеме) показывают последовательность преобразования напряжения $U_{ВН}^{T4}$ (генераторная сторона) в $+ΔU^{П2}$

Рисунок 1-16. Совмещенная (поясняющая) векторная диаграмма регулирования напряжения и тока по фазе с параметрами обмоток узла АТ⁴-ВДТ² в режиме нагрузки и полярности +РО^П (без масштаба)

Паспортные параметры фазы АТ

Таблица 1-5

S полная обм. ВН и СН по 333000 кВА				
S обм. НН+КО 120000 кВА				
обм	U _л , кВ	U _ф , кВ	U _{л max} , кВ	U _{ф max} , кВ
ВН	750	433,5	787	454,9
СН	330	190,75	363	209,8
НН(Δ)	15,75	15,75	17,5	17,5

Таблица 1-6

обм.	I _л , А	I _{л max} , А
ВН	768	805
СН	1748	1835
о/ч ВН-СН	980	1030
НН+КО	7620	8000

Таблица 1-7

Регулирование напряжения
Диапазон рег. РПН ± 20 пол.
Диапазон рег. U _{с.н.} % +9,5 -11,2
Переключ. устр. РНОА – 110/1000 75У1

Таблица 1-8

Напряжения в ОКЗ, приведенные к S _{НОМ} на пол. РПН (ном.)		
обм.	e _к ^T , % пасп.	e _к ^T , % , фазы №118146
ВН-СН	10,5	10,1
ВН-НН	30,5	27,4
СН-НН	19,0	17,1

Таблица 1-9

Потери в ОКЗ основных пар обмоток на положении РПН (ном.)
ВН-СН 580 кВт

Таблица 1-10

Параметры ОХХ
Ток I ₀ – 0,35%
Потери P ₀ – 190 кВт

Максимальные нагрузочные потери в 3^х фазном режиме 825 кВт

Примечание.

На рис.1-12, 1-13, 1-16 вектор тока I=521А обм.ВН, и вся связанная с ним, "конструкция" регулируемого тока, должны располагаться на вертикальном векторе напряжения обм.ВН U=419,68кВ.

АТ: Режим 1 (ВНconst→СН Var), параметры регулирования в группе

U_л обм. ВН=750 кВ (const)U_л обм. СН=330 кВ (Var)

Таблица 1-11

№ пол. РПН	U _л , кВ		I _ф , А о/ч	I _ф , А		U, кВ НН
	ВН	СН		СН	ВН	
1.		362,7	822	1590		14,53
2.		361,1	829	1597		14,58
3.		359,5	839	1604		14,63
4.		358,0	843	1611		14,68
5.		356,5	850	1618		14,75
6.		354,95	857	1625		14,83
7.		353,3	864	1632		14,88
8.		351,6	872	1640		14,93
9.		350,0	880	1648		14,98
10.		348,4	887	1655		15,06
11.		346,7	896	1664		15,14
12.		345,0	904	1672		15,19
13.		343,4	912	1680		15,23
14.		341,7	920	1688		15,3
15.		340,0	928	1696		15,38
16.		338,3	937	1705		15,44
17.		336,5	946	1714		15,50
18.		334,7	955	1723		15,57
19.		332,9	965	1733		15,63
20.		331,1	974	1742		15,69
21.						
22.	750	330,0	980	1748	768	15,75
23.						
24.		327,5	993	1761		15,86
25.		325,7	1003	1771		15,92
26.		323,8	1013	1781		15,98
27.		322,0	1023	1792		16,04
28.		320,1		1797	767	16,10
29.		318,2		1789	759	16,22
30.		316,3		1781	751	16,28
31.		314,3		1773	743	16,34
32.		312,5		1766	736	16,40
33.		310,4		1757	727	16,46
34.		308,5		1750	720	16,53
35.		306,5		1742	712	16,65
36.		304,4	1030	1734	704	16,92
37.		302,4		1726	696	16,78
38.		300,4		1718	688	16,86
39.		298,2		1710	680	16,91
40.		296,2		1702	672	17,05
41.		294,1		1695	665	17,12
42.		291,9		1686	656	17,18
43.		289,7		1678	648	17,25

АТ: Режим 2 (СНconst→ВН Var), параметры регулирования в группе

U_л обм. СН=330 кВ (const)

U_л обм. ВН=750 кВ (Var)

Таблица 1-12

№ пол. РПН	U _л , кВ		I _Ф , А о/ч	I _Ф , А		U, кВ НН				
	СН	ВН		СН	ВН					
1.	330	682,4	860	1665	805	13,23				
2.		685,4	867	1672		13,32				
3.		688,4	874	1679		13,42				
4.		691,4	882	1681		13,51				
5.		694,3	889	1694		13,7				
6.		697,3	896	1701		13,8				
7.		700,6	904	1709		13,9				
8.		703,9	912	1717		14,0				
9.		707,2	920	1725		14,11				
10.		710,5	928	1733		14,22				
11.		713,8	936	1741		14,43				
12.		717,4	944	1748	804	14,54				
13.		720,7	948		800	14,66				
14.		724,35	952		796	14,77				
15.		728,0	956		792	14,88				
16.		731,6	960		788	15,12				
17.		735,6	964		784	15,24				
18.		739,5	968		780	15,36				
19.		743,5	972		776	15,49				
20.		747,45	976		772	15,62				
21.		750,0	980		1748	768	15,75			
22.										
23.										
24.				755,7				985	763	16,01
25.				760,0				989	759	16,15
26.				764,3				993	755	16,28
27.				768,6				998	750	16,42
28.				773,2				1002	746	16,57
29.				777,8				1006	742	16,86
30.				782,4				1011	737	17,01
31.				787,4				1016	732	17,16
32.	328,1	787,5	1026	1758	732	17,22				
33.	326,0	787,5	1030	1757	727	17,29				
34.	322,9	786,9		1747	717	17,34				
35.	318,35	780,9		1739	709					
36.	315,35	777,9		1732	702					
37.	312,35	774,9		1726	696					
38.	309,3	771,85		1719	689					
39.	306,3	768,8		1712	682					
40.	300,3	762,8		1699	669					
41.	297,3	759,8		1692	662					
42.	294,3	756,8		1686	656					
43.	291,3	753,8		1679	649					

ВДТ: Паспортные характеристики фазы**Таблица 1-13** - Паспортные параметры фазы ВДТ

обм.	S, кВА	U, кВ	I, А
ВО	70000	$15,75/\sqrt{3} = 9,1$	7692
РО	70000	68 (РПН-1)	1030 о/ч СН
КО	22000	10,5	2095
Параметры в ОХХ			
$I_0\% = 0,58$			
$P_0 \text{ кВт} = 90 \text{ кВт}$			

Таблица 1-14 - Параметры обмоток фазы ВДТ

пол. РПН	РО, U, кВ	ВО, I, А	ВО-РО, $e_k\%$
1	68,0	7697	8,22
10	37,4	4236	8,1
19	6,8	771,7	6,67
20÷24	0	0	0
25	6,8	771,7	6,67
34	37,4	4236	8,1
43	68,0	4697	8,22
Параметры ВДТ в ОКЗ			
ВО-РО, (РПН ^П – 1)	$P_k, \text{ кВт}$		$e_k, \%$
	198		8,22

ВДТ: Обм. РО^П на всех положениях РПН^П

Таблица 1-15

пол. РПН		U _{ф.} кВ	I _{ф.} А
1	43	68	1030
2	42	65	975
3	41	62	920
4	40	58,5	872,5
5	39	55	825
6	38	51,75	772,5
7	37	48,5	720
8	36	45	670
9	35	41,5	620
10	34	38,0	566
11	33	35,0	515
12	32	31,5	465
13	31	28,0	415
14	30	24,5	362,5
15	29	21,0	310
16	28	17,75	257,5
17	27	14,5	205
18	26	9,0	152,5
19	25	3,5	100
20	24	0	0
21	23		
22			

АТ⁴-ВДТ²: Мощностные параметры обм.ВН^Т в фазе и группе

Таблица 1-16

Вид мощности	Расчет: U (кВ); I (кА)	х 1ф	х 3ф	ед.изм
Для сх.АТ ⁴ -ВДТ ² : мощность полного режима нагрузки				
S ^P	$I_{ВН}^P(0,540) \cdot U_{ВН}(423,2)$	228,53	685,6	МВА
P ^P	$S^P(228,53) \cdot \cos \varphi(0,9648)$	220,5	661,5	МВт
Q ^P	$S^P(228,53) \cdot \sin \varphi(0,263)$	60,1	180,3	МВАр
Для сх.АТ ⁴ -ВДТ ² : мощность регулирования				
S ^Δ	$I_{ВН}^Δ(0,2436) \cdot U_{ВН}(423,2)$	103,09	311,7	МВА
P ^Δ	$S^Δ(103,09) \cdot \cos \varphi(0,9648)$	99,46	298,4	МВт
Q ^Δ	$S^Δ(103,09) \cdot \sin \varphi(0,263)$	27,1	81,3	МВАр
Для сх.АТ ⁴ -ВДТ ² : разница мощностей (P и Δ)				
*S ^e	$I_{ВН}^e(0,2964) \cdot U_{ВН}(423,2)$	125,44	376,3	МВА
*P ^e	$S^e(125,44) \cdot \cos \varphi(0,9648)$	121,0	363,0	МВт
*Q ^e	$S^e(125,44) \cdot \sin \varphi(0,263)$	33,0	99,0	МВАр

* - см. замечания в п.1-4.6в

АТ⁴-ВДТ²: Собственные нагрузочные потери режима в фазе и группе

Таблица 1-17

Узел	Расчет: P (кВт); I (кА); U (кВ)	х 1ф	х 3ф
АТ ⁴	$P_K^{TP} = P_K \left(\frac{I^P}{I_H} \right)^2 = 580 \left(\frac{0,540}{0,768} \right)^2$	286,7	860,1
	$P_O^{TP} = P_O \left(\frac{U^P}{U_H} \right)^2 = 190 \left(\frac{423,2}{433,5} \right)^2$	181,5	544,5
	$\sum P^{TP} = P_K^{TP} + P_O^{TP}$	468,2	1404,6
ВДТ ²	* $P_K^{PP} = P_K \left(\frac{I^P}{I_H} \right)^2 = 198 \left(\frac{5,6}{10,1} \right)^2$	60,9	182,6
	$P_O^{PP} = P_O \left(\frac{U^P}{U_H} \right)^2 = 90 \left(\frac{8,3}{9,1} \right)^2$	75	225
	$\sum P^{PP} = P_K^{PP} + P_O^{PP}$	135,9	407,7
АТ ⁴ – ВДТ ²	$3 \cdot \sum P^{PPP} = \sum P^{TP} + \sum P^{PP}$	604,1	1812,3

* Определение P_K^{PP} ВДТ² по параметрам обмотки ВО+КВО : I_н и I_{реж}.а) S_{ф ном} = S_{ф ВО} + S_{ф КО} = 70+22 = 92 МВА; U_{ф ном} (ВО+КВО) = 9,1 кВI_{ф ном} (ВО+КВО) = 92 МВА/9,1 кВ = 10,11 кАб) I_{ф реж} (ВО+КВО) 5,583 кА (см.п.1-4.4ж)

АТ: Эксплуатационные ограничения для режима 1 (ВНconst→СН Var),

Таблица 1-18

пол. РПН	Указания	Признаки ограничения
1	на пол.1÷27 при S _н работа разрешена	на пол.1 U _л обм. СН=362,7 кВ (см. прим. к табл.1)
↓		
27		на пол.27 I _{о/ч} обм. ВН-СН = 1023 А(макс. доп. 1030 А)
28	на пол. 28÷43 работа запрещена!	Превышение макс. доп. порога по току о/ч обм. ВН-СН
↓		
43		

Примечание

На пол.1 РПН АТ U_л обм. СН равно согл. т/док завода:

1) по заводскому щитку 362,7 кВ;

2) по паспорту на АТ U_{лном}+9,5% (330 кВ · 1,095 = 361,35 кВ);

3) согл. табл. знач. паспорта U_{лmax} = 363 кВ.

Приоритет остается за табличным паспортным значением 363 кВ.

АТ: Эксплуатационные ограничения для режима 2 (СНconst→ВН Var),

Таблица 1-19

пол. РПН	Указания	Признаки ограничения
1	на пол.1÷11 работа запрещена!	Превышение макс. доп. порога по току послед. части обм. ВН
↓		
11		
12	на пол. при S _{ном} работа разрешена	на пол.12 I _{п/ч} обм. ВН=804 А (макс. доп. 805 А)
↓		
32		на пол.32 I _{о/ч} обм. ВН-СН = 1026 А (макс. доп. 1030 А)
33	на пол. 33÷43 работа запрещена!	на пол. 33 и ниже U _{обм.} НН-17,25 кВ (макс. доп. 17,5 кВ). Также перегруз по току о/ч ВН-СН
↓		
43		

АТ: Сравнительная таблица максимальных напряжений обм. СН (Режим 1) и обм. ВН (Режим 2)

Таблица 1-20

Режим АТ - 1			Режим АТ - 2			
K _T	U _л кВ(ВН/const)	U _л кВ(СН/Var)	Пол.РПН	U _л кВ(ВН/Var)	U _л кВ(СН/const)	K _T
2,07	750,0	362,7* ¹	1	682,4	330,0	2,07
2,16		346,7	11	713,8		2,16
2,27		330,0	21-23 (ном)	750,0		2,27
2,38		316,3	31	787,4* ²		2,38
2,59		289,7	43	753,8		2,59

*¹ – U_л обм. СН max доп. 363 кВ

*² - U_л обм. ВН max доп. 787 кВ

Тема 2
«Оценка баланса активной мощности
и видов реактивной мощности электроэнергии
в схеме ЗАЭС»

Содержание

2-1 Введение	72
2-2 Общая часть.....	73
2-3 Расчет режима нагрузки эквивалентного генератора	77
2-4 Расчет параметров отбора эквивалентной мощности нагрузки СН.....	81
2-5 Расчет собственных затрат мощностей в БТ.....	89
2-6 Оценка влияния узла АТ ⁸ -ВДТ ² на параметры напряжения присоединенных к нему сетей.....	96
2-7 Расчет СЗМ 9РШ ОРУ-750 кВ ЗАЭС.....	101
2-8 Оценочный расчет видов мощности в генераторном токопроводе (ТКП)	105
2-8.1 Анализ электромагнитных процессов в ТКП, при отборе активных потерь мощности экраном.....	107
2-8.1.1 Расчет напряженности H^{\ominus} МП ЭМП в осевом сечении экрана S_{OC}^{\ominus} на длине 1м.....	107
2-8.1.2 Расчет магнитной индукции B^{\ominus} МП ЭМП в осевом сечении экрана S_{OC}^{\ominus} на длине 1м.....	108
2-8.1.3 Расчет напряжения U^{\ominus} ЭП ЭМП в осевом сечении экрана S_{OC}^{\ominus} на длине 1м	108
2-8.1.4 Оценочный расчет активного сопротивления экрана R^{\ominus} , шины R^{Ψ} и контурного тока экрана i^{\ominus} на длине 1м ТКП (трансформатор) в нагрузочном режиме ($i_{np}^{\Psi} = 26\,324 \text{ A }$).....	109
2-8.1.5 Оценочный расчет потерь активной мощности в ТКП в нагрузочном режиме.	111
2-8.1.6 Оценка охлаждения ТКП блока системой водяных теплообменников (ТО) продуваемого воздуха	112
2-8.2 Расчет емкостного тока «шина-экран /земля/» i_C^{Ψ} по методике расчета для ЛЭП.....	112
2-8.2.1 Расчет емкостной проводимости на длине 1 м ТКП.....	113
2-8.2.2 Расчет р.м.в. Q_{C1M}^{TKP} ТКП на длине 1м ТКП.....	113
2-8.2.3 Расчет ёмкостного тока утечки «шина-экран (земля)» i_{C1M}^{Ψ} на длине 1 м ТКП.....	113
2-8.2.4 Расчет величины тока утечки i_{C1M}^{TKP} на длине 1м ТКП.....	113
2-8.3 Расчет «генерирования» главной электрической схемой ЗАЭС скрытой от учета приборами р.м.в. $\pm Q_x$	114

2-8.3.1	Расчет р.м.в. $Q_{L1M}^{TKП}$ на длине 1м.....	114
2-8.3.2	Расчет р.м.в. $Q_{L15Ф}^{TKП}$ на суммарной длине ТКП 5Г.....	114
2-8.3.3	Расчет скрытой от учета приборами 5Г р.м.в. Q_C^H в нагрузке.....	114
2-8.3.4	Расчет параметров полной мощности ТКП 5Г в схеме 6Г без Г4.....	115
2-8.3.5	Расчет параметров полной мощности ГСО ОРУ-750 кВ 5Г в схеме 6Г без Г4.....	116
2-8.4	Выводы по разделу 2-8.....	117
2-9	Оценка влияния электромагнитных процессов в ГЛС-750 кВ на работу генератора.....	118
2-9.1	Определение геометрических характеристик ГЛС.....	119
2-9.2	Процессы преобразования видов электроэнергии в ГЛС.....	119
2-9.3	Определение величины дополнительной активной мощности $\Delta P=f(\Delta Q_C^{ЭМП})$, генерируемой ГЛС – 6 и 1.....	120
2-9.4	Определение величины дополнительной активной мощности $\Delta P^{ГЛС}=f(Q_L^{ЭМП})$, генерируемой ГЛС – 5 и 2.....	123
2-9.5	Расчет СЗ активной мощности ΔP в ГЛС.....	136
2-9.6	Упрощенная оценка СЗМ активных потерь на корону в 5ГЛС.....	137
2-9.7	Расчет удельной емкостной проводимости v_0 ГЛС и реактивной мощности Q_C ГЛС.....	137
2-9.8	Пример расчета видов мощности нагрузки Г5 с учетом генерирования дополнительной мощности ГЛС5.....	139
2-9.9	Пример расчета видов дополнительного уравнительного тока (мощности) в цепи (Г+ГЛС)5.....	143
2-9.9.1	Оценка удельной плотности электроэнергии ЭП ЭМП по группам цепей 2ЛЭП и 1ЛЭП	143
2-9.9.2	Расчет суммарных дополнительных р.м.в. $Q_{C_0}^{6/5}$ и $Q_{C_2}^{6/5}$ в емкостных связях C_0 и C_2 цепей (Г+ГЛС) 6/5, 2ЛЭП	145
2-9.9.3	Пересчет дополнительных емкостных токов $I_{C_0}^{Г5}$ и $I_{C_2}^{Г5}$ с обмотки статора Г5 на обмотку ВН ЗБТ5 (ГЛС-5) по цепи ЭТО, включенного между этими точками схемы.....	147
2-9.9.4	Графическое отображение распределения р.м.в. Q_C по емкостным цепям Г+ГЛС в группах 2ЛЭП и 1ЛЭП	149
2-9.9.5	Оценка величины плотности тока $I_{C_2}^{ГЛС-5}$ в емкостной связи $C_2^{ГЛС-5}$, «ГЛС-5→земля».....	149
2-9.9.6	Сравнительная оценка реактивного отбора части активной мощности МП и ЭП ЭМП, в ЭТО и ГЛС, главной электрической схемы ЗАЭС.....	150

2-9.9.7 Пересчет полной мощности обмотки НН фазы БТ на полную мощность аналогичного воздушного трансформатора без магнитной системы.....	151
2-9.9.8 Оценочное сравнение генерирования средней удельной активной мощности P на 1 м длины фазы 5ГЛС и на 1 м длины фазы ГСО СШ ЭТО ОРУ-750 кВ.....	160
2-10 Оценка баланса видов мощностей эл.энергии в главной электрической схеме ЗАЭС.....	163

Примечание:

По тексту и в формулах буквенным обозначениям элементов электрической схемы и параметрам электрических цепей присвоены цифровые индексы.

Примеры

G_5 – генератор №5, но $5Г$ – сумма электрических параметров пяти генераторов.

$I_C^{ГЛС356}$ - сумма емкостных токов группы ГЛС № 3, 5 и 6.

В иных случаях специальные индексы поясняются по тексту и к применяемым формулам.

2-1 ВВЕДЕНИЕ

После окончания работы по теме 1 «Анализ процессов, протекающих в электрической схеме узла АТ-ВДТ ОРУ-750 кВ ОП ЗАЭС» поступило предложение выполнить оценку и расчет нагрузки ЭТО главной схемы выдачи электроэнергии от блоков ЗАЭС в энергосистему.

Цель работы:

Выполнить на примере зарегистрированного режима нагрузки включенных в работу энергоблоков, расчет потерь мощности в силовом ЭТО (трансформаторы) по линии выдачи электроэнергии на сш. 750 кВ ОРУ ЗАЭС и дать оценку реактивных компонент мощности Q_L и Q_C в нагрузке.

В работе использованы заводские паспортные данные на все, установленное в главной схеме ЗАЭС, ЭТО.

Настоящая тема направлена на подготовленных по специальности электротехника молодых работников, имеющих достаточный опыт работы в энергетике.

Инициатором разработки данной темы, предоставившим параметры ЭТО и нагрузочного режима оборудования, является начальник смены ЗАЭС Ю. Терешок.

Следует добавить, обширный исходный материал для выполнения расчетных работ коренным образом изменил представления о протекающих в схеме процессах, позволил создать полноценный расчетный материал по теме 1 (вторая редакция) и послужил толчком к разработке темы 2 и 3. В этом его большая заслуга.

2-2 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

На основании того, что все ЭТО в проекте ЗАЭС однотипно по каждой цепи главной схемы каждого блока (генератор - сш. 750 кВ ОРУ), незначительно отличается между собой по своим техническим параметрам, имеет близкие по величине параметры в режиме нагрузки при параллельном включении на сш. 750 кВ ОРУ, - появляется возможность все параметры по каждой группе однотипного оборудования главной электрической схемы объединить в эквивалентный (обобщенный) параметр и создать одну, общую, расчетную эквивалентную цепь в эквивалентной нагрузке, что во многом упрощает объем расчетных работ.

Это обстоятельство и принято за основу.

При каждом трансформировании параметров электроэнергии до необходимого эксплуатационного уровня в трансформаторе необратимо утрачивается часть электроэнергии текущего режима нагрузки.

Расчет потерь в обмотках и металлоконструкциях от потока рассеяния электромагнитного поля /канала передачи электроэнергии между обмотками/ определяется по характеристикам активной мощности P_k и реактивной мощности Q_k , руководствуясь реактансом e_k в ОКЗ; расчет активных потерь в магнитной системе трансформатора определяется по активной мощности P_0 ; расчет реактивной мощности Q_0 , определяемой по току I_0 в ОХХ.

Эти основные параметры на каждое изделие приведены к току $I_{ном}$ и к напряжению $U_{ном}$ обмотки. Они определяются заводскими испытаниями после изготовления каждого образца продукции предприятия.

Трансформатор (упрощенно – катушка со сталью) в цепи переменного тока представляет собой реактивный элемент сопротивления цепи $Z=R+jX_L$, где реактивная компонента X_L общего сопротивления Z в десятки и более раз превосходит активную компоненту R общего сопротивления для трансформаторов полной мощности $S>15$ МВА.

Например, для нашего трансформаторного оборудования главной схемы:

- а) трансформатор ТСН типа ТРДНС – 63000/24: $X_L/R=17,64$ крат (см.п.2-4, г);
- б) фаза БТ блочного трансформатора ОРЦ-417000/750: $X_L/R=74,38$ крат (см.п.2-5,б);
- в) фаза АТ автотрансформатора АОДЦН-333000/750: $X_L/R\sim 60,46$ крат (см.п.1-4.5, б);
- г) фаза РШ шунтирующего реактора РОДЦ-110000/750: $X_L/R\sim 569$ крат (см.п.2-7, г).

При передаче электроэнергии между обмотками трансформатора $BH\rightarrow HH$, $BH\rightarrow CH$ имеем соотношение мощностей:

$S_{BH}=S_{HH}-\Delta'S$; $S_{BH}=S_{CH}-\Delta''S$, где необратимо утраченные потери мощности $-\Delta S$ расходуются на нагрев обмоток, элементов конструкции, магнитной системы и отводятся системой охлаждения в окружающую среду. Полная затрата мощностей $\Delta S_k=P_k\pm jQ_k$ распределяется в элементах цепи пропорционально абсолютной величине компонент R и X общего сопротивления цепи $Z=R\pm jX$.

Из приведенного выше видно, как велико влияние реактивной мощности трансформаторного оборудования Q_{Lk} и Q_{Lo} , реактивных элементов нагрузки у потребителя Q_L^H , в ЛЭП $Q_C^{БЛ}$ относительно собственных затрат активной мощности P_k и P_0 ЭТО.

При расчете режимов нагрузок и собственных потерь в трансформаторах ТСН и БТ, имеющих расщепленные обмотки $S_{HH1}=S_{HH2}=S^T/2$, их в расчете принимают как одну общую обмотку $S_{HH}=S_{BH}=S^T$.

Настоящая тема 2 по используемой индексации параметров нагрузки, технических данных на оборудование и общей расчетной методике преемственная предыдущей теме 1.

В отличие от темы 1, в темах 2 и 3 использована другая точка нагрузки оборудования, это необходимо помнить.

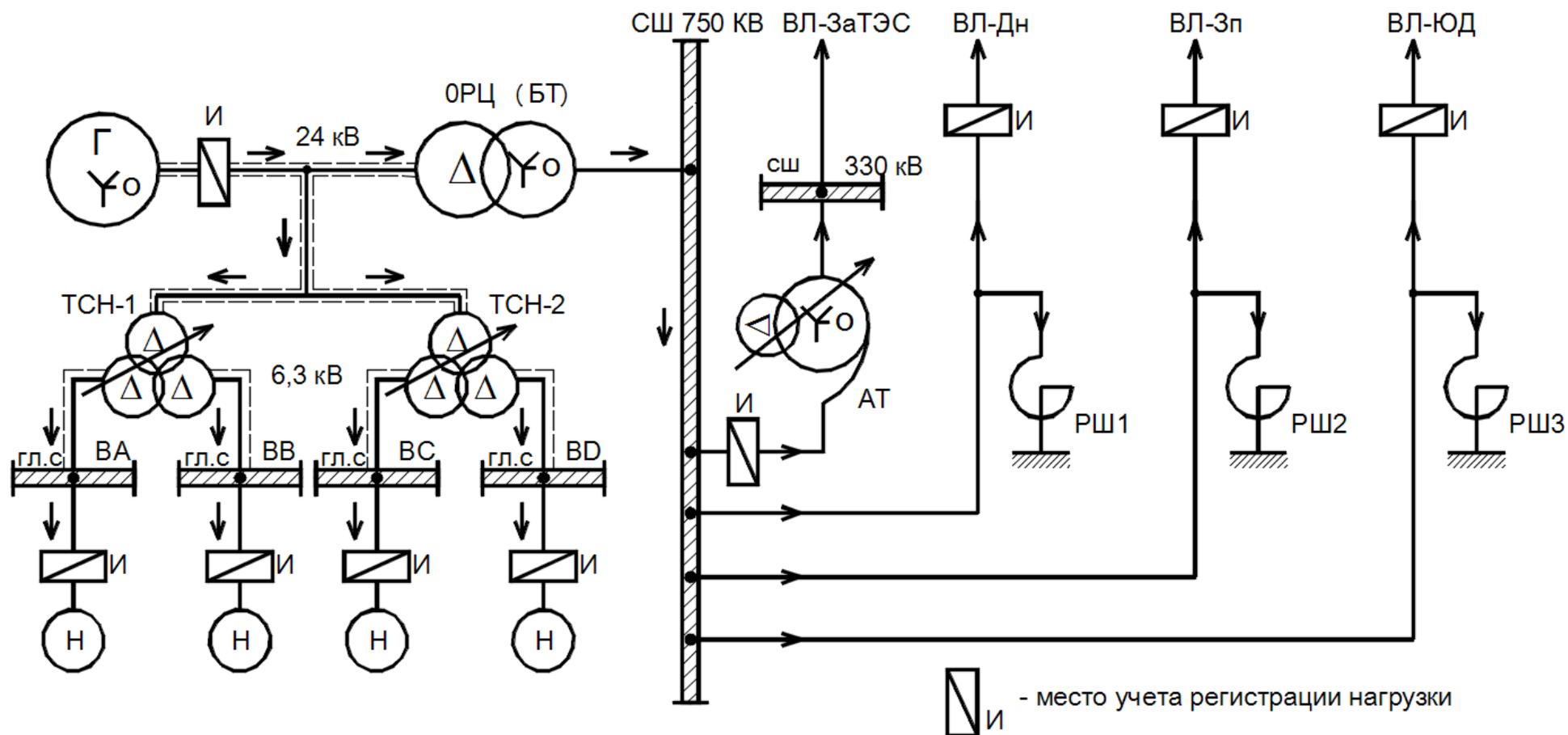


Рисунок 2-1. Упрощенная расчетная однолинейная схема выдачи эл.энергии от блоков ОП ЗАЭС в ЛЭП (оперативная схема электрических соединений ЭО 00.ЭЦ.ВТ.ДХ.01)

Дата: 07.04.2012г. Переток мощности и токов на ОРУ-750 кВ

В работе 5 энергоблоков $\Sigma P=4977$ МВт

Таблица 2-1

		ВЛ - Днепроовская			ВЛ - Запорожская			ВЛ – Южно-Донбасская			
фазы		A	B	C	A	B	C	A	B	C	
Активная мощность P МВт		$\Sigma P=1454$ МВт			$\Sigma P=1413$ МВт			$\Sigma P=1112$ МВт			
Реактивная мощность Q МВАр		150			220			400			
I	A	1200	1200	1200	1150	1150	1150	1000	1000	1000	
Шунтирующие реакторы											
фазы		A	B	C	A	B	C	A	B	C	
Реактивная мощность Q МВАр		280			270			270			
I	A	220	220	220	220	220	220	220	220	220	
Автотрансформатор АТ-1											
фазы		A			B			C			
U кВ		716			716			716			
I A		640			640			640			
РПН АТ/РПН ВДТ					8/2						
Активная мощность P МВт					800						
Реактивная мощность Q МВАр					-20						
СШ ОРУ-330 кВ U кВ					351						
№ блока	P _г МВт	S _г МВА	Q _г МВАр	I _г A	U _г В	TCH-1 МВт	TCH-2 МВт	U _{BA} В	U _{BB} В	U _{BC} В	U _{BD} В
Бл.1	977	986	124	25380	21600	20,01	23,39	6010	6130	6080	6000
Бл.2	986	994	127	26450	22070	20,02	24,7	6100	6160	6040	5990
Бл.3	998	1007	135	26590	21880	25,4	32,09	6010	5990	6010	6050
Бл.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Бл.5	1000	1016	181	26280	22010	18,4	28,05	6110	6210	6010	5990
Бл.6	1016	1034	186	26920	22040	19,4	23,6	5930	5980	5970	5990

2-3 РАСЧЕТ РЕЖИМА НАГРУЗКИ ЭКВИВАЛЕТНОГО ГЕНЕРАТОРА

а) Номинальные паспортные характеристики генератора блока типа ТВВ-1000-4УЗ:

Номинальная мощность полная -	$S=1111\text{MVA}$
Номинальная мощность активная -	$P=1000\text{MWт}$
Номинальный коэффициент мощности -	$\cos\varphi=0,9$
Номинальное напряжение статора -	$U=24\text{кВ}$
Схема соединений обм. статора -	Y^0

Расчетные номинальные параметры:

$$\text{Ток статора } I = \frac{S}{U \cdot \sqrt{3}} = \frac{1111\text{MVA}}{24\text{кВ} \cdot \sqrt{3}} = 26,727\text{кА}$$

$$\text{Фазное напряжение } \frac{U}{\sqrt{3}} = \frac{24\text{кВ}}{\sqrt{3}} = 13,857\text{кВ}$$

При $\pm\cos\varphi=0,9$ угол $\varphi=25^{\circ}50'$, $\sin\varphi=0,4359$

Активный и реактивный ток статора

$$I_a = I \cdot \cos\varphi = 26,727\text{кА} \cdot 0,9 = 24,05\text{кА}$$

$$\pm I_x = I \cdot \sin\varphi = 26,727\text{кА} \cdot 0,4359 = 11,65\text{кАр}$$

Реактивная мощность 3-х фазн.:

$$\pm Q = S \cdot \sin\varphi = 1111\text{MVA} \cdot 0,4359 = 484,3\text{MВАр}$$

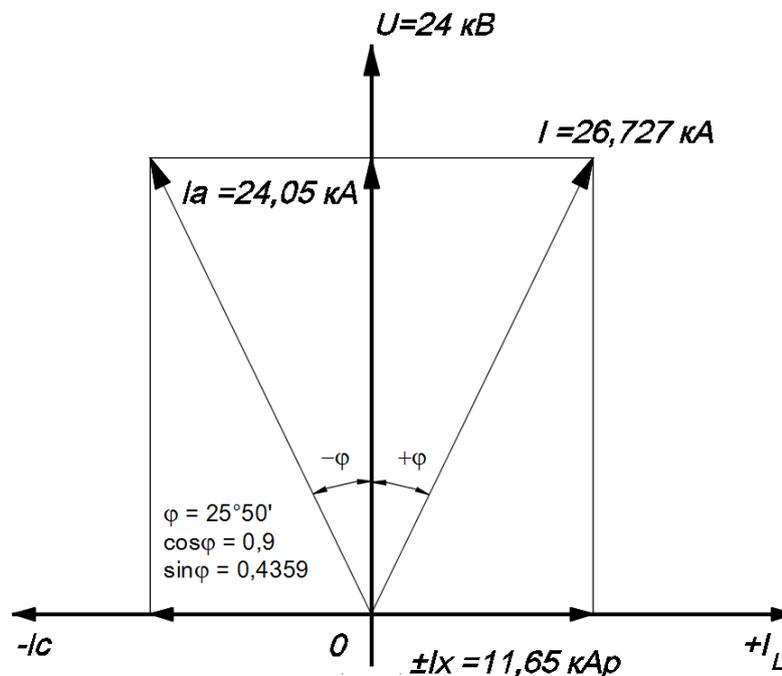


Рисунок 2-2. Векторная диаграмма (б/масштаба) номинальных паспортных параметров 3-х фазного режима

б) Нагрузочный режим генераторов от 07.04.2012 г.

Таблица 2-2

Блоки	P _г МВт	S _г МВА	Q _г МВАр	I _г кА	U _г кВ
1	977	986	124	25,38	21,6
2	986	994	127	26,45	22,07
3	998	1007	135	26,59	21,88
4	0	0	0	0	0
5	1000	1016	181	26,28	22,01
6	1016	1034	186	26,92	22,04
Экв. вел.	Σ4977	Σ5037	Σ753	Σ131,62	Δ _{сред} , 21,92

в) О работе генератора с нагрузкой

Исходя из основного назначения любого генератора ТЭС, АЭС, ГЭС, работающих на энергосистему, вырабатывать активную электроэнергию P , обеспечивающую производственный процесс в промышленности и быту, при трансформировании эл.энергии, ее передаче и потреблении, в силу естественных физических параметров и протекающих процессов, в элементах электрической схемы энергосистемы генерируется (преобразуется из активной) реактивная электроэнергия индуктивного вида Q_L (в трансформаторах, электрических машинах и т.п.), и реактивная эл.энергия емкостного вида Q_C (в отдельных эл.аппаратах и эл.емкостью ВЛ передачи эл.энергии).

На сборных шинах электростанции отображается итоговое соотношение электромагнитных характеристик присоединенных потребителей, включая характеристики ВЛ.

Так как реактивный ток (мощность) $+I_L(+Q_L)$ и $-I_C(-Q_C)$ противоположны по фазе (сдвинуты относительно друг друга на 180°), в совместных процессах они вычитаются, представляя на сборных шинах электростанций возможный некомпенсированный (декомпенсированный) результат, т.е. преобладание одного из видов реактивной энергии $+Q_L$ или $-Q_C$. Принимаем условно обозначение $+Q_L$ для мощности, отстающей по фазе на 90° от вектора напряжения СШ, и обозначение $-Q_C$ для мощности, опережающей по фазе на 90° вектор напряжения СШ.

Что бы эта разница была минимальной, с целью повышения пропускной способности ВЛ, устранения дополнительной её загрузки реактивным током, на краях ВЛ (генерирующих $-Q_C$) устанавливают дополнительно стационарные «генераторы» реактивной электроэнергии вида $+Q_L$ (шунтирующие реакторы), которые через защитные выключатели подключены постоянно к ВЛ.

При проектировании электростанций учитываются:

- среднестатистические параметры нагрузки потребителей, её допустимые суточные и сезонные колебания, наращивание установленной мощности нагрузки в обозримый на перспективу период эксплуатации;

- конструктивные параметры ЭТО, ВЛ и ее протяженность.

С учетом полученного расчетного дисбаланса и знака $\pm Q$ реактивной мощности в цепи «генератор-потребитель», определяется вид и мощность стационарного компенсирующего устройства, устанавливаемого на краях ВЛ, а возможно и на отдельных ее участках в центральной части.

Генератору ЗАЭС отводится роль быстродействующего саморегулируемого компенсатора р.м.в. $\pm\Delta Q_x$ постоянно изменяющейся в нагрузке сети.

Преимущественно генератор работает с некоторым перевозбуждением обмотки ротора (превышением величины тока ротора своего номинального значения $I_{B \text{ ном}}=f(I_{\text{ст. min}})$, соответствующего $\cos\varphi=1$ в обмотке статора), т.е. присутствия в нагрузке сети реактивного тока (мощности) вида $+I_L(+Q_L)$.

При номинальном возбуждении ротора и отсутствия реактивного тока в сети $\pm I_x^H$, напряжение обмотки статора генератора со стороны нагрузки (сети) $U_{Г^H}$ и напряжение обмотки статора от возбуждения со стороны ротора генератора $U_{Г^P}$ векторно противоположны и уравновешены.

В случае наличия в сети реактивного тока $+I_L^H$, СВГ увеличивает пропорционально нагрузке $+Q_L^H$ возбуждение ротора $(+)U_{Г^P}$, разница которого $(+)\Delta U_{Г^P} = +U_{Г^P} - U_{Г^H}$ на реактивном сопротивлении статора X_L , генерирует в статоре дополнительный отстающий реактивный ток $+\Delta I_L$, который, по отношению к напряжению сети $U_{Г^H}$ является емкостным опережающим током $-\Delta I_C^H$, компенсирующий индуктивный ток в сети $+I_L^H$.

Поэтому, при выполнении расчета баланса реактивной мощности на СШ 750 кВ ОРУ, необходимо учитывать ее знак $\pm Q_x$ по каждому потребителю.

Узел АТ-ВДТ ОРУ-750 кВ ЗАЭС тоже вносит свой вклад в баланс реактивной мощности на СШ 750 кВ. Величина и знак реактивной мощности этого узла может изменяться во времени и эта мощность должна учитываться в итоговом балансе электрической схемы ЗАЭС.

Все эти моменты дополнительно рассматриваются в теме 3.

г) Определим дополнительные параметры режима в зарегистрированной и рассчитанной эквивалентной нагрузке генераторов (x5г).

$S^Г=5037 \text{ МВА}$ $P^Г=4977 \text{ МВт}$	$\text{tg } \varphi = \frac{Q^Г}{P^Г} = \frac{-753 \text{ МВАр}}{4977 \text{ МВт}} = -0,1513 \quad \varphi = -8^\circ 36'$
$Q^Г=-753 \text{ МВАр}$ $U^Г=21,92 \text{ кВ}$ $I^Г=131,62 \text{ кА}$	$\cos\varphi=0,9887$ $\sin\varphi=-0,1496$

$$I_a^Г = I^Г \cdot \cos\varphi = 131,62 \text{ кА} \cdot 0,9887 = 130,133 \text{ кА}$$

$$-I_c^Г = I^Г \cdot \sin\varphi = 131,62 \text{ кА} \cdot -0,1496 = -19,69 \approx -19,7 \text{ кАр}$$

Во внешней нагрузке преобладает индуктивная реактивная мощность $+Q_L$, которую экв. генератор компенсирует равновеликой емкостной реактивной мощностью $-Q_C$.

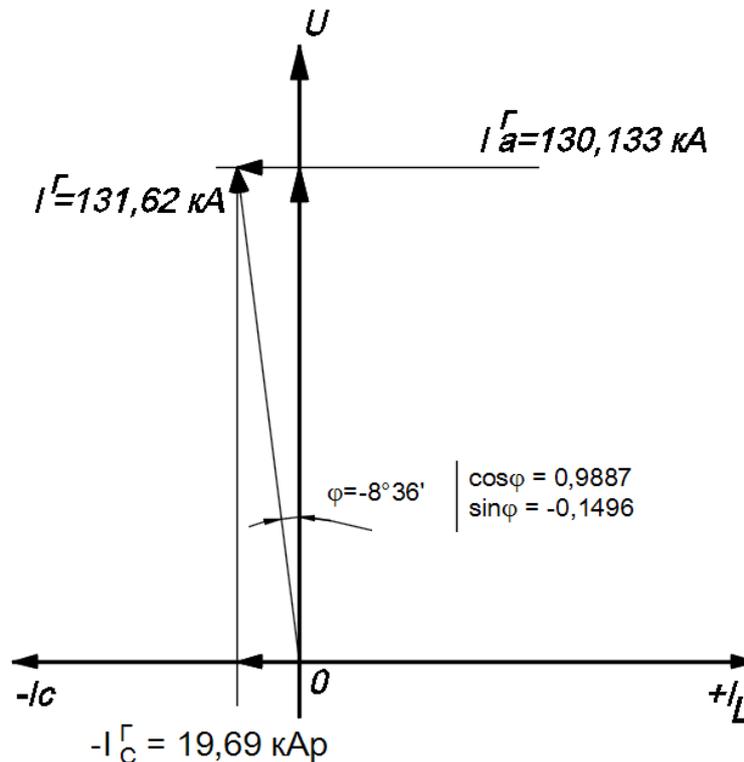


Рисунок 2-3. Векторная диаграмма (б/масштаба) 3-х/ф нагрузочного режима 5Г ЗАЭС

д) Выполним усредненную оценку использования установленной (разрешенной) активной мощности 1го генератора ЗАЭС в настоящем режиме нагрузки.

$$1P^Г = \frac{P^Г_{\text{экв.}}}{5} = \frac{4977 \text{ МВт}}{5} = 995,4 \text{ МВт}$$

, при разрешенной активной мощности по паспорту $P^Г_{\text{ном}} = 1000 \text{ МВт}$, т.е $k_p = \frac{1P^Г}{1P^Г_{\text{ном}}} = \frac{995,4 \text{ МВт}}{1000 \text{ МВт}} = 0,9954$, что является очень хорошим показателем.

Ту же оценку выполним по использованию разрешенной паспортной реактивной мощности 1го генератора в нашем режиме нагрузки.

$$\pm 1Q^Г = \frac{Q^Г_{\text{экв.}}}{5} = \frac{750 \text{ МВАр}}{5} = 150 \text{ МВАр}$$

, допустимая разрешенная нагрузка Q по паспорту $\pm 1Q^Г_{\text{доп.}} = 484 \text{ МВАр}$ (при $\varphi = 25^\circ 50'$, $\cos\varphi = 0,9$).

Для нашего случая сравнительная нагрузка составит

$$k_Q = \frac{1Q^Г}{1Q^Г_{\text{доп.}}} = \frac{150 \text{ МВАр}}{484 \text{ МВАр}} = 0,3 (\approx 30\%),$$

что указывает на значительный резерв возможностей по регулированию реактивной мощности на СШ 750 кВ ОРУ ЗАЭС.

2-4 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ОТБОРА ЭКВИВАЛЕНТНОЙ МОЩНОСТИ НАГРУЗКИ СН

Расчет параметров отбора эквивалентной мощности нагрузки СН:

- 5 СН (5 бл · 4 гл.с = 20 гл.с)

и собственных экв. затрат мощности:

- 10 ТСН (5 бл · 2 ТСН = 10 ТСН)

из мощности режима нагрузки экв. генератора 5Г.

а) Режим нагрузки СН 07.04.2012г.

Таблица 2.3

Блок	ТСН-1 МВт	ТСН-2 МВт	U _{ВА} кВ	U _{ВВ} кВ	U _{ВС} кВ	U _{ВД} кВ
1	20,01	23,39	6,01	6,13	6,08	6,0
2	20,02	24,7	6,1	6,16	6,04	5,99
3	25,4	32,09	6,01	5,99	6,01	6,05
4	0	0	0	0	0	0
5	18,4	28,5	6,11	6,21	6,01	5,99
6	19,4	23,6	5,93	5,98	5,97	5,99
экв.парам	Σ103,23	Σ132,28	Σ30,16/5	Σ30,47/5	Σ30,11/5	Σ30,02/5
Средняя величина по сети			6,032	6,094	6,012	6,004
Средняя величина по АЭС			6,032 кВ			
20 гл.с.СН	P _{ЭКВИВ} = 235,51 МВт					

В таблице 2-3 отображены два регистрируемых параметра P^{СН} МВт и U_{НН}^{СН} кВ главных секций, которые не позволяют раскрыть остальные параметры режима нагрузки СН. Согласно рисунку 2-1 учет экв. активной нагрузки 5СН определяется на шинах гл. секций 6,3/0,4 кВ блоков: ВА, ВВ, ВС, ВД.

Главные секции нагружены в основном насосными агрегатами разной мощности, имеющими cosφ=0,75÷0,8.

По дополнительно запрошенным данным с ЗАЭС, определен средневзвешенный угол на стороне СН

$$\varphi^{\text{СН}} = 39^{\circ}50' (\approx 40^{\circ})$$

$$\left. \begin{array}{l} \cos\varphi = 0,768 \\ \sin\varphi = 0,6405 \end{array} \right\}$$

б) Имея в наличии полный комплект исходных данных, определим дополнительные параметры экв. нагрузки 5СН (20 гл.с).

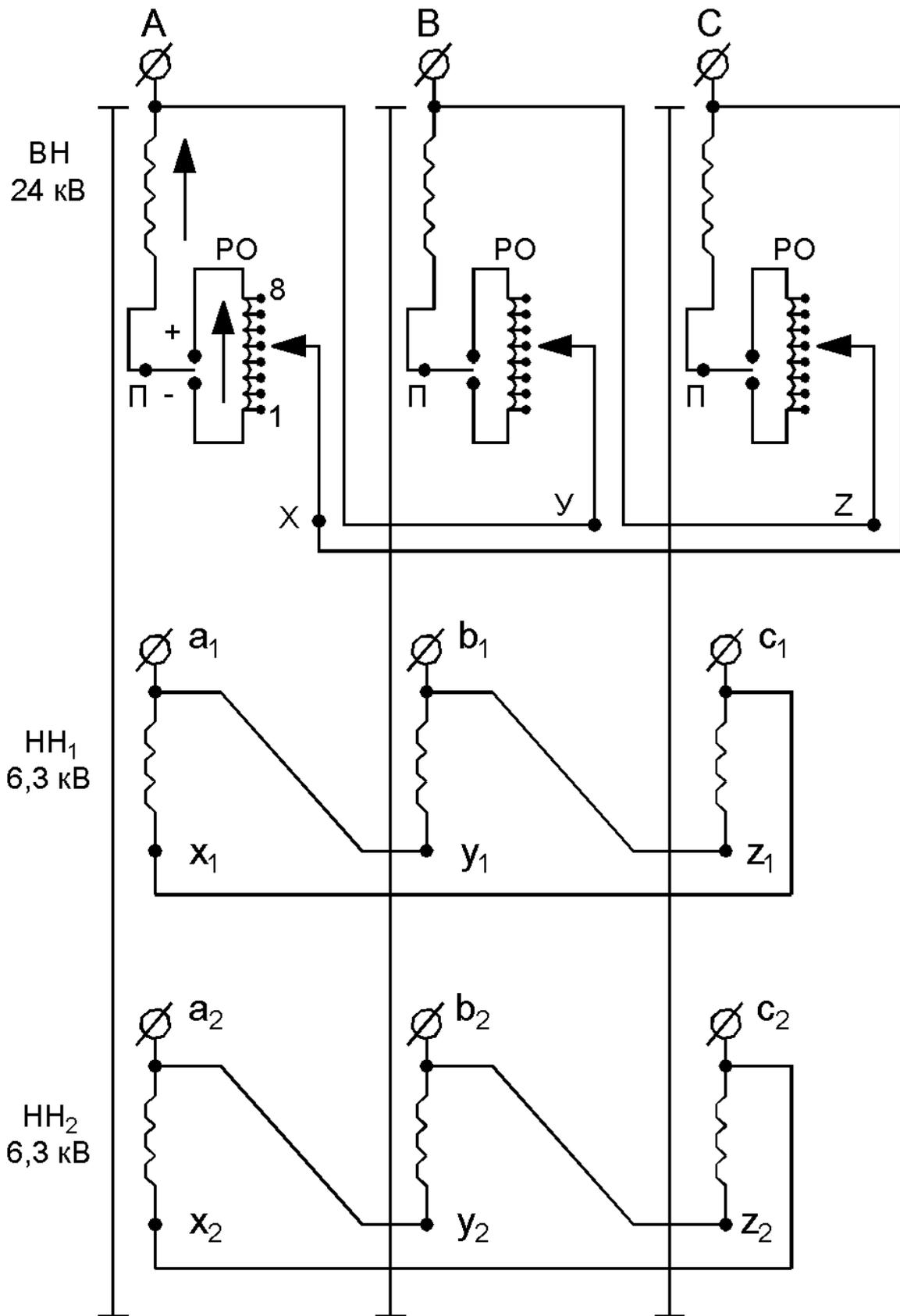


Рисунок 2-4. Схема соединений обмоток ТЧН

Таблица 2-4 - Параметры заводских испытаний трансформатора ТРДНС, необходимые для выполнения расчета

Блок	Место	Заводской №	Рк, кВт	εк, %
1	1	121878	264	12,0
	2	139471	251	13,26
2	1*	-	(255)	(12,37)
	2	128058	241	12,0
3	1	118736	249	12,1
	2*	-	(255)	(12,37)
4	1	130503	262	12,0
	2	130502	261	11,8
5	1*	-	(255)	(12,37)
	2	133319	261	13,0
6	1	121879	255	12,3
	2	-	251	12,9
Средние расчетные величины			<u>255</u>	12,37≈ <u>12,4</u>

* - Отсутствующие величины приняты средними

Исходные эквивалентные параметры в нагрузке СН 5бл.

$$\left. \begin{array}{l} 20P^{CH} = 235,5 \text{ МВт} \\ U_{HH\text{ ср}}^{CH} = 6,032 \text{ кВ} \end{array} \right| \varphi = 39^{\circ}50' \quad \left. \begin{array}{l} \cos\varphi=0,768 \\ \sin\varphi=0,6405 \end{array} \right\}$$

Расчет:

$$\boxed{20P^{CH} = 235,5 \text{ МВт}}$$

$$20S^{CH} = \frac{20P^{CH}}{\cos\varphi} = \frac{235,5 \text{ МВт}}{0,768} = 306,64 \text{ МВА}$$

$$\boxed{20S^{CH} = 306,64 \text{ МВА}}$$

$$20Q^{CH} = 20S^{CH} \cdot \sin\varphi = 306,64 \text{ МВА} \cdot 0,6405 = 194,4 \text{ МВАр}$$

$$\boxed{20Q^{CH} = 194,4 \text{ МВАр}}$$

$$20I^{CH} = \frac{20S^{CH}}{U_{HH}^{CH} \cdot \sqrt{3}} = \frac{306640 \text{ кВА}}{6,032 \text{ кВ} \cdot \sqrt{3}} = 29350,7759 \approx 29,351 \text{ кА}$$

$$20I_a^{CH} = 20I^{CH} \cdot \cos\varphi = 29,351 \text{ кА} \cdot 0,768 = 22,542 \text{ кА}$$

$$20I_L^{CH} = 20I^{CH} \cdot \sin\varphi = 29,351 \text{ кА} \cdot 0,6405 = 18,7993 \approx 18,8 \text{ кА}$$

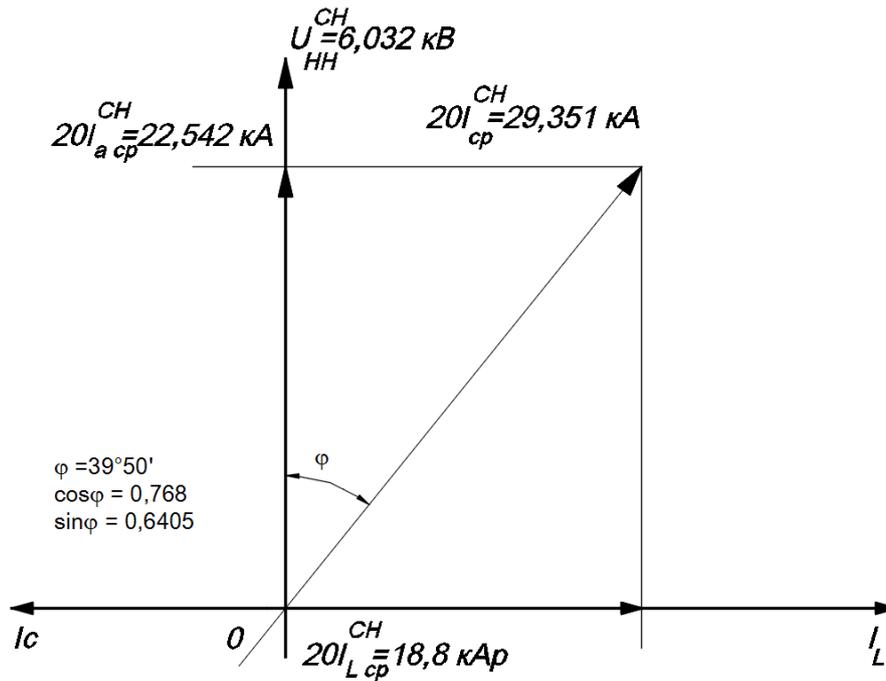


Рисунок 2-5. Векторная диаграмма (б/масштаба) результирующей эквивалентной нагрузки 5СН (на 20 главных секциях пяти работающих блоков)

в) Расчет параметров отбора экв. собственных затрат мощности 10ТСН

Номинальные паспортные характеристики трансформатора типа ТРДНС-63000/24/6,3-6,3, см.рис.2-4., табл.2-4.

