Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»

Кафедра «Электроснабжение»

П. В. Лычев, Ю. В. Гончаренко

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ И СЕТЕЙ

ПОСОБИЕ
для студентов специальности 1-43 80 01
«Электроэнергетика и электротехника»
дневной и заочной форм обучения

Гомель 2023

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

УДК 621.311.1(075.8)
ББК 31.27я73
Л88

Рекомендовано научно-методическим советом энергетического факультета ГГТУ им. П. О. Сухого (протокол № 9 от 24.05.2022 г.)

Рецензент: доц. каф. «Автоматизированный электропривод» ГГТУ им. П. О. Сухого канд. техн. наук, доц. *М. Н. Погуляев*

Лычев, П. В.

Л88 Перспективы развития электрических систем и сетей : пособие для студентов специальности 1-43 80 01 «Электроэнергетика и электротехника» днев. и заоч. форм обучения / П. В. Лычев, Ю. В. Гончаренко. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2023. – 65 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: https://elib.gstu.by. – Загл. с титул. экрана.

Изложены теоретические вопросы о состоянии и перспективах развития электропотребления, системообразующих, питающих и распределительных сетей.

Для студентов специальности 1-43 80 01 «Электроэнергетика и электротехника» дневной и заочной форм обучения.

УДК 621.311.1(075.8)
ББК 31.27я73

© Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого», 2023

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика во все времена являлась двигателем прогресса. Сегодня она также составляет прочную базу для развития других отраслей промышленности. Поэтому к ней применяется требование опережающего развития. Это требование не только касается экстенсивного роста показателей мощности и пропускной способности электросетевого комплекса, но и проявляется в необходимости внедрения инновационных технологий.

Целью изучения данного курса является приобретение знаний и практических навыков в области проблем и перспектив развития электрических систем и сетей.

Основными задачами курса являются:

- оценка современного состояния и перспектив развития генерирующих мощностей для повышения энергоэффективности покрытия графиков нагрузки энергосистемы, включая вопросы интегрирования БелАЭС в энергосистему;
- оценка существующего состояния и перспектив развития энергосистемы и сетей республики и возможностей повышения внутреннего потребления электроэнергии и ее экспорта.

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

1. ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ МИРОВОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ И СОПРЕДЕЛЬНЫХ ГОСУДАРСТВ

Сегодня в мире наблюдается рост мировых потребностей в энергии при одновременном уменьшении предложения энергоресурсов. Растущая цифровизация мировой экономики неразрывно связана с электрификацией, что делает потребность в электричестве для повседневной жизни более важной, чем когда-либо. Наблюдается значительный рост использования электрической энергии в конечном потреблении, особенно в странах, экономика которых базируется на малом и среднем промышленном производстве, услугах и цифровых технологиях. При этом наблюдается рост децентрализации, заключающейся в развитии распределенной энергетики. Новые решения в области производства и хранения электроэнергии с одновременным развитием умных сетей позволяют подключать к системе все больше распределенных устройств, близких к потребителю энергии и отдающих электроэнергию в сеть. Согласно данным Мирового энергетического агентства (далее – МЭА) в 2017 году доля электрической энергии в мировом конечном потреблении составила 19 % (увеличение на 4 % с 2000 года), а в соответствии с оптимальным прогнозом планируется рост до 24 % к 2040 году (табл. 1.1).

По данным МЭА выработка электроэнергии в мире с 2010 по 2018 год выросла на 23,8 % до 27,7 трлн. кВт·ч, а ее углеродоемкость снизилась на 10,4 % – до 475 г CO_2/кВт·ч. Одним из факторов такой динамики стало изменение глобальной структуры выработки электроэнергии. Доля ископаемого топлива за рассматриваемый период снизилась до 65,2 % (-3 п. п.) за счет нефти (-1,1 п. п.) и угля (-2,3 п. п.). При этом выросла доля газа (+0,5 п. п.), удельные выбросы которого по данным МЭА в 1,5 – 2,5 раза ниже по сравнению с нефтью и углем: 400 г CO_2/кВт·ч против 600 г CO_2/кВт·ч и 845 – 1020 г CO_2/кВт·ч (в зависимости от типа угля) соответственно.

Согласно базовым сценариям этих прогнозов к 2040 году глобальное потребление первичной энергии может увеличиться на 25 – 35 % к уровню 2016 года.

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

Таблица 1.1

Прогноз конечного потребления топливно-энергетических ресурсов в мире по оптимальному сценарию МЭА до 2040 года, млн. т н.э.

№ п/п	Показатель	2000	2017	2025	2030	2035	2040
		Факт		Прогноз			
По секторам экономики							
1.	Промышленность	1863	2855	3265	3460	3648	3833
2.	Транспорт	1958	2794	3144	3313	3447	3617
3.	Здания и сооружения	2450	3048	3276	3439	3602	3759
4.	Прочие	765	999	1187	1260	1320	1373
По видам энергоносителей							
5.	Электрическая энергия	1090	1846	2206	2457	2717	2985
6.	Тепловая энергия	248	289	301	302	303	302
7.	Прямое использование ВИЭ	271	456	583	669	755	844
8.	Природный газ	1118	1503	1790	1964	2139	2298
9.	Нефтепродукты	3123	3940	4297	4405	4458	4541
10.	Уголь	542	1004	1029	1027	1021	1020
11.	Твердая биомасса	644	658	666	648	624	592
	Итого	**7036**	**9696**	**10872**	**11472**	**12017**	**12582**

За последние 15 лет значительные субсидии, направленные на поддержку возобновляемых источников энергии (далее – ВИЭ), привели к резкому сокращению затрат на технологии ВИЭ с быстрым ростом доли переменных источников выработки электрической энергии. Несмотря на взрывной рост производства электрической энергии из ВИЭ (табл. 1.2) и значительное сокращение выбросов для обеспечения надежных поставок требуются значительные инвестиции для обеспечения гибкости и устойчивости энергетических систем.

Развитие ВИЭ-генерации продолжает опираться на государственную поддержку, но масштабы ее распространения – в 2017 году установленные мощности в мире (исключая гидроэнергетику) перешагнули рубеж в 1000 ГВт – требуют корректировки. В мировой политике стимулирования ВИЭ намечается тенденция на увеличение гибкости регулирования и стремление к комплексной реализации, растет внимание к мероприятиям по развитию удаленных и изолированных энергосистем.

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

По данным REN21 в 2017 году в мире установленные мощности возобновляемой генерации, включая гидроэнергетику, достигли 2195 ГВт, что на 8,8% больше, чем в 2016 году (исключая гидроэнергетику –
1081 ГВт, прирост которой к уровню 2016 года составит 17,3%). Электрогенерация остается основным направлением поддержки альтернативных ВИЭ, в то время как меры их продвижения в тепло-, хладоснабжении и на транспорте запаздывают.

Таблица 1.2

Прогноз производства электрической энергии по оптимальному прогнозу в мире до 2040 года, млрд. кВт·ч

№ п/п	Вид энергоносителя	2000	2017	2025	2030	2035	2040
		Факт		Прогноз			
1.	Уголь	6001	9858	9896	10042	10189	10335
2.	Нефтепродукты	1212	940	763	684	606	527
3.	Газ природный	2747	5855	6829	7576	8324	9071
4.	Атомные станции	2591	2637	3089	3301	3514	3726
5.	Гидроэлектростанции	2618	4109	4821	5274	5726	6179
6.	Ветровая и солнечная энергетика	32	1519	3766	5354	6941	8529
7.	Прочие ВИЭ	217	722	1057	1386	1715	2044
8.	Прочие виды топлива	23	39	32	32	32	32
Итого производство		15441	25640	30221	33618	37014	40411
Итого потребление		13156	22209	26417	29453	32490	35526

В отношении ВИЭ базовые сценарии прогнозов вновь были пересмотрены в пользу увеличения их роли в прогнозном энергетическом балансе. Без учета гидроэнергетики и традиционного использования биомассы ожидаемое потребление ВИЭ выросло на 7-13 %, в результате чего оно увеличится в 5 – 6 раз к 2040 году. ВИЭ внесут основной вклад в удовлетворение роста спроса на электроэнергию, который по базовому сценарию МЭА в 2017 – 2040 годах увеличится на 60 %, в результате чего электроэнергия займет около четверти конечного потребления энергии.

В технологической сфере основные проблемы увеличения доли ВИЭ связаны с растущими сложностями интеграции в энергосистему больших объемов распределенных по сети источников, многие из которых имеют нерегулируемый режим работы (ветровые, солнеч-

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

ные установки). Увеличение на порядок объемов ВИЭ-генерации требует интенсивной перестройки магистральной и распределительной сетей, а также наличия значительного резерва мощностей либо накопителей, которые большую часть времени остаются недозагруженными. Таким образом, в настоящее время конфликт между новыми технологиями и прежней организацией энергосистемы демпфируется исключительно за счет экстенсивных мер – инвестирования в сети и резервы мощностей.

По данным Министерства энергетики США в 1997 – 2017 годах установленная мощность систем хранения энергии в мире увеличилась на 70 %, достигнув почти 170 ГВт. Растущая актуальность использования систем накопления и хранения подталкивает различные страны к созданию стимулов для их развития и устранения различных барьеров. Это касается поддержки развития технологий, разработки норм и стандартов, а также создания и совершенствования регуляторных норм для возможности участия накопителей в рынке мощности.

Ожидается, что дальнейший рост рынка хранения энергии в мире будет обусловлен развитием генерации на основе ВИЭ, которая характеризуется нестабильностью выработки электроэнергии (например, солнечная и ветроэнергетика), распределенной генерации, «умных сетей» и рынка электромобилей.

Важную роль в изменении их структуры может сыграть развитие батарейных накопителей. Их стоимость по ожиданиям IRENA может сократиться на 50 – 70 % к 2030 году, а календарный срок службы и количество циклов заряда без значимого износа существенно увеличится. При этом IRENA, как и МЭА, не ожидает, что батарейные накопители смогут в ближайшей перспективе исключительно в виде промышленных накопительных установок массово заменить существующие альтернативы поддержания баланса мощности энергосистем, особенно электростанции на природном газе. Однако батареи имеют преимущество в их использовании для регулирования частоты в энергосистемах, а также в возможностях их относительно быстрого производства и возведения таких установок в различных масштабах.

Таким образом, накопители энергии могут стать важным элементом электроэнергетики в будущем. Динамичное развитие технологий в этом направлении может заметно состав оборудования и режимы работы энергосистем. Это в определенной степени скажется на спросе на ископаемые топлива, так как накопители станут все больше

Библиотека ГГТУ им. П.О.Сухого

замещать топливную генерацию для поддержания баланса мощности в электроэнергетических системах.

Основными трендами в прогнозируемом периоде до 2030 года в мировой электроэнергетике станут:

- дальнейшее развитие ВИЭ;
- расширение гибкости энергетических систем как путем внедрения генерирующих мощностей на ископаемых видах топлива, так и путем интеграции быстроразвивающихся систем хранения энергии;
- значительный рост электрификации секторов конечного потребления;
- развитие децентрализованных систем производства электроэнергии в сочетании с технологиями «умных сетей»;
- глобальная цифровизация всех процессов производства, передачи, распределения и потребления энергетических ресурсов.

Российская Федерация

На 01.01.2019 установленная мощность электростанций объединенных энергосистем и Единой энергетической системы России (далее – ЕЭС России) составляла 243 243,2 МВт, из которых основную долю занимают ТЭС – 164 586,6 МВт (67,7 %), ГЭС – 48 506,3 МВт (19,9 %), АЭС – 29 132,2 МВт (12,0%), СЭС – 834,2 МВт (0,3%), ВЭУ – 183,9 МВт (0,08%).

В 2018 году выработка электроэнергии электростанциями России, включая производство электроэнергии на электростанциях промышленных предприятий, составила 1 091,7 млрд. кВт·ч (по ЕЭС России – 1 070,9 млрд. кВт·ч).

Согласно схеме и программе развития ЕЭС России на 2018 – 2024 годы вводы новых генерирующих мощностей предусматриваются в объеме 18 110,1 МВт, в том числе на АЭС – 8 401,8 МВт, на ГЭС – 462,4 МВт, на ТЭС – 5 479,9 МВт и на ВЭС, СЭС – 3 766,1 МВт.

Установленная мощность генерирующих источников в России в 2018 году превысила максимум электропотребления на 56,7 %, что свидетельствует о наличии избыточных мощностей. Однако, даже учитывая прогнозируемые темпы роста спроса на электроэнергию, невысокий коэффициент использования установленной мощности, образовавшаяся избыточность в среднесрочной перспективе может быть значительно востребована в связи с необходимостью больших

Библиотека ГГТУ им. П.О.Сухого

объемов реконструкции действующих и замещения выбывающих мощностей, так как более трети российских теплоэлектростанций отработали более 30 лет, а в среднем возраст таких станций 50 – 60 лет. Порядка 80 % атомных мощностей приближаются к концу срока эксплуатации, 78 % ТЭС нуждаются в переоснащении.

Согласно прогнозному балансу мощности до 2024 года нормативный резерв составит 27 202 МВт или 16,2 % от прогнозируемого максимума потребления. При этом превышение установленной мощности всех электростанций над пиковым потреблением составит 48,7 %.

При оценке возможности экспорта электроэнергии в Россию следует учитывать, что несмотря на наличие названных негативных факторов и после исчерпания имеющихся резервов с учетом более низкой цены топлива для генерирующих источников, наличия дешевой электроэнергии от АЭС в Европейской части, российская электроэнергия в рыночных условиях будет более конкурентоспособна в сравнении с электроэнергией, вырабатываемой в Белорусской энергосистеме, что снижает вероятность экспорта электроэнергии до 2025 года из Республики Беларусь.

После 2025 года при условии интеграции рынков природного газа Российской Федерации и Республики Беларусь с выравниванием цен
на него значительно возрастает возможность экспорта из-за снижения топливной составляющей в себестоимости производства белорусской электроэнергии и, соответственно, повышения ее конкурентоспособности на рынке России.

Украина

Суммарная установленная мощность Объединенной энергосистемы Украины (далее – ОЭС Украины) на 01.06.2019 составила 50,8 тыс. МВт, в том числе: 21,8 тыс. МВт – конденсационные электростанции (далее – КЭС) (17,2 – угольные, 4,6 – газовые); 6,1 тыс. МВт – ТЭЦ; 13,8 тыс. МВт – АЭС; 6,2 тыс. МВт – ГЭС и гидроаккумулирующие электростанции (далее – ГАЭС), 2,2 тыс. МВт – СЭС, 0,61 тыс. МВт – ВЭУ, 0,1 тыс. МВт – биотопливные и прочие.

Большинство энергоблоков ТЭС были введены в эксплуатацию в 1960 – 1975 годах. Новые мощности на ТЭЦ за последние 20 лет не вводились. Угольные КЭС характеризуются низким уровнем на-

Библиотека ГГТУ им. П.О.Сухого

дежности и эффективности, а также высоким уровнем выбросов вредных веществ.

ОЭС Украины функционирует синхронно с энергосистемами Российской Федерации, Республики Беларусь и Молдовы. Западная часть ОЭС Украины, так называемый «Остров Бурштынской ТЭС», отсоединен от основной системы и функционирует синхронно с Европейской системой системных операторов передачи электроэнергии (ENTSO-E), что позволяет обеспечивать экспорт электроэнергии в страны Европы.

После ввода с 01.07.2019 новой модели рынка электроэнергии Украины сложились условия для организации поставок электроэнергии из Республики Беларусь в Украину.

Из энергетической стратегии Украины следует, что перспективные планы государства ориентированы на объединение с энергосистемами государств Европейского союза с отделением от энергосистем Российской Федерации и Республики Беларусь. В декабре 2018 г. Кабинет министров Украины утвердил план мероприятий по синхронизации ОЭС Украины с Европейской сетью системных операторов передачи электроэнергии (ENTSO-E). Согласно плану к 2022 году предусмотрено отделение ОЭС Украины от ОЭС России и ОЭС Беларуси с синхронизацией работы с ENTSO-E.

В случае технической и экономической интеграции энергосистем Украины и ЕС прогнозируется рост цены на электрическую энергию
на украинском рынке, что может служить толчком к возможности роста экспорта электроэнергии из Республики Беларусь в Украину. Для этого необходимо создание вставки постоянного тока мощностью до 1 000 МВт, строительство которой технически целесообразно на линии 330 кВ Гомель – Чернигов.

Польша

Установленная мощность энергосистемы Польши в 2018 году составила 32,3 тыс. МВт. В Польше основная выработка электроэнергии (свыше 81 %) осуществляется на низкосортном местном угле. При потреблении в 158,7 млрд. кВт·ч импорт составляет 2,2 млрд. кВт·ч.

До 2028 года планируются инвестиции на развитие возобновляемой энергетики с ростом ее доли в энергетическом балансе до 40,1 %,

Библиотека ГГТУ им. П.О.Сухого

на угле – 32,5 %, на природном газе – 22,1 %, на прочих видах – 5,3 %.

Согласно проекту документа по энергетической политике, опубликованному Министерством энергетики Республики Польша в ноябре 2018 г. для общественного обсуждения, атомная электростанция планируется к вводу в 2033 году. Документ предусматривает, что к 2043 году будет введено 6 – 9 ГВт ядерной мощности, что покроет около 10 % производства электроэнергии в Польше. Первый блок мощностью от 1,0 до 1,5 ГВт будет построен к 2033 году.

Для обеспечения экологических требований Европейского союза (далее – ЕС) к развитию угольной энергетики потребуются большие затраты на создание и эксплуатацию планируемых и действующих ТЭС на угле. Стоимость производства электроэнергии в целом по энергосистеме с учетом более высокой стоимости газа для ТЭС в Польше, работающих на природном газе, будет сопоставима с себестоимостью ее производства в Беларуси, что создает экономические предпосылки для заинтересованности обеих сторон в организации связи через вставку постоянного тока между энергосистемами Польши и Республики Беларусь для обмена перетоками электроэнергии в отдельные периоды времени на взаимовыгодных условиях.

Однако наличие только экономических предпосылок не гарантирует возможность экспорта электроэнергии в Польшу, так как из-за негативного отношения ЕС к строительству Белорусской АЭС политически ЕС ориентирует Польшу на исключение возможности импорта электроэнергии из Белорусской энергосистемы.