Схема соединений обмоток $\Delta/\Delta-\Delta=0/0-0$

Мощность обмотки ВН $S^{\text{ВН}}=63000 \text{ кВА}$

Мощность обмоток НН $\text{НН}_1=\text{НН}_2=1/2S^{\text{ВН}}=31500 \text{ кВА}$

Напряжение обмотки ВН $U^{\text{ВН}}=24 \text{ кВ}$

Напряжение обмоток НН $\text{НН}_1=\text{НН}_2=6,3 \text{ кВ}$

Ток обмотки ВН $I^{\text{ВН}} = 1515 \text{ А (ср. } \Delta)$

Ток обмоток НН $I^{\text{НН}_1} = I^{\text{НН}_2} = 2887 \text{ А}$

$P_k=250 \text{ кВт}; e_k^{\text{ВН}(\text{НН}_1+\text{НН}_2)} = 13\%$

$P_0=50\pm 15 \text{ кВт}; I_0 = 0,45+30\%$

Суммарная мощность обм. $S^{\text{НН}_1}+S^{\text{НН}_2}=63000\text{кВА}$

Суммарный ток обм. $I^{\text{НН}_1}+I^{\text{НН}_2}=5774 \text{ А}$

г) Собственные затраты мощности ТСН: $\Delta P_k^{\text{ТСН}}, +\Delta Q_k^{\text{ТСН}}$ - определяемые по параметрам ОКЗ и $\Delta P_0^{\text{ТСН}}, +\Delta Q_0^{\text{ТСН}}$ - определяемые по параметрам ОХХ в учете приборов нагрузки гл. секций не фиксируются. Их необходимо рассчитать и добавить к учету мощностей нагрузки СН, регистрируемой приборами гл. секций блоков.

Предварительно вычислим активную R_k и реактивную X_{Lk} компоненты полного сопротивления Z_k одного ТСН переменному току по обм. ВН (вычисление этих параметров по вторичной обмотке НН будет другим по абсолютной величине, но их отношение X_{Lk}/R_k сохранится).

$$R_k = \frac{P_k \text{ Вт}}{I^2 \text{ А}} = \frac{250000 \text{ Вт}}{(1515 \text{ А})^2} = 0,1111 \text{ Ом}$$

$$R_k = 0,1111 \text{ Ом}$$

$$X_{LK} = \frac{\Delta U_k}{I}; \quad \Delta U_k = \frac{e_k \%}{100} \cdot U_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}} = \frac{12,4\%}{100} \cdot 24 \text{ кВ} = 2,97 \text{ кВ}$$

$$X_{LK} = \frac{2,97 \text{ кВ}}{1,515 \text{ кА}} = 1,96 \text{ Ом}$$

$$X_{LK} = 1,96 \text{ Ом}$$

Определим для 10ТСН не учтенные в нагрузке гл. секций СН экв. собственных затрат мощности $10\Delta P_k^{\text{TCH}}$ и $10\Delta Q_k^{\text{TCH}}$.

Учтем, что $20S^{\text{CH}} = 10S^{\text{TCH}} = 306,64 \text{ МВА}$, тогда

$$10\Delta P_k^{\text{TCH}} = 10 \cdot \left(\frac{10S^{\text{TCH}}}{10 \cdot U^{\text{Г}} \cdot \sqrt{3}} \right)^2 \cdot R_k = 10 \cdot \left(\frac{306640 \text{ кВА}}{10 \cdot 21,92 \text{ кВ} \cdot \sqrt{3}} \right)^2 \cdot 0,111 \text{ Ом} = 0,725 \text{ МВт}$$

$$10\Delta P_k^{\text{TCH}} = 0,725 \text{ МВт}$$

$$10\Delta Q_k^{\text{TCH}} = 10 \cdot \left(\frac{306640 \text{ кВА}}{10 \cdot 21,92 \text{ кВ} \cdot \sqrt{3}} \right)^2 \cdot 1,96 \text{ Ом} = 12,79 \text{ МВАр}$$

или

$$10\Delta Q_k^{\text{TCH}} = 10\Delta P_k^{\text{TCH}} \cdot \frac{X_{LK}}{R_k} = 0,725 \text{ МВт} \cdot \frac{1,96}{0,1111} = 12,79 \text{ МВАр}$$

$$10\Delta Q_k^{\text{TCH}} = 12,79 \text{ МВАр}$$

Определим дополнительные параметры экв. собственных затрат мощностей в 10ТСН по параметрам ОКЗ

$$\text{tg } \varphi = \frac{10\Delta Q_k^{\text{TCH}}}{10\Delta P_k^{\text{TCH}}} = \frac{12,79 \text{ МВАр}}{0,725 \text{ МВт}} = 17,6414$$

$$\varphi = 86^\circ 45' \quad \cos \varphi = 0,0566 \quad \sin \varphi = 0,9984$$

$$10\Delta S_k^{\text{TCH}} = \frac{10\Delta P_k^{\text{TCH}}}{\cos \varphi} = \frac{0,725 \text{ МВт}}{0,0566} = 12,81 \text{ МВА}$$

$$10\Delta I_k^{\text{TCH}} = \frac{10\Delta S_k^{\text{TCH}}}{\Delta U_k \cdot \sqrt{3}} = \frac{12810 \text{ кВА}}{2,97 \text{ кВ} \cdot \sqrt{3}} = 2,49 \text{ кА}$$

$$10\Delta I_{ka}^{\text{TCH}} = 10\Delta I_k^{\text{TCH}} \cdot \cos \varphi = 2,49 \text{ кА} \cdot 0,0566 = 0,141 \text{ кА}$$

$$10\Delta I_{kL}^{\text{TCH}} = 10\Delta I_k^{\text{TCH}} \cdot \sin \varphi = 2,49 \text{ кА} \cdot 0,9984 = 2,486 \text{ кА р}$$

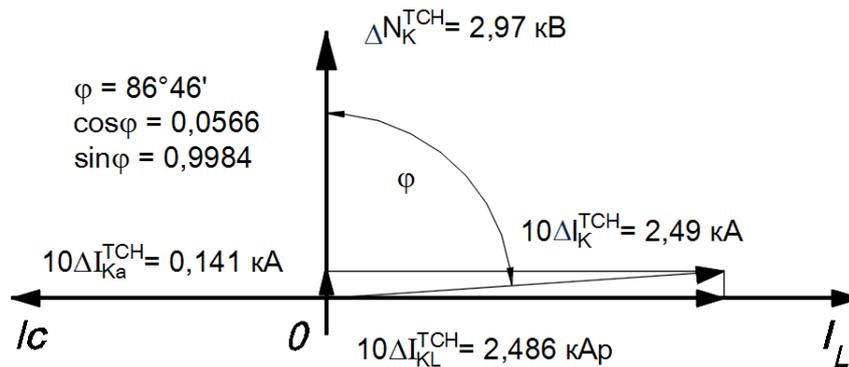


Рисунок 2-6. Векторная диаграмма экв. режима собственных затрат мощности 10TCH по параметрам ОКЗ

Определим для 10TCH не учтенные в нагрузке гл. секций СН экв. собственных затрат мощности $10\Delta P_0^{\text{TCH}}$ и $10\Delta Q_0^{\text{TCH}}$ по параметрам ОХХ

$$10\Delta P_0^{\text{TCH}} = 10\Delta P_{0\text{НОМ}}^{\text{TCH}} \cdot \left(\frac{U^{\text{Г}}}{U_{\text{НОМ}}^{\text{Г}}} \right)^2 = 10 \cdot 0,05 \text{ МВт} \left(\frac{21,92 \text{ кВ}}{24 \text{ кВ}} \right)^2 = 0,5 \cdot 0,8342 = 0,417 \approx 0,42 \text{ МВт}$$

$$10\Delta P_0^{\text{TCH}} = 0,42 \text{ МВт}$$

$$10\Delta Q_0^{\text{TCH}} = \frac{I_0\%}{100} \cdot 10S_{\text{НОМ}}^{\text{TCH}} \cdot \left(\frac{U^{\text{Г}}}{U_{\text{НОМ}}^{\text{Г}}} \right)^2 = \frac{0,45}{100} \cdot 10 \cdot 63 \text{ МВА} \left(\frac{21,92 \text{ кВ}}{24 \text{ кВ}} \right)^2 = 0,0045 \cdot 10 \cdot 63 \cdot 0,8342 = 2,3649 \approx 2,365 \text{ МВАр}$$

$$10\Delta Q_0^{\text{TCH}} = 2,365 \text{ МВАр}$$

Определим дополнительные параметры экв. собственных затрат мощности $10\Delta P_0^{\text{TCH}}$ и $10\Delta Q_0^{\text{TCH}}$ по параметрам ОХХ

$$\text{tg } \varphi = \frac{10\Delta Q_0^{\text{TCH}}}{10\Delta P_0^{\text{TCH}}} = \frac{2,365 \text{ МВАр}}{0,42 \text{ МВт}} = 5,631$$

$$\varphi = 79^{\circ}56' \quad \cos \varphi = 0,1749 \quad \sin \varphi = 0,9846$$

$$10\Delta S_0^{\text{TCH}} = \frac{10\Delta P_0^{\text{TCH}}}{\cos \varphi} = \frac{0,42 \text{ МВт}}{0,1749} = 2,4 \text{ МВА}$$

$$10\Delta I_0^{\text{TCH}} = \frac{10\Delta S_0^{\text{TCH}}}{\Delta U_{\text{ВН}}^{\text{TCH}} \cdot \sqrt{3}} = \frac{2400 \text{ кВА}}{21,92 \text{ кВ} \cdot \sqrt{3}} = 63,2 \text{ А}$$

$$10\Delta I_{0a}^{\text{TCH}} = 10\Delta I_0^{\text{TCH}} \cdot \cos \varphi = 63,2 \text{ А} \cdot 0,1749 = 11 \text{ А}$$

$$10\Delta I_{0L}^{\text{TCH}} = 10\Delta I_0^{\text{TCH}} \cdot \sin \varphi = 63,2 \text{ А} \cdot 0,9846 = 62,27 \text{ Ар}$$

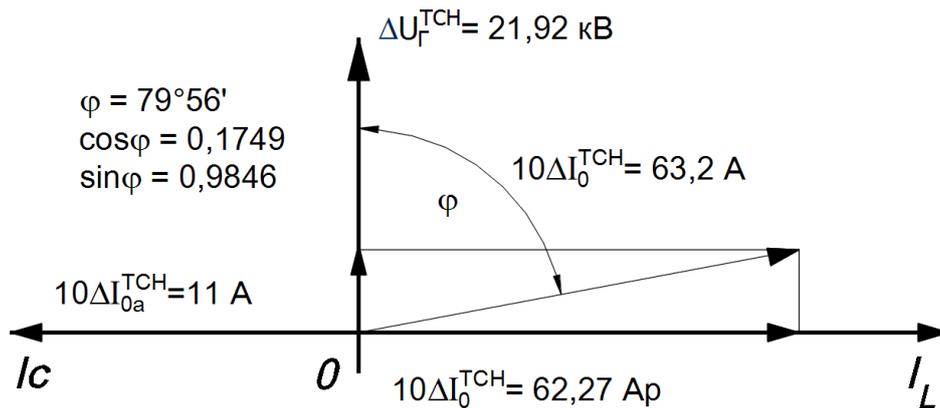


Рисунок 2-7. Векторная диаграмма экв. режима собственных затрат мощности 10TCH по параметрам ОХХ

Общие суммарные затраты мощности 20 гл.с.СН и собственных затрат мощности 10TCH, отбираемые из эквивалентной мощности нагрузки 5T

- экв. нагр. 20 гл.с.СН $20P^{CH} = 235,5 \text{ МВт};$ $20Q^{CH} = 194,4 \text{ МВАρ}$
- экв. СЗМ 10TCHв ОКЗ $10ΔP_K^{TCH} = 0,725 \text{ МВт};$ $10ΔQ_K^{TCH} = 12,79 \text{ МВАρ}$
- экв. СЗМ 10TCHв ОХХ $10ΔP_0^{TCH} = 0,42 \text{ МВт};$ $10ΔQ_0^{TCH} = 2,365 \text{ МВАρ}$

$$\overline{\Sigma 10P^{CH}} = 236,645 \text{ МВт};$$

$$\overline{\Sigma 10Q^{CH}} = 209,555 \text{ МВАρ}$$

$$\boxed{\Sigma 10P^{CH} = 236,645 \text{ МВт}}$$

$$\boxed{\Sigma 10Q^{CH} = 209,555 \text{ МВАρ}}$$

Остаточная мощность экв. генератора после отбора экв. мощности нагрузки 10СН

$$\Delta P_{CH}^{\Gamma} = P^{\Gamma} - \Sigma 10P^{CH} = 4977 - 236,645 = 4740,355 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{CH}^{\Gamma} = Q^{\Gamma} - \Sigma 10Q^{CH} = -753 - (+209,555) = -543,445 \text{ МВАρ}$$

$$\boxed{\Delta P_{CH}^{\Gamma} = 4740,355 \text{ МВт}}$$

$$\boxed{\Delta Q_{CH}^{\Gamma} = -543,445 \text{ МВАρ}}$$

$$\text{tg } \varphi = \frac{\Delta Q_{CH}^{\Gamma}}{\Delta P_{CH}^{\Gamma}} = \frac{-543,445 \text{ МВАρ}}{4740,355 \text{ МВт}} = -0,1146$$

$$\varphi = -6^{\circ}32', \quad \cos \varphi = 0,9935 \quad \sin \varphi = -0,1139$$

$$\Delta S_{CH}^{\Gamma} = \frac{\Delta P_{CH}^{\Gamma}}{\cos \varphi} = \frac{4740,355 \text{ МВт}}{0,9935} = 4771,3689 \approx 4771,37 \text{ МВА}$$

$$\boxed{\Delta S_{CH}^{\Gamma} = 4771,37 \text{ МВА}}$$

$$\Delta I_{CH}^{\Gamma} = \frac{\Delta S_{CH}^{\Gamma}}{U^{\Gamma} \cdot \sqrt{3}} = \frac{4771,370 \text{ кВА}}{21,92 \text{ кВ} \cdot \sqrt{3}} = 125,68 \text{ кА}$$

$$\Delta I_{a\text{CH}}^{\Gamma} = \Delta I_{\text{CH}}^{\Gamma} \cdot \cos \varphi = 125,68 \text{ кА} \cdot 0,9938 = 124,86 \text{ кА}$$

$$\Delta I_{c\text{CH}}^{\Gamma} = \Delta I_{\text{CH}}^{\Gamma} \cdot \sin \varphi = 125,68 \text{ кА} \cdot (-0,1139) = -14,31 \text{ кАр}$$

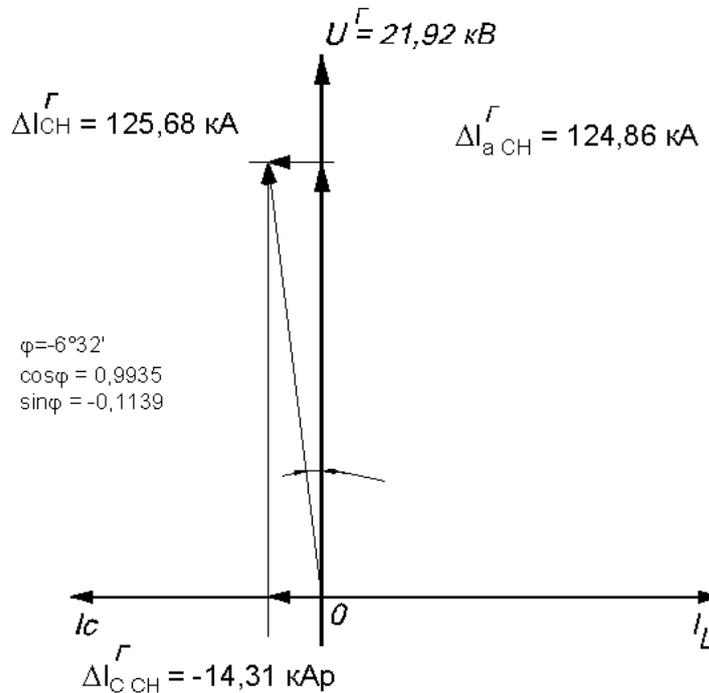


Рисунок 2-8. Векторная диаграмма (б/масштаба) остаточной мощности экв. генератора после отбора мощности 20СН и 10ТСН

Остаточная экв. мощность генератора после отбора общей мощности 20СН (гл.с.) и 10ТСН

$\Delta S_{\text{CH}}^{\Gamma} = 477,137 \text{ МВА}$
$\Delta P_{\text{CH}}^{\Gamma} = 4740,35 \text{ МВт}$
$\Delta Q_{\text{CH}}^{\Gamma} = -543,445 \text{ МВАр}$
$\Delta I_{\text{CH}}^{\Gamma} = 125,68 \text{ кА}$
$\varphi = -6^0 32'$
$\cos \varphi = 0,9935$
$\sin \varphi = -0,1139$

В этом разделе подробно показано расчетом и векторными диаграммами параметры всех типов мощностей в узле СН ЗАЭС и их влияние на изменения экв. мощности нагрузки 10Т.

2-5 РАСЧЕТ СОБСТВЕННЫХ ЗАТРАТ МОЩНОСТЕЙ В БТ

а) Номинальные паспортные данные фазы БТ

Выработанная на блоках эл. энергия, трансформируется на сш. 750 кВ ОРУ посредством групп БТ типа.

3х ОРЦ-417000/750/24, сх. Υ^0 ВН/сх.ΔНН.

$S_{\phi} = 417 \text{ МВА}$; $U_{ВН \phi} = 787/\sqrt{3} = 454,38 \text{ кВ}$; $I_{ВН \phi} = 918 \text{ А}$;

$$S_{НН1} = S_{НН2} = \frac{417 \text{ МВА}}{2} = 208,5 \text{ МВА}$$

$U_{НН1} = U_{НН2} = 24 \text{ кВ}$

$I_{НН1} = I_{НН2} = 8688 \text{ А}$ или в сх. $НН_{\Delta} 2 \cdot 8,688 \text{ кА} \cdot \sqrt{3} = 30,095 \text{ кА}$.

Для фаз, установленных на 6 блоках, приняты для расчета одной фазы усредненные параметры:

$P_k = 774 \text{ кВт} \approx 0,774 \text{ МВт}$

$e_k = 14\%$

$P_0 = 318,6 \text{ кВт} \approx 0,32 \text{ МВт}$

$I_0 = 0,32\%$

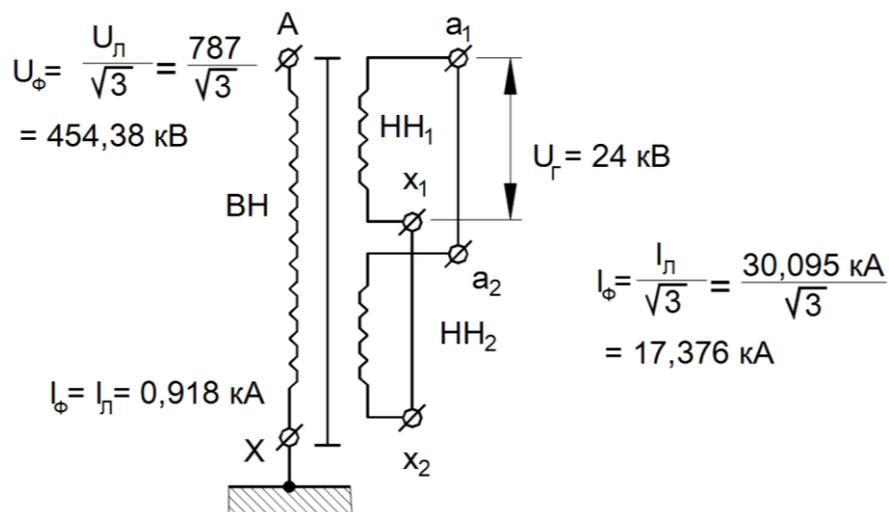


Рисунок 2-9. Схема фазы БТ

Таблица 2-5 - Параметры заводских испытаний фаз ОРЦ, необходимые для выполнения расчета

Блок	Фаза	Зав. №	Потери		e_k	I_0
			P_k	P_0		
			кВт	кВт	%	%
1	A	118777	756	340	13,7	0,42
	B	118776	780	370	13,7	0,32
	C	139507	780	370	13,7	0,27
2	A	121855	726	385	13,5	0,32
	B	121853	731	320	13,7	0,4
	C	121854	780	370	13,5	0,5
3	A		735	329	13,6	0,38
	B		816	342	13,5	0,47
	C		780	370	13,8	0,53
4	A	130423	760	302	13,7	0,16
	B	130421	807	311	13,7	0,23
	C	130422	766	313	13,6	0,17
5	A	133271	762	259	14,8	0,27
	B	133272	760	251	14,8	0,24
	C	133223	800	290	14,8	0,25
6	A		829	253	14,7	0,28
	B		800	290	14,9	0,26
	C		764	270	14,5	0,28
Средние величины			774	318,6	14,0	0,32

б) Расчет величины отбора собственных затрат экв. мощности 15 фаз БТ из остаточной мощности экв. генератора ΔS_{CH}^r .

Остаточные параметры мощности экв. генератора составляют:

$$\Delta S_{CH}^r = 4771,37 \text{ МВА}$$

$$\varphi = -6^\circ 32'$$

$$\Delta P_{CH}^r = 4740,355 \text{ МВт}$$

$$\cos \varphi = 0,9935$$

$$\Delta Q_{CH}^r = -543,445 \text{ МВАр}$$

$$\sin \varphi = -0,1139$$

$$\Delta I_{CH}^r = 125,68 \text{ кА}$$

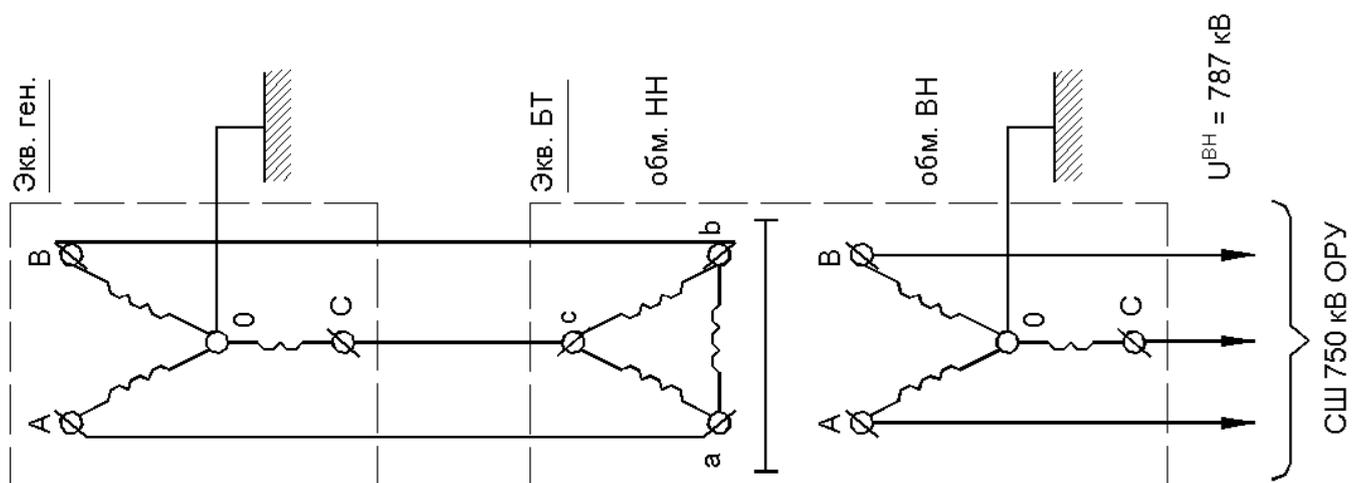


Рисунок 2-10. Электрическая схема соединений обмоток экв. ген. и экв. БТ

Определим собственные затраты мощности $5\Delta P_K^{BT}$; $5\Delta Q_K^{BT}$; $5\Delta P_0^{BT}$; $5\Delta Q_0^{BT}$ в экв. группе трансформаторов 5 (ЗхОРУ-417000/750/24) или 15БТ (5бл. x 3 фаз = 15 фаз.).

Определим активную R_K и реактивную компоненту X_{LK} полного сопротивления Z_K фазы БТ переменному току:

$$R_K = \frac{P_{K, \text{Вт}}}{(I_{\text{НОМ}}^{\text{HH}})^2} = \frac{774000 \text{ Вт}}{(17376 \text{ А})^2} = 0,0026 \text{ Ом}$$

$$\Delta U_K = \frac{e_K \%}{100} \cdot U_{\text{НОМ}}^{\text{HH}} = 0,14 \cdot 24 \text{ кВ} = 3,36 \text{ кВ}$$

$$X_{LK} = \frac{\Delta U_K}{I_{\text{НОМ}}^{\text{HH}}} = \frac{3360 \text{ В}}{17376 \text{ А}} = 0,1934 \text{ Ом}$$

$$\alpha = \frac{X_{LK}}{R_K} = \frac{0,1934 \text{ Ом}}{0,0026 \text{ Ом}} = 74,3846$$

Располагая необходимыми расчетными параметрами определим собственные суммарные затраты мощности во всех 15 фазах БТ в режиме нагрузки.

- по активной мощности (ОКЗ)

$$15\Delta P_K^{BT} = 15 \left(\frac{\Delta S_{\text{CH}}^T}{15 \cdot U^T} \right)^2 \cdot R_K = 15 \left(\frac{4771370 \text{ кВА}}{15 \cdot 21,92 \text{ кВ}} \right)^2 \cdot 0,0026 \text{ Ом} = 8,2127 \text{ МВт}$$

$$\boxed{15\Delta P_K^{BT} = 8,2127 \text{ МВт}}$$

- по реактивной мощности (ОКЗ)

$$15\Delta Q_K^{BT} = 15 \left(\frac{4771370 \text{ кВА}}{15 \cdot 21,92 \text{ кВ}} \right)^2 \cdot 0,1934 = 610,9 \text{ МВАр}$$

или

$$15\Delta Q_K^{BT} = 15\Delta P_K^{BT} \cdot \alpha = 8,2127 \text{ МВт} \cdot 74,38465 = 610,9 \text{ МВАр}$$

$$\boxed{15\Delta Q_K^{BT} = 610,9 \text{ МВАр}}$$

- по активной мощности (ОХХ) приведенной к напряжению генератора $U^T=21,92 \text{ кВ}$

$$15\Delta' P_0^{BT} = 15\Delta P_K^{BT} \cdot \left(\frac{U^T}{U_{\text{НОМ}}^T} \right)^2 = 15 \cdot 0,32 \text{ МВт} \left(\frac{21,92 \text{ кВ}}{24,0 \text{ кВ}} \right)^2 = 4,0 \text{ МВт}$$

$$\boxed{15\Delta' P_0^{BT} = 4,0 \text{ МВт}}$$

- по реактивно мощности потерь в магнитной системе, приведенных к напряжению генератора $U^T=21,92 \text{ кВ}$

$$15\Delta' Q_0^{BT} = 15 \cdot \frac{I_0 \%}{100} \cdot S_{\text{H фаз}}^{BT} \cdot \left(\frac{U^T}{U_{\text{НОМ}}^T} \right)^2 = 15 \cdot 0,0032 \cdot 417 \text{ МВА} \cdot \left(\frac{21,92 \text{ кВ}}{24 \text{ кВ}} \right)^2 = 16,7 \text{ МВАр}$$

$$\boxed{15\Delta' Q_0^{BT} = 16,7 \text{ МВАр}}$$

- суммарные собственные затраты мощности (СЗМ) в 15 фазах БТ режима нагрузки составят:

$15\Delta P_K^{BT} = 8,2127 \text{ МВт}$	$15\Delta Q_K^{BT} = 610,9 \text{ МВАр}$	$15\Delta S_K^{BT} = 610,955 \text{ МВА}$
$15\Delta' P_0^{BT} = 4,0 \text{ МВт}$	$15\Delta' Q_0^{BT} = 16,7 \text{ МВАр}$	$15\Delta' S_0^{BT} = 17,1724 \text{ МВА}$
$\sum 15\Delta P^{BT} = 12,2127 \text{ МВт}$	$\sum 15\Delta Q^{BT} = 627,6 \text{ МВАр}$	$\sum 15\Delta S_{СЗМ}^{BT} = 628,1274 \text{ МВА}$

$$\sum 15\Delta P^{BT} = 12,2127 \text{ МВт}$$

$$\sum 15\Delta Q^{BT} = 627,6 \text{ МВАр}$$

Определим остаточную экв. мощность генератора после отбора СЗМ в 15 фазах БТ

$$\Delta P_{BT}^r = \Delta P_{CH}^r - \sum 15\Delta P^{BT} = 4740,355 - 12,213 = 4728,142 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{BT}^r = \Delta Q_{CH}^r - \sum 15\Delta Q^{BT} = -543,445 - (+627,6) = +84,155 \text{ МВАр}$$

$$\Delta P_{BT}^r = 4728,142 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{BT}^r = +84,155 \text{ МВАр}$$

Определим дополнительные параметры остаточной мощности 5Г после отбора СЗМ в 15 фазах БТ.

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\Delta Q_{BT}^r}{\Delta P_{BT}^r} = \frac{+84,155 \text{ МВАр}}{4728,142 \text{ МВт}} = 0,0178$$

Угол φ изменил знак!

$$\varphi_{HH}^{BT} = -6^\circ 32'$$

$$\varphi = 1^\circ 12' \quad \cos \varphi = 0,9998 \quad \sin \varphi = +0,0178$$

$$\varphi_{BH}^{BT} = +1^\circ 12'$$

$$\Delta S_{BT}^r = \frac{\Delta P_{BT}^r}{\cos \varphi} = \frac{4728,142 \text{ МВт}}{0,9998} = 4729,09 \text{ МВА}$$

$$\Delta I_{BT}^r = \frac{\Delta S_{BT}^r}{U^r \cdot \sqrt{3}} = \frac{4729090 \text{ кВА}}{21,92 \text{ кВ} \cdot \sqrt{3}} = 124,563 \text{ кА}$$

$$\Delta I_{aBT}^r = \Delta I_{BT}^r \cdot \cos \varphi = 124,563 \text{ кА} \cdot 0,9998 = 124,54 \text{ кА}$$

$$\Delta I_{LBT}^r = \Delta I_{BT}^r \cdot \sin \varphi = 124,563 \text{ кА} \cdot 0,0178 = 2,22 \text{ кАр}$$

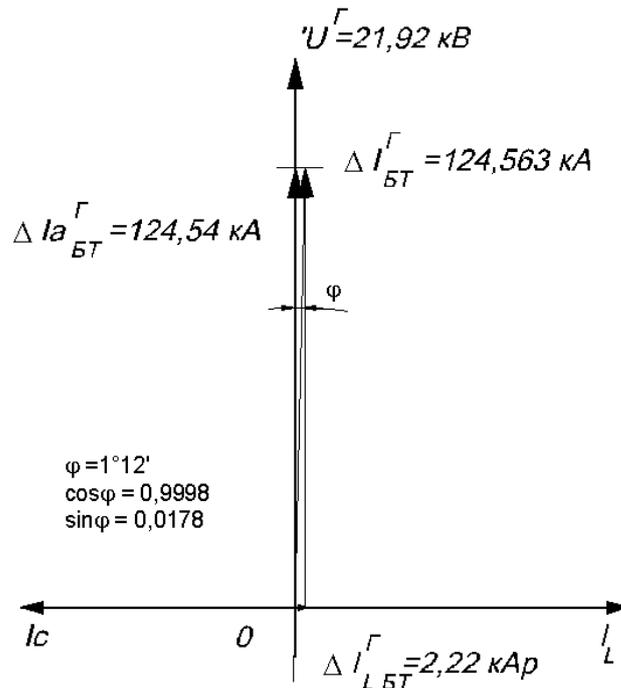


Рисунок 2-11. Векторная диаграмма (б/масштаба) остаточных параметров мощности экв. генератора после отбора СЗМ в 15 фазах БТ

$\Delta S_{\text{БТ}}^{\Gamma} = 4729,09 \text{ МВА}$
$\Delta P_{\text{БТ}}^{\Gamma} = 4728,142 \text{ МВт}$
$\Delta Q_{\text{БТ}}^{\Gamma} = +84,155 \text{ МВАр}$
$\Delta I_{\text{БТ}}^{\Gamma} = 124,563 \text{ кА}$
$\varphi = +1^{\circ}12'$
$\cos \varphi = 0,9998$
$\sin \varphi = +0,0178$

При $U_{\text{ср}}^{5\Gamma} = 21,92 \text{ кВ}$.

в) Определим величину изменения (уменьшения) напряжения на обм. ВН БТ от СЗМ эл. энергии, трансформируемой между обм. НН→ВН, т.е. определим в итоге окончательную величину «генераторного» напряжения обм. ВН БТ, необходимую, как исходное, для расчета напряжения регулирования в группе АТ⁸-ВДТ² ОРУ-750 кВ.

Обратим внимание на особенность этого расчета.

Мощность нагрузки экв. генератора до трансформирования через БТ имеет угол $\varphi = -6^{\circ}32'$, а после трансформирования $\varphi = +1^{\circ}12'$. В этом случае определение относительного снижения напряжения на обм. ВН БТ выполняется в два этапа:

- отдельно вычисляется относительное изменение напряжения $(-)\Delta U_{\text{ВН}}^{\text{БТ}}\%$ при параметрах $\Delta S_{\text{СН}}^{\Gamma} = 4771,37 \text{ МВА}$ и $\varphi = -6^{\circ}32'$;

- и отдельно вычисляется $(+)\Delta U_{\text{ВН}}^{\text{БТ}}\%$ при $\Delta S_{\text{БТ}}^{\Gamma} = 4729,09 \text{ МВА}$ и $\varphi = +1^{\circ}12'$

Затем из большего вычисляется меньшее значение, т.е.

$$(-)\Delta U_{\text{ВН}}^{\text{БТ}} - (+)\Delta U_{\text{ВН}}^{\text{БТ}} = \Delta U_{\text{ВН}}^{\text{БТ}}$$

1-й этап

$$\Delta S_{\text{CH}}^{\Gamma} = 4771,37 \text{ МВА}$$

$$\Delta P_{\text{CH}}^{\Gamma} = 4740,355 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{\text{CH}}^{\Gamma} = -543,445 \text{ МВАр}$$

$$\Delta I_{\text{CH}}^{\Gamma} = 125,68 \text{ кА}$$

$$\varphi = -6^{\circ}32'$$

$$\cos\varphi = 0,9935$$

$$\sin\varphi = -0,1139$$

$$U_{\text{p}} = U_{\text{к}} = e_{\text{к}} = 14\%; \quad P_{\text{к}} = 774 \text{ кВт}$$

$$U_{\text{а}} = \frac{P_{\text{к}} \text{ Вт}}{10 \cdot S_{\text{ф}}^{\text{БТ}} \text{ кВА}} = \frac{774000 \text{ Вт}}{10 \cdot 417000 \text{ кВА}} = 0,1856\%$$

При этом токовая нагрузка в фазе обм. НН_Δ группы БТ будет:

$$\Delta I_{\text{CH ф БТ}}^{\Gamma} = \frac{\Delta I_{\text{CH}}^{\Gamma}}{5_{\text{гр}} \cdot \sqrt{3}} = \frac{125,68 \text{ кА}}{5 \cdot \sqrt{3}} = 14,513 \text{ кА}$$

$$\beta_{\text{НН CH}}^{\text{БТ}} = \frac{\Delta I_{\text{CH ф БТ}}^{\Gamma}}{I_{\text{НН ном БТ}}} = \frac{14,513 \text{ кА}}{17,376 \text{ кА}} = 0,8352; \quad \beta^2 = 0,6976$$

Исходные данные для расчета $\Delta U_{\text{BH}}^{\text{БТ}}$:

$$\begin{array}{l|l|l} \beta = 0,8352 & U_{\text{p}} = 14\% & \cos\varphi = 0,9935 \\ \beta^2 = 0,6976 & U_{\text{а}} = 0,1856\% & \sin\varphi = -0,1139 \end{array}$$

$$\begin{aligned} (-) \Delta U_{\text{BH}}^{\text{БТ}}\% &= \beta(U_{\text{а}} \cdot \cos\varphi + U_{\text{p}} \cdot \sin\varphi) + \frac{\beta^2(U_{\text{p}} \cdot \cos\varphi - U_{\text{а}} \cdot \sin\varphi)^2}{200} = \\ &= 0,8352 \cdot (0,1856 \cdot 0,9935 + 14 \cdot 0,1139) + \frac{0,6976(14 \cdot 0,9935 - 0,1856 \cdot 0,1139)^2}{200} = 2,1592\% \end{aligned}$$

2-й этап

$$\Delta S_{\text{БТ}}^{\Gamma} = 4729,09 \text{ МВА}$$

$$\Delta P_{\text{БТ}}^{\Gamma} = 4728,142 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{\text{БТ}}^{\Gamma} = +84,155 \text{ МВАр}$$

$$\Delta I_{\text{БТ}}^{\Gamma} = 124,563 \text{ кА}$$

$$\varphi = +1^{\circ}12'$$

$$\cos\varphi = 0,9998$$

$$\sin\varphi = 0,0178$$

$$U_{\text{к}} = 14\%; \quad U_{\text{а}} = 0,1856\%$$

$$\Delta I_{\text{НН}}^{\text{БТ}} = \frac{\Delta I_{\text{БТ}}^{\Gamma}}{5 \cdot \sqrt{3}} = \frac{124,563 \text{ кА}}{5 \cdot \sqrt{3}} = 14,3837 \text{ кА}$$

$$\beta_{\text{НН}}^{\text{БТ}} = \frac{\Delta I_{\text{НН}}^{\text{БТ}}}{I_{\text{НН ном}}} = \frac{14,3837 \text{ кА}}{17,376 \text{ кА}} = 0,8278;$$

$$\beta^2 = 0,6852$$

$$(+) \Delta U_{\text{BH}}^{\text{БТ}} = 0,8278(0,1856 \cdot 0,9998 + 14 \cdot 0,0178) + \frac{0,6852 \cdot (14 \cdot 0,9998 - 0,1856 \cdot 0,0178)^2}{200} = 0,7947\%$$

Итоговое относительное изменение $\Delta U_{\text{BH}}^{\text{БТ}}$.

$$\Delta U_{\text{BH}}^{\text{БТ}} = (-) \Delta U_{\text{BH}}^{\text{БТ}} - (+) \Delta U_{\text{BH}}^{\text{БТ}} = 2,1592 - 0,7947 = 1,3645\%$$

Коэффициент трансформации БТ при $U_{\text{нн ф}} = U_{\text{нн л}} = U^{\Gamma} = 21,92 \text{ кВ}$.

$$U_{\text{ф ВН ном}}^{\text{БТ}} = \frac{U_{\text{л ВН ном}}^{\text{БТ}}}{\sqrt{3}} = \frac{787 \text{ кВ}}{\sqrt{3}} = 454,388 \text{ кВ}$$

$$k_{\text{т ф ном}} = \frac{U_{\text{ф ВН ном}}^{\text{БТ}}}{U_{\text{нн ном}}^{\text{БТ}}} = \frac{454,388 \text{ кВ}}{24 \text{ кВ}} = 18,933, \text{ тогда } U_{\text{ф ВН}}^{\text{БТ}} \text{ определится, как:}$$

$$U_{\text{ф ВН}}^{\text{БТ}} = U^{\Gamma} \cdot k_{\text{т}}^{\text{БТ}} = 21,92 \text{ кВ} \cdot 18,933 = 415 \text{ кВ}$$

Определим фактическое «генераторное» напряжение обм. ВН

$${}^{\prime}U_{\text{ф ВН}}^{\text{БТ}} = U_{\text{ф ВН}}^{\text{БТ}} - \left(\frac{U_{\text{ф ВН}}^{\text{БТ}}}{100} \cdot \Delta U_{\text{ВН}}^{\text{БТ}} \% \right) = 415 - \left(\frac{415}{100} \cdot 1,3645 \right) = 415 - 5,663 = 409,34 \text{ кВ}$$

$${}^{\prime}U_{\text{л ВН}}^{\text{БТ}} = {}^{\prime}U_{\text{ф ВН}}^{\text{БТ}} \cdot \sqrt{3} = 409,34 \text{ кВ} \cdot \sqrt{3} = 708,9769 \approx 709 \text{ кВ}$$

$$\boxed{{}^{\prime}U_{\text{ф ВН}}^{\text{БТ}} = 409,34 \text{ кВ}}$$

$$\boxed{{}^{\prime}U_{\text{л ВН}}^{\text{БТ}} = 709 \text{ кВ}}$$

2-6 ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ УЗЛА АТ⁸-ВДТ² НА ПАРАМЕТРЫ НАПРЯЖЕНИЯ ПРИСОЕДИНЕННЫХ К НЕМУ СЕТЕЙ

Регулирование по амплитуде и фазе изменяет величину и угол сети, напряжения обм. ВН, СН АТ, что сказывается на параметрах передаваемой мощности.

В типичной схеме работы нашего узла на положениях ПУ РПН-Т8 или Т4; РПН-П2 (const) это приводит к увеличению примерно на 1% напряжения обмоток ВН, СН ($\approx 7,5; 3,3$ кВ) и мы наблюдаем (регистрируем) это напряжение на обм. ВН, СН АТ, именуемое, как «комплексное» напряжение.

В этом подразделе мы его рассчитаем по схеме узла АТ-ВДТ от «генераторного» расчетного напряжения на вводах ВН БТ.

а) Раскроем параметры режима нагрузки узла АТ⁸-ВДТ², зарегистрированных 07.04.2012г.

$$U_{ВН} = 716 \text{ кВ}; \quad U_{\phi ВН} = 716/\sqrt{3} = 413,3949 \approx 413,4 \text{ кВ}$$

$$I_{ВН х} = 640 \text{ А} = 0,64 \text{ кА};$$

$$P^{АТ} = 800 \text{ МВт}; \quad P_{\phi}^{АТ} = 800/3 = 266,666 \approx 266,67 \text{ МВт}$$

$$Q_c = +20 \text{ МВАр}; \quad Q_{\phi c} = +20/3 = +6,666 \approx 6,67 \text{ МВАр}$$

$$U_{СН} = 351 \text{ кВ}; \quad U_{\phi СН} = 351/\sqrt{3} = 202,6559 \approx 202,66 \text{ кВ}$$

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{Q_c}{P} = \frac{+20 \text{ МВАр}}{800 \text{ МВА}} = 0,025$$

$$\varphi = +1^\circ 26' \quad \cos \varphi = 0,9997 \quad \sin \varphi = +0,025$$

Использование в режиме по току обм. ВН АТ⁸ составило:

$$\beta_{ВН} = \frac{I_{ВН \text{ реж}}}{I_{ВН \text{ ном}}} = \frac{640 \text{ А}}{768 \text{ А}} = 0,8333 \quad ; \quad \beta^2 = 0,6944$$

При этом:

$$\left| \begin{array}{l} e_{к ВН/СН} = U_{р ВН/СН} = 10,5\% \\ e_{к ВН/НН} = U_{р ВН/НН} = 30,5\% \end{array} \right| \quad \left| U_a = \frac{P_k}{10 \cdot S_{НОМ}^T} = \frac{580000 \text{ Вт}}{10 \cdot 333000 \text{ кВА}} = 0,174\% \right.$$

Зарегистрированное в режиме нагрузки комплексное напряжение на обм. ВН АТ⁸ (сш 750 кВ ОРУ, обм. ВН БТ) составляет $U_{ВН \text{ компл.}}^{АТ^8} = 716/\sqrt{3} = 413,4$ кВ.

Расчетное «генераторное» напряжение обм. ВН БТ (сш 750 кВ ОРУ, обм. ВН АТ⁸) составляет $U_{ВН \text{ "ген"}}^{БТ} = 709/\sqrt{3} = 409,353$ кВ.

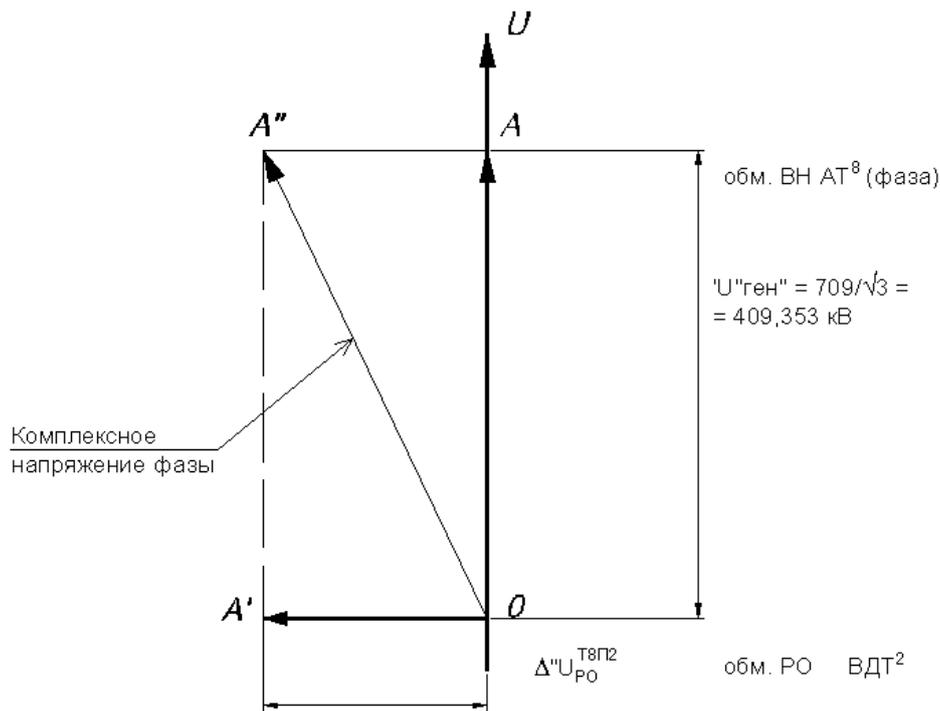


Рисунок 2-12. Поясняющая схема (б/масштаба) основного расчетного $\Delta OAA''$ фазного напряжения обм. ВН АТ⁸ узла АТ⁸-ВДТ²

б) Определим расчетом недостающую величину вектора управления фазой узла $O-A' = A-A''$ и получим расчетом вектор $O-A''$ – комплексное напряжение фазы узла.

Из табл. 1-11(П) (тема 1), на положении ПУ РПН-Т8 при $U_{ном}^{ВН} = 750$ кВ (const) выберем напряжение обм. НН $U_{НН\Delta}^{АТ⁸(750)} = 14,93$ кВ. В этом сочетании напряжений определим коэффициент трансформации

$$k_{ТВН-НН}^{АТ⁸} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН\Delta}} = \frac{750 \text{ кВ}}{14,93 \text{ кВ}} = 50,2344$$

При напряжении $U_{ВН}^{БТ} \text{ "ген"} = 709$ кВ, напряжение на обм. $U_{НН\Delta}^{АТ⁸(709)}$, определенное через коэффициент тр-ии, составит:

$$U_{НН\Delta}^{АТ⁸(709)} = \frac{U_{\text{"ген"}}}{k_T} = \frac{709 \text{ кВ}}{50,2344} = 14,11 \text{ кВ}$$

в) Определим фактическое напряжение обм. $U_{НН\Delta}^{АТ⁸(709)}$, учитывая его понижение из-за потерь мощности режима нагрузки АТ⁸ при трансформировании электроэнергии через канал рассеяния (электромагнитного потока электрической энергии) между обм. ВН→НН АТ⁸ (см. стандартную формулу часть 2-5 в). Исходные данные для расчета:

$\beta = 0,8333$	$U_p \text{ ВН/НН} = 30,5\%$	$\cos\varphi = 0,9997$
$\beta^2 = 0,6944$	$U_a = 0,1742\%$	$\sin\varphi = 0,025$

Расчетом получим величину $\Delta U_{НН\Delta}^{АТ} = 4,1636\%$.

Вычислим фактическую величину напряжения обм. НН_Δ

$$\begin{aligned} 'U_{\text{НН } \Delta} &= U_{\text{НН } \Delta} - \left(\frac{U_{\text{НН } \Delta}}{100} \cdot \Delta U_{\text{НН } \Delta}^{\text{АТ}} \% \right) = 14,11 \text{ кВ} - \left(\frac{14,11 \text{ кВ}}{100} \cdot 4,1636 \right) = \\ &= 14,11 \text{ кВ} - 0,5875 \text{ кВ} = 13,5225 \text{ кВ} \end{aligned}$$

г) Обм. НН_Δ АТ электрически (шинами) соединена с обм. ВО_у ВДТ, тогда напряжение на ней определяется, как

$$'U_{\text{ф}}^{\text{ВО}} = \frac{'U_{\text{НН } \Delta}}{\sqrt{3}} = \frac{13,5225 \text{ кВ}}{\sqrt{3}} = 7,8 \text{ кВ}$$

$$\boxed{'U_{\text{ф}}^{\text{ВО}} = 7,8 \text{ кВ}}$$

д) Для определение фазного напряжения на обм. РО_ф^{П2} ВДТ² определим коэффициент трансформации обм. РО_ф^{П2}/ВО_ф^П при расчетном номинальном напряжении

Из таблицы 1-13(П) (тема 1) $U_{\text{ф ном}}^{\text{ВО } \Pi} = 9,1 \text{ кВ}$

Из таблицы 1-15(П) (тема 1) $U_{\text{ф ном}}^{\text{РО } \Pi 2} = 65 \text{ кВ}$

Между ними коэффициент трансформации будет:

$$k_{\text{Т РО}^{\Pi 2} / \text{ВО}^{\Pi}} = \frac{U_{\text{ф ном}}^{\text{РО } \Pi 2}}{U_{\text{ф ном}}^{\text{ВО } \Pi}} = \frac{65 \text{ кВ}}{9,1 \text{ кВ}} = 7,1429$$

При известном нам фактическом напряжении на обм. ВО^П в режиме нагрузки $'U_{\text{ф}}^{\text{ВО}} = 7,8 \text{ кВ}$, напряжение на обм. РО_ф^{П2} определим по коэффициенту трансформации.

$$'U_{\text{РО } \text{ф}}^{\text{П2}} = 'U_{\text{ф}}^{\text{ВО}} \cdot k_{\text{Т РО}^{\Pi 2} / \text{ВО}^{\Pi}} = 7,8 \text{ кВ} \cdot 7,1429 = 55,715 \text{ кВ}$$

Чтобы получить окончательное фактическое напряжение на обм. РО_ф^{П2}, с учетом потерь мощностей электроэнергии режима нагрузки в канале рассеяния между обм. ВО_ф^П → РО_ф^{П2}, определим относительное снижение напряжения, рассчитав для них $\Delta U_{\text{РО } \text{ф}}^{\text{П2}} \%$ (см. формулу часть 2-5 в).

Исходные данные для расчета:

$$\begin{array}{l|l|l} \beta_{\text{ВН}}^{\text{АТ}} = \beta_{\text{ВО}}^{\Pi} = & U_{\text{р ВО/РО}}^{\Pi 2} = 8,2\% & \cos \varphi = 0,9997 \\ 0,8333 & U_{\text{а}} = 0,2152\% & \sin \varphi = 0,025 \\ \beta^2 = 0,6944 & & \end{array}$$

$$U_{\text{а}} = \frac{P_{\text{к}}^{\Pi} \text{ Вт}}{10 \cdot S_{\text{ф ном}}^{\Pi} \text{ кВА}} = \frac{198000 \text{ Вт}}{10 \cdot 92000 \text{ кВА}} = 0,2152\%$$

Результат расчета $\Delta U_{\text{РО}}^{\text{П2Т8}} = 0,5831\%$

Определим фактическую величину обм. $PO_{\phi}^{\Pi 2}$

$$\begin{aligned} {}''U_{\phi PO}^{\Pi 2} &= U_{\phi PO}^{\Pi 2} - \left(\frac{U_{\phi PO}^{\Pi 2}}{100} \cdot \Delta U_{PO}^{\Pi 2T4} \% \right) = 55,715 \text{ кВ} - \left(\frac{55,715 \text{ кВ}}{100} \cdot 0,5831 \right) = \\ &= 55,715 \text{ кВ} - 0,3249 \text{ кВ} = 55,39 \text{ кВ} \end{aligned}$$

$$\boxed{{}''U_{\phi PO}^{\Pi 2} = 55,39 \text{ кВ}}$$

Это и есть фактическая и окончательная величина напряжения управления по фазе параметрами режима нагрузки узла АТ⁸-ВДТ² при «генераторном» напряжении на стороне ВН БТ (обм. ВН АТ⁸, СШ 750 кВ ОРУ), определенная расчетом.