Литва

Установленная мощность энергосистемы Литвы на 01.01.2019 составила 3 684 МВт, из которых КЭС на природном газе – 1045 МВт, ТЭЦ на природном газе – 870 МВт, ГЭС и ГАЭС – 1028 МВт, ВЭУ – 533 МВт, биогаз и биомасса – 103 МВт, солнечные – 83 МВт, мусор – 22 МВт.

В 2018 году выработка электроэнергии составила 3,22 млрд. кВт·ч, причем основная часть 1,14 млрд. кВт·ч (35,4 %) произведена на ВЭУ, а газовые и гидроэлектростанции использовались для покрытия пиковых нагрузок и системного балансирования. При этом два блока по 300 МВт на Литовской ГРЭС предназначены только для покрытия вторичного резерва энергосистемы.

Литовская энергосистема дефицитная и при потреблении в 2018 году 12,85 млрд. кВт·ч импорт электроэнергии составил

Библиотека ГГТУ им. П.О.Сухого

9,63 млрд. кВт·ч в основном за счет поставок из России, Швеции, Латвии и Республики Беларусь.

Национальная стратегия энергетической независимости до 2050 года, утвержденная сеймом Литовской Республики 21.06.2018, предусматривает дальнейшую интеграцию с энергосистемами ЕС путем синхронизации с энергосистемой Польши с вводом второй очереди вставки постоянного тока в 2020 году и увеличением ее мощности до 1 000 МВт. Согласно стратегии полная синхронизация энергосистемы стран Балтии с выходом из БРЭЛЛ предусматривается в 2025 году.

Несмотря на существующие сильные электрические связи, текущая политическая ситуация с позицией Литвы по строительству Белорусской АЭС не позволяет рассчитывать на возможность достижения договоренностей по созданию вставки постоянного тока и, соответственно, возможные экспортные поставки электрической энергии после 2025 года. Необходимо отметить, что в связи с принятыми в Республике Литва в 2017 году законами относительно запрета на торговлю электроэнергией через торговое сечение «Беларусь – Литва» непосредственно после ввода в эксплуатацию Белорусской АЭС, литовской стороной планируется полное прекращение экспорта электроэнергии через данное торговое сечение.

Библиотека ГГТУ им. П.О.Сухого

2. ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РБ

2.1. Существующая структура и изменения установленной мощности генерирующих источников

Установленная мощность белорусской энергосистемы на 01.01.2019 составила 10068 МВт, в том числе электрическая мощность
3 конденсационных станций – 4704 МВт, 14 ТЭЦ более 50 МВт – 3856 МВт, ТЭЦ менее 50 МВт – 238 МВт, мини-ТЭЦ – 42 МВт, ГЭС и ВЭУ – 98 МВт, локальных источников, не входящих в состав ГПО «Белэнерго», – 1130 Вт (их них ВИЭ – 293 МВт). Доля блок-станций в общей мощности энергосистемы – 11,2 %.

В результате реализации мероприятий по модернизации энергосистемы, проведенных в 2011 – 2018 годах, установленная мощность всех генерирующих источников возросла на 1802 МВт (на 21,8 %).

Изменение структуры установленной мощности генерирующих источников организаций ГПО «Белэнерго» и других ведомств представлено на рис. 2.1.

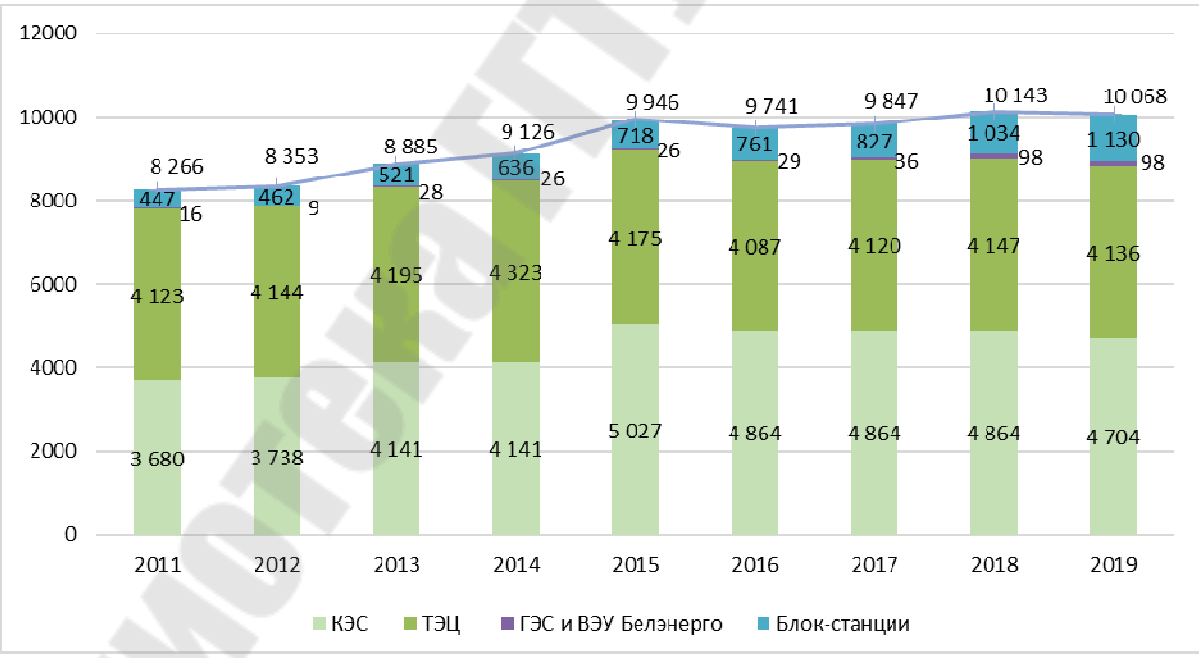


Рис. 2.1. Структура установленной мощности генерирующих источников энергосистемы на 1 января, МВт

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

Системная модернизация производственных фондов электроэнергетического комплекса позволила обеспечить потребителей республики электрической энергией, практически отказаться от импорта и существенно увеличить ее экспорт на рынок Nord Pool. Динамика показателей производства, потребления, экспорта и импорта электрической энергии за 2018 год по сравнению с 2010 годом представлена на рисунке 2.2.

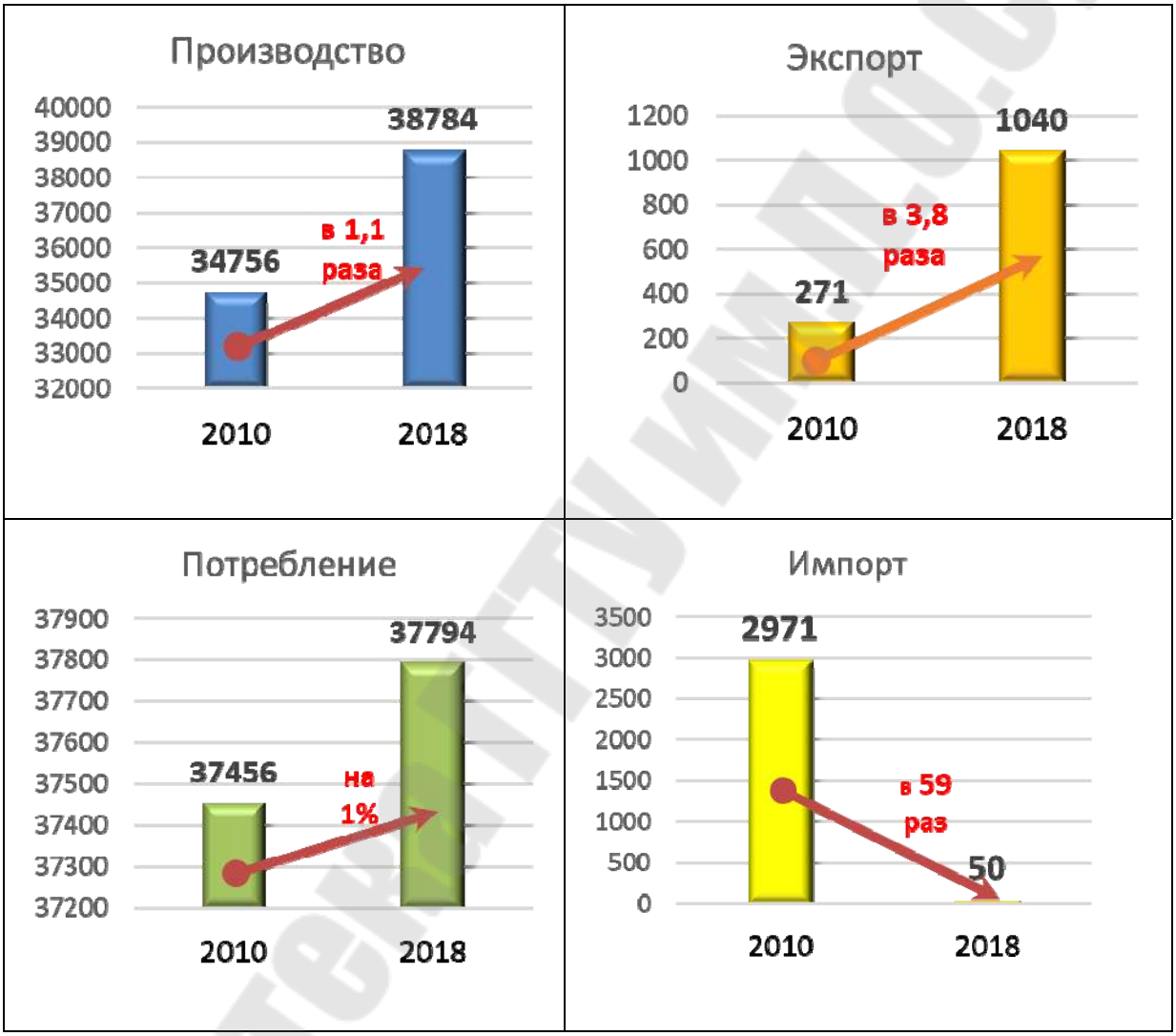


Рис. 2.2. Показатели производства, потребления, экспорта и импорта электрической энергии 2018 года по отношению к 2010 году (млн.кВт.ч)

Увеличение экспорта электрической энергии и отказ от импорта позволил в 2018 году повысить коэффициент использования установленной мощности (далее – КИУМ) на энергоисточниках ГПО «Белэнерго» по сравнению с 2016 и 2017 годами: в 2018 КИУМ – 41 % (3 592 часа), в 2016 и 2017 годах – на уровне 39 % (3 416 часов).

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

Анализ результатов расчетов использования установленной мощности, показывает, что по отдельным объектам он выше среднего уровня (ТЭЦ-5, Гродненская ТЭЦ-2, Восточная мини-ТЭЦ (г.Витебск), Северная мини-ТЭЦ (г.Гродно), Жлобинская ТЭЦ, а значительно ниже среднего уровня – на Новополоцкой ТЭЦ, Могилевской ТЭЦ-2, Светлогорской ТЭЦ, Мозырской ТЭЦ, Жодинской ТЭЦ, Лидской ТЭЦ, Белорусской ГРЭС, Гомельской ТЭЦ-2, Бобруйской ТЭЦ-2. Низкая загрузка ряда ТЭЦ обусловлена сезонностью их работы, связанной в основном с отопительными нагрузками жилого и общественного сектора.

В Новополоцке, Могилеве, Светлогорске, Мозыре и Бобруйске, где генерирующие источники создавались в основном для обеспечения паром крупных промышленных предприятий, низкая загрузка действующих мощностей обусловлена либо созданием собственной генерации на предприятиях, либо модернизацией производств с отказом от паровых технологий. В прогнозируемом периоде с учетом наблюдающегося значительного снижения потребности в паре промышленных параметров, избыточности энергосистемы и развитием электрических технологий в промышленном производстве дальнейшее развитие источников, базирующихся на отпуске потребителям тепловой энергии в виде пара, должно быть оптимизировано.

Анализ работы генерирующих источников других ведомств (блок-станций), находящихся в параллельной работе с энергосистемой, показал, что КИУМ блок-станций на газе и вторичных энергоресурсах на 17 % превышает КИУМ источников организаций ГПО «Белэнерго» и составляет 48,0 % (4 205 часов). КИУМ источников, работающих на ВИЭ, составляет 17 % (1 486 часов). При этом низкий КИУМ соответствует генерирующим источникам на базе солнечной энергии – 13,1 % и ветровой энергии – 12,3 %, выше среднего на базе гидроэнергии – 40,5 % и биогаза – 45,2 %.

Значительный рост с 2010 года по 2018 год установленной мощности блок-станций (в 2,5 раза) и выработки ими электрической энергии (в 1,8 раза) указывает на необходимость создания механизмов привлечения таких источников к регулированию нагрузки в энергосистеме.

В настоящее время износ генерирующего оборудования организаций ГПО «Белэнерго» находится на нормальном уровне и составляет 42,5 %, что обусловлено проводимой с 2006 года системной модернизацией генерирующего оборудования, включающей ввод крупных генерирующих источников на Березовской ГРЭС, Лукомльской ГРЭС, ТЭЦ-5.

Библиотека ГГТУ им. П.О.Сухого

Вместе с тем до 2030 года по значительной части оборудования генерирующих источников истекают нормативные сроки эксплуатации. Для поддержания показателя по износу в пределах, соответствующих энергетической безопасности, при разработке пятилетних программ развития необходимо провести ранжирование объектов на предмет их замены, модернизации, обоснованных сроков продления эксплуатации либо вывода из эксплуатации. При этом требуется учитывать необходимость поддержания резервов мощности в энергосистеме, которые значительно возрастут после ввода Белорусской АЭС.

2.2. Анализ существующих систем передачи электроэнергии

Электросетевой комплекс обеспечивает передачу электроэнергии потребителям республики.

В состав электросетевого комплекса на 01.01.2019 входят:

- воздушные электрические сети классов напряжения 750 кВ, 330 кВ, 220 кВ, 110 кВ, 35 кВ, 10 (6) кВ, 0,4 кВ, суммарной протяженностью 239 355 км;
- кабельные линии электропередачи (далее – КЛ) – 39 923 км;
- электрические подстанции напряжением 750/330/110 кВ, 330/110 кВ, 220/110 кВ, 110/10(6) кВ, 35/10 кВ, 10(6)/0,4 кВ с установленной мощностью трансформаторов более 50 ГВт.

Системообразующая сеть сформирована на напряжении 220 – 750 кВ и служит для передачи электроэнергии между генерирующими источниками и системными узловыми подстанциями, а также для обеспечения параллельной работы со смежными энергосистемами.

Объединенная энергетическая система Республики Беларусь (далее – ОЭС Беларуси) работает параллельно с энергосистемами стран СНГ и Балтии.

На 01.01.2019 ОЭС Беларуси связана с энергосистемами соседних государств по следующим межсистемным ВЛ:

с энергосистемой России по четырем ВЛ:

ВЛ 750 кВ Белорусская – Смоленская АЭС;

ВЛ 330 кВ Полоцк – Новосокольники;

ВЛ 330 кВ Витебск – Талашкино;

ВЛ 330 кВ Кричев – Рославль;

с энергосистемой Украины по двум ВЛ:

ВЛ 330 кВ Мозырь – Чернобыльская АЭС;

ВЛ 330 кВ Гомель – Чернигов;

с энергосистемой Литвы по пяти ВЛ:

Библиотека ГГТУ им. П.О.Сухого

ВЛ 330 кВ Гродно – Алитус;

ВЛ 330 кВ Молодечно – Вильнюс;

ВЛ 330 кВ Поставы – Игналинская АЭС № 1, № 2, № 3.

Справочно:

ВЛ 330 кВ Игналинская АЭС – Поставы № 3 (ВЛ-705) отключена со стороны ЭС Литвы.

Суммарная протяженность сетей 750 – 330 кВ на 01.01.2019 составляет 5 904 км, из них с отработанным амортизационным сроком – 23 %.

Суммарная протяженность ВЛ 220 кВ на 01.01.2019 составляет 1 790 км, с отработанным амортизационным сроком – 76 %.

С 2007 года реализуются поэтапные мероприятия по переводу сети 220 кВ на напряжение 330 кВ.

Распределительные сети напряжением 0,4 – 110 кВ являются основными сетями электроснабжения промышленных, коммунально-бытовых и сельскохозяйственных потребителей.

Сеть 110 кВ связана с системообразующей сетью 330 – 220 кВ через системные подстанции 330/110 кВ и 220/110 кВ. Суммарная протяженность ВЛ 110 кВ на 01.01.2019 составляет 17 315 км, с отработанным амортизационным сроком – 55 %.

Сеть 35 кВ получает питание преимущественно от сети 110 кВ и связана с сетью 110 кВ через районные подстанции 110/35 кВ. Отличительной особенностью сети 35 кВ является ее разветвленность и значительная протяженность отдельных ВЛ 35 кВ. Суммарная протяженность ВЛ 35 кВ на 01.01.2019 составляет 11 837 км, износ сети – 46 %. В 2015 году в рамках технической политики ГПО «Белэнерго» одобрена концепция перевода сетей 35 кВ на напряжение 110 (10) кВ.

Отличительной особенностью сетей 0,4 – 10 кВ является значительная разветвленность. По состоянию на 01.01.2019 в энергосистеме Республики Беларусь насчитывалось более 4,5 млн. бытовых абонентов электрической энергии. Суммарная протяженность ВЛ 0,4 – 10 кВ на 01.01.2019 составляет 202 509 км, износ сети – 46 %.

Для принятия решения о дальнейшей эксплуатации морально и физически устаревшего силового оборудования и ВЛ на электросетевых объектах республики требуется их обследование и техническое заключение о состоянии объекта и необходимости его реконструкции.

Библиотека ГГТУ им. П.О.Сухого

Кроме того, амортизационная политика организаций электроэнергетики должна исходить из необходимости учета фактического износа производственных фондов (технических нормативов наработки).

3. СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ

К основным факторам, которые могут влиять на уровень конечного электропотребления, могут быть отнесены темпы роста ВВП и структурные трансформации в экономике.

Показатели роста потребления электрической энергии по новым производствам определены в межотраслевом комплексе мер по увеличению потребления электроэнергии до 2025 года, утвержденном постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 01.03.2016 № 169. Учет объемов дополнительного потребления целесообразно осуществлять в абсолютных значениях роста конечного электропотребления.

Дополнительными влияющими факторами могут являться:

- использование электромобилей, электробусов и электрификация железнодорожного транспорта;
- вероятность международных дискриминационных мер, ограничивающих доступ к зарубежным технологиям, ноу-хау, финансовым ресурсам, что в свою очередь ограничивает доступ к энергоэффективным технологиям и оборудованию;
- колебания цен на энергетические ресурсы, от которых зависят объемы реализации энергоэффективных мероприятий и возможные объемы экспорта электрической энергии;
- объем перекрестного субсидирования в тарифах на электроэнергию.

Прогноз баланса производства-потребления электрической энергии по базовому сценарию Республики Беларусь до 2030 года, учитывающий факторы изменения электропотребления и прогнозируемое распределение объемов производства электрической энергии, представлен в табл. 3.1.

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

Таблица 3.1

Прогноз баланса производства-потребления электрической энергии по базовому сценарию Республики Беларусь до 2030 года, млн. кВт·ч

№ п/п	Показатель	Факт						Прогноз		
		2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
1.	**Производство**	**34756**	**34082**	**33318**	**34344**	**38784**	**40264**	**39732**	**43734**	**47206**
1.1.	ГПО «Белэнерго», в т.ч.:	32497	30606	30040	30506	34827	35944	34529	38521	41305
1.1.1.	КЭС	18397	16146	14924	15587	18986	20732	16454	4636	5784
1.1.2.	ТЭЦ	14071	14368	14988	14520	15524	14862	15074	14235	15871
1.1.3.	ВИЭ	29	92	128	399	317	350	378	405	405
1.1.4.	АЭС	–	–	–	–	–	–	2623	19245	19245
1.2.	Блок-станции , в т.ч.:	2259	3476	3278	3838	3957	4320	5203	5213	5901
1.2.1.	ископаемые виды	2163	3272	3028	3487	3560	3778	4397	4171	4206
1.2.2.	ВИЭ	96	204	250	351	397	542	806	1070	1695
2.	**Импорт**	**2971**	**2816**	**3181**	**2733**	**50**	**32**	**0**	**0**	**0**
3.	**Экспорт**	**271**	**194**	**160**	**148**	**1040**	**2370**	**0**	**0**	**0**
4.	**Потребление, в т.ч.:**	**37456**	**36704**	**36339**	**36929**	**37794**	**37926**	**39732**	**43734**	**47206**
4.1.	полезный отпуск потребителям, в т.ч.:	**29295**	**28504**	**28466**	**28631**	**29183**	**29120**	**29615**	**31512**	**34752**
4.1.1	реальному сектору экономики	22938	21555	21546	21880	22457	22478	22875	24515	27079
4.1.2.	населению	6357	6949	6920	6751	6726	6642	6740	6997	7673
4.2.	потребление в Белорусской энергосистеме, в т.ч.:	6409	5424	5360	5393	5461	5330	6115	8553	8785
4.2.1.	электрокотлами на производство тепловой энергии	–	–	–	–	–	1	362	1772	1772
4.2.2.	собственные нужды Белорусской АЭС	–	–	–	–	–		188	1376	1376
4.2.3.	технологические нужны генерации и сетей	6409	5424	5360	5393	5461	5329	5377	4029	4261
4.3.	собственные нужды организаций- владельцев блок-станций	1885	2776	2513	2905	3150	3613	4002	3669	3669
5.	**Пиковая мощность, МВт**	**6241**	**5709**	**5644**	**5779**	**6001**	**5969**	**6100**	**6300**	**6500**

Библиотека ГГТУ им. П.О.

Для эффективной режимной интеграции Белорусской АЭС в баланс энергосистемы в части прохождения ночных минимумов нагрузок без реализации специальных мероприятий потребуется ежесуточный останов части конденсационных блоков и теплофикационных мощностей на ТЭС в ночные часы, что недопустимо по условиям надежности и безопасности работы электростанций, обеспечения теплоснабжения потребителей. По этой причине предусматривается реализация ряда специальных мероприятий:

- установка электрокотлов на объектах организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго», объектах жилищно-коммунального хозяйства (в котельных), иных объектах, включая объекты организаций, подчиненных (входящих в состав, систему) республиканским органам государственного управления и иным государственным организациям, подчиненным Правительству Республики Беларусь;
- увеличение использования электроэнергии для целей отопления и горячего водоснабжения у потребителей, включая теплоснабжение вновь вводимых жилых районов и индивидуальной застройки с учетом реализации тарифной политики, обеспечивающей экономическую привлекательность использования электроэнергии в период минимальных нагрузок энергосистемы и ограничивающих потребление электроэнергии в период пиковых нагрузок.

Суммарная установленная мощность электрокотлов, включаемая в режимах минимальных нагрузок в энергоузлах организаций ГПО «Белэнерго», составит 916 МВт, на энергоисточниках прочей ведомственной принадлежности – 200 МВт.

Увеличение использования электроэнергии для целей отопления, горячего водоснабжения и пищеприготовления обуславливает рост электрической нагрузки у потребителя как в дневное, так и в ночное время.

В то же время снижение потребления электроэнергии для целей пищеприготовления и горячего водоснабжения по времени суток совпадает с минимумом нагрузок по энергосистеме в целом. Данное обстоятельство необходимо учитывать при планировании использования электроэнергии для этих целей.

При проектировании и строительстве питающих подстанций напряжением 330/110 кВ, понизительных подстанций напряжением 110/10 кВ, трансформаторных подстанций напряжением 10/0,4 кВ, распределительных пунктов напряжением 10 кВ, воздушных и кабельных

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

линий напряжением 10 – 330 кВ не предусматривался значительный перспективный рост электрической нагрузки для организации использования электроэнергии для целей отопления и горячего водоснабжения.

Увеличение электрической нагрузки непосредственно у потребителя влечет за собой необходимость масштабной реконструкции и строительства электрических сетей напряжением 10 кВ и 110 кВ.

Реконструкция и строительство сетей электроснабжения для нужд теплоснабжения с учетом обеспечения требуемой категорийности данных электроприемников потребует значительных капитальных затрат.

В связи с этим перевод существующих систем теплоснабжения на системы с использованием электроэнергии необходимо рассматривать поэтапно. В первую очередь целесообразно закладывать дополнительное электросетевое строительство при возведении новых районов многоэтажной и усадебной застройки при отсутствии сетей газо- и теплоснабжения.

Для определения возможности использования электрической энергии для нужд отопления, горячего водоснабжения и пищеприготовления в районах (кварталах) жилой застройки и районах (кварталах) индивидуальной жилой застройки населенных пунктов необходимо учитывать:

- максимальную нагрузку, которую можно подключить к существующим электрическим сетям;
- сроки реконструкции электрических сетей при невозможности подключения запланированного количества жилых домов;
- обеспеченность перспективных жилых районов другими видами инженерных коммуникаций (магистральные теплопроводы, магистральные газопроводы).

На основании проведенных технико-экономических расчетов и (или) по результатам разработки и согласования в установленном законодательством порядке предпроектной (предынвестиционной) документации местные исполнительные и распорядительные органы принимают решения о возможности использования электрической энергии для нужд отопления, горячего водоснабжения и пищеприготовления, которые учитываются при дальнейшем пересмотре (корректировке) либо разработке схем теплоснабжения населенных пунктов.

Государственные энергоснабжающие организации один раз в пять лет формируют планы реконструкции электрических сетей. Включению в план реконструкции подлежат только самортизированные электрические сети либо электрические сети, которые на начало реконструкции будут полностью самортизированы. Планирование ре-

Библиотека ГГТУ им. П.О.Сухого

конструкции электрических сетей осуществляется с учетом планов по газификации населенных пунктов. В населенных пунктах, где построены сети газо- и теплоснабжения либо планируется их строительство, реконструкция электрических сетей не должна предусматривать использование электрической энергии для нужд отопления и горячего водоснабжения.

Библиотека ГГТУ им.П.О.Сухого

4. РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРОГЕНЕРИРУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ

4.1. Белорусская АЭС и ее интеграция в энергосистему страны

Установленная мощность БелАЭС составляет 2400 МВт и обеспечивается двумя энергоблоками по 1200 МВт. Энергоблоки принимаются нерегулируемыми по активной мощности, т.е. работа БелАЭС рассматривается в базовом режиме. Фрагмент схемы выдачи мощности энергоблока представлен на рис 4.1.

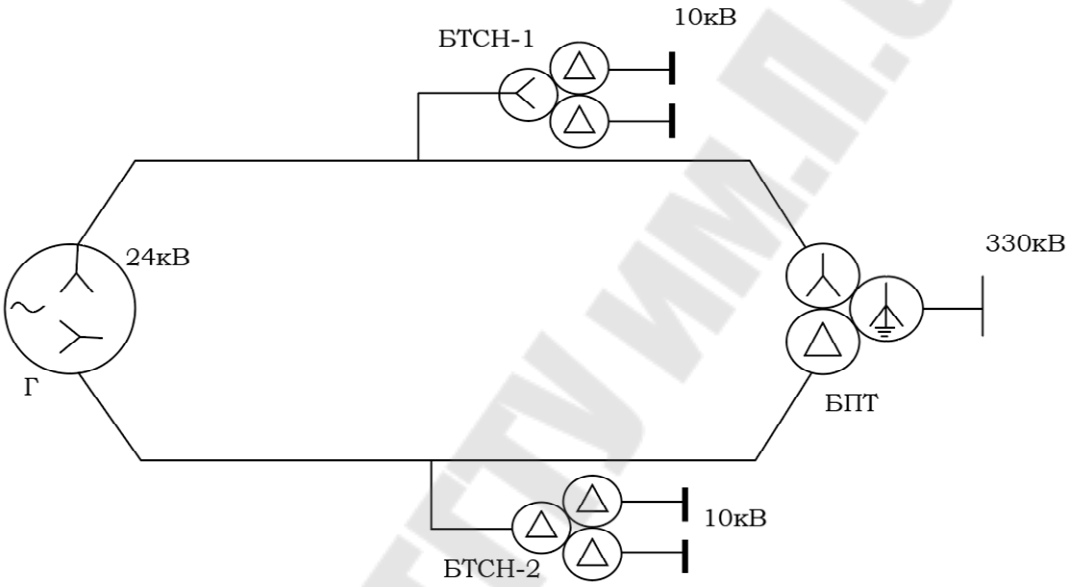


Рис.4.1. Фрагмент схемы выдачи мощности энергоблока

В качестве генераторов (Г) приняты турбогенераторы ТВВ-1200-2АУЗ с номинальным напряжением 24 кВ. Обмотка статора генератора состоит из двух частей, каждая из которых рассчитана на половину номинальной мощности генератора. Выходные напряжения этих двух трехфазных обмоток сдвинуты по фазе.

Блочный повышающий трансформатор (БПТ) выполнен из трех однофазных трансформаторов с расщепленной обмоткой (3 х ОРДЦ – 533000/330) номинальной мощностью 3х533000 кВА. Связь блочного повышающего трансформатора с распределительным устройством высокого напряжения осуществляется элегазовыми линиями 330 кВ.

В цепях обеих ветвей генераторного напряжения включены блочные трансформаторы собственных нужд (БТСН) номинальной мощностью по 80 МВА с расщеплённой обмоткой 10 кВ. Схема со-

Библиотека ГГТУ им.П.О.Сухого

единений и напряжение обмоток высокого напряжения БТСН соответствует схеме соединений и напряжению обмоток низшего напряжения БПТ.

Для пояснения схем соединения обмоток генератора, блочного повышающего трансформатора и блочных трансформаторов собственных нужд на рис. 4.2. приведены их векторные диаграммы напряжений.

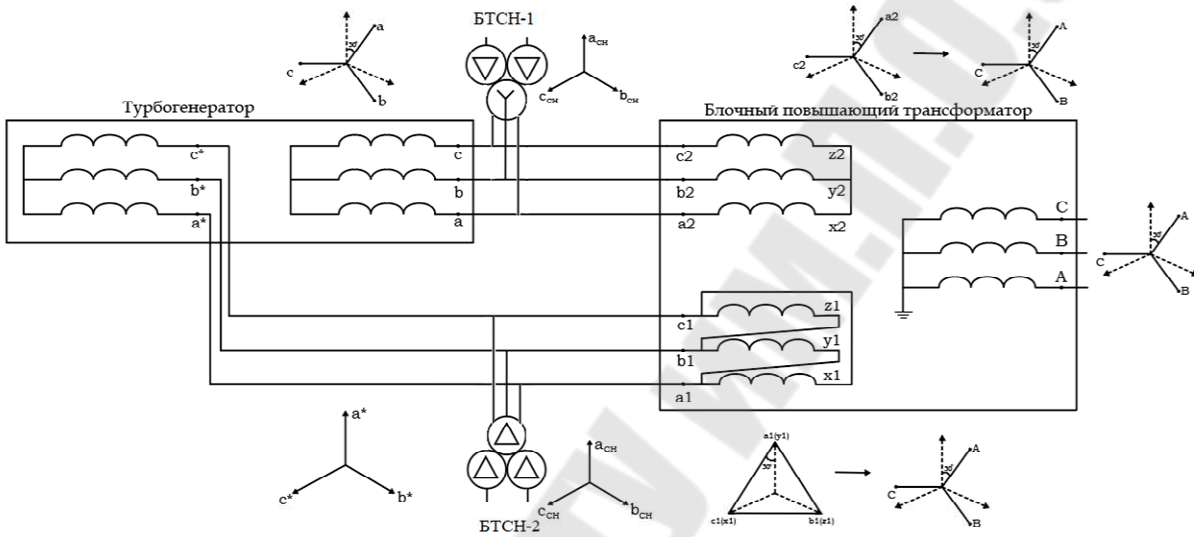


Рис. 4.2. Схемы соединения обмоток генератора, блочного повышающего трансформатора и трансформатора собственных нужд и их векторные диаграммы напряжений

В качестве схемы электрических соединений распределительного устройства 330кВ принята схема с двумя системами шин, секционированным выключателем, с тремя выключателями на два присоединения. Все оборудование РУ-330 кВ находится в здании КРУЭ 330кВ.

Для обеспечения оптимального режима реактивной мощности в РУ-330кВ установлены два управляемых шунтирующих реактора номинальной мощностью по 180Мвар (РТУ-180000/330-У1).

Для надежного функционирования БелАЭС и в целом энергосистемы, обеспечения устойчивой параллельной работы электростанции и областных энергосистем Беларуси был подготовлен инвестиционный проект «Строительство АЭС в Республике Беларусь. Выдача мощности и связь с энергосистемой».

Проект предусматривал комплексное строительство высоковольтных ЛЭП напряжением 330 кВ протяженностью 1032,5 км на

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

территории Гродненской, Минской и Витебской областей, реконструкцию 672,4 км действующих ВЛ 110-330 кВ, реконструкцию 4 распредустройств со строительством ячеек 330 кВ на ПС 330кВ «Россь» и «Сморгонь», 220кВ «Столбцы» (перевод на напряжение 330 кВ) и Минской ТЭЦ-4. Введена в эксплуатацию высокотехнологичная подстанция «Поставы 330 кВ». На подстанции внедрено современное оборудование, установлена автоматизированная система управления технологическими процессами, отвечающая современным подходам к структуре построения и системе защиты информации. Здесь установлено высокотехнологичное современное силовое оборудование, включая два автотрансформатора напряжением 330/110/10 кВ номинальной мощностью 125 Мвар, а также управляемый шунтирующий реактор напряжением 330 кВ и мощностью 180 Мвар. Для резервирования питания собственных нужд на объекте установлен один двухобмоточный трансформатор 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА.

С целью определения наиболее оптимальных решений по строительству схемы выдачи мощности Белорусской АЭС были своевременно проведены комплексные исследования. На основании моделирования перспективных режимов и возможных аварийных ситуаций было определено количество ЛЭП и их направления, необходимые для надежной выдачи мощности АЭС.

На 20 энергообъектах введены в строй современные электрокотлы мощностью более 900 МВт. Они будут задействованы в регулировании суточного графика нагрузки в отопительный период.

4.2. Оптимизация состава оборудования тепловых электростанций

Целевые показатели развития электрогенерации в республике определены Концепцией энергетической безопасности Республики Беларусь, утвержденной постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 23.12.2015 №1084. К ним относятся следующие основные индикаторы:

- доля доминирующего энергоресурса (газа) в производстве тепловой и электрической энергии;
- удельный вес накопленной амортизации в первоначальной стоимости основных средств организаций ТЭК;
- отношение суммарной установленной мощности электростанций к максимальной фактической нагрузке в энергосистеме.

Библиотека ГГТУ им. П.О.Сухого

Оптимизация состава оборудования электрогенерирующих источников организаций ГПО «Белэнерго» должна осуществляться исходя из заданных значений указанных индикаторов и иметь экономически обоснованный подход, учитывающий внешнюю и внутреннюю конъюнктуру. В частности, значения индикатора «Отношение суммарной установленной мощности электростанций к максимальной фактической нагрузке в энергосистеме (резервирование)», лежащие выше порога 140% позволяют говорить о гарантированной возможности обеспечения производителями надежного электроснабжения потребителей, вместе с тем существенное превышение указанного порога порождает дополнительную финансовую нагрузку на потребителя. В целях обеспечения баланса интересов производителей и потребителей необходимо не допускать необоснованного роста электрогенерирующих мощностей в республике, своевременно выводить из эксплуатации самортизированные мощности.

Заданные Концепцией энергетической безопасности значения указанного индикатора находятся на уровне 155% в 2025 году и 150% в 2030 году. Для их достижения нужно вывести из эксплуатации генерирующие источники суммарной установленной мощностью к 2026 году – 3077 МВт, к 2031 году – 3242 МВт (нарастающим итогом). Вместе с тем, с учетом ввода АЭС требуется актуализация методики расчета индикатора, при которой будет учтен необходимый для АЭС резерв мощности в энергосистеме.