е) Вычислим комплексное расчетное напряжение на обм. ВН АТ⁸ (обм. ВН БТ, СШ 750 кВ ОРУ) по основному Δ напряжения фазы (см. рис. 2-12)

$${}''U_{\phi BH}^{\Pi 2T8} = \sqrt{({}'U_{\phi \text{ "ген" }})^2 + ({}''U_{\phi PO}^{\Pi 2})^2} = \sqrt{409,353 \text{ кВ}^2 + 55,39 \text{ кВ}^2} = 413,0834 \text{ кВ}$$

$${}''U_{ЛВН}^{\Pi 2T8} = {}''U_{\phi BH}^{\Pi 2T8} \cdot \sqrt{3} = 413,0834 \text{ кВ} \cdot \sqrt{3} = 715,4605 \text{ кВ} \approx 715,46 \text{ кВ}$$

$$\boxed{{}''U_{ЛВН}^{\Pi 2T8} = U_{ВН}^{\text{АТ}^8 \text{П}^2} = 715,46 \text{ кВ}}$$

$$\gamma = \frac{716 \text{ кВ} - 715,46 \text{ кВ}}{716 \text{ кВ}} \cdot 100 = 0,075\%, \text{ т.е. методика расчета достаточно эффективна.}$$

на.

ж) Определим значение остаточной мощности экв. генератора после отбора мощности узлом АТ⁸-ВДТ² на СШ 330 кВ За ТЭС.

$$\Delta P_{\text{АТ}}^{\Gamma} = \Delta P_{\text{БТ}}^{\Gamma} - P_{\text{АТ}}^{\Gamma} = 4728,142 - 800 = 3928,142 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{\text{АТ}}^{\Gamma} = \Delta Q_{\text{БТ}}^{\Gamma} - Q_{\text{АТ}}^{\Gamma} = +84,155 - 20 = +64,155 \text{ МВАр}$$

$$\text{tg } \varphi = \frac{\Delta Q_{\text{АТ}}^{\Gamma}}{\Delta P_{\text{АТ}}^{\Gamma}} = \frac{+64,155 \text{ МВАр}}{3928,142 \text{ МВт}} = 0,0163$$

$$\varphi = +0^{\circ}56' \quad \cos \varphi = 0,9999 \quad \sin \varphi = 0,0163$$

$$\Delta S_{\text{АТ}}^{\Gamma} = \frac{\Delta P_{\text{АТ}}^{\Gamma}}{\cos \varphi} = \frac{3928,142 \text{ МВт}}{0,9999} = 3928,5349 \approx 3928,535 \text{ МВА}$$

$$\Delta I_{\text{АТ}}^{\Gamma} = \frac{\Delta S_{\text{АТ}}^{\Gamma}}{U_{\text{ген}} \cdot \sqrt{3}} = \frac{3928353 \text{ кВА}}{716 \text{ кВ} \cdot \sqrt{3}} = 3167,8872 \text{ А} = 3167,887 \text{ А} = 3,168 \text{ кА}$$

$$\Delta I_{\text{a АТ}}^{\Gamma} = \Delta I_{\text{АТ}}^{\Gamma} \cdot \cos \varphi = 3,168 \text{ кА} \cdot 0,9999 = 3,1675 \text{ кА}$$

$$\Delta I_{\text{L АТ}}^{\Gamma} = \Delta I_{\text{АТ}}^{\Gamma} \cdot \sin \varphi = 3,168 \text{ кА} \cdot 0,0163 = 0,052 \text{ кАр}$$

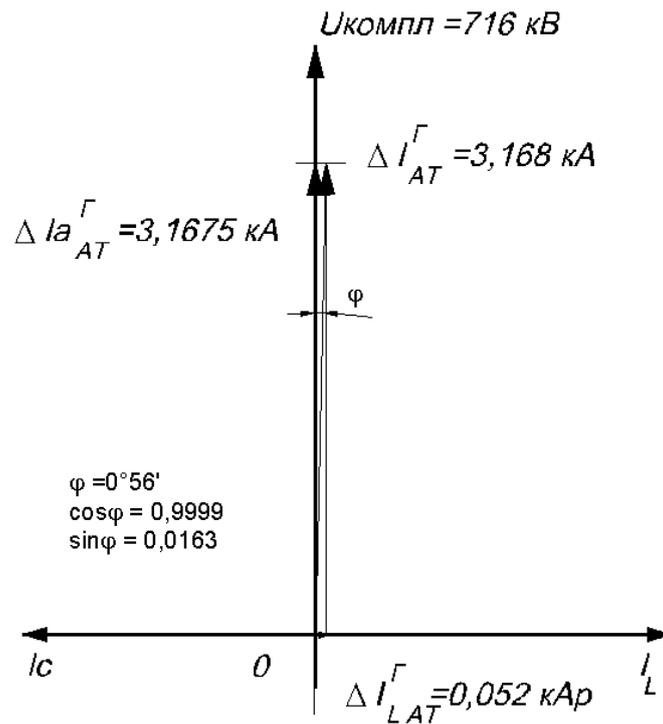


Рисунок 2-13. Векторная диаграмма (б/масштаба) остаточных параметров мощности экв. генератора после отбора мощности нагрузки узла АТ8-ВДТ2 на сш 330 кВ За ТЭС

$\Delta S_{AT}^{\Gamma} = 3928,535 \text{ МВА}$
$\Delta P_{AT}^{\Gamma} = 3928,142 \text{ МВт}$
$\Delta Q_{AT}^{\Gamma} = +64,155 \text{ МВАр}$
$\Delta I_{AT}^{\Gamma} = 3,168 \text{ кА}$
$U_{BH}^{BT} = 709 \text{ кВ}$
$U_{BH}^{AT, \text{компл}} = 716 \text{ кВ}$
$\varphi = +0^{\circ}56'$
$\cos \varphi = 0,9999$
$\sin \varphi = +0,0163$

2-7 РАСЧЕТ СЗМ 9РШ ОРУ-750 КВ ЗАЭС

а) Номинальные паспортные характеристики параметров фазы РШ тип РОДЦ-110000/750/ $\sqrt{3}$ кВ

$$Q_L/S=110000 \text{ кВАр/кВА}^{(*)}$$

$$U = 787/\sqrt{3}=454,4 \text{ кВ}$$

$$I = 242 \text{ А}$$

$$\Delta P_0 = 350 \pm 50 \text{ кВт}$$

схема включения в группе Y^0 .

(*) В связи с тем, что соотношения $Q_L^{РШ} \gg P^{РШ}$ составляет 569 крат, паспортная полная мощность S МВА практически является реактивной мощностью индуктивного вида Q_L МВАр.

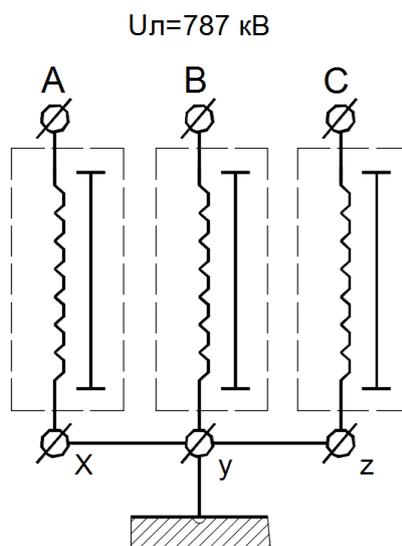


Рисунок 2-14. Схема 3х фазной группы РШ

б) Дополнительные расчетные параметры:

- сопротивление фазы переменному току

$$X_L = Z = \frac{U}{I} = \frac{454,4 \text{ кВ}}{0,242 \text{ кА}} = 1877,68 \approx 1878 \text{ Ом} = 1,878 \text{ кОм}$$

$$X_L = 1,878 \text{ кОм}$$

- индуктивность фазы

$$L = \frac{X_L}{\omega} = \frac{X_L}{2\pi f} = \frac{1878 \text{ Ом}}{6,28 \cdot 50 \text{ с}^{-1}} = 5,98 (\text{Ом} \cdot \text{с}) \approx 6 \text{ Гн (Генри)}$$

$$L = 6 \text{ Гн}$$

в) Пример решения практической повседневной задачи.

Для нашего случая $U_{сш}=716 \text{ кВ}$:

- определим ток фазы

$$I_{\phi L} = \frac{U_{\phi}}{X_L} = \frac{716 \text{ кВ}}{\sqrt{3}} \cdot \frac{1}{1,878 \text{ кОм}} = 220,125 \approx 220 \text{ Ар}$$

- определим мощность фазы

$$Q_{\phi}^{PШ} = I_{\phi L} \cdot U_{\phi} = 0,22 \text{ кА} \cdot \frac{716 \text{ кВ}}{\sqrt{3}} = 90,9469 \approx 90,95 \text{ МВАр}$$

- определим мощность 3х фазной группы в линии:

$$3Q^{PШ} = Q_{\phi} \cdot 3 = I_{\phi} \cdot U_{\phi} \cdot 3 = 0,22 \text{ кА} \cdot 413,4 \text{ кВ} \cdot 3 = 272,844 \text{ МВАр, или}$$

$$3Q^{PШ} = I_{\phi} \cdot U_{л} \cdot \sqrt{3} = 0,22 \text{ кА} \cdot 716 \text{ кВ} \cdot \sqrt{3} = 272,825 \text{ МВАр, или}$$

$$3Q^{PШ} = 3 \cdot 90,95 \text{ МВАр} = 272,85 \text{ МВАр.}$$

Для $9Q^{PШ} = 9 \cdot 90,95 \text{ МВАр} = 818,55 \text{ МВАр.}$

$$\boxed{3Q_L^{PШ} = 272,85 \text{ МВАр}}$$

$$\boxed{9Q_L^{PШ} = 818,55 \text{ МВАр}}$$

г) Коэффициент реактивности $\alpha_{кр}$ фазы РШ и угловой параметр φ при $U_{ном} = 787/\sqrt{3} = 454,4 \text{ кВ.}$

Для силовых трансформаторов $\alpha_{кр}$ определяется отношением $\frac{X_L}{R}$, где активная компонента R полного сопротивления стороны ΔZ определяется расчетом по паспортным данным, см. п. 1-4.5, б) формула 1.

Для фазы РШ, R определяется прямым измерением сопротивления обмотки постоянному току, т.к. параметр R_K в РШ физически отсутствует.

Пример

Последним измерением сопротивления R обмотки фазы «В» РШ типа РОДЦ - 110000/ $\frac{787}{\sqrt{3}}$, ЛЭП-Дн, определено:

$R_1 = 2.94 \text{ Ом}$ при $t_1 = 41^\circ\text{C}$ – фаза выведена в ремонт.

Вычислим сопротивление R_2 при средней температуре обмотки (принимаемой в расчетах для ЭТО под нагрузкой) $t_2 = 75^\circ\text{C}$, по формуле:

$$\frac{R_2}{R_1} = \frac{235 + t_2}{235 + t_1} \quad \text{или} \quad R_2 = 2.94 \cdot \frac{310}{276} = 3,3 \text{ Ом, тогда}$$

$$\alpha_{кр} = \frac{X_L}{R_2} = \frac{1878 \text{ Ом}}{3,3 \text{ Ом}} = 569 \text{ крат}$$

Угол φ фазы по паспортным данным равен:

$$\text{tg } \varphi = \frac{Q_L}{P} = \frac{110000 \text{ кВАр}}{193,3 \text{ кВт}} = 569,$$

где $P = 193,3 \text{ кВт} = I^2 R_2 = (0.242 \text{ кА})^2 \cdot 3,3 \text{ Ом}$

$$\varphi = 89^\circ 56' \sim 90^\circ$$

В нашем случае стороны ΔZ и ΔS численно равны

$$\frac{X_L}{R_2} = \frac{Q_L}{P} = 569$$

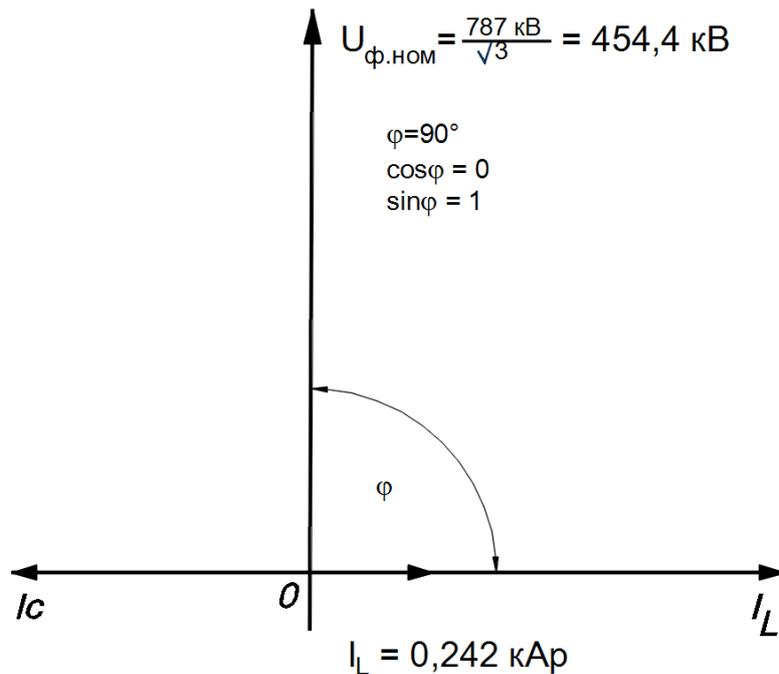


Рисунок 2-15. Векторная диаграмма (б/масштаба) номинальных параметров фазы РШ

д) СЗ активной мощности фазы зависят от величины напряжения подведенного к ней, т.е. $\Delta P = f(U)$.

Приведем активные потери фазы $\Delta P_{ном}$ к фактическому напряжению режима нагрузки при напряжении на СШ $716 \text{ кВ} / \sqrt{3} = 413,4 \text{ кВ}$.

$$\Delta'P = \Delta P_{ном} \cdot \left(\frac{U_{\phi}}{U_{ном \phi}} \right)^2 = 0,35 \text{ МВт} \cdot \left(\frac{413,4}{454,4} \right)^2 = 0,35 \text{ МВт} \cdot 0,8277 = 0,2897 \approx 0,3 \text{ МВт}$$

или суммарное для 9РШ, установленных в схеме ОРУ-750 кВ

$$9\Delta'P^{PШ} = 9 \cdot 0,3 \text{ МВт} = 2,7 \text{ МВт}$$

$$\boxed{9\Delta'P^{PШ} = 2,7 \text{ МВт}}$$

е) учет отбора СЗМ 9РШ из эквивалентной мощности генератора после отбора мощности узлом АТ⁸-ВДТ²

$$\Delta P_{PШ}^{\Gamma} = \Delta P_{АТ}^{\Gamma} - 9\Delta'P^{PШ} = 3928,142 - 2,7 = 3925,442 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{PШ}^{\Gamma} = \Delta Q_{АТ}^{\Gamma} - 9Q^{PШ} = +64,155 + 818,55 = +882,705 \text{ МВАp}$$

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\Delta Q_{PШ}^{\Gamma}}{\Delta P_{PШ}^{\Gamma}} = \frac{+882,705 \text{ МВАp}}{3925,442 \text{ МВт}} = 0,2249$$

$$\varphi = +12^\circ 41' \quad \cos \varphi = 0,9756 \quad \sin \varphi = 0,2194$$

$$\Delta S_{PШ}^{\Gamma} = \frac{\Delta P_{PШ}^{\Gamma}}{\cos \varphi} = \frac{3925,442 \text{ МВт}}{0,9756} = 4023,6183 \approx 4023,62 \text{ МВА}$$

$$\Delta I_{PШ}^{\Gamma} = \frac{\Delta S_{PШ}^{\Gamma}}{u_{CШ} \cdot \sqrt{3}} = \frac{4023620 \text{ кВА}}{716 \text{ кВ} \cdot \sqrt{3}} = 3244,5618 \text{ А} \approx 3,244 \text{ кА}$$

$$\Delta I_{a PШ}^{\Gamma} = \Delta I_{PШ}^{\Gamma} \cdot \cos \varphi = 3,244 \text{ кА} \cdot 0,9756 = 3,1648 \text{ кА}$$

$$\Delta I_{L PШ}^{\Gamma} = \Delta I_{PШ}^{\Gamma} \cdot \sin \varphi = 3,244 \text{ кА} \cdot 0,2194 = 0,71 \text{ кАр}$$

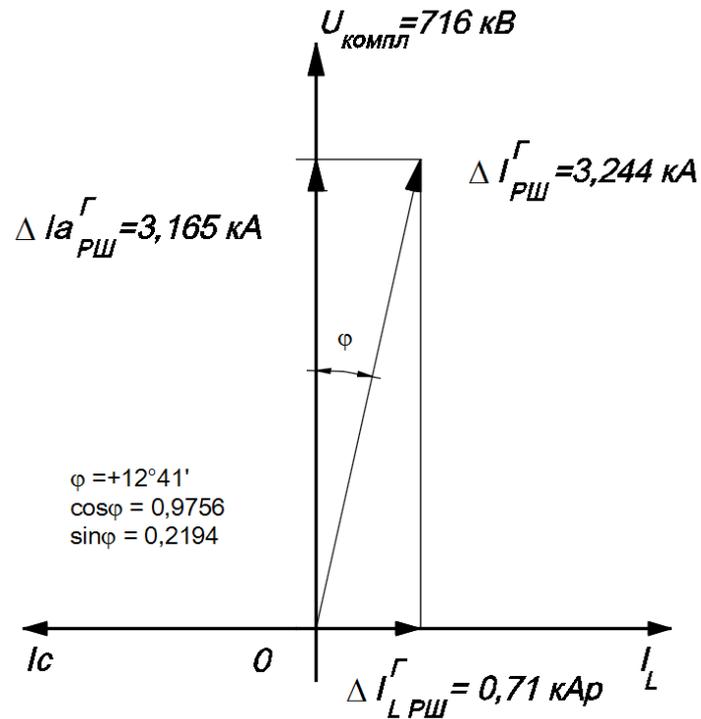


Рисунок 2-16. Векторная диаграмма (б/масштаба) остаточных параметров мощности экв. генератора после отбора мощности всеми аппаратами СН ЗАЭС

$\Delta S_{PШ}^{\Gamma} = 4023,62 \text{ МВА}$	$U_{\text{компл}} = 716 \text{ кВ}$
$\Delta P_{PШ}^{\Gamma} = 3925,442 \text{ МВт}$	$\varphi = +12^{\circ}41'$
$\Delta Q_{PШ}^{\Gamma} = +882,705 \text{ МВАр}$	$\cos \varphi = 0,9756$
$\Delta I_{PШ}^{\Gamma} = 3,244 \text{ кА}$	$\sin \varphi = -0,2194$

2-8 ОЦЕНОЧНЫЙ РАСЧЕТ ВИДОВ МОЩНОСТИ В ГЕНЕРАТОРНОМ ТОКОПРОВОДЕ (ТКП)

После окончания работы и ее распечатки, возникла необходимость оценить эквивалентные СЗМ в генераторных токопроводах 5Г, для уточнения величины небаланса расчетных и измеренных параметров нашего режима (темы 2 и 3).

Генераторный токопровод.

Тип Т Э К Н П-24/30000-560У1

	токопровод
	экранированный
	комплектный
	непрерывный экран
	продуваемый
	$U_{\text{ном}} = 24 \text{ кВ}$
	$I_{\text{ном}} = 30000 \text{ А}$
	ударный ток КЗ 560 кА
	климатическое исполнение (умеренный климат)
	категория размещения (наружная установка)

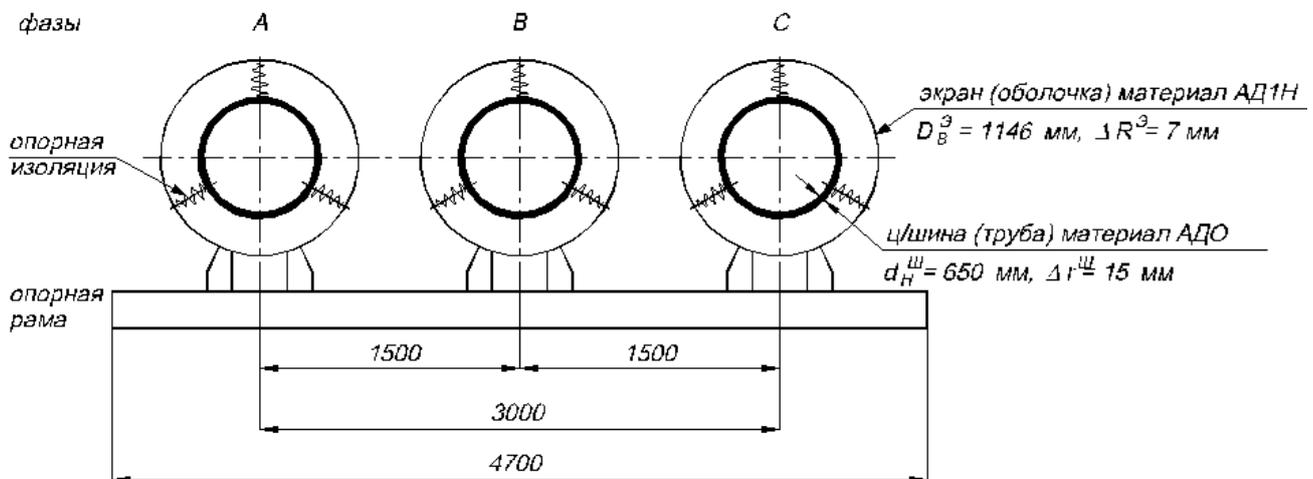


Рисунок 2-17. Схема разреза токопровода (в масштабе 1:40)

а) Паспортные данные на ТКП:

- наружный диаметр шины $d_H^{\text{ш}} = 650 \text{ мм}$, толщина стенки $\Delta r^{\text{ш}} = 15 \text{ мм}$;
- сечение шины $S^{\text{ш}} = 30000 \text{ мм}^2 = 0,03 \text{ м}^2$ (т.е. паспортная плотность тока при $I_H^{\text{ш}} = 30000 \text{ А}$, $\Delta I^{\text{ш}} = 1 \text{ А/мм}^2$);
- активное сопротивление 1 м шины $R_{\text{ш}} = 1,41 \cdot 10^{-6} \text{ Ом/м}$, $t = 20^\circ \text{C}$;
- оценочная длина средней фазы «В» токопровода $l_{\text{ф}}^{\text{ТКП}} = 120 \text{ м}$;
- фазный ток экв. режима нагрузки 5Г $I^{5\Gamma} = 131,62 \text{ кА}$, см. п.2-3 г);
- фазный ток 1Г $I^{1\Gamma} = 131,62 \text{ кА}/5 = 26,324 \text{ кА}$;
- индуктивное сопротивление 1 м токопровода $X_L^{\text{ТКП}} = 30 \cdot 10^{-6} \text{ Ом/м}$;
- ёмкость $C = 96 \text{ пФ/м}$ на 1 м токопровода;

- внутренний диаметр экрана (оболочки) $D_B^{\text{Э}}=1146$ мм, толщина стенки $\Delta R^{\text{Э}}=7$ мм;
- теплоъем водяного/группового (один на 3 фазы) теплообменника (ТО), отводящего в окружающую среду потери СЗМ, $P_{3\text{ф}}^{\text{ТО}}=184\div 267$ кВт (здесь учитывается возможный разброс параметров (t^0) воды и воздуха, циркулирующего через ТО в разные периоды).

б) Исходные данные для расчета

Выполним расчет, поясняющий процесс преобразования энергии ЭМП «полного тока» шины в энергию необратимых активных потерь в экране ТКП на длине 1 м.

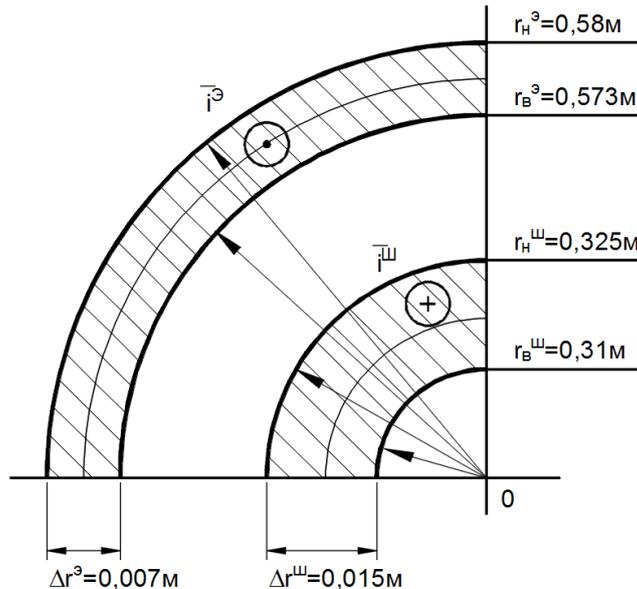


Рисунок 2-18. Схема ¼ радиального сечения ТКП (без масштаба)

Технические параметры:

$$i_{\Phi}^{\Gamma} = i_{\Phi}^{\text{Ш}} = 26324 \text{ |А|}; \quad f = 50 \text{ |Гц| или } \left| \frac{1}{\text{с}} \right|;$$

$$\ell_{1\Phi}^{\text{ТКП}} = 120 \text{ |м| - уточненный размер};$$

$\mu=1$ относительная магнитная проницаемость для воздуха и алюминия (парамагнетики);

$$\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7} \left| \frac{\text{Гн}}{\text{м}} \right| \text{ или } \left| \frac{\text{Ом} \cdot \text{с}}{\text{м}} \right| - \text{магнитная постоянная};$$

$$\mu_a = \mu \cdot \mu_0 - \text{абсолютная магнитная проницаемость};$$

$$S_{\text{ос}}^{\text{Э}} = 70 \text{ |см}^2 \text{|} = 7 \cdot 10^{-3} \text{ |м}^2 \text{|};$$

$$S_{\text{рад}}^{\text{Э}} = 25343 \text{ |мм}^2 \text{|} = 25,343 \cdot 10^{-3} \text{ |м}^2 \text{|};$$

$$S_{\text{рад}}^{\text{Ш}} = 30000 \text{ |мм}^2 \text{|} = 3 \cdot 10^{-2} \text{ |м}^2 \text{|};$$

$$R^{\text{Ш}} = 1,41 \cdot 10^{-6} \left| \frac{\text{Ом}}{\text{м}} \right|. \text{ При условии, что } \rho^{\text{Э}} = \rho^{\text{Ш}} = R^{\text{Э}} S^{\text{Э}} = R^{\text{Ш}} S^{\text{Ш}};$$

$$R^{\text{Э}} = R^{\text{Ш}} \cdot \frac{S^{\text{Ш}}}{S^{\text{Э}}} = 1,41 \cdot 10^{-6} \left| \frac{\text{Ом}}{\text{м}} \right| \cdot \frac{30000 \text{ (мм}^2 \text{)}}{25343 \text{ (мм}^2 \text{)}} = 1,6691 \approx 1,67 \cdot 10^{-6} \left| \frac{\text{Ом}}{\text{м}} \right|.$$

2-8.1 Анализ электромагнитных процессов в ТКП, при отборе активных потерь мощности экраном

2-8.1.1 Расчет напряженности H^{\ominus} МП ЭМП в осевом сечении экрана $S_{ос}^{\ominus}$ на длине 1 м.

Протяженный ТКП коаксиальной конструкции, с замкнутым непрерывным экраном и центральной поллой шиной, можно рассматривать как воздушный трансформатор или как ЛЭП.

Рассмотрим его как воздушный трансформатор.

Однонаправленный мгновенный вектор тока шины $\vec{i}^{\text{ш}}$, проходящий, через перпендикулярную току шины, условную поверхность замкнутого контура экрана, создает в замкнутом контуре экрана намагничивающую силу $\vec{H} \cdot 2\pi \cdot r$ - закон полного тока.

Это известное электромагнитное явление трактуется 1-м уравнением Максвелла, как:

$$\text{rot} \vec{H} = \frac{\partial \vec{D}}{\partial t},$$

где \vec{D} - вектор тока смещения в диэлектрике или \vec{i} - вектор тока в проводнике.

Направление вектора $\vec{H} \cdot 2\pi \cdot r$ в экране правостороннее.

Во внутренней полости центральной шины ТКП напряженность МП ЭМП $\vec{H} = 0$.

Для выполнения расчета передачи энергии МП ЭМП «полного тока» $\vec{i}^{\text{ш}}$ между коаксиальными сопряженными поверхностями цилиндров, используем исходную формулу ф.(1) расчета \vec{H} МП ЭМП при передаче энергии линейного проводника в охватывающий его замкнутый токопроводящий виток ($r_{\text{вит.}} \gg r_{\text{провод}}$).

$$\vec{H} = \frac{\vec{i}_{\text{провод}}}{2\pi \cdot r_{\text{вит.}}} \quad (1)$$

С целью обеспечения возможности выполнения расчета \vec{H} МП ЭМП при передаче энергии МП ЭМП «полного тока» шины в экран ТКП нашей конструкции ($r_{\text{в}}^{\ominus} > r_{\text{н}}^{\text{ш}}$), введем в формулу (1) поправочный коэффициент K^{\ominus} :

$$K^{\ominus} = \frac{\pi \cdot r_{\text{в}}^{\ominus 2} \times \ell^{\ominus}}{\pi \cdot r_{\text{н}}^{\text{ш} 2} \times \ell^{\text{ш}}} = \frac{r_{\text{в}}^{\ominus 2}}{r_{\text{н}}^{\text{ш} 2}} = \frac{0,57(\text{м})^2}{0,325(\text{м})^2} = \frac{0,3249}{0,1056} = 3,0767 = 307,67 \cdot 10^{-2} \quad (2)$$

$$\boxed{K^{\ominus} = 307,67 \cdot 10^{-2}}$$

Коэффициент K^{\ominus} в геометрической форме соотносит поглощающую (экран) и излучающую (шина) сопряженные поверхности, энергии МП ЭМП, заключенной в объеме пространства равного разности объемов прямых круговых коаксиальных цилиндров, тогда формула (1) примет вид:

$$H^{\ominus} = \frac{i^{\text{ш}} \cdot K^{\ominus}}{2\pi \cdot r_{\text{в}}^{\ominus}} \quad (3)$$

или

$$H^{\ominus} = \frac{\bar{i}^{\Psi}|A| \cdot K^{\ominus}}{2\pi \cdot r_b^{\ominus}|M|} = \frac{26,324 \cdot 10^3 \cdot 307,67 \cdot 10^{-2}}{6,28 \cdot 0,57} = 22,6257 \cdot 10^3 \left| \frac{A}{M} \right|$$

$$H^{\ominus} = 22,6257 \cdot 10^3 \left| \frac{A}{M} \right|$$

2-8.1.2 Расчет магнитной индукции B^{\ominus} МП ЭМП в осевом сечении экрана S_{oc}^{\ominus} на длине 1м

Т.к $\mu=1$,

$$\begin{aligned} B^{\ominus} &= \mu_a \cdot H^{\ominus} = \mu \cdot \mu_0 \cdot H^{\ominus} = \mu_0 \cdot H^{\ominus} = 4\pi \cdot 10^{-7} \left| \frac{Om \cdot c}{M} \right| \cdot H^{\ominus} \left| \frac{A}{M} \right| = \\ &= 12,56 \cdot 10^{-7} \cdot 22,6257 \cdot 10^3 = 284,1788 \cdot 10^{-4} = 28,418 \cdot 10^{-3} \left| \frac{B \cdot c}{M^2} \right|, \end{aligned} \quad (4)$$

где (в) – обозначение напряжения (вольт).

$$B^{\ominus} = 28,418 \cdot 10^{-3} \left| \frac{B \cdot c}{M^2} \right|$$

2-8.1.3 Расчет напряжения U^{\ominus} ЭП ЭМП в осевом сечении экрана S_{oc}^{\ominus} на длине 1м

Рассматриваем экран как один замкнутый токопроводящий протяженный виток ($W=1$) с осевым сечением S_{oc}^{\ominus} на длине 1м, через которое проходит поток Φ_M МП ЭМП с индукцией (плотность потока) B^{\ominus} .

По формуле (5), используемой для определения напряжения витков обмотки любого трансформатора (с или без магнитной системы), вычислим напряжение U^{\ominus} в осевом сечении экрана S_{oc}^{\ominus} по его периметру.

$$U^{\ominus} = 4,44 \cdot f \cdot W \cdot \Phi_M, \text{ но } \Phi_M = B \cdot S, \text{ тогда } U^{\ominus} = 4,44 \cdot f \cdot W \cdot B \cdot S \quad (5)$$

$$\begin{aligned} U^{\ominus} &= 4,44 \times 50 \left| \frac{1}{c} \right| \times W \times B^{\ominus} \left| \frac{B \cdot c}{M^2} \right| \times S_{oc}^{\ominus} \left| M^2 \right| = 4,44 \times 50 \times 1 \times 28,418 \cdot 10^{-3} \times 7 \cdot 10^{-3} = \\ &= 44161572 \cdot 10^{-6} \left| \frac{B}{M} \right| \end{aligned}$$

$$U^{\ominus} = 44161572 \cdot 10^{-6} \left| \frac{B}{M} \right|$$

Направление мгновенного вектора напряженности э.д.с. \bar{E}^{\ominus} ЭП ЭМП (мгновенного вектора напряжения \bar{U}^{\ominus}) в витке (по периметру S_{oc}^{\ominus}), определяется по 2-му уравнению Максвелла:

$$\text{rot } \bar{E}^{\ominus} = -\frac{\partial \bar{B}}{\partial t},$$

т.е. мгновенный вектор \bar{U}^{\ominus} имеет левостороннее вращение вокруг потока МП ЭМП, в осевом сечении S_{oc}^{\ominus} экрана, и противоположное направлению фазному вектору \bar{U}^{Ψ} и \bar{i}^{Ψ} шины.

2-8.1.4 Оценочный расчет активного сопротивления экрана R^{\ominus} , шины $R^{\text{ш}}$ и контурного тока экрана i^{\ominus} на длине 1 м в нагрузочном режиме ТКП ($i_{\text{нр}}^{\text{ш}} = 26\,324 \text{ A}$)

В нашем случае вектор мгновенного тока экрана \vec{i}^{\ominus} имеет в осевом сечении экрана $S_{\text{ос}}^{\ominus}$ одно направление, т.к. конструктивно опоры ТКП, размещенные в нижней части экрана и соединенные без эл. изоляции с опорными металлоконструкциями, изделиями ЖБК и т.п. – заземлены.

Через эти точки, однонаправленный мгновенный вектор тока экрана \vec{i}^{\ominus} растекается произвольными потоками в «земле» и замыкается в обратном полувитке в экран из-за образовавшейся между опорами экрана разности потенциалов ΔE^{\ominus} (напряжения ΔU^{\ominus}).

Фазу экрана ТКП, на длине 120 м, можно рассматривать как последовательную неразрывную цепь – участков ТКП – с примерно равными по длине расстояниями между опорами экрана. Это 27 участков длиной по $\sim 4,5$ м.

Т.к. мгновенный вектор тока экрана \vec{i}^{\ominus} на всех участках имеет одно направление, через начальную и конечную опору каждого участка экрана проходит встречный контурный ток $i^{\ominus+3}$ (экран+земля) сопряженных в последовательной цепи участков.

Небаланс токов в опоре экрана может определяться различной проводимостью межопорной среды (земля) по длине прохождения ТКП.

Примечание

1. В случае изоляции всей конструкции фазы ТКП от заземленных элементов и на торцах фазы, в точках присоединения с ЭТО (Г, БТ, охладители и др.), наведенный ток в экране замыкается в автономном, собственном контуре осевого направления по внутреннему и внешнему слою в толщине оболочки экрана.

2. При необходимости, для ограничения тока в изолированном от земли экране фазы ТКП, его торцевые фланцы соединяют с «землей» через токоограничивающий реактор.

2-8.1.4.1 Оценочный расчет тока $i_{50}^{\ominus+3}$ в конструктивно сформированном контуре «экран+земля» в нагрузочном режиме ТКП ($i_{\text{нр}}^{\text{ш}} = 26\,324 \text{ A}$).

Известна расчетная величина активного сопротивления 1 м длины осевого размера экрана при стандартной температуре $t_{20}^{\ominus} = 20^{\circ}\text{C}$, равная $R_{20}^{\ominus} = 1,67 \cdot 10^{-6} \text{ Ом/м}$.

Необходимо определить суммарное активное сопротивление контура $R_{\text{нр}}^{\ominus+3}$ при нагреве экрана активными потерями, в нагрузочном режиме ТКП, пропорциональными нагрузочному режиму тока $(i_{\text{нр}}^{\text{ш}})^2$ шины.

Без дополнительных опытных данных, используемых при проектировании и изготовлении ТКП, выполнить этот расчет, с приемлемой точностью, сложно.

От обоснованной расчетной величины активного сопротивления $R_{\text{нр}}^{\ominus+3}$ в нагрузочном режиме в значительной мере зависит расчетная величина тока в экране $i^{\ominus+3}$ и активных потерь P^{\ominus} .

Оценочный расчет

При номинальном охлаждении и токе шины $i_{\text{ном}}^{\text{ш}} = 30\,000 \text{ A}$, средняя температура фазы экрана не должна превышать $t_{50}^{\ominus} = 50^{\circ}\text{C}$.

По известной формуле, приведем активное сопротивление экрана к температуре $t_{50}^{\ominus} = 50^{\circ}\text{C}$:

$$R_{50}^{\ominus} = R_{20}^{\ominus} \times \frac{235 + 50}{235 + 20}, \quad (6)$$

а умножив левую и правую части этого уравнения на ток $(i_{\text{НОМ.}}^{\text{ш}})^2$, получим условный баланс активной мощности при номинальной токовой нагрузке $i_{\text{НОМ.}}^{\text{ш}} = 30\,000 \text{ А}$.

$$R_{50}^{\ominus} \times (i_{\text{НОМ.}}^{\text{ш}})^2 = \left(R_{20}^{\ominus} \times \frac{235 + 50}{235 + 20} \right) \times (i_{\text{НОМ.}}^{\text{ш}})^2$$

Примем в правой части уравнения ток шины равным току нагрузочного режима $i_{\text{НР}}^{\text{ш}} = 26\,324 \text{ А}$.

$$R_{50}^{\ominus} \times (i_{\text{НОМ.}}^{\text{ш}})^2 = \left(R_{20}^{\ominus} \times \frac{235 + 50}{235 + 20} \right) \times (i_{\text{НР}}^{\text{ш}})^2$$

Из этой формулы определим активное сопротивление $'R_{50}^{\ominus}$ при нагрузочном токе $i_{\text{НР}}^{\text{ш}}$ и номинальном охлаждении ТКП.

$$'R_{50}^{\ominus} = \left(R_{20}^{\ominus} \times \frac{235 + 50}{235 + 20} \right) \times \left| \frac{26324}{30000} \right|^2 = 1,67 \cdot 10^{-6} \left| \frac{\text{Ом}}{\text{М}} \right| \times 1,1176 \times 0,77 = 1,437 \cdot 10^{-6} \left| \frac{\text{Ом}}{\text{М}} \right|$$

$$\boxed{'R_{50}^{\ominus} = 1,437 \cdot 10^{-6} \left| \frac{\text{Ом}}{\text{М}} \right|}$$

Условное активное сопротивление внешней цепи $'R^3$, контурного тока экрана $i^{\ominus+3}$ на длине 1 м, между заземленными опорами оболочки экрана ТКП может находиться в пределах $'R_{50}^3 = (0 \div 1) \times 'R_{50}^{\ominus}$.

Примем в нашем случае, как возможное вероятное, среднее значение $'R_{50}^3 = 0,5 \times 'R_{50}^{\ominus}$, т.е.:

$$'R_{50}^{\ominus+3} = 1,5 \times 'R_{50}^{\ominus} = 1,5 \times 1,437 \cdot 10^{-6} \left| \frac{\text{Ом}}{\text{М}} \right| = 2,1555 \times 10^{-6} \approx 2,156 \cdot 10^{-6} \left| \frac{\text{Ом}}{\text{М}} \right| \quad (7)$$

$$\boxed{'R_{50}^{\ominus+3} = 2,156 \cdot 10^{-6} \left| \frac{\text{Ом}}{\text{М}} \right|}$$

Вычислим ток $'i_{50}^{\ominus+3}$ в конструктивно сформированном контуре «экран+земля» в нагрузочном режиме ТКП $i_{\text{НР}}^{\text{ш}} = 26\,324 \text{ А}$.

$$'i_{50}^{\ominus+3} = \frac{U^{\ominus} \left| \frac{\text{В}}{\text{М}} \right|}{'R_{50}^{\ominus+3} \left| \frac{\text{Ом}}{\text{М}} \right|} = \frac{44161,572 \cdot 10^{-6}}{2,156 \cdot 10^{-6}} = 20483 \text{ А} \quad (8)$$

$$\boxed{'i_{50}^{\ominus+3} = 20483 \text{ А}}$$

2-8.1.4.2 Расчет активного сопротивления шины $R^{\text{ш}}$ в нагрузочном режиме $i_{\text{НР}}^{\text{ш}} = 26324 \text{ А}$ и номинальном охлаждении ТКП.

Известно паспортное активное сопротивление шины на длине 1 м $R_{20}^{\text{ш}} = 1,41 \cdot 10^{-6} \left| \frac{\text{Ом}}{\text{М}} \right|$ при стандартном температуре $t_{20}^{\text{ш}} = 20^{\circ}\text{C}$.

Нормированная температура шины при номинальном токе $i_{\text{НОМ.}}^{\text{ш}} = 30\,000 \text{ А}$ и охла-

ждении не должна превышать $t_{100}^{\text{ш}} = 100^{\circ}\text{C}$.

Как и в предыдущем случае с экраном, вычислим активное сопротивление $R_{100}^{\text{ш}}$ в нагрузочном режиме при токе в шине $i_{\text{нр}}^{\text{ш}} = 26324 \text{ |A|}$.

$$\begin{aligned} R_{100}^{\text{ш}} &= R_{20}^{\text{ш}} \times \frac{235 + 100}{235 + 20} \times \left| \frac{26324}{30000} \right|^2 = 1,41 \cdot 10^{-6} \left| \frac{\text{Ом}}{\text{м}} \right| \times 1,3137 \times 0,77 = \\ &= 1,4263 \cdot 10^{-6} \left| \frac{\text{Ом}}{\text{м}} \right| \end{aligned}$$

$$R_{100}^{\text{ш}} = 1,4263 \cdot 10^{-6} \left| \frac{\text{Ом}}{\text{м}} \right|$$

2-8.1.5 Оценочный расчет потерь активной мощности в ТКП в нагрузочном режиме.

Исходные данные:

Протяженность ТКП $l \text{ |м|}$:

Фазы «В» блока = 120;

3 фазы (блок)=360;

15 фаз (5 блоков)=1800.

Для экрана ТКП:

– величина тока в нагрузочном режиме $i_{\text{нр}}^{\text{э}} = 20483 \text{ |A|}$;

– величина активного сопротивления конструктивно сформированного контура

$$R_{50}^{\text{э+3}} = 2,156 \cdot 10^{-6} \left| \frac{\text{Ом}}{\text{м}} \right|.$$

Для центральной шины ТКП:

– величина тока в нагрузочном режиме $i_{\text{нр}}^{\text{ш}} = 26324 \text{ |A|}$;

– величина активного сопротивления $R_{100}^{\text{ш}} = 1,4263 \cdot 10^{-6} \left| \frac{\text{Ом}}{\text{м}} \right|$.

Расчетная формула:

$$P = i^2 \cdot R_t \quad (9)$$

Результаты расчетов сведены в таблицу 2-8.1.

Таблица 2-8.1

	кВт			МВт
	1 м	120 м	360 м	1800 м
экран	0,905	108,6	325,8	1,629
шина	0,988	118,56	355,68	1,7784
сумма	1,893	227,16	681,48	3,4074

2-8.1.6 Оценка охлаждения ТКП блока системой водяных теплообменников (ТО) продуваемого воздуха

Полный теплосъем 3-х фазного группового охладителя ТКП составляет по заводским данным (паспорту) в среднем:

$$\Delta P_{3\phi}^{TO} = \frac{184 + 267}{2} = 225,5 \text{ кВт} \quad (\pm 18,4\%)$$

В заводской документации отсутствуют паспортные данные теплосъема дополнительного одиночного водяного охладителя, установленного перед генераторным выключателем КАГ-24, на фазе «В» ТКП (по ходу продувки нагретого воздуха).

Оценим его теплосъем как 1/3 от средней охлаждающей мощности $\Delta P_{3\phi}^{TO}$, тогда мощность дополнительного охладителя, составит:

$$\Delta P_{1\phi}^{TO} = \frac{\Delta P_{3\phi}^{TO}}{3} = \frac{225,5 \text{ кВт}}{3} \approx 75 \text{ кВт} .$$

При этом условная суммарная охлаждающая мощность теплообменников ТКП на блок составит:

$$\Delta P^{\Sigma TO} = \Delta P_{3\phi}^{TO} + \Delta P_{1\phi}^{TO} = 225,5 + 75 \approx 300 \text{ кВт}$$

Это оценочная величина установленной суммарной мощности теплосъема обеспечивает эксплуатацию токоведущих частей ТКП (экран, шина, КАГ-24 кВ) на допустимом нормированном температурном уровне.

По приближенной оценке, она составляет 1/3 часть теплоотвода выделяемых активных потерь ТКП блока при номинальной нагрузке центральной шины током $i_H^w = 30 \text{ кА}$.

$$P_{3\phi i_H^w}^{TKP} = P_{3\phi i_{нр}^w}^{TKP} \text{ кВт} \times \left| \frac{i_H^w \text{ А}}{i_{нр}^w \text{ А}} \right|^2 = 681,48 \times \left| \frac{30000}{26324} \right|^2 = 885,1 \text{ кВт}, \quad (10)$$

тогда

$$\beta = \frac{\Delta P^{\Sigma TO} \text{ кВт}}{P_{3\phi i_H^w}^{TKP} \text{ кВт}} = \frac{300}{885,1} = 0,3389, \text{ т.е. } \sim 1/3 (0,3333)$$

2-8.2 Расчет емкостного тока «шина-экран /земля/» i_C^w по методике расчета для ЛЭП

Исходные данные:

$U_{\phi}^{TKP} = 12,656 \text{ кВ}$ - напряжение фазы ТКП в режиме нагрузки.

$$f = 50 \text{ Гц} \text{ или } \left| \frac{1}{\text{с}} \right| .$$

$$\ell_{1\phi}^{TKP} = 120 \text{ м}; \ell_{3\phi}^{TKP} = 360 \text{ м}; \ell_{15\phi}^{TKP} = 1800 \text{ м} .$$

$C_{1\text{м}}^{TKP} = 96 \text{ пФ/м}$ - емкость фазы ТКП на длине 1 м.

2-8.2.1 Расчет емкостной проводимости на длине 1 м ТКП

$$\begin{aligned} \epsilon_{C1M}^{TKП} &= \omega C = 2\pi f \cdot C_{1M}^{TKП} = 314 \left| \frac{1}{C} \right| \cdot 96 \cdot 10^{-12} \left| \frac{\Phi}{M} \right| = 30144 \cdot 10^{-12} = \\ &= 3,0144 \cdot 10^{-8} \text{ |сим/м|} \end{aligned} \quad (1)$$

$$\boxed{\epsilon_{C1M}^{TKП} = 3,0144 \cdot 10^{-8} \text{ |сим/м|}}$$

2-8.2.2 Расчет р.м.в. $Q_{C1M}^{TKП}$ ТКП на длине 1 м

$$\begin{aligned} Q_{C1M}^{TKП} &= (U_{\Phi}^{TKП} |B|)^2 \times \epsilon_{C1M}^{TKП} \text{ |сим/м|} = (1,2656 \cdot 10^4)^2 \times 3,0144 \cdot 10^{-8} = \\ &= 4,8283 \approx 4,83 \text{ |ВАр/м|} \end{aligned} \quad (2)$$

$$\boxed{Q_{C1M}^{TKП} = 4,83 \text{ |ВАр/м|}}$$

2-8.2.3 Расчет ёмкостного тока утечки «шина-экран (земля)» $i_{C1M}^{ш}$ на длине 1 м ТКП

$$i_{C1M}^{ш} = \frac{Q_{C1M}^{TKП} \text{ |ВАр/м|}}{U_{\Phi}^{TKП} |B|} = \frac{4,83}{1,2656 \cdot 10^4} = 3,816 \cdot 10^{-4} \text{ |Ар/м|} \approx 382 \text{ |мкАр/м|} \quad (3)$$

$$\boxed{i_{C1M}^{ш} = 3,816 \cdot 10^{-4} \text{ |Ар/м|}}$$

Расчеты тока $i_{C1M}^{ш}$ и р.м.в. $Q_C^{TKП}$ по длине фаз ТКП сведем в таблицу 2-8.2.

Таблица 2-8.2

	1 м	1ф	3ф	15ф
$Q_C^{TKП} \text{ кВАр }$	$4,83 \cdot 10^{-3}$	0,58	1,74	8,7
$i_C^{ш} \text{ Ар }$	$3,816 \cdot 10^{-4}$	$4,58 \cdot 10^{-2}$	$1,376 \cdot 10^{-1}$	$6,87 \cdot 10^{-1}$

Как видно из сводного расчета, р.м.в. $Q_C^{TKП} = 8,7 \text{ |кВАр|}$ не составляет большой величины в нагрузке р.м.в. $Q_C^{5Г} = 753 \text{ |МВАр|}$, см.табл.2-2.

$$\gamma = 0,001\%$$

2-8.2.4 Расчет величины тока утечки $i_{C1M}^{TKП}$ на длине 1 м ТКП (трансформатор)

Последующие пересчеты тока и р.м.в. $Q_C^{TKП}$ можно выполнить по другой методике, рассматривая ТКП как трансформатор.

Предварительно выполним расчет величины емкостного сопротивления $X_{C1M}^{TKП}$:

$$X_{C1M}^{TKП} = \frac{1}{\epsilon_{C1M}^{TKП} \text{ |сим/м|}} = \frac{1}{3,0144 \cdot 10^{-8}} = 0,3317 \cdot 10^8 = 33,17 \cdot 10^6 \text{ |Ом/м|} \quad (4)$$

$$\boxed{X_{C1M}^{TKП} = 33,17 \cdot 10^6 \text{ |Ом/м|}}$$

Вычислим реактивный емкостной ток утечки $i_{C1M}^{\text{ш}}$ ТКП на длине 1 м.

$$i_{C1M}^{\text{ш}} = \frac{U_{\phi}^{\text{ТКП}} |B|}{X_{C1M}^{\text{ТКП}} |Oм/м|} = \frac{12656}{33,17 \cdot 10^6} = 381,5496 \cdot 10^{-6} \approx 3,815 \cdot 10^{-4} |Aр/м| \quad (5)$$

$$i_{C1M}^{\text{ш}} = 3,815 \cdot 10^{-4} |Aр/м|.$$

Результат практически тот же.

2-8.3 Расчет «генерирования» главной электрической схемой ЗАЭС скрытой от учета приборами р.м.в. $\pm Q_x$

В настоящей, уже 5-й редакции работы, продолжим поиск решения компенсации эквивалентным генератором 5Г р.м.в. $Q_C^{5Г} = 3 |MBAp|$ аналогичной по величине р.м.в. $Q_L^H = 3 |MBAp|$ в его нагрузке.

Расчет

Исходные данные:

Выполним расчет р.м.в. $Q_{L15\phi}^{\text{ТКП}}$ по известным нам параметрам ТКП:

- $i_{\phi_{нр}}^{\text{ш}} = 26324 |A|$ - фазный ток шины в нагрузочном режиме;

- $\ell_{15\phi}^{\text{ТКП}} = 1800 |м|$ - уточненная суммарная длина фаз 5 блоков;

- $X_{L1M}^{\text{ТКП}} = 30 \cdot 10^{-6} |Oм/м|$ - реактивное сопротивление индуктивного вида фазы ТКП на длине 1 м.

2-8.3.1 Расчет р.м.в. $Q_{L1M}^{\text{ТКП}}$ на длине 1 м

$$Q_{L1M}^{\text{ТКП}} = (i_{\phi_{нр}}^{\text{ш}} |A|)^2 \times X_{L1M}^{\text{ТКП}} |Oм/м| = 26324^2 \times 30 \cdot 10^{-6} = 20788,589 \approx 20,7886 |кBAp/м| \quad (1)$$

$$Q_{L1M}^{\text{ТКП}} = 20,7886 |кBAp/м|$$

2-8.3.2 Расчет р.м.в. $Q_{L15\phi}^{\text{ТКП}}$ на суммарной длине ТКП 5Г

$$Q_{L15\phi}^{\text{ТКП}} = Q_{L1M}^{\text{ТКП}} \left| \frac{кBAp}{м} \right| \times \ell_{15\phi}^{\text{ТКП}} |м| = 20,7886 \times 1800 = 37419,48 |кBAp| \approx 37,42 |MBAp| \quad (2)$$

$$Q_{L15\phi}^{\text{ТКП}} = 37,42 |MBAp|$$

2-8.3.3 Расчет скрытой от учета приборами 5Г р.м.в. Q_C^H в нагрузке

С большой уверенностью можно утверждать, что регистрируемая неизвестная величина р.м.в. $\Delta Q_C^{5Г} = 3 |MBAp|$ в суммарной р.м.в. $Q_C^{5Г} = 773 |MBAp|$ является следстви-

ем не полной компенсации противоположных векторов р.м.в. $Q_{L15\phi}^{TKП}$ и р.м.в. Q_C^H в нагрузке 5Г, т.е.: $\Delta Q_C^{5Г} = \Delta Q_L^H = Q_x = 3,0 \text{ |MBAp|}$. Тогда, см.п.2-8.3.2, и, принимая обозначения мгновенных величин векторов р.м.в. $\pm Q_x$ как $+\bar{Q}_L$ и $-\bar{Q}_C$, запишем уравнения, как:

$$+\Delta \bar{Q}_L^H = +\bar{Q}_{L15\phi}^{TKП} + (-\bar{Q}_C^H) \text{ или}$$

$$-\bar{Q}_C^H = +\bar{Q}_{L15\phi}^{TKП} + (-\Delta \bar{Q}_C^{5Г}) = 37,42 - 3,0 = 34,42 \text{ |MBAp|}$$

$$\boxed{Q_C^H = 34,42 \text{ |MBAp|}}$$

Единственным и возможным источником «генерирования» этой р.м.в. Q_C^H могут быть гибкие связи ошиновки (ГСО) ОРУ-750 кВ.

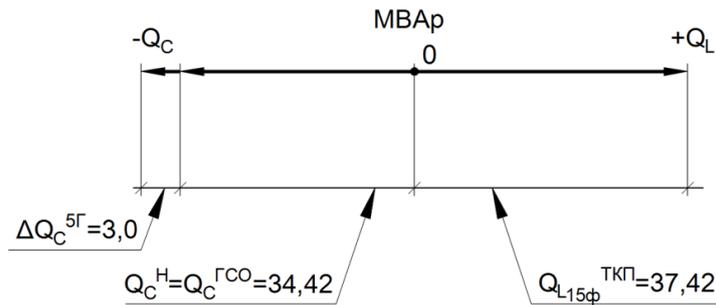


Рисунок 2-19

Этот расчетный анализ показывает, скрытые от учета приборами, компенсационные явления запасенной в ЭМП энергии разных видов реактивной мощности в главной схеме ЗАЭС: р.м.в.- $Q_C^{ГСО}$ и $+Q_L^{TKП}$.

В каждой конкретной схеме включенных в работу блоков и их нагрузке, величина декомпенсации видов реактивной мощности р.м.в. $\pm \Delta Q_x$ будет по величине различна.

ТКП, в нашем прежнем понимании, из обычной цепи передачи генераторной мощности к БТ и ТСН, превратился в самостоятельный электрический аппарат, значительно влияющий на эффективность работы всей главной схемы ЭТО ЗАЭС. Он «связал» во-едино реактивные параметры мощных протяженных электрических цепей: начала генерации электрической энергии (ТКП после 5Г) и выдачи электрической энергии в энергосистему (ГСО ОРУ-750 кВ перед ЛЭП-750 кВ).

2-8.3.4 Расчет параметров полной мощности ТКП 5Г в схеме 6Г без Г4

Имея в распоряжении наработанные параметры видов мощности ТКП, определим его полную мощность $S_{15\phi}^{TKП}$, относительную величину индуктивной реактивности цепей $\alpha_{15\phi}^{TKП}$ и угол $\varphi_{15\phi}^{TKП}$.

Исходные величины:

$$Q_{L15\phi}^{TKП} = 37,42 \text{ |MBAp|}, \text{ см.п. 2-8.3.2;}$$

$$\Delta P_{15\phi}^{TKП} = 3,408 \text{ |MBт|}, \text{ см.п. 2-8.1.5.}$$

Расчет:

$$S_{15\phi}^{TKП} = \sqrt{(Q_{L15\phi}^{TKП})^2 + (\Delta P_{15\phi}^{TKП})^2} = \sqrt{37,42^2 + 3,408^2} = 37,57 \text{ |MBA|}$$

$$\boxed{S_{15\phi}^{TKП} = 37,57 \text{ |MBA|}}$$

$$\alpha_{\text{кр}15\text{ф}}^{\text{ТКП}} = \frac{Q_{\text{Л}15\text{ф}}^{\text{ТКП}} |\text{МВАр}|}{\Delta P_{15\text{ф}}^{\text{ТКП}} |\text{МВт}|} = \frac{37,42}{3,408} = 10,98 \approx 11,0$$

$$\alpha_{\text{кр}15\text{ф}}^{\text{ТКП}} = 11,00$$

$$\alpha_{15\text{ф}}^{\text{ТКП}} = \text{tg } \varphi_{15\text{ф}}^{\text{ТКП}} = 11,0$$

$$\varphi_{15\text{ф}}^{\text{ТКП}} = 84^{\circ}48'$$

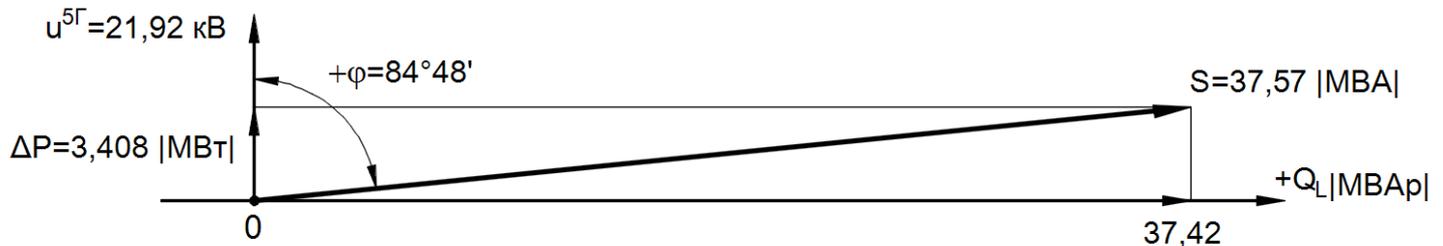


Рисунок 2-20 Векторная схема видов мощностей нагрузочного режима 15 фаз ТКП в схеме 5Г (6Г без Г4)

2-8.3.5 Расчет параметров полной мощности ГСО ОРУ-750 кВ 5Г в схеме 6Г без Г4

Имея в распоряжении последние и ранее наработанные параметры видов мощности ГСО ОРУ-750 кВ, определим их полную мощность $S_{\text{С}}^{\text{ГСО}}$, относительную величину емкостной реактивности связей $\alpha_{5\text{Г}}^{\text{ГСО}}$ и угол φ .

Исходные величины:

$$Q_{\text{С}5\text{Г}}^{\text{ГСО}} = 34,42 |\text{МВАр}|, \text{ см.п. 2-8.3.3;}$$

$$\Delta P_{5\text{Г}}^{\text{ГСО}} = \Delta P_{5\text{Г}}^{\text{ОРУ}} = 21,0 |\text{МВт}|, \text{ см.п.2-9.4, д).}$$

Расчет

$$S_{5\text{Г}}^{\text{ГСО}} = \sqrt{(Q_{\text{С}5\text{Г}}^{\text{ГСО}})^2 + (\Delta P_{5\text{Г}}^{\text{ГСО}})^2} = \sqrt{34,42^2 + 21,0^2} = 40,32 |\text{МВА}|$$

$$S_{5\text{Г}}^{\text{ГСО}} = 40,32 |\text{МВА}|$$

$$\alpha_{5\text{Г}}^{\text{ГСО}} = \frac{Q_{\text{С}5\text{Г}}^{\text{ГСО}} |\text{МВАр}|}{\Delta P_{5\text{Г}}^{\text{ГСО}} |\text{МВт}|} = \frac{34,42}{21,0} = 1,639 \approx 1,64$$

$$\alpha_{\text{кр}5\text{Г}}^{\text{ГСО}} = 1,64$$

$$\alpha_{5\text{Г}}^{\text{ГСО}} = \text{tg } \varphi_{5\text{Г}}^{\text{ГСО}} = 1,64$$

$$\varphi_{5\text{Г}}^{\text{ГСО}} \approx 58^{\circ}$$

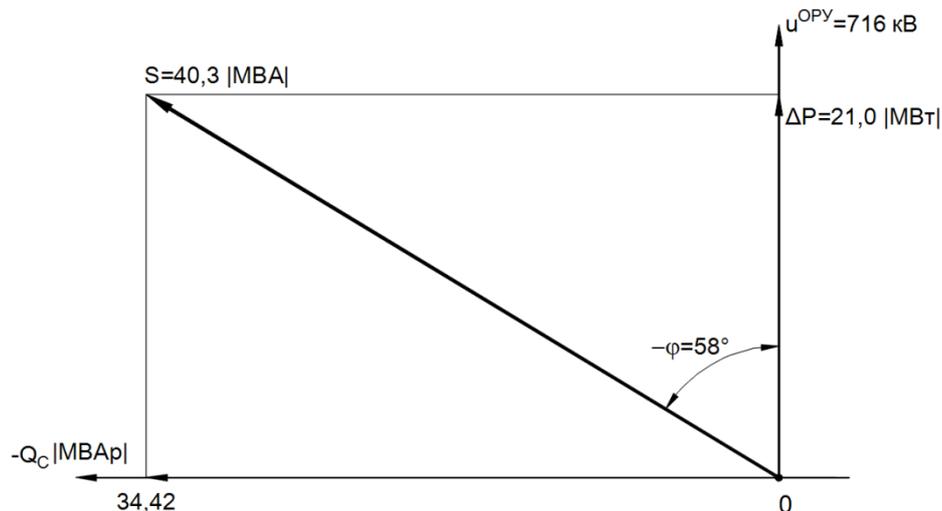


Рисунок 2-21 Векторная схема видов мощностей нагрузочного режима ГСО ОРУ-750 кВ в схеме 5Г (6Г без Г4)

Таблица 2-8.3 - Сравнительная таблица параметров 15 ТКП и ГСО ОРУ-750 кВ в схеме 5Г (6г без Г4)

	S	$\pm Q$	ΔP	α	φ
	MBA	MBAp	MВт	о.е.	град.
ГСО ^{ОРУ}	40,32	-34,42	21,0	1,64	-58°
ТКП _{15ф}	37,57	+37,42	3,408	11,0	+84°48'

2-8.4 Выводы по разделу 2-8

1. В 5-ой редакции настоящей работы выполнен оценочный расчетный анализ параметров видов мощности, ранее не раскрытых связей (ТКП-24 кВ, ГСО ОРУ-750 кВ) в главной схеме ЭТО 6Г без Г4 выдачи электроэнергии ЗАЭС.

Основным препятствием, в раскрытии базовых характеристик параметров электросхемы, послужило то, что первичный расчет р.м.в. $Q_L \approx 21$ кВАр ТКП на длине 1м вначале воспринимался нереально большой величиной!

2. После оценки расчетных результатов приходит понимание того, что проектный план расположения на местности линейки энергоблоков и большой оси ОРУ-750 кВ, с образованием связей ГЛС-750 кВ вида дуги («радуги»), не случаен.

В этом исполнении обеспечивается оптимальная компенсация расчетной р.м.в. $\pm Q_x$ в собственной электрической схеме ЗАЭС выдачи электрической энергии потребителям и дополнительное генерирование активной мощности в ЛЭП после выработки её генераторами ЗАЭС.

3. И в заключение, появляется большое желание дать высокую оценку специалистам-электротехникам проектных организаций Украины и бывшего Союза 70-х годов XX века, вложивших в головной типовой проект первенца Запорожской АЭС, весь свой богатый опыт и профессиональные знания.

См. к этой теме справочную литературу:

Клара Михайловна Чальян, Методы расчета электромагнитных параметров токопроводов, М. Энергоатомиздат 1990г, 280 стр.

Источник: Киев, Национальная библиотека Украины им. В.И. Вернадского, библиотечный код хранения ВА 520099, адрес: e-mail<mba@nbuv.gov.ua>

2-9 ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ПРОЦЕССОВ В ГЛС-750 кВ НА РАБОТУ ГЕНЕРАТОРА

Этот участок главной схемы выдачи электроэнергии (ГЛС) вышел на первый план после рассмотрения работы всех предыдущих узлов схемы, связанных в оценке величин генерируемой и потребленной электроэнергии.

Необходимо было найти причину полученной расчетной разницы между отпущенной потребителям (с учетом СН ЗАЭС) электроэнергии и выработанной электроэнергией 5Г.

$$P^{5Г} < P^{(ЗВЛ-750+АТ-ВДТ+СН ЗАЭС)}$$

В нашей, рассматриваемой схеме, 5Г одного типа, каждый в своей цепи однотипного ЭТО главной схемы выдачи электроэнергии ЗАЭС, параллельно подключены посредством 5ГЛС-750 кВ от вводов обм. ВН БТ блоков к СШ 750 кВ ОРУ.

Нагрузка каждого генератора близка к номинальной, но они нагружены не одинаково.

Отклонение от средней величины активной мощности $P_{ср.}^{5Г}$, составляет, см.табл. 2-9.1, кол. 2 и 12.

- наибольшее для Г-6 $\Delta P^{Г6} = 20,6$ МВт, $\sim 2,06\%$;
- наименьшее для Г-3 $\Delta P^{Г3} = 2,6$ МВт, $\sim 0,26\%$.

Причиной регистрируемых отклонений видов мощности являются не транспонированные (не уравновешенные по своим электромагнитным характеристикам) 5ГЛС (6ГЛС), которые проложены на местности в одном технологическом потоке параллельно в форме дуги («радуги») и имеют различную длину, см. рис.2-9.2.

При этом, в каждой ГЛС, как следствие, с разнесенными в горизонтальной плоскости проводниками фаз, их длина также различна.

В общей схеме 6ГЛС, с относительно коротким по длине переходом, - при высоком классе напряжения и большой передаваемой мощности, - выполнить транспонирование этих линий экономически нецелесообразно и технически сложно.

Рассмотрим физические процессы, протекающие в нашей схеме 5ГЛС, выполним расчет электромагнитных характеристик линий, определим величину свободной энергии электромагнитного поля, преобразуемой в дополнительную активную мощность $\Delta P^{ГЛС}$ на участках линий с декомпенсированными электромагнитными характеристиками.

Для выполнения расчета используем общепринятые эмпирические (полученные опытным путем) формулы и геометрические характеристики ГЛС.

Обращаю внимание на то, что вся используемая расчетная методика предназначена для расчета транспонированных линий (с уравновешенными по фазам электромагнитными характеристиками), или не транспонированных линий, фазы которых по всей их длине расположены (образно) в вершинах углов равностороннего треугольника. Они, при симметричном расположении фаз в плоскости сечения линии, в выравнивании эл. характеристик по фазам (транспонировании фаз линий по трассе прокладки) не нуждаются.

Иные конфигурации расположения фаз проводов в плоскости сечения линии изменяют эл. магнитные характеристики X_C и X_L между фазами линии, что приводит к «перекосу», неравномерности токовой нагрузки по фазам и снижения эффективности, пропускной способности линий.

В дополнительной информации, поступившей в январе 2014 года, подтверждено однократное транспонирование проводов фаз ЛЭП-750 кВ Днепровской и Запорожской, и двукратное транспонирование на Южно-Донбасской ЛЭП.

Так как мы будем рассматривать преобразование видов мощности в ГЛС (её генерирования из одного в другой вид) на отдельных декомпенсированных по электромагнитным характеристикам относительно коротких участках, величина вносимой погрешности, применяемой методики расчета, будет сравнительно невелика.

Расчет предназначен для пояснения протекающих в ГЛС физических процессов и сравнительной оценки их влияния на распределения режима нагрузки ЗАЭС по генераторам действующей схемы (Г-1,2,3,5,6 в работе, Г-4 отключен).

2-9.1 Определение геометрических характеристик ГЛС

см.рис.2-9.2

Расстояние между ГЛС:

- на порталах – 750 кВ БТ блоков ~ 160 м;
- между продольными осями (фаза «В») ГЛС по трассе 60 ÷ 100 м;
- между точками подключения к порталам 750 кВ СШ-1 ОРУ 82 м.

Наибольшее относительное отклонение от средней величины протяженности ГЛС, составляет:

- для ГЛС - 6 +27%
 - для ГЛС -1 -12%
- ГЛС – 6 и 1 отличаются между собой по длине на ~ 40%

Блок №4 выведен в ремонт, ГЛС-4 в его цепи заземлена.

Эта заземленная ГЛС-4 в средней части общего потока действующих ГЛС-6,5,3,2,1 существенно влияет на конфигурацию общего потока результирующей напряженности электромагнитного поля, связывающего между собой действующие ГЛС.

Перечисленные выше и приведенные на рис.2-9.2 геометрические характеристики трассы ГЛС, а также возможные варианты схем чередования и количества вкл./откл. блоков (действующих и заземленных ГЛС) в каждом конкретном случае (схеме) – определяют конфигурацию общего потока результирующей напряженности электромагнитного поля ($f=50$ Гц), связывающего между собой действующие ГЛС, см.рис.2-9.3, а), б).

2-9.2 Процессы преобразования видов электроэнергии в ГЛС

В распределенных, развернутых электрических цепях (проводниках фаз ЛЭП), в полном эл. сопротивлении $Z=R\pm j(X_L-X_C)$ значительно преобладает реактивная емкостная компонента сопротивления $-X_C \gg X_L$.

На разбалансированных по электромагнитным характеристикам участках ГЛС, свободная энергия компоненты напряженности электрического поля E , р.м.в. $\Delta Q_C^{\text{ЭМП}}$, преобразовывается на компоненте реактивного сопротивления $X_C^{\text{ГЛС}}$ в активную электроэнергию мощности $\Delta P^{\text{ГЛС}}$.

Физика рассматриваемого процесса аналогична преобразованию видов электроэнергии в схеме узла АТ-ВДТ (концентрированной по электромагнитным характеристикам линии (см. тему 1), при продольном (по амплитуде) регулировании напряжения, (р.м.в. Q_L).

В узле АТ-ВДТ дополнительная активная мощность ΔP первичной цепи на реактивном сопротивлении $X_L^{\text{АТ}}$ преобразовывается (генерируется) в дополнительную компоненту р.м.в. $\Delta Q_L^{\text{АТ}}$ сети, т.е.

$$\Delta Q_L^{\text{АТ}} = f(\Delta P^{\text{АТ}} \text{ на } X_L^{\text{АТ}}) \text{ или } \Delta P^{\text{АТ}} \rightarrow \Delta Q_L^{\text{АТ}}$$

В распределенных и разбалансированных по электромагнитным характеристикам цепям ГЛС рассматривается условно обратный процесс преобразования емкостной компоненты р.м.в. $\Delta Q_C^{\text{ЭМП}}$ свободной энергии напряженности эл. поля $E = \frac{V}{m} \left(\frac{\text{вольт}}{\text{метр}} \right)$ на реактивном емкостном сопротивлении $X_C^{\text{ГЛС}}$ в активную эл. энергию мощности $\Delta P^{\text{ГЛС}}$, т.е.

$$\Delta P_{f(Q_C)}^{\text{ГЛС}} = f(\Delta Q_C^{\text{ЭМП}} \text{ на } X_C^{\text{ГЛС}}) \text{ или } \Delta Q_C^{\text{ЭМП}} \rightarrow \Delta P_{f(Q_C)}^{\text{ГЛС}}$$

или для токов

$$\Delta I_{af(X_C)}^{\text{ГЛС}} = f(\Delta I_C^{\text{ЭМП}} \text{ на } X_C^{\text{ГЛС}})$$

Этот процесс трактуется как «ёмкостной отбор» активной мощности в связанных общим электромагнитным полем цепях.

В ГЛС также аналогично протекает условно обратный процесс преобразования индуктивной компоненты р.м.в. $\Delta Q_L^{\text{ЭМП}}$ свободной энергии напряженности магнитного поля $H = \frac{A}{m} \left(\frac{\text{ампер}}{\text{метр}} \right)$ на реактивном индуктивном сопротивлении $X_L^{\text{ГЛС}}$ в активную мощность $\Delta P^{\text{ГЛС}}$, т.е.

$$\Delta P_{f(Q_L)}^{\text{ГЛС}} = f(\Delta Q_L^{\text{ЭМП}} \text{ на } X_L^{\text{ГЛС}}) \text{ или } \Delta Q_L^{\text{ЭМП}} \rightarrow \Delta P_{f(Q_L)}^{\text{ГЛС}}$$

Этот процесс аналогично трактуется как «индуктивный отбор» активной мощности в связанных общим электромагнитным полем цепях.

2-9.3 Определение величины дополнительной активной мощности $\Delta P=f(\Delta Q_C^{\text{ЭМП}})$, генерируемой ГЛС – 6 и 1

а) Расчет удельных емкостных характеристик фазы ГЛС

В проектной схеме для ГЛС-750 кВ применен сталеалюминевый провод марки АС-300/59:

- расчетное сечение по алюминию $S_{aL} = 295 \text{ мм}^2$;
- удельное активное сопротивление $R_0 = 0,08 \text{ Ом/км}$;
- расчетный наружный диаметр $d_H = 2,42 \text{ см}$.

Фаза ГЛС состоит из 3^х параллельных проводов (расщепленное по алюминию общее сечение фазы $S_{aL}^{\Phi} = 885 \text{ мм}^2$).

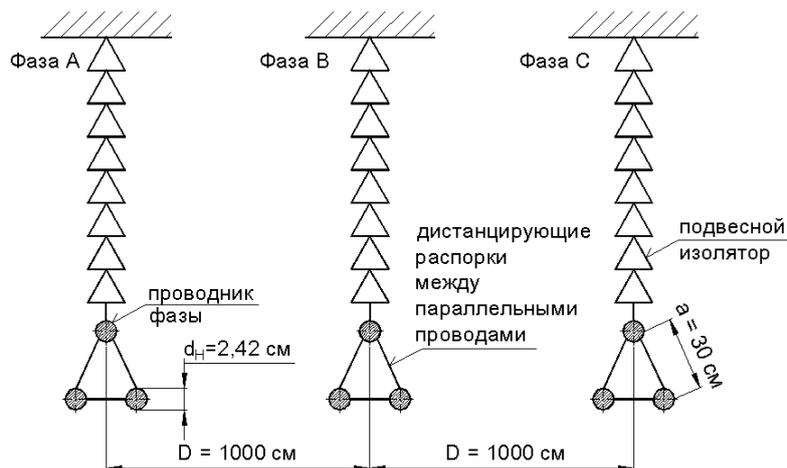


Рисунок 2-9.1 Схема конструктивного исполнения электрической части ГЛС-750 кВ

(линия)

Удельная рабочая емкость 1 км фазы 3^х фазной линии вычисляется по формуле

$$C_0^\Phi = \frac{0,02413}{\lg \frac{D_{\text{ср}}}{r}} \cdot 10^{-6} \left| \frac{\Phi}{\text{км}} \right| \left(\frac{\text{Фарада}}{\text{км}} \right)$$

где $D_{\text{ср}}$ – расчетное среднее расстояние между осями фаз (см).

Для фаз, расположенных в одной полости, наш случай,
 $D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{AB \cdot BC \cdot AC} = \sqrt[3]{1000 \cdot 1000 \cdot 2000} = 1259,9211 \approx 1260$ см

$$r = \frac{d_{\text{н}}}{2} = \frac{2,42}{2} = 1,21 \text{ см}, \text{ тогда}$$

$$C_0^\Phi = \frac{0,02413}{\lg \frac{1260}{1,21}} \cdot 10^{-6} = 0,008 \cdot 10^{-6} \left| \frac{\Phi}{\text{км}} \right|$$

$$C_0^\Phi = 0,008 \cdot 10^{-6} \left| \frac{\Phi}{\text{км}} \right|$$

Определим удельное реактивное емкостное сопротивление 1 км ГЛС, исходя из соотношения $X=1/\omega C$

$$X_{C_0}^\Phi = \frac{1}{\omega C_0^\Phi} = \frac{1}{314 \frac{1}{\text{с}} \cdot 0,008 \cdot 10^{-6} \left| \frac{\Phi}{\text{км}} \right|} = 3,981 \cdot 10^5 \left| \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \right|$$

$$X_{C_0}^\Phi = 3,981 \cdot 10^5 \left| \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \right|$$

Располагая этим результатом, определим дополнительную активную мощность $\Delta P_{f(Q_C)}^{\text{ГЛС}}$, генерируемую участками ГЛС с декомпенсированными электрическими параметрами по формуле:

$$\Delta P_{f(Q_C)}^{\text{ГЛС}} = 3 \left(I_{\text{ГЛС}}^{\text{А}} \right)^2 \cdot X_{C_0}^\Phi \left| \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \right| \cdot \Delta l^{\text{ГЛС}} \text{ км}$$

Для вычисления по этой формуле определим недостающие в ней сомножители $I_{\text{ГЛС}}$ и $\Delta l^{\text{ГЛС}}$.

б) Расчет реактивного емкостного тока I_C в ГЛС

Свободная энергия реактивной компоненты электромагнитного поля $\Delta Q_C^{\text{ЭМП}}$ на декомпенсированном реактивном емкостном сопротивлении $X_{C_0}^\Phi$ участка ГЛС, согласно табл.2-9.1, кол.5 и 7 и рис.2-9.3, в) определена на крайних по расположению в общем потоке ГЛС – 6 и 1.

Это явление принято трактовать как «краевой эффект», т.е. отсутствия в общем потоке электромагнитного поля с энергией р.м.в. $\Delta Q_C^{\text{ЭМП}}$ аналогичных действующих в схеме «виртуальных» ГЛС – 7 и 0, которые уравнивали бы общий поток напряженности электромагнитного поля на крайних по расположению ГЛС – 6 и 1 с внешней стороны от общего потока электромагнитного поля ГЛС - 6÷1 (или ГЛС - 7÷0)

$$\Delta Q_C^{\text{ГЛС-6}} = 6,1 \text{ МВАр}, \quad \Delta Q_C^{\text{ГЛС-1}} = 8,92 \text{ МВАр}$$

Суммарная величина свободной энергии электромагнитного поля

$$\Delta Q_C^{\text{ГЛС-6 и 1}} = 6,1 + 8,92 = 15,02 \text{ МВАр}$$

т.к. $Q_C = I_C \cdot u \cdot \sqrt{3}$, $I_C = \frac{Q_C}{u \cdot \sqrt{3}}$, тогда

Примечание

В расчете применяются генераторное напряжение на стороне 24 кВ 5Г, $u^{5Г} = 21,92 \text{ кВ}$, и повышенное генераторное напряжение, трансформируемое через БТ на стороне 750 кВ, $U_{\text{ВН}}^{\text{БТ}} = 709 \text{ кВ}$, связанные с параметрами генераторной нагрузки.

Комплексное напряжение на стороне 750 кВ схемы ЗАЭС, $U_{\text{ВН,компл}}^{\text{БТ}} = 716 \text{ кВ}$, используется в расчетах мощностных параметров СШ-750 кВ ОРУ и отходящих ВЛ.

для ГЛС-6

$$I_C^{\text{ГЛС-6}} = \frac{\Delta Q_C^{\text{ГЛС-6}}}{u \cdot \sqrt{3}} = \frac{6100 \text{ кВАр}}{709 \text{ кВ} \cdot \sqrt{3}} = 4,9675 \text{ А} \sim 4,97 \text{ А}$$

$$I_C^{\text{ГЛС-6}} = 4,97 \text{ А}$$

для ГЛС-1

$$I_C^{\text{ГЛС-1}} = \frac{8920 \text{ кВАр}}{709 \text{ кВ} \cdot \sqrt{3}} = 7,2639 \text{ А} \sim 7,264 \text{ А}$$

$$I_C^{\text{ГЛС-1}} = 7,264 \text{ А}$$

в) Расчет длин участков ГЛС, декомпенсированных по эл. характеристике $X_{C_0}^{\Phi}$

Протяженность декомпенсированного по $X_{C_0}^{\Phi}$ участка определяется разницей его длины с рядом расположенной действующей ГЛС.

Для крайних по расположению ГЛС – 6 и 1 это соответственно ГЛС – 5 и 2, тогда

$$\Delta \ell^{\text{ГЛС-6}} = \ell^{\text{ГЛС-6}} - \ell^{\text{ГЛС-5}} = 2,995 - 2,683 = 0,312 \text{ км}$$

$$\Delta \ell^{\text{ГЛС-1}} = \ell^{\text{ГЛС-2}} - \ell^{\text{ГЛС-1}} = 1,787 - 1,387 = 0,4 \text{ км}$$

$$\Delta \ell^{\text{ГЛС-6}} = 0,312 \text{ км}$$

$$\Delta \ell^{\text{ГЛС-1}} = 0,4 \text{ км}$$

Точнее, разница емкостных компонент энергии электромагнитного поля $\Delta Q_C^{\text{ЭМП}}$ соседних линий пропорциональна разнице их длин.

г) Расчет величины дополнительно генерируемой активной мощности $\Delta P_{f(Q_C)}^{\text{ГЛС}}$ в ГЛС– 6 и 1.

Располагая всеми расчетными данными, получим:

$$\Delta P_{f(Q_C)}^{\text{ГЛС-6}} = 3 \cdot (4,97 \text{ А})^2 \cdot 3,981 \cdot 10^5 \left| \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \right| \cdot 0,312 \text{ км} = 9,204 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{f(Q_C)}^{\text{ГЛС-6}} = 9,204 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{f(Q_C)}^{\text{ГЛС-1}} = 3 \cdot (7,264 \text{ А})^2 \cdot 3,981 \cdot 10^5 \left| \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \right| \cdot 0,4 \text{ км} = 25,207 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{f(Q_c)}^{\text{ГЛС-1}} = 25,207 \text{ МВт}$$

Суммарная, дополнительная активная мощность, генерируемая после 5Г в ГЛС, равна:

$$\sum \Delta P_{f(Q_c)}^{\text{ГЛС}} = 9,204 + 25,207 = 34,41 \approx 34,4 \text{ МВт}$$

$$\sum \Delta P_{f(Q_c)}^{\text{ГЛС}} = 34,4 \text{ МВт}$$

2-9.4 Определение величины дополнительной активной мощности $\Delta P_{f(Q_c)}^{\text{ГЛС}} = f(Q_L^{\text{ЭМП}})$, генерируемой ГЛС – 5 и 2

а) Расчет удельного индуктивного сопротивления фазы $X_{L_0}^{\Phi}$

$$X_{L_0}^{\Phi} = \left(0,144 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_3} + 0,016 \right) \left| \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \right|,$$

где $D_{\text{ср}}$ – среднегеометрическое расстояние между фазами ГЛС, см. как показано в п.2-9.3, а) для нашего случая $D_{\text{ср}}=1260$ см;

$r_3 = \sqrt[n]{r \cdot a_{\text{ср}}^{n-1}}$ - эквивалентный радиус расщепленных проводов фазы,

где $r = dn/2 = 1,21$ см;

$a_{\text{ср}}^{n-1}$ - среднегеометрическое расстояние между проводами расщепленных фаз

(для Δ , см. схему электрической части ГЛС) $a_{\text{ср}} = a = 30$ см;

n – число проводов расщепленной фазы, у нас $n=3$

тогда $r_3 = \sqrt[3]{1,21 \cdot 30^2} = 10,288$ см

Зная все величины в расчетной формуле, получим удельное реактивное индуктивное сопротивление расщепленной фазы проводов ГЛС

$$X_{L_0}^{\Phi} = 0,144 \cdot \lg \frac{1260 \text{ см}}{10,288 \text{ см}} + 0,016 = 0,3167 \left| \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \right|$$

$$X_{L_0}^{\Phi} = 0,3167 \left| \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \right|$$

Располагая этим результатом, определим дополнительную активную мощность $\Delta P_{f(Q_L)}^{\text{ГЛС}}$, генерируемую участками ГЛС с декомпенсированными магнитными параметрами по формуле:

$$\Delta P_{f(Q_L)}^{\text{ГЛС}} = 3(I_L^{\text{ГЛС}})^2 \cdot X_{L_0}^{\Phi} \cdot \Delta \ell^{\text{ГЛС}}$$

Для вычисления по этой формуле определим недостающие сомножители $I_L^{\text{ГЛС}}$ и $\Delta \ell^{\text{ГЛС}}$.

Свободная энергия компоненты электромагнитного поля $\Delta Q_L^{\text{ЭМП}}$ на декомпенсированном реактивном индуктивном сопротивлении $X_{L_0}^{\Phi}$ участка ГЛС, согласно табл.2-9.1, кол.5 и 6, рис.2-9.3, в) определена на внутренних по расположению в общем потоке трассы действующих ГЛС – 5, 3, 2.

На крайних ГЛС – 6 и 1 энергия результирующей напряженности индуктивной компоненты электромагнитного поля H , вектор р.м.в. $+Q_L^{\text{ЭМП}}$, частично компенсируется энергией поля вектора р.м.в. $-Q_C^{\text{ЭМП}}$ результирующей напряженности емкостной компоненты электромагнитного поля E , т.к. они находятся векторно в противофазе.

Это можно наблюдать на рис.2-9.4 для ГЛС – 6 и 1 по уменьшению угла наклона образующей (линии), соединяющей вершины векторов р.м.в. $+Q_L^{\text{ЭМП}}$ в промежутках ГЛС – 5/6 и ГЛС – 2/1.

Заметно различие величин компонент реактивной мощности ГЛС, наблюдаемое в переменных полях электрической E и магнитной H напряженности ЭМП. Генерированный по величине вектор р.м.в. $+Q_L^{\text{ЭМП}}$ значительно меньше, чем вектор р.м.в. $-Q_C^{\text{ЭМП}}$ в распределенных по электромагнитным характеристикам цепях ($X_C \gg X_L$).

Энергия МП ЭМП (вектор р.м.в. $+Q_L^{\text{ЭМП}}$) способна суммироваться в однонаправленных по направлению движения тока (I), синхронных по частоте электромагнитных полях.

На рис.2-9.3, в) мы наблюдаем возрастание вектора р.м.в. $+Q_L^{\text{ЭМП}}$ от заземленной ГЛС – 4 по направлению к крайним в общем потоке ГЛС – 6 и 1, т.е. «краевой эффект» в переменном поле магнитной напряженности H сохранен.

Для ГЛС – 5, 3, 2 расчетные величины векторов энергии компоненты $+Q_L^{\text{ЭМП}}$ составляют

$$\begin{aligned} \Delta Q_L^{\text{ГЛС-5}} &= 1,4 \text{ МВАр} \\ \Delta Q_L^{\text{ГЛС-3}} &= 0,67 \text{ МВАр} \\ \Delta Q_L^{\text{ГЛС-2}} &= 1,14 \text{ МВАр} \\ \hline \Delta Q_L^{\text{ГЛС-2,3,5}} &= 3,21 \text{ МВАр} \end{aligned}$$

Для ГЛС-2 прирост декомпенсированной (свободной) мощности равен

$$\Delta' Q_L^{\text{ГЛС-2}} = \Delta Q_L^{\text{ГЛС-2}} - \Delta Q_L^{\text{ГЛС-3}} = 1,14 - 0,67 = 0,47 \text{ МВАр}$$

Тогда общая сумма декомпенсации составит для ГЛС-2:

$$\Delta Q_L^{\text{ГЛС-2}} = \Delta Q_L^{\text{ГЛС-3}} + \Delta' Q_L^{\text{ГЛС-2}} = 0,67 + 0,47 = 1,14 \text{ МВАр относительно заземленной}$$

ГЛС-4, т.е. опять пришли к результату «краевого эффекта» на крайних внутренних не декомпенсированных ГЛС – 5 и 2 при суммировании свободной р.м.в. $+Q_L^{\text{ЭМП}}$ ГЛС-3 и 2.

б) Расчет реактивного индуктивного тока I_L в ГЛС

$$\text{т.к. } Q_L = I_L \cdot u \cdot \sqrt{3}, \quad I_L = \frac{Q_L}{u \cdot \sqrt{3}}, \text{ тогда}$$

для ГЛС-5

$$I_L^{\text{ГЛС-5}} = \frac{1400 \text{ кВАр}}{709 \text{ кВ} \cdot \sqrt{3}} = 1,14 \text{ А}$$

$$I_L^{\text{ГЛС-5}} = 1,14 \text{ А}$$

для ГЛС-2

$$I_L^{\text{ГЛС-2}} = \frac{1140 \text{ кВАр}}{709 \text{ кВ} \cdot \sqrt{3}} = 0,93 \text{ А}$$

$$I_L^{\text{ГЛС-2}} = 0,93 \text{ А}$$

в) Расчет длин участков ГЛС, декомпенсированных по магнитным характеристикам X_{L0}^{Φ}

Согласно табл.2-9.1, кол.5 и 6, рис.2-9.3 в) и дополнительных выводов в предыдущем пункте раздела 2-9.4, а, свободная компонента индуктивной энергии р.м.в. $+Q_L^{\text{ЭМП}}$ электромагнитного поля определена расчетом для ГЛС – 5 и 2.

Для них длины декомпенсированных по характеристикам X_{L0}^{Φ} участков ГЛС, составляют:

$$\Delta l^{\text{ГЛС}-5} = l^{\text{ГЛС}-5} - l^{\text{ГЛС}-4} = 2,683 - 2,382 = 0,301 \text{ км}$$

$$\Delta l^{\text{ГЛС}-5} = 0,301 \text{ км}$$

$$\Delta l^{\text{ГЛС}-2} = l^{\text{ГЛС}-4} - l^{\text{ГЛС}-2} = 2,382 - 1,787 = 0,595 \text{ км}$$

$$\Delta l^{\text{ГЛС}-2} = 0,595 \text{ км}$$

Точнее, разница энергии индуктивной компоненты электромагнитного поля $+Q_L^{\text{ЭМП}}$, определенных расчетом для ГЛС, пропорциональна разнице их длин.

г) Расчет величины дополнительно генерируемой мощности $\Delta P_{f(Q_L)}^{\text{ГЛС}}$ в ГЛС– 5 и 2

Располагая всеми расчетными данными, получим:

$$\Delta P_{f(Q_L)}^{\text{ГЛС}-5} = 3 \cdot (1,14 \text{ А})^2 \cdot 0,3167 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \cdot 0,301 \text{ км} = 0,372 \text{ Вт}$$

$$\Delta P_{f(Q_L)}^{\text{ГЛС}-5} = 0,372 \text{ Вт}$$

$$\Delta P_{f(Q_L)}^{\text{ГЛС}-2} = 3 \cdot (0,93 \text{ А})^2 \cdot 0,3167 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \cdot 0,595 \text{ км} = 0,489 \text{ Вт}$$

$$\Delta P_{f(Q_L)}^{\text{ГЛС}-2} = 0,489 \text{ Вт}$$

В сумме

$$\Delta P_{f(Q_L)}^{\text{ГЛС}} = 0,372 + 0,489 = 0,86 \approx 0,9 \text{ Вт}$$

$$\Delta P_{f(Q_L)}^{\text{ГЛС}} = 0,9 \text{ Вт}$$

Эта величина, практически нулевого уровня, генерирования активной мощности в ГЛС, еще раз свидетельствует о значительном преобладании в распределенных цепях (ЛЭП) параметра X_{C0} над X_{L0} .

Однако, в этой оценке мы не учитываем величину р.м.в. $Q_L^{\text{ЭМП}}$, генерируемой на ГЛС – 6 и 1, и компенсируемую частично величиной векторов р.м.в. $Q_C^{\text{ЭМП}}$ на ГЛС – 6 и 1.

д) Оценка генерирования скрытой от учета приборами 5Г активной мощности главной электрической схемы ЗАЭС.

После детального анализа расчетного материала и физики процессов преобразования видов энергии в распределенных и концентрированных по электромагнитным параметрам цепях, с большой уверенностью можно предполагать дополнительное генерирование – не выявленного настоящим расчетом активной мощности $\Delta P_{(+)}^{\text{ЗАЭС}} = 21,0 \text{ МВт}$ на сложном, по раскрытию дополнительных параметров электрической схемы, участке: «СШ-1,2 ОРУ-750 кВ → приборы учета отпущенной электроэнергии потребителям на отходящих ЗВЛ-750 кВ и узлу АТ-ВДТ».

Сложность расчета связана:

С отсутствием опытных дополнительных оценок расчета такой сложной электромагнитной «связки» эл. цепей при их минимальном проектном сближении в объеме порталов – 750 кВ ОРУ.

С различным конструктивным исполнением расщепленных фаз на отдельных участках схемы: сборные шины - 4 провода в фазе, блочные ячейки – 3 провода и применением полых проводников большего диаметра.

С большим количеством заземленных металлоконструкций в объеме порталов – 750 кВ ОРУ и с наличием заземленных технологических экранов в межфазных и межблочных полях выключателей ВВН-750 кВ.

При минимальных проектных расстояниях между цепями ОРУ-750 кВ, возможно заметное усиление эффекта «индуктивного отбора» активной мощности, что требует разделения свободной мощности электромагнитного поля $Q_X^{\text{ЭМП}}$ на не известные нам величины компонент р.м.в. $Q_C^{\text{ЭМП}}$ и $Q_L^{\text{ЭМП}}$.

С отсутствием опыта оценки длин декомпенсированных по электромагнитным характеристикам участков с вертикальными и косыми связями и влияния заземленных элементов оборудования, эл. цепей, выведенных в ремонт.

Общая оценка дополнительно генерируемой активной мощности в связанных общим электромагнитным полем декомпенсированных по электромагнитным характеристикам цепях ГЛС-750 кВ и ОРУ-750 кВ ЗАЭС в нашей расчетной схеме.

Активная мощность (МВт)

$$\begin{array}{l|l}
 P^{\text{БГ}} = 4977,0 & \\
 \Delta P^{\text{БГЛС}} = 34,4 & \Sigma \Delta P^{\text{доп}} = 55,4 \\
 \Delta P^{\text{ОРУ}} = 21,0 & \\
 \hline
 P^{\text{ЗАЭС}} = 5032,4 & \text{— суммарная активная мощность, генерируемая главной электрической схемой ЗАЭС}
 \end{array}$$

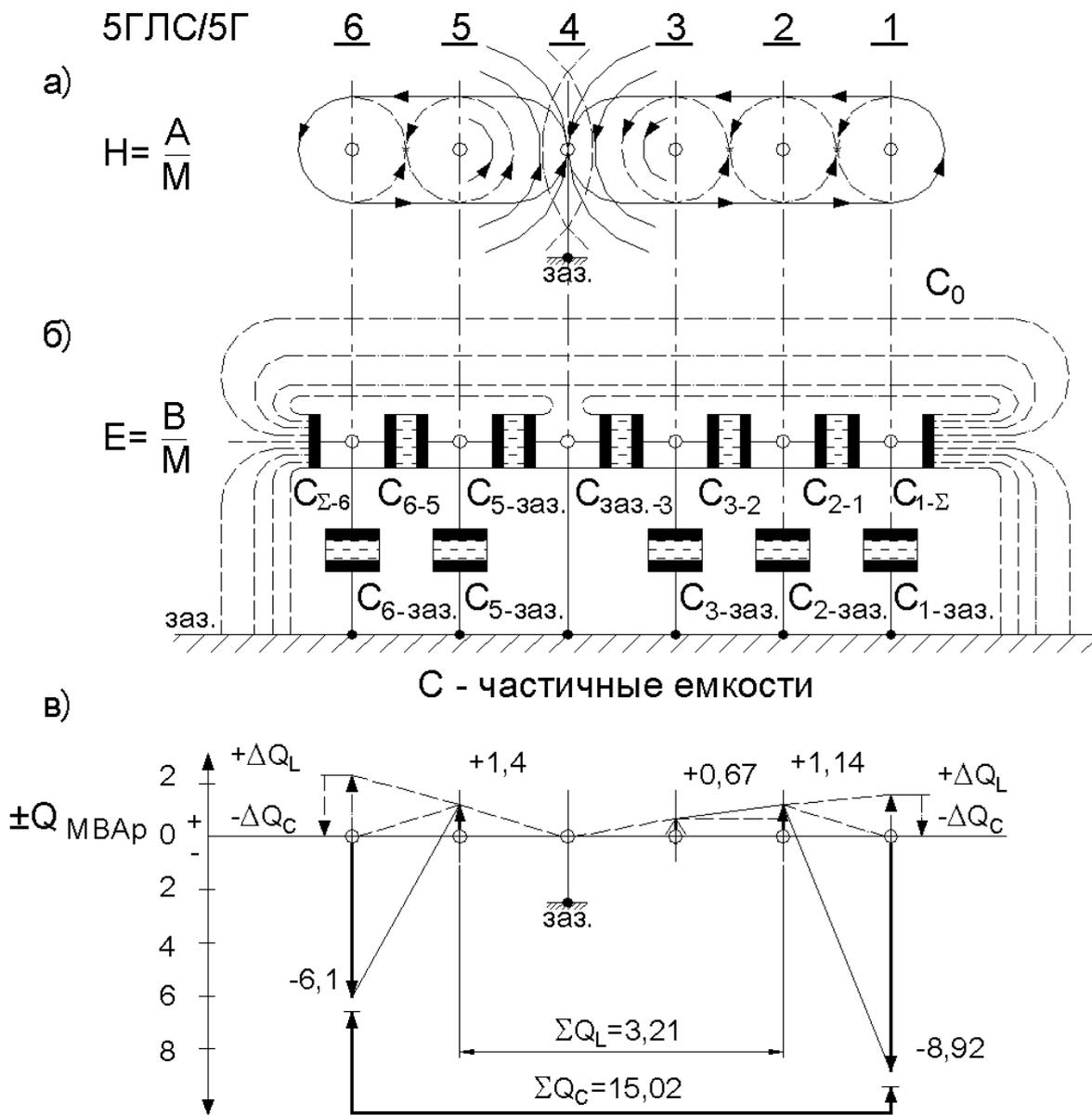
Относительная оценка части дополнительно генерируемой активной мощности цепями БГЛС-750 кВ и СШ ОРУ-750 кВ

$$\Delta P^{\text{БГЛС}} = \frac{34,4 \text{ МВт}}{55,4 \text{ МВт}} \cdot 100 = 62,094 \approx 62\%$$

$$\Delta P^{\text{ОРУ}} = \frac{21,04 \text{ МВт}}{55,4 \text{ МВт}} \cdot 100 = 37,9 \approx 38\%$$

от суммарного дефицита баланса активной мощности $\Sigma P^{\text{доп}} = 55,4 \text{ МВт}$ в главной схеме выдачи электроэнергии ЗАЭС.

Вид от портала СШ - 750 кВ ОРУ на 5ГЛС



- а) Конфигурация синхронного магнитного поля ($f=50\text{Гц}$) схемы 5ГЛС/5Г
- б) Конфигурация синхронного электрического поля ($f=50\text{Гц}$) схемы 5ГЛС/5Г
- в) Дополнительная декомпенсированная нагрузка р.м.в. $\pm Q$ МВАр схемы 5ГЛС/5Г

Рисунок 2-9.3 Графическая трактовка распределения электромагнитным полем дополнительной декомпенсированной нагрузки р.м.в. $\pm Q$ МВАр 5ГЛС по 5Г

Вид от портала СШ-750 кВ ОРУ на 5 ГЛС

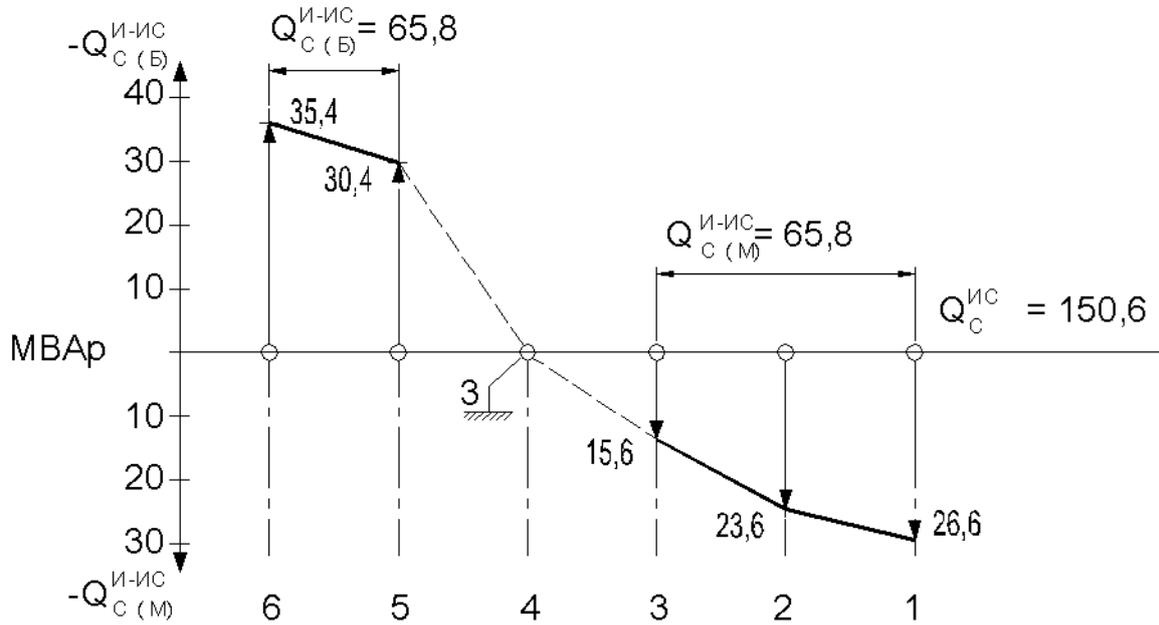


Рисунок 2-9.4 Распределение по цепи 5(Г+ГЛС) дополнительной р.м.в. $-Q_{С(Б/М)}^{И-ИС}$ МВАр 5ГЛС

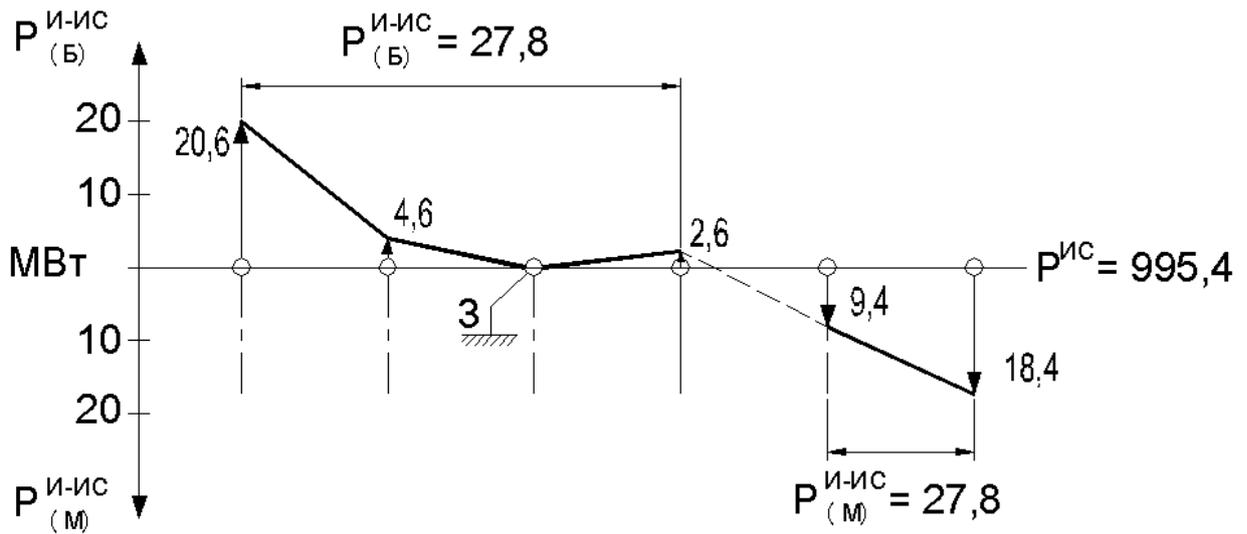


Рисунок 2-9.5 Распределение по цепям 5(Г+ГЛС) преобразованной из р.м.в. $\Delta Q_{Со ур}^{ЭМП}$ части активной мощности $P_{(Б/М)}^{И-ИС}$

**Распределение нагрузки видов S, P и р.м.в. ±Q между параллельно работающими генераторами 5Г и 5ГЛС
S МВА: P МВт: ±Q МВАр**

Таблица 2-9.1**

Блоки	Измерено*			Расчет	Расчет			Расчет		Расчет		Расчет	
	S ^И	P ^И	-Q _C ^И	-Q _C ^P	±Q _X ^{И-Р}	+ΣQ _L ^{И-Р}	-ΣQ _C ^{И-Р}	-Q _{C(Б/М)} ^{И-ИС}	группы (Б/М)	S _(Б/М) ^{И-ИС}	группы (Б/М)	P _(Б/М) ^{И-ИС}	группы (Б/М)
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
6	1034	1016	-186	-192,1	-6,1	+3,21	-15,02	-35,4(Б)	-65,8(Б)	26,6(Б)	35,2(Б)	20,6(Б)	27,8(Б)
5	1016	1000	-181	-179,6	+1,4			-30,4(Б)		8,6(Б)		4,6(Б)	
4	0	0	0	0	0			0		0			
3	1007	998	-135	-134,33	+0,67			-15,6(М)	-65,8(М)	0,4(М)	2,6(Б)		
2	994	986	-127	-125,86	+1,14			-23,6(М)		13,4(М)	9,4(М)		
1	986	977	-124	-132,92	-8,92			-26,6(М)		21,4(М)	18,4(М)	27,8(М)	
Σ	5037	4977	-753	см. рис. 2-9.2 в)			см. рис. 2-9.3		см. рис. 2-9.11		см. рис. 2-9.4		
ΣN ΣN ^C	5037/5 = 1007,4	4977/5 = 995,4	-753/5 = -150,6										

* Условная индексация параметров (N): S, P, -Q_C, +Q_L

Индексы параметров (N):

N^И – измеренная величина;

N^P – расчетная величина;

N^{ИС} – изм. средняя величина;

N^{РС} – расч. средняя величина;

N_(Б) – больше среднего;

N_(М) – меньше среднего;

ΣN – суммарная величина

ΣN^C – средняя суммарная величина

N(Б) – больше среднего расчетного значения;

N(М) – меньше среднего расчетного значения;

N(Б/М) – больше/меньше среднего расчетного значения;

N(C) – дальше по тексту среднее значение расчетной величины.