Объем производства электрической энергии на трех конденсационных газомазутных станциях (Лукомльской ГРЭС, Березовской ГРЭС и ТЭЦ-5) в 2018 году составил 56,4% от общего объема ее производства на энергоисточниках организаций ГПО «Белэнерго».

Справочно:

Средневзвешенный расход условного топлива на трех указанных станциях в 2018 году сложился на уровне 271,9 г у.т./кВт□ч.

По состоянию на 01.06.2019 уровень износа основного оборудования Лукомльской ГРЭС составлял 47,0%, Березовской ГРЭС – 41,2%, ТЭЦ-5 – 37,0%. Указанные показатели износа указывают только на текущее состояние блоков ПГУ класса 400 МВт и прочих основных средств, находящихся на балансе станций. Срок эксплуатации всех блоков класса К-300 и К-160 превысил 40 лет.

Справочно:

Установленная мощность блоков класса К-300 – на Лукомльской ГРЭС (№1-8) – 2455 МВт, класса К-160 на Березовской ГРЭС (№3-4) – 430 МВт и ТЭЦ-5 (№1) – 320 МВт.

Библиотека ГГТУ им. П.О.Сухого

Указанные блоки суммарной мощностью 3205 МВт при работе двух блоков АЭС будут принимать минимальное участие в покрытии максимумов нагрузок энергосистемы. Однако, с учетом возможности в среднесрочной перспективе экспорта электрической энергии использования данных блоков и других самортизированных источников для резервирования в энергосистеме целесообразно осуществлять выводы мощностей поэтапно. При этом необходимо учитывать число часов наработки генерирующего оборудования после капитального ремонта, его экономичность, существующие схемы выдачи, мощности и требуемые объемы поддержания вторичного резерва в энергосистеме. С учетом вышеназванных факторов до 2025 года планируется вывести из эксплуатации конденсационные генерирующие источники суммарной установленной мощностью 1050 МВт:

- блоки №3,4 Березовской ГРЭС – 430 МВт;
- блок №1 ТЭЦ-5 – 320 МВт;
- блок №6 Лукомльской ГРЭС – 300 МВт.

После 2025 года состав генерирующих источников будет формироваться с учетом фактического износа основного оборудования, его наработки и объемов поддержания вторичного резерва, который определится с учетом эксплуатации Белоруской АЭС.

На сегодняшний день большинство ТЭЦ, функционирующих в энергосистеме, создавались в 60-70 годах прошлого столетия и срок эксплуатации их основного оборудования составляет более 40 лет. При этом промышленно-отопительные ТЭЦ, предназначенные для обеспечения промышленных нагрузок, испытывают дефицит паровой нагрузки и вынуждены работать по связанным тепловым графикам на мощности значительно ниже номинальной, либо отпускать пар через редукционные установки.

Дальнейшая тенденция создания локальных энергоисточников на промышленных предприятиях для покрытия собственных тепловых нагрузок, уход от высокозатратных паровых технологий в промышленности, планируемая широкая электрификация как промышленного сектора, так и сферы жилищно-коммунального хозяйства в прогнозируемом периоде до 2030 года неизбежно будет снижать тепловую нагрузку на ТЭЦ и, следовательно, связанную выработку электрической энергии на тепловом потреблении.

В целях оптимизации затрат на производство тепловой и электрической энергии на ТЭЦ необходимо:

Библиотека ГГТУ им. П.О.Сухого

- предусмотреть замену физически и морально устаревшего генерирующего оборудования на современные аналоги. При этом необходимо отдавать предпочтение устройствам, позволяющим обеспечить максимальную выработку электроэнергии по теплофикационному циклу с учетом неравномерности загрузки в отопительный и межотопительный периоды;

- при новом строительстве, техническом перевооружении и реконструкции ТЭС, использующих в качестве топлива газ, применить преимущественно парогазовые и газотурбинные технологии с утилизацией тепла;

- при применении парогазовых и газотурбинных технологий предусматривать возможность работы газовых турбин по открытой схеме в целях их применения в качестве оперативного резерва в энергосистеме.

4.3. Пиково-резервные источники

Резерв мощности для ликвидации аварийных ситуаций в ОЭС Беларуси планируется обеспечить за счет реализации проекта по строительству пиково-резервных источников (далее – ПРИ) на базе газотурбинных установок (ГТУ): Лукомльская ГРЭС – 150 МВт, Новополоцкая ТЭЦ – 100 МВт, Березовская ГРЭС – 250 МВт, ТЭЦ-5 –300 МВт.

Основной функцией ПРИ является создание гарантированного высокоманевренного резерва мощности, предназначенного для ликвидации небаланса электрических мощностей при аварийном отключении энергоблока Белорусской АЭС и сохранение надежного электроснабжения потребителей без их отключения.

ПРИ на базе ГТУ (800 МВт) предназначены для работы в маневренном режиме и способны не более чем за 15 минут обеспечить включение в сеть, гарантированный выход на полную мощность и работу в течении 12-16 часов, необходимых для включения дополнительного оборудования, находящегося в холодном резерве. До пуска АЭС имеющийся «горячий резерв» равен мощности самого крупного энергоблока (400 МВт), который будет использоваться и дальше.

Реализация схем выдачи мощности ПРИ намечается с минимальным электросетевым строительством с размещением ПРИ в непосредственной близости от энергоузлов с разветвленной системообразующей сетью 330 кВ.

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

Реализация схем выдачи мощности ПРИ предполагает следующие объемы электросетевого строительства:

1. Лукомльская ГРЭС (ПРИ мощностью 150 МВт):

- подключается к ОРУ 330 кВ, намечена установка двух выключателей 330 кВ.

2. Новополоцкая ТЭЦ (ПРИ мощностью 100 МВт):

- подключается к существующему ЗРУ 110 кВ и связан с системообразующей сетью через ПС 330 кВ Полоцк.

3. Березовская ГРЭС (ПРИ мощностью 250 МВт):

- сооружение нового ОРУ 110 кВ Березовской ГРЭС с перезаводом ВЛ 110 кВ;
- для усиления связи сетей 110 кВ и 330 кВ на ПС 330 кВ Белоозерск намечена установка автотрансформатора напряжением 330/110 кВ мощностью 200 МВ·А и одного выключателя 330 кВ.

4. ТЭЦ-5:

- ПРИ мощностью 100 МВт подключается к ОРУ 330 кВ, намечена установка четырех выключателей 330 кВ;
- ПРИ мощностью 200 МВт подключается к ОРУ 110 кВ, намечена установка пяти выключателей 110 кВ;
- для усиления связи сетей 110 кВ и 330 кВ намечена установка автотрансформатора напряжением 330/110 кВ мощностью 200 МВ·А.

4.4. Прогноз баланса электрогенерирующих мощностей

В целях покрытия максимальных нагрузок в энергосистеме после ввода Белорусской АЭС определены базовые сценарии участия генерирующего оборудования в отопительный и межотопительный периоды (табл. 4.1), спрогнозирован баланс установленных мощностей основных энергоисточников организаций ГПО «Белэнерго» до 2030 года (табл. 4.2).

Таблица 4.1

Покрытие максимальных нагрузок в энергосистеме после ввода Белорусской АЭС, МВт

№ п/п	Генерирующий источник	Отопительный		Межотопительный	
		2025	2030	2025	2030
1.	Пиковая мощность, в т.ч.:	6300	6500	5100	5300
1.1	АЭС	2400	2400	2200	2200
1.2	ТЭЦ ГПО «Белэнерго»	3140	3340	1650	1650
1.3	КЭС ГПО «Белэнерго»	–	–	650	850

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

Окончание табл. 4.1

№ п/п	Генерирующий источник	Отопительный		Межотопительный	
		2025	2030	2025	2030
1.4	блок-станции и ВИЭ	760	760	600	600
2.	Резерв, в т.ч.:	2570/3740*	2570/3740*	2570/3740*	2570/3740*
2.1	пиково-резервные источники	800	800	800	800
3.	Ремонтные и технологические ограничения	2200	2200	2800	2800
Суммарная мощность пиковой нагрузки, резервирования и ремонтно-технологических ограничений		11070/12240*	11270/12440*	10470/11640*	10670/11840*

* При условии параллельной работы энергосистемы Беларуси с энергосистемами соседних государств необходимая резервная установленная мощность оценивается на уровне 2570 МВт, при изолированной работе энергосистемы – на уровне 3740 МВт.

Таблица 4.2

Прогноз суммарной установленной мощности энергоисточников организаций ГПО «Белэнерго» до 2030 года

№ п/п	Генерирующий источник	Установленная мощность на 1 января, МВт			
		2019	2022	2025	2030
1.	Белорусская АЭС	–	2400,0	2400,0	2400,0
2.	Лукомльская ГРЭС	2889,5	3039,5	2739,5	2739,5
3.	Березовская ГРЭС	1095,1	1345,1	915,1	915,1
4.	ТЭЦ-5	719,6	1019,6	699,6	699,6
5.	Минская ТЭЦ-4	1035,0	1035,0	1055,0	1055,0
6.	Минская ТЭЦ-3	442,0	497,0	497,0	497,0
7.	Минская ТЭЦ-2	94,0	65,0	65,0	65,0
8.	Новополоцкая ТЭЦ	270,0	370,0	260,0	210,0
9.	Могилевская ТЭЦ-2	347,3	297,3	297,3	297,3
10.	Гродненская ТЭЦ-2	302,5	312,5	312,5	312,5
11.	Бобруйская ТЭЦ-2	182,6	182,6	182,6	182,6
12.	Мозырская ТЭЦ	205,0	205,0	205,0	205,0
13.	Гомельская ТЭЦ-2	544,0	544,0	544,0	544,0
14.	Светлогорская ТЭЦ	155,0	155,0	140,0	110,0
15.	Витебская ТЭЦ	80,0	80,0	80,0	80,0
16.	Жодинская ТЭЦ	54,0	54,0	54,0	54,0
17.	Оршанская ТЭЦ	79,8	79,8	79,8	79,8

Библиотека ГГТУ им. П.О.Сухого

Окончание табл. 4.2

№ п/п	Генерирующий источник	Установленная мощность на 1 января, МВт			
		2019	2022	2025	2030
18.	Борисовская ТЭЦ	65,0	65,0	65,0	65,0
19.	ТЭЦ мене 50 МВт и др.	280,2	292,2	310,2	310,2
20.	ВИЭ	97,8	97,8	97,8	127,8
Итого по ГПО «Белэнерго»		8938,4	12136,4	10999,4	10949,4

Библиотека ГГТУ им.П.О.Сухого

5. СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМООБРАЗУЮЩИХ СЕТЕЙ

5.1. Предпосылки развития системообразующих сетей

В значительной степени развитие системообразующих сетей получило в связи со строительством БелАЭС. Для обеспечения надежной выдачи мощности электростанции было построено более 1000 км новых линий напряжением 330 кВ. Выдача мощности будет осуществляться по семи линиям данного класса напряжения. Основные цели дальнейшего развития системообразующей сети ОЭС Беларуси:

- организация выдачи мощности существующих электростанций при их реконструкции, вводе новых блоков;
- повышение надежности электроснабжения отдельных крупных энергоузлов;
- формирование системообразующей сети 330-750 кВ в соответствии с поставленными актуальными задачами;
- поэтапный вывод из эксплуатации сети напряжением 220 кВ с переводом на напряжение 330 кВ и 100 кВ.

Для систематизации очередности мероприятий по модернизации, реконструкции и вводу проектируемых объектов системообразующей сети выделены этапы развития: I этап – 2025 год, II этап – 2030 год.

Таблица 5.1

Сети 330-750 кВ

№ п/п	Наименование объекта	Мероприятие
		I этап
1	ПС 750/330 кВ Белорусская	реконструкция ОРУ 750 кВ с заменой выключателей 750 кВ; замена выключателей ОРУ 330 кВ
2	ПС 330 кВ Полоцк	замена АТ2 330/110/10 кВ 125 МВА на АТ 200 МВА, выключателя 110 кВ АТ2
3	ПС 330 кВ Сморгонь	установка ШР 10 кВ 30 Мвар; замена выключателей 330 кВ
4	ПС 330 кВ Могилев	выполнение ОРУ 330 кВ с использованием выключателей-разъединителей DCB 330 кВ; установка двух новых АТ (взамен существующих) 330/110/10 кВ по 200 МВА; выполнение ОРУ 110 кВ с использованием выключателей-разъединителей DCB

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

Окончание табл. 5.1

5	ПС 330 кВ Петриков	организация ОРУ 330 кВ с установкой выключателей 330 кВ; установка АТ1 и АТ2 330/110 кВ по 125 МВА; организация ОРУ 110 кВ; сооружение захода-выхода ВЛ 330 кВ Калийная-Мозырь на ПС 330 кВ Петриков
6	ПС 330 кВ Калийная	установка АТ2 330/110/10 кВ 200 МВА; установка выключателей 110 кВ и 330 кВ
II этап		
1	ПС 750/330 кВ Белорусская	замена выключателей 330 кВ
2	ПС 330 кВ Полоцк (Полоцкая)	сооружение нового ОРУ 330 кВ с установкой новых выключателей 330 кВ: замена АТ1 125 МВА на новый; замена выключателей 110 кВ
3	ПС 330 кВ Орша	замена выключателей 330 кВ и 110 кВ
4	ПС 330 кВ Мозырь	перевод ОРУ 330 кВ на «полуторную» схему с установкой выключателей 330 кВ; установка АТ3 330/110 кВ 200 МВА; реконструкция ОРУ 110 кВ с установкой элегазовых выключателей
5	ПС 330 кВ Слуцк (Слуцкая)	организация ОРУ 330 кВ с установкой выключателей 330 кВ; установка АТ1 и АТ2 330/110 кВ по 200 МВА; организация ОРУ 110 кВ

Для снижения износа сети 330 кВ в ОЭС Беларуси требуется ежегодная реконструкция (строительство) порядка 200 км ВЛ 330 кВ.

В связи с выводом из эксплуатации электросетевых объектов 220 кВ осуществляется реконструкция ряда подстанций 330 кВ: Барановичи, Столбцы, Россь, Гродно Южная, Гродно, Белоозерск, Пинск, Микашевичи. Предусмотрено сооружение новых линий 330 кВ: Барановичи- Столбцы, Белоозерск- Пинск- Микашевичи.

5.2. Средства регулирования напряжения и реактивной мощности

К средствам регулирования напряжения и реактивной мощности в системообразующей сети можно отнести:

- генераторы крупных электростанций;
- шунтирующие реакторы;
- линии электропередач.

Генераторы БелАЭС, которые должны постоянно работать в режиме выдачи активной мощности близкой к Рном, с точки зрения регу-

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

лирования реактивной мощности будут работать по линии 23 [2, рис 13.12]. При этом выдаваемая ими реактивная мощность равна нулю в точке 2 и увеличивается до точки 3, соответствующей работе генератора в номинальном режиме. При некотором небольшом снижении выдаваемой активной мощности генераторы БелАЭС могут дополнительно увеличить выдаваемую реактивную мощность (линия 34).

Электростанции типа ГРЭС и ТЭЦ, работающие на газе, являются более маневренными как по активной, так и по реактивной мощности. Их работа возможна по всем линиям характеристики регулирования реактивной мощности [2, рис 13.12]. Следует отметить, что работа генераторов по линиям 2-1-6 нежелательна и допускается в исключительных случаях.

Линии электропередачи типа в зависимости от передаваемой мощности могут быть как источниками, так и потребителями реактивной мощности. Их режим зависит от соотношения зарядной мощности Qb и потерь реактивной мощности $\Delta Qл$. Чаще всего линии электропередач в системообразующих сетях работают в режиме передаваемой мощности меньшей натуральной и поэтому являются результирующим источником реактивной мощности. Подробно вопросы регулирования реактивной мощности линиями электропередачи рассмотрена [2, с. 578-580].

Шунтирующие реакторы могут только потреблять из сети реактивную мощность. Они выпускаются управляемыми и неуправляемыми по реактивной мощности. Подробно вопросы регулирования реактивной мощности шунтирующих реакторов рассмотрены в [2, с. 587-589].

На подстанции «Белорусская» установлены неуправляемые шунтирующие реакторы РОДЦ-110000/750 в количестве шести штук. При вводе в эксплуатацию КРУЭ 330 кВ БелАЭС в работу введены два управляемых шунтирующих реактора РТУ-180000/330. Такой же реактор установлен на подстанции «Поставы-330».

В перспективе мероприятиями по реконструкции системообразующей сети предусмотрена установка шунтирующих реакторов на подстанциях, приведенных в табл. 5.2.

Библиотека ГГТУ им. П.О.Сухого

Таблица 5.2

Мероприятия по реконструкции системообразующей сети

№ п/п	Наименование подстанции	Параметры			
		Uном, кВ	Тип	Q, Мвар	Диапазон регулирования, Мвар
1.	Россь	330	УШР	180	9 …180
2.	Лида	10	ШР	2х30	0; 30; 60
3.	Столбцы	10	ШР	2х20	0; 20; 40
4.	Мозырь	10	ШР	2х20	0; 20; 40
5.	Калийная	10	ШР	30	0; 30
6.	Микашевичи	10	ШР	20	0; 20

5.3. Перспективные технические решения

Вставки постоянного тока

Вставка постоянного тока (ВПТ)- преобразовательная подстанция, предназначенная для преобразования переменного тока в постоянный и последующего преобразования постоянного тока в переменный исходной или иной частоты.

Вставки постоянного тока позволяют решить ряд задач, которые являются актуальными для современных энергетических систем:

- соединение 2-ух электрических сетей одной номинальной частоты, но разных нефиксированных фазовых сдвигов;
- соединение электрических сетей различных фаз и частот;
- повышение пропускной способности элементов сети, которые содержат «слабые» связи;
- согласование работы сетей при возникновении аварийных ситуаций и восстановление электроснабжения после ликвидации нарушений.

Для обеспечения надежного электроснабжения потребителей при выходе энергосистем Балтии и Украины из параллельной работы ОЭС Беларуси целесообразно рассмотрение вопроса об усилении межсистемных связей с ЕЭС России и/или организации несинхронных связей с энергосистемами Литвы и Украины с использованием ВПТ.