** - см. следующую страницу

Пояснения к расчетам табл. 2-9.1

1 Рассмотрим параметры р.м.в. $\pm Q_X^{И-Р}$ и $\pm Q_{X(Б/М)}^{И-ИС}$.

1.1 Располагая для каждого генератора величиной полной мощности $S^И$ (кол.1) и активной мощности $P^И$ (кол.2), из Δ мощностей определим р.м.в. $-Q_C^P$ (кол.4).

1.2 По разнице для каждого генератора р.м.в. $-Q_C^И$ и $-Q_C^P$ (кол.3 и 4) определен скрытый источник дополнительной р.м.в. $-Q_X^{И-Р}$ (кол.5, 6, 7), см. также рис.2.9-3, в).

1.3 По разнице для каждого генератора р.м.в. $-Q_C^И$ и $-Q_C^{ИС}$ (кол.3 и 3 низ) определяем разбалансированное распределение р.м.в. $Q_{C(Б/М)}^{И-ИС}$ от ее средней величины (кол.8), см. также рис.2-9.4.

2 Раскроем параметр активной мощности $P_{(Б/М)}^{И-ИС}$

2.1 По разнице для каждого генератора $P^И$ и $P^{ИС}$ (кол.2 и 2 низ) определяем разбалансированное распределение $P_{(Б/М)}^{И-ИС}$ активной мощности от ее средней величины (кол.12), см. также рис.2-9.5.

3 Раскроем параметр полной мощности $S_{\sim Б/М}^{И-ИС}$.

3.1 По разнице для каждого генератора $S^И$ и $S^{ИС}$ (кол.1 и 1 низ) определяем разбалансированное распределение $S^{И-ИС}$ от ее средней величины (кол.10, 11), см. также рис.2-9.12.

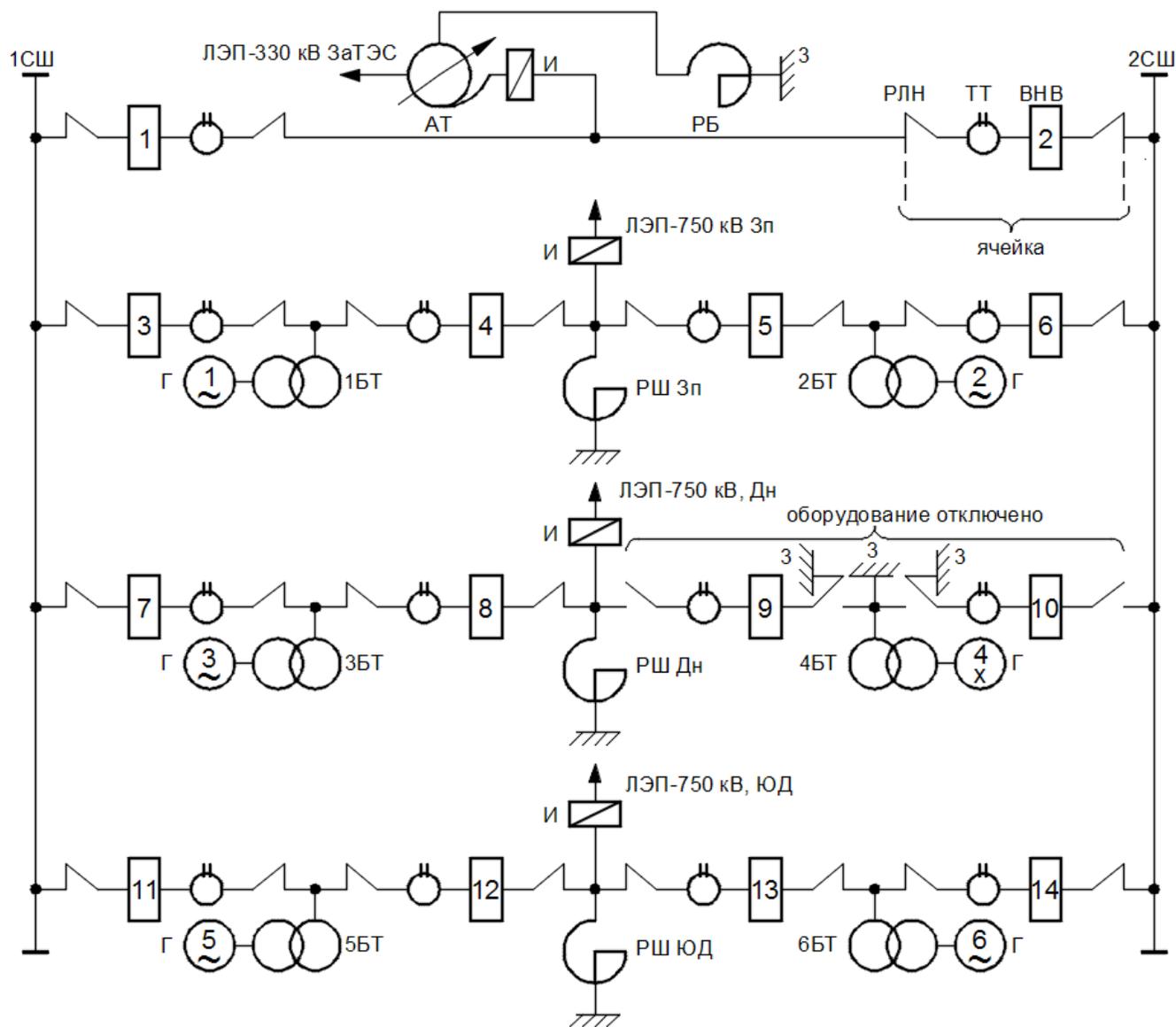


Рисунок 2-9.6 а) Поясняющая однолинейная упрощенная принципиальная электрическая схема коммутации ЭТО энергоблоков ОРУ-750 кВ (вариант: отключены Г4, ГЛС4, яч. №9 и 10)

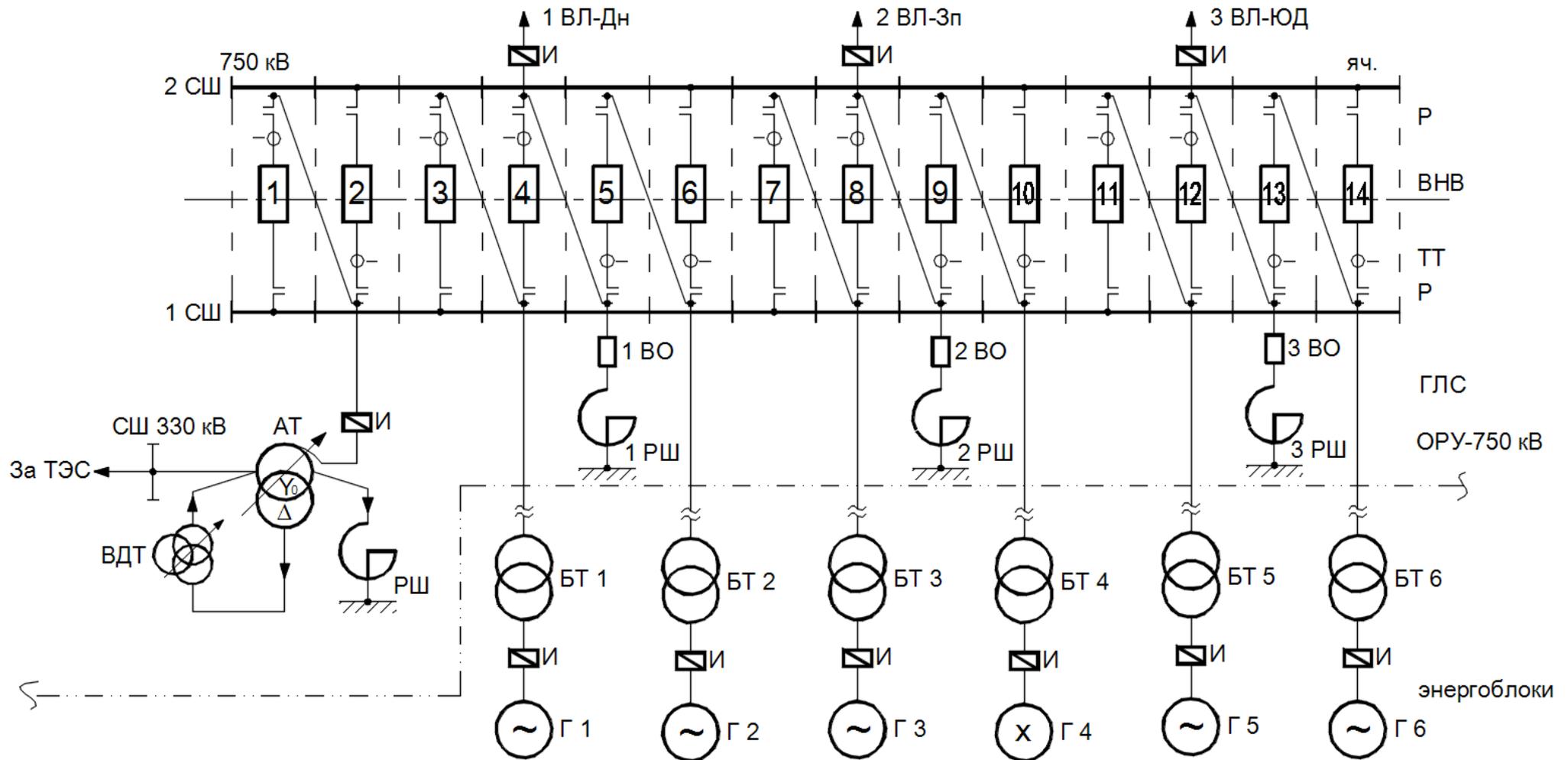


Рисунок 2-9.6 б) Поясняющая однолинейная электрическая монтажная схема коммутации ЭТО энергоблоков ОРУ-750 кВ (~М 1:30)

см.доп.: 00.ЭЦ.ВТ.ДХ.01 «Оперативная схема эл. соединений ЭТО»

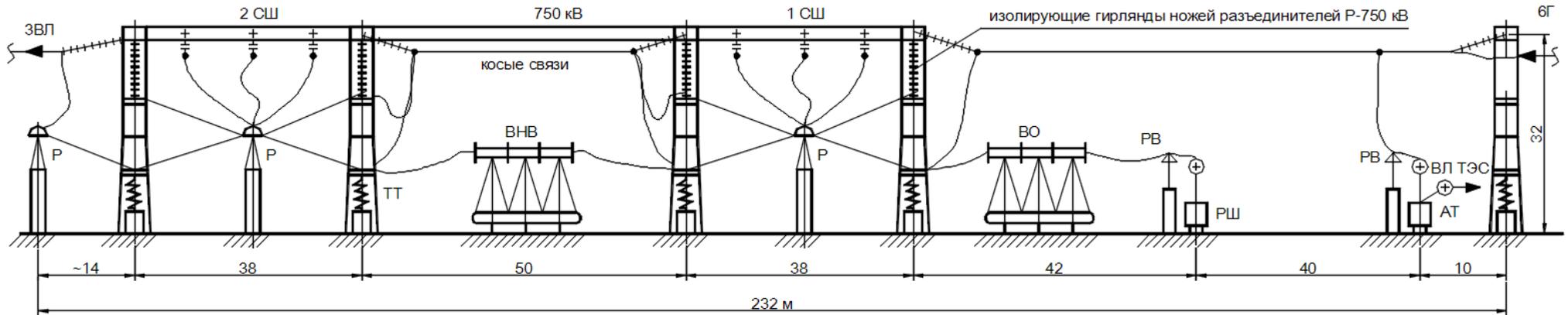


Рисунок 2-9.7 Поперечный (общий) разрез гибкой ошиновки и схема коммутаций элементов ЭТО РУ-750 кВ
см.доп.: Комплект проектной документации ЦУА 323-51 «Монтажные и эл. технические чертежи ОРУ-750 кВ»

Таблица 2-9.2

в метрах

Поз.	Элементы эл. схемы	$l_{\text{яч}}^{1\text{ф}}$ и всего	$l_{\text{доп}}^{1\text{ф}}$ и всего	1. Общая суммарная протяженность 3-х фаз гибких связей ошиновки (ГСО) ОРУ-750 кВ $\sum l_{\text{ГСО}}^{\sum 3\text{ф}} = 4412 \times 3 = 13236\text{ м}$
1	яч.1	151	49 кс*	2. Суммарная протяженность 3-х фаз ГСО яч. 9 и 10, выведенных из работы яч. 9 $l_{\text{яч.9}}^{\sum 3\text{ф}} = (190 + 49) \times 3 = 717\text{ м}$
2	яч.2	198	102 АТ	яч. 10 $l_{\text{яч.10}}^{\sum 3\text{ф}} = (163 + 49) \times 3 = 636\text{ м}$
3	яч.3 (7, 11)	124×3 яч. = 372	49кс×3 = 147	Всего яч. 9 и 10 $\sum l_{\text{яч.9/10}}^{\sum 3\text{ф}} = 717 + 636 = 1353\text{ м}$
4	яч.4 (8, 12)	198×3 яч. = 594	49кс×3 = 147	3. В работе находится ГСО $\sum 3\text{ф ОРУ} - 750\text{ кВ}$ $\sum l_{\text{ГСО раб.}}^{\sum 3\text{ф}} = 13236 - 1353 = 11883\text{ м}$
5	яч.5 (9, 13)	190×3 яч. = 570	49кс×3 = 147	
6	яч.6 (10, 14)	163×3 яч. = 489	49кс×3 = 147	
7	СШ 1 (2)	558×2 = 1116		
8	РШ1 (2, 3)	61×3 = 183		
9	Всего:	3673	739	
10	Итого:		4412	

*кс – условное обозначение «косой связи» ГСО

Примечание

1. Расчет выполнен по ручной версии (М 1:200) конструктивного разреза ячеек эл.сх.ОРУ-750 кВ
2. Продольный шаг между поперечными осями опор порталов (яч.1÷14) 41 м. Размер косой связи 49 м.
3. Из схемы плана при расчете протяженности эл. цепей исключены размеры изолирующих гирлянд 8 м на фазу в точке каждого подвеса.
4. В расчете учтены стрелки провеса ошиновки.
5. В расчете не учтена протяженность эл. цепей ошиновки узлов измерения ТН-750 СШ 1,2 и отходящих ВЛ до пунктов регистрации параметров мощности.
6. Вывод в ремонт части ошиновки Г4 связан с отключением и заземлением ГЛС-4, ВНВ яч.9 и 10.

2-9.5 Расчет СЗ активной мощности ΔP в ГЛС

а) Определение величины активного тока режима нагрузки 5Г (после БТ) в фазе/линии ГЛС.

$$\left| \begin{array}{l} \Delta P_{\text{БТ}}^{5\text{Г}} = 4728,142 \text{ МВт, схема соединений обм. ВН БТ-Y}_0 \\ U_{\text{ВН}}^{\text{БТ}} = 709 \text{ кВ} \end{array} \right.$$

Из формулы $\Delta P_{\text{БТ}}^{5\text{Г}} = I_a^{5\text{Г}} \cdot U \cdot \sqrt{3}$, $I_a^{5\text{У}} = \frac{\Delta P_{\text{БТ}}^{5\text{Г}}}{U \cdot \sqrt{3}}$, тогда

$$I_a^{1\text{Г}} = I_{\text{аФ}}^{\text{ГЛС}} = \frac{\Delta P_{\text{БТ}}^{5\text{Г}}}{5 \cdot U \cdot \sqrt{3}} = \frac{4728142 \text{ кВт}}{5 \cdot 709 \text{ кВ} \cdot \sqrt{3}} = 770 \text{ А}$$

$$\boxed{I_{\text{аФ}}^{\text{ГЛС}} = 770 \text{ А}}$$

б) Расчет СЗМ активных потерь в 5ГЛС

$$\Delta P_{\text{СЗМ}}^{5\text{ГЛС}} = (I_a^{\text{ГЛС}})^2 \cdot R_{0\text{.Ф}}^{\text{ГЛС}} \cdot 3\ell_{\text{Ф}}^{5\text{ГЛС}},$$

где

$$I_{\text{аФ}}^{\text{ГЛС}} = 770 \text{ А}$$

$$R_{0\text{.Ф}}^{\text{ГЛС}} = \frac{R_{\text{уд}}}{3} = \frac{0,08 \text{ (Ом/км)}}{3} = 0,0267 \approx 2,67 \cdot 10^{-2} \text{ (Ом/км)} - \text{уд. фазное сопротивление по алюминию, состоящее из 3-х параллельных проводов}$$

3 $\ell_{\text{Ф}}^{5\text{ГЛС}}$ = 3 · 10,924 км = 32,772 км - суммарная длина 3 \times фаз 5ГЛС, тогда

$$3\ell_{\text{Ф}}^{5\text{ГЛС}} = 3 \cdot 10,924 \text{ км} = 32,772 \text{ км} - \text{суммарная длина 3}\times \text{ фаз 5ГЛС, тогда}$$

$$\Delta P_{\text{СЗМ}}^{5\text{ГЛС}} = (770 \text{ А})^2 \cdot 2,67 \cdot 10^{-2} \text{ (Ом/км)} \cdot 32,772 \text{ км} = 518794,852 \text{ Вт} \approx 518,795 \text{ кВт} \approx 0,519 \text{ МВт}$$

$$\boxed{\Delta P_{\text{СЗМ}}^{5\text{ГЛС}} = 0,519 \text{ МВт}}$$

И в заключении, оценим кратность соотношения удельных компонент сопротивления $Z_{0\text{Ф}}^{\text{ГЛС}}$ фазы ГЛС

$$Z_{0\text{Ф}}^{\text{ГЛС}} = R_0^\Phi \pm j(X_{\text{С}0}^\Phi - X_{\text{Л}0}^\Phi)$$

$$\text{т.к. } -X_{\text{С}0}^\Phi \gg X_{\text{Л}0}^\Phi \quad K_X^{\text{ГЛС}} = \left| \frac{X_{\text{С}0}^\Phi}{X_{\text{Л}0}^\Phi} \right| = \frac{3,981 \cdot 10^5 \text{ (Ом/км)} \text{ п. 2-9.3, а}}{0,3167 \text{ (Ом/км)} \text{ п. 2-9.4, а}} = 12,57 \cdot 10^5 \text{ раз, то}$$

гда

$$Z_{0\text{Ф}}^{\text{ГЛС}} = R_0^\Phi - jX_{\text{С}0}^\Phi,$$

$$\text{а кратность } K^{\text{ГЛС}} = \left| \frac{X_{\text{С}0}^\Phi}{R_0^\Phi} \right| = \frac{3,981 \cdot 10^5 \text{ (Ом/км)}}{2,67 \cdot 10^{-2} \text{ (Ом/км)}} = 1,49 \cdot 10^7 \approx 15 \cdot 10^6, \text{ или } 15 \text{ миллионов}$$

$$\text{крат, т.е. } Z_{0\text{Ф}}^{\text{ГЛС}} = |X_{\text{С}0}^\Phi|$$

2-9.6 Упрощенная оценка СЗМ активных потерь на корону в 5ГЛС

Из большого объема опытного статистического материала, полученного на действующих ВЛ, спроектированных и построенных по действующим нормам, установлено, что СЗМ активных потерь на корону $P_{\text{нор}}^{\text{кор}}$ находится в диапазоне (2÷5)% от $\Delta P_{\text{СЗМ}}^{\text{ВЛ}}$ самих ВЛ при эксплуатации в нормальных (стандартных) погодных условиях:

- атмосферное давление 760 мм рт. ст.;
- температура 293° К (20°С);
- влажность воздуха 65% (паров воды в воздухе 11 г/м³).

Примем для оценки потерь на корону среднюю величину допуска $k_H = (2+5)/2 = 3,5\%$, тогда потери на корону для стандартных погодных условий определяется как

$$P_{\text{нор}}^{\text{кор}} = \frac{\Delta P_{\text{СЗМ}}^{\text{ВЛ}}}{100} \cdot k_H = \frac{0,519 \text{ МВт}}{100} \cdot 3,5 = 0,0182 \text{ МВт} \approx 18,2 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{нор}}^{\text{кор}} = 18,2 \text{ кВт}$$

В дождливую, ненастную погоду, СЗМ в короне возрастают до 10÷20 крат от величины СЗМ на корону, соответствующих стандартным погодным условиям.

Примем средний допуск $k_D = (10+20)/2 = 15$ крат, тогда

$$P_{\text{дождь}}^{\text{кор}} = P_{\text{нор}}^{\text{кор}} \cdot k_D = 18,2 \cdot 15 = 273 \text{ кВт} \approx 0,273 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{дождь}}^{\text{кор}} = 273 \text{ кВт}$$

2-9.7 Расчет удельной емкостной проводимости ω_0 ГЛС и реактивной мощности Q_c ГЛС

Как известно, провод фазы ЛЭП (без дополнительной собственной изоляции) изолированный от земли представляет собой естественный воздушный конденсатор (емкость) «провод-земля».

Помимо этого, провод фазы ЛЭП образует емкости с заземленными конструкциями опор и порталов, проводами грозозащиты, аппаратами защиты и измерения ЛЭП, соседними параллельно расположенными и пересекающими ее направление ЛЭП и др.

Вся совокупность вышеперечисленных «присоединений» к фазе ЛЭП, именуемых частичными емкостями, совместно с емкостью фазы ЛЭП, трактуется как удельная рабочая емкость фазы ЛЭП.

Ее расчет выполняется по эмпирической формуле, с учетом расположения фазы ЛЭП в сечении пространства ЛЭП по отношению к соседним фазам собственной ЛЭП.

Для ГЛС-750 кВ (ЗАЭС) она определена на уровне, см.п. 2-9.4, а)

$$C_{0\phi}^{\text{Рас/ГЛС}} = 0,008 \cdot 10^{-6} \left(\frac{\Phi}{\text{км}} \right)$$

Располагая расчетным параметром удельной рабочей емкости фазы, определим расчетную удельную емкостную проводимость фазы из формулы

$$\omega_{0\phi}^{\text{Рас/ГЛС}} = \omega \cdot C_{0\phi}^{\text{Рас}} \left(\frac{\text{СИМ}}{\text{км}} \right),$$

получим

$$-\epsilon_{0\Phi}^{\text{Рас/ГЛС}} = 314 \frac{1}{\text{С}} \cdot 0,008 \cdot 10^{-6} \left(\frac{\Phi}{\text{КМ}} \right) = 2,512 \cdot 10^{-6} \left(\frac{\text{СИМ}}{\text{КМ}} \right)$$

$$-\epsilon_{0\Phi}^{\text{Рас/ГЛС}} = 2,512 \cdot 10^{-6} \left(\frac{\text{СИМ}}{\text{КМ}} \right),$$

В инженерных расчетах величина (удельной)* емкостной проводимости фазы находится по таблице эл. технического справочника (возможно с экстраполяцией по исходным табличным данным). Для ГЛС-750 кВ (ЗАЭС) она оценена на уровне

$$-\epsilon_{0\Phi}^{\text{Табл/ГЛС}} = 2,585 \cdot 10^{-6} \left(\frac{\text{СИМ}}{\text{КМ}} \right),$$

Эта величина использована в дальнейших расчетах.

Табличное и расчетное значения отличаются на

$$\gamma = \frac{2,585 - 2,512}{2,585} \cdot 100\% = +2,82\%$$

По известной величине линейного напряжения $U^{\text{ГЛС}}$ (кВ), удельной фазной проводимости $-\epsilon_{0\Phi}^{\text{ГЛС}} \left| \frac{\text{СИМ}}{\text{КМ}} \right|$ и протяженности $l^{\text{ГЛС}}$ (км) – определяется р.м.в. $-Q_{\text{С}}^{\text{ГЛС}}$, генерируемая 3^х фазной ГЛС

$$\begin{aligned} -Q_{\text{С}}^{\text{ГЛС}} &= 3(U_{\Phi}|V|)^2 \cdot \epsilon_{0\Phi}^{\text{Табл}} \left| \frac{\text{СИМ}}{\text{КМ}} \right| \cdot l^{\text{ГЛС}} (\text{км}) = 3 \left(\frac{U}{\sqrt{3}} |V| \right)^2 \cdot \epsilon_{0\Phi}^{\text{Табл}} \left| \frac{\text{СИМ}}{\text{КМ}} \right| \cdot l^{\text{ГЛС}} (\text{км}) = \\ &= (U|V|)^2 \cdot \epsilon_{0\Phi}^{\text{Табл}} \left| \frac{\text{СИМ}}{\text{КМ}} \right| \cdot l^{\text{ГЛС}} (\text{км}) \text{ [ВАр]} \end{aligned}$$

$$-Q_{\text{С}}^{\text{ГЛС}} = (U|V|)^2 \cdot \epsilon_{0\Phi}^{\text{Табл}} \left| \frac{\text{СИМ}}{\text{КМ}} \right| \cdot l^{\text{ГЛС}} (\text{км}) \text{ [ВАр]}$$

р.м.в. – $Q_{\text{С}}^{\text{ГЛС}}$ каждой ГЛС обратима в электрической схеме за период, не изменяет величину внешней нагрузки на СШ-750 кВ ОРУ и регистрируется приборами учета мощности нагрузки суммарно с параметрами мощности каждого генератора.

Все выше изложенное относится к расчету транспонированных одиночных, не «связанных» общим эл. маг. полем $Q_{\text{х}}^{\text{ЭМП}}$ параллельно сближенных ЛЭП.

В связи с относительно коротким переходом потока 6ГЛС (ЗАЭС), по отношению к протяженности внешних ЛЭП, вносимая расчетная погрешность будет невелика, учитывая и то, что используются результирующие параметры нагрузочного режима, сбалансированы схемой.

* В фразе «(удельная) емкостная проводимость фазы» - (удельное), слово в скобках, не оговаривается в заголовке таблицы справочной литературы, т.к. применяется в формуле расчетной реактивной мощности ЛЭП совместно с параметром ее длины (км), который сокращается.

2-9.8 Пример расчета видов мощности нагрузки Г5 с учетом генерирования дополнительной мощности ГЛС5

Учитывая сложность и важность рассматриваемого материала для ясного понимания происходящих процессов в связке цепей Г+ГЛС на перераспределение нагрузки между генераторами, настоящий раздел изменен и дополнен.

Для удобства изложения материала построим (без масштаба) векторную схему эл. параметров обмотки статора Г5, см.рис.2-9.8 и рассчитаем все величины видов мощности и тока векторов основного Δ0АБ.

а) Исходные и расчетные данные

из табл.2-9.1

$$S^{и(Г5)} = S^{(Г+ГЛС)5} = 1016 \text{ МВА}$$

$$P^{и(Г5)} = P^{(Г+ГЛС)5} = 1000 \text{ МВт}$$

$$P^{и(Г5)}(С) = P^{Г5} = 995,4 \text{ МВт}$$

$$-Q_C^{и(Г5)}(С) = Q_C^{Г5} = 150,6 \text{ МВАр}$$

$$-Q_C^{и(Г5)} = Q_C^{(Г+ГЛС)5} = 181 \text{ МВАр}$$

$$P^{(и-ис)Г5}(Б) = P^{ГЛС5} = 4,6 \text{ МВт}$$

$$-Q_C^{(и-ис)Г5}(Б) = Q_C^{ГЛС5} = 30,4 \text{ МВАр}$$

из табл.2-2

$$I^{(Г+ГЛС)5} = 26,28 \text{ кА}$$

$$U^{Г5} = 22,01 \text{ кВ}$$

часть 2-5,в

$$U_{БТ-ВН}^{5Г} = 709 \text{ кВ}$$

рис.2-9.1

$$l^{ГЛС5} = 2,683 \text{ км}$$

Угловые параметры видов мощности:

$$\operatorname{tg} \varphi^{Г5} = \frac{150,6}{995,4} = 0,1513; \varphi^{Г5} = 8^{\circ}36'; \cos \varphi^{Г5} = 0,9888; \sin \varphi^{Г5} = 0,1495$$

$$\operatorname{tg} \varphi^{ГЛС5} = \frac{30,4}{4,6} = 6,6087; \varphi^{ГЛС5} = 81^{\circ}24'; \cos \varphi^{ГЛС5} = 0,1495; \sin \varphi^{ГЛС5} = 0,9888$$

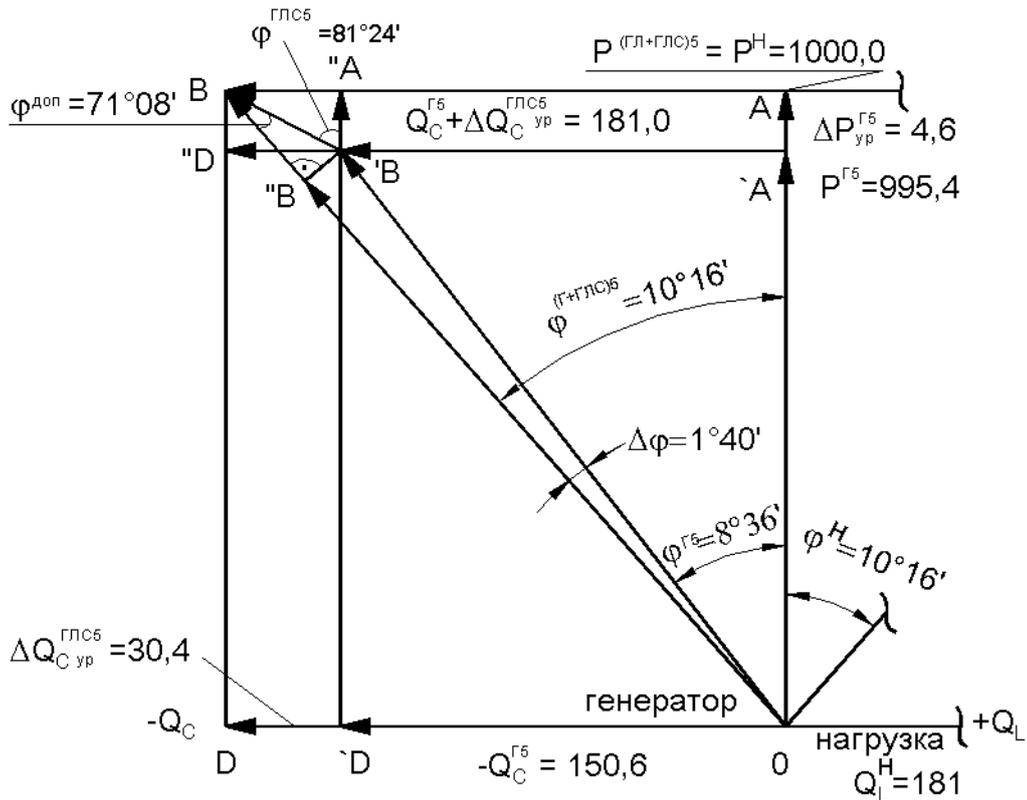
$$\operatorname{tg} \varphi^{\Sigma Г5} = \frac{181}{1000} = 0,181; \varphi^{\Sigma Г5} = 10^{\circ}13'; \cos \varphi^{\Sigma Г5} = 0,9843; \sin \varphi^{\Sigma Г5} = 0,1774$$

Располагая измеренными и расчетными параметрами видов мощности P и Q элементов цепи Г5 и ГЛС5, определим расчетом их полную мощность S.

$$S^{Г+ГЛС5} = \sqrt{1000^2 + 181^2} = 1016,25 \text{ МВА}$$

$$S^{Г5} = \sqrt{995,4^2 + 150,6} = 1006,73 \text{ МВА}$$

$$\Delta S^{ГЛС5} = \sqrt{4,6^2 + 30,4^2} = 30,75 \text{ МВА}$$



Расчетные величины видов мощности представлены размерностями:
 S - МВА; P – МВт; $Q_C=Q_L$ - МВАр

Рисунок 2-9.8 Векторная диаграмма (без масштаба) электрических параметров нагрузки статора генератора Г5 в цепи (Г+ГЛС)5

б) Располагая всеми параметрами видов мощности, определим для них токи при напряжении обмотки статора Г5 $U^{Г5} = 22,01$ кВ

Определим компоненты токов:

Для полной мощности $S^{(Г+ГЛС)5}$

$$\text{Из } S = I \cdot U \cdot \sqrt{3} \quad I = \frac{S}{U \cdot \sqrt{3}}$$

$$I^{(Г+ГЛС)5} = \frac{1016,25 \text{ МВА}}{22,01 \text{ кВ} \cdot \sqrt{3}} = 26,658 \text{ кА}$$

Аналогично $I^{Г5} = 26,409$ кА; $\Delta I^{ГЛС5} = I^{(Г+ГЛС)5} - I^{Г5} = 26,658 - 26,409 = 0,249$ кА

Определим величину вектора $|\overline{BB'}| = \Delta S^{ГЛС5}$ в полной мощности $|\overline{OB}| = S^{(Г+ГЛС)5}$, на рис.2-9.7.

Т.к. равны накрест лежащие внутренние углы $\angle B'OA = \angle OBD = 10^\circ 16'$ и $\angle B'V'A = \angle DB'V = 81^\circ 24'$, дополнительный угол $\angle BB'V$ составит: $\varphi^{доп} = \angle BB'V = \angle DB'V - \angle OBD = 81^\circ 24' - 10^\circ 16' = 71^\circ 08'$, $\cos \varphi^{доп} = 0,3233$, тогда $\Delta S^{ГЛС5} = |\overline{BB'}| = \Delta S^{ГЛС5} \cdot \cos \varphi^{доп} = 30,75 \text{ МВА} \cdot 0,3233 = 9,9415 \approx 9,94 \text{ МВА}$ или $S^{Г5} = S^{(Г+ГЛС)5} - \Delta S^{ГЛС5} = 1016,25 - 9,94 = 1006,31 \text{ МВА}$.

Погрешность от $S^{Г5} = 1006,73 \text{ МВА}$ составляет $\gamma = 0,05\%$.

Определим полный ток $\Delta I^{\text{ГЛС5}}$:

$$\Delta I^{\text{ГЛС5}} = \frac{9,94 \text{ МВА}}{22,01 \text{ кВ} \cdot \sqrt{3}} = 260,75 \text{ А} \approx 0,261 \text{ кА}$$

На рис.2-9.8 при $\Delta\varphi=1^{\circ}40'$ треугольника "B0'B, векторы полной мощности $S^{\text{Г5}}|\overline{B0}|$ и $|\overline{B0}|$ практически равны.

Тоже для мощности $P^{(\text{Г+ГЛС})5}$

$$\text{Из } P = I_a \cdot U \cdot \sqrt{3} \quad I_a = \frac{P}{U \cdot \sqrt{3}}$$

$$I_a^{(\text{Г+ГЛС})5} = \frac{1000 \text{ МВт}}{22,01 \text{ кВ} \cdot \sqrt{3}} = 26,232 \text{ кА}$$

Аналогично $I_a^{\text{Г5}} = 26,111 \text{ кА}$; $I_{a \text{ ур}}^{\text{ГЛС5}} = I_a^{(\text{Г+ГЛС})5} - I_a^{\text{Г5}} = 26,232 - 26,111 = 0,121 \text{ кА}$

Тоже для мощности $Q_c^{(\text{Г+ГЛС})5}$

$$\text{Из } Q_c = I_c \cdot U \cdot \sqrt{3} \quad I_c = \frac{Q_c}{U \cdot \sqrt{3}}$$

$$I_c^{(\text{Г+ГЛС})5} = \frac{181 \text{ МВАр}}{22,01 \text{ кВ} \cdot \sqrt{3}} = 4,748 \text{ кАр}$$

Аналогично $I_c^{\text{Г5}} = 3,951 \text{ кАр}$; $I_{c \text{ ур}}^{\text{ГЛС5}} = I_c^{(\text{Г+ГЛС})5} - I_c^{\text{Г5}} = 4,748 - 3,951 = 0,797 \text{ кАр}$

Результаты расчета

$$|\overline{OA}|, P^{(\text{Г+ГЛС})5} = P^H = 1000 \text{ МВт}, I_a^{(\text{Г+ГЛС})5} = I_a^H = 26,232 \text{ кА}$$

$$|\overline{O'A}|, P^{\text{Г5}} = 995,4 \text{ МВт}, I_a^{\text{Г5}} = 26,111 \text{ кА}$$

$$* |\overline{AA}|, \Delta P_{\text{ур}}^{\text{ГЛС5}} = 4,6 \text{ МВт}, \Delta I_{a \text{ ур}}^{\text{ГЛС5}} = 0,121 \text{ кА}$$

$$|\overline{OD}| = |\overline{AB}|, Q_c^{(\text{Г+ГЛС})5} = 181 \text{ МВАр}, I_c^{(\text{Г+ГЛС})5} = 4,748 \text{ кАр}$$

$$|\overline{O'D}|, Q_c^{\text{Г5}} = 150,6 \text{ МВАр}, I_c^{\text{Г5}} = 3,951 \text{ кАр}$$

$$* |\overline{DD}|, \Delta Q_{c \text{ допГ5}}^{\text{ГЛС5}} = 30,4 \text{ МВАр}, \Delta I_{c \text{ допГ5}}^{\text{ГЛС5}} = 0,797 \text{ кАр}, \text{ см. табл. 2-9.1 (кол. 8)}$$

$$|\overline{OB}|, S^{(\text{Г+ГЛС})5} = 1016,25 \text{ МВА}, I^{(\text{Г+ГЛС})5} = 26,658 \text{ кА}$$

$$|\overline{O'B}|, S^{\text{Г5}} = 1006,73 \text{ МВА}, I^{\text{Г5}} = 26,409 \text{ кА}$$

$$* |\overline{BB}|, \Delta S^{\text{ГЛС5}} = 9,94 \text{ МВА}, \Delta I^{\text{ГЛС5}} = 0,261 \text{ кА}$$

* - Параметры компонент уравнительного тока (мощности) 5Г, генерируемые ГЛС5.

в) Расчет фактической удельной емкостной проводимости и удельной рабочей емкости фазы ГЛС5

Исходные данные:

Генерируемая ГЛС-5 р.м.в. $-Q_C^{\text{ГЛС5}}=30,4$ МВАр, см.табл.2-9.1 (кол.8)

Напряжение ГЛС, обм. ВН БТ $U_{\text{ВН}}^{\text{БТ}}=709$ кВ, см.раздел 2-5, в).

Протяженность ГЛС-5, $l^{\text{ГЛС5}}=2,683$ км, см.рис.2-9.2

Из формулы расчета р.м.в. $-Q_C^{\text{ГЛС}}$, генерируемой ГЛС, см. раздел 2-9.7, определим удельную проводимость фазы ГЛС5

$$-Q_C^{\text{ГЛС}} = (U_{\text{В}})^2 \cdot \epsilon_{0\text{Ф}}^{\text{табл}} \left| \frac{\text{СИМ}}{\text{КМ}} \right| \cdot l^{\text{ГЛС}} (\text{км}) [\text{ВАр}]$$

$$\epsilon_{0\text{Ф}}^{\text{ГЛС5}} = \frac{-Q_C^{\text{ГЛС5}} \text{ МВАр}}{(U_{\text{В}})^2 \cdot l^{\text{ГЛС5}}_{\text{км}}} = \frac{-30,4 \cdot 10^6 [\text{ВАр}]}{(709000 \text{ В})^2 \cdot 2,683 \text{ км}} = -22,5402 \cdot 10^{-6} \left| \frac{\text{СИМ}}{\text{КМ}} \right|$$

$$\epsilon_{0\text{Ф}}^{\text{ГЛС5}} = -22,54 \cdot 10^{-6} \left| \frac{\text{СИМ}}{\text{КМ}} \right|$$

Ранее, в. разделе 2-9.7, определена расчетом величина удельной емкостной проводимости для фазы ГЛС, как

$$\epsilon_{0\text{Ф}}^{\text{Рас/ГЛС5}} = 2,512 \cdot 10^{-6} \left| \frac{\text{СИМ}}{\text{КМ}} \right|,$$

и ее аналогичная табличная величина, взятая нами за основу расчета

$$\epsilon_{0\text{Ф}}^{\text{Табл/ГЛС5}} = 2,585 \cdot 10^{-6} \left| \frac{\text{СИМ}}{\text{КМ}} \right|$$

Отношение удельной емкостной проводимости фазы ГЛС5 в потоке 5ГЛС (ГЛС-4 заз.) и ее табличного значения для одиночной транспонированной ГЛС, составит:

$$k_{\text{сх}} = k_{\epsilon}^{\text{ГЛС5}} = \frac{-\epsilon_{0\text{Ф}}^{\text{ГЛС5}}}{-\epsilon_{0\text{Ф}}^{\text{Табл/ГЛС5}}} = \frac{22,54 \cdot 10^{-6}}{2,585 \cdot 10^{-6}} = 8,7195 \approx 8,72$$

$$k_{\text{сх}} = k_{\epsilon}^{\text{ГЛС5}} = 8,72$$

Определим удельную рабочую емкость фазы ГЛС-5.

Из $\epsilon = \omega C$, $C = \epsilon / \omega$

$$C_{0\text{Ф}}^{\text{ГЛС5}} = \frac{\epsilon_{0\text{Ф}}^{\text{ГЛС5}} \left| \frac{\text{СИМ}}{\text{КМ}} \right|}{\omega} = \frac{22,54 \cdot 10^{-6} \left| \frac{\text{СИМ}}{\text{КМ}} \right|}{314 \frac{1}{\text{с}}} = 0,0718 \cdot 10^{-6} \left| \frac{\text{Ф}}{\text{КМ}} \right|$$

$$C_{0\text{Ф}}^{\text{ГЛС5}} = 0,0718 \cdot 10^{-6} \left| \frac{\text{Ф}}{\text{КМ}} \right|$$

Удельная рабочая емкость фазы ГЛС, вычисленная по табличному значению $\epsilon_{0\phi}^{\text{Табл/ГЛС}}$, взятая за основу расчета, равна:

$$C_{0\phi}^{\text{Табл/ГЛС}} = \frac{\epsilon_{0\phi}^{\text{Табл/ГЛС}} \left| \frac{\text{СИМ}}{\text{КМ}} \right|}{\omega} = \frac{2,585 \cdot 10^{-6} \left| \frac{\text{СИМ}}{\text{КМ}} \right|}{314 \frac{1}{\text{с}}} = 0,0082 \cdot 10^{-6} \left| \frac{\Phi}{\text{КМ}} \right|$$

$$C_{0\phi}^{\text{Табл/ГЛС}} = 0,0082 \cdot 10^{-6} \left| \frac{\Phi}{\text{КМ}} \right|$$

Сравнивая фактическую величину удельной рабочей емкости фазы ГЛС-5 в потоке 6ГЛС (ГЛС-4 заземлена) с табличной величиной, полученной по данным действующих одиночных транспонированных ГЛС аналогичной конструкции, получим тот же результат, т.е. удельные параметры $-\epsilon_{0\phi}^{\text{ГЛС5}}$ и $-C_{0\phi}^{\text{ГЛС5}}$ представлены в конкретной электрической схеме 6ГЛС величиной

$$\left| \begin{array}{l} -\epsilon_{0\phi}^{\text{ГЛС5}} = -\epsilon_{0\phi}^{\text{Табл/ГЛС}} \cdot k_{\text{сх}} \\ -C_{0\phi}^{\text{ГЛС5}} = -C_{0\phi}^{\text{Табл/ГЛС}} \cdot k_{\text{сх}} \end{array} \right|$$

$k_{\text{сх}}$ – индивидуальная величина для каждой ГЛС в каждой конкретной схеме включенных блоков

2-9.9 Пример расчета видов дополнительного уравнительного тока (мощности) в цепи (Г+ГЛС)5

2-9.9.1 Оценка удельной плотности электроэнергии ЭП ЭМП по группам цепей ²ЛЭП и ¹ЛЭП

р.м.в. $-Q_C^{5\text{ГЛС}}$ не изменяет суммарных величин параметров внешней нагрузки и видов генерируемой мощности 5Г, но в реальной схеме цепей 5Г+5ГЛС перераспределяет параметры видов генерируемой мощности между работающими 5Г.

Согласно выполненному анализу, см.табл.2-9.1 (кол.8, 9 и 12, 13), рис.2-9.4 и 2-9.5 в цепях 5Г+5ГЛС выделены две группы цепей:

ГЛС – 6/5 (Б>С) ²ЛЭП и ГЛС – 3/2/1 (М<С) ¹ЛЭП,

а также показан характер распределения видов мощности по группам этих цепей.

Принимая условие, что:

- суммарная генерируемая активная и реактивная мощности 5Г постоянны;
- суммарная активная и реактивная мощности в нагрузке 5Г постоянны;
- суммарная реактивная мощность 5ГЛС при $U^{\text{БТ}} \text{ const}$ постоянна,
- приходим к выводу (не располагая другими источниками информации о протекающих процессах) в «связке» узлов Г+ГЛС, что р.м.в. $-Q_C^{\text{ГЛС}}$ цепей ГЛС корректируется общим ЭМП $Q_{\text{С0}}^{\text{ЭМП/5ГЛС}}$ нашей схемы и между группами выделенных цепей ГЛС обеспечивает равенство:

$$\text{р.м.в.} - Q_{\text{С}}^{\text{ГЛС6/5}} = -Q_{\text{С}}^{\text{ГЛС3/2/1}} = 65,8 \text{ МВАр}$$

На рис.2-9.9 эта корректирующая связь между группами условно обозначена емкостью C_0 и реактивным уравнительным емкостным током в ее цепи $\Delta I_{\text{С0 ур}}^{\text{ГЛС5←ЭП5}}$, генерируе-

мым $\Delta Q_{\text{С0 ур}}^{\text{ЭМП(ГЛС2/1)}}$.

Этой емкостью осуществляется выравнивание плотности энергии ЭМП- $Q_{C0}^{\text{ЭМП/ГЛС}}$ между площадями (объемами) зон, занимаемых группами цепей ГЛС-2/1 и ГЛС-6/5/3 в общем потоке БГЛС (ГЛС-4 заземлена), проложенных на местности в виде дуги («раду- ги»), см.рис.2-9.2.

Т.е, от «внутренних» по расположению в потоке цепей ГЛС с большей удельной плотностью энергии ЭМП в сторону «внешних» цепей общего потока БГЛС с меньшей плотностью энергии ЭМП.

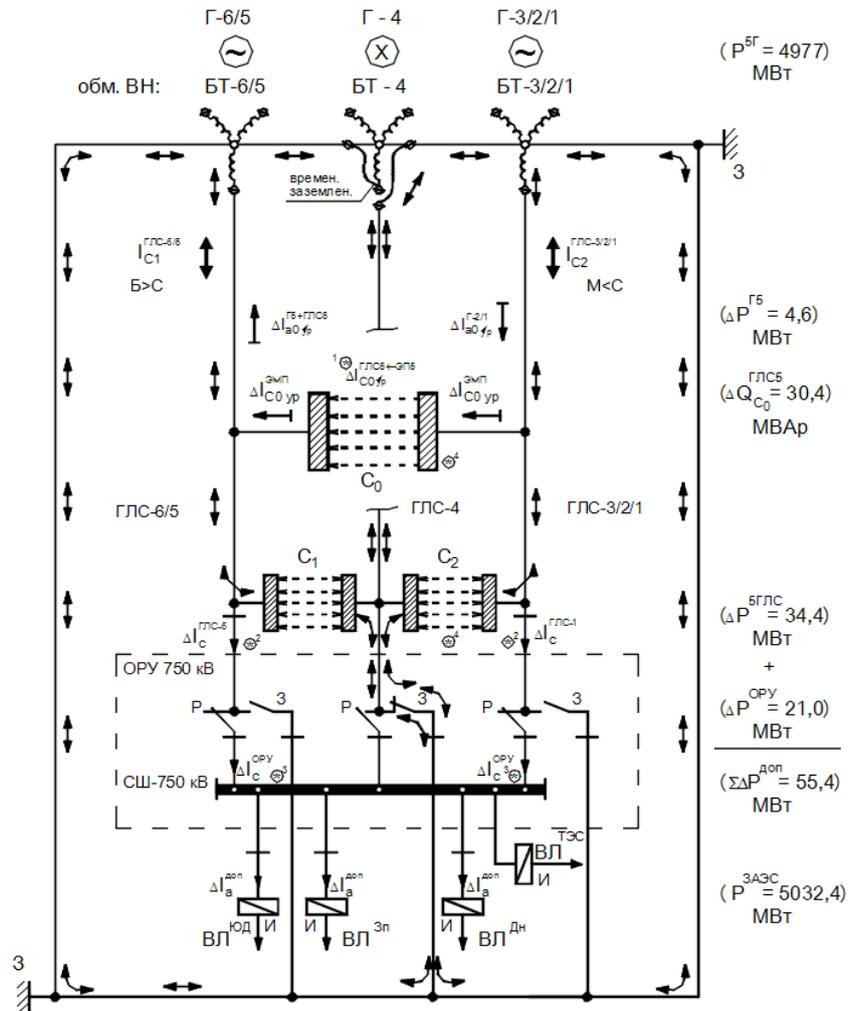


Рисунок 2-9.9 Эквивалентная однолинейная схема активных и реактивных токов, генерируемых Г5-ГЛС5 главной схемы ЗАЭС в контуре обм. ВН БТ – СШ ОРУ 750

Примечание

*¹ $\Delta I_{a0 \text{ ур}}^{\text{Г5+ГЛС5}}$ и $\Delta I_{c0 \text{ ур}}^{\text{ГЛС5←ЭП5}}$ - уравнильный активный ток в цепи генератора Г5 и уравнильный емкостной ток в ЭП5(C_0), см.п.п.2-9.9.2, б) и в).

*² $\Delta I_{c}^{\text{ГЛС-6}}$ и $\Delta I_{c}^{\text{ГЛС-1}}$ - емкостной ток, генерируемый крайними цепями БГЛС (ГЛС-4 заземлена), см.п.п.2-9.3, а) и б), преобразуемый на их некомпенсированных длинах ($X_{c}^{\text{ГЛС}}$) в дополнительную активную мощность $P^{\text{ГЛС}}$, см.п.п.2-9.3.2, г).

*³ $\Delta I_{c}^{\text{ОРУ}}$ - емкостной ток, генерируемый некомпенсированными длинами ($X_{c}^{\text{ОРУ}}$) цепями эл.схемы ОРУ-750 и преобразуемый в дополнительную активную мощность $P^{\text{ОРУ}}$, см.п.п.2-9.4, д).

*⁴ Как известно, сквозной ток внешней цепи через конденсатор не проходит. Стрелки между обкладками указывают на неразрывность и направление потока электро-энергии внешней цепи.

По нашей оценке, удельная плотность энергии ЭМП $W_{C_0}^{\text{ЭМП/ГЛС}}$ групп цепей, определяемая по удельной линейной нагрузке р.м.в. $-\Sigma Q_C^{\text{ГЛС}}$ на 1 км, составляет:

$$W_{C_0}^{\text{ГЛС2/1}} = \sum \frac{-Q_{C_0}^{\text{ЭМП(ГЛС2/1)}}}{\ell^{\text{ГЛС2/1}}} = \frac{23,6 + 26,6}{1,787 + 1,387} = \frac{50,2}{3,174} = 15,816 \frac{\text{МВАр}}{\text{км}}$$

$$W_{C_0}^{\text{ГЛС6/5/3}} = \sum \frac{-Q_{C_0}^{\text{ЭМП(ГЛС6/5/3)}}}{\ell^{\text{ГЛС6/5/3}}} = \frac{35,4 + 30,4 + 15,6}{2,995 + 2,683 + 2,072} = \frac{81,4}{7,75} = 10,503 \frac{\text{МВАр}}{\text{км}}$$

т.е. соотношение этих величин будет $k_{W_{C_0}}^{\text{ГЛС}} = 15,816/10,503 \approx 1,5$. $k_{W_{C_0}}^{\text{ГЛС}} = 1,5$.

На «внутренних» цепях часть активной мощности $P_{(M<C)}^{\text{Г2/1}} = 27,8$ МВт, см. рис.2-9.5, на емкостном сопротивлении $X_C^{\text{ГЛС2/1}}$, преобразовывается в р.м.в. $-Q_{C_0}^{\text{ЭМП(ГЛС2/1)}} = 21,59$ МВАр ЭП ЭМП, см.п.п.2-9.9.2 (емкостной отбор активной мощности в связанных общим ЭМП цепях, см.разд.2-9.2 и 2-9.3).

На «внешних» цепях с меньшей удельной плотностью электроэнергии ЭП ЭМП $1/k_{W_{C_0}}^{\text{ГЛС}} = 1/1,5 = 0,667$ по отношению к «внутренним» цепям ГЛС, часть свободной уравнительной р.м.в. $-\Delta Q_{C_0 \text{ ур}}^{\text{ЭМП}} = 21,59 \approx 21,6$ МВАр ЭП ЭМП на емкостном сопротивлении $X_C^{\text{ГЛС6/5/3}}$ преобразовывается в активную мощность $P_{(B>C)}^{\text{Г6/5/3}} = 27,8$ МВт (обратный предыдущему процессу преобразования энергии ЭМП).

Этот канал перераспределения активной мощности между генераторами не нарушает суммарную величину выработки активной мощности 5Г.

Дополнительный активный ток $I_{a(M<C)}^{\text{Г2/1}}$ ($P_{a(M<C)}^{\text{Г2/1}}$) вычитается из активного тока I_a^{Γ} , а дополнительный активный ток $I_{a(B>C)}^{\text{Г6/5/3}}$ ($P_{a(B>C)}^{\text{Г6/5/3}}$) суммируется с активным током I_a^{Γ} , генерируемым в своей цепи генератором.

2-9.9.2 Расчет суммарных дополнительных р.м.в. $Q_{C_0}^{6/5}$ и $Q_{C_2}^{6/5}$ в емкостных связях C_0 и C_2 цепей (Г+ГЛС) 6/5, ²ЛЭП

Рассматриваются виды мощности, зарегистрированные приборами на обмотке статора генераторов Г6/5, см.табл.2-9.1 (кол.11 и 13).

$$Q_{C_0|B}^{6/5} = \sqrt{(S_{|B}^{\text{И-ИС}})^2 - (P_{|B}^{\text{И-ИС}})^2} = \sqrt{35,2 \text{ МВА}^2 - 27,8 \text{ МВт}^2} = 21,59 \text{ МВАр}$$

Для ²ЛЭП и ¹ЛЭП справедливо равенство

$$Q_{C_2|B}^{6/5} = Q_{C_1|M}^{3/2/1} = Q_{C|B}^{\text{И-ИС}} - Q_{C_0|B}^{6/5} = 65,8 - 21,59 = 44,21 \text{ МВАр}$$

Это указывает на то, что суммарная р.м.в. ${}^2Q_{C|B}$, ²ЛЭП и ${}^1Q_{C|M}$, ¹ЛЭП, частичных емкостей C_1 и C_2 «ГЛС - земля», уравновешены общим для них ЭП ЭМП 5ГЛС, что следует из табл.2-9.1 (кол.9 и косвенно кол.13) и рис.2-9.12.

По этому принципу выполнен расчет параметров мощности для каждой цепи Г+ГЛС, см.табл.2-9.3.

Таблица 2-9.3

		$U^{\Gamma 5}=22,01$ кВ			Q_C МВАр			
		2ЛЭП			1ЛЭП			
		1	2	3	4	5	6	7
		№ ген	6	5	№ ген	3	2	1
1	$Q_{C_0}^{6/5}$	16,828	7,266	$Q_{C_0}^{3/2/1}$	3,61*	9,55	10,927	
2	$\Sigma Q_{C_0}^{6/5}$	24,09			$\Sigma Q_{C_0}^{2/1}$	20,48		
3	$Q_{C_2}^{6/5}$	18,572	23,134	$Q_{C_1}^{3/2/1}$	11,98*	14,05	15,673	
4	$\Sigma Q_{C_2}^{6/5}$	41,7			$\Sigma Q_{C_1}^{2/1}$	29,72		
5	$Q_C^{6/5}$	35,4 Б	30,4 Б	$Q_C^{3/2/1}$	15,6 М	23,6 М	26,6 М	

* Согласно табл.2-9.1 (кол.10 и 12) вычисление р.м.в. $Q_{C_0}^3$ и, как следствие, р.м.в. $Q_{C_1}^3$ не имеет решения, т.к.:

$$S_{|М|}^{(И-ИС)^3} < P_{|М|}^{(И-ИС)^3} \text{ или то же } . S_{C_0|М|}^3 < P_{C_0|М|}^3$$

Используя равенство суммарной дополнительной мощности в емкостных связях, примем:

р.м.в. $\Sigma Q_{C_0|Б|}^{6/5} = \Sigma Q_{C_0|М|}^{3/2/1}$, $\Sigma Q_{C_2|Б|}^{6/5} = \Sigma Q_{C_1|М|}^{3/2/1}$ и определим скрытые, не известные нам параметры мощности, см.табл.2-9.3 (кол.5, строка 1 и 3);

$$\Delta Q_{C_0}^3 = \Sigma Q_{C_0}^{6/5} - \Sigma Q_{C_0}^{2/1} = 24,09 - 20,48 = 3,61 \text{ МВАр}$$

$$\Delta Q_{C_1}^3 = \Sigma Q_{C_2}^{6/5} - \Sigma Q_{C_1}^{2/1} = 41,7 - 29,72 = 11,98 \text{ МВАр}$$

При этом, расчетная полная дополнительная уравнительная мощность $S_{(C_0)}^3$ цепи (Г+ГЛС)3 составит:

$$S_{(C_0)рас}^3 = \sqrt{(\Delta Q_{C_0}^3)^2 + (P_{|Б|изм}^3)^2} = \sqrt{3,61 \text{ МВАр}^2 + 2,6 \text{ МВт}^2} = 4,45 \text{ МВА} ,$$

а скрытая от учета приборами ГЗ полная мощность цепи (Г+ГЛС)3, $\Delta S_{(C_0)рас}^3$ определится как разница:

$$\Delta S_{(C_0)рас}^3 = S_{(C_0)рас}^3 - S_{(М)изм}^3 = 4,45 - 0,4 = 4,05 \text{ МВА} ,$$

где $S_{|М|изм}^3$ см.табл.2-9.1 (кол.10).

Для емкостной связи C_1^3 расчетная генерируемая р.м.в. $Q_{C_1}^3$, с учетом скрытой от измерения приборами р.м.в. $\Delta Q_{C_1}^3$ равна:

$$\Sigma Q_{C_1}^3 = \Delta Q_{C_1}^3 + Q_{C_1|М|изм}^3 = 11,98 + 15,6 = 27,58 \text{ МВАр} ,$$

где $Q_{C_1|М|изм}^3$ см.табл.2-9.1(кол.8).

ГЛС-3, генерирующая дополнительную электроэнергию ЭП ЭМП, р.м.в. $Q_{C_0}^{ГЛС-3}$, расположена по трассе прокладки на местности рядом с заземленной ГЛС-4, на которую «замыкается» результирующий поток дополнительной электроэнергии МП ЭМП 5ГЛС, р.м.в. $Q_L^{5ГЛС}$, в противоположных по знаку вектора напряженности \vec{H} 2ЛЭП и 1ЛЭП, см.рис.2-9.3 а).

Суммарное результирующее МП ЭМП, р.м.в. $Q_L^{5ГЛС}$, частично перекрывает зону ЭП ЭМП рядом расположенной ГЛС-3 и передает в нее часть р.м.в. $\Delta Q_{L(C_0)}^{ГЛС-3} = 3,61$ МВАр и $\Delta Q_{L(C_1)}^{ГЛС-3} = 11,98$ МВАр противоположного знака и равной по величине р.м.в. $\Delta Q_{C_0}^3 = 3,61$ МВАр и $\Delta Q_{C_1}^3 = 11,98$ МВАр, компенсируя ее в емкостных связях C_0 и C_1 ЭП ЭМП цепей ГЛС-3.

Эти (обнуляемые) компенсированные величины видов реактивной мощности скрыты от учета приборами ГЗ.

2-9.9.3 Пересчет дополнительных емкостных токов $I_{C_0}^{Г5}$ и $I_{C_2}^{Г5}$ с обмотки статора Г5 на обмотку ВН ЗБТ5 (ГЛС-5) по цепи ЭТО, включенного между этими точками схемы

а) Исходные параметры:

$$\left. \begin{aligned} Q_{C_0}^{Г5} &= 7,266 \text{ МВАр} \\ Q_{C_2}^{Г5} &= 23,13 \text{ МВАр} \end{aligned} \right\} \text{ см.табл.2-9.3 (кол.3)}$$

$$P_{(C_0)}^{Г5} = \Delta P_{ур}^{Г5} = 4,6 \text{ МВт}, \text{ см.табл.2-9.1 (кол.12)}$$

$$U^{Г5} = 22,01 \text{ кВ}, \text{ см.табл.2.1.}$$

Используя эти данные, вычислим конечную дополнительную уравнительную полную мощность, получаемую обмоткой статора Г5 с обмотки ВН ЗБТ5 (ГЛС-5).

$$S_{(C_0)}^{Г5} = \sqrt{(P_{C_0}^{Г5})^2 + (Q_{C_0}^{Г5})^2} = \sqrt{4,6^2 + 7,266^2} = 8,6 \text{ МВА}$$

б) Расчет коэффициентов, $K_P^{\text{ЭТО}}$ - снижения дополнительной активной мощности P , и $K_{Q_C}^{\text{ЭТО}}$ - снижение дополнительной р.м.в. Q_C , для учета СЗМ в цепи ЭТО: Г5→ЗБТ5 обм. ВН (ГЛС-5).

Выберем величины мощности в точках 5Г и 15БТ обм.ВН

$$\left| \begin{aligned} P^{5Г} &= 4977 \text{ МВт}, \text{ см.п.2-3, г} \\ P^{15БТ} &= 4728,142 \text{ МВт}, \text{ см.п.2-5, б} \end{aligned} \right.$$

$$K_P^{\text{ЭТО}} = \frac{4977}{4728,142} = 1,0526$$

$$\left| \begin{aligned} Q_C^{5Г} &= -753 \text{ МВАр}, \text{ см.п.2-3, г} \\ Q_L^{15БТ} &= +84,155 \text{ МВАр}, \text{ см.п. 2-5 г} \end{aligned} \right.$$

или $\Delta Q_C^{15БТ} = -Q_C^{5Г} + Q_L^{15БТ} = 753 + 84,155 = -668,845$ МВт, тогда:

$$K_{Q_C}^{\text{ЭТО}} = \frac{-Q_C^{5Г}}{-\Delta Q_C^{15БТ}} = \frac{-753}{-668,845} = 1,1258$$

в) Передача исходных дополнительных видов мощности с обмотки статора Г5 на обмотку ВН ЗБТ5 (ГЛС-5), с учетом коэффициентов СЗМ в ЭТО.

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{(C_0)}^{ГЛС5} = P_{(C_0)}^{Г5} \cdot K_P^{ЭТО} = 4,6 \text{ МВт} \cdot 1,0526 = 4,842 \text{ МВт} \\ Q_{C_0}^{ГЛС5} = Q_{C_0}^{Г5} \cdot K_{Qc}^{ЭТО} = 7,266 \text{ МВАр} \cdot 1,1258 = 8,18 \text{ МВАр} \\ Q_{C_2}^{ГЛС5} = Q_{C_2}^{Г5} \cdot K_{Qc}^{ЭТО} = 23,13 \text{ МВАр} \cdot 1,1258 = 26,04 \text{ МВАр} \end{array} \right.$$

Дополнительная уравнивающая полная мощность, получаемая ГЛС-5 из общего для ²ЛЭП и ¹ЛЭП ЭП ЭМП, будет равна:

$$S_{(C_0)}^{ГЛС-5} = \sqrt{(P_{(C_0)}^{ГЛС-5})^2 + (Q_{C_0}^{ГЛС-5})^2} = \sqrt{4,842^2 \text{ МВт} + 8,18^2 \text{ МВАр}} = 9,5 \text{ МВА}$$

При этом, коэффициент передачи полной дополнительной уравнивающей мощности по цепи ЭТО (Г+ГЛС)5, $K_{S_{(C_0)доп}}^{ЭТО5}$, составит:

$$K_{S_{(C_0)доп}}^{ЭТО5} = \frac{S_{(C_0)}^{ГЛС-5}}{S_{(C_0)}^{Г5}} = \frac{9,5 \text{ МВА}}{8,6 \text{ МВА}} = 1,1$$

г) Расчет дополнительного уравнивающего тока $I_{S_{(C_0)}}^5$ в емкостной цепи C_0^5 , емкостного тока $I_{C_2}^5$ в цепи C_2^5 , «ГЛС-5→земля» и суммарного емкостного тока $I_C^{ГЛС-5}$ в цепи (Г+ГЛС)5.

$$I_{a(C_0)}^5 = \frac{P_{(C_0)}^{ГЛС-5}}{U_{ГЛС} \cdot \sqrt{3}} = \frac{4842 \text{ кВт}}{709 \text{ кВ} \cdot \sqrt{3}} = 3,943 \approx 3,94 \text{ А}$$

$$I_{C_0}^5 = \frac{Q_{C_0}^{ГЛС-5}}{U_{ГЛС} \cdot \sqrt{3}} = \frac{8180 \text{ кВАр}}{1228 \text{ кВ}} = 6,6612 \approx 6,66 \text{ Ар}$$

тогда дополнительный уравнивающий полный ток $I_{S_{(C_0)}}^5$ в связи C_0^5 , составит:

$$I_{S_{(C_0)}}^5 = \sqrt{(I_{a(C_0)}^5)^2 + (I_{C_0}^5)^2} = \sqrt{3,94^2 \text{ А} + 6,66^2 \text{ Ар}} = 7,7382 \approx 7,74 \text{ А}$$

Емкостный ток $I_{C_2}^5$ в связи C_2^5 определится как:

$$I_{C_2}^5 = \frac{Q_{C_2}^{ГЛС-5}}{U_{ГЛС} \cdot \sqrt{3}} = \frac{26040 \text{ кВАр}}{1228 \text{ кВ}} = 21,205 \approx 21,2 \text{ Ар}$$

а суммарный дополнительный емкостной ток $I_C^{ГЛС-5}$ в цепи (Г+ГЛС)5 составит:

$$I_C^{ГЛС5} = I_{C_0}^5 + I_{C_2}^5 = 6,66 + 21,2 = 27,86 \text{ Ар}$$

Аналогично выполняется расчет остальных цепей на участках Г→ГЛС-ЭП ЭМП в каждой группе ²ЛЭП и ¹ЛЭП.

На рис.2-9.10, для большей ясности протекающих процессов в электросхеме 5(Г+ГЛС), приведена графическая трактовка в синусоидальной форме перераспределения однонаправленной электроэнергии (в цепях «донор→ЭП ЭМП→«акцептор») между группами (Г+ГЛС)2/1, ¹ЛЭП→ЭП ЭМП 5ГЛС→(Г+ГЛС)6/5/3, ²ЛЭП, см.табл.2-9.1 (кол.13).

2-9.9.4 Графическое отображение распределения р.м.в. Q_c по емкостным цепям Г+ГЛС в группах 2 ЛЭП и 1 ЛЭП

(см.рис.2-9.13)

Линии, соединяющие вершины векторов р.м.в. 1Q_c и $^1Q_{c1}$ 1 ЛЭП на отрезке ГЛС2-ГЛС1, расположены практически параллельно. Разница непараллельности, в среднем, составляет $\pm 0,65$ МВАр.

При отсутствии внешних причин должна сохраняться такая же закономерность параллельного расположения аналогичных линий, соединяющих вершины векторов р.м.в. 2Q_c и $^2Q_{c2}$ 2 ЛЭП на отрезке ГЛС6-ГЛС5 (пунктир).

В действительности, вектор р.м.в. $^2Q_{c2}$ ГЛС-6 2 ЛЭП уменьшен, оценочно, против ожидаемого значения на величину $\Delta^2Q_{c2} \approx 9,5$ МВАр.

Это явление предположительно объясняется эффектом «емкостного» отбора активной мощности из ГЛС-6 (750 кВ) на пересекающую ее направление ВЛ (330 кВ) от ЗАТЭС, подводящую эл.энергию к резервной группе трансформаторов 2хРТСН5, расположенных на блоке №5 ЗАЭС, см.рис.2-9.2.

2-9.9.5 Оценка величины плотности тока $I_{C_2}^{ГЛС-5}$ в емкостной связи $C_2^{ГЛС-5}$, «ГЛС-5→земля»

Выше по тексту, в п.п.2-9.9.3, г), емкостной ток $I_{C_2}^{ГЛС-5} = 21,2$ Ар.

а) Определим площадь обкладок емкости $C_2^{ГЛС-5}$.

Площадь верхней обкладки, оценочно, составит:

Длина ГЛС-5, $l^{ГЛС-5} = 2,683$ км, см.рис.2-9.2

Ширина ГЛС-5, $Ш^{ГЛС-5}$ – расстояние между крайними «расщепленными» проводниками крайних фаз А и С, т.е. $Ш^{ГЛС-5} = 20,3$ м, см.рис.2-9.4, а), тогда

$$S_{C_2}^{ГЛС-5} = l^{ГЛС-5} \cdot Ш^{ГЛС-5} = 2,683 \cdot 10^6 \text{ мм} \cdot 20,3 \cdot 10^4 \text{ мм} \approx 5,45 \cdot 10^{10} \text{ мм}^2$$

Площадь нижней обкладки условно примем как вертикальную проекцию на поверхность земли площади верхней обкладки $C_2^{ГЛС-5}$.

В действительности, обкладки рассматриваемого конденсатора точнее соотносятся между собой как горизонтальные стороны равнобокой трапеции:

- верхняя меньшая (ГЛС);
- нижняя большая (земля).

б) Оценочная усредненная плотность емкостного тока между обкладками емкости $C_2^{ГЛС-5}$ в рассматриваемом сечении $S_{C_2}^{ЭМП5} = 1 \text{ мм}^2$ ЭП ЭМП, составит:

$$\Delta I_{C_2}^{ГЛС-5} = \frac{I_{C_2}^{ГЛС-5}}{S_{C_2}^{ГЛС-5}} = \frac{21,2 \text{ Ар}}{5,45 \cdot 10^{10} \text{ мм}^2} = 3,9 \cdot 10^{-10} \text{ Ар/мм}^2,$$

или

$$\Delta I_{C_2}^{ГЛС-5} = 0,39 \text{ нАр/мм}^2$$

Как известно, плотность тока в обычном медном (алюминиевом) проводнике сечением $S_{пр} = 1 \text{ мм}^2$, составляет несколько А/мм².

2-9.9.6 Сравнительная оценка реактивного отбора части активной мощности МП и ЭП ЭМП, в ЭТО и ГЛС, главной электрической схемы ЗАЭС

При этом изменяется и полная мощность, связанных ЭМП цепей, если процесс передачи и преобразования электроэнергии рассматривать шире, с использованием в расчетах вектора Пойтинга $\bar{S} = \bar{E}\bar{H}$.

а) Концентрированные по электромагнитным параметрам цепи, $X_L \gg X_C$.

При передаче электроэнергии МП ЭМП через узлы ЭТО, таковыми у нас являются: 10ТСН, 15БТ, (9РШ) – происходит процесс индуктивного отбора части активной мощности на СЗМ $\Delta P_{(Q_L)} = \Delta P_{(Q_L)}^{СЗМ}$ в узлах из передаваемой активной мощности нагрузки ЗАЭС.

СЗМ нагревают элементы конструкции, выделяемое тепло отводится системой охлаждения в окружающую среду.

Суммарные СЗМ в ЭТО равны:

$$\Delta P_{(Q_L)}^{10ТСН} = 1,14 \text{ МВт, см.п.2-4, г)}$$

$$\Delta P_{(Q_L)}^{15БТ} = 12,2 \text{ МВт, см.п.2-5, б)}$$

$$\Delta P_{(Q_L)}^{9РШ} = 2,7 \text{ МВт, см.п.2-7, д)}$$

$$\Delta P_{(Q_L)}^{\text{ЭТО}} = 16,0 \text{ МВт}$$

Средняя величина активной мощности ЗАЭС, передаваемая через ЭТО в нагрузку, равна:

$$P^{5Г} = 4977 \text{ МВт, см. табл.2-10 (строка 1)}$$

$$P^{3ВЛ+АТ} = 5032 \text{ МВт (расчет), см.табл.2-10 (строка 15)}$$

$$P_{\text{ср}}^{\text{ЗАЭС}} = \frac{4977 + 5032}{2} = 5004,5 \text{ МВт}$$

Процентное соотношение отбора СЗМ МП ЭМП $\Delta P_{(Q_L)}^{\text{ЭТО}}$ в нагрузке $P_{\text{ср}}^{\text{ЗАЭС}}$, равна:

$$\Delta P_{(Q_L)}^{\text{ЭТО}} = \frac{\Delta P_{(Q_L)}^{\text{ЭТО}}}{P_{\text{ср}}^{\text{ЗАЭС}}} \cdot 100 = \frac{16 \text{ МВт}}{5004,5 \text{ МВт}} \cdot 100 = 0,32\%$$

В итоге, через ЭТО передается ЭМП >99,5% активной мощности $P_{\text{ср}}^{\text{ЗАЭС}}$ нагрузки ЗАЭС и только ~ 0,32% этой нагрузки поглощается на СЗМ в конструкциях ЭТО.

б) Распределенные по электромагнитным параметрам цепи $X_C \gg X_L$

При передаче электроэнергии по группе ЛЭП, связанных общим ЭМП, таковыми у нас являются: 5ГЛС и ГСО ОРУ – проявляется процесс краевого эффекта и емкостного отбора части активной мощности $\Delta P_{(Q_C)}$ - крайними по расположению на плане местности ГЛС – из общего ЭМП р.м.в. Q_X и, аналогично, неизвестными нам цепями ГСО СШ ОРУ.

$$Q_{\text{С ЭМП}}^{5ГЛС}, \text{ см. раздел 2-9.3}$$

Суммарная величина отбора мощности, равна:

$$\Delta P_{(Q_C)}^{5ГЛС} = 34,4 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{(Q_C)}^{\text{ГСО ОРУ}} = 21,0 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{(Q_C)}^{\text{ЗАЭС}} = 55,4 \text{ МВт, см.п.п.2-9.4, д)}$$

Процентное соотношение активной мощности $\Delta P_{(Q_c)}^{ЗАЭС}$ в нагрузке $P_{cp}^{ЗАЭС}$ (см. выше пункт а), составляет

$$\Delta P_{(Q_c)}^{ЗАЭС} = \frac{\Delta P_{(Q_c)}^{ЗАЭС}}{P_{cp}^{ЗАЭС}} \cdot 100 = \frac{55,4 \text{ МВт}}{5004,5 \text{ МВт}} \cdot 100 = 1,1\%$$

В итоге по 5ГЛС передается ~ 99% активной мощности $P_{cp}^{ЗАЭС}$ нагрузки ЗАЭС и только ~1% дополнительной активной мощности $\Delta P_{(Q_c)}^{ЗАЭС}$ нагрузки ЗАЭС «генерируется» в 5ГЛС из р.м.в. $Q_{C\text{ ЗАЭС}}^{5ЭМП}$ ЭП ЭМП.

Этот параметр имеет свою величину в каждой конкретной схеме из вариантов, включенных в работу блоков.

2-9.9.7 Пересчет полной мощности обмотки НН фазы БТ на полную мощность аналогичного воздушного трансформатора без магнитной системы

Расчет затрагивает основной процесс усиления электротехнической сталью передачи и преобразования электроэнергии в концентрированных по электромагнитным параметрам цепях, где $X_L \gg X_C$.

Расчет базируется на данных раздела 2-5 эквивалентной нагрузки 5Г, передаваемой по цепи ЭТО через 15 фаз БТ.

Первичная обмотка НН БТ расположена на стержне магнитопровода. Электроэнергия, поступающая от генератора в обмотку, передается МП ЭМП через её боковые рабочие поверхности.

Наружная поверхность сопряжена с маслом (воздухом), имеющим относительную магнитную проницаемость $\mu_{\text{мас}} (\mu_{\text{воз}}) \sim 1$, парамагнетик.

Внутренняя поверхность сопряжена с магнитомягкой сталью, ферромагнетик, ее абсолютная магнитная проницаемость по кривой намагничивания $\mu_a = \frac{B_{ct}}{H_{ct}}$.

Определим μ_a при максимально допустимом значении магнитной индукции $B_{ct}=1,7\text{Тл}$ и напряженности МП ЭМП $H_{ct}=7000(\text{А/м})$.

Размерность электромагнитных явлений:

$$\text{Магнитный поток Вб (вебер)} \left| \frac{\text{М}^2 \cdot \text{кг}}{\text{с}^2 \cdot \text{А}} \right|$$

$$\text{Индуктивность Гн (генри)} \left| \frac{\text{М}^2 \cdot \text{кг}}{\text{с}^2 \cdot \text{А}^2} \right|$$

Расчет:

$$\begin{aligned} \mu_a &= \frac{B_{ст}}{H_{ст}} = \frac{1,7 \text{ Тл}}{7000 \frac{\text{А}}{\text{м}}} = \frac{1,7 \frac{\text{Вб}}{\text{м}^2}}{7 \cdot 10^3 \frac{\text{А}}{\text{м}}} = 2,43 \cdot 10^{-4} \frac{\frac{\text{м}^2 \cdot \text{кг}}{\text{с}^2 \cdot \text{А}}}{\frac{\text{А}}{\text{м}}} = \frac{\text{кг}}{\text{с}^2 \cdot \text{А}} = \frac{\text{м} \cdot \text{кг}}{\text{с}^2 \cdot \text{А}^2} = \frac{\text{м} \cdot \text{кг}}{1} \times \frac{\frac{\text{м}}{1}}{\frac{\text{м}}{1}} = \\ &= \frac{\frac{\text{м}^2 \cdot \text{кг}}{\text{с}^2 \cdot \text{А}^2}}{\frac{\text{м}}{1}} = \frac{\text{Гн}}{\text{м}} = 2,43 \cdot 10^{-4} \frac{\text{Гн}}{\text{м}} \end{aligned}$$

$$\boxed{\mu_a = 2,43 \cdot 10^{-4} \frac{\text{Гн}}{\text{м}}}$$

Для точного расчета, μ_a конкретного трансформатора, необходимо знать из расчетной записки предприятия-изготовителя (разработчика) принятые величины магнитной индукции $B_{ст}$ и напряженности МП ЭМП $H_{ст}$ для выбранной марки листовой электротехнической стали магнитопровода.

μ_a также равна $\mu_a = \mu_{ст} \cdot \mu_0$, где

$\mu_{ст}$ – относительная магнитная проницаемость стали;

μ_0 – магнитная проницаемость вакуума, магнитная постоянная (константа).

$$\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7} \frac{\text{Гн}}{\text{м}} = 12,57 \cdot 10^{-7} \frac{\text{Гн}}{\text{м}}$$

По известным данным определим $\mu_{ст}$.

$$\mu_{ст} = \frac{\mu_a}{\mu_0} = \frac{2,43 \cdot 10^{-4} \frac{\text{Гн}}{\text{м}}}{12,57 \cdot 10^{-7} \frac{\text{Гн}}{\text{м}}} = 0,1933 \cdot 10^3 \approx 193 \quad \boxed{\mu_{ст} = 193}$$

В справочной литературе передачу полной мощности S с боковых поверхностей первичной обмотки силового трансформатора принимают количественно как отношение относительных магнитных проницаемостей сред противоположных сторон обмотки, т.е.

$S_{нар}(\mu_{ст})$,

а $S_{вну}(\mu_{мас})$.

$$\frac{S_{нар}}{S_{вну}} = \frac{\mu_{ст}}{\mu_{мас}} = \frac{193}{1} = 193 \text{ раз}$$

Рассмотрим соотношение величин полной мощности реального режима нагрузки $\mu_{ст}^H$, передаваемой с боковых рабочих поверхностей обм. НН БТ.

Для точного определения конечных величин расчета, желательно учитывать не менее 2-х знаков после запятой.

Исходные параметры:

$S_{\text{НН}}=4771,37$ МВА, см.п.2-5, б);

$S_0=S_{\text{ВНУ}}=17,17$ МВА, см.п.2-5 б);

$U_{\text{НН}} = 21,92$ кВ, см.табл.2-2;

$I_{\text{НН}} = 125,68$ кА, см.п.2-4, г) (в конце раздела).

Расчет:

$$S_{\text{нап}}=S_{\text{НН}}-S_0=4771,37 - 17,17 = 4754,2 \text{ МВА,}$$

а отношение мощностей будет

$$\mu_{\text{СТ}}^{\text{H}} = \frac{S_{\text{нап}}}{S_{\text{ВНУ}}} = \frac{4754,2 \text{ МВА}}{17,17 \text{ МВА}} = 276,89$$

при этом, отличие $\mu_{\text{СТ}}^{\text{H}}$ и $\mu_{\text{СТ}}$ составит K_{μ}^{H}

$$K_{\mu}^{\text{H}} = \frac{\mu_{\text{СТ}}^{\text{H}}}{\mu_{\text{СТ}}} = \frac{276,89}{193} = 1,4347$$

Полученное отличие предположительно можно объяснить тем, что потоки мощности $S_{\text{нап}}$ и $S_{\text{ВНУ}}$, исходящие через боковые поверхности обм. НН, имеют общую цилиндрическую поверхность границы раздела внутри обмотки в отношении $\mu_{\text{СТ}}^{\text{H}}$.

При постоянстве потока МП ЭМП $\Phi_{\text{М}}$ в стержне магнитной системы БТ в режиме нагрузки, точка $\mu_{\text{СТ}}^{\text{H}}$ на ширине обм. НН разделяет расчетные трапеции (диаграммы Каппа) потокосцепления витков обм. НН в канале стального стержня, численно пропорционального мощности $S_{\text{ВНУ}}(S_0)$, и потокосцепления витков обмоток НН и ВН в воздушном (масляном) межобмоточном канале, численно пропорционального мощности $S_{\text{нап}}$, $(S_{\text{НН}}-S_0)$.

В таком случае, под нагрузкой

$$\mu_{\text{СТ}}^{\text{H}} = \mu_{\text{СТ}} \cdot K_{\mu}^{\text{H}} = 193 \cdot 1,4347 = 276,89$$

На эту величину уменьшится полная мощность трансформатора БТ, а её компоненты U и I уменьшатся на величину $\sqrt{\mu_{\text{СТ}}^{\text{H}}} = \sqrt{276,89} = 16,64$, тогда полная мощность воздушного трансформатора определится как:

$$S_{\text{воз}} = \frac{S_{\text{СТ}}}{\mu_{\text{СТ}}^{\text{H}}} = \frac{U_{\text{СТ}}}{\sqrt{\mu_{\text{СТ}}^{\text{H}}}} \cdot \frac{I_{\text{СТ}} \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{\mu_{\text{СТ}}^{\text{H}}}} = U_{\text{СТ}} \cdot \frac{I_{\text{СТ}} \cdot \sqrt{3}}{\mu_{\text{СТ}}^{\text{H}}} = \frac{U_{\text{СТ}}}{\mu_{\text{СТ}}^{\text{H}}} \cdot I_{\text{СТ}} \sqrt{3}, \quad (1)$$

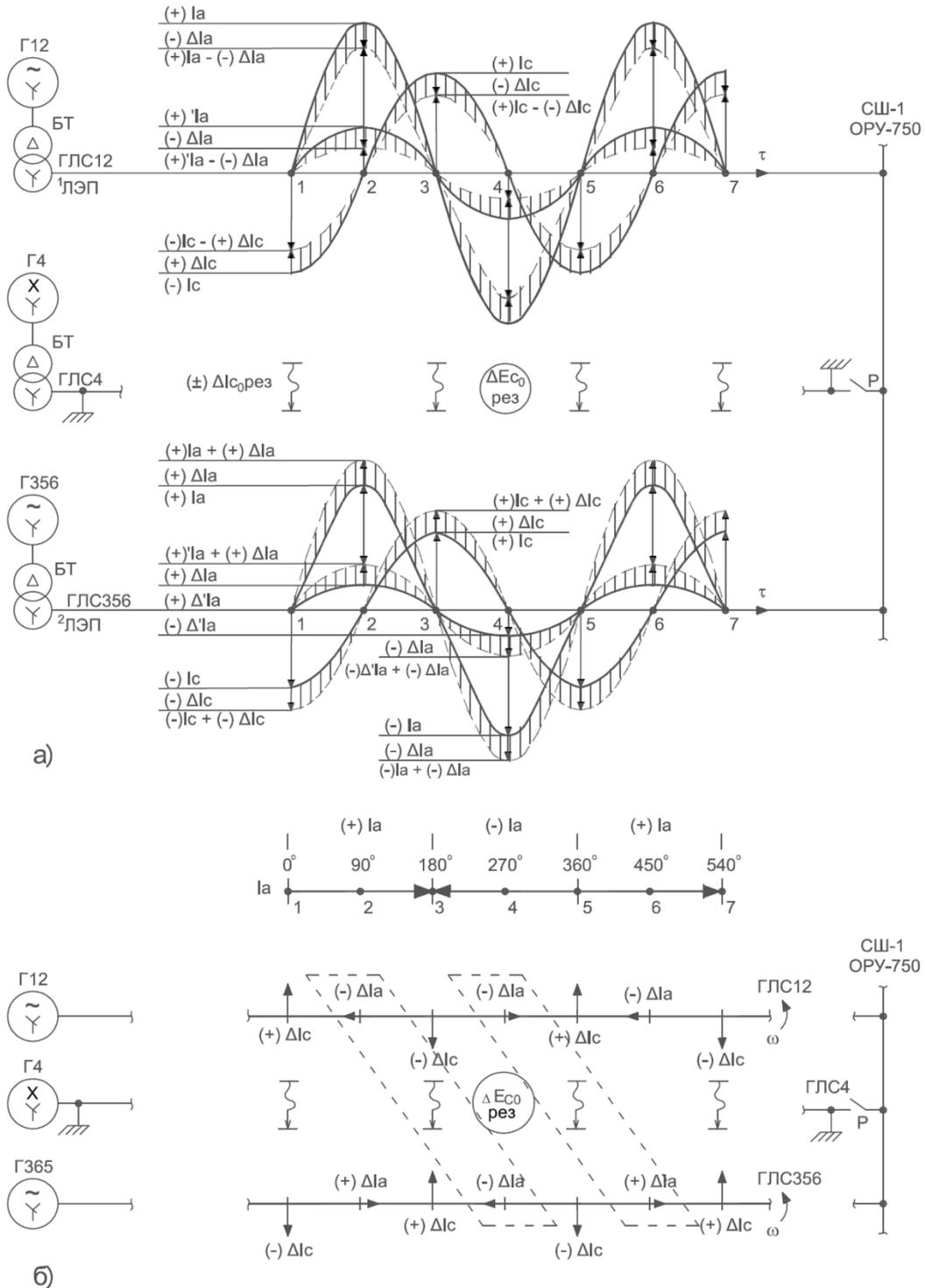
где:

$S_{\text{СТ}}$ – параметры БТ со сталью;

$S_{\text{воз}}$ - параметры БТ, без стали (воздух).

Подставляя в формулу (1) известные исходные данные и $\mu_{\text{СТ}}^{\text{H}}$, получим во всех 4-х расчетных вариантах один и тот же результат, $S_{\text{воз}} = 17,23$ МВА с погрешностью,

$$\gamma = \frac{S_{\text{воз}} - S_0}{S_{\text{воз}}} \cdot 100 = \frac{17,23 - 17,17}{17,23} \cdot 100 = 0,35\%$$



а) Однофазная схема (синусоидальная форма) преобразования и передачи емкостным ЭП ЭМП уравнивающего однонаправленного активного тока ΔI_a между цепями (Г+ГЛС)12 и (Г+ГЛС)356.

б) Совмещенное (векторная и синусоидальная формы) отображения вращения векторов уравнивающего тока $(\pm) \Delta I_a$ между цепями схемы.

Рисунок 2-9.10. Графическая трактовка (без масштаба) преобразования и передачи уравнивающего активного тока фазы генератора между группами цепей (Г+ГЛС)12 1ЛЭП и (Г+ГЛС)356 2ЛЭП при различной напряженности электрического поля E рассматриваемых групп ГЛС

см. пояснение к рисунку.

Пояснение к рисунку 2-9.9

Схема а)

В группах цепей (Г+ГЛС)12¹ ЛЭП и (Г+ГЛС)356² ЛЭП протекают одинаковые процессы преобразования части активной эл.энергии (мощности Р) в параметры ЭП ЭМП: напряженность E_{C0} , реактивная мощность Q_{C0} , $(\pm)I_{C0}$ по цепи:

- вектор активного тока $(\pm)\Delta I_a$ (ΔP) |из вектора $(\pm)I_a$ | преобразуется в вектор реактивного тока $(\pm)\Delta I_C$ (ΔQ_C), который в цепях ГЛС создает ЭП ЭМП напряженностью $\Delta E_{C0\text{рез}}$ $|(\pm)\Delta I_{C0\text{рез}}|$

Группа цепей (Г+ГЛС)12 обеспечивает энергетические параметры ЭП ЭМП: E_{C0} и Q_{C0} , вектор $(\pm)\Delta I_{C0}$ – по величине больше, чем в группе цепей (Г+ГЛС)356, $W_{C0}^{\text{ЭМП}2/1} > W_{C0}^{\text{ЭМП}6/5/3}$.

Вычитание (сложение) векторов параметров переменного поля этих групп дает результирующие величины составляющих параметров ЭП ЭМП: ΔE_{C0} и ΔQ_{C0} , вектор $(\pm)\Delta I_{C0\text{рез}}$.

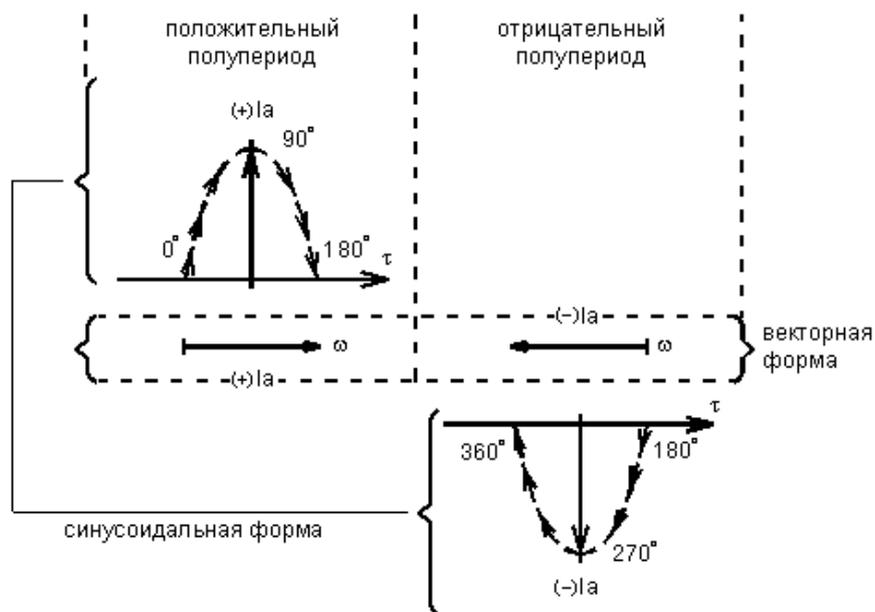
Они являются дополнительным источником эл.энергии (активной мощности Р) для группы цепей (Г+ГЛС)356.

Процесс преобразования эл.энергии в этой группе цепей происходит в обратной последовательности: ΔQ_{C0} , $(\pm)\Delta I_{C0\text{рез}} \rightarrow \Delta Q_C$, $(\pm)\Delta I_C \rightarrow \Delta P$, $(\pm)\Delta I_a$.

Генерируемая и поглощаемая группами цепей (Г+ГЛС)12 \rightarrow (Г+ГЛС)356 часть активной и реактивной мощности генераторов ΔP , $(\pm)\Delta I_a$ и ΔQ_C , $(\pm)\Delta I_C$, на амплитудах векторов синусоидального тока показаны заштрихованной частью синусоид.

Схема б)

Условное обозначение в плоскости рисунка схемы согласного направления векторов активного тока $(\pm)\bar{I}_a$ и $\Delta\bar{I}_a$ генератора, изображенных в синусоидальной и векторной форме.



Справка

1 Изложенное выше, в теоретической электротехнике объясняется применением вектора Пойтинга $\bar{S} = |\bar{E} \bar{H}|$, определяющего направление плотности потока электроэнергии, см.рис.2-9.11.

Рассмотрим наш вариант передачи электроэнергии ЭП ЭМП переменного тока промышленной частоты $f=50$ Гц между двумя (группами) ЛЭП с различной удельной плотностью нагрузки электроэнергии (мощности Q_{C0}) в каждой на единицу длины $W_{C0}^{1ЛЭП} > W_{C0}^{2ЛЭП}$.

Обозначим:

$$^1ЛЭП, ^1Q_{C0} > 1 (^1l < 1, ^1C < 1, ^1X_C > 1) \quad ^2ЛЭП, ^2Q_{C0} = 1 (^2l = 1, ^2C = 1, ^2X_C = 1)$$

В протяженных ЛЭП ($X_C \gg X_L$), с увеличением частоты сети от $f=0$, $\bar{S}^0 = |\bar{E}^0 \bar{H}^0|$ до $+f=\infty$, $\bar{S}^\infty = |\bar{E}^\infty \bar{H}^\infty|$ в проводнике фазы увеличивается отставание вектора результирующей напряженности \bar{E} ЭП ЭМП от векторной плоскости $|\bar{E}^0 \bar{H}^0|$ – нормали к вектору активного тока \bar{I}_a ЛЭП.

Вектор результирующей напряженности \bar{H} МП ЭМП малоактивен в потоке передачи и преобразования электроэнергии, имеет мощность Q_L , его, в нашем обобщении, можно рассматривать лежащим в плоскости $|\bar{E}^0 \bar{H}^0|$, т.е. $\bar{H} // \bar{H}^0$.

В случае совпадения направления векторов $(+)\bar{I}_a$ и \bar{S} , угол между векторами \bar{E} и \bar{E}^0 составит $-\varphi = (-\varphi + 90^\circ) - 90^\circ$.

При противоположном направлении векторов $(-)\bar{I}_a$ и \bar{S} , угол между векторами \bar{E} и \bar{E}^0 изменит свой знак $+\varphi = (+\varphi + 90^\circ) - 90^\circ$.

Чем больше вектор $\bar{E} = f(Q_{C0})$ и f цепи, тем больше величина проекции вектора $(\mp)\Delta\bar{E} \cdot (\mp)\sin\varphi$ на линию тока $(\pm)\bar{I}_a$ цепи в каждом полупериоде.

Для 1ЛЭП и 2ЛЭП при $^1f = ^2f = 50$ Гц, углы $(-)^1\varphi$ и $(-)^2\varphi$ равны.

Новые векторные плоскости $|(+) \Delta\bar{E} \bar{H}|$ образуют в разных полярностях вектора $|(+) \bar{I}_a|$ дополнительный вектор $\Delta\bar{S}$, направленный согласно с вектором $-\bar{E}^0$.

Образование вектора $\Delta\bar{S}$ свидетельствует об уменьшении на его величину вектора \bar{S} и активного тока сети $(\pm)I_a$ на величину $(+) \Delta\bar{I}_a$, пропорционального вектору напряженности $|(+) \Delta\bar{E}|$ ЭП ЭМП. Дополнительный вектор $\Delta\bar{S}$ направлен перпендикулярно от поверхности проводника ЛЭП во внешнюю среду, т.е. излучается ЭМП, $Q_{x0}^{ЭМП}$ с значительным преобладанием в нем компоненты $Q_{C0}^{ЭП ЭМП}$.

В примере, см.рис.2-9.11, а), на этапе анализа п.6 «Конечной разницы длин векторов в 2ЛЭП », расчетом получено относительное уменьшение на 1 у.е. длины вектора реактивного тока $-\Delta^2 \bar{I}_{C\text{кон}}$ (мощности $-\Delta^2 Q_{C\text{кон}}^{ЭМП}$) в 2ЛЭП за время полупериода цикла сети 0,5Т.

Указанное уменьшение отбора реактивной мощности пропорционально увеличивается на 1,29 у.е. величину вектора активного тока $(+) \Delta^2 \bar{I}_{a\text{кон}}$, $\left(+\Delta^2 \bar{I}_{a\text{кон}} \overset{\sim}{\Gamma+ГЛС\ 6/5/3} \right)$ мощности $\Delta^2 P_{\text{кон}}$, $(\Delta^2 P^{(\Gamma+ГЛС)6/5/3})$ на векторе $^2\bar{S}$, $(+) \Delta^2 \bar{I}_a$ 2ЛЭП за время полупериода цикла сети 0,5Т.

2 Выполним пример расчета передаваемого в ²ЛЭП через емкостную связь C_0 дополнительной электроэнергии (мощности) за время полупериода цикла сети $0,5T$.

Определим дополнительную уравнительную электроэнергию $\Delta \bar{S}_{C_0,ур}^{2-0,5T}$, см.рис.2-9.11, а):

$$\Delta^2 Q_{C_0,ур}^{ЭМП} = Q_{C_0|Б|}^{6/5} = \sqrt{S_{(Б)}^{И-ИС^2} - P_{(Б)}^{И-ИС^2}} = \sqrt{35,2^2 - 27,8^2} = 21,59 \approx 21,6 \text{ МВАр}, \text{ см. п.п.}$$

2-9.9.2, где

$S_{(Б)}^{И-ИС} = 35,2 \text{ МВА}$ – дополнительная полная уравнительная мощность, см.рис.2-9.12;

$P_{(Б)}^{И-ИС} = 27,8 \text{ МВт}$ – дополнительная уравнительная активная мощность, см.рис.2-9.5.

При этом, количество дополнительной уравнительной емкостной реактивной электроэнергии, вектор $\Delta \bar{S}_{C_0,ур}^{2-0,5T}$, передаваемой ЭП ЭМП в ²ЛЭП за время полупериода цикла сети $0,5T$, определится как:

$$\Delta^2 \bar{S}_{C_0,ур}^{2-0,5T} = 0,5T \cdot \Delta^2 Q_{C_0,ур}^{ЭМП} = \frac{0,5}{50с^{-1}} \cdot 21,6 \text{ МВАр} = 0,01с \cdot 21,6 \text{ МВАр} = 216 \text{ кВАр} \cdot с = 216 \text{ кДж}$$

$$\Delta^2 \bar{S}_{C_0,ур}^{2-0,5T} = 216 \text{ кДж} = 1 \text{ у.е.}$$

Аналогично определены векторы:

$$\Delta^2 \bar{S}_{а,ур}^{2-0,5T} = 0,01с \cdot 27,8 \text{ МВт} = 278 \text{ кВт} \cdot с = 278 \text{ кДж} = 1,29 \text{ у.е. (см.табл.2-9.1 (кол.13)).}$$

$$\Delta^2 \bar{S}_{ур}^{2-0,5T} = 0,01с \cdot 35,2 \text{ МВА} = 352 \text{ кВА} \cdot с = 352 \text{ кДж} = 1,63 \text{ у.е. (см.табл.2-9.1 (кол.11)).}$$

На рис.2-9.10,а вектор $+\Delta^2 \bar{S}_{|8-6|кон}^{2-}$ определен как $\Delta 2$ у.е.

В последнем результате, используя полученные расчетом величины составляющих векторных токов: реактивного 1 у.е. и активного 1,29 у.е – определим точное значение вектора полного уравнительного тока, как

$$\Delta^2 \bar{S}_{ур}^{2-0,5T} = \sqrt{1^2 + 1,29^2} = 1,63 \text{ у.е.}$$

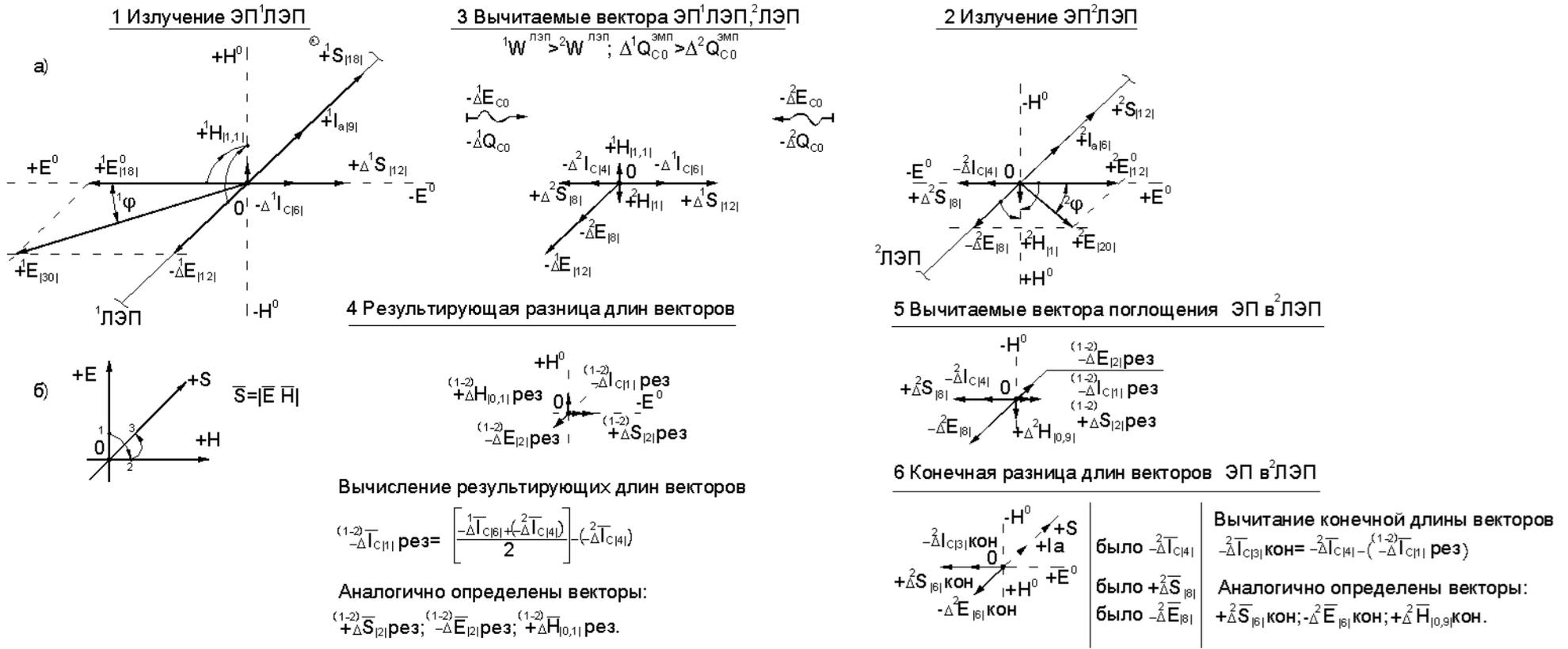
Располагая приведенными в таблице 2-9.1 измеренными и расчетными параметрами нагрузки цепей 5(Г+ГЛС), а также приведенной в разделе 2-9 расчетной методикой, можно определить параметры частичной емкости $C_2(C_1)$ для каждой цепи ГЛС – Q_{C2} , $в_{C2}$, X_{C2} , C_2 , I_{C2} .

Примечание

1. Вектор Пойтинга $\bar{S}(\Delta \bar{S})$ определяет направление передачи плотности неразрывного потока (мощности) энергии (эл. энергии) в процессе ее взаимного преобразования из одного вида в другой. Каждый полупериод частотного цикла сети выполняет одинаковую функцию и постоянство направления в передаче потока электроэнергии.

2. Дополнительное объяснение передачи более 99% активной мощности МП ЭМП в ЭТО ($X_L \gg X_C$) через канал (зазор в электромашинах), между обмотками ($\bar{S}^Г \rightarrow \bar{S}^Н$) трансформаторов, в трактовке вектора Пойтинга, изложено в замечательной книге Бориса Осиповича Брона «Электромагнитное поле как вид материи», ГЭИ, 1962 г.

Это большая, важная, самостоятельная и увлекательная тема.



⊙ $+{}^1\bar{S}_{|18|}$ - в скобке указывается назначенная длина графического вектора в условных единицах [у.е.].

Рисунок 2-9.11 Графическая трактовка полупериода излучения: $-\Delta^1 Q_{C0}$ ЭП ЭМП ¹ЛЭП; $-\Delta^2 Q_{C0}$ ЭП ЭМП ²ЛЭП - и поглощения ²ЛЭП дополнительной избыточной результирующей разности электроэнергии $-\Delta^{(1-2)} Q_{C0\text{кон}}$.