Для организации ВПТ могут рассматриваться существующие межсистемные связи по сети 330 кВ между ОЭС Беларуси и ЭС Литвы (ВЛ 330 кВ Поставы - Игналинская АЭС №1, №2 и участок ВЛ №3, Гродно - Алитус), между ОЭС Беларуси и ОЭС Украины (ВЛ 330 кВ Мозырь – Чернобыльская АЭС, Гомель - Чернигов), пропускная спо-

Библиотека ГГТУ им.П.О.Сухого

собность которых должна определяться при конкретной реализации проекта.

В настоящее время в Республике Беларусь не имеется электрических подстанций, имеющих в своем составе вставки постоянного тока. По этой причине приведем примеры реализованных проектов на территории Российской Федерации.

ВПТ Выборг с пропускной способностью 1420 МВт, реализована в 1981 г. по межправительственному соглашению о сотрудничестве в энергетике между СССР и финской фирмой "Иматран Война". Исследования и технико-экономических анализ возможных вариантов схемы межгосударственной связи показали, что наиболее приемлемым является вариант с линиями переменного тока 330/400 кВ и нереверсивной вставкой постоянного тока в районе г. Выборг. При этом также была решена задача усиления электроснабжения Выборгской промышленной зоны. Основой ВПТ Выборг являются типовые преобразовательные блоки (всего 4 шт.) Рном = 355 МВт, включенные параллельно между сборными шинами 330 и 400 кВ ПС Выборг. Блочное построение ВПТ позволяет осуществлять независимое регулирование выпрямленных тока, напряжения и мощности; ограничивать напряжение, воздействующие на изоляцию оборудования в рабочих, переходных и аварийных режимах; унифицировать оборудование; осуществлять поэтапный ввод мощности; соблюдать график экспортных поставок; обеспечивать возможность подключения и отключения одного из блоков для проведения ремонтов без вмешательства в работу остальных блоков. ВПТ Выборг находится в постоянном развитии и обновлении.

На рис. 5.1 покажем принципиальную электрическую схему ВПТ Выборг.

Библиотека ГГТУ им. П.О.Сухого

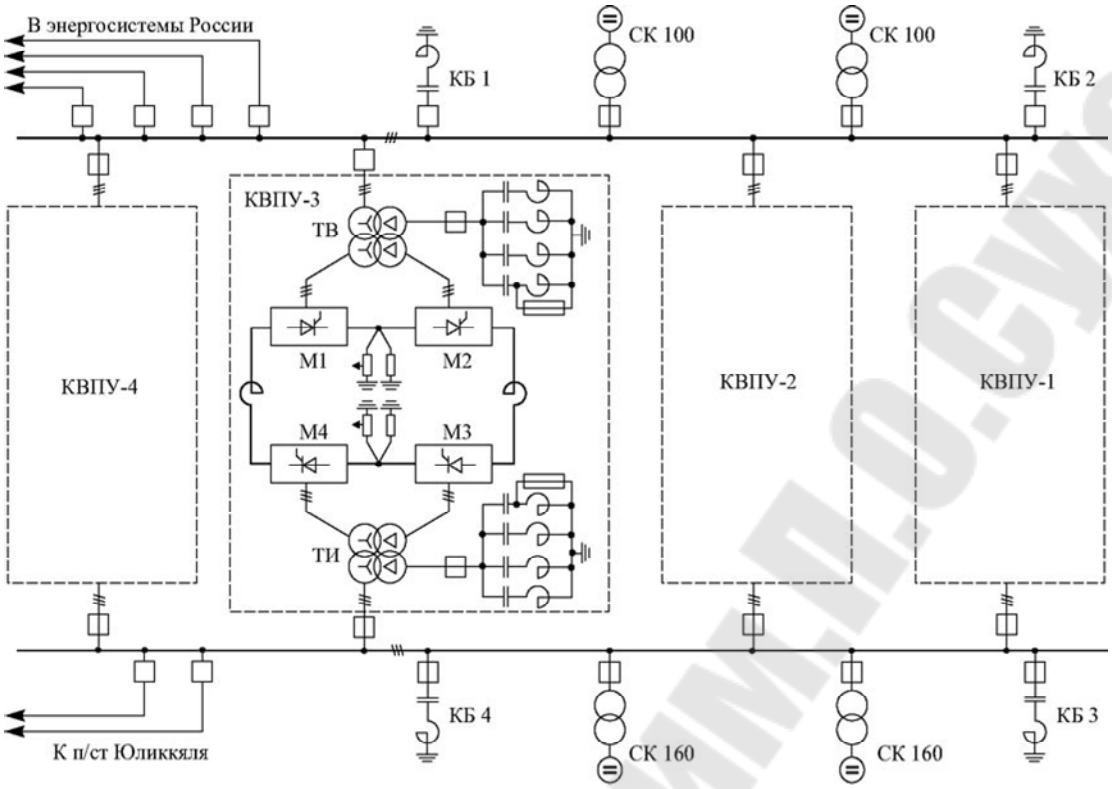


Рис. 5.1. Принципиальная электрическая схема Выборгской ВПТ

ВПТ Могоча установлена в 2013 г. на ПС 220 кВ Могоча в рамках реконструкции, выполненной по проекту, направленному на обеспечение объединенной работы объединенной энергетической системы (далее- ОЭС) Сибири и ОЭС Востока, а также повышения надежности электроснабжения потребителей Забайкальского края и Амурской области. ВПТ Могоча выполнена на базе СТАТКОМ, предназначена для преобразования переменного тока в постоянный и последующего обратного преобразования постоянного тока в переменный. ВПТ Могоча обеспечивает перетоки мощности и электроэнергии между ОЭС Сибири и ОЭС Востока в объеме до 200 МВт и обеспечивает стабильные уровни напряжения в энергосистемах, что особенно важно для тяговой нагрузки Транссибирской железнодорожной магистрали. ВПТ Могоча реализована на базе двух параллельных блоков СТАТКОМ, содержащих трехуровневые преобразователи напряжения мощностью 2х120 МВА, подключаемые через трансформаторы 220/35 кВ 4х160 (640 МВА).

На рис. 5.2 покажем принципиальную схему ВПТ на ПС Могоча.

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

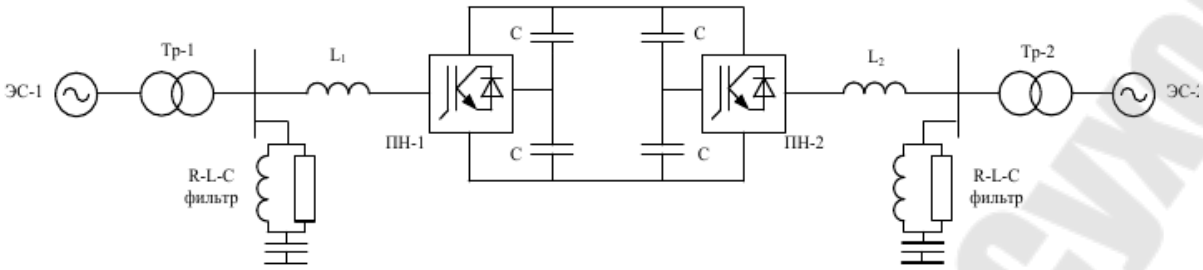


Рис. 5.2. Принципиальная электрическая схема ВПТ
на ПС 220 кВ Могоча

Статический коспенсатор реактивной мощности (СТАТКОМ)- позволяет поддерживать требуемый уровень и качество напряжения, повысить пропускную способность линий электропередачи.

В заключение хотелось бы отметить, что применение ВПТ целесообразно для:

- секционирования крупных объединенных электроэнергетических систем(ОЭЭС), для управления потоками мощности, обеспечения устойчивой работы слабых межсистемных связей(МСС);
- связи ЭЭС с разными стандартами частоты;
- обеспечения коммерческого экспорта или импорта электроэнергии между ЭЭС разных стран.

Библиотека ГГТУ им. П.О.Сухого

6. СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ПИТАЮЩИХ СЕТЕЙ

6.1. Развитие питающих сетей

К питающим относят сети напряжением 110 и 220 кВ. Они предназначены для передачи электроэнергии от подстанций системообразующей сети и частично от шин 110-220 кВ электрических станций к центрам питания распределительных сетей.

В связи с большой протяженностью, широким спектром решаемых задач, топологией сети и географическими особенностями местности развитие сетей 110 кВ рассматривается при изменении уровней электрических нагрузок либо требований по надежности энергоузлов при разработке перспективных схем развития сетей.

Для электроснабжения новых потребителей согласно схемам развития сетей энергоузлов предусматривается сооружение или реконструкция ряда подстанций 110 кВ и воздушных и кабельных линий 110 кВ.

При достаточном уровне электрических нагрузок энергорайона намечается вывод из эксплуатации ВЛ 35 кВ с сооружением ВЛ 110 кВ с выполнением мероприятий по реконструкции действующих подстанций 35 кВ с переводом на напряжение 110 кВ или строительству подстанций 110 кВ на новом месте.

Концепцией [1] предусматривается поэтапный вывод из эксплуатации сети напряжением 220 кВ с переводом на напряжение 330 кВ и 110 кВ.

Перевод ВЛ 220 кВ на напряжение 110 кВ не требует каких-то новых технических решений, а связан с переподключением линий к распредустройствам 110 кВ в случае их наличия на подстанции. При этом реконструкция подстанций требует значительных затрат.

Концепцией [1] предусмотрен перевод на напряжение 110 кВ подстанций 220 кВ Центролит, Лапичи, Дубовый лес, Осиповичи и связывающих их воздушных линий. Также это относится к ВЛ 220 кВ Столбцы- Дубовый лес, Гродно-Гродно-Южная.

Для снижения износа сети 110 кВ требуется ежегодное строительство или реконструкция около 700 км ВЛ 110 кВ.

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

6.2. Направления реконструкции электросетевых объектов 220 кВ

Поэтапный вывод из эксплуатации сети напряжением 220 кВ с переводом на 330 кВ и 110 кВ связан со значительным объемом электросетевого строительства, реконструкции и технических решений по сетям 330 кВ и 110 кВ.

Перевод на напряжение 110 кВ главным образом связан с принимаемыми решениями по реконструкции подстанций: демонтаж оборудования ОРУ-220 кВ; демонтаж и монтаж оборудования ОРУ (ЗРУ)- 110 кВ, силовых трансформаторов, ЗРУ 10 кВ и т.д.

Рассмотрим перевод на 110 кВ на примере подстанции «Центролит-220 кВ». В эскизном исполнении существующая схема подстанции в однотрансформаторном исполнении представлена на рис. 6.1.

Она включает два автотрансформатора указанной на рисунке марки. ОРУ-220 кВ выполнено по схеме четырехугольника с масляными выключателями У-220.

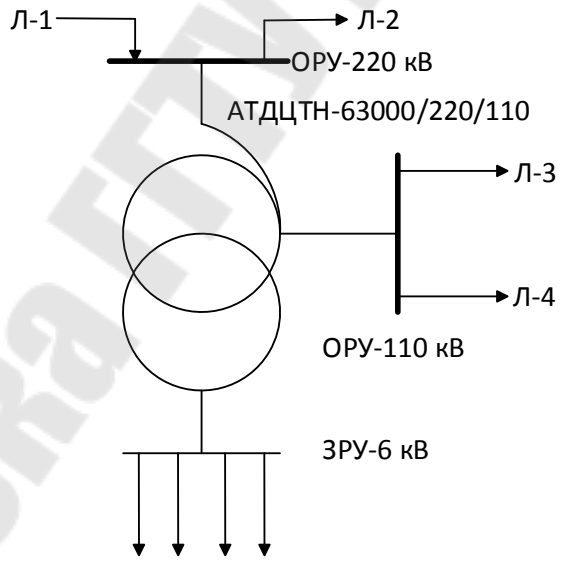


Рис. 6.1. Упрощенная существующая схема подстанции «Центролит-220 кВ»

ОРУ-110 кВ выполнено по схеме мостика с масляными выключателями ВМТ-110 в цепях трансформаторов. ЗРУ- 6 кВ выполнено по схеме одна секционированная система шин. В цепи от обмотки НН каждого автотрансформатора до секции 6 кВ для регулирования напряжения установлены вольтодобавочные трансформаторы ЛТДН-40000/6. Автотрансформаторы по 63 МВА обеспечивают перетоки

Библиотека ГГТУ им. П.О.Сухого

мощности между сетями 220 кВ и 110 кВ. Собственная нагрузка подстанции на шинах 6 кВ составляет около 16 МВт и в перспективе достигнет 21 МВт.

В результате ликвидации на подстанции напряжения 220 кВ схема подстанции также в однотрансформаторном исполнении представлена на рис.6.2.

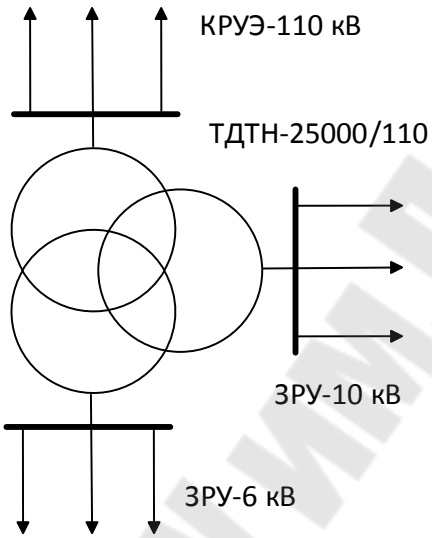


Рис. 6.2. Схема подстанции после ликвидации 220 кВ

На подстанции установлены два трёхобмоточных трансформатора по 25 МВА, что обеспечивает передачу всей нагрузки ЗРУ-6 кВ. В период дальнейшей эксплуатации новые потребители будут подключены к ЗРУ-10 кВ, а также к нему будет переподключена часть потребителей от ЗРУ-6 кВ. В перспективе мощность потребителей ЗРУ-10 кВ будет расти, а 6 кВ будет снижаться. Ликвидация напряжения 220 кВ приведет к демонтажу оборудования этого напряжения, большому уменьшению мощности трансформаторов (с 126 МВА до 50 МВА). Для независимого регулирования напряжения на шинах 6 кВ и 10 кВ предусмотрена установка двух регулированных трансформаторов ТМНЛ-16000/10.

Вывод из эксплуатации электросетевых объектов 220 кВ с их переводом (заменой) на 330 кВ более сложный и затратный, так как требует мероприятий по модернизации ВЛ 220 кВ и подстанций. Предусматривается реконструкция с переводом на 330 кВ ряда подстанций (Пинск, Микашевичи, Белозерск), сооружение вместо ВЛ 220 кВ воздушных линий 330 кВ (Барановичи- Столбцы; Березовская ГРЭС- Россь).

Библиотека ГГТУ им.П.О.Сухого

7. СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

7.1. Развитие распределительных сетей

Постепенный естественный физический износ оборудования, конструкций и материалов, а также гнездование птиц на опорах в распределительных электрических сетях приводит к снижению надежности электроснабжения, а увеличение подключенных к сети нагрузок – к снижению качества электроэнергии и повышению потерь электроэнергии. Уровень автоматизации объектов сети оказывается недостаточным. Поэтому существует необходимость развития и модернизации распределительных электрических сетей и их технического перевооружения, которые должны осуществляться на современных принципах и современной элементной базе.

Повышению надежности электроснабжения потребителей способствует применение:

- секционирующих пунктов, особенно с использованием автоматических секционирующих устройств – реклоузеров на базе вакуумных выключателей;
- автоматики автоматического включения резерва;
- устройств для определения мест повреждения сети;
- микропроцессорных устройств для систем контроля, защиты, управления, средств связи и передачи данных;
- многоуровневых автоматизированных систем учета электроэнергии.

Проектные решения для вновь сооружаемых распределительных сетей должны предусматривать использование:

- современного энергоэффективного электрооборудования;
- изолированных проводов;
- кабелей 10 (6) кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена;
- усовершенствованных конструкций трансформаторных подстанций (ТП) напряжением 10/0,38 кВ, трансформаторов, распределительных пунктов, распределительных устройств, выключателей, не требующих частых ремонтов;
- стойки 0,4 и 10 кВ с платформой для гнездования птиц.

Эти мероприятия способствуют увеличению продолжительности межремонтного периода, снижению времени и средств на обслуживание сети.

Библиотека ГГТУ им. П.О.Сухого

В целях повышения уровня электробезопасности, ограничения перенапряжений при перемежающихся замыканиях на землю и обеспечения селективной работы релейной защиты распределительную сеть 10 (6) кВ рекомендуется выполнять с резистивным заземлением нейтрали с установкой резисторов на шинах 10 (6) кВ питающих подстанций 110 (35) кВ.

Для снижения потерь мощности следует рассматривать вопрос перевода распределительных сетей напряжением 6 кВ на напряжение 10 кВ.

В распределительной сети вопросы повышения надежности электроснабжения потребителей, особенно в период неблагоприятных погодно-климатических условий, стихийных природных явлений и процессов, для ВЛ, просеки которых граничат с землями лесного фонда, также планируется обеспечивать за счет следующих организационных и технических решений:

- замена неизолированного провода на защищенный (покрытый) провод ВЛ напряжением 10 (6) кВ;
- замена ВЛ напряжением 10 (6) кВ на КЛ;
- автоматизация сети с применением реклоузеров.

Сеть 35 кВ

В целом по ОЭС Беларуси принята концепция перевода сетей 35 кВ на напряжение 110 (10) кВ, в связи с этим реконструкция сетей 35 кВ до 2030 года предусматривается в объемах поддержания работоспособного состояния оборудования и ВЛ 35 кВ. Основным критерием при определении дальнейшей перспективы эксплуатации сети 35 кВ ОЭС Беларуси является уровень электрических нагрузок энергорайона.

При достаточном уровне электрических нагрузок энергорайона намечается вывод из эксплуатации ВЛ 35 кВ с сооружением ВЛ 110 кВ с выполнением мероприятий по реконструкции действующих подстанций 35 кВ с переводом на напряжение 110 кВ или строительству ПС 110 кВ на новом месте.

При низких уровнях электрических нагрузок энергорайона и соответствующей конфигурации сети 10 кВ намечается перевод ВЛ 35 кВ на 10 кВ с подключением нагрузки к ближайшей ПС 110 кВ.

Сеть 0,4 – 10кВ

Сеть напряжением 0,4 – 10 кВ является основной сетью электроснабжения локальных промышленных, коммунально-бытовых и сельскохозяйственных потребителей.

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

До 2030 года в ОЭС Беларуси прогнозируется рост потребления электрической энергии для целей отопления, горячего водоснабжения и пищеприготовления (см. п. 5.5). Данный фактор потребует внимания к развитию распределительных сетей 0,4 – 10 кВ.

Для снижения износа сети 0,4 – 10 кВ в ОЭС Беларуси требуется ежегодное строительство (реконструкция) порядка 2700 км электрический сетей 0,4 – 10 кВ.

7.2. Средства регулирования напряжения в распределительных сетях

Распределительная электрическая сеть обеспечивает распределение электрической энергии между пунктами потребления. По ним элекроэнергия передается на небольшие расстояния от шин низшего или среднего напряжения районных подстанций к различным потребителям. Распределительные сети сооружаются как разомкнутыми, так и замкнутыми, но последние эксплуатируются в разомкнутом режиме.

Средства регулирования напряжения:

- силовые трансформаторы, оснащённые устройствами ПБВ и РПН;
- специальные трансформаторы;
- компенсирующие устройства.

Силовые трансформаторы, оснащённые устройствами ПБВ и РПН

В электрических сетях эксплуатируются трансформаторы с различными видами устройств регулирования напряжения.

На двухобмоточных трансформаторах ответвления выполняют на обмотке высшего напряжения (ВН), а на трехобмоточных трансформаторах - со стороны ВН и среднего напряжения (СН). На обмотке низшего напряжения (НН) ответвления не делают, так как этот вариант по конструкции сложнее из-за большого тока в обмотке НН при одинаковой мощности обмоток ВН, СН и НН.

Трансформаторы различают с переключением ответвлений без возбуждения (с ПБВ) и с регулированием под нагрузкой (РПН). Для переключения ответвлений у первых требуется отключение трансформатора от сети, потому что при перестановке ответвлений разрывается ток нагрузки. Процедура переключения ответвлений занимает 1,5...2.0 ч и связана с погашением потребителей, если нет параллельно

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

работающих трансформаторов. Обмотки трансформаторов с ПБВ выполняют со ступенями регулирования 2,5 % и диапазоном регулирования +2х2,5 %.

Трансформаторы с ПБВ обычно устанавливают только на электростанциях, где частое регулирование можно выполнять генераторами. В распределительных сетях 6-20 кВ трансформаторы также, как правило, из экономических соображений выполняют с ПБВ. Трансформаторы с РПН относятся к более гибким средствам регулирования напряжения. В то же время их стоимость выше, чем стоимость трансформаторов с ПБВ. Регулировочную часть обмотки, как правило, выполняют со стороны нейтрали трансформатора, так как при этом требуется меньшая изоляция переключающего устройства.

Схемы присоединения ответвлений обмоток ВН к переключающему устройству реечного типа представлены на рис. 7.1, 7.2.

Сущность регулирования напряжения с помощью трансформаторов заключается в том, что при необходимости изменения напряжения на вторичной стороне трансформатора изменяют его коэффициент трансформации. С этой целью на всех трансформаторах выполняют специальные ответвления, каждое из которых соответствует определенному числу витков обмотки и, следовательно, определенному коэффициенту трансформации.

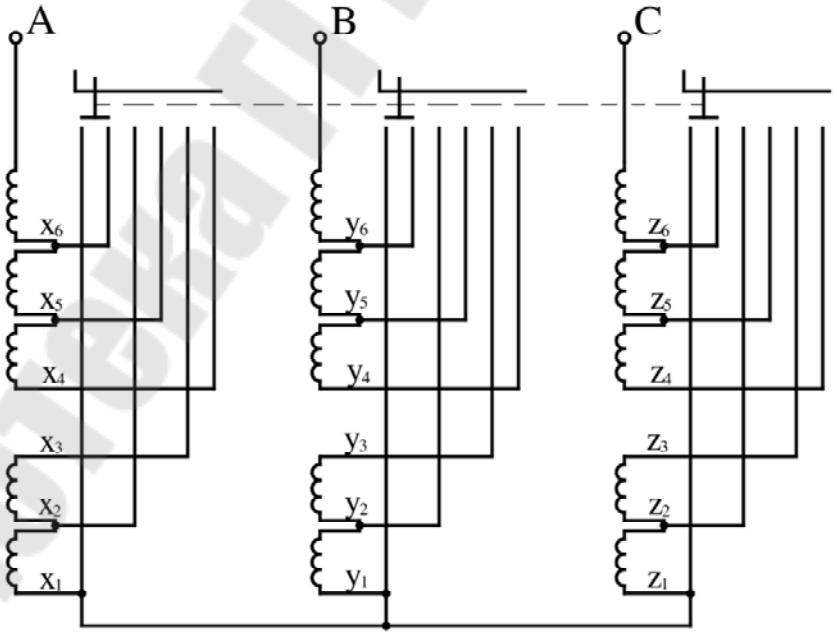


Рис. 7.1. Схема присоединения ответвлений обмоток ВН, соединённых по схеме «звезда» к переключающему устройству реечного типа

Библиотека ГГТУ им. П.О.Сухого

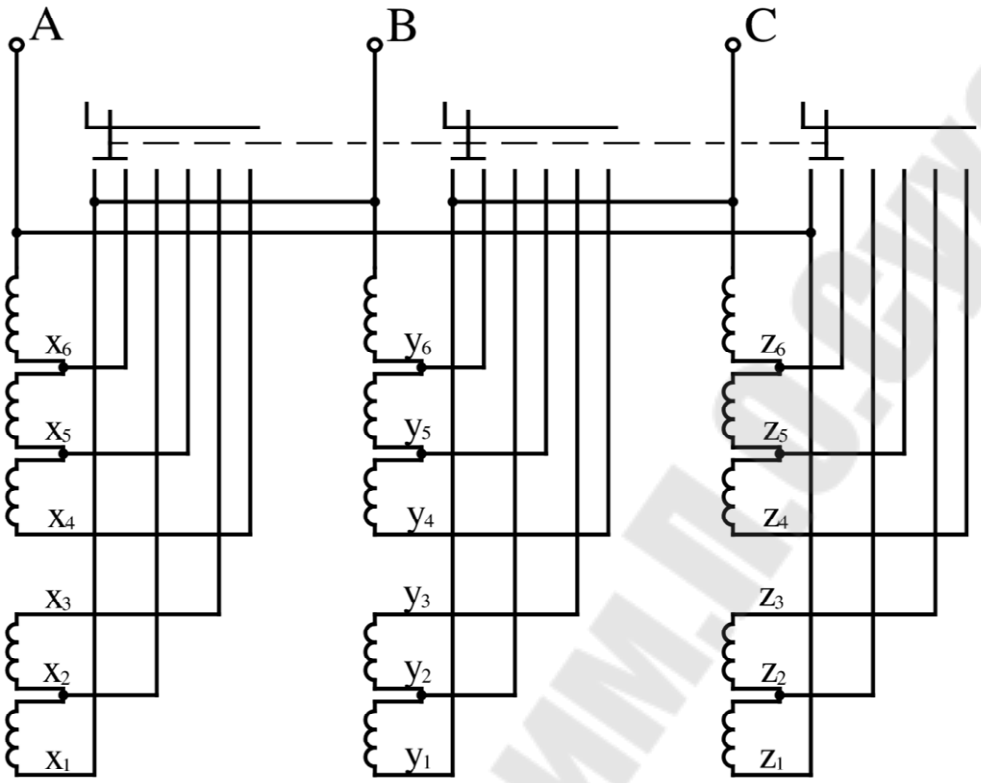


Рис. 7.2. Схема присоединения ответвлений обмоток ВН, соединённых по схеме «треугольник» к переключающему устройству реечного типа

Действительно, напряжение на шинах НН двухобмоточного понижающего трансформатора можно представить так:

$$U_H = \frac{U'_H}{k_T} = \frac{U'_H}{U_{BH}(1 \pm 0{,}01 n \Delta k_T)/U_{HH}},$$

где U'_H - напряжение на шинах НН, приведенное к шинам высшего напряжения; U_{HH} - номинальное напряжение обмотки НН; U_{BH} - номинальное напряжение обмотки ВН; Δk_T - ступень (шаг) регулирования напряжения на обмотке ВН,%; n - количество включенных ответвлений относительно номинального напряжения.

Таким образом, каждому ответвлению трансформатора соответствует свое напряжение ответвления. Переводя переключатель ответвлений из одного положения в другое, т.е. изменяя n, можно изменять напряжение ответвления для обмотки ВН, что неизбежно

Библиотека ГГТУ им. П.О.Сухого

приведет к регулированию напряжения U_H на шинах НН. Очевидно, что при увеличении напряжения ответвления обмотки ВН (в скобках - знак «+») напряжение U_H будет снижаться, а при уменьшении коэффициента трансформации (в скобках - знак «—») - увеличиваться.

Принципиальные схемы одной фазы обмоток двухобмоточного трансформатора с устройством РПН приведены на рис. 7.3. Здесь ОО - основная часть обмотки; РО - регулировочная часть обмотки, подключенная со стороны нейтрали трансформатора; К - контакторы; Р - токоограничивающий реактор; А - токоограничивающие активные сопротивления; 1-9 - ответвления регулировочной части обмотки. Нейтраль трансформатора О соединена со средним ответвлением. При установке переключателя в положение 5 в работе находится только основная часть обмотки ОО. Если переключатель находится в одном из положений 1-4, то к основной части обмотки ОО добавляется соответствующее число витков согласно включенной регулировочной части обмотки РО, в результате чего коэффициент трансформации трансформатора увеличивается. В случае подключения переключателя к одному из ответвлений 6-9 к основной части обмотки ОО присоединяется некоторое количество встречно включенных витков, вследствие чего коэффициент трансформации уменьшается.

В схеме с токоограничивающим реактором (рис. 7.3, *а*) при нахождении переключателя в каком-то положении (например на ответвлении 3) ток нормального режима проходит по цепи: вывод ВН, обмотка ОО, плечи реактора Р, контакторы $К_1$ и $К_2$, обмотка РО между ответвлениями 3 и 5, нейтраль трансформатора.

Библиотека ГГТУ им. П.О.Сухого

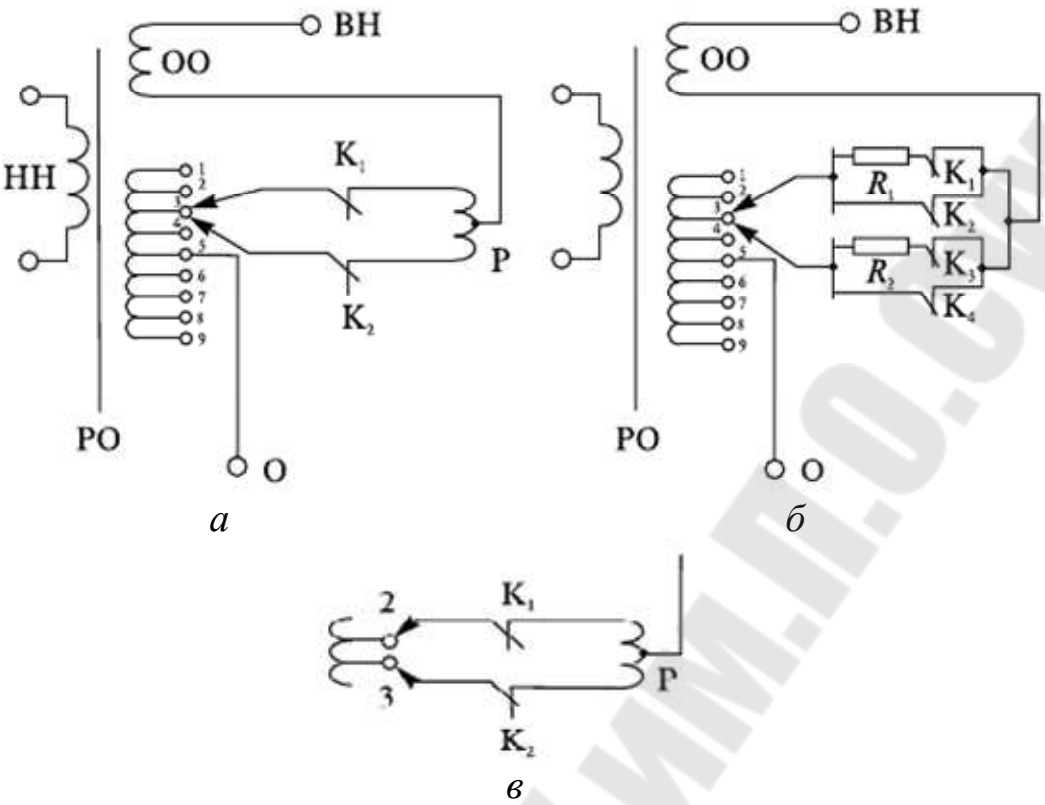


Рис. 7.3 Принципиальные схемы обмоток трансформатора с РПН:
а – с токоограничивающим реактором;
б –с токоограничивающими активными сопротивлениями;
в – переключатель в промежуточном положении

Если, например, переключатель надо перевести из ответвления 3 в ответвление 2, то это, производится в такой последовательности: размыкается контактор $К_1$, переводится контакт переключателя в положение 2, замыкается контактор $К_1$ (рис. 7.3, *в*), размыкается контактор $К_2$, переводится нижний контакт переключателя в положение 2, замыкается контактор $К_2$. В результате ни в один из моментов времени цепь, по которой проходит ток нагрузки трансформатора, не разрывается. Обратим внимание на то, что в какой-то момент времени верхний контакт находится в положении 2, а нижний - в положении 3 (рисунок 1.2, в). При этом между точками 2 и 3 приложено напряжение, соответствующее ступени регулирования трансформатора. Так, если среднее ответвление 5 соответствует линейному номинальному напряжению 115 кВ, а ступень регулирования равна 1,78%, то напряжение между точками 2 и 3 будет равно:

Библиотека ГГТУ им.П.О.Сухого

$$U_{23} = \frac{1{,}78}{100} \cdot \frac{115}{\sqrt{3}} = 1{,}18\,\text{кВ}.$$

Из-за того, что сопротивление обмотки между точками 2 и 3 мало, это напряжение может вызвать в образовавшемся контуре (рис 7,3, *в*) недопустимую силу тока. Поэтому для его ограничения в схему переключателя ответвлений вводят токоограничивающий реактор Р.

Ввиду того, что при напряжении 220 кВ и выше реакторы переключающего устройства РПН получаются очень громоздкими, в таких трансформаторах применяют переключающие устройства с активными сопротивлениями R_1 и R_2 (рис. 7.3, *б*), рассчитанными на кратковременную работу. Последнее возможно при использовании мощных быстродействующих приводов контакторов со скоростями срабатывания порядка десятых долей секунды. При нахождении верхнего и нижнего контактов переключателя в положении 3 контакторы $К_3$ и $К_4$ включены, а $К_1$ и $К_2$ отключены.

Сопротивление R_2 шунтируется контактором $К_4$, по которому проходит рабочий ток. Для переключения ответвления в положение 2: переводится верхний контакт в положение 2 без тока в R_1 , $К_1$, $К_2$; размыкается контактор $К_4$, в результате чего рабочий ток начинает проходить по сопротивлению R_2; замыкается контактор $К_1$, при этом рабочий ток перераспределяется между сопротивлениями R_1 и R_2, и в возникшем контуре появляется некоторый уравнительный ток; размыкается контактор $К_3$; нижний контакт переключателя переводится в положение 2; замыкается контактор $К_2$, который шунтирует сопротивление R_2, вследствие чего рабочий ток проходит только через контактор $К_2$.

Активные сопротивления рассчитывают на кратковременный ток, поэтому они более компактны. При этом должно быть обеспечено быстродействие переключателя.

Специальные трансформаторы

К ним относят линейные регуляторы, вольтодобавочные трансформаторы, а также трансформаторы с симметрирующим устройством.

Принципиальные схемы включения одной фазы вольтодобавочных трансформаторов (ВДТ) на примере автотрансформаторов показаны на рис. 7.4, а, б, в. Схемы даны применительно к фазе А автотрансформатора. В зависимости от подаваемого напряжения на

Библиотека ГГТУ им. П.О.Сухого

питающую обмотку 1 на регулировочной обмотке 2 будет создаваться ЭДС продольная, поперечная и продольно-поперечная.