а) – схема передачи активной электроэнергии ЭП ЭМП из ¹ЛЭП в ²ЛЭП; б) – вектор Пойтинга $\bar{S} = |\bar{E} \bar{H}|$;
При этом, соотношение видов мощности составляет:

$$(\pm)K_{БТ}^M = \frac{\Delta^2 Q_{C0\text{ур}}^{эмп}}{\Delta P_{БТ}} = \frac{21,59 \text{ МВАр}}{27,8 \text{ МВт}} = \frac{\Delta^2 I_{C\text{БТ}} \cdot K_{БТ}^I}{\Delta^2 I_a} = 0,777, \text{ или } (+)\Delta^2 I_a = \frac{\Delta^2 I_{C\text{БТ}} \cdot K_{БТ}^I}{0,777} = \frac{1 \text{ у.е.}}{0,777} = 1,29 \text{ у.е. на стороне генераторного напря-$$

жения, где для БТ: $K_{БТ}^I$ – отношение токов обм. НН/ВН, а $\Delta^2 Q_{C0\text{ур}}^{эмп} = 21,59 \text{ МВАр}$, см.справка, п.п.3.2.

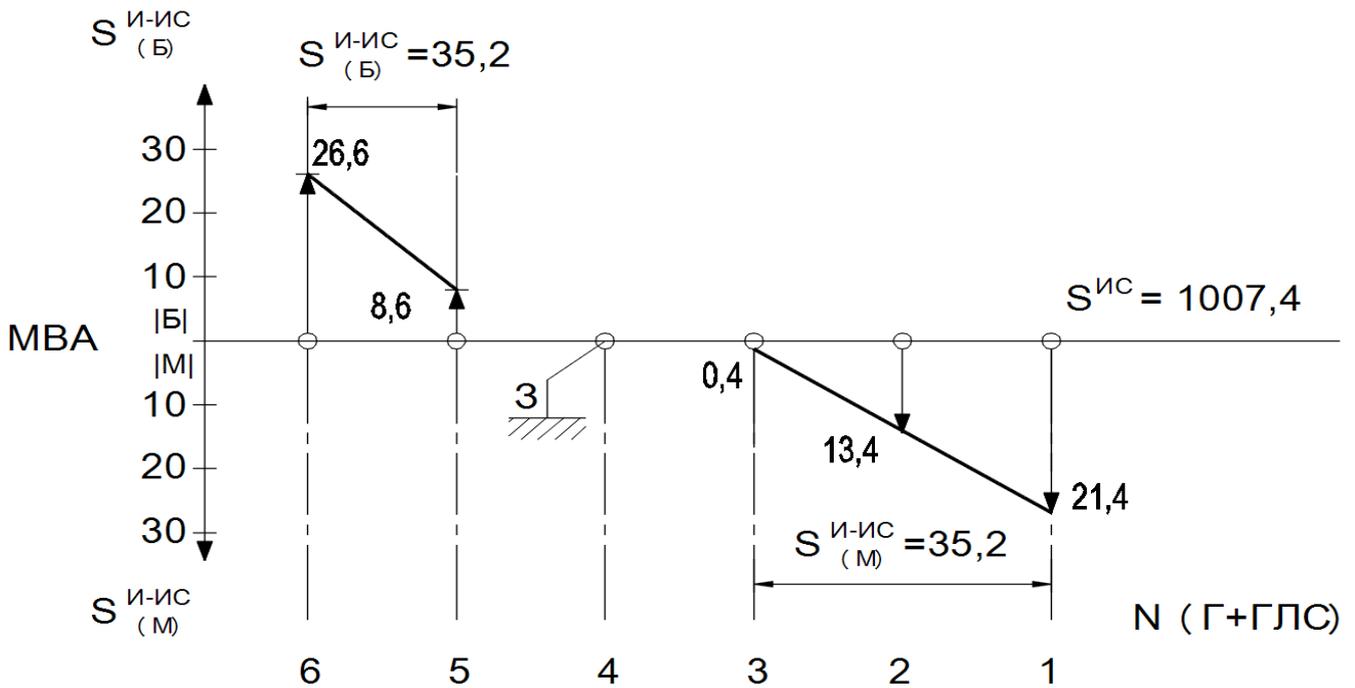


Рисунок 2-9.12 Распределение по цепям 5(Г+ГЛС) части дополнительной полной уравнивающей мощности $S_{(Б/М)}^{И-ИС}$ через емкость C_0

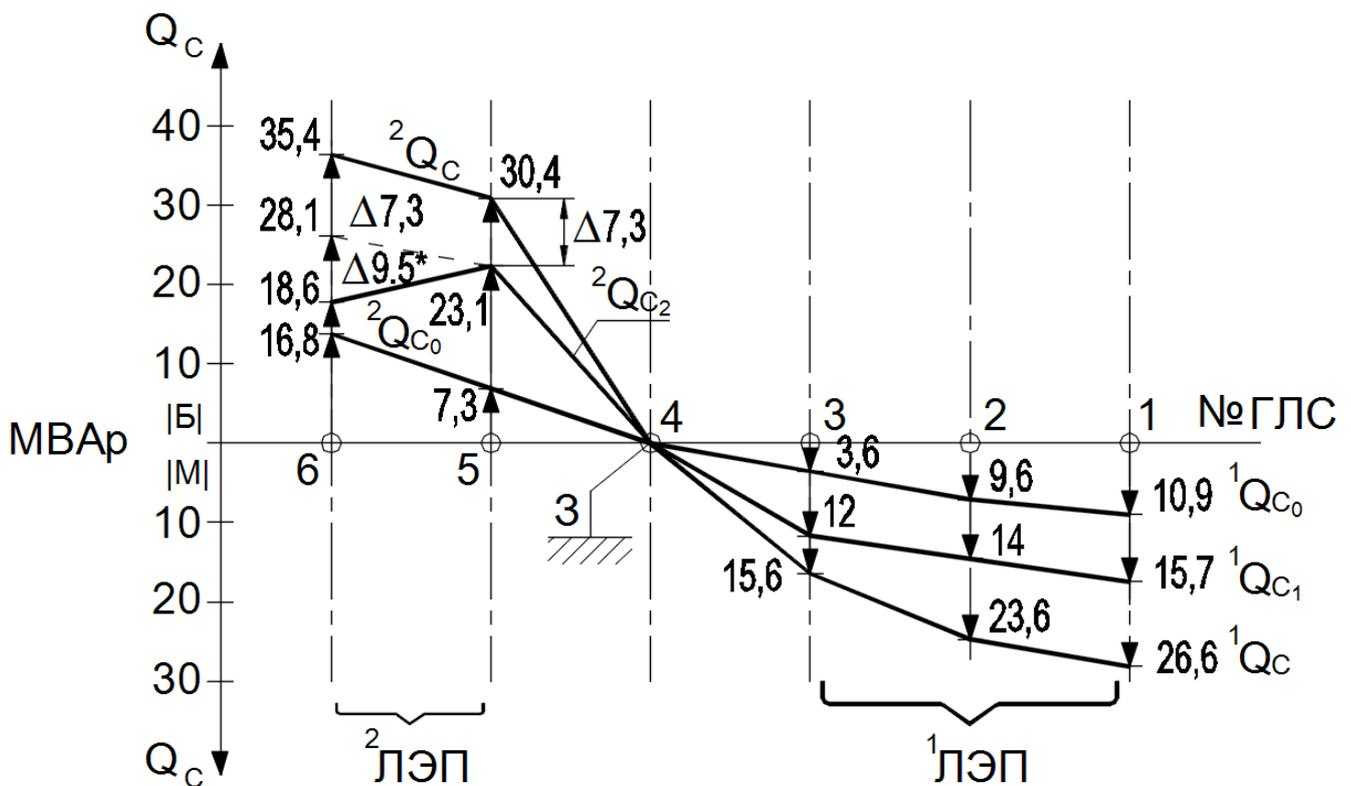


Рисунок 2-9.13 Распределение дополнительной р.м.в. Q_C по емкостям C_0, C_1, C_2 каждой цепи 5ГЛС, генерируемой в группах 2 ЛЭП и 1 ЛЭП

см. табл.2-9.1 (кол. 8), 2-9.3 (строки 1, 3, 5)

* - см. п. 2-9.9.4

Дополнение к редакции 5 (2017г.)**2-9.9.8 Оценочное сравнение генерирования средней удельной активной мощности P на 1 м длины фазы 5ГЛС и на 1 м длины фазы ГСО СШ ЭТО ОРУ-750 кВ.**

Рассматривается вариант выведенных из работы Г4, ГЛС4 и ячеек №9 и 10 СШ ОРУ-750 кВ, см.рис.2-9.6, а):

а) Расчет генерирования удельной активной мощности $\Delta P_{5ГЛС/м}^{\sum 3ф}$ на 1 м фазы ГЛС.

Исходные данные:

$P_{5ГЛС} = 34,4$ МВт, см.п.п.2-9.3, г)

$l_{5ГЛС}^{\sum 3ф} = 10,924$ км, см.п.п.2-9.5, б)

Расчет

$$\Delta P_{5ГЛС/м}^{\sum 3ф} = \frac{P_{5ГЛС}}{l_{5ГЛС}^{\sum 3ф}} = \frac{34,4 \text{ МВт}}{10,924 \text{ км}} = 3,149 \frac{\text{кВт}}{\text{м}}$$

$$\Delta P_{5ГЛС/м}^{\sum 3ф} = 3,149 \frac{\text{кВт}}{\text{м}}$$

б) Расчет генерирования удельной активной мощности $\Delta P_{ГСО/м}^{\sum 3ф}$ на 1 м фазы включенной в работу ГСО СШ.

Исходные данные:

$P_{ГСО} = 21,0$ МВт, см.п.п.2-9.4, д)

$\Sigma l_{ГСО \text{ раб}}^{\sum 3ф} = 11838$ м, см. расчет к таблице 2-9.2

Расчет

$$\Delta P_{ГСО/м}^{\sum 3ф} = \frac{P_{ГСО}}{\Sigma l_{ГСО \text{ раб}}^{\sum 3ф}} = \frac{21 \text{ МВт}}{11838 \text{ м}} = 1,7739 \frac{\text{кВт}}{\text{м}}$$

$$\Delta P_{ГСО/м}^{\sum 3ф} = 1,7739 \frac{\text{кВт}}{\text{м}}$$

Как ранее и предполагалось, см.п.п.2-9.4, д), при минимальном проектном сближении ГСО СШ в объеме порталов ОРУ-750 кВ, возможно заметное усиление генерирования индуктивной компоненты р.м.в. $+\Delta Q_L$ МП ЭМП и, вследствие этого увеличения компенсации реактивных компонент тока $+\Delta I_L$ и $-\Delta I_C$, что приводит к снижению генерирования активной мощности $+\Delta P_{ГСО/м}$ в ГСО.

Этому явлению способствует и то, что линейные размеры фаз на каждом участке ГСО СШ одинаковы, что снижает возможность образования свободной энергии W_C ЭП ЭМП и генерирования в ГСО СШ дополнительного активного тока $\Delta \dot{I}_a$, мощности $+\Delta P=f(W_C)$.

$$\beta_k = \frac{\Delta P_{5ГЛС/м}^{\sum 3\phi}}{\Delta P_{ГСО/м}^{\sum 3\phi}} = \frac{3,149 \frac{\text{кВт}}{\text{М}}}{1,7739 \frac{\text{кВт}}{\text{М}}} = 1,7752 \approx 1,775 \text{ крат.}$$

Расчет генерирования усредненной величины активной мощности $P_{ГСО/1яч.}^{\sum 3\phi}$ 1-ой ячейки ГСО СШ.

$$\Delta P_{ГСО/1яч.}^{\sum 3\phi} = \Delta P_{ГСО/м \text{ раб.}}^{\sum 3\phi} \cdot |\text{МВт}| \times \frac{\Delta \ell_{яч.9/10}^{\sum 3\phi}}{2 \times \ell_{ГСО \text{ раб.}}^{\sum 3\phi} \cdot |\text{М}|} = 21 \times \frac{1353^*}{2 \times 11838} = 1,2 |\text{МВт}|$$

* Величину $\Delta \ell_{яч.9/10}^{\sum 3\phi} = 1353 \text{ м}$, см. расчет к таблице 2-9.2.

$$\Delta P_{ГСО/1яч.}^{\sum 3\phi} = 1,2 \text{ МВт}$$

При вкл./откл. 1-го блока участвуют «нечётная» и «чётная» ячейки, которые имеют различную суммарную длину фаз ГСО СШ.

Выводы по разделу 2-9

1 Генерируемый в цепях ГЛС генераторов Г-6/5/3/2/1, рис.2-9.9:

- дополнительный реактивный емкостной ток $-I_{C1}$ и $-I_{C2}$ (емкости C_1 и C_2), пропорционален емкостной проводимости $\epsilon_{0\phi}$ цепей ГЛС-6/5/3/2/1;
- дополнительный уравнительный активный ток $\Delta I_{а \text{ ур}}^{Г2/1 \rightarrow Г6/5/3}$ (емкость C_0), обратно пропорционален плотности энергии ЭМП $-Q_{C_0}^{\text{ЭМП/5ГЛС}}$ по группам цепей ГЛС-2/1 \rightarrow ГЛС-6/5/3, в Δ видов мощности нагрузки каждого генератора изменяют векторы токов нагрузки $-I_C^Г$ и $I_a^Г$ и, как следствие, изменяется полный ток $I^Г$ и угол $\varphi^Г = \varphi^H$.

Эти изменения отображаются на параметрах мощности $S^Г$, $P^Г$, $-Q^Г$, регистрируемые приборами учета нагрузки каждого генератора.

На СШ-750 кВ ОРУ представлены суммарные параметры нагрузки 5Г, не измененные влиянием протекающих процессов р.м.в. $-Q_C^{\text{ГЛС}}$ в цепях 5ГЛС.

В каждой конкретной схеме цепей 6Г+6ГЛС этот процесс будет отображаться свойственными каждой схеме своими величинами удельной проводимости $-\epsilon_{0\phi}^{\text{ГЛС}}$ в каждой ГЛС и, в том числе, соотношением плотности свободной энергии W ЭМП р.м.в. $-Q_{C_0}^{\text{ЭМП/ГЛС}}$ в образовавшихся декомпенсированных группах ГЛС.

Удельная рабочая емкость фазы $C_{0\phi}^{\text{ГЛС}}$ или $-Q_C^{\text{ГЛС}}$ цепи ГЛС являются основными величинами для полного раскрытия дополнительных характеристик ГЛС.

2 В разделах 2-9.7÷2-9.9, на примерах протекающих процессов неравномерной нагрузки видами мощности (S, P, Q) каждого генератора, подключенных к СШ с не одинаковыми реактивными удельными параметрами $-\epsilon_{0\phi}^{\text{ГЛС}}$ ($X_C^{\text{ГЛС}}$) в каждой цепи ГЛС, показан аналогично протекающий процесс перераспределения видов мощности нагрузки между фазами не транспонированной одиночной 3^х фазной ГЛС (ЛЭП).

В нашем случае, при значительном увеличении протяженности и увеличения «критичности» общего потока 6ГЛС, была бы невозможна эффективная параллельная работа 6Г без применения дополнительных мер выравнивания реактивных параметров $-\epsilon_{0\phi}^{\text{ГЛС}}$, ($X_C^{\text{ГЛС}}$) по каждой ГЛС.

3 В случае преобладания в нагрузке внешней сети р.м.в. $-Q_C^H$, процесс суммарного генерирования компенсирующей р.м.в. $+Q_L^{5Г}$ будет наоборот дополнительно нагружен

р.м.в. - $Q_C^{5ГЛС}$, - $Q_C^{СШ ОРУ}$, что приведет к постоянной дополнительной нагрузке $+\Delta Q_L^{5Г/5ГЛС+СШ}$ генераторов 5Г.

В этом и состоит принцип расчета нагрузок сетей с преобладанием допустимого избытка на всех режимах работы «связки» генератор-нагрузка, р.м.в. $+\Sigma \Delta Q_L^H$ сети, т.е., соблюдения постоянного соответствия:

$$+\Sigma \Delta Q_L^Г = +\Sigma Q_L^H > -\Sigma Q_C^{ЛЭП}$$

4 Суммарное влияние «краевого эффекта», см. рис. 2-9.3 в) и «реактивного отбора» активной мощности в ГЛС и СШ ОРУ, «связанных» общим электромагнитным полем, позволяет дополнительно увеличивать активную суммарную мощность $P^{5ГЛС+СШ}$ в цепи 5Г на СШ-750 кВ ОРУ.

5 «Детализация» процессов преобразования дополнительной р.м.в. $Q_C^{И-ИС (Б/М)}$, в связанных общим ЭП ЭМП цепях 5(Г+ГЛС), позволила разделить ее по емкостным связям C_0, C_2, C_1 каждой цепи ГЛС в группах 2ЛЭП и 1ЛЭП .

Выявлены скрытые процессы емкостного отбора р.м.в. Q_C и компенсации р.м.в. Q_C и Q_L в ГЛС.

Показано, на примере расчета, значительное влияния относительно магнитной проницаемости электротехнической стали $\mu_{ст} \gg 1$ магнитных систем ЭТО ($X_L \gg X_C$) на их эффективную работу.

6 Анализ параметров нагрузки множества различных возможных вариантов схем включения работающих блоков, зарегистрированных в длительной эксплуатации ЗАЭС, может выявить дополнительные особенности и эффекты процессов преобразования видов мощности в гл. эл. схеме выдачи эл. энергии ЗАЭС потребителям.

В настоящей работе был рассмотрен один из этих возможных в эксплуатации вариантов.

2-10 ОЦЕНКА БАЛАНСА ВИДОВ МОЩНОСТЕЙ ЭЛ.ЭНЕРГИИ В ГЛАВНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЕ ЗАЭС

Сводный баланс видов мощностей, генерируемых главной схемой выдачи электроэнергии ЗАЭС, с учетом измеренных и расчетных затрат (генерирования) на СН ЭТО ЗАЭС, и отбора мощности сетями, сведем в таблицу 2-10.

Таблица 2-10

Поз.	ЭТО	S, МВА	P, МВт	-Q _С , МВАр	+Q _L , МВАр	Сноска
0	1	2	3	4	5	6
Параметры генерируемой мощности						
1	5Г 5ГЛС СШ ОРУ-750	5037	4977,0 34,4 21,0	-750+(-Δ3)	-	табл.2-2, п.2-8,в п.2-9.3,г п.2-9.4,д
СЗМ ЭТО						
2	10 ТЧН+ +20 гл.с. СН		236,64		+209,55	п.2-4,г
3	15фБТ		12,21		+627,6	п.2-5,б
4	9фРШ		2,7		~(+820)	п.2-7,д,в; табл.2-1
5	5 ТКП		1,32 (3,4)*		+37,42	таб. 2-8,1, п.2-8.3.2
6	5 ГЛС		0,519	-15,02	+3,21	п.2-9.5,б; 2-9.3,б; 2-9.4,б, таб.2-9.1
7	5 ГЛС коро- на		0,018			п.2-9.6
8	Σ		253,4		+840,4	
Отбор мощности сетями						
9	ВЛ _{Дн}		1454		+150	табл.2-1
10	ВЛ _{Зп}		1413		+220	табл.2-1
11	ВЛ _{Юд}		1112		+400	табл.2-1
12	АТ-ВДТ		800	-20		табл.2-1
13	Σ		4779	-20	+770	
Расчетные виды мощности						
14	ОРУ-750 ΣQ _L		21,0	-773 -34,42	+1660,4	Σ+Q _L ; кол.5, поз.4+8, п.2-8.3.3
Суммарные виды мощности						
15	гл.эл.сх.	5088,42	5032,4	-753	+1610,4	Σ+Q _L ; кол.5, поз.8÷13
16	Расчетные виды мощ- ности	ΔS = =51,42МВА	ΔP = =55,4МВт	-ΔQ _С = =34,42МВАр	+ΔQ _L = =37,42МВАр	

* Результат получен позже, в редакции 5.

Пояснения к таблице 2-10

1 Поз.1.

а) Дополнительная активная мощность $P=34,4$ МВт генерируется в схеме 5ГЛС-750 кВ после генератора 5Г и не регистрируется его приборами;

б) $-Q_C^{5Г}=3$ МВАр, компенсация генератором 5Г р.м.в. $+Q_L^{5ТКПЭ}=3$ МВАр, генерируемой экраном генераторного токопровода после вычитания векторов р.м.в. $Q_L^{5ТКПЭ} = 37,42$ МВАр и $Q_C^{ГСО} = 34,42$ МВАр.

2 Поз.4.

$+Q_L^{РШ} = 820$ МВАр, зарегистрированная приборами суммарная мощность 9РШ ОРУ-750 кВ, компенсируемая р.м.в. $-Q_C^{3ВЛ} = 820$ МВАр 3ВЛ – 750 кВ.

3 Поз.14.

а) $P^{ОРУ} = 21,0$ МВт, генерируемая ошиновкой ОРУ-750 кВ дополнительная активная мощность (из-за невозможного определения дополнительных исходных данных настоящим расчетом не раскрыта);

б) $\Sigma Q_L = 1660,4$ МВАр, суммарная реактивная мощность, генерируемая главной схемой выдачи эл. энергии ЗАЭС (ее часть, р.м.в. $-Q_C^{5Г+АТ} = (753+20) = 773$ МВАр, компенсируется 5Г и узлом АТ-ВДТ).

Выводы по теме 2:

а) При расчетном и измеренном учете всех видов мощности по всей цепи ЭТО гл. схемы выдачи эл. энергии ЗАЭС, выводы по балансу видов эл. энергии в рассматриваемой схеме просты и очевидны.

б) Главная схема выдачи электрической энергии ЗАЭС от приборов учета нагрузки генераторов до приборов учета выдачи мощности в энергосистему – является целостным эл. генерирующим комплексом ЭТО.

- вырабатываемая 5Г р.м.в. Q_C на декомпенсированных по X_C ГЛС генерирует, при «краевом эффекте» на ГЛС – 6 и 1, «емкостной отбор» активной мощности $\Delta P = f(Q_C)$, повышая активную среднюю мощность эл. схемы 1Г до $P'_{1Г} = 5011,4/5 = 1002,3$ МВт;

- аналогичный процесс происходит в электрической схеме ОРУ-750 кВ, после чего средняя активная мощность эл. схемы 1Г возрастает до $P''_{1Г} = 5032/5 = 1006,5$ МВт.

Тема 3
**«Оценка баланса видов реактивной мощности электроэнергии
в простой схеме луча энергосистемы
«генераторы ЗАЭС – нагрузка потребителя»»**

Содержание

3-1 Введение	168
3-2 Расчет. Примерная оценка параметров видов реактивной мощности в простой схеме луча энергосистемы «5Г – нагрузка 3ВЛ-750 кВ ЗАЭС»	170
3-2.1 Расчетная схема электрических параметров 3ВЛ-750 кВ	170
3-2.2 Расчет электрических параметров 3ВЛ-750 кВ	171
3-3 Режим эквивалентной нагрузки «5Г-3ВЛ-750 кВ» совместно с ВЛ-750/330 кВ.....	176
3-3.1 Расчет электрической схемы	176
3-3.2 Уточнения к расчету электрической схемы	177
3-4 Анализ результатов расчета	187
3-4.1 Анализ баланса видов мощности в цепи нагрузки 5Г	187
3-4.2 О угловой характеристики сети φ	187
3-4.3 Параметры сети на СШ 750 кВ ОРУ ЗАЭС	188
3-4.4 Влияние угла сети φ^H в нагрузке потребителя на параметры реактивной мощности.	189
3-5 Нештатные ситуации в электрической схеме	190
3-6 Заключение	192

3-1 ВВЕДЕНИЕ

Настоящая тема возникла как продолжение темы 2 «Оценка баланса активной мощности и видов реактивной мощности электроэнергии в схеме ЗАЭС».

Определив все расчетные параметры (тема 2) режима нагрузки ЭТО главной схемы и баланса компонент видов мощности $-Q_C + Q_L$ на СШ 750 кВ ОРУ, появилась практическая возможность, используя разумные допущения, показать величину и роль реактивных компонент мощности: ЭТО ЗАЭС, ЗВЛ*-750 кВ, ЭТО на стороне потребителя и в нагрузке самого потребителя, а главное, важнейшую роль генераторов в поддержании оптимального режима работы всей энергосистемы при постоянно изменяющихся мгновенных и суточных параметрах режима нагрузки потребителей.

Оперативный персонал вахт ЗАЭС и Днепроэнерго, являются непосредственными активными участниками этого процесса и несут за него всю ответственность.

На рисунке 3-1 рассматривается упрощенная линейная схема луча энергосистемы:

1^й участок – от блоков ЗАЭС до СШ 750 кВ ОРУ ЗАЭС;

2^й участок – от СШ 750 кВ ОРУ ЗАЭС, через ЗВЛ-750 кВ до СШ 750 кВ п/ст объединенного потребителя;

3^й участок – от СШ 750 кВ п/ст. объединенного потребителя, по ВЛ различного класса напряжения, через ЭТО потребителя до каждого исполнительного элемента объединенной промышленной нагрузки.

Рассмотрим подробно известные параметры режима нагрузки по каждому участку.

1^й участок – Выполнен полный расчет параметров ЭТО P, Q, φ текущего режима нагрузки энергосистемы (тема 2).

2^й участок – Параметры ЗВЛ-750 кВ не известны, кроме величины рабочего напряжения $U^{ВЛ} = 716$ кВ и протяженность ЗВЛ на местности. Собственные затраты мощности ЗВЛ-750 кВ в оценочном расчете не учитываем.

3^й участок – Параметры ЭТО и $\cos\varphi$ нагрузки не известны. Известны параметры режима нагрузки отпускаемой электроэнергии от СШ 750 кВ ОРУ ЗАЭС потребителю.

Для расчета всей схемы «генератор-потребитель» будем исходить из следующих предположений:

а) Суммарная активная мощность ЗВЛ-750 кВ и «генерируемая» ЭТО реактивная мощность 1-го участка в таких же величинах и видах мощности переносятся на сторону нагрузки потребителя – 3й участок.

Единственное отличие в величине угла сети φ^H промышленной нагрузки, принимаемой условно на уровне: $\cos\varphi^H = 0,7$ ($\varphi^H = 45^\circ 34'$ и $\sin\varphi^H = 0,714$).

б) СВГ ЗАЭС обеспечивает равенство видов реактивной мощности – Q_C и $+Q_L$ в энергосистеме (на шинах генератора $U^Г = 24$ кВ). Это понятие уточняется в расчете.

в) Все расчетные параметры по настоящей теме взяты из темы 2.

Перечисленные выше условности, в допустимых пределах оценочного расчета, реальны.

Имея в схеме луча энергосистемы «генератор-потребитель» баланс видов реактивной мощности $-Q_C = +Q_L$, можно утверждать, что перетока компонент мощности $\pm\Delta Q$ в рассматриваемой цепи нет.

* – Для сокращения количества букв в показателях обозначений условных сокращений по теме, обозначение ЛЭП заменено обозначением ВЛ.

В этом случае, зная протяженность ЗВЛ-750 кВ на местности (км), можно определить расчетом суммарные параметры ЗВЛ-750 кВ и каждой ВЛ в отдельности, см. примечание разд.3-2.

Методика использования «баланса мощностей» в эл. схеме позволяет приближенно оценить параметры ВЛ и другого ЭТО, избегая сложных вычислений достоверных характеристик параметров системы по учебным и расчетным методикам, излагаемых в специальной литературе.

Настоящая работа выполнена как оценочная, поясняющего характера, раскрывающая скрытые процессы в упрощенной цепи эл. схемы энергосистемы.

3-2 РАСЧЕТ. ПРИМЕРНАЯ ОЦЕНКА ПАРАМЕТРОВ ВИДОВ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ПРОСТОЙ СХЕМЕ ЛУЧА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ «5Г – НАГРУЗКА 3ВЛ-750 КВ ЗАЭС»

3-2.1 Расчетная схема электрических параметров 3ВЛ-750 кВ

Составим расчетную схему (рисунок 3-1).

Из таблицы 2-1 зарегистрированных параметров нагрузки выберем необходимые исходные данные для расчета 3ВЛ-750 кВ

$$U_{СШ\ 750} = 716 \text{ кВ}$$

$$ВЛ^{Дн}; P^{Дн} = 1454$$

$$Q_L^{Дн} = +150$$

$$ВЛ^{3п}; P^{3п} = 1413$$

$$Q_L^{3п} = +220$$

$$ВЛ^{ЮД}; P^{ЮД} = 1112$$

$$Q_L^{ЮД} = +400$$

$$\overline{3P^{ВЛ}; P^{3ВЛ}} = 3979 \text{ МВт}$$

$$\overline{3Q^{ВЛ}; Q^{3ВЛ}} = +770 \text{ МВАр (СШ 750кВ)}$$

$$\overline{ВЛ^{ТЭС}; P^{ТЭС}} = 800 \text{ МВт}$$

$$\overline{Q_C^{ТЭС} = -20; Q_C^{5Г} = -750 \text{ МВАр}}$$

$$\overline{\Sigma P^{5Г} = 3P^{ВЛ} + P^{ТЭС}} = 4779 \text{ МВт}$$

$$\overline{\Sigma Q = Q_L^{3ВЛ} - Q_C^{ТЭС} - Q_C^{5Г} = +770 - 20 - 750 = 0 \text{ МВАр}}$$

Из таблицы 2-10 выпишем параметры генерируемой (преобразованной) реактивной мощности в элементах ЭТО ЗАЭС в режиме нагрузки на участке схемы 1.

$$\Sigma СН; Q_L^{СН} = 209,55$$

$$15БТ; Q_L^{БТ} = 627,6$$

$$9РШ; Q_L^{РШ} = 818,55$$

$$\overline{Q_{ЗАЭС}^{ЭТО} = 1655,7 \approx 1656 \text{ МВАр}} \quad (\text{см. табл. 2-7 поз. 2})$$

СВГ обеспечивает на шинах 24 кВ генераторов баланс видов реактивной мощности - $Q_C = +Q_L$ во внешней, по отношению к шинам 24 кВ, сети.

Избыток реактивной мощности вида $Q_L^{3ВЛ} = +770 \text{ МВАр}$ на СШ 750кВ компенсирован реактивной мощностью вида $Q_C^{5Г} = -750 \text{ МВАр}$ и перетоком мощности $Q_C^{ТЭС} = -20 \text{ МВАр}$ от СШ 330 кВ ЗаТЭС через ВЛ-330 кВ и узел АТ-ВДТ ЗАЭС, суммарно $Q_C^{5Г+ТЭС} = -750 + (-20) = -770 \text{ МВАр}$.

Для дальнейших расчетов в нашей сети, принимаем параметры мощности на СШ 750 кВ ОРУ.

$U^{ВН} = 716 \text{ кВ}$ $3P^{ВЛ} = 3979 \text{ МВт}$ $Q_{ЛЭТО}^{ЗАЭС} = 1656 \text{ МВАр}$
--

С учетом ранее принятого условного значения $\cos \varphi^H = 0,7$ нагрузки ($\varphi^H = 45^\circ 34'$, $\sin \varphi^H = 0,714$), определим генерируемую реактивную мощность в нагрузке у потребителя.

$$3P^{ВЛ} = P^{3ВЛ/Н} = 3979 \text{ МВт}$$

$$S^{3ВЛ/Н} = \frac{P^{3ВЛ/Н}}{\cos \varphi^H} = \frac{3979 \text{ МВт}}{0,7} = 5684,2857 \approx 5684,3 \text{ МВА}$$

$$Q^{3ВЛ/Н} = S^{3ВЛ/Н} \cdot \sin\varphi^H = 5684,3 \cdot 0,714 = 4058,5907 \approx 4058,6 \text{ МВАр} \approx 4059 \text{ МВАр}$$

$$Q_L^{3ВЛ/Н} = 4059 \text{ МВАр}$$

Принимаем на стороне потребителя генерируемую реактивную мощность вида $+Q_L$ по всем элементам схемы электроснабжения ЭТО, равную по величине, как на генераторной стороне сети (участок 1).

$$Q_L^{3ВЛ/Н \text{ ЭТО}} = 1656 \text{ МВАр}$$

В сумме реактивную мощность индуктивного вида на стороне потребителя (включая 9РШ п/ст. 750 кВ) составляет:

$$\sum Q_L^{3ВЛ/Н} = Q_L^{3ВЛ/Н} + Q_L^{3ВЛ/Н \text{ ЭТО}} = 4059 + 1656 = 5715 \text{ МВАр}$$

$$\sum Q_L^{3ВЛ/Н} = 5715 \text{ МВАр}$$

Общая реактивная мощность индуктивного вида в схеме электроснабжения «генератор - нагрузка 3ВЛ» составляет

$$\sum Q_L^{3ВЛ/ГН} = Q_L^{3ВЛ/Н \text{ АЭС}} + \sum Q_L^{3ВЛ/Н} = 1656 + 5715 = 7371 \text{ МВАр}$$

$$Q_L^{3ВЛ/ГН} = 7371 \text{ МВАр}$$

При уравнивании компонент видов реактивной мощности $\pm Q_x$ в электрической схеме луча энергосистемы, справедливо равенство: $+Q_L^{3ВЛ/ГН} = -Q_C^{3ВЛ/ГН}$, т.е. $Q_C^{3ВЛ/ГН} = -7371 \text{ МВАр}$.

$$Q_C^{3ВЛ/ГН} = -7371 \text{ МВАр}$$

Тогда реактивная мощность емкостного вида для $Q_C^{3ВЛ}$, составит:

$$Q_C^{3ВЛ} = Q_C^{3ВЛ/ГН} - \Delta Q_C^{5Г+ТЭС} = -7371 - (-770) = -6601 \text{ МВАр}$$

$$Q_C^{3ВЛ} = -6601 \text{ МВАр}$$

3-2.2 Расчет электрических параметров 3ВЛ-750 кВ

Известно соотношение (см. примечание после табл.3-1) 

$Q_C = I \cdot U \cdot \sqrt{3} \cdot \sin\varphi$, его можно записать как $Q_C = I \cdot \sin\varphi \cdot U \cdot \sqrt{3}$, или $Q_C = I_C \cdot U \cdot \sqrt{3}$, откуда получим расчетную формулу емкостного тока I_C при известной емкостной реактивной мощности Q_C .

$$I_C^{3ВЛ} = \frac{Q_C^{3ВЛ}}{U \cdot \sqrt{3}} = \frac{6601000 \text{ кВАр}}{716 \text{ кВ} \cdot \sqrt{3}} = -5322,906 \approx -5323 \text{ Ар}$$

$$I_C^{3ВЛ} = -5323 \text{ Ар}$$

Тогда реактивное сопротивление $X_C^{3ВЛ}$ составит

$$X_C^{3ВЛ} = \frac{U}{I_C^{3ВЛ}} = \frac{716 \text{ кВ}}{5,323 \text{ кАр}} \approx 134,513 \text{ Ом}$$

$$X_C^{3ВЛ} = 134,513 \text{ Ом}$$

Определим суммарную емкость ЗВЛ-750 кВ

$$\text{из } X_C = \frac{1}{\omega C};$$

$$C^{ЗВЛ} = \frac{1}{\omega \cdot X_C^{ЗВЛ}} = \frac{1}{2\pi f \cdot X_C^{ЗВЛ}} = \frac{1}{314 \frac{1}{с} \cdot 134,513 \text{ Ом}} = \frac{1}{42237,082 \left[\frac{1}{с} \cdot \frac{В}{А} \right]} = 23,6759 \text{ мкФ}$$

Раскроем размерность в знаменателе

<p>с – сек. В – вольт А – ампер Кл – кулон Ф – фарада С (емкость)</p>		$\left[\frac{1}{с} \cdot \frac{В}{А} \right] = \left[\frac{В}{Кл} \right] = \left[\frac{1}{Ф} \right]$ в числителе формулы получим [Ф], т.к. $A \cdot c = Кл; \frac{Кл}{В} = Ф$
		$C^{ЗВЛ} = 23,6759 \text{ мкФ}$

Тогда удельная емкость 1км ЗВЛ-750 кВ составит

$$C_{уд}^{ВЛ} = \frac{C^{ЗВЛ}}{\ell^{ЗВЛ}} = \frac{23,6759 \text{ мкФ}}{594 \text{ км}} = 0,0399 \frac{\text{мкФ}}{\text{км}}$$

$C_{уд}^{ВЛ} = 0,0399 \frac{\text{мкФ}}{\text{км}}$

где: $\ell_{Дн}^{ВЛ} = 129 \text{ км}$; $\ell_{Зп}^{ВЛ} = 190 \text{ км}$; $\ell_{ЮД}^{ВЛ} = 275 \text{ км}$ – физическая протяженность на местности каждой ВЛ (км).

Их суммарная длина:

$$\ell^{ЗВЛ} = \ell_{Дн}^{ВЛ} + \ell_{Зп}^{ВЛ} + \ell_{ЮД}^{ВЛ} = 129 + 190 + 275 = 594 \text{ км}$$

Теперь можно определить емкость каждой ВЛ.

$$C^{ВЛ} = C_{уд}^{ВЛ} \cdot \ell^{ВЛ}$$

$$C^{Дн} = C_{уд}^{ВЛ} \cdot \ell_{Дн}^{ВЛ} = 0,0399 \frac{\text{мкФ}}{\text{км}} \cdot 129 \text{ км} \approx 5,1417 \text{ мкФ}$$

$$C^{Зп} = 0,0399 \cdot 190 \approx 7,573 \text{ мкФ}$$

$$C^{ЮД} = 0,0399 \cdot 275 \approx 10,961 \text{ мкФ}$$

$C^{Дн} = 5,1417 \text{ мкФ}$	$C^{ЗВЛ} = 23,6757 \text{ мкФ}$
$C^{Зп} = 7,573 \text{ мкФ}$	
$C^{ЮД} = 10,961 \text{ мкФ}$	

Определим емкостное сопротивление переменному току для каждой ВЛ-750 кВ.

Определим емкость ВЛ^{Дн}, $X_C^{Дн}$:

$$\text{из } X_C = \frac{1}{\omega C};$$

$$X_C^{Дн} = \frac{1}{\omega \cdot C^{Дн}} = \frac{1}{314 \frac{1}{с} \cdot 5,1417 \cdot 10^{-6} [\text{Ф}]} = 619,3892 \text{ Ом}$$

Раскроем размерность знаменателя:

$$\left[\frac{1}{c} \cdot \Phi \right] = \left[\frac{1}{c} \cdot \frac{\text{Кл}}{\text{В}} \right] = \left[\frac{1}{c} \cdot \frac{\text{А} \cdot \text{с}}{\text{В}} \right] = \left[\frac{\text{А}}{\text{В}} \right] \rightarrow \text{в числителе получим } \left[\frac{\text{В}}{\text{А}} \right] = \text{Ом.}$$

Расчет для ВЛ^{3п} и ВЛ^{ЮД} аналогичен:

$X_C^{\text{Дн}} = 619,3892 \text{ Ом}$	$X_C^{3\text{ВЛ}} = 134,513 \text{ Ом}$ (суммируем параллельные резисторы)
$X_C^{3\text{п}} = 420,5352 \text{ Ом}$	
$X_C^{\text{ЮД}} = 290,5495 \text{ Ом}$	

Чтобы получить реактивную компоненту емкостной мощности для каждой ВЛ-750 кВ, в начале определим величину емкостного тока I_c для каждого ВЛ.

$$\text{ВЛ}^{\text{Дн}}: I_C^{\text{Дн}} = \frac{U^{\text{ВН}}}{X_C^{\text{Дн}}} = \frac{716000 \text{ В}}{619,3892 \text{ Ом}} = 1155,977 \text{ А} = 1,156 \text{ кАр}$$

$$\text{ВЛ}^{3\text{п}}: I_C^{3\text{п}} = \frac{U^{\text{ВН}}}{X_C^{3\text{п}}} = \frac{716000 \text{ В}}{420,5352 \text{ Ом}} = 1702,592 \text{ А} \approx 1703 \text{ А} = 1,703 \text{ кАр}$$

$$\text{ВЛ}^{\text{ЮД}}: I_C^{\text{ЮД}} = \frac{U^{\text{ВН}}}{X_C^{\text{ЮД}}} = \frac{716000 \text{ В}}{290,5495 \text{ Ом}} = 2464,296 \text{ А} \approx 2463,3 \text{ А} = 2,464 \text{ кАр}$$

$$I_C^{3\text{ВЛ}} = 5,323 \text{ кАр}$$

$$I_C^{3\text{ВЛ}} = -5,323 \text{ кАр}$$

Зная величину емкостной компоненты тока $I_C^{\text{ВЛ}}$ каждой ВЛ-750 кВ, определим для них реактивную компоненту емкостной мощности $Q_C^{\text{ВЛ}}$.

$$\text{ВЛ}^{\text{Дн}}: Q_C^{\text{Дн}} = I_C^{\text{Дн}} \cdot U^{\text{ВН}} \cdot \sqrt{3} = 1,156 \text{ кА} \cdot 716 \text{ кВ} \cdot \sqrt{3} = -1433,5659 \text{ МВАр} \approx -1433,6 \text{ МВАр}$$

$$\text{ВЛ}^{3\text{п}}: Q_C^{3\text{п}} = I_C^{3\text{п}} \cdot U^{\text{ВН}} \cdot \sqrt{3} = 1,703 \text{ кА} \cdot 716 \text{ кВ} \cdot \sqrt{3} = -2111,9107 \text{ МВАр} \approx -2111,9 \text{ МВАр}$$

$$\text{ВЛ}^{\text{ЮД}}: Q_C^{\text{ЮД}} = I_C^{\text{ЮД}} \cdot U^{\text{ВН}} \cdot \sqrt{3} = 2,464 \text{ кА} \cdot 716 \text{ кВ} \cdot \sqrt{3} = -3055,636 \text{ МВАр} \approx -3055,6 \text{ МВАр}$$

$Q_C^{\text{Дн}} = -1433,6 \text{ МВАр}$	$Q_C^{3\text{ВЛ}} = -6601 \text{ МВАр}$
$Q_C^{3\text{п}} = -2111,9 \text{ МВАр}$	
$Q_C^{\text{ЮД}} = -3055,6 \text{ МВАр}$	

При условии полного баланса видов реактивной мощности $+Q_C = -Q_C$ в схеме, можно записать аналогичные величины мощности индуктивного вида для каждой ВЛ-750 кВ, т.е.

ВЛДн:	$Q_L^{\text{Дн}} = +1433,6 \text{ МВАр}$	$Q_L^{3\text{ВЛ}} = +6601 \text{ МВАр}$
ВЛЗп:	$Q_L^{3\text{п}} = +2111,9 \text{ МВАр}$	
ВЛЮД:	$Q_L^{\text{ЮД}} = +3055,6 \text{ МВАр}$	

Следует отметить, что расчет на данном этапе выполнен от известной исходной суммарной реактивной мощности $Q_C^{3\text{ВЛ}} = -6601 \text{ МВАр}$.

После раскрытия доступных эл. характеристик ЗВЛ и каждой ВЛ, включенной в данную сумму: $I_C^{ЗВЛ}$; $X_C^{ЗВЛ}$; $C^{ЗВЛ}$; $C_{уд}^{ЗВЛ}$; $(C^{Дн}, C^{Зп}, C^{ЮД})$; $(X_C^{Дн}, X_C^{Зп}, X_C^{ЮД})$; $(I_C^{Дн}, I_C^{Зп}, I_C^{ЮД})$; $I_C^{ЗВЛ}$; $(Q_C^{Дн}, Q_C^{Зп}, Q_C^{ЮД})$; $Q_C^{ЗВЛ}$ – получена ответная реактивная мощность, суммарно равная $Q_C^{ЗВЛ} = -6601$ МВАр.

При этом, реактивная мощность индуктивного вида, зарегистрированная по каждой ВЛ-750 кВ на СШ 750 кВ ОРУ ЗАЭС и компенсированная генераторами ЗАЭС с целью исключения их нагрузки реактивным током от небаланса реактивной мощности $\Delta Q \neq 0$, составляет:

$$\begin{array}{l} \text{ВЛ}^{Дн}: \quad Q_L^{Дн} \text{ ЗАЭС} = +150 \text{ МВАр} \\ \text{ВЛ}^{Зп}: \quad Q_L^{Зп} \text{ ЗАЭС} = +220 \text{ МВАр} \\ \text{ВЛ}^{ЮД}: \quad Q_L^{ЮД} \text{ ЗАЭС} = +400 \text{ МВАр} \end{array}$$

Соответственно, суммарная фактическая реактивная мощность индуктивного вида в системе «генератор-нагрузка», составит:

$$\begin{array}{l} \text{ВЛ}^{Дн}: \quad \Sigma Q_L^{Дн} = Q_L^{Дн} + Q_L^{Дн} \text{ ЗАЭС} = 1433,6 + 150 = 1583,6 \text{ МВАр} \\ \text{ВЛ}^{Зп}: \quad \Sigma Q_L^{Зп} = Q_L^{Зп} + Q_L^{Зп} \text{ ЗАЭС} = 2111,9 + 220 = 2331,9 \text{ МВАр} \\ \text{ВЛ}^{ЮД}: \quad \Sigma Q_L^{ЮД} = Q_L^{ЮД} + Q_L^{ЮД} \text{ ЗАЭС} = 3055,6 + 400 = 3455,6 \text{ МВАр} \end{array}$$

$$\Sigma' Q_L^{ЗВЛ} = 7371,1 \approx 7371 \text{ МВАр}$$

$$\boxed{\Sigma' Q_L^{ЗВЛ} = 7371 \text{ МВАр}}$$

Имея исходные и расчетные параметры всех видов мощности (P ; $+Q_L$; $-Q_C$) на СШ 750 кВ ОРУ ЗАЭС, построим в соответствующих масштабах векторные схемы для эквивалентной ЗВЛ-750 кВ и каждой ВЛ в отдельности (Дн, Зп, ЮД), а также узла АТ⁸-ВДТ² на стороне ВН АТ и суммарно ЗВЛ-750 кВ, см.рис.3-2÷3-9.

Таблица 3-1 - Исходные и расчетные параметры ЗВЛ-750 кВ

ВЛ-750 кВ	Исходные параметры			Расчетные параметры				
	A	P	$+\Delta Q_L$	$-Q_C = +Q_L$	$+\Sigma Q_L$	$C^{ВЛ}$	$X_C^{ВЛ}$	$-I_C^{ВЛ}$
	км	МВт	МВАр	МВАр	МВАр	мкФ	Ом	кАр
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Дн	129	1454	150	1433,6	1583,6	5,1417	619,4	1,156
Зп	190	1413	220	2111,9	2331,9	7,573	420,54	1,703
ЮД	275	1112	400	3055,6	3455,6	10,961	290,55	2,464
ЗВЛ	594	3979	770	6601	7371	23,676	134,51	5,323

Примечание (см. начало п.3-2.2)⊕:

В нашем случае, используемая формула $Q_C = I_C \cdot U \cdot \sqrt{3}$ применима для оценки баланса реактивных параметров нагрузки в связке «генератор-нагрузка», но она не отражает собственных параметров ЗВЛ-750кВ.

В случае применения формулы $Q_C = U^2 \cdot \epsilon_0 \cdot l$ (раздел 2-9.7) для расчета баланса реактивной мощности $\pm Q_x$ (раздел 3-2), также необходимо учитывать суммарную величину удельной емкостной проводимости $\Sigma \epsilon_0$ и протяженность длин Σl всех ВЛ в цепи «генератор-нагрузка», т.е., включая в расчет и параметры ВЛ (класса напряжений 330, 220, 150, 110, 35, 10, 6 кВ) от СШ-750 кВ п/ст. потребителя до каждого конечного потребителя.

Данных по этой массе электрических цепей у нас нет.

а) Расчет собственной реактивной мощности $Q_C^{ВЛ-750}$, генерируемой каждой ВЛ-750 кВ, дает следующие результаты:

Исходные данные

$U=716$ кВ, см. прим. п.2-9.3, б);

$\epsilon_0=2,585 \cdot 10^{-6}$ (сим/км), см. разд.2-9.7;

$l^{Дн}=129$ км; $l^{3п}=190$ км; $l^{ЮД}=275$ км, см. разд.3-2.

Расчетом получено

$Q_C^{Дн}=170,95$ МВАр; $Q_C^{3п}=251,8$ МВАр; $Q_C^{ЮД}=364,44$ МВАр

Суммарная реактивная мощность ЗВЛ-750 кВ составляет:

$Q_C^{ЗВЛ}=787,2 \approx 787$ МВАр

По этим данным раскрываются все дополнительные собственные характеристики каждой цепи и суммы ЗВЛ-750 кВ, как было показано выше в данном расчете.

б) В исходной расчетной величине $Q_C^{ЗВЛ} = -6601$ МВАр, см. п.3-2.1, фактическая собственная расчетная мощность ЗВЛ-750 кВ, $Q_C^{ЗВЛ} = 787,2$ МВАр составляет:

$$\beta = \frac{787,2 \text{ МВАр}}{6601 \text{ МВАр}} \cdot 100 = 11,93 \approx 12\%$$

Т.е., ранее рассматривалась суммарная реактивная мощность $-Q_C^{\Sigma ЗВЛ/Н} = -6601$ МВАр между точками цепи энергосистемы «ЗВЛ-750 кВ, СШ-750 кВ ОРУ ЗАЭС → клеммы нагрузки потребителей $U^H = 6$ кВ», см. рис.3-1.

См. к этой теме справочную литературу:

«Справочник по проектированию электрических сетей», под редакцией Д.Л. Файбисовича, изд. 4-е, переработанное и дополненное, год издания ~ 2010.

Это наиболее полное справочное издание последних лет.

e-mail: <<https://coollib.net/b/182678/read>>, можно скачать.

3-3 РЕЖИМ ЭКВИВАЛЕНТНОЙ НАГРУЗКИ «5Г-ЗВЛ-750 КВ» СОВМЕСТНО С ВЛ-750/330 КВ

3-3.1 Расчет электрической схемы

В рассматриваемом случае расположенные рядом эл. станции ЗАЭС и ЗаТЭС связаны между собой по цепи: СШ 750 кВ → узел АТ-ВДТ ЗАЭС → СШ 330 кВ ЗаТЭС.

В зависимости от режима нагрузки и величины напряжения сопряженных электрических сетей различного класса, диспетчерская служба энергосистемы устанавливает оптимальную схему включения ПУ АТ, ПУ ВДТ и корректирует напряжение электросетей в пределах разрешенных эксплуатационных границ.

Известно, что узел АТ-ВДТ обеспечивает возможность передачи активной и реактивной мощности между присоединенными сетями в реверсном режиме. Основным режим его работы в схеме ЗАЭС подпитывать сеть 330 кВ активной мощностью и поддерживать оптимальную нагрузку генераторов обоих эл. станций по компенсации избыточной реактивной мощности в своих сетях.

Рассматриваемая линия связи относится к категории сложных сетей. Для ее раскрытия необходимо располагать большим объемом дополнительной информации, опытом расчета таких систем.

В нашем случае по линии связи ЗАЭС-ЗаТЭС располагаем исходными параметрами:

$$U_{ВН}^{АТ} = 716 \text{ кВ}; (U_{ВН \text{ ном}}^{АТ} = 750 \text{ кВ})$$

$$I_{ВН} = 640 \text{ А.}$$

$$P^{АТ} = 800 \text{ МВт}; Q_C^{АТ} = -20 \text{ МВАр (приток в схему ЗАЭС).}$$

Положения ПУ:

АТ РПН-8 (АТ⁸)

ВДТ РПН-2 (ВДТ²)

$$I_0^{АТ} = 0,35\%$$

$$I_0^{ВДТ} = 0,58\%$$

$$S_{\phi \text{ ном}}^{АТ} = 333 \text{ МВА}$$

$$S_{\phi \text{ ном}}^{ВДТ} = 92 \text{ МВА}$$

$$Z_{\phi}^{АТ} = X_{L \phi}^{АТ} = 232 \text{ Ом (см. тему 1).}$$

Расчет

Определим угловые параметры узла

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{Q_C^{АТ}}{P^{АТ}} = \frac{-20 \text{ МВАр}}{800 \text{ МВт}} = 0,025$$

$$\varphi = -1^{\circ}26'; \quad \cos \varphi = 0,9997; \quad \sin \varphi = 0,025$$

$$S^{АТ} = \frac{P^{АТ}}{\cos \varphi} = \frac{800 \text{ МВт}}{0,9997} = 800,16 \text{ МВА}$$

С учетом принимаемых в расчете округлений, близкие по величине значения $P^{АТ} \approx S^{АТ} = 800$ численно равны.

Определим расчетом СЗМ: $+Q_{LK}^{АТ}$; $+Q_{L0}^{АТ}$; $+Q_{L0}^{ВДТ}$ в режимах нагрузки по параметрам АТ_φ и ВВД_φ в ОКЗ и ОХХ.

$S_{3M} + Q_{LK}^{ВДТ}$ малы и не учитываются в расчете.

По закону Ома справедливы соотношения:

$P=I^2R$ или $Q=I^2X$ или $Q_L=I^2X_L$, тогда

$$\text{для } AT_{\phi} \text{ получим: } Q_{LK\phi}^{AT} = \left(\frac{S_{\phi \text{ реж}}^{AT}}{U_{\phi}} \right)^2 \cdot X_{L\phi}^{AT},$$

для группы АТ:

$$Q_{LK}^{AT} = 3 \cdot \left(\frac{S_{\text{реж}}^{AT}}{3 \cdot U_{\text{л}} / \sqrt{3}} \right)^2 \cdot X_{L\phi}^{AT} = 3 \cdot \left(\frac{S_{\text{реж}}^{AT}}{3} \cdot \frac{\sqrt{3}}{U_{\text{л}}} \right)^2 \cdot X_{L\phi}^{AT} = 3 \cdot \left(\frac{800000 \text{ кВА}}{3} \cdot \frac{\sqrt{3}}{716 \text{ кВ}} \right)^2 \cdot 232 \text{ Ом} =$$

$$= 2896119214 \text{ Вт} \approx 289,6 \approx 290 \text{ МВАр}$$

$$Q_{LK}^{AT} = 290 \text{ МВАр}$$

для группы АТ:

$$'Q_{L0}^{AT} = 3 \cdot Q_{L0\phi}^{AT} = 3 \cdot \frac{I_0 \%}{100} \cdot S_{\phi \text{ ном}}^{AT} \cdot \left(\frac{U_{\text{реж}}^{ВН}}{U_{\text{ном}}^{ВН}} \right)^2 = 3 \cdot \frac{0,35}{100} \cdot 333 \text{ МВА} \cdot \left(\frac{716}{750} \right)^2 = 3,1818 \approx 3,2 \text{ МВАр}$$

$$'Q_{L0}^{AT} = 3,2 \text{ МВАр}$$

для группы ВДТ:

$$'Q_{L0}^{ВДТ} = 3 \cdot Q_{L0\phi}^{ВДТ} = 3 \cdot \frac{I_0 \%}{100} \cdot S_{\phi \text{ ном}}^{ВДТ} \cdot \left(\frac{U_{\text{реж}}^{ВН}}{U_{\text{ном}}^{ВН}} \right)^2 = 3 \cdot \frac{0,58}{100} \cdot 92 \text{ МВА} \cdot 0,91 = 1,4567 \approx 1,5 \text{ МВАр}$$

$$'Q_{L0}^{ВДТ} = 1,5 \text{ МВАр}$$

Суммарная величина СЗМ Q_L в узле составит:

$$Q_L^{AT-ВДТ} = Q_{LK}^{AT} + Q_{L0}^{AT} + Q_{L0}^{ВДТ} = 290 + 3,2 + 1,5 \approx 295 \text{ МВАр}$$

$$Q_L^{AT-ВДТ} = 295 \text{ МВАр}$$

Раскрытые дополнительные параметры узла АВТ-ВДТ используются для расчета режимов нагрузки со стороны ЗаТЭС.

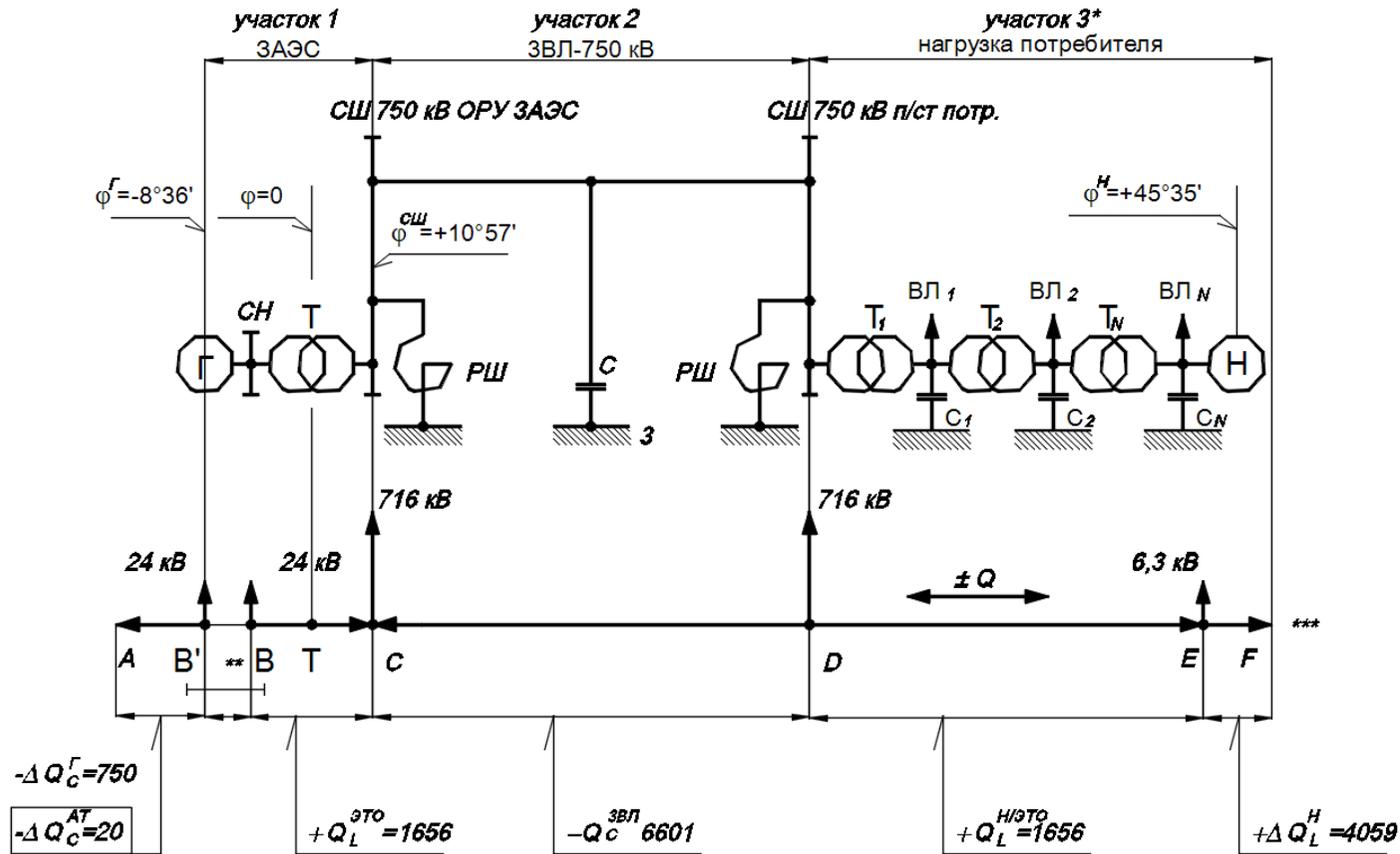
3-3.2 Уточнения к расчету электрической схемы

Векторная диаграмма нагрузки 5Г ЗАЭС по отходящим линиям 4ВЛ - Дн, 3п, ЮД, ТЭС (рис.3-7) отличается от линий 3ВЛ - Дн, 3п, ЮД (рис.3-5) увеличенным вектором отбираемой активной мощности от СШ 750 кВ.

На диаграмме рисунка 3-5 уже учтена реактивная мощность $Q_C = -20$ МВАр перетока на СШ 750 кВ ЗАЭС от СШ 330 кВ ЗаТЭС.

С целью обеспечения наглядности и возможности выполнения сравнительной оценки скрытых величин параметров реактивной мощности $\pm Q_X$, запасенной в электромагнитных полях ЭТО и ВЛ энергосистемы, на рисунке 3-8 построены векторные диаграммы рассмотренных режимов в одном масштабе $M1:770$ и поясняющий рисунок 3-9, синусоидальная диаграмма эквивалентной мощности энергосистемы.

ЗВЛ-750 кВ



* - см. примечание п.3-2.2

** - расчетная точка В (обм. НН_{ген.}) равна $-Q_C = +Q_C$ внешней сети перемещена на естественное место В'.

*** - между точками: $AF \pm Q^{\text{СИС}}$ – реактивная мощность всей энергосистемы;
 $BF \pm Q^{\text{СЕТ}}$ – реактивная мощность части цепи сети ЗВЛ^{СШ750кВ} ЗАЭС/Н

Рисунок 3-1. Поясняющий пример расчетного баланса видов реактивной мощности в экв. упрощенной схеме луча энергосистемы «генераторы ЗАЭС - нагрузка регионов Дн, Зп, ЮД» в режиме расчетов (темы 2,3). Масштаб 1:40, $\pm Q$ МВАр

ВЛ-Дн

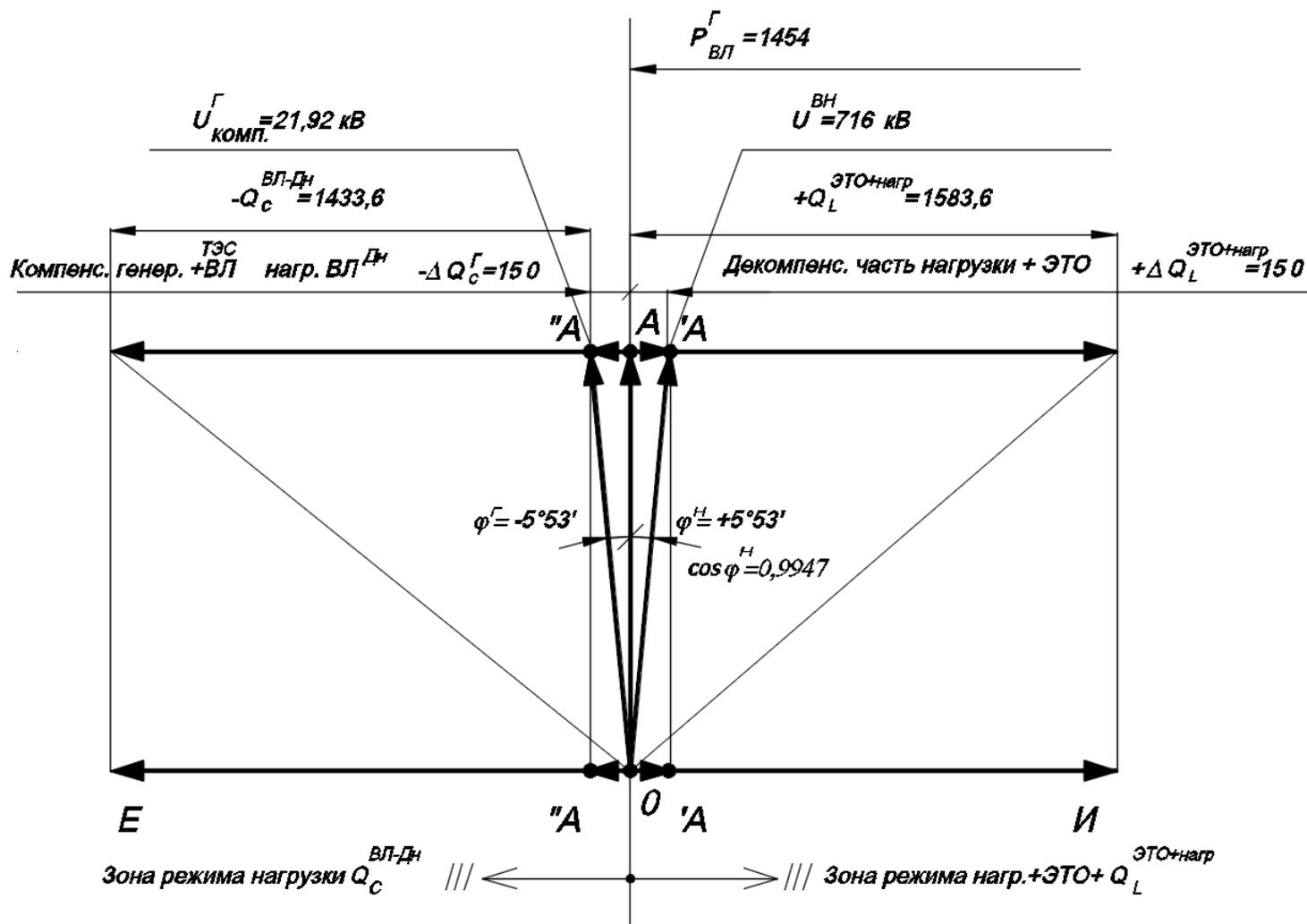


Рисунок 3-2. Векторная диаграмма (М1:288) компенсации небаланса на шинах УГ=24 кВ ЗАЭС реактивной мощности $+Q_L^{\text{ЭТО+И}}$ режима нагрузки линии ВЛ-Дн 750 кВ (обознач.: Q МВАр, P МВт)

ВЛ-ЮД

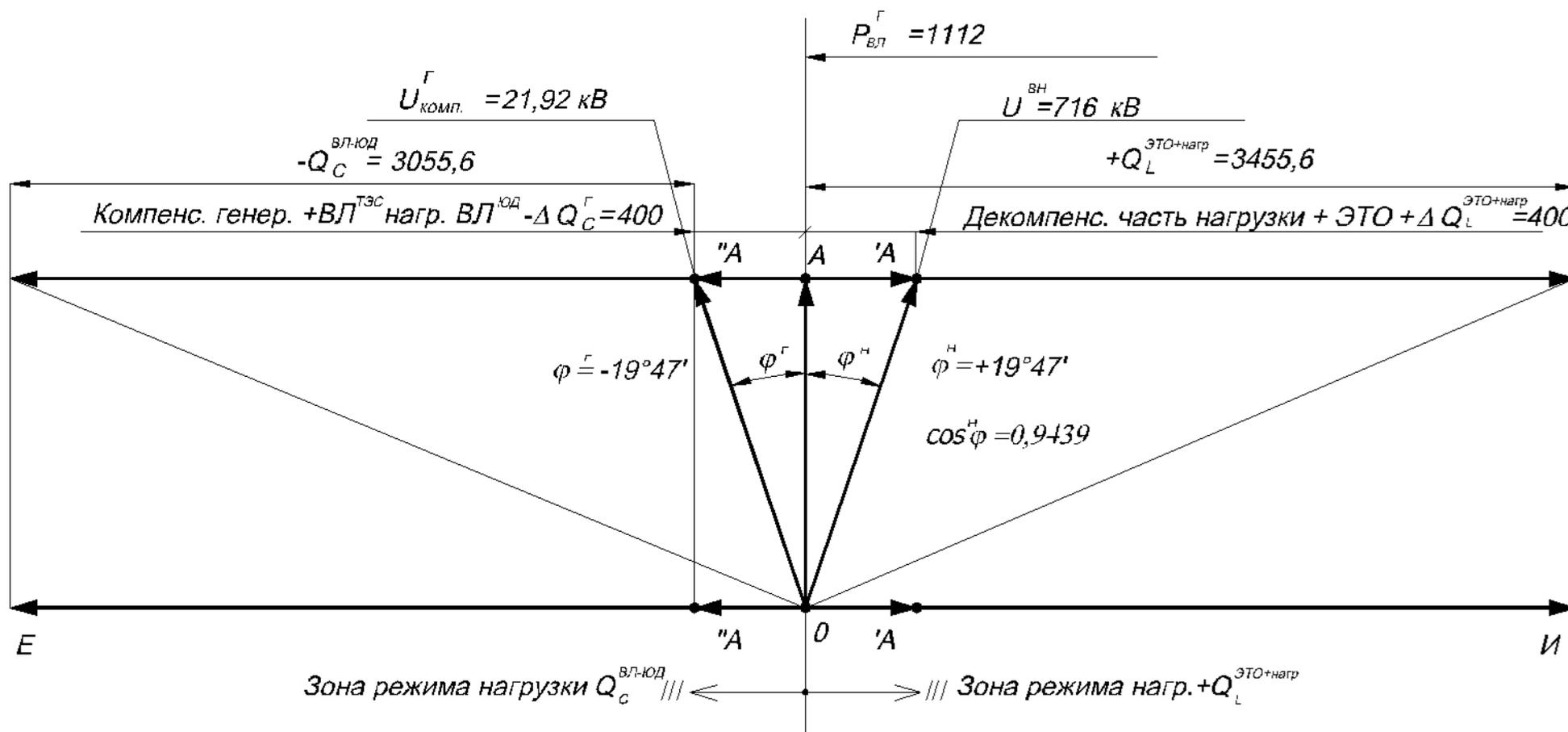


Рисунок 3-4. Векторная диаграмма (М1:288) компенсации небаланса на шинах УГ=24 кВ ЗАЭС реактивной мощности $+Q_L^{\text{ЭТО+H}}$ режима нагрузки линии ВЛ-ЮД 750 кВ (обознач.: Q МВАр, P МВт)

ЗВЛ

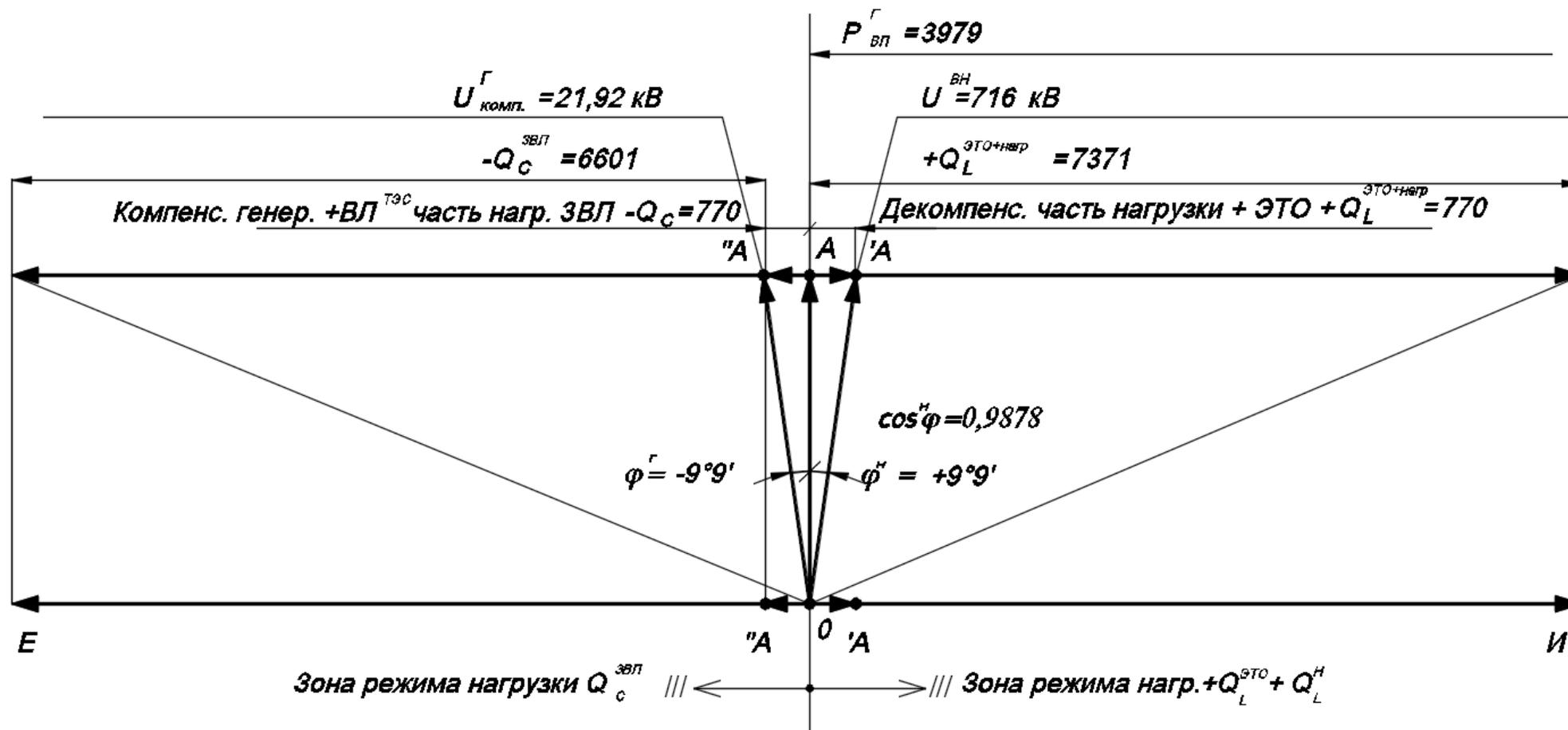
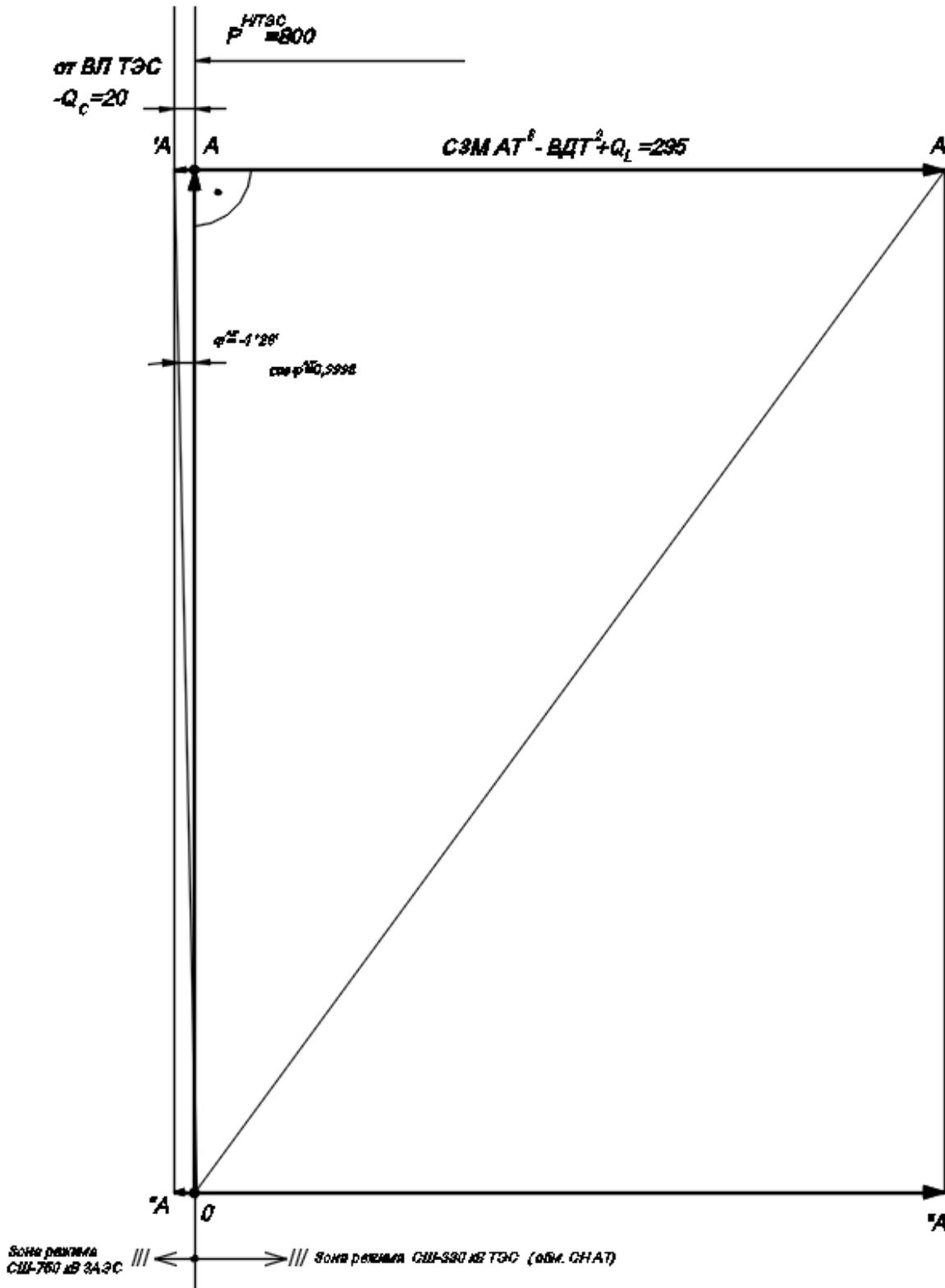


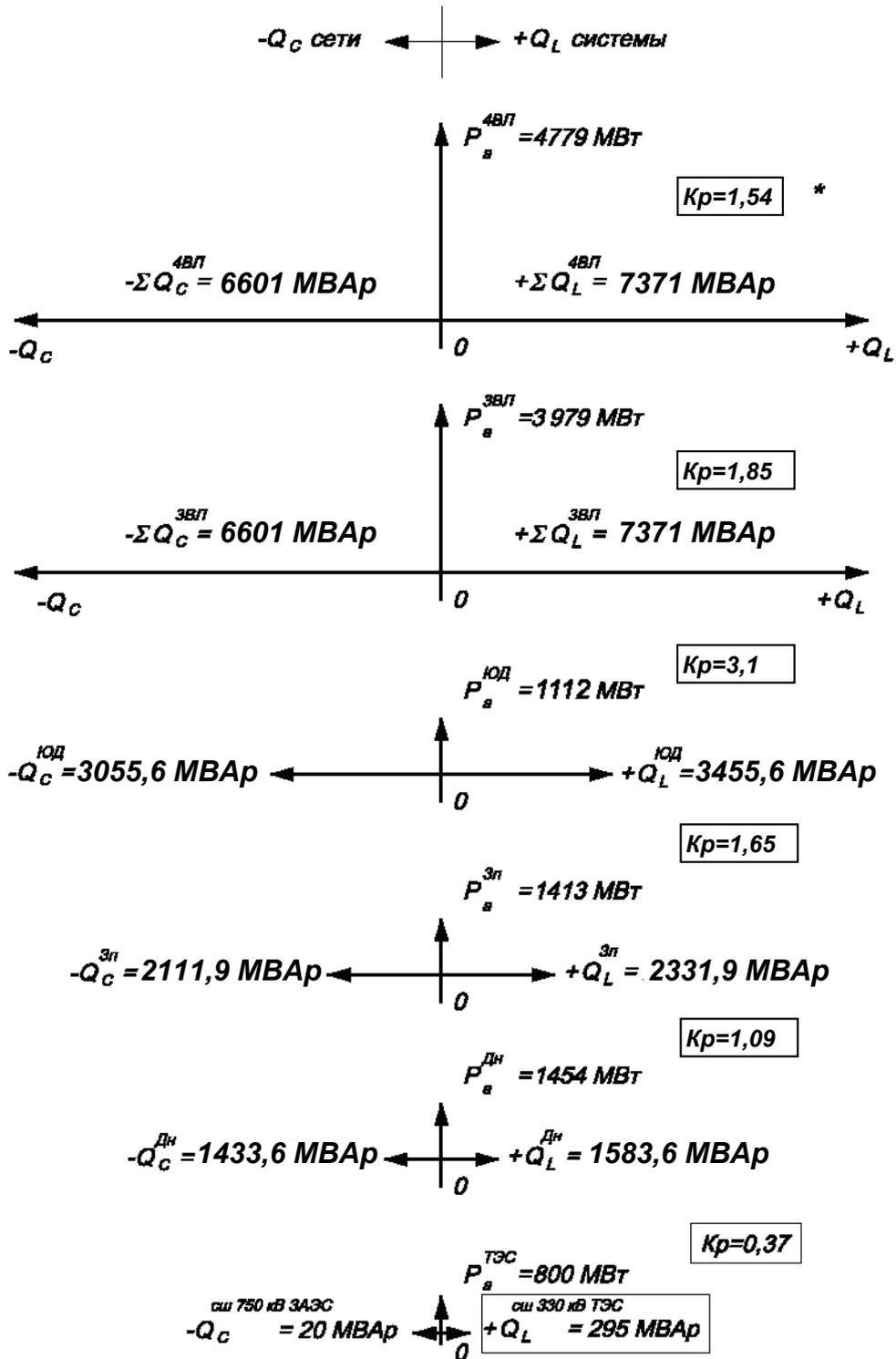
Рисунок 3-5. Векторная диаграмма (М1:679) компенсации небаланса на шинах УГ=24 кВ ЗАЭС реактивной мощности $+Q_L^{ЭТО+H}$ режима нагрузки линии ВЛ-Дн/Зп/ЮД 750 кВ (обознач.: Q МВАр, P МВт)

АТ⁸-ВДТ²



(обознач.: Q МВАр, Р МВт)

Рисунок 3-6. Известная часть векторной диаграммы (М1:40) нагрузки обм. ВН узла АТ⁸-ВДТ² ЗАЭС линии связи» СШ 750 кВ ЗАЭС - Σ№Г ЗаТЭС»

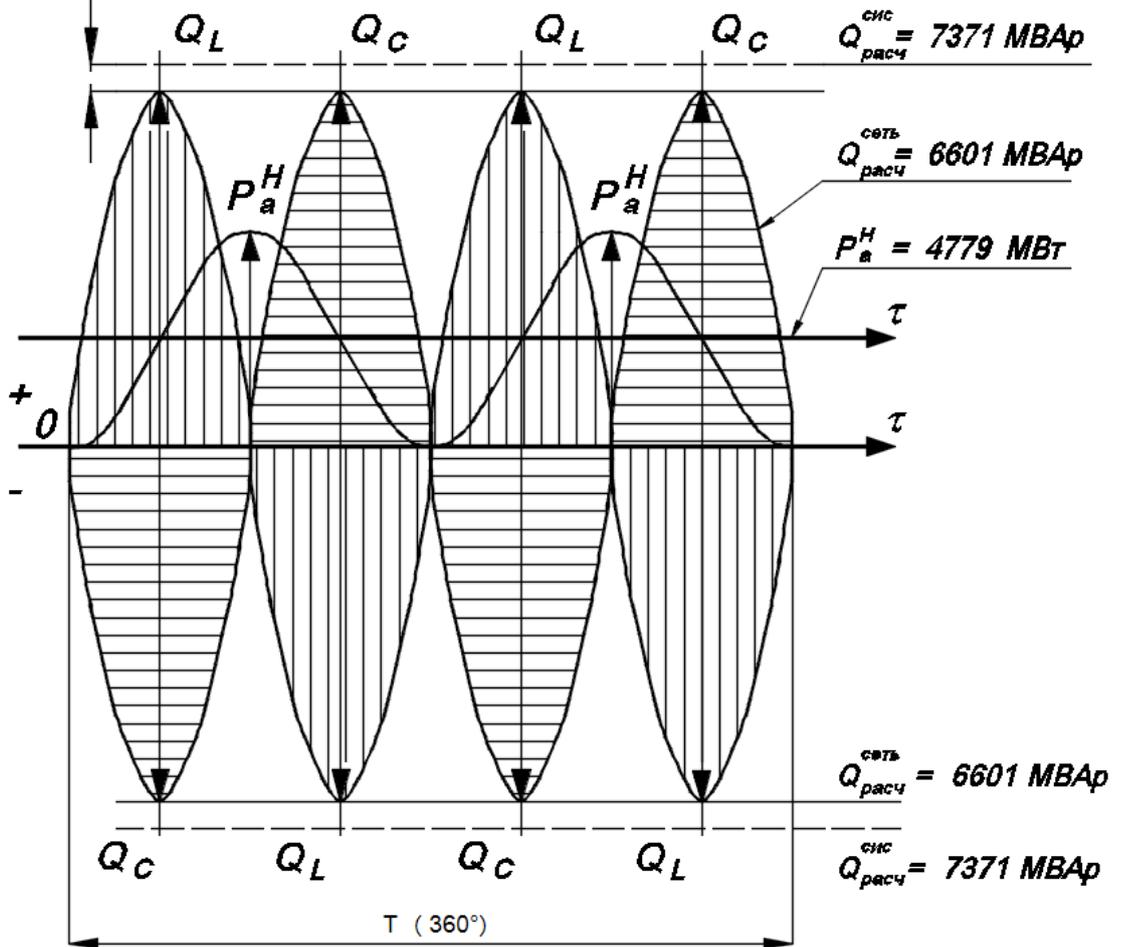


* - $K_p = Q_x/P$ коэффициент реактивности режима нагрузки

Рисунок 3-8. Сравнительные расчетные векторные характеристики декомпенсации индуктивной компоненты реактивной мощности отходящих от СШ 750 кВ ОРУ ЗАЭС линий ВЛ-Дн/3п/ЮД/ТЭС (и их комбинаций) со стороны нагрузки потребителей и компенсированная емкостная компонента реактивной мощности тех же линий на шинах генераторов 5Г $U^Г = 24 \text{ кВ}$ ЗАЭС и $\Sigma Г$ ТЭС.

Общий масштаб М1:770

$\Delta Q_L = 770 \text{ МВАр}$



Частота зарядной реактивной мощности $\pm Q_x$ удвоена по отношению к частоте активной мощности P .

Рисунок 3-9. Синусоидальная диаграмма 3-х фазной суммарной эквивалентной мощности энергосистемы «5Г ЗАЭС – нагрузка потребителей» в конкретном режиме нагрузки и схемы

Масштаб: $Q_{расч}^{сис} \approx 1,57 \text{ ГВАр / см}$

$Q_{расч}^{сеть} \approx 1,54 \text{ ГВАр / см}$

$P_a^H \approx 3,7 \text{ ГВА / см}$

3-4 АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТА

Анализ выполненных расчетов при рассмотрении баланса видов реактивной мощности $-Q_C$ и $+Q_L$ в цепи системы электроснабжения «5Г – нагрузка потребителя», приводит к следующим выводам:

3-4.1 Анализ баланса видов мощности в цепи нагрузки 5Г

Анализ баланса суммарной активной мощности на СШ 750 кВ ОРУ в схеме «генерирование 5Г – отбор: 3ВЛ-750 кВ, узел АТ⁸-ВДТ², СН ЗАЭС» приведен в части 2-10

3-4.2 О угловой характеристики сети φ

а) Эквивалентная эл. схема луча энергосистемы «5Г – нагрузка потребитель» рассматривается непосредственно от обмотки экв. генератора 5Г до клемм подключения непосредственно у экв. потребителя нагрузки 3ВЛ-750кВ, см. рис.3-1.

По мере перемещения по цепи гл. схемы от генератора 5Г к СШ-750 кВ ОРУ ЗАЭС, из общей выработки эл.энергии вычитаются затраты активной мощности P и добавляется нарастающее «генерирование» реактивной мощности вида $+Q_L$ в элементах ЭТО:

- исходная выработка 5Г	$\varphi^Г = -8^{\circ}36'$
- отбор СЗМ 10ТСН и СН гл.сх.	$\varphi_{СН} = -6^{\circ}32'$
- тот же угол φ на обмотке НН БТ	$\varphi_{НН/БТ} = -6^{\circ}32'$
- отбор СЗМ 15 фаз БТ	$\varphi_{БТ} = 0$
- новая величина угла φ на обмотке ВН БТ	$\varphi_{ВН/БТ} = +1^{\circ}12'$
- нагрузка АТ-ВДТ, уменьшение угла φ ($Q_C = -20$ МВАр)	$\varphi_{АТ} = +0^{\circ}56'$
- отбор СЗМ 9РШ ОРУ-750 кВ	$\varphi_{РШ} = +12^{\circ}41'$
- нагрузка 3ВЛ-750 кВ	$\varphi_{ЗВЛ} = +10^{\circ}57'$

Из приведенного видно, что угол сети $\varphi^Н$ в различных точках схемы имеет свою величину и знак в зависимости от соотношения потерь $\pm Q_x$ и P сети в конкретной точке.

В рассматриваемом отрезке цепи угол $\varphi=0$ расположен между обмотками НН/ВН БТ. Он может перемещаться по этой цепи в зависимости от соотношения мощностей $\pm Q_x/P$ режима нагрузки.

б) О угловой характеристике генератора $\varphi^Г$

Необходимо уточнить понятие углового параметра мощности нагрузки генератора (5Г) $\varphi^Г = -8^{\circ}36'$; ($\cos \varphi^Г = 0,9887$) и сети $\varphi=0$ ($\cos \varphi = 1$) по настроечной характеристике СВГ (АРВ-СДП1), когда в статорной обмотке генератора (сети) отсутствует реактивный ток $+I_L$ при номинальном токе I_a активной нагрузки, который по «U-образным характеристикам синхронного генератора» для него имеет минимальное значение.

Эквивалентный генератор несет номинальную активную нагрузку $P^{5Г}$ МВт, одновременно компенсируя вырабатываемой реактивной мощностью $Q_C = -753$ МВАр часть декомпенсированной реактивной мощности сети $Q_L = +753$ МВАр (статор генератора), т.е., при угловом параметре сети в обмотке статора $\varphi=0$ ($\cos \varphi = 1$), реактивного тока в обмотке статора нет! Это позволяет генератору 5Г нести номинальную нагрузку.

Однако, энергия, поступающая из ротора генератора в обмотку статора, необходимая для выработки компенсирующей реактивной мощности, имеет свои границы, определяемые наибольшим допустимым (по паспорту на генератор) углом полного номинального тока I нагрузки $\cos \varphi^Г = 0,9$; $\varphi^Г = 25^{\circ}50'$; $S^Г_{max} = 1111$ МВА!

Он согласуется оптимально с угловой характеристикой турбины:

$$P_{ЭМ}^T = f(\Theta) \text{ и } M_{ЭМ}^T = f(\Theta), \text{ где } \Theta^T \approx 25^\circ!$$

Т.к. вся схема генерирования эл. энергии турбина – турбогенератор расположена на одном валу: турбина+СВГ→статор ТГ (сеть), - турбина одновременно обеспечивает покрытие СЗМ по двум векторам (каналам) генерирования полного тока нагрузки.

1 Турбина+СВГ (генерирование постоянного тока возбуждения ротора $i_{ва \text{ min}}$ для обеспечения выработки активной мощности $P \text{ МВТ}$) → обмотка статора ТГ (сеть);

2 Турбина+СВГ (генерирование дополнительного постоянного тока возбуждения ротора $\pm i_{вх \text{ доп.}}$ для обеспечения выработки реактивной мощности $\pm Q \text{ МВАР}$) → обмотка статора ТГ (сеть);

ТГ несет полную нагрузку в обмотке статора (сеть) $S \text{ МВА}$:

- активный ток задается угловой характеристикой турбины;

- реактивный ток задается дополнительным постоянным током возбуждения ротора по угловой характеристике сети (см.п.2-3, в)).

3-4.3 Параметры сети на СШ 750 кВ ОРУ ЗАЭС.

СШ 750 кВ ОРУ ЗАЭС являются важнейшим элементом схемы, которые в оперативном управлении (вкл./откл.) объединяет все потоки электроэнергии (выработка/отбор).

На СШ в реальном времени относят суммарные востребованные параметры мощности, которые регистрируются измерительной схемой через ТТ/ТН-750 кВ по каждой отходящей ВЛ.

Генераторы ЗАЭС, как и автотрансформаторный узел АТ⁸-ВДТ² ОРУ-750 кВ на отходящей ВЛ – 330 кВ ЗаТЭС, являются элементами управления фазой сети помимо их прямого назначения – в 1-ом случае вырабатывать электроэнергию, во 2-ом случае ее преобразовывать (трансформировать).

Генератор в управлении фазой и напряжением сети является активным динамичным самонастраивающимся звеном с широкой зоной управления параметрами сети, точностью и быстродействием.

Узел АТ-ВДТ является статическим, ступенчатым звеном управления фазой сети 330 кВ. Его ПУ РПН-П не предназначено для отслеживания в реальном времени угла сети φ .

Введение в работу ПУ от номинального положения РПН увеличивает на линейных вводах ВН 750 кВ АТ (СШ ОРУ, на обм. ВН БТ) – в традиционном диапазоне используемых положений ПУ РПН-Т 4÷8, ПУ РПН-П2 – «генераторное» напряжение, снимаемое с вводов ВН 750 кВ БТ, примерно на $0,8 \div 1,0\%$ (см.тему 2, раздел 2-6).

Это увеличенное комплексное напряжение трансформируется в схеме в обратном направлении и увеличивает на шинах $U^Г = 24 \text{ кВ}$ рабочее напряжение генераторов на $150 \div 200 \text{ В}$ ($0,15 \div 0,2 \text{ кВ}$).

Изменения суточного напряжения на шинах генератора в зависимости от колебаний параметров нагрузки может превышать $\Delta U^Г = 2 \text{ кВ}$.

Согласно табл.2-1 исходных параметров режима нагрузки определим величину разницы максимально допустимого и действующего в режиме нагрузки напряжения на стороне ВН (класс напряжения 750 кВ) и на стороне СН (класс напряжения 330 кВ) ОРУ-750 кВ АТ.

$$\Delta U_{\text{реж}} = U_{\text{max доп}} - U_{\text{реж}}$$

$$\text{На стороне ВН } \Delta U_{\text{реж}}^{\text{ВН}} = 787 - 716 = 71 \text{ кВ (9,02\%)}$$

$$\text{СН } \Delta U_{\text{реж}}^{\text{СН}} = 363 - 351 = 12 \text{ кВ (3,3\%)}$$

После достижения генератором напряжения $U^Г=23$ кВ, последующее его увеличение, без контроля напряжения на шинах 330 кВ ОРУ, может привести к перенапряжению, допустимого эксплуатационного порога, в первую очередь на стороне обмотки СН АТ $U_{\text{махлин}}^{\text{СН}}=363$ кВ.

Посадка напряжения в БТ ВН \leftrightarrow НН в нашем рассматриваемом режиме составляет $\Delta U_{\text{БТ}}=1,3645\%$, но эта величина зависит в БТ от величины нагрузки обмоток током $I_{\text{реж}}/I_{\text{ном}}$ и угла режима нагрузки φ (физические параметры БТ $U_p\%$, $U_a\%$ постоянны для уточнения расчета).

3-4.4 Влияние угла сети φ^H в нагрузке потребителя на параметры реактивной мощности.

Принятая в нашем случае активная нагрузка у потребителя, переданная ему от СШ 750 кВ ЗАЭС по ЗВЛ – 750 кВ, равна $P^H=P^{\text{ЗВЛ}}=3979$ МВт (минимальное значение $\cos\varphi^H=0,7$ выбрано нами приближенно).

Раскроем от изменения этого параметра ($\cos\varphi^H$) изменение величины генерируемой ЭТО потребителя реактивной мощности вида Q_L^H .

Для линейных исходных параметров $\cos\varphi$.

$$\left| \begin{array}{l} \cos\varphi^H=0,7; \quad \varphi^H=45^\circ 35'; \quad \sin\varphi^H=0,714; \\ \cos\varphi^H=0,8; \quad \varphi^H=36^\circ 52'; \quad \sin\varphi^H=0,6; \\ \cos\varphi^H=0,9; \quad \varphi^H=25^\circ 51'; \quad \sin\varphi^H=0,436 \end{array} \right.$$

Расчетная полная мощность в нагрузке составит:

$$\left| \begin{array}{l} \cos\varphi^H=0,7; \quad S_{0,7}^H = \frac{P^H}{\cos\varphi^H} = \frac{3979 \text{ МВт}}{0,7} = 5684,3 \text{ МВА}; \\ \cos\varphi^H=0,8; \quad S_{0,8}^H = 4973,75 \text{ МВА} \\ \cos\varphi^H=0,9; \quad S_{0,9}^H = 4421,15 \text{ МВА} \end{array} \right.$$

Определим изменение реактивной мощности в нагрузке

$$\left| \begin{array}{l} Q_{L 0,7}^H = S_{0,7}^H \cdot \sin\varphi_{0,7}^H = 5684,3 \text{ МВА} \cdot 0,714 = 4058,6 \text{ МВАр} \\ Q_{L 0,8}^H = 4973,75 \text{ МВА} \cdot 0,6 = 2984,3 \text{ МВАр} \\ Q_{L 0,9}^H = 4421,15 \text{ МВА} \cdot 0,436 = 1927,6 \text{ МВАр} \end{array} \right.$$

Или отношение Q_L^H для $\cos\varphi^H=0,7$ и $\cos\varphi^H=0,9$ составит:

$$k^H = \frac{Q_{L 0,7}^H}{Q_{L 0,9}^H} = \frac{4058,6 \text{ МВАр}}{1927,6 \text{ МВАр}} = 2,1 \text{ раз}$$

Этот показатель ($\cos\varphi^H$) в течение смены может изменяться плавно или скачками в зависимости от технологических циклов и графика включения производственного оборудования у потребителя – это индукционные печи, мощные электродуговые сталеплавильные печи в период плавления руды после ее загрузки, мощное электросварочное оборудование, грузоподъемные механизмы и другое ЭТО.

3-5 НЕШТАТНЫЕ СИТУАЦИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЕ

В случае аварийного отключения одной из ВЛ защитой, СВГ изменяет ток возбуждения в обмотке ротора каждого генератора в автоматическом режиме по заданной настройке $\pm I_x=0$, и устанавливает новое динамическое равновесие баланса реактивных компонент мощности в энергосистеме.

В момент образования короткого замыкания в эл. схеме (КЗ) резко нарушается баланс реактивной мощности в цепи «ΣГ – нагрузка», величина дисбаланса которой связана с характеристиками параметров реальной схемы в момент КЗ.

Сюда входит:

- а) полное сопротивление контура $Z^Г$ «ΣГ – точка КЗ» и контура $Z^Н$ «точка КЗ – нагрузка»;
- б) полная мощность источника генерирования в момент возникновения КЗ;
- в) запасенная в образовавшихся контурах $Z^Г$ и $Z^Н$ суммарная реактивная мощность электромагнитного поля $\pm Q_x^{ЭМП}$;
- г) исправность и четкая работа устройств РЗА и выключателей, их селективная работа;
- д) исправная и безотказная работа разрядников или ОПН в сети 750/330 кВ и ниже;
- е) четкие и грамотные действия оперативного персонала вахты ЗАЭС и диспетчерской службы энергосистемы.

Это неразрывные условия и неотъемлемые компоненты в цепи происходящих событий в случае возникновения аварийной ситуации.

В течение $\tau=3\div 4$ с с момента возникновения КЗ, до момента его отключения, переток активной и реактивной компонент мощности в энергосистеме огромен. Контур нагрузки разряжает свою накопленную реактивную мощность в точке КЗ.

Контур генератора добавляет к аналогичному процессу и текущую мощность вырабатываемой электрической энергии.

Чем ближе точка КЗ к источнику генерирования, тем больше разрушительная мощность электроэнергии, выделяемой в ней.

В первый полупериод (50 Гц) от момента возникновения КЗ, происходит пиковый бросок тока КЗ в системе. Во втором полупериоде происходит пиковый бросок индуктивного перенапряжения, функционально зависящего от величины тока первого полупериода и величины реактивностей C_x или L_x соответствующего контура КЗ.

Эти циклы угасают по кривой разрядного тока КЗ, но следуют непрерывно $\tau=3\div 4$ с.

С момента возникновения КЗ и до момента его отключения дежурный персонал вахты ЗАЭС, прилегающих п/ст и всей энергосистемы отмечают его протекание с критическими параметрами показаний щитовых приборов (зашкаливание тока, посадка напряжения сети).

На приведенных векторных диаграммах расчетных схем «запасенного баланса» реактивной мощности электроэнергии в схеме нормального электроснабжения, щитовые приборы у операторов (блочный щит управления) регистрируют параметры: $U^Г$ кВ, $U^{СШ}$ кВ, I_a кА, P МВт, $-\Delta Q_C^Г$ МВАр компенсации реактивной мощности генератором и небаланса реактивной мощности (избытка, декомпенсации) $+\Delta Q_L^{БЛ}$ МВАр сети.

Уравновешенная векторно компенсированная реактивная мощность $\pm Q_x$ энергосистемы с большими энергетическими параметрами (в пределах до 10 ГВАр) нигде визуально не отражена и скрыта от восприятия.

В случае ее неконтролируемой разбалансировке, в схеме лавинообразно нарастает переток реактивного тока, который отключается защитой ВЛ.

Обмотки генераторов, силовых трансформаторов, шунтирующих реакторов, силовой ошиновки 24 кВ/6,3 кВ выдерживают в режиме КЗ огромное динамическое воздействие.

Послеаварийная разборка поврежденного мощного силового трансформатора поражает увиденным. Проводники катушек наружных обмоток «раздуты» как «китайские фонарики», а внутренних обмоток сжаты до неузнаваемости – на них образуются волны сжатия, гребни, складки, несмотря на то, что они выполнены из проводников большого сечения. Это визуальный образ сил воздействия критического по параметрам электромагнитного поля в канале рассеяния между обмотками при трансформировании (передача полем) критических для оборудования параметров тока КЗ энергосистемы. Т.е. динамическое разрушение конструкции силой, превышающей допустимый расчетный порог применяемого оборудования.

Пример из практики.

На энергоблоке 2 (1985г.) в предпусковой наладочный период, на гл. секции ВД КРУ-6 кВ СН, стоящей у стены помещения ЭЭТУ +3,6м, в ячейке вводного выключателя ВЭ-6 на СШ произошло КЗ (глухое – металлическое КЗ). Энергоблок 1 находился в работе.

Последствия.

Внутреннее содержимое шкафа испарилось в электрической дуге, соседние шкафы и шкаф с фасада рядом расположенной секции ВС были повреждены и подлежали замене.

Расчет тока КЗ в межблочной кабельной перемычке, состоящей из 10 кабелей типа ААБ нл Г – 6 кВ · 240 мм² дал следующие результаты. На длине 1 м алюминиевой жилы фазы кабеля выделяется активная мощность в 100÷150 кВт (возьмем среднюю величину – 125 кВт).

В 3-х фазах суммарно – 375 кВт; в 10 параллельно включенных кабелях – 3750 кВт; в межблочной перемычке (бл.1 – бл.2), длиной 220 м общие параметры мощности ($\tau=1\text{с}$) составят – 825000 кВт или 825 МВт, т.е. оценочно на уровне мощности генератора энергоблока 1000 МВт.

Это огромная печка! При длительности отключения КЗ $\tau=3\div 4\text{с}$, отсутствия за это время теплоотдачи в кабеле, и только за счет собственной теплоемкости материала проводников удастся, за время последствия тока КЗ, удержать допустимый порог возрастания температуры на поверхности «проводник – изоляция» в допустимых пределах.

Настоящая работа на примере реальных параметров эксплуатируемого оборудования в конкретной схеме, используя показания приборов контроля режима нагрузки в произвольно выбранный момент времени, дает возможность выполнить оценочный расчет дополнительных параметров режима с погрешностью $\gamma \leq 0,2\%$, приводит анализ процессов, протекающих в энергосистеме и способствует ясному пониманию принимаемых оперативных действий персонала в нестандартных ситуациях и оценке состояния каждого элемента схемы.

При исправном состоянии ЭТО, четкой работе всех элементов защит РЗА, точных действий оперативного персонала по управлению процессом выработки, передаче и использования электроэнергии, все электрооборудование энергосистемы должно выдерживать и «отрабатывать» безотказно все аварийные кратковременные режимы, возможные в текущей эксплуатации.

3-6 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Настоящий сборник – это инициативная работа, выполненная на уровне инженерного расчета, раскрывает параметры реального режима нагрузки эксплуатируемого оборудования с использованием заводской технической документации на него.

Основная цель работы.

1 Показать возможность полного раскрытия заводских технических параметров силовых трансформаторов, установленных в электрической схеме ЗАЭС, и прилагаемых к ним чертежей, в повседневной практической работе и необходимых расчетах.

2 Обратить внимание персонала на граничные (предельные) условия и эксплуатационные допуски по току и напряжению обмоток в режимах регулирования параметров ПУ трансформаторов, с учетом изменяющегося суточного режима нагрузки.

3. Привести оценочный расчет и дать наиболее полное представление протекающих электромагнитных процессов:

- преобразования видов мощности S , P , + Q_L электроэнергии МП ЭМП в ЭТО ($X_L \gg X_C$) главной схемы выдачи электроэнергии от блоков ЗАЭС в энергосистему;

- преобразования видов мощности S , P , - Q_C электроэнергии ЭП ЭМП в 6ГЛС-750 кВ, в ГСО СШ ОРУ-750 кВ и в ЛЭП-750 кВ ($X_C \gg X_L$)

Ясное понимание этих моментов позволит ускорить процесс качественной адаптации молодых специалистов по техническому обслуживанию и грамотной эксплуатации вверенного в его руки современного мощного оборудования.

При наличии хорошей теоретической подготовке в ВУЗе и упорному самообразованию по специальности; имеющейся на рабочем месте технической документации и наличию различных эксплуатационных режимов оборудования – есть полная возможность развивать и уточнять настоящую методику, которая дает хорошую базу для новых начинаний.

Этот путь открыт для каждого специалиста, но главное, все личные достижения в расчетах и накопленный личный производственный опыт щедро передавать последующим поколениям электротехников в атомной энергетике Украины.

Успеха Вам, на тернистом пути
восхождения к вершинам мастерства
в своей специальности.

С уважением, Г.Г. Давыденко (ЭЦ)

Наукове видання

Давиденко Геннадій Григорович

**«Розрахунок режиму навантаження
електротехнічного обладнання
головної схеми видачі електроенергії
від блоків ЗАЕС у енергосистему»**

Набір та редагування
Світлана Достовалова

Технічний редактор
Лариса Рябоконт

Коректор
Наталія Чечико

Формат 60x84/8. Гарнітура Arial.
Обсяг ХХХ ум. друк. арк. Електронне видання.

Видавництво «Дике Поле»
Україна, 69063, м. Запоріжжя, вул. Троїцька, 31-А.
Тел.: (061) 213-75-05; (095) 233-46-54

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи
33 №004 від 23.08.2001 р.

Пишіть автору: davidenkogennadij@gmail.com