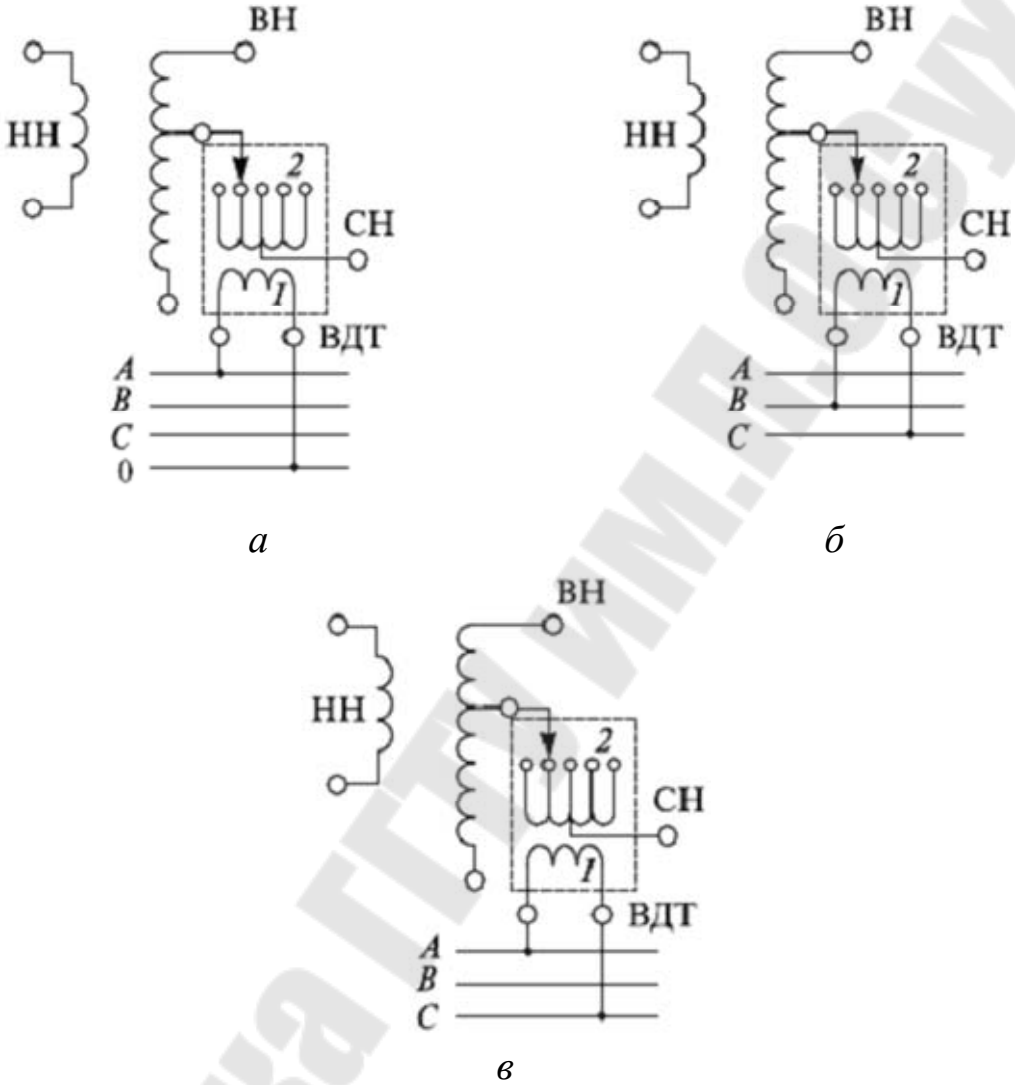


Рис. 7.4. Принципиальные схемы включения вольтодобавочных трансформаторов (*а, б, в*)

Так, при подключении питающей обмотки к фазе, соответствующей фазе автотрансформатора (в рассматриваемом случае к фазе А), и нейтрали автотрансформатора (рис. 7.4, *а*) будет создаваться продольная ЭДС, вектор которой совпадает с вектором напряжения данной фазы автотрансформатора (рис. 7.5, *а*). В результате на выходе СН автотрансформатора напряжение:

$$\dot{U}'_A = \dot{U}_A + E'_A.$$

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

Если на фазу А питающей обмотки ВДТ подать вектор напряжения $\underline{U}_{BC}$(рис. 7.4, *б*), то в регулировочной обмотке возникнет поперечная ЭДС (рис. 7.5, *б*) и на выходе СН автотрансформатора напряжение

$$\dot{U}'_A = \dot{U}_A + jE''_A.$$

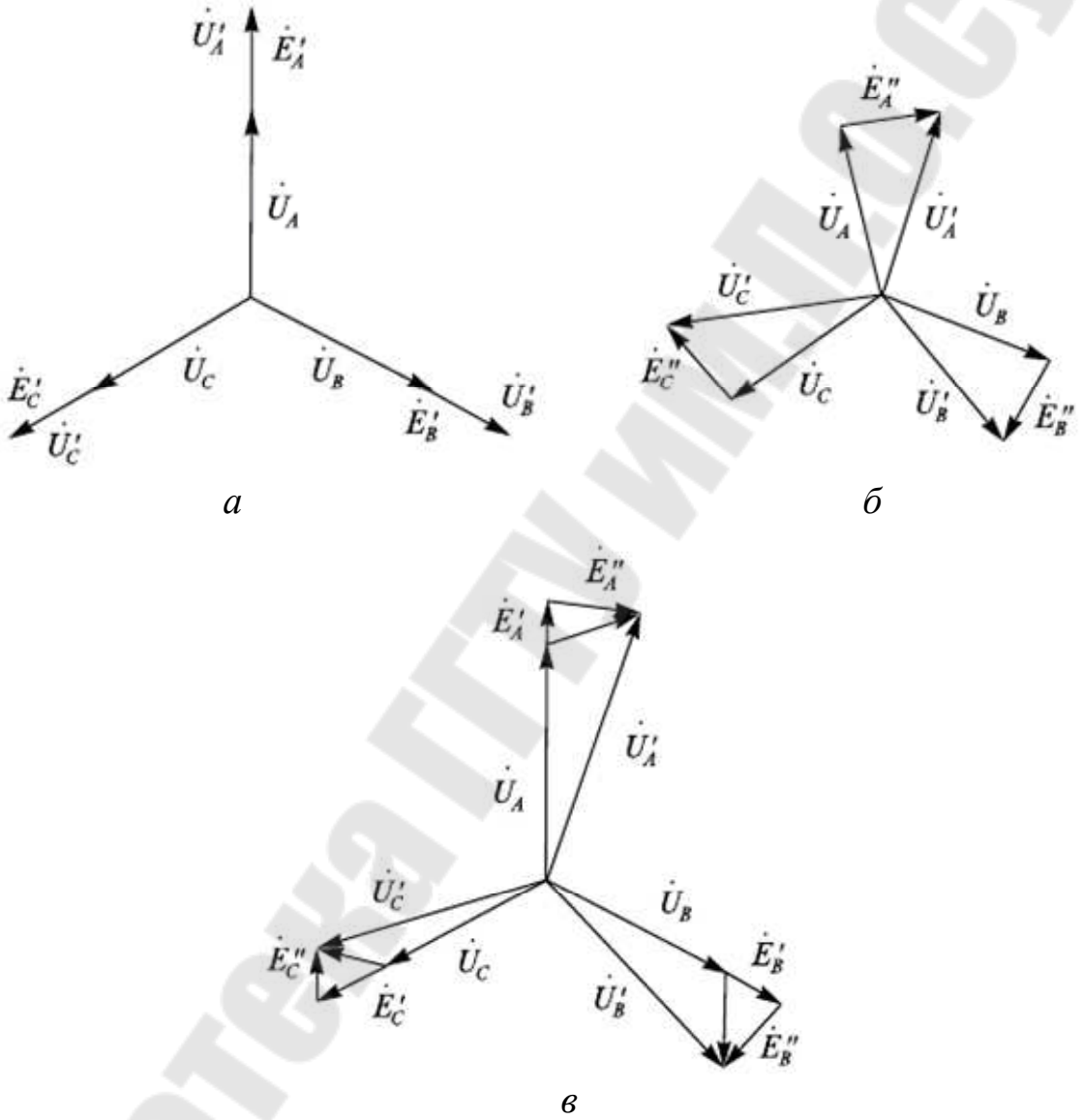


Рис. 7.5. Векторные диаграммы напряжений при:
а – продольном регулировании; *б* – поперечном регулировании;
в – продольно-поперечном регулировании.

И наконец при подаче на фазу А питающей обмотки ВДТ вектора напряжения $\underline{U}_{AC}$ (рис. 7.4, *в*) будет создана продольно-поперечная ЭДС (рис. 7.5, *в*). При этом на выходе СН автотрансформатора напряжение

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

$$\dot{U}'_A = \dot{U}_A + \dot{E}_A = \dot{U}'_A + E'_A + jE''_A.$$

Заметим, что во всех трех рассмотренных случаях после ВДТ изменяется модуль напряжения и вместо $|\underline{U}_A|$ становится равным $|\underline{U'}_A|$.

Аналогичны схема включения и принцип работы линейного регулятора (ЛР). На рис. 7.6 показан вариант включения ЛР для случая создания в регулировочной обмотке фазы А продольной ЭДС, когда питающая обмотка подключается к фазе А и нейтрали трансформатора.

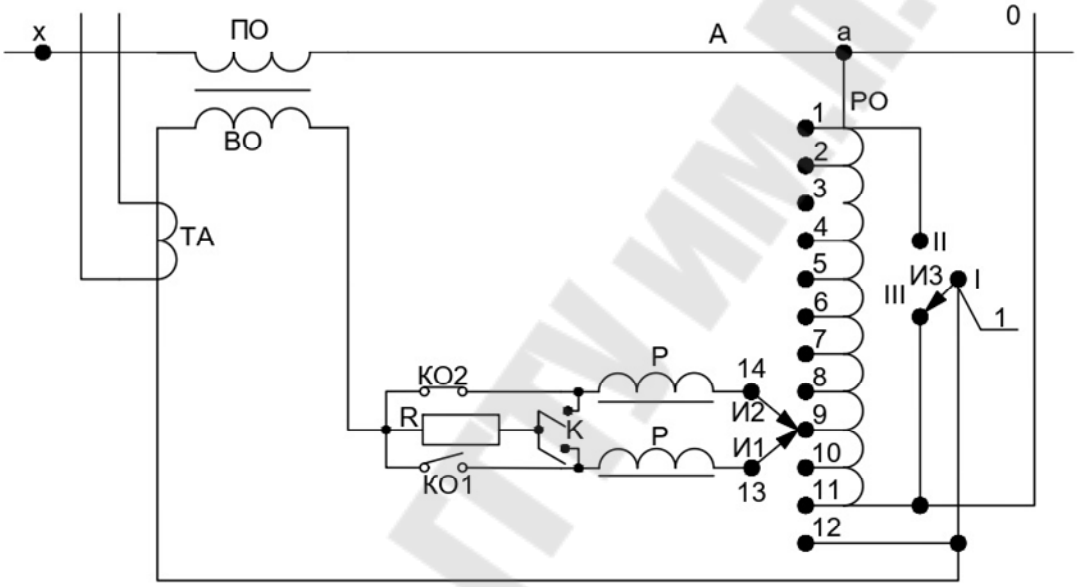


Рис. 7.6. Принципиальная схема обмоток фазы А трансформатора ТМНЛ - 16000/10; *ПО* - последовательная обмотка последовательного трансформатора; *ВО* - возбуждающая обмотка последовательного трансформатора; *РО* - регулировочная обмотка автотрансформатора; *Р* - реактор; *1* - предызбиратель; *ТА* - трансформатор тока в цепи возбуждающей обмотки; *R* - сопротивление; *КО* - основные контакты; *К* - дугогасительный контакт; *И* - подвижные контакты

Несимметрия нагрузок по фазам в электрических сетях напряжением 0,38 кВ приводит к искажению системы фазных напряжений, в том числе на шинах ТП. Для выравнивания напряжений по фазам применяют трансформаторы со встроенным симметрирующим устройством. Это устройство выполняют в виде отдельной обмотки с компенсационными витками, укладываемой в виде бандажа по-

Библиотека ГГТУ им. П.О.Сухого

верх обмоток высшего напряжения трансформатора со схемой соединения обмоток. Компенсационную обмотку подключают к нейтрали обмотки низшего напряжения трансформатора 10 (6)/0,4 кВ (рис. 7.7). По ней проходит ток, который возникает в нулевом проводе сети из-за несимметрии нагрузок по фазам. Обмотку рассчитывают на длительное прохождение по ней номинального фазного тока трансформатора.

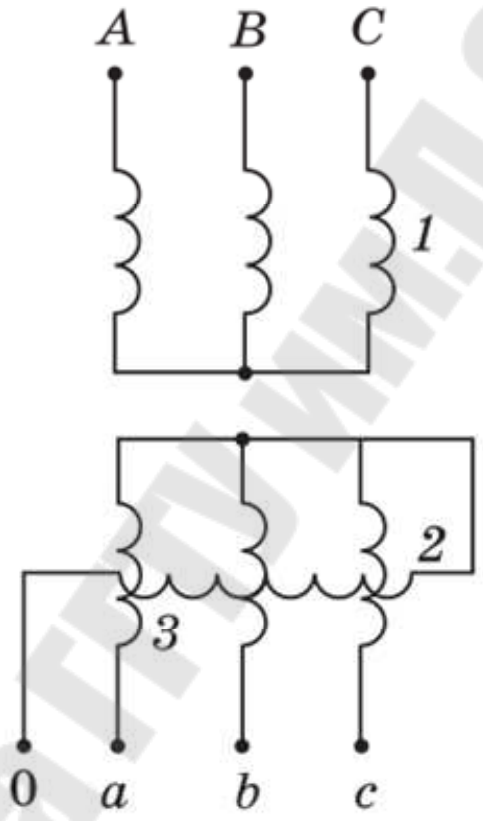


Рис. 7.7. Принципиальная схема трансформатора с симметрирующим устройством;
1 - обмотка высшего напряжения; *2* - обмотка низшего напряжения; *3* - обмотка компенсационными витками

Компенсирующие устройства

Добавки напряжения в сети можно создать также с помощью устройств поперечной и продольной компенсации.

Если в конце линии с сопротивлениями R, X и нагрузками P, Q подключить компенсирующее устройство с выдачей реактивной мощности Q, то потерю напряжения можно представить в виде:

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

$$\Delta U\% = \frac{PR + (Q - Q_K)X}{U^2} \cdot 100\% = \frac{PR + QX}{U^2} \cdot 100\% - \frac{Q_K X}{U^2} \cdot 100\% =$$
$$= \Delta U_H - \Delta U_K,$$

где ΔU_H - потеря напряжения от нагрузки; ΔU_K - компенсация потери напряжения (добавка напряжения) за счет включения компенсирующего устройства. Отсюда мощность компенсирующего устройства, необходимая для компенсации потери напряжения ΔU_K%:

$$Q_K = \frac{10\Delta U_K\% \cdot U^2}{X},$$

где U - напряжение, кВ; X - сопротивление, Ом.

Удельная мощность компенсирующего устройства для компенсации 1% потери напряжения ($\Delta U_K = 1\%$):

$$Q_{K.УД} = \frac{10U^2}{X}.$$

Отсюда следует, что эффект от установки компенсирующих устройств поперечной компенсации возрастает с увеличением реактивного сопротивления линии. Так, при прочих равных условиях эффективность поперечной компенсации в воздушных сетях выше, чем в кабельных, из-за большего индуктивного сопротивления.

Варианты схем подключения батарей конденсаторов к сети показаны на рис. 7.8. Для коммутации применяют выключатели В, выключатели нагрузки ВН, разъединители Р, контакторы К. В качестве разрядных сопротивлений используют обмотки силовых трансформаторов Т, трансформаторов напряжения ТН, специальные сопротивления R.

Фазы батареи конденсаторов обычно соединяют в треугольник. В этом случае при емкости С фазы мощность трехфазной батареи:

$$Q_K = 3U^2 wC,$$

а при соединении фаз в звезду и той же емкости С

Библиотека ГГТУ им.П.О.Сухого

$$Q_K = U^2 wC,$$

где U – линейное напряжение.

При включении продольно с линией, имеющей сопротивления R и X и питающей нагрузку $\underline{S} = P + jQ$, устройства продольной компенсации (УПК) с емкостным сопротивлением $X_{П.К}$ потерю напряжения можно представить в виде:

$$\Delta U\% = \frac{PR + Q(X - X_{П.К})}{U^2} \cdot 100\% = \frac{PR + QX}{U^2} \cdot 100\% - \frac{QX_{П.К}}{U^2} \cdot 100\% =$$
$$= \Delta U_H - \Delta U_{П.К},$$

где ΔU_H - потеря напряжения от нагрузки; $\Delta U_{П.К}$ - компенсация потери напряжения за счет включения УПК. Отсюда сопротивление УПК

$$X_{П.К} = \frac{\Delta U_{П.К}\% U^2}{100Q},$$

где U - напряжение, кВ; Q - реактивная мощность, квар.

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

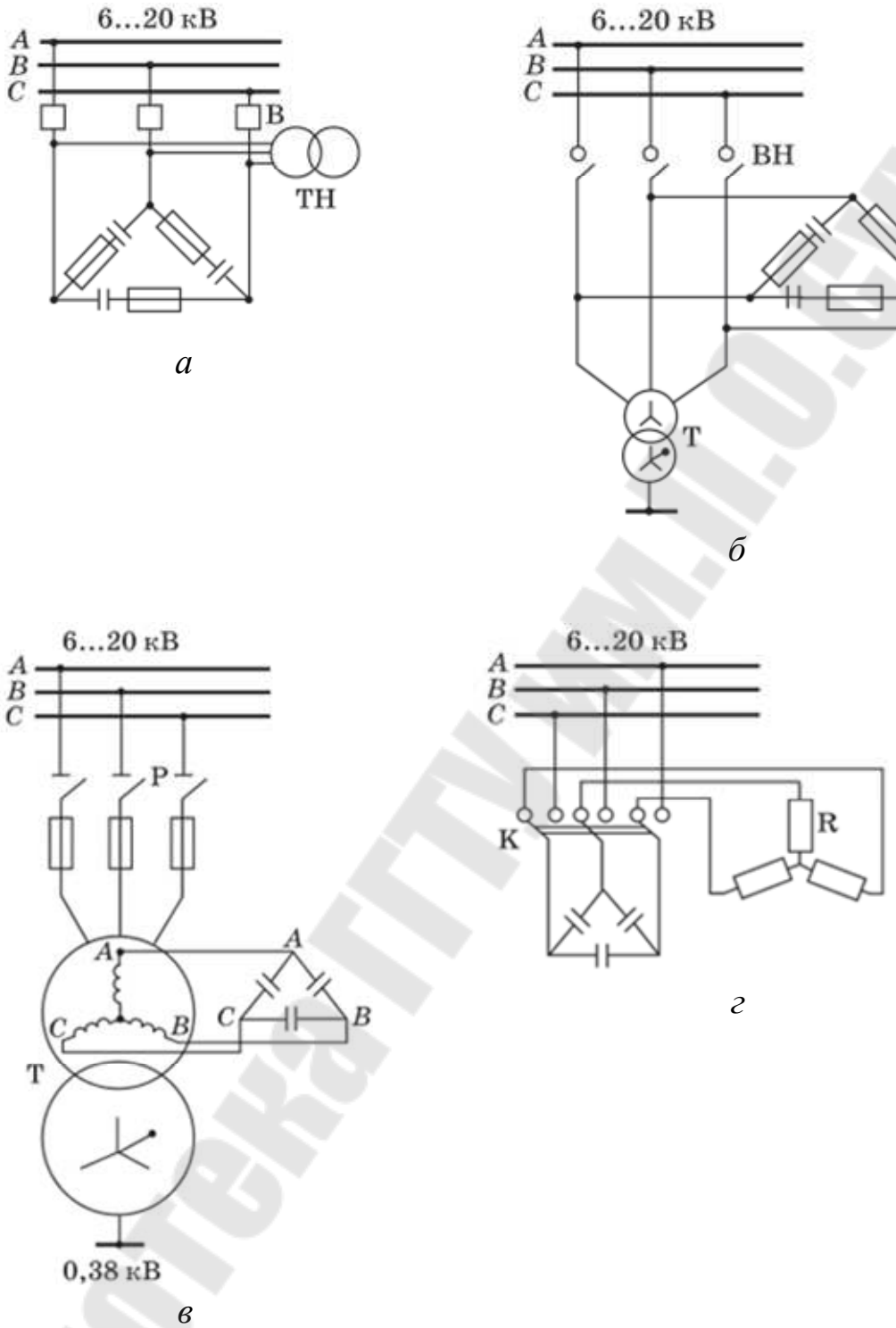


Рис. 7.8. Схемы подключения батарей конденсаторов к сети:
а – через выключатель, общий с трансформатором напряжения;
б – через выключатель нагрузки, общий с силовым трансформатором; *в* – без специальных коммутационных аппаратов и предохранителей в цепях конденсаторов;
г – через контактор с разрядными сопротивлениями

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

7.3. Принципы и методы регулирования напряжения в распределительных сетях

Регулирование напряжения в электрических сетях выполняется по следующим принципам:

1) принцип стабилизации напряжения;

2) принцип стабилизации по заданному графику напряжения;

3) принцип встречного (согласного) регулирования;

Выбор рационального принципа регулирования напряжения в ЦП зависит от характера графика нагрузки потребителей, подключенных к распределительной сети.

Принцип стабилизации напряжения

Данный принцп применяется когда нагрузка в течение суток не изменяется (линия 1) или мало изменяется (линия 2) (рис. 7.9, *а*). В этом случае потери напряжения, зависящие от нагрузки сети, от шин ЦП до потребителей в течение суток не изменяются (или мало изменяются). Следовательно, для поддержания напряжения у потребителей, близкого к номинальному (или какому-то другому желаемому напряжению) в течение 1 сут. на шинах ЦП необходимо обеспечить неизменное напряжение (рис. 7.9, *б*).

а *б*

Рис. 7.9. Суточные график нагрузки *(а)* и график напряжений *(б)* в режиме стабилизации напряжения

Практически, однако, выбранное напряжение в ЦП поддерживать не удается. Это связано с тем, что устройства РПН трансформаторов имеют дискретные ступени регулирования, а при переключении ответвления трансформатора с одного положения на другое изменение напряжения происходит не плавно, а ступенчато. Следовательно, ступень (шаг) регулирования непосредственно влияет на точность поддержания заданного в ЦП напряжения. Кроме того, на трансформаторах с РПН, как правило, устройства переключения ответвлений

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

выполняют автоматическими, которым придают какую-то зону нечувствительности. При малой зоне нечувствительности будут происходить частые переключения, что, в свою очередь, приведет к быстрому износу контактов переключателя. Поэтому точность регулирования напряжения определяется также зоной нечувствительности, характеризующейся некоторой полосой изменения напряжения на шинах ЦП, при которой не происходит срабатывания регулирующей аппаратуры (рис. 7.9, *б*):

$$\delta U_{НЧ} = \pm n \cdot \frac{\delta U_{СТ}}{2},$$

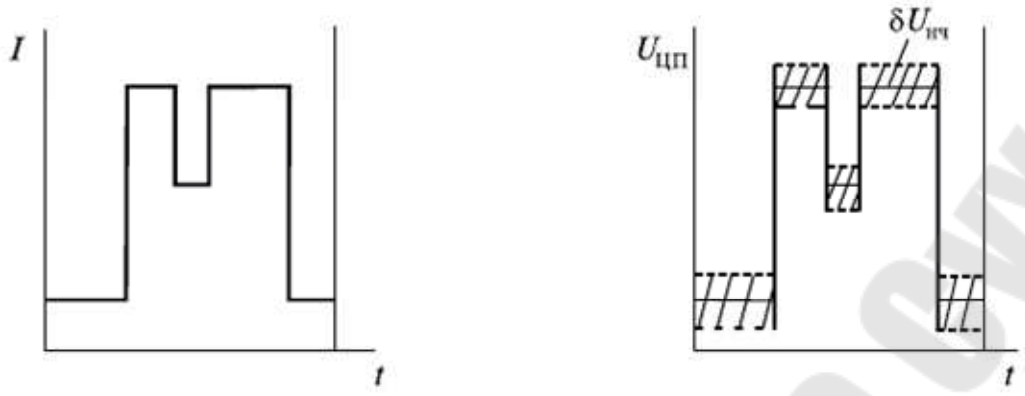
где $\delta U_{СТ}$, - ступень (шаг) регулирования на обмотке трансформатора; n - коэффициент чувствительности регулятора, принимаемый обычно равным 1,2-1,4.

Так, при $n = 1{,}3$ и $\delta U_{СТ} = 1{,}78\%$, $\delta U_{НЧ} = +1{,}157\%$, т.е. устройство автоматического регулирования напряжения будет поддерживать напряжение в интервале 2,314%.

Принцип стабилизации напряжения по заданному графику напряжения

Данный принцип применяется тогда, когда нагрузка в течение суток изменяется вполне определенным, заранее известным образом. Такая ситуация возникает, например, в случае подключения к распределительной сети промышленных предприятий, учреждений и других потребителей с вполне определенным суточным режимом работы (рис. 7.10, *а*). При этом потери напряжения от ЦП на каждой ступени суточного графика нагрузки до определенного потребителя могут быть определены заранее. Поскольку конечная цель регулирования напряжения остается прежней и заключается в обеспечении напряжения у потребителей в любом режиме, близкого к номинальному, то для каждой ступени суточного графика нагрузки в ЦП может быть определено требуемое напряжение. Таким образом, в данном случае регулирование напряжения на шинах ЦП можно осуществлять по времени суток (рис. 7.10, *б*). Естественно, точность поддержания заданного напряжения, как и раньше, будет зависеть от зоны нечувствительности регулятора напряжения $\delta U_{НЧ}$, связанной с настройкой регулятора и ступенью регулирования трансформатора.

Библиотека ГГТУ им.П.О.Сухого

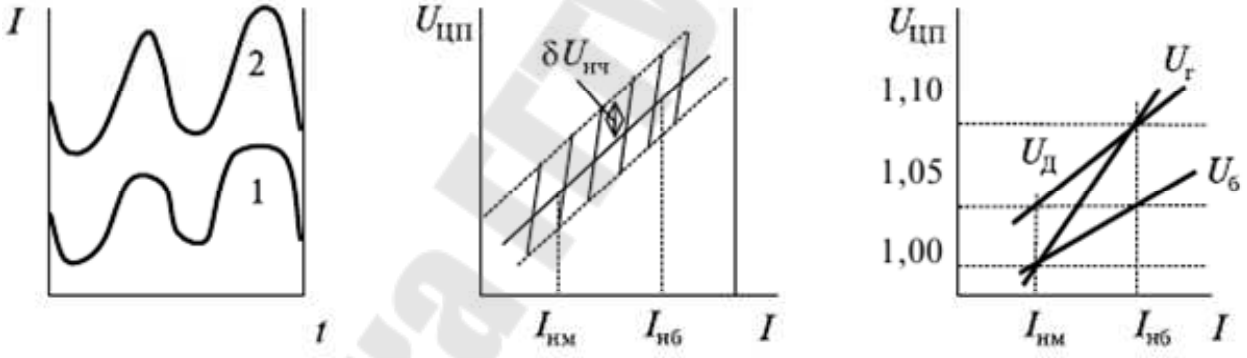


а *б*

Рис. 7.10. Суточные график нагрузки *(а)* и график напряжений по времени суток *(б)*

Принцип встречного регулирования напряжения

Принцип встречного регулирования применяется в тех случаях, когда нагрузка в течение суток изменяется случайным образом. Данная ситуация на практике встречается наиболее часто, когда нагрузка ЦП имеет смешанный характер со значительной долей коммунально-бытовой нагрузки (рис. 7.11, а).



а *б* *в*

Рис. 7.11. Графики нагрузки *(а)* и принцип встречного регулирования напряжения *(б, в)*

При этом потери напряжения от ЦП до какого-то потребителя, зависящие от нагрузки по элементам сети, также носят случайный характер. В таких случаях на шинах ЦП используют принцип встречного (согласного) регулирования напряжения. Его сущность заключается в том, что с увеличением нагрузки для компенсации возникающих при этом дополнительных потерь напряжения в ЦП напряжение повышают, а при уменьшении нагрузки — снижают (рис. 7.11, б). При таком подходе вопрос заключается в выборе соответствующего на-

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

пряжения в режиме наименьших нагрузок $I_{нм}$ и наибольших нагрузок $I_{нб}$. Нижний предел выбираемого напряжения в каждом режиме нагрузки ограничивается допустимой потерей напряжения от ЦП до наиболее удаленного потребителя, а верхний предел — высшим допустимым напряжением у ближайшего потребителя.

Если основная часть потребителей расположена от ЦП за относительно небольшим сопротивлением и нагрузка сети невелика, то потери напряжения будут небольшие. В этом случае условно можно говорить о близко расположенных потребителях и принять характеристику встречного регулирования напряжения $U_б$, (рис. 7.11, *в*). При относительно больших потерях напряжения (условно — при далеко расположенных потребителях) эта характеристика должна располагаться выше $U_б$, и занимать положение $U_д$ и, наконец, необходимо решить вопрос о выборе наклона характеристики встречного регулирования напряжения. Для этого следует обратиться к возможным суточным графикам нагрузки (рис. 7.11, *а*). График 1 характерен меньшим изменением нагрузки, чем график 2. Следовательно, при нем в течение 1 сут. будут наблюдаться и меньшие потери напряжения в сети. Поэтому наклон характеристики встречного регулирования напряжения должен быть принят меньшим, чем при графике 2. Поэтому, если для графика 1 подходит режим регулирования напряжения $U_б$), (рис. 7.11, *в*), то для графика 2 должен быть принят режим более глубокого регулирования $U_г$.

В практике предельные значения напряжения в ЦП при любых режимах электропотребления обычно составляют 1,1 и 1,0 номинального напряжения сети.

Регулирование напряжения методом характеристического узла основан на минимизации ущерба, наносимого потребителю отклонением напряжения от номинального значения. Напряжение на понижающей подстанции регулируется таким образом, чтобы обеспечить наибольшее число потребителей сети (в смысле наибольшей потребляемой — энергии) напряжением, близким к номинальному. С этой целью строится специальная модель эквивалентного сопротивления сети, за которым в узле регулируется напряжение по специально полученному закону.

Данный поход к регулированию напряжения, так же как и встречное регулирование, является согласным, т. е. в зависимости от токовой нагрузки шин НН, однако выбор диапазона регулирования делается иначе.

Библиотека ГГТУ им. П.О.Сухого

Узел, в котором регулируется напряжение, называется характеристическим узлом. Он является модельным образованием и не существует в действительности.

На подстанции, где размещено устройство РПН, располагают только информацией о U, P, Q, а также токе I.

Модель эквивалентного сопротивления, по которому протекает ток (рис. 7.12), соответствует отдаваемой в сеть мощности. Получается одно напряжение, которое подлежит регулированию, но потребители многочисленны и распределены по всей сети.

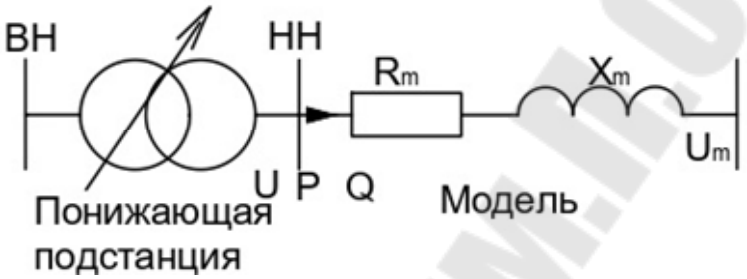


Рис. 7.12. Модель полного сопротивления

Характеристическая точка должна быть выбрана таким образом, чтобы при хорошем регулировании напряжения общий ущерб (для всей сети) был минимальным, при этом всякое перемещение регулируемой точки увеличивает общий ущерб.

Если отходящая линия неразветвленная, то, следовательно, в характеристической точке среднее квадратическое отклонение напряжения должно быть равным средневзвешенной величине (по потребляемым энергиям) от квадратов отклонений в различных точках линии.

Положение характеристической точки меняется во времени, поскольку изменения нагрузок происходят неодновременно. Следовательно, нельзя осуществить хорошее регулирование, если изменения нагрузок не будут скорректированы. На практике, как правило, потребители имеют одинаковую природу, например, бытовые потребители в жилых квартирах, или сельскохозяйственные потребители, или промышленные потребители; тогда значение коэффициента корреляции мощностей нагрузок оказывается равным 0,7...0,9 (идеальная однородность была бы при 1,0). Для нагрузок с различной природой коэффициент корреляции незначителен (менее 0,3) и даже отрицателен (он равен -1,0 для двух нагрузок, постоянно меняющихся в противо-

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

положных направлениях). В этом случае необходимо разделить сеть на подсети, имеющие независимое регулирование напряжения.

На практике не обязательно уточнять местоположение характеристической точки; достаточно знать статистическое распределение напряжения в этой точке, называемое фиктивным напряжением U_f, определяемое по выражению:

$$U_f(t) = \frac{\sum_{i=1}^{n} W_i U_i(t)}{\sum_{i=1}^{n} W_i},$$

где W_i – значение потребляемой активной энергии в узле i; U_i – напряжение в узле i.

Отклонение фиктивного напряжения от напряжения U на шинах ПС:

$$\Delta U = U - U_f.$$

Выражение в относительных единицах:

$$\Delta V = \frac{(U - U_f)}{U_{НОМ}}.$$

Регулирование напряжения заключается в поддержании на шинах ПС напряжения:

$$U = U_{НОМ} + U_{НОМ} V_0 + \frac{PR_m + QX_m}{U_{НОМ}},$$

где R_m, X_m – активное и реактивное сопротивления модели;

$$V_0 = \frac{U_0}{U_{НОМ}},$$

где U_0 – параметр для настройки системы регулирования.

Библиотека ГГТУ им.П.О.Сухого

Параметры модели определяются по выражениям:

$$R_m = U_{HOM}^2 \frac{\delta_{\Delta V}}{\delta_P} \frac{r_{P\Delta V} - r_{PQ} r_{Q\Delta V}}{1 - r_{PQ}^2},$$

$$X_m = U_{HOM}^2 \frac{\delta_{\Delta V}}{\delta_Q} \frac{r_{Q\Delta V} - r_{PQ} r_{P\Delta V}}{1 - r_{PQ}^2},$$

$$V_0 = \overline{\Delta U_*} - \frac{R_m}{U_{HOM}^2} \overline{P} - \frac{X_m}{U_{HOM}^2} \overline{Q},$$

где $\overline{\Delta U_*}, \overline{P}, \overline{Q}$ - математическое ожидание соответственно относительной величины потерь напряжения, активной и реактивной мощности; $\delta_{\Delta V}$, δ_P, δ_Q – среднеквадратические отклонения соответствующих величин; $r_{P\Delta V}$, $r_{Q\Delta V}$, r_{PQ} – коэффиценты корреляции.

Так как в большинстве случаев в распределительных сетях активная и реактивная нагрузки меняются одновременно, то $r_{PQ} = 1$, а $r_{P\Delta V} = 0{,}7...0{,}95$ в большинстве случаев и $r_{P\Delta V} = r_{Q\Delta V}$. Тогда:

$$R_m = U_{HOM}^2 \frac{\delta_{\Delta V}}{\delta_P} \frac{r_{P\Delta V}}{2},$$

$$X_m = U_{HOM}^2 \frac{\delta_{\Delta V}}{\delta_Q} \frac{r_{Q\Delta V}}{2}.$$

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

ЛИТЕРАТУРА

1. Концепция развития электрогенерирующих мощностей и электрических сетей на период до 2030 года

2. Поспелов, Г. Е. Электрические системы и сети : учебник / Г. Е. Поспелов, В. Т. Федин, П. В. Лычев. – Минск : УП «Технопринт», 2004.

3. Концепция энергетической безопасности Республики Беларусь (Утверждена постановлением СМ РБ от 23.12.2015 №1084).

Библиотека ГГТУ им.П.О.Сухого

СОДЕРЖАНИЕ

	Введение	3
1.	Прогноз развития мировой электроэнергетики и сопредельных государств……..	4
2.	Текущее состояние энергетической системы РБ……	13
2.1	Существующая структура и изменения установленной мощности генерирующих источников……	13
2.2	Анализ существующих систем передачи электроэнергии…….....	16
3.	Состояние и перспективы развития электропотребления…….	18
4.	Развитие электрогенерирующих объектов……..	23
4.1	Белорусская АЭС и её интеграция в энергосистему страны…….	23
4.2	Оптимизация состава оборудования тепловых электростанций...	25
4.3	Пиково-резервные источники……...	28
4.4	Прогноз баланса электрогенерирующих мощностей…….	29
5.	Состояние и перспективы развития системообразующих сетей...	32
5.1	Предпосылки развития системообразующих сетей……...	32
5.2	Средства регулирования напряжения и реактивной мощности…	33
5.3	Перспективные технические решения…….	35
6.	Состояние и перспективы развития питающих сетей……	39
6.1	Развитие питающих сетей…….	39
6.2	Направления реконструкции электросетевых объектов 220 кВ...	40
7.	Состояние и перспективы развития распределительных сетей…	42
7.1	Развитие распределительных сетей…….	42
7.2	Средства регулирования напряжения в распределительных сетях.....	44
7.3	Принципы и методы регулирования напряжения в распределительных сетях…….	57
	Список литературы……	64

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

Лычев Петр Васильевич
Гончаренко Юлия Вячеславовна

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ И СЕТЕЙ

Пособие
для студентов специальности 1-43 80 01
«Электроэнергетика и электротехника»
дневной и заочной форм обучения

Подписано к размещению в электронную библиотеку
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного
учебно-методического документа 16.01.22.

Рег. № 44Е.
http://www.gstu.by

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого