

ДОНСКОЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

В.К. ХЛЕБНИКОВ

ПЛАНИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Конспект лекций для студентов магистратуры
и аспирантов, обучающихся по направлению
“Электроэнергетика и электротехника”

Ростов-на-Дону 2017

Рецензент: д-р техн. наук Н.И. Цыгулев

Хлебников В.К.

Планирование режимов энергосистем: Конспект лекций / – Ростов-на-Дону: ДГТУ, 2017. – 146 с.

Изложены основные теоретические положения долгосрочного и краткосрочного планирования современных электроэнергетических систем и электрических сетей, математические модели установившихся и оптимальных режимов и методы их решения. Приведены характеристики систем информационного обеспечения для управления режимами и расчёта потерь электроэнергии в электрических сетях.

Для студентов магистратуры и аспирантов, обучающихся по направлению «Электроэнергетика и электротехника».

© ДГТУ, 2017

© Хлебников В.К., 2017

ОГЛАВЛЕНИЕ

1	ОБЩИЕ ВОПРОСЫ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ЭЭС	4
1.1	Структура ЭЭС и задач планирования режимов	4
1.2	Обеспечение качества электрической энергии	8
1.3	Обеспечение надёжности	18
1.4	Обеспечение экономичности	22
1.5	Информация для управления режимами	29
2	ОСНОВЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ РЕЖИМОВ ЭЭС	34
2.1	Моделирование объектов управления в ЭЭС	34
2.2	Модель установившегося режима электрической сети	37
2.3	Модель оптимизации установившихся режимов ЭЭС	46
2.4	Модель оценки и оптимизации надёжности ЭЭС	52
3	ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ И НАГРУЗОК ЭЭС	60
3.1	Долгосрочные прогнозы электропотребления	60
3.2	Краткосрочный прогноз нагрузок и электропотребления	66
4	ОПТИМАЛЬНЫЕ РЕЖИМЫ ЭЭС И ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ	70
4.1	Энергетические характеристики оборудования электростанций	70
4.2	Планирование режимов ГЭС	74
4.3	Выбор состава включённого оборудования	78
4.4	Распределение нагрузки между электростанциями	80
5	ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ	87
5.1	Критерий оптимальности режима сети. Технические ограничения	87
5.2	Средства регулирования напряжения и реактивной мощности	92
5.3	Естественное и экономичное распределение потоков мощности	102
6	РАСЧЁТ И НОРМИРОВАНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ	108
6.1	Структура потерь электроэнергии	108
6.2	Методы расчёта потерь электроэнергии	112
6.2.1	Метод оперативных расчётов в сетях с телеизмерениями	115
6.2.2	Метод средних суток для сетей 110 и 35 кВ	118
6.2.3	Метод средних нагрузок для сетей 6...35 кВ	120
6.2.4	Расчёты потерь электроэнергии в сетях 0,38 кВ	124
6.3	Мероприятия по снижению потерь электроэнергии	127
6.4	Нормативные потери электроэнергии	140
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	144

1. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ЭЭС

1.1. Структура ЭЭС и задач планирования режимов

Выработка электроэнергии осуществляется в основном на тепловых, атомных и гидравлических электростанциях (рис. 1.1). Тепловые электрические станции (ТЭС) располагаются, как правило, вблизи мест добычи органических топливных ресурсов, гидравлические электрические станции (ГЭС) – на крупных реках. Атомные электростанции (АЭС) и ТЭС нуждаются в значительных объёмах охлаждающей воды для поддержания технологического цикла выработки электроэнергии и тяготеют к природным источникам воды.

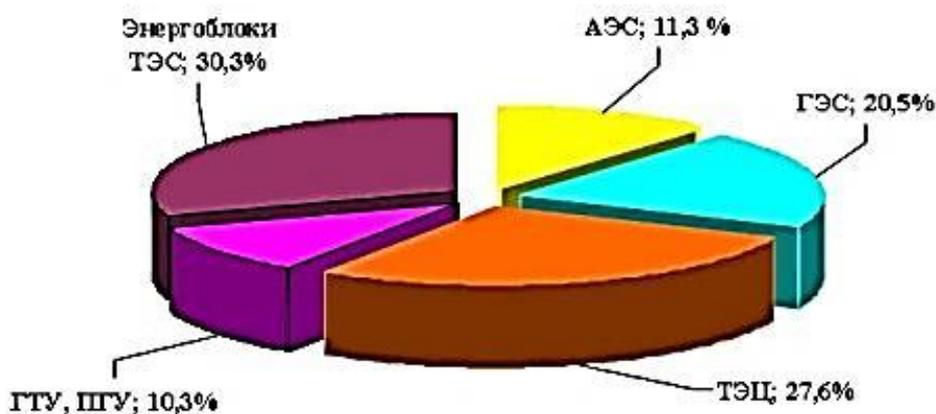


Рис. 1.1. Структура генерирующей мощности электростанций России [1].

Центры **потребления электроэнергии** могут находиться на значительном удалении от электростанций (теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) сооружаются в составе крупных промышленных предприятий и в городах в первую очередь для теплоснабжения). Передача электроэнергии от электростанций к потребителям осуществляется по электрическим сетям различных номинальных напряжений.

Исторически первые электростанции сооружались на территориях заводов, фабрик или для нужд городского хозяйства и обеспечивали электро-

энергией ограниченное число потребителей, используя отдельные линии электропередачи (ЛЭП) небольшой протяжённости. Например, первая промышленная электростанция в Ростове-на-Дону, в основном для освещения, была сооружена в 1896 г. Её мощность составляла 675 кВт.

Развитие электростанций и электрических сетей по пути повышения их мощностей при возрастающем номинальном напряжении привело во всех высокоразвитых странах к созданию *электроэнергетических систем* (ЭЭС). Первые энергосистемы в СССР были созданы на основе ЛЭП 110 кВ. К 1935 г. в СССР работало 6 энергосистем с годовой выработкой свыше 1 млрд. кВт·ч каждая (в том числе Московская, Ленинградская, Донецкая, Днепропетровская).

Со следующим этапом развития ЭЭС – соединением электросетей смежных ЭЭС, появлением первых *энергетических объединений* (ОЭС) – связано освоение ЛЭП 220 кВ. Первая ЛЭП 220кВ в СССР была построена в 1933 г. для передачи 100 МВт от Нижне-Свирской ГЭС в Ленинград на расстояние 240 км. В 1942 г. было организовано первое объединённое диспетчерское управление. Оно было создано на Урале для координации работы трёх ЭЭС: Свердловэнерго, Пермэнерго, Челябинэнерго. Эти энергосистемы работали параллельно по ЛЭП 220 кВ. В послевоенный период с использованием ЛЭП 220 кВ формируется ОЭС Центра и Юга.

Завершением первого этапа по созданию единой энергетической системы (ЕЭС СССР) можно считать 1956 ... 1959 гг. В эти годы введены ЛЭП 400 кВ (позднее 500 кВ). Они обеспечили выдачу мощности двух волжских ГЭС и параллельную работу ЭЭС Центра, Средней и Нижней Волги, Урала. К 1970 г. это объединение охватывало большую часть территории Европейской части страны и называлось ЕЕЭС СССР. В 1970 г. к ЕЕЭС была присоединена ОЭС Закавказья, в 1972 – ОЭС Казахстана и отдельные районы Западной Сибири. В 1977 году введена ЛЭП 500 кВ Урал-Казахстан-Сибирь и присоединена ОЭС Сибири. С 1978 года после ввода ЛЭП-750 кВ Винница

(Украина) – Альбертиша (Венгрия) осуществлялась параллельная работа ЭЭС Восточной Европы и ЕЭС СССР.

В настоящее время в состав ЕЭС России входят 7 ОЭС, которые территориально в основном соответствуют федеральным округам нашей страны (рис. 1.2), представляющей собой высокоразвитую систему с многоуровневой иерархической структурой. Все ОЭС соединены *межсистемными высоковольтными линиями электропередачи* напряжением 220...500 кВ и выше и работают в синхронном режиме (параллельно).



Рис. 1.2. Территориальная структура ЕЭС РФ

Электрические сети ОЭС Юга показаны на рис. 1.3. В составе ОЭС Юга работают энергообъекты, расположенные на территории Краснодарского, Ставропольской краёв, Волгоградской, Астраханской, Ростовской областей, Чеченской, Ингушской, Дагестанской, Кабардино-Балкарской, Калмыкской, Северо-Осетинской и Карачаево-Черкесской республик. ОЭС обеспе-

чивает параллельную работу ЕЭС России с энергосистемами Украины, Азербайджана и Грузии.



Рис. 1.3. Карта-схема ОЭС Юга

Отличительными особенностями ОЭС Юга являются:

- исторически сложившаяся схема электрической сети на базе ВЛ 330–500 кВ, протянувшихся с северо-запада на юго-восток вдоль Кавказского хребта по районам с интенсивным гололёдообразованием, особенно в предгорьях;
- неравномерность стока рек Северного Кавказа (Дон, Кубань, Терек, Сулак), которая оказывает существенное влияние на баланс электроэнергии, приводя к дефициту электроэнергии зимой, с соответствующей загрузкой электрической сети в направлении запад-восток, и профициту в летний период, с загрузкой в обратном направлении;

- самая большая (по сравнению с другими ОЭС) доля коммунально-бытовой нагрузки в структуре электропотребления, что приводит к резким скачкам потребления электроэнергии при температурных изменениях.

В электроэнергетический комплекс ЕЭС России входит около 700 электростанций суммарной мощностью 232 451,81 МВт (на 1.01.2015 г). Сетевое хозяйство ЕЭС России насчитывает более 10700 ЛЭП номинальным напряжением 110 – 1150 кВ. В целом по Российской Федерации протяжённость линий электропередачи всех классов напряжений составляет более 2648 тыс. км.

Параллельно с ЕЭС России работают энергосистемы Азербайджана, Белоруссии, Грузии, Казахстана, Латвии, Литвы, Молдавии, Монголии, Украины и Эстонии. Через энергосистему Казахстана параллельно с ЕЭС России работают энергосистемы Центральной Азии – Киргизии и Узбекистана. Через энергосистему Украины – энергосистема Молдавии. По линиям электропередачи переменного тока осуществлялся обмен электроэнергией с энергосистемой Абхазии и передача электроэнергии в энергосистему Южной Осетии.

Совместно с ЕЭС России через преобразовательные устройства постоянного тока работали энергосистемы Финляндии и Китая. Кроме этого с энергосистемой Финляндии (входящей в ОЭС Скандинавии NORDEL) параллельно работали отдельные генераторы ТЭЦ и ГЭС Ленинградской энергосистемы, с энергосистемой Норвегии – отдельные генераторы ГЭС Кольской энергосистемы, по линиям электропередачи переменного тока осуществлялась передача электрической энергии в отдельные районы Китая [1].

Электроэнергетика СССР и девяностых годов 20 века Российской Федерации являлась естественной монополией (рис. 1.4). В начале 2000-х годов началось рыночное реформирование электроэнергетики и ЕЭС, задачами которого было создание оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ), разделение предприятий по видам бизнеса (рис. 1.4). В результате реформ со-

зданы *оптовый и розничный рынки электроэнергии* и мощности – сфера обращения особых видов товаров – электроэнергии и мощности в рамках ЕЭС России. Надёжное обеспечение потребителей электроэнергией нормативного качества в нашей стране осуществляется генерирующими, сетевыми (ФСК и МРСК) и сбытовыми энергокомпаниями. Для управления ОРЭМ созданы администратор торговой сети (АТС), центр финансовых расчётов (ЦФР), Совет рынка.

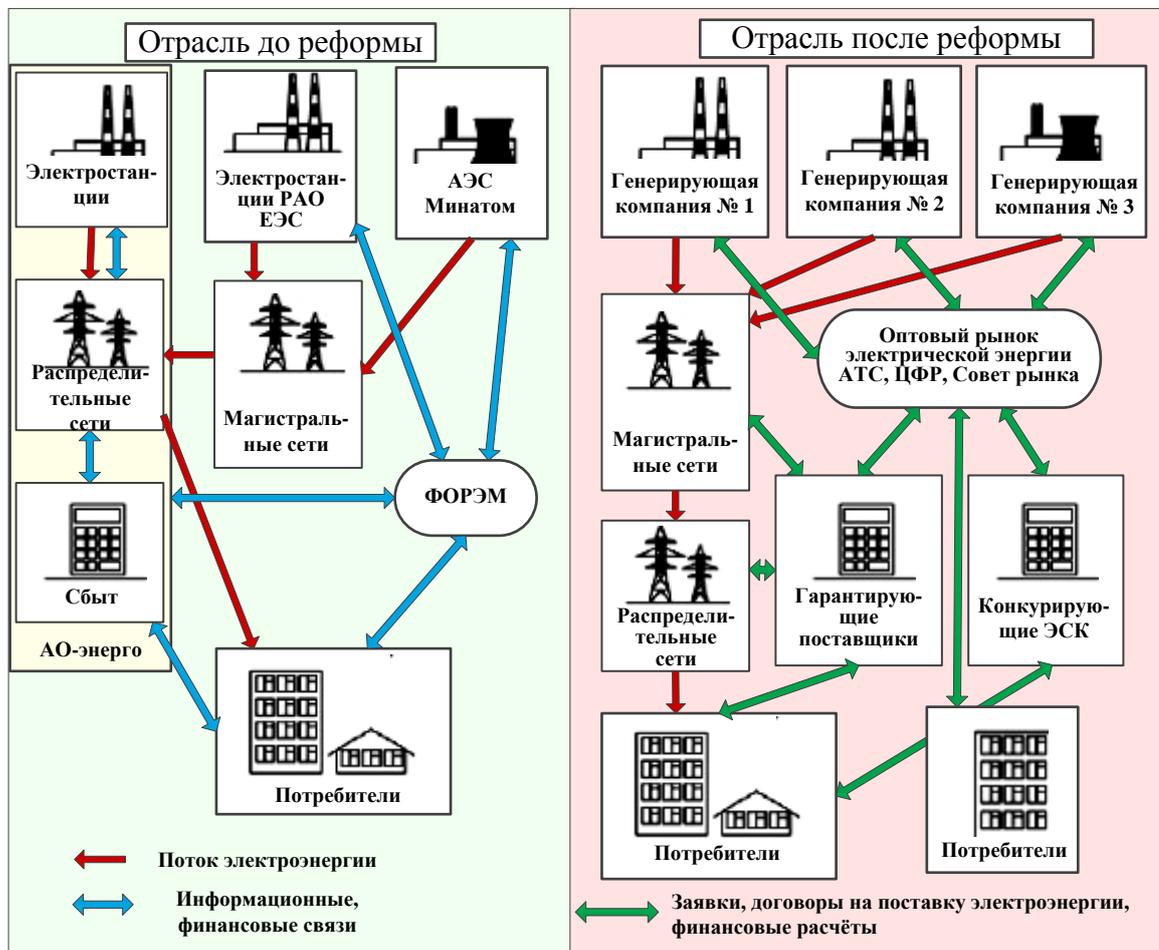


Рис. 1.4. Реформирование организационной структуры электроэнергетики

Для управления *Единой национальной электрической сетью* (ЕНЭС) в 2002 г. была создана Федеральная сетевая компания (ОАО «ФСК ЕЭС»). Концентрация управления *магистральными электрическими сетями* в ФСК имеет принципиальное значение для проведения единой тарифной политики на всем пространстве ЕНЭС, для обеспечения единой политики в об-

ласти эксплуатации, развития, технического перевооружения и реконструкции сетей. Это позволило создать функционирующую по единым правилам технологическую инфраструктуру рынка электроэнергии и обеспечить недискриминационный доступ к сетям всех участников рынка.

В результате реорганизации АО-энерго в электроэнергетике России было создано большое число новых энергетических компаний – это, как правило, управляющая компания, региональная генерирующая компания (РГК), распределительная сетевая компания (РСК), сбытовая компания, а также одна или несколько ремонтных и сервисных компаний [2].

Следующим этапом реформирования региональных энергосистем явилось проведение горизонтальной межрегиональной интеграции (консолидации ОГК, ТГК, МРСК) монопрофильных компаний. Предусматривается консолидация активов распределительных сетевых компаний в рамках межрегиональных распределительных сетевых компаний (МРСК).

Одной из важнейших составляющих процесса реформирования российской электроэнергетики является создание конкурентного сектора генерирующих мощностей путём группировки существующих электростанций в независимые генерирующие компании (ГК). В процессе реструктуризации сектора генерирующих мощностей в рамках Холдинга ОАО РАО «ЕЭС России» были созданы:

- 6 генерирующих компаний оптового рынка электрической энергии (ОГК) на базе крупных тепловых электростанций ОАО РАО «ЕЭС России» и АО-энерго;
- 1 гидрогенерирующая ОГК (ОАО «ГидроОГК») на базе крупных ГЭС ОАО РАО «ЕЭС России» и средних и малых ГЭС (включая каскады) АО-энерго;
- 14 территориальных генерирующих компаний (ТГК) на базе электростанций смежных АО-энерго (за исключением станций, вошедших в ОГК и работающих в составе изолированных АО-энерго).

Помимо ОГК и ТКГ, сформированных на базе активов РАО «ЕЭС России», на оптовом рынке действуют концерн «Росэнергоатом» и ряд других производителей электроэнергии.

Крупнейшая электростанция Ростовской области – Новочеркасская ГРЭС входит в состав ОГК-6, Цимлянская ГЭС – в ТКГ-8.

В 2001 г. был создан *оператор рынка электроэнергии* – некоммерческое партнерство «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии Единой энергетической системы» (НП «АТС» или АТС). В АТС были сосредоточены функции оператора как регулируемого, так и конкурентного секторов оптового рынка электроэнергии (мощности).

Управление таким большим синхронно работающим объединением, каким является ЕЭС России, представляет собой сложнейшую инженерную задачу, не имеющую аналогов в мире. Для её решения в России создана многоуровневая иерархическая система оперативно-диспетчерского управления, включающая: Системный оператор – Центральное диспетчерское управление (СО-ЦДУ ЕЭС); семь территориальных объединённых диспетчерских управлений (ОДУ)– в каждой из семи ОЭС; региональные диспетчерские управления (56 РДУ и 12 Представительств); пункты управления электростанций и предприятий электрических сетей; оперативно-выездные бригады.

Основными задачами «СО-ЦДУ ЕЭС» являются :

- обеспечение системной надёжности в условиях развивающихся конкурентных отношений в электроэнергетике;
- обеспечение соблюдения установленных технологических параметров функционирования электроэнергетики и стандартных показателей качества электрической энергии.

Задачи управления режимами ЭЭС делятся на четыре временных уровня для каждой ступени территориальной иерархии [3]:

1. Долгосрочное планирование режимов (на месяц, год). Задачи этого уровня:

- прогнозирование потребления энергии и характерных графиков нагрузки;
- разработка балансов мощности и электроэнергии (годовых, квартальных, месячных);
- оптимизация планов использования энергоресурсов и проведения плановых ремонтов;
- разработка схем и режимов для характерных периодов года (осенне-зимний максимум, период паводка и др.), а также в связи с вводом новых объектов и расширением состава параллельно работающих ЭЭС;
- решение всего комплекса вопросов повышения надёжности электроснабжения и качества электроэнергии, внедрения и совершенствования средств диспетчерского управления и систем автоматического управления нормальными и аварийными режимами;
- разработка диспетчерских инструкций.

2. Краткосрочное планирование режимов (на сутки, неделю):

- корректировка решений 1-го уровня по мере изменения и уточнения условий работы ЭЭС (уровень потребления, обеспеченность гидроресурсами, топливная конъюнктура и т. п.); ряд решений 1-го уровня выступает здесь в виде ограничений (недельные или суточные расходы гидроресурсов, мощности агрегатов, выведенных в ремонт, и т. п.).

3. Оперативное управление текущими режимами:

- оперативное ведение текущего режима по суточным планам-графикам;
- корректировка (дооптимизация) режима при отклонении параметров режима от плановых значений.

4. Автоматическое управление нормальными и аварийными режимами:

- автоматическое управление, проводимое централизованными и местными системами и устройствами автоматического регулирования режима, устройствами релейной защиты и противоаварийной автоматики.

Существенной частью задач управления режимами ЭЭС являются *расчёты установившихся и переходных режимов ЭЭС* и электрических сетей, оптимизация режимов. Формирование *математических моделей* оборудования, моделей установившихся режимов для управления ЭЭС, *экономическая оптимизация режимов* являются предметом изучения в курсе «Планирование режимов энергосистем».

1.2. Обеспечение качества электрической энергии

Все элементы ЭЭС, включая электроприёмники, могут эффективно работать лишь при параметрах электроэнергии близких к номинальным. В число этих параметров входят: частота переменного тока, напряжение, синусоидальность формы напряжения и симметрия трёхфазной системы напряжений и токов. Все эти параметры являются *качественными показателями электроэнергии* и режима работы системы.

В условиях эксплуатации непрерывно изменяются значения нагрузок, схема системы и состав работающего оборудования. При этом меняются качественные показатели электроэнергии. Возникают *отклонения и колебания* частоты, напряжения и других показателей качества электроэнергии, что вызывает ухудшение работы всех элементов системы, а в некоторых случаях – существенное расстройство работы ЭЭС. Важнейшей задачей планирования режима ЭЭС является стабилизация качественных показателей электроэнергии на нормативно допустимом уровне.

Качество частоты в ЭЭС оценивают по *отклонению частоты* от номинальной при её медленном плавном изменении (менее 1 %/с)

$$\delta f = f - f_{\text{НОМ.}}$$

Действующим с 2013 г. стандартом (ГОСТ Р 54149-2010) допускается $\delta f_{\text{норм}}$ в нормальных режимах в пределах в пределах $\pm 0,2$ Гц в течение 95 % времени интервала в одну неделю. Временно работа ЭЭС допускается с отклонением частоты $\delta f_{\text{доп}} = \pm 0,4$ Гц в течение 100 % времени интервала в одну неделю.

Отклонение частоты от нормального значения происходит при нарушении баланса генерируемой и потребляемой активной мощности (рис. 1.5), что может быть обусловлено, например, отклонением нагрузки от планового графика.

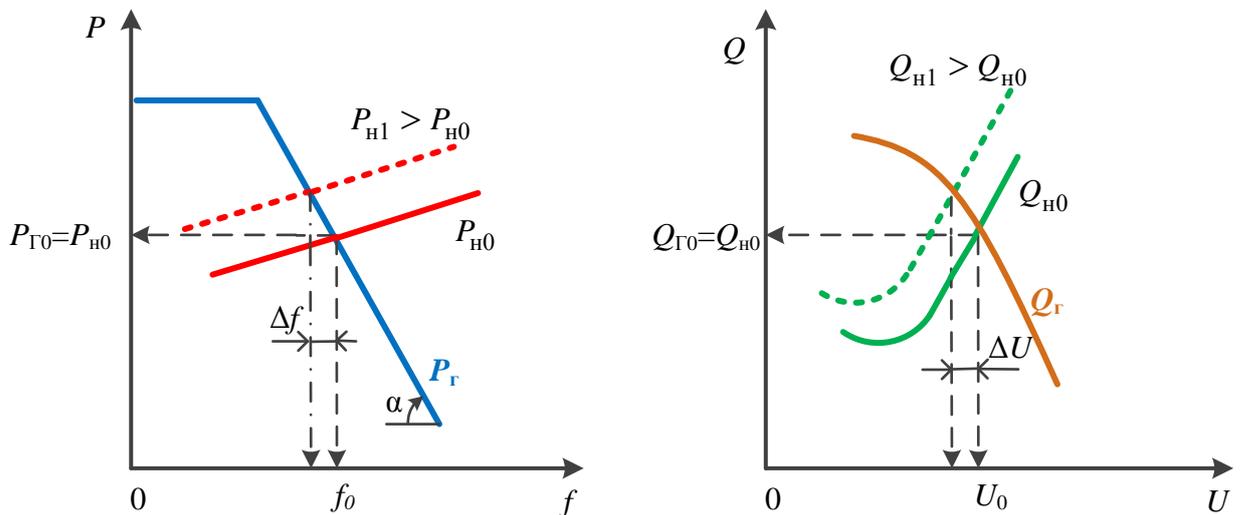


Рис. 1.5. Отклонение частоты и напряжения при изменении нагрузки

Суточная и недельная неравномерности потребления электроэнергии в отдельных ОЭС различна – в основном из-за различий в структуре электропотребления. Суточная неравномерность электропотребления в зимний период больше, чем в другие периоды года. Соответственно и диапазон регулирования мощности электростанций в этот период имеет наибольшее значение (рис. 1.6). В ряде ОЭС со значительной долей ГЭС наибольшие трудности в регулировании мощности возникают в период половодья, когда ГЭС переходят на работу в базисной части графика нагрузки и всё регулирование мощности возлагается на ТЭС.



Рис.1.6. Покрытие зимнего графика нагрузки ОЭС

Поддержание частоты в нормативных пределах обеспечивается соответствующим изменением генерации на электростанциях. Задача регулирования мощности ТЭС стала одной из наиболее трудных задач ведения режима. В утренние часы и перед вечерним максимумом нагрузки необходимо иметь повышенный вращающийся резерв мощности, обеспечивающий покрытие быстро нарастающей нагрузки. При ночном спаде нагрузки образуется избыточный вращающийся резерв.

При долгосрочном планировании прогнозируются максимум нагрузки ЭЭС и отдельных частей, типовые графики нагрузки. Прогнозирование генерирующих мощностей осуществляется с учётом ввода нового оборудования, планов ремонтов и вывода в холодный резерв.

Внеплановые отклонения нагрузки требуют оперативного изменения мощности электростанций диспетчерским персоналом и действием системы автоматического регулирования частоты и активной мощности [4]. Нарушение баланса активной мощности может быть также вызвано аварийным отключением энергоблоков или аварий в электрической сети.

Если работа ЭЭС с частотой 50 Гц не может быть обеспечена из-за отсутствия достаточных резервов активной мощности, должны быть приняты меры по снижению нагрузки.

Качество напряжения в ЭЭС характеризуется медленными изменениями, колебаниями, несимметрией и несинусоидальностью. Под **медленными изменениями напряжения** понимается разность между фактическим и номинальным значениями напряжения. Нормируется относительная величина (%) повышения $\delta U_{(+)}$ и понижения $\delta U_{(-)}$ напряжения в точках поставки электроэнергии потребителям в размере $\pm 10\%$ в течение 100 % времени интервала в одну неделю. В других точках (узлах) электрических сетей устанавливаются предельные значения превышения напряжений по условиям работы изоляции: в сетях 6...20 кВ на 20 %; в сетях 35...220 кВ – на 15 %; в ЛЭП 330 кВ – на 10 %; при более высоком напряжении – на 5 %.

Колебания напряжения, возникающие при быстрых изменениях напряжения, обычно проявляются только в распределительных сетях напряжением 6(10) кВ и ниже. Наиболее частой причиной колебаний напряжения в сети являются пуски электродвигателей. Колебания напряжения наибольшее влияние оказывают на работу осветительных приборов. Возникает «мигание» ламп, влияющее на зрительное восприятие людей. Колебания напряжения нормируются величиной дозы **фликера** P_{st} (не более 1,38).

Несимметрия напряжений характеризуется коэффициентами несимметрий по обратной K_{2U} и нулевой K_{0U} последовательностям.

$$K_{2U} = \frac{U_2}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 \leq 2 \% \quad (\text{предельно } 4 \%);$$

$$K_{0U} = \frac{U_0}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 \leq 2 \% \quad (\text{предельно } 4 \%).$$

Несимметрия вызывает дополнительные отклонения напряжения по фазам, рост потерь активной мощности.

Несинусоидальность напряжения означает наличие наряду с гармоникой основной частоты U_1 других гармоник U_n высших частот (до сорокового порядка). Нормируются коэффициенты гармонических составляющих $K_{U(n)}\%$ (доля от напряжения основной гармоники). Причиной несинусоидальности напряжений и токов в сетях является нелинейность отдельных элементов сети. Наибольшее влияние оказывают выпрямительные установки промышленных предприятий и транспорта.

Напряжение в электрической сети регулируется оперативным персоналом в соответствии с заданными графиками напряжения в контрольных точках сети. Задаются оптимальные почасовые графики и предельно допустимые отклонения напряжения от номинального. Уровни напряжения должны соответствовать возможностям ЭЭС по располагаемой реактивной мощности и средствам её регулирования. Оперативный персонал каждой ступени управления обеспечивает поддержание напряжения в контрольных точках сети, находящейся в его управлении.

Необходимость ввода в эксплуатацию компенсирующих устройств и средств регулирования режима по напряжению и реактивной мощности обусловлено как требованиями улучшения качества электроэнергии (рис.1.5), так и снижением потерь электроэнергии в электрических сетях.

1.3. Обеспечение надёжности

Надёжность есть свойство системы выполнять заданные функции, сохраняя эксплуатационные показатели в заданных пределах. Степень выполнения функций характеризуется значениями некоторых функционалов, называемых показателями надёжности. В ЭЭС в качестве её функций целесообразно рассматривать обеспечение сохранности энергетического оборудования, бесперебойное снабжение потребителей электроэнергией требуемого качества, сохранение параллельной работы ЭЭС.

Надёжность функционирования ЭЭС определяется надёжностью и техническими показателями оборудования: (генераторы, ЛЭП и т.д.), схемой электрической сети, обеспеченностью электростанций энергоресурсами, режимами работы (запасами статической и динамической устойчивости), качеством обслуживания, величиной резервов. Большинство факторов, влияющих на надёжность системы, можно целенаправленно изменять как за счёт более рационального использования затрат (при проектировании, изготовлении, монтаже и эксплуатации оборудования и системы в целом), так и за счёт увеличения этих затрат. Поэтому надёжность ЭЭС есть её технико-экономический показатель.

В настоящее время используется понятие "живучесть ЭЭС". Под "живучестью" обычно понимают способность системы выдерживать возмущения, обусловленные крупными авариями. Надёжность электроснабжения тем выше, чем большей живучестью обладает система. Однако возмущения, определяющие живучесть системы, в отличие от возмущений, определяющих её устойчивость, являются редкими событиями и при расчёте надёжности не рассматриваются. С решением задач обеспечения живучести ОЭС и ЭЭС связаны мероприятия, гарантирующие надёжную параллельную работу ЭЭС, предотвращение развития аварий в системные, недопущение полного развала ЭЭС или её значительной части

Надёжность ЭЭС обеспечивается:

- а) резервированием, т.е. созданием избыточности элементов ЭЭС путём дублирования или выбора параметров оборудования с запасом;
- б) созданием целенаправленного управления, цель которого обеспечение полного использования резервов в ЭЭС или минимизация потерь и ущербов.

Стремление обеспечить экономичность работы энергосистем обуславливает ведение режимов ОЭС с минимально допустимыми запасами устойчивости и резервов мощности. При этом ликвидация аварийных ситуаций усложняется необходимостью срабатывания целого комплекса устройств РЗА. Необходимость срабатывания большого числа устройств РЗА и выключателей повышает вероятность отказа одного или нескольких из них.

Для повышения надёжности и смягчения последствий, возникающих в ЭЭС аварийных ситуаций, предусматриваются специальные мероприятия, существенной частью которых является резервирование.

Резерв генерирующей мощности R – разность между располагаемой мощностью системы N_p и её нагрузкой N . Этот резерв предназначен для обеспечения снабжения потребителей электрической энергией требуемого качества при повышении мощности нагрузки по сравнению с ожидаемой, при планово-предупредительном ремонте, аварийных ремонтах.

Характер задачи выбора и использования резервов мощности изменяется в зависимости от временного уровня расчёта и территориального размера ЭЭС. На этапах проектирования ЭЭС главным является определение и уточнение общей величины резерва генерирующей мощности. на уровнях хозяйственно-диспетчерского управления основное значение приобретают вопросы наиболее рационального использования резерва.

Технический резерв R предназначается для обеспечения нормальной работы ЭЭС, его необходимость обуславливается технологическими факто-

рами, присущими ЭЭС. Технический резерв подразделяется: по целевому назначению на аварийный, нагрузочный и ремонтный.

Аварийный резерв R_a используется для компенсации снижений располагаемой мощности, вызванных аварийными простоями генерирующего оборудования.

Нагрузочный резерв R_n служит для покрытия случайных нерегулярных колебаний нагрузки (частотный резерв).

Ремонтный резерв R_p – для проведения планового ремонта оборудования.

Аварийную и нагрузочную составляющие объединяют в оперативный резерв R_o .

Необходимые коэффициенты запаса статической устойчивости в послеаварийных режимах и условия применения противоаварийной автоматики для обеспечения успешности переходных процессов должны соответствовать требованиям по устойчивости энергосистем.

В нормальной схеме и при нормальном перетоке устойчивость в сети 500 кВ и ниже должна обеспечиваться без применения ПА при возмущениях группы I. К этой группе относится отключение сетевого элемента основными защитами при однофазном К.З. с успешным АПВ (для сетей 330 кВ и выше – ОАПВ, 110-220 кВ - ТАПВ), а также с неуспешным АПВ.

При отключении элемента сети 750 кВ и выше, в том числе в результате неуспешного ОАПВ после однофазного К.З., устойчивость может обеспечиваться с применением ПА, но без воздействия на разгрузку АЭС и при объеме нагрузки, отключаемой САОН, не более 30 % передаваемой по сечению мощности и не более 5-7 % нагрузки приёмной энергосистемы (большее число относится к энергосистеме, меньшее – к энергообъединению).

В правилах устройства электроустановок [5] приёмники электроэнергии разделяются на три категории. В зависимости от категории электропри-

ёмников нормируются показатели надёжности электроснабжения. Используют следующие показатели надёжности:

А. Показатель, связанный с частотой отказов: параметр потока отказов

ω - математическое ожидание числа отказов в единицу времени.

Б. Показатели, связанные с продолжительностью безотказной работы и отказов:

- Средняя продолжительность безотказной работы (наработка на отказ) - T_0 .
- Функция: распределения вероятностей продолжительности безотказной работы $F(T_\xi)$.
- Функция распределения вероятностей продолжительности отказа $F(\tau_\xi)$.
- Средняя продолжительность отказа (среднее время восстановления) - τ или T_B .
- Математическое ожидание случайной суммарной продолжительности безотказной работы за расчётный период, отнесённое к продолжительности этого периода (вероятность работоспособности) - p .
- Математическое ожидание случайной суммарной продолжительности отказов за расчётный период, отнесённое к продолжительности этого периода (вероятность нахождения системы в состоянии отказа) - q .

В. Показатели, интегрально учитывающие частоту, продолжительность и глубину отказов:

- Функция распределения вероятностей недоотпуска электроэнергии потребителям в течение расчётного периода - $F(\Delta W_\xi)$.
- Среднее значение математического ожидания недоотпуска электроэнергии потребителям в течение расчётного периода - ΔW .

- Относительное удовлетворение потребителей электроэнергией в течение расчётного периода $\pi = 1 - \frac{\Delta W}{W}$ (W – необходимое количество энергии).

1.4. Обеспечение экономичности

В нормальном режиме должно осуществляться обеспечение потребителей электроэнергией в полном объёме, нормативного качества при максимальной экономичности производства, передачи и распределения энергии во всём энергообъединении. Решение этой задачи обеспечивается:

- улучшением экономических характеристик агрегатов электростанций;
- оптимизацией состава агрегатов, включённых в работу;
- оптимизацией распределения активных мощностей между параллельно работающими ОЭС, электростанциями, и включёнными агрегатами;
- оптимизацией использования энергоресурсов и выработки электроэнергии за длительный период времени;
- оптимизацией схемы и режима электрической сети по напряжению и реактивной мощности.

Улучшение экономических характеристик каждого агрегата является местной задачей, решаемой на электростанциях.

Основной оптимизационной задачей *долгосрочного планирования*, решаемой обычно в ЦДУ и ОДУ, является задача оптимизации использования гидроэнергетических ресурсов каскадов ГЭС с водохранилищами сезонного, годового и многолетнего регулирования. Такая оптимизация приближённо может быть выполнена по критерию максимальной выработки электроэнергии ГЭС. На этом временном этапе формируют графики капитально-

го ремонта основного энергетического оборудования, распределяют топливные ресурсы в годовом и квартальном разрезах.

При *краткосрочном планировании* решается задача выбора состава включённого оборудования. Оптимизация суточного режима ЭЭС осуществляется по методу относительных приростов с учётом потерь мощности в сетях. При этом учитываются ограничения по суточной выработке ГЭС. Планирование суточных режимов проводится по активной мощности с дооптимизацией режима в течение суток.

Покупатели и поставщики электрической энергии (мощности) участвуют в отношениях купли-продажи электрической энергии и мощности на оптовом рынке в краткосрочной перспективе. Для участия на оптовом рынке электроэнергии минимальная требуемая величина присоединённой мощности энергопринимающего оборудования в группе точек поставки потребления составляет 750 кВ·А.

Механизм ценообразования, посредством которого формируются цены покупки / продажи электроэнергии на основании заявок участников, носит название «*Рынок на сутки вперёд*» [6, 7]. На рынке на сутки вперёд торговля электроэнергией происходит по цене, устанавливаемой под влиянием спроса и предложения.

Основой рынка на сутки вперёд является проводимый коммерческим оператором оптового рынка в лице ОАО «Администратор торговой системы» *конкурентный аукцион* ценовых заявок поставщиков и покупателей за сутки до даты реальной поставки электроэнергии. На рынке на сутки вперёд торговля электроэнергией происходит по цене, устанавливаемой под влиянием спроса и предложения. Конкурентный аукцион проводится между *поставщиками электрической энергии*, в качестве которых выступают электростанции или генерирующие компании оптового рынка, и *покупателями электрической энергии*, в качестве которых выступают участники – потребители электрической энергии. Результатами конкурентного аукциона явля-

ются почасовые значения цен и объёмов на каждый час следующих суток. В ЕЭС России прогнозирование (планирование) электроэнергетических режимов осуществляется на интервалы времени в один час, поэтому все операции по покупке и продаже электроэнергии на оптовом рынке электроэнергии также осуществляются с дискретностью в один час.

В ценовых заявках участников оптового рынка содержатся 24 пары почасовых значений «цена-количество» для определённых суток поставки электроэнергии. Значение «цена» каждой почасовой пары содержит желаемую цену спроса / предложения, отражающую готовность участника купить / продать в группе точек поставки электроэнергии по цене не выше / не ниже указанной в заявке. Значение «количество», указанное в заявках, отражает величину желаемого спроса или предложения участников оптового рынка на поставку электроэнергии с оптового рынка. Величины «количество», указываемые в заявках, участники оптового рынка формируют на основании результатов почасового планирования и прогнозирования будущих показателей собственного спроса на электропотребление.

Результатом конкурентного отбора являются почасовые объёмы и цены, получаемые в результате пересечения полученных кривых (рис. 1.7). Все объёмы, указанные в заявках на покупку / продажу электроэнергии, оказавшиеся слева от точки пересечения кривых, являются востребованными рынком и отобранными на сутки вперёд. Те заявки, объёмы которых оказались правее пересечения, являются невостребованными рынком. Покупатели, чьи заявки оказались невостребованными рынком, могут либо ограничить своё потребление, либо потреблять электроэнергию, но уже по более высоким ценам.

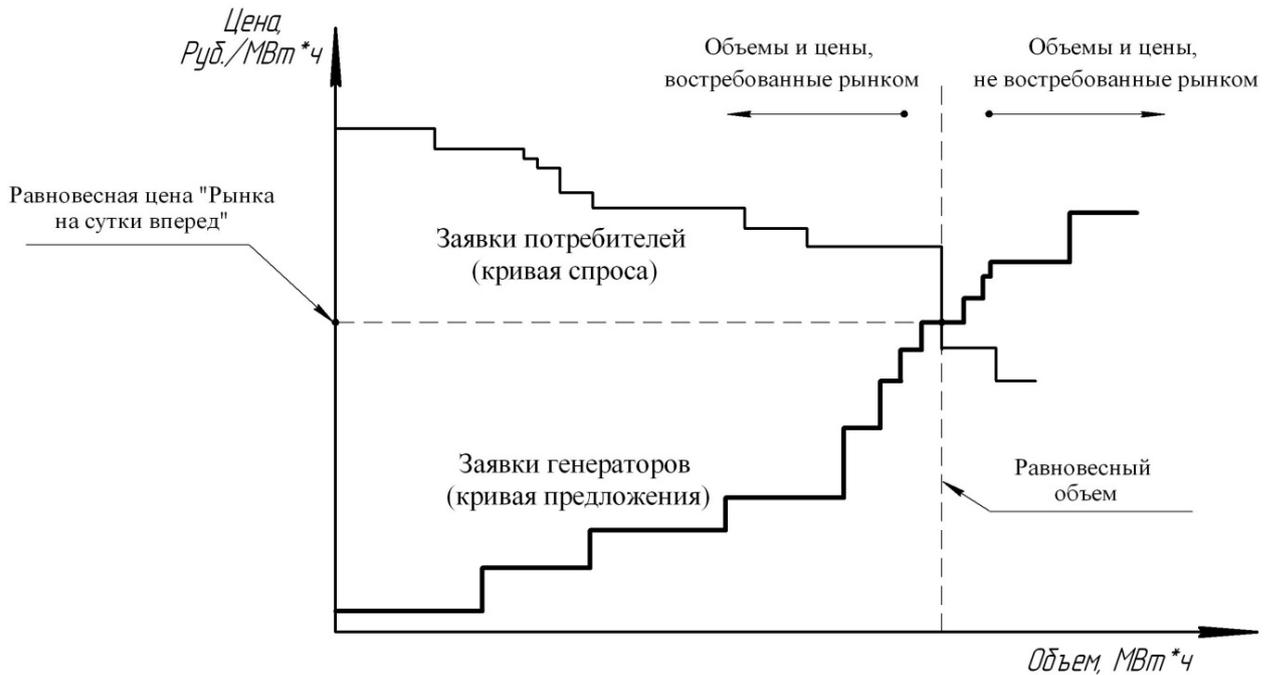


Рис. 1.7. Формирование цены «Рынка на сутки вперед»

Геометрическая иллюстрация правил ценообразования на рынках, предполагающих учёт зависимости цены от места расположения узла присоединения электроустановки участника рынка к электрической сети, графически ничем не отличается от приведённой на рис. 1.7. Отличия состоят в том, что:

а) графики спроса и предложения должны быть представлены для каждого узла расчётной модели энергосистемы;

б) значение равновесной цены в каждом узле расчётной модели (узловой цены) определяется с учётом потерь мощности в электрической сети при передаче электроэнергии в рассматриваемый узел из узла, в котором находится упомянутый генератор, доступный по пропускной способности сети.

Математически узловая цена рынка C_{mj} определяется как частная производная стоимости электроэнергии C_k в узле k , который располагает наиболее дешёвым доступным генератором с точки зрения узла j , от нагрузки W_j в данном узле j :

$$C_{mj} = \partial C_k / \partial W_j.$$

Все внеплановые отклонения фактических величин электропотребления от ранее поданных прогнозов докупаются и продаются по другим ценам в секторе оптового рынка, называемом *«балансирующий рынок»*. Балансирующий рынок представляет собой рынок отклонений фактического почасового производства и потребления электроэнергии от планового торгового графика и предназначен для обеспечения баланса производства и потребления в реальном времени. «Небаланс» в энергосистеме регулируется Системным оператором посредством регулирующих воздействий на электростанции в части увеличения или снижения производства электроэнергии [8].

Цены балансирующего рынка невыгодны для участников, допустивших ошибки в прогнозе, тем самым, правила рынка стимулируют участников к повышению точности прогнозирования. Как было сказано ранее, превышение фактического электропотребления над плановым обязывает участника докупить электроэнергию на балансирующем рынке, снижение фактического потребления относительно планового обязывает участника произвести сделку продажи излишнего объёма на балансирующем рынке по ценам балансирующего рынка (рис. 1.8).

Если фактическое электропотребление энергосистемой превысило план, то системный оператор поочерёдно загружает электростанции, начиная с самой «дешёвой».

Цена балансирующего рынка в данном случае будет определена по цене заявки генератора, чья ступень оказалась на пересечении объёма потребителей (рис. 1.9).

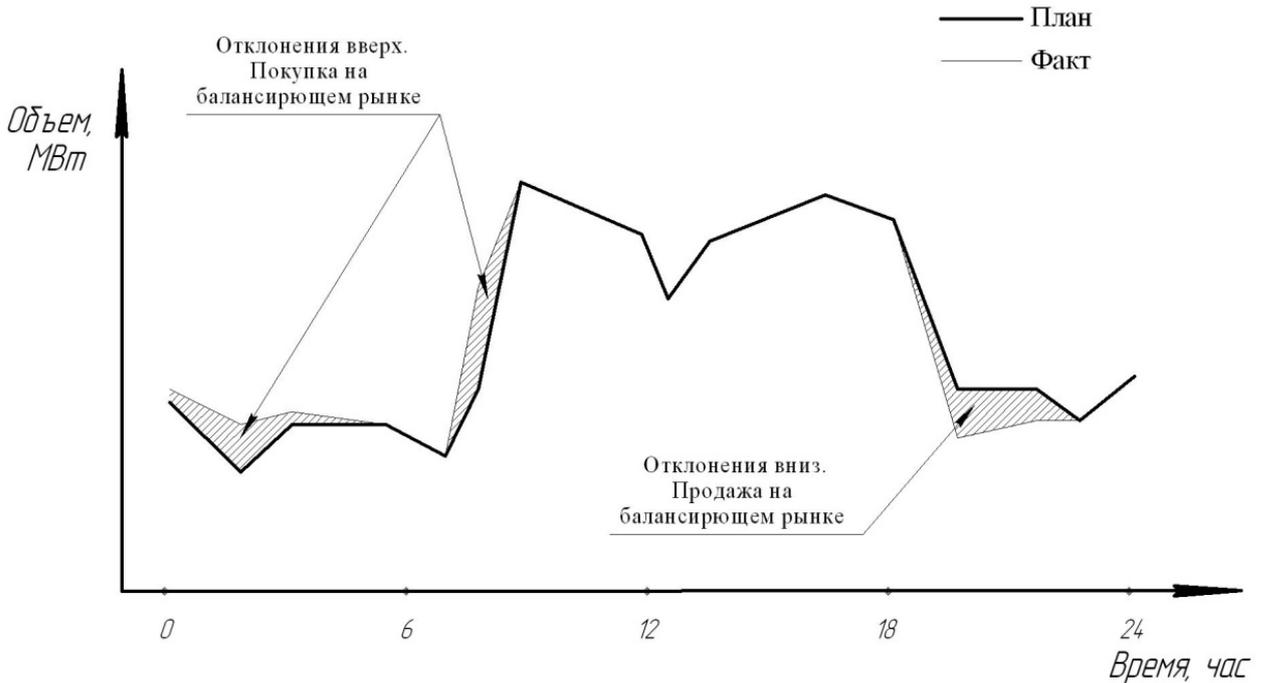


Рис. 1.8. Отклонения фактических почасовых величин электропотребления от прогнозных

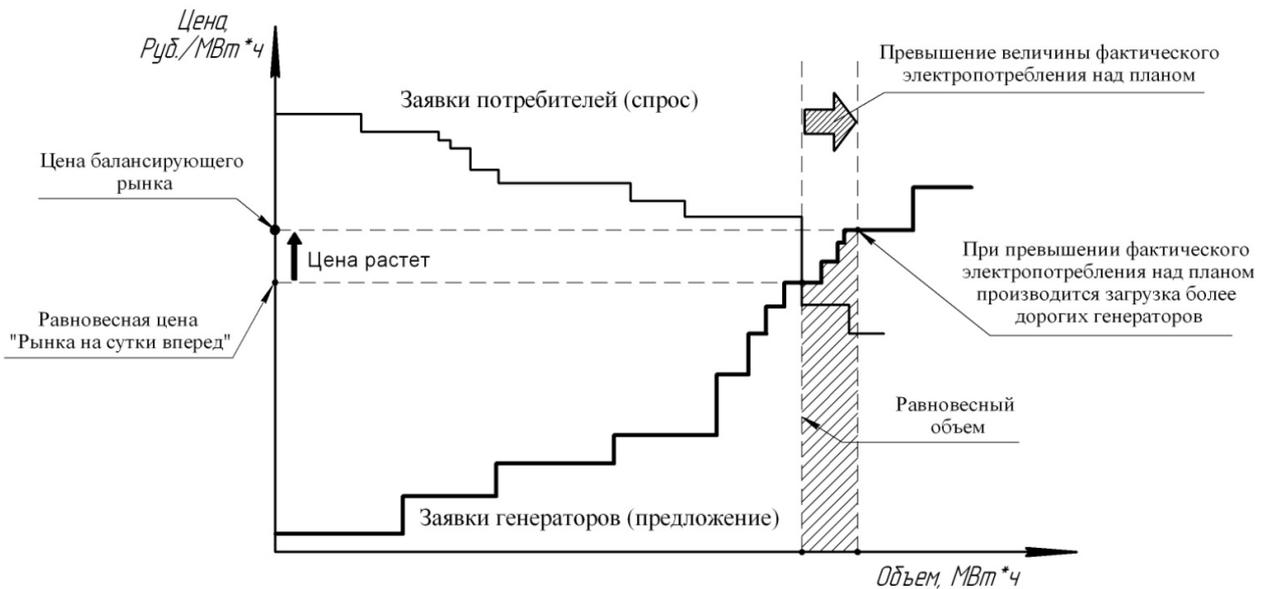


Рис. 1.9. Формирование цены балансирующего рынка при превышении фактического потребления энергосистемой над планом [8]

Обратная ситуация: если фактическое электропотребление энергосистемой оказалось ниже плана, то системный оператор поочередно снижает нагрузку электростанций, начиная с самой «дорогой». Цена балансирующего рынка в данном случае будет определена по цене заявки генератора, чья ступень оказалась на пересечении объёма потребителей (рис. 1.10).

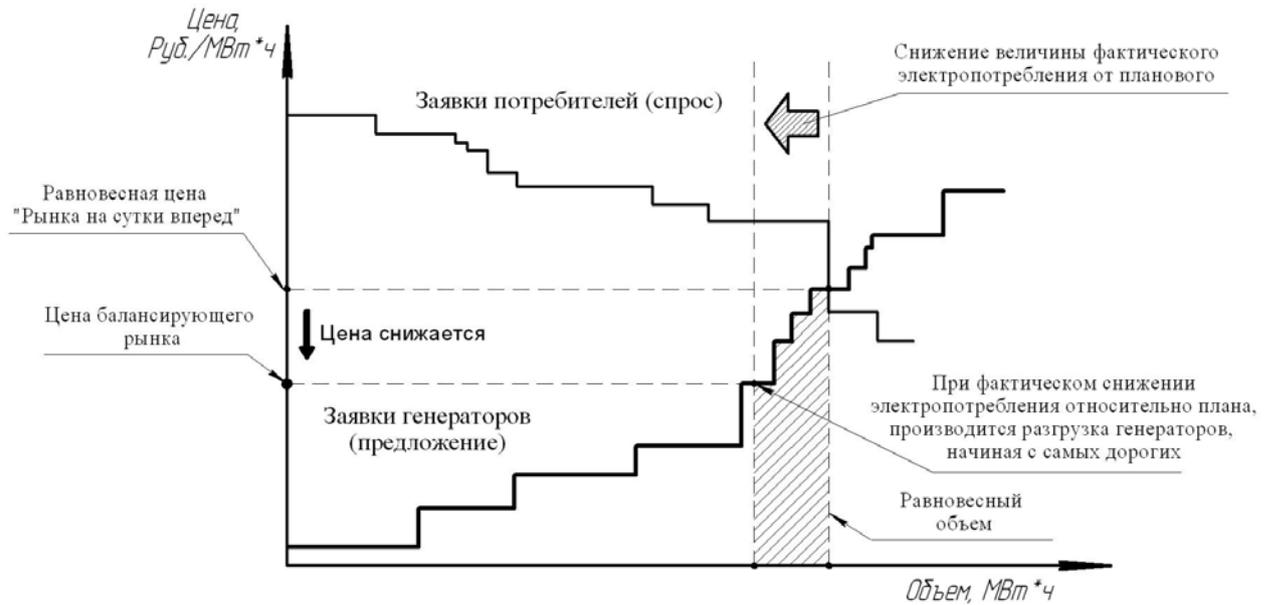


Рис. 1.10. Графическое формирование цены балансирующего рынка при снижении фактического потребления энергосистемой от плана

Таким образом при планировании на сутки вперед (спотовый рынок) решаются задачи конкурентного отбора:

- поставщиков мощности;
- состава включённого генерирующего оборудования;
- поставщиков электроэнергии при планировании диспетчерских графиков на сутки вперед;
- поставщиков электроэнергии на балансирующем рынке.

Решение всех задач конкурентного отбора производится по следующей универсальной схеме:

- администратор торговой системы собирает заявки участников;
- заявки накладываются на расчётную модель, формируемую и актуализируемую Системным оператором в соответствии с планируемыми системными условиями;
- производится оптимизационный расчёт с учётом системных ограничений – ценовой аукцион, в результате которого у участников рынка формируются обязательства (графики поставки/покупки и цен); на ос-

новании полученного решения определяются режимные параметры ЭЭС и ОЭС, позволяющие реализовать результаты аукциона.

1.5. Информация для управления режимами

Оценка допустимости и экономичности режимов ЭЭС и электрической сети, принятие решений по управлению их режимами основано на сборе, обработке и анализе значительных объёмов технической и экономической информации. Часть этой информации представляет собой потоки данных с объектов управления об их состоянии и режимах работы. Обработка поступающей информации ведётся в режиме реального времени, поэтому качество принимаемых диспетчером решений и условия работы автоматических систем зависят от надёжности и производительности информационных систем.

Другая часть информации представляет собой поток данных для осуществления долгосрочного и краткосрочного планирования режимов, координации ремонтной деятельности.

Наиболее точным и оперативным источником данных о параметрах режима ЭЭС является *телеинформация*, поступающая в диспетчерский пункт по каналам связи телемеханики. Средства телемеханики используются для оперативно-диспетчерского контроля режима работы электрических сетей и ЭЭС (телеизмерения, телесигнализация) и телеуправления (переключения, блокировки, изменение уставок регуляторов).

Система телемеханики состоит из диспетчерского пункта телемеханики (ДП) и множества контрольных пунктов (КП), связанных с ДП линиями связи, как правило, по радиальной схеме (рис. 1.11). ДП телемеханики обычно размещается на диспетчерском пункте электроэнергетического предприятия, а КП телемеханики – на подстанциях и электростанциях. В качестве линий связи могут использоваться обычные кабели связи, оптоволоконные кабели, линии электропередачи, средства радиосвязи. Средствами ДП и КП те-

лемеханики по одной линии связи на разных частотах могут создаваться несколько каналов связи.

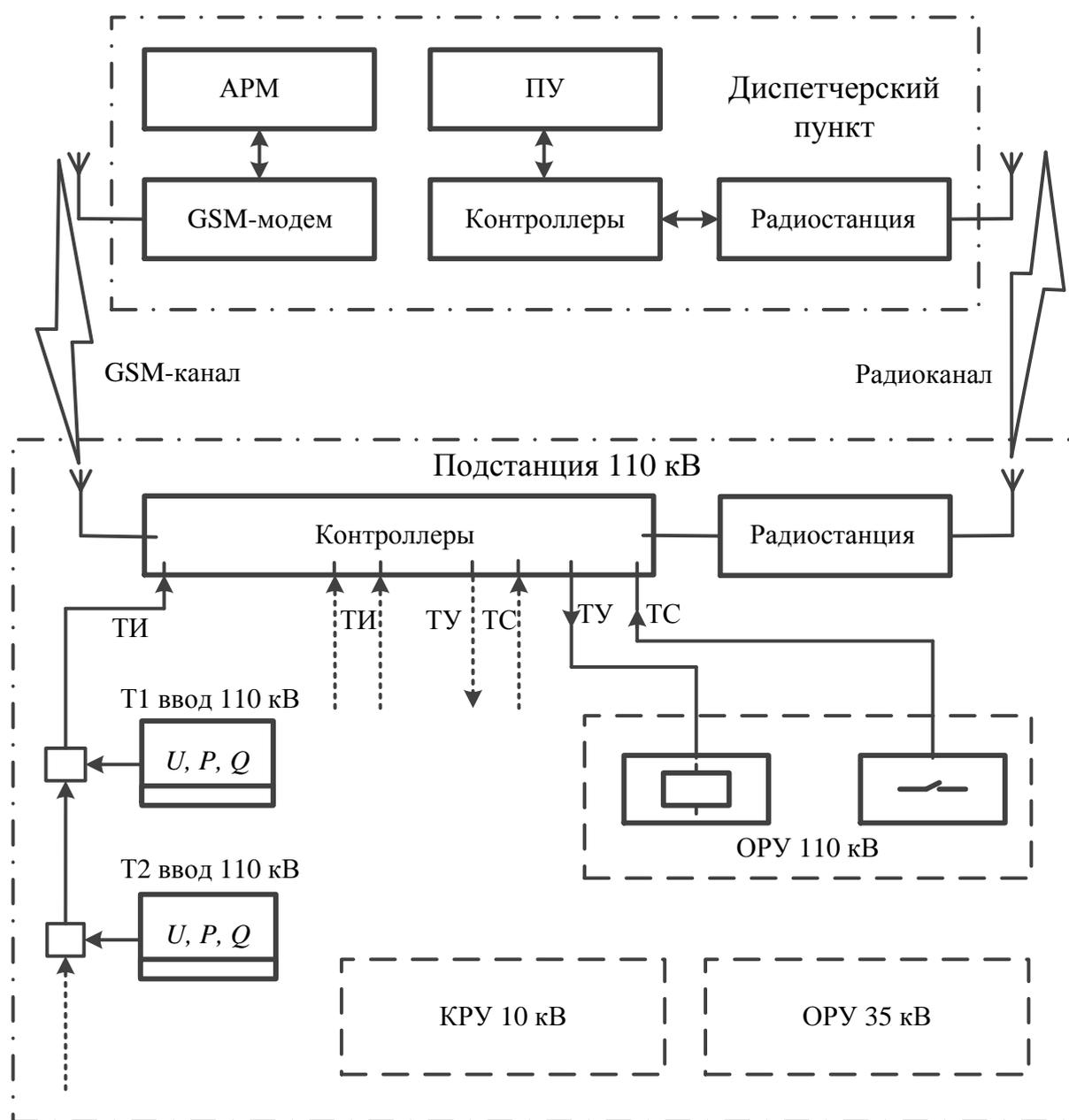


Рис. 1.11. Структурная схема телемеханики

К каждому каналу связи на КП подключается один датчик *телеизмерения* (ТИ), измеряющий какой-либо один параметр режима объекта, или несколько датчиков *телесигналов* (ТС). Телесигналы несут информацию о положении (включено, отключено) выключателей, разъединителей, отделителей. Очередные ТИ, ТС поступают в ДП телемеханики каждые 5 секунд,

отображаются на щите управления и сохраняются в архивах с различной глубиной ретроспективы.

Система ТС охватывает практически все элементы ЭЭС для напряжений выше 35 кВ и позволяет контролировать любые изменения состава электрической сети и генераторов. Система ТИ, предназначенная для контроля режима работы ЭЭС, весьма ограничена и позволяет контролировать только наиболее важные элементы. В состав ТИ входят потоки мощности ЛЭП 220 кВ и выше, автотрансформаторов ПС, мощности электростанций и напряжения в контрольных точках сети. Линии 110 кВ оснащаются установками ТИ в ограниченном объёме.

Применяемые в настоящее время в энергетике системы телемеханики могут насчитывать несколько тысяч ТИ и ТС. С помощью одной системы диспетчерской телемеханики наблюдается территория примерно одной области или края (рис. 1.12).

Линии, трансформаторы и сборные шины, снабжённые устройствами ТИ, образуют электрически связанный район сети, называемый *наблюдаемой частью* электрической сети.

Остальные элементы образуют *ненаблюдаемую часть*. Граница между этими частями проходит, как правило, по шинам подстанций 110 и 35 кВ. Отсутствие ТИ в ненаблюдаемой, весьма большой части сети, существенно затрудняет расчёты режимов. Расчётная схема сети может быть больше наблюдаемой части сети при использовании дополнительной информации из других источников.

Одновременно с ТИ и ТС в диспетчерский пункт электроэнергетического предприятия поступает режимная информация *автоматической системы коммерческого учёта электроэнергии* (АСКУЭ). С помощью АСКУЭ осуществляется в первую очередь контроль и фиксация объёмов электроэнергии, переданной и принятой в граничных точках электроэнергетического предприятия.

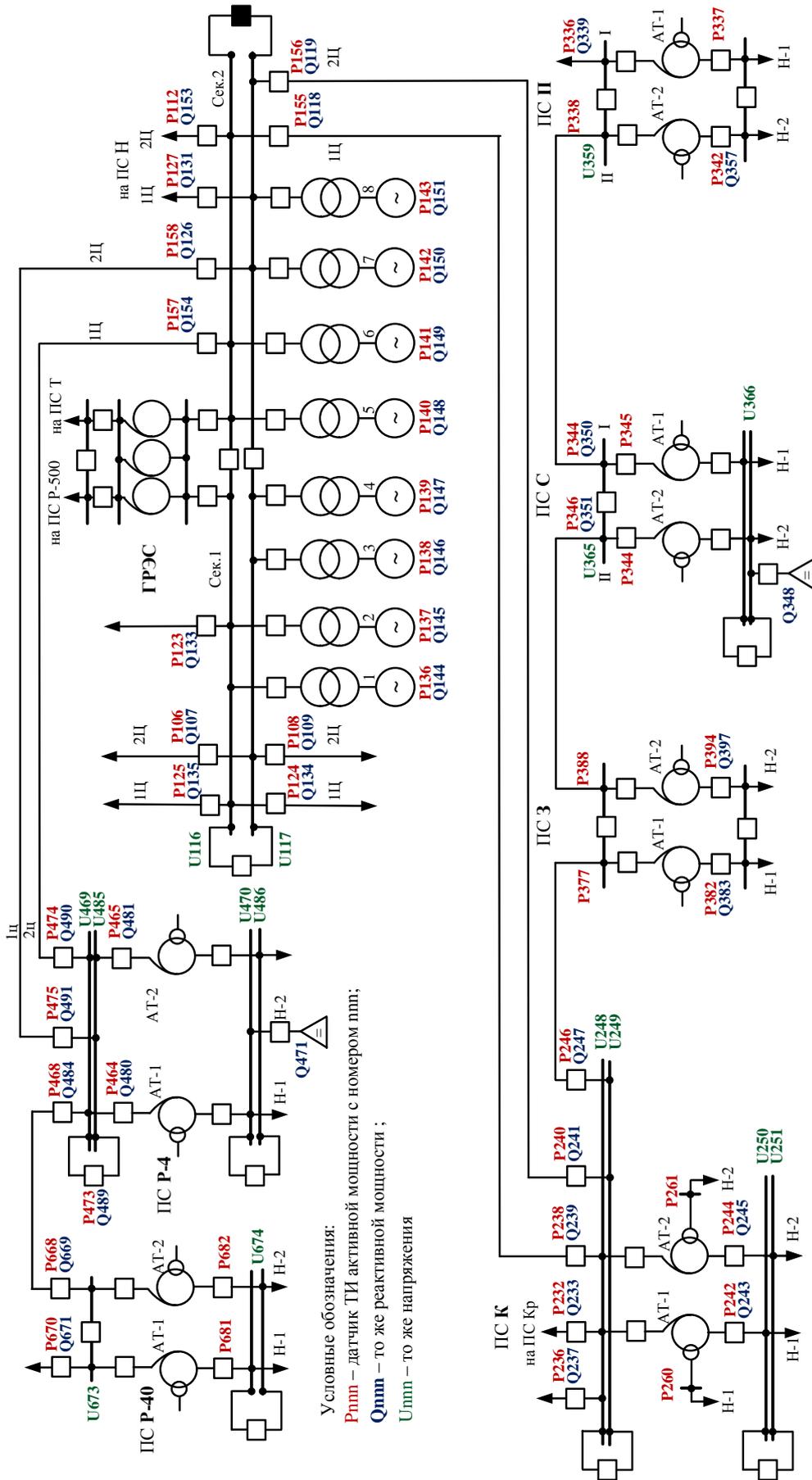


Рис. 1.12 Фрагмент сети 220 кВ ОЭС с размещением датчиков ТИ

Одновременно с учётом электроэнергии в АСКУЭ осуществляется регистрация, передача и хранение графиков нагрузки в граничных точках, в том числе в линиях 10(6) кВ, отходящих от подстанций 110/10(6) кВ.

Дополнительно используются сезонные *суточные контрольные замеры* мощностей нагрузок и напряжений узлов сети. При проведении этих замеров в течение характерных суток записываются показания всех приборов, установленных на подстанциях и электростанциях.

Вся информация, поступающая на диспетчерский пункт (данные телемеханики, АСКУЭ, контрольных замеров), содержит ошибки. Они обусловлены в основном ограниченной точностью приборов измерений, разновременностью измерений, а в системах телемеханики и АСКУЭ и длиной информационного слова, в которое записывается одно измерение. Нормативная относительная погрешность измерения P , Q составляет 1,2...2,0 %, напряжения – 0,5...1,0 %. Грубые ошибки обусловлены помехами и отказами в системах телемеханики, человеческим фактором. Наличие ошибок в исходной информации обуславливает выработку мер по повышению её достоверности.

Существенного повышения качества исходной информации можно обеспечить, прежде всего, путём применения более совершенных (и дорогих) технических средств. Второй путь повышения качества исходной информации – это обработка данных с помощью специальных алгоритмов на ЭВМ (фильтрация данных) [9].

Развитие информационных систем Системного оператора рассматривается как важная организационно-техническая и экономическая задача. К первоочередным направлениям развития информационных систем относятся:

- совершенствование средств и систем автоматизации процессов технологического управления;
- улучшение технологий передачи, обработки и защиты информации;
- разработка корпоративных информационно-сетевых систем.

Перспективными направлениями развития информационных систем следует считать:

- внедрение цифровых систем телеметрии объектов и ресурсов электроэнергетики и создание отраслевых защищённых систем;
- развитие технологий управления на основе систем оперативного мониторинга объектов и ресурсов;
- интеграция систем диспетчерского управления, визуализации и отображения информации и развитие технологий управления на основе мониторинга и прогнозирования состояния объектов и ресурсов.

2. ОСНОВЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ РЕЖИМОВ ЭЭС

2.1. Моделирование объектов управления в ЭЭС

Чтобы количественно характеризовать свойства элементов сети (рис.2.1), составляют её *математическую и компьютерную модели* путём объединения моделей отдельных элементов (ЛЭП, трансформаторов, компенсирующих устройств и др.).

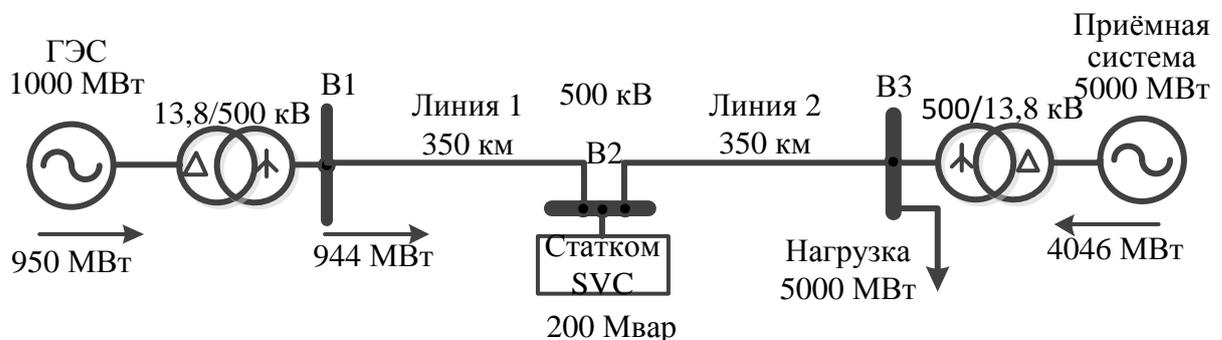


Рис.2.1. Принципиальная схема электропередачи ГЭС – система

Под математической моделью понимают приближённое описание объекта моделирования, выраженное с помощью математической символики без конкретизации числовых значений её параметров. Реализованная на компьютере математическая модель называется компьютерной математической моделью, а проведение целенаправленных расчётов с помощью компьютерной модели называют *вычислительным экспериментом*. Широкое распространение получили компьютерные модели (рис. 2.2), разрабатываемые для MatLab – Simulink.

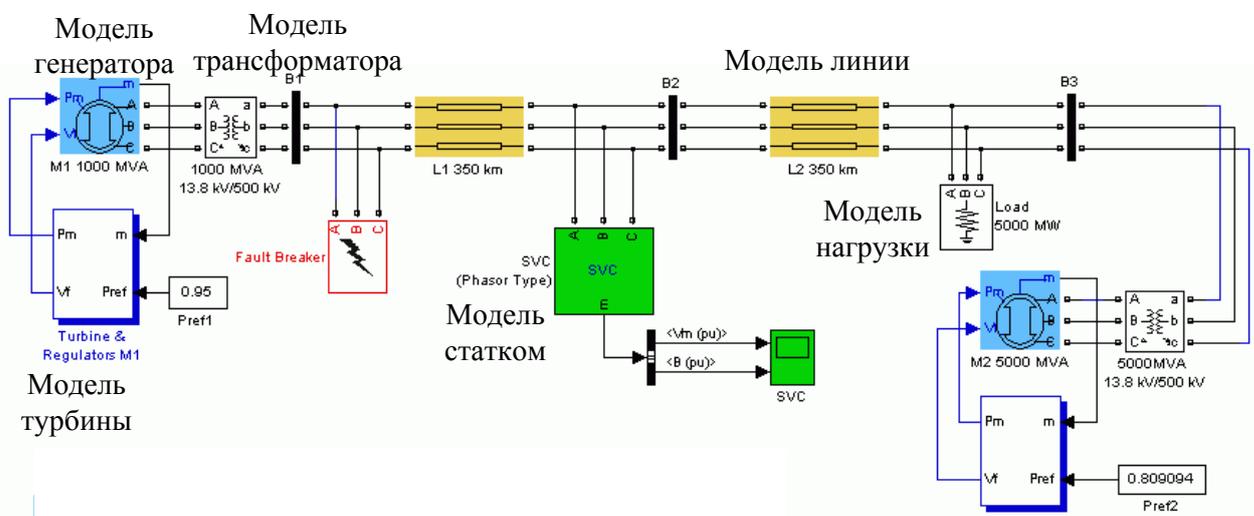


Рис. 2.2. Компьютерная модель для анализа установившегося и переходных режимов электропередачи

Модели сети составляют для выполнения расчётов её режимов на основе принципиальных схем соединений или схем коммутации. Традиционно при изучении ЭЭС математические модели её элементов, сети и ЭЭС называют *схемами замещения*. Модели (схемы замещения) отдельных элементов состоят, как правило, из нескольких компонент, отражающих определённое электромагнитное явление. При расчётах симметричных установившихся режимов модели элементов соответствуют одной фазе трёхфазной электрической цепи. Общей частью всех таких моделей элементов, образующих сеть, является нейтраль цепи, изображаемая в виде заземления.

Важнейшим явлением, отражаемым в модели каждого элемента, является его *энергетическая характеристика*. Потери активной мощности отражаются активными сопротивлениями или проводимостями. Потерям реактивной мощности соответствуют реактивные (индуктивные) сопротивления или проводимости. Генерация реактивной мощности отражается ёмкостными сопротивлениями или проводимостями.

В модели элемента, графическим изображением которой является схема замещения, имеются *продольные и поперечные ветви*. По продольной ветви проходит ток нагрузки. Потери мощности в этой ветви определяются нагрузочным током. Поперечные ветви включены на полное напряжение и соединены с нейтралью схемы. Потери мощности в таких ветвях определяются величиной напряжения. На схеме замещения трансформатора и автотрансформатора дополнительно отражается явление трансформации, т.е. изменения параметров режима – напряжений и токов. Значения полной мощности при этом не изменяется.

В модели сети должны быть отображены элементы, соответствующие работе потребителей и источников питания. Так как эти элементы соответствуют потреблению мощности и генерации, то их представляют *нагрузками*. Генерация мощности представляется как потребление мощности с обратным знаком.

Моделирование режимов ЕЭС и ОЭС является одним из важнейших направлений деятельности по осуществлению оперативно-диспетчерского управления, обеспечивающим решение задач проверки допустимости, запасов устойчивости и надёжности существующих или планируемых режимов, а также соответствия режимов критериям оптимальности.

Процесс математического моделирования содержит несколько этапов:

- выяснение и формулирование математических законов, связывающих основные количественные величины, характеризующие объект или явление;
- решение математических задач для исследования математической мо-

дели;

- сопоставление результатов аналитического исследования математической модели с результатами опыта для проверки соответствия математической модели объекту исследования и для подтверждения пригодности модели.

Для описания установившихся режимов применяются более подробные модели элементов, которые играют существенную роль в определении потоков распределения и уровней напряжения.

Подробное представление этих элементов для моделирования электро-механических переходных процессов, как правило, не требуется. Модель системы базируется на системе дифференциальных уравнений, записанных для всех элементов системы.

Модели оптимизационных расчётов упрощённо учитывают сетевые ограничения, используя линейное математическое описание энергосистемы.

В единой расчётной модели ЕЭС (ОЭС) представлена вся системообразующая сеть от 220 кВ и выше, а также электростанции, имеющие установленную мощность более 5 МВт, и крупные узлы потребления. Все необходимые частные модели, получают путём применения формальных преобразований.

2.2. Модель установившегося режима электрической сети

Модель режима сети формируется как система нелинейных алгебраических уравнений, описывающих установившийся режим (УР). Наиболее эффективными и удобными для реализации на ЭВМ являются *уравнения узловых напряжений* (УУН). УУН следуют из первого закона Кирхгофа при представлении по закону Ома токов в ветвях через узловые напряжения и проводимости ветвей.

При расчёте режима электрической сети, схема замещения которой содержит $n+1$ узел, заданными величинами являются $2n+1$ *независимых параметров* режима. Остальные параметры режима являются *зависимыми* и определяются через независимые путём решения УУН.

В каждом узле i , кроме одного ($i=1, 2, \dots, n$), должно быть задано по два независимых параметра и лишь в последнем $(n+1)$ -м – один. Узел $(n+1)$ является балансирующим. В *балансирующем узле* заданы *модуль напряжения* $U_{n+1} = U_B$ и *фазовый угол* δ_{n+1} , обычно принимаемый равным нулю. В остальных узлах ($i=1, 2, \dots, n$) в простейшем случае заданы активные и реактивные мощности нагрузки или генерации. В качестве балансирующего выбирается узел, к которому подключена электростанция, имеющая достаточную мощность для покрытия ожидаемых P_{n+1} и Q_{n+1} .

Модель установившегося режима (УУН) в форме баланса мощностей имеет вид

$$\hat{U}_i \underline{Y}_{ii} \dot{U}_i + \hat{U}_i \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \underline{Y}_{ik} \dot{U}_k = \hat{S}_i - \hat{U}_i \underline{Y}_{iB} U_B, \quad i = 1, 2, \dots, n. \quad (2.1)$$

Здесь \dot{U}_i – вектор напряжения в i -м узле сети по отношению к нулевому проводу (земле), кВ;

\dot{U}_k – вектор напряжения в k -м узле сети по отношению к земле, кВ;

U_B – вектор напряжения в БУ по отношению к земле, кВ;

\hat{S}_i – сопряжённый комплекс узловой мощности i -го узла МВ·А;

n – число независимых узлов в схеме;

\underline{Y}_{ii} – собственная проводимость узла i , См;

\underline{Y}_{ik} – взаимная проводимость узлов i и k , См;

\underline{Y}_{iB} – взаимная проводимость узла i и балансирующего, См.

Для выделения из (2.1) баланса активной и реактивной мощностей используют запись УУН в полярной системе координат (рис. 2.3).

$$\left\{ \begin{array}{l} \operatorname{Re} \left(\hat{Y}_{ii} U_i^2 + U_i e^{j\delta_i} \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{n+1} \hat{Y}_{ik} U_k e^{-j\delta_k} \right) - P_i = 0; \\ \operatorname{Im} \left(\hat{Y}_{ii} U_i^2 + U_i e^{j\delta_i} \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{n+1} \hat{Y}_{ik} U_k e^{-j\delta_k} \right) - Q_i = 0. \end{array} \right. \quad i = 1, 2, \dots, n. \quad (2.2)$$

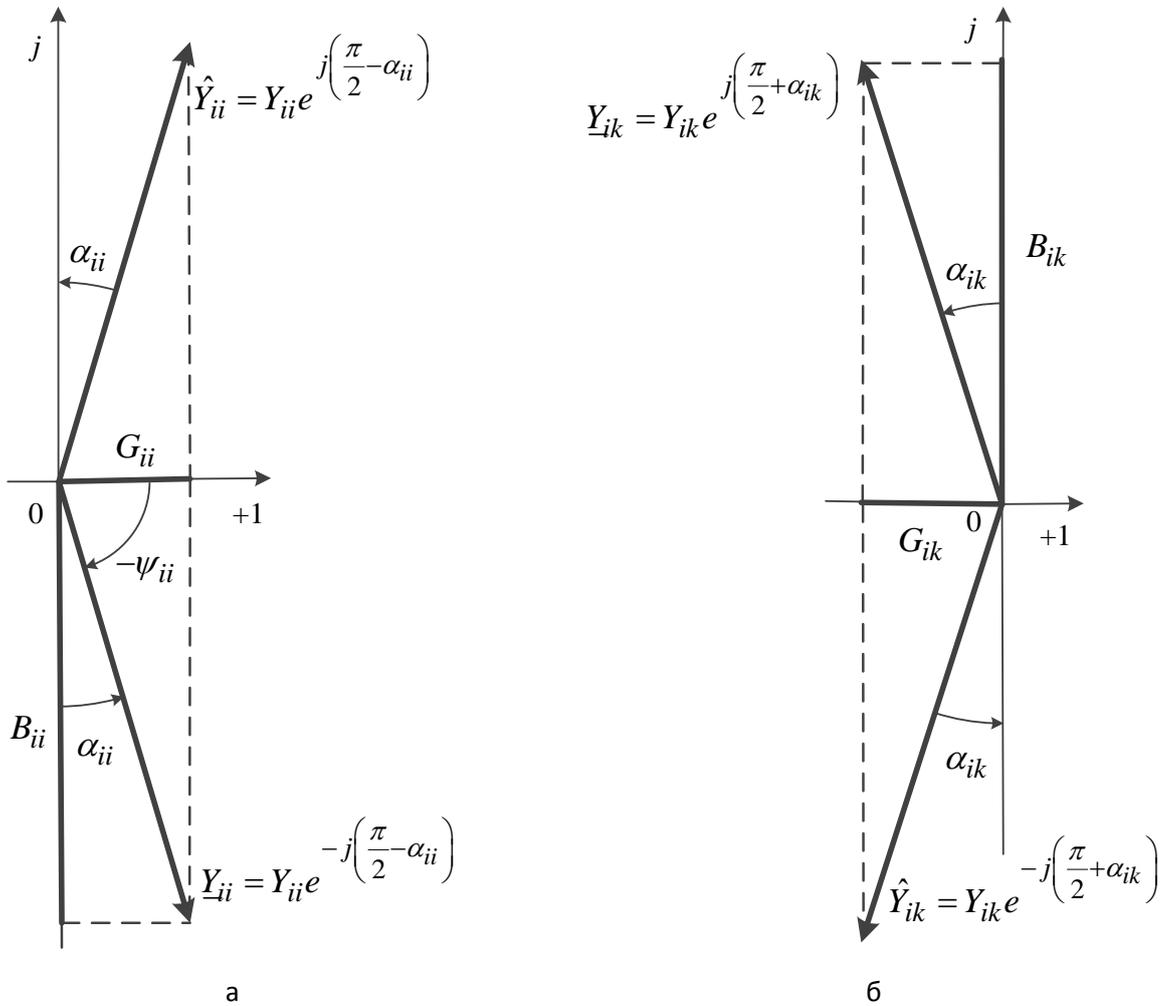


Рис. 2.3. Собственные и взаимные проводимости узлов в УУН

Из (2.1) с учётом рис. 2.3 следует, что

$$U_i^2 \hat{Y}_{ii} + U_i \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{n+1} \hat{Y}_{ik} U_k e^{j(\delta_i - \delta_k)} = \underline{S}_i, \quad i = 1, 2, \dots, n.; \quad (2.3)$$

$$\underline{S}_i = U_i^2 Y_{ii} e^{j\left(\frac{\pi}{2} - \alpha_{ii}\right)} + U_i \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{n+1} Y_{ik} U_k e^{j\left(-\frac{\pi}{2} + \delta_i - \delta_k - \alpha_{ik}\right)}, \quad (2.4)$$

где $\alpha_{ii} = \arctg \frac{G_{ii}}{B_{ii}}$, $\alpha_{ik} = \arctg \frac{G_{ik}}{B_{ik}}$, радиан;

δ_i, δ_k – фазы напряжений узлов i, k , радиан.

Выделяя действительную и мнимую составляющие в (2.4), получим по два уравнения для каждого узла в тригонометрической форме:

$$\left\{ \begin{array}{l} P_i = U_i^2 Y_{ii} \cos\left(\frac{\pi}{2} - \alpha_{ii}\right) + U_i \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{n+1} Y_{ik} U_k \cos\left(-\frac{\pi}{2} + \delta_{ik} - \alpha_{ik}\right); \\ Q_i = U_i^2 Y_{ii} \sin\left(\frac{\pi}{2} - \alpha_{ii}\right) + U_i \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{n+1} Y_{ik} U_k \sin\left(-\frac{\pi}{2} + \delta_{ik} - \alpha_{ik}\right), \\ i = 1, 2, \dots, n, \end{array} \right.$$

где $\delta_{ik} = \delta_i - \delta_k$, радиан.

С учётом рис. 2.4 УУН принимают следующий вид:

$$\left\{ \begin{array}{l} P_i = U_i^2 Y_{ii} \sin \alpha_{ii} + U_i \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{n+1} Y_{ik} U_k \sin(\delta_{ik} - \alpha_{ik}); \\ Q_i = U_i^2 Y_{ii} \cos \alpha_{ii} - U_i \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{n+1} Y_{ik} U_k \cos(\delta_{ik} - \alpha_{ik}); \\ i = 1, 2, \dots, n. \end{array} \right. \quad (2.5)$$

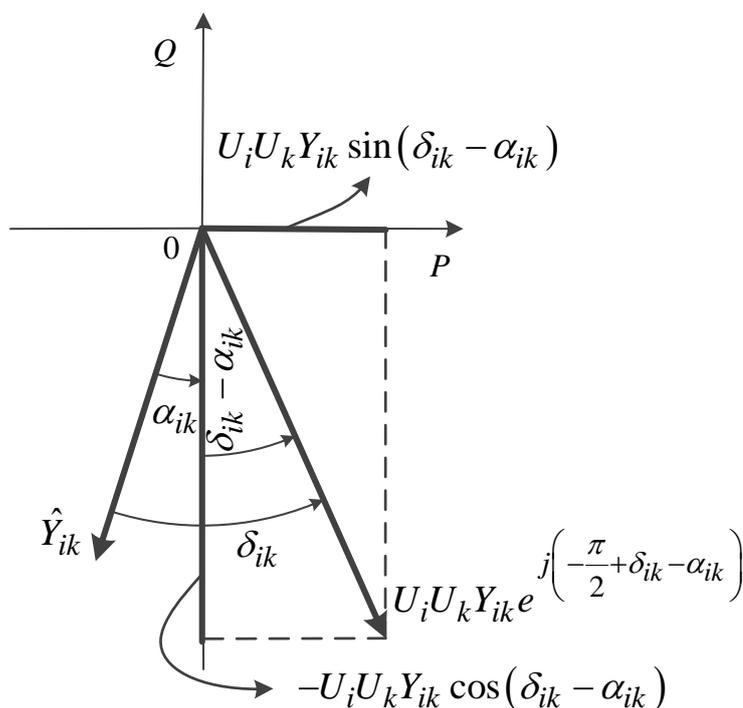


Рис. 2.4. К тригонометрической форме записи УУН

Модели установившегося режима вида (2.2) или (2.5) могут быть решены только **итерационными методами**, например, методом Ньютона.

Если в (2.2) подставить произвольные значения напряжений $\dot{U}_i^{(0)}$, то возникнут небалансы мощности в узлах схемы. Для вычисления поправок напряжений одновременно всех узлов, приводящих к уменьшению небалансов мощности $P_{\text{нб}i}(\dot{\mathbf{U}})$, $Q_{\text{нб}i}(\dot{\mathbf{U}})$ используется *метод Ньютона (Ньютона-Рафсона)* [10].

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{\text{H}\bar{b}i}(\dot{\mathbf{U}}) = \text{Re} \left(\hat{Y}_{ii} U_i^2 + U_i e^{j\delta_i} \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{n+1} \hat{Y}_{ik} U_k e^{-j\delta_k} \right) - P_i = 0; \\ Q_{\text{H}\bar{b}i}(\dot{\mathbf{U}}) = \text{Im} \left(\hat{Y}_{ii} U_i^2 + U_i e^{j\delta_i} \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{n+1} \hat{Y}_{ik} U_k e^{-j\delta_k} \right) - Q_i = 0; \end{array} \right. \quad (2.6)$$

В этом методе сложную задачу поиска корней системы нелинейных уравнений (2.6) заменяют последовательностью вспомогательных более простых систем линейных алгебраических уравнений (СЛАУ). Каждая вспомогательная СЛАУ приближённо описывает режим сети.

Поправки модулей напряжений $\Delta U_i^{(l)}$ (кВ) и $\Delta \delta_i^{(l)}$ (радиан) ($i = 1, 2, \dots, n$) на l -й итерации определяются после линеаризации нелинейных функций многих переменных $P_{\text{H}\bar{b}i}(\dot{\mathbf{U}})$, $Q_{\text{H}\bar{b}i}(\dot{\mathbf{U}})$ (2.6) при их разложении в ряд Тейлора в точке $(\delta_1^{(l)}, \dots, \delta_n^{(l)}, U_1^{(l)}, \dots, U_n^{(l)})$. Для каждого узла i записываются по два вспомогательных линейных уравнения вида (2.7).

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{\text{H}\bar{b}i}(\delta_1, \dots, \delta_n, U_1, \dots, U_n) \approx SF_{pi}(\delta_1, \dots, \delta_n, U_1, \dots, U_n) = \\ = P_{\text{H}\bar{b}i}(\delta_1^{(l)}, \dots, \delta_n^{(l)}, U_1^{(l)}, \dots, U_n^{(l)}) + \\ + \sum_{k=1}^n \frac{\partial P_{\text{H}\bar{b}i}}{\partial \delta_k} (\delta_k - \delta_k^{(l)}) + \sum_{k=1}^n \frac{\partial P_{\text{H}\bar{b}i}}{\partial U_k} (U_k - U_k^{(l)}) = 0; \\ Q_{\text{H}\bar{b}i}(\delta_1, \dots, \delta_n, U_1, \dots, U_n) \approx SF_{qi}(\delta_1, \dots, \delta_n, U_1, \dots, U_n) = \\ = Q_{\text{H}\bar{b}i}(\delta_1^{(l)}, \dots, \delta_n^{(l)}, U_1^{(l)}, \dots, U_n^{(l)}) + \\ + \sum_{k=1}^n \frac{\partial Q_{\text{H}\bar{b}i}}{\partial \delta_k} (\delta_k - \delta_k^{(l)}) + \sum_{k=1}^n \frac{\partial Q_{\text{H}\bar{b}i}}{\partial U_k} (U_k - U_k^{(l)}) = 0; \end{array} \right. \quad (2.7)$$

В (2.7) частные производные определяются в точке $(\delta_1^{(l)}, \dots, \delta_n^{(l)}, U_1^{(l)}, \dots, U_n^{(l)})$.

Обозначив

$$\begin{aligned}\Delta\delta_k &= \delta_k - \delta_k^{(l)}, & \Delta U_k &= U_k - U_k^{(l)}, \\ P_{\text{нб}i}^{(l)} &= P_{\text{нб}i}(\delta_1^{(l)}, \dots, \delta_n^{(l)}, U_1^{(l)}, \dots, U_n^{(l)}), \\ Q_{\text{нб}i}^{(l)} &= Q_{\text{нб}i}(\delta_1^{(l)}, \dots, \delta_n^{(l)}, U_1^{(l)}, \dots, U_n^{(l)}),\end{aligned}$$

систему линейных уравнений (2.7) размера $2n \times 2n$ запишем в следующем виде:

$$\begin{cases} \frac{\partial P_{\text{нб}i}}{\partial \delta_i} \Delta\delta_i^{(l)} + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \frac{\partial P_{\text{нб}i}}{\partial \delta_k} \Delta\delta_k^{(l)} + \frac{\partial P_{\text{нб}i}}{\partial U_i} \Delta U_i^{(l)} + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \frac{\partial P_{\text{нб}i}}{\partial U_k} \Delta U_k^{(l)} = -P_{\text{нб}i}^{(l)}; \\ \frac{\partial Q_{\text{нб}i}}{\partial \delta_i} \Delta\delta_i^{(l)} + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \frac{\partial Q_{\text{нб}i}}{\partial \delta_k} \Delta\delta_k^{(l)} + \frac{\partial Q_{\text{нб}i}}{\partial U_i} \Delta U_i^{(l)} + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \frac{\partial Q_{\text{нб}i}}{\partial U_k} \Delta U_k^{(l)} = -Q_{\text{нб}i}^{(l)}; \end{cases} \quad (2.8)$$

$i = 1, 2, \dots, n.$

Частные производные в (2.8), вычисленные в точке $(\delta_1^{(l)}, \dots, \delta_n^{(l)}, U_1^{(l)}, \dots, U_n^{(l)})$, образуют матрицу $\mathbf{W}^{(l)}$ размером $2n \times 2n$, называемую *матрицей Якоби*.

Решая вспомогательную СЛАУ (2.8), определяют поправки $\Delta\delta_i^{(l)}$, $\Delta U_i^{(l)}$ $i = 1, 2, \dots, n$. Решение (2.8) возможно, если определитель матрицы Якоби не равен нулю $|\mathbf{W}^{(l)}| \neq 0$.

$$\mathbf{W}^{(l)} = \left\| \begin{array}{ccc|ccc} \frac{\partial P_{\text{H}\bar{b}1}}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial P_{\text{H}\bar{b}1}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_{\text{H}\bar{b}1}}{\partial U_1} & \dots & \frac{\partial P_{\text{H}\bar{b}1}}{\partial U_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial P_{\text{H}\bar{b}n}}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial P_{\text{H}\bar{b}n}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_{\text{H}\bar{b}n}}{\partial U_1} & \dots & \frac{\partial P_{\text{H}\bar{b}n}}{\partial U_n} \\ \hline \frac{\partial Q_{\text{H}\bar{b}1}}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial Q_{\text{H}\bar{b}1}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_{\text{H}\bar{b}1}}{\partial U_1} & \dots & \frac{\partial Q_{\text{H}\bar{b}1}}{\partial U_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial Q_{\text{H}\bar{b}n}}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial Q_{\text{H}\bar{b}n}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_{\text{H}\bar{b}n}}{\partial U_1} & \dots & \frac{\partial Q_{\text{H}\bar{b}n}}{\partial U_n} \end{array} \right\| = \left\| \begin{array}{cc} \frac{\partial \mathbf{P}_{\text{H}\bar{b}}}{\partial \boldsymbol{\delta}} & \frac{\partial \mathbf{P}_{\text{H}\bar{b}}}{\partial \mathbf{U}} \\ \frac{\partial \mathbf{Q}_{\text{H}\bar{b}}}{\partial \boldsymbol{\delta}} & \frac{\partial \mathbf{Q}_{\text{H}\bar{b}}}{\partial \mathbf{U}} \end{array} \right\|$$

$\xleftarrow{n} \qquad \qquad \qquad \xleftarrow{n}$

Улучшенные значения искоемых переменных равны

$$U_i^{(l+1)} = U_i^{(l)} + \Delta U_i^{(l)}; \quad \delta_i^{(l+1)} = \delta_i^{(l)} + \Delta \delta_i^{(l)} \quad (2.9)$$

В начале расчёта ($l=0$) модули напряжения $U_i^{(0)}$ принимаются, как правило, равными номинальным, а фазы напряжений $\delta_i^{(0)} = 0$. Итерации по (2.8) и (2.9) следует продолжить до тех пор, пока не будет выполнено условие

$$\left| \Delta U_i^{(l)} \right| < \varepsilon_u, \quad \left| \Delta \delta_i^{(l)} \right| < \varepsilon_\delta, \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (2.10)$$

или небалансы мощности в узлах $P_{\text{H}\bar{b}i}^{(l)}$, $Q_{\text{H}\bar{b}i}^{(l)}$ не достигнут заданной допустимой величины.

В заключении отметим, что итерационный процесс вычисления напряжений узлов методом Ньютона осуществляется по алгоритму, приведённому на рис. 2.5.

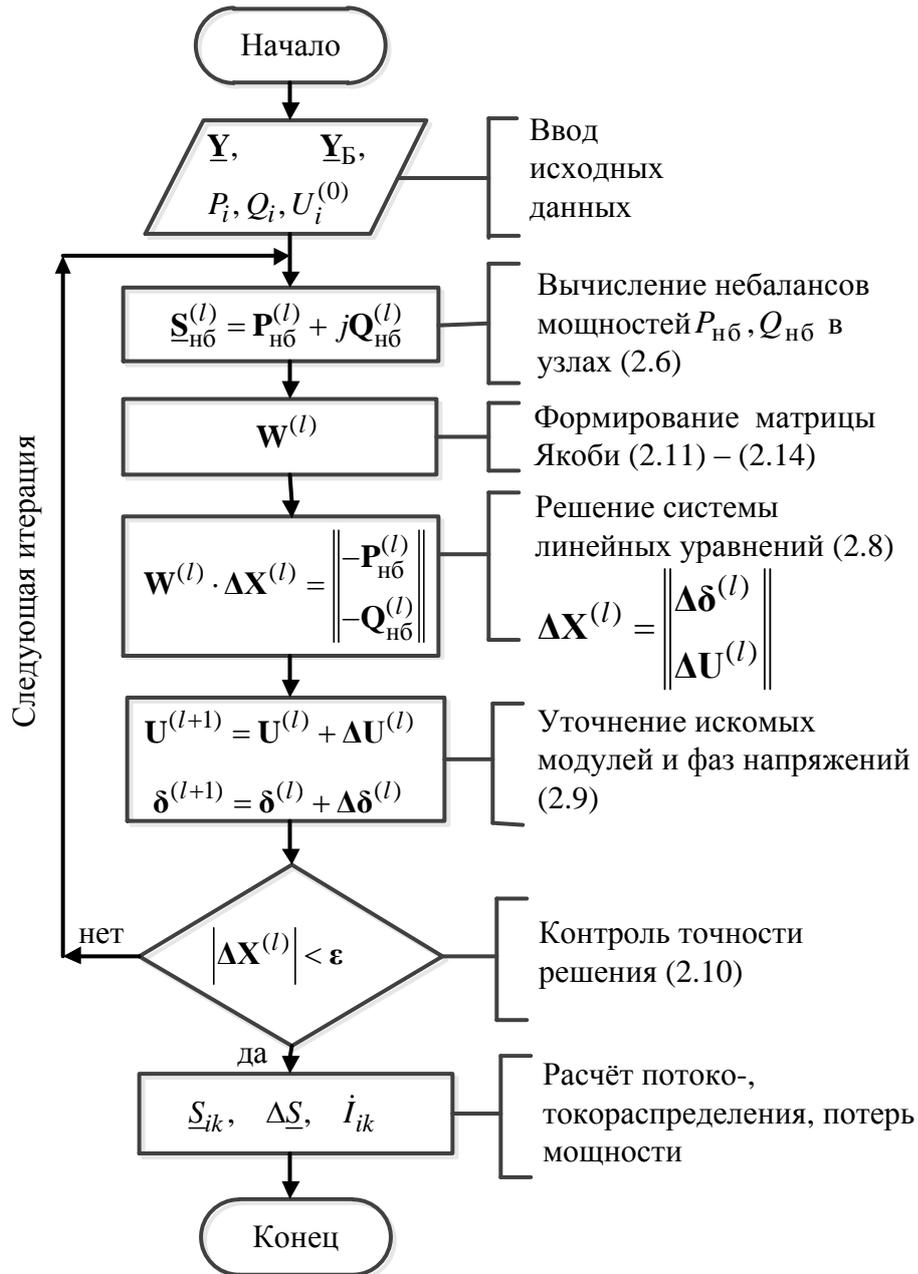


Рис. 2.5. Структура алгоритма решения УУН методом Ньютона

Частные производные в СЛАУ (2.8) и матрице Якоби вычисляются по формулам:

$$\frac{\partial S_{\text{нб}i}}{\partial \delta_i} = \frac{\partial P_{\text{нб}i}}{\partial \delta_i} + j \frac{\partial Q_{\text{нб}i}}{\partial \delta_i} = j \left(S_{yi} - \hat{Y}_{ii} U_i^2 \right), \text{ МВ} \cdot \text{А/рад}, \quad i = 1, 2, \dots, n; \quad (2.11)$$

$$\frac{\partial S_{\text{нб}i}}{\partial \delta_k} = \frac{\partial P_{\text{нб}i}}{\partial \delta_k} + j \frac{\partial Q_{\text{нб}i}}{\partial \delta_k} = -j \hat{Y}_{ik} U_i e^{j\delta_i} U_k e^{-j\delta_k} = -j \hat{Y}_{ik} U_i U_k, \text{ МВ} \cdot \text{А/рад}, \quad (2.12)$$

$$i = 1, 2, \dots, n, \quad k = 1, 2, \dots, n, \quad k \neq i;$$

$$\frac{\partial S_{\text{нб}i}}{\partial U_i} = \frac{\partial P_{\text{нб}i}}{\partial U_i} + j \frac{\partial Q_{\text{нб}i}}{\partial U_i} = \left(\underline{S}_{yi} + \hat{Y}_{ii} U_i^2 \right) / U_i, \text{ МВ} \cdot \text{А/кВ}, \quad (2.13)$$

$$i = 1, 2, \dots, n;$$

$$\frac{\partial S_{\text{нб}i}}{\partial U_k} = \frac{\partial P_{\text{нб}i}}{\partial U_k} + j \frac{\partial Q_{\text{нб}i}}{\partial U_k} = \hat{Y}_{ik} \dot{U}_i \hat{U}_k / U_k, \text{ МВ} \cdot \text{А/кВ}, \quad (2.14)$$

$$i = 1, 2, \dots, n, \quad k = 1, 2, \dots, n, \quad k \neq i.$$

2.3. Модель оптимизации установившихся режимов ЭЭС

Известно, что режимы системообразующей сети в значительной степени формируются режимами работы электростанций ЭЭС, а режимы распределительных сетей – графиками нагрузки потребителей [11, 12]. Оптимальные режимы системообразующей сети могут быть определены при выполнении *комплексной оптимизации режимов ЭЭС*. Комплексная оптимизация режимов подразумевает одновременное определение активной и реактивной генерации мощности электростанциями, загрузки ИРМ, коэффициентов трансформации трансформаторов подстанций [13]. Искомые оптимальные параметры должны обеспечить минимум затрат на производство электроэнергии в каждом часе планируемого периода или за весь планируемый период (например, сутки). При этом должны быть учтены балансы активной и реактивной мощности, потери в сети, ограничения на уровни напряжений в узлах сети и на перетоки мощности по ЛЭП и трансформаторам, диапазоны изменения искомых параметров и их взаимосвязь.

Чрезвычайно большое число уравнений, неравенств, переменных в задаче комплексной оптимизации режима, сложности в информационном обеспечении её практического применения привело к разделению этой задачи на несколько этапов. На первом этапе производится оптимизация режима только по активной мощности с использованием математических моделей, рассмотренных в предыдущем параграфе. Неточности решения первого этапа

методически связаны с зависимостью потерь активной мощности от параметров режима электрической сети (напряжения, реактивные мощности, коэффициенты трансформации трансформаторов).

Задачей второго этапа является уточнение решения, найденного на первом этапе путём оптимизации режима электрической сети. При оптимизации режима электрической сети генерация активной мощности всех станций P_{Gi} должна быть задана или определена решением задачи первого этапа.

Критерием оптимальности режима электрической сети является минимум суммарных потерь активной мощности

$$\pi = \sum_{l=1}^M \operatorname{Re} \left[\hat{y}_{ik} (\dot{U}_i - \dot{U}_k / \underline{k}_{ik}) (\hat{U}_i - \hat{U}_k / \hat{k}_{ik}) \right] \Rightarrow \min, \quad (2.15)$$

где l – номер ветви между узлами $i - k$.

Минимум (2.15) определяется при соблюдении условий балансов мощностей в узлах (УУН) в виде (2.16), а также технических ограничений на Q_i^{Γ} , U_i , k_{ik} (2.17), (2.18).

$$\left\{ \begin{array}{l} \operatorname{Re} \left(\hat{Y}_{ii} U_i^2 + U_i e^{j\delta_i} \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{n+1} \hat{Y}_{ik} U_k e^{-j\delta_k} \right) + P_{Hi}(U_i) - P_{Gi} = 0; \\ \operatorname{Im} \left(\hat{Y}_{ii} U_i^2 + U_i e^{j\delta_i} \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{n+1} \hat{Y}_{ik} U_k e^{-j\delta_k} \right) + Q_{Hi}(U_i) - Q_i^{\Gamma} = 0. \end{array} \right. \quad i = 1, 2, \dots, n; \quad (2.16)$$

где $P_{Hi}(U_i)$, $Q_{Hi}(U_i)$ – статические характеристики нагрузки по напряжению;

n – число узлов модели сети без балансирующего.

Ограничения на область изменения параметров Q_i^Γ , U_i и k_{tik} :

$$U_i^{\min} \leq U_i \leq U_i^{\max}; \quad i = 1, 2, \dots, n; \quad (2.17)$$

$$\begin{cases} Q_i^{\Gamma \min} \leq Q_i^\Gamma \leq Q_i^{\Gamma \max}; & i = 1, 2, \dots, m; \\ k_{ik}^{\min} \leq k_{ik} \leq k_{ik}^{\max}, \end{cases} \quad (2.18)$$

где m – число генераторов (электростанций) и дополнительных регулируемых КУ.

Особенностью модели оптимизации режима электрической сети (2.15) – (2.18) является то, что целевая функция (2.15) зависит не только от регулируемых параметров режима (независимых переменных) Q_i^Γ , $U_{i\Gamma}$, k_{ik} , но и от большого числа зависимых переменных (модули напряжений в узлах нагрузки U_i , фазы напряжений δ_i). Взаимосвязь независимых и зависимых переменных описана уравнениями (2.16). При изменении любой независимой переменной Q_i^Γ , $U_{i\Gamma}$, k_{ik} происходит не только увеличение или уменьшение целевой функции (2.15), но и автоматическое изменение зависимых переменных U_i , δ_i в соответствии с (2.16), что в свою очередь влияет на величину целевой функции. Следовательно, при решении модели (2.15) – (2.18) необходимо не только контролировать изменение целевой функции и диапазон независимых переменных (2.17), (2.18), но отслеживать допустимость изменений зависимых переменных и учитывать их влияние на целевую функцию.

Ограничения вида (2.17) для зависимых переменных учитываются **штрафными функциями** $Ш_i$ (рис. 2.6), добавляемыми к целевой функции (2.15). Целевая функция приобретает вид:

$$F = \pi + \sum_{i=1}^n Ш_i + Ш_{P_6} \Rightarrow \min, \quad (2.19)$$

где \mathcal{H}_{P_i} – штрафная функция по активной мощности балансирующего узла;

$$\mathcal{H}_i = \begin{cases} \frac{\alpha_i}{2} \left(\frac{U_i - U_i^{\max}}{U_i^{\max}} \right)^2, & \text{при } U_i > U_i^{\max}; \\ 0, & \text{при } U_i^{\min} \leq U_i \leq U_i^{\max}; \\ \frac{\alpha_i}{2} \left(\frac{U_i - U_i^{\min}}{U_i^{\min}} \right)^2, & \text{при } U_i < U_i^{\min}. \end{cases}$$

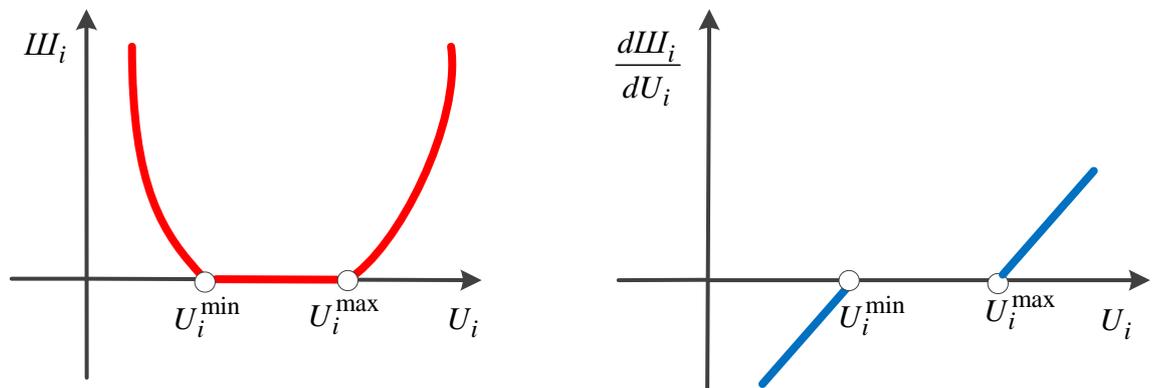


Рис. 2.6. Штрафная функция \mathcal{H}_i и её производная

Ограничения на изменения Q_i^Γ вида (2.18) учитываются по рис 2.7. При выходе Q_i^Γ за допустимые границы мощность ИРМ фиксируется на нарушаемой границе и в дальнейшем не меняется. Ограничение на U_Γ этого узла учитывается при помощи штрафной функции.

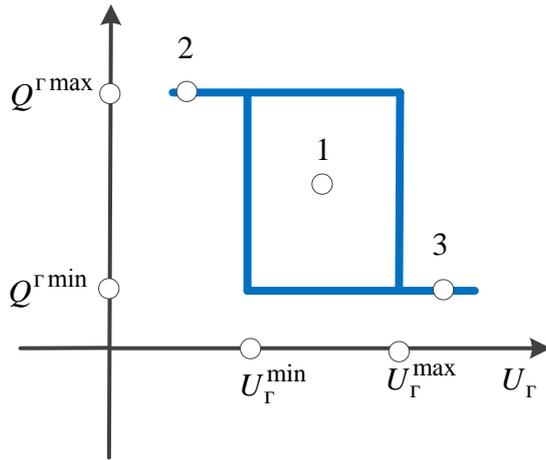


Рис. 2.7. Область регулирования ИРМ при оптимизации:
 1 – допустимая область;
 2, 3 – фиксация Q^Γ , ограничения по U учитываются штрафной функцией

Поиск минимума (2.19) выполняется *градиентным методом*. Все независимые переменные (U_Γ , Q^Γ , k_T) обозначим $\mathbf{X} = \|x_1, x_2, \dots, x_m\|$, зависимые (остальные переменные) как $\mathbf{Y} = \|y_1, y_2, \dots, y_n\|$. Число независимых переменных m меньше числа зависимых n . Зависимые \mathbf{Y} и независимые переменные \mathbf{X} связаны между собой уравнениями (2.16).

Задача поиска минимума (2.19) при условиях (2.17) – (2.18) может быть записана в обобщённом виде:

$$F(\mathbf{X}, \mathbf{Y}) \Rightarrow \min; \quad (2.20)$$

$$\varphi_i(\mathbf{X}, \mathbf{Y}) = 0, \quad i = 1, 2, \dots, n; \quad (2.21)$$

$$\mathbf{X}^{\min} \leq \mathbf{X} \leq \mathbf{X}^{\max}, \quad (2.22)$$

где n – число балансов активной и реактивной мощностей в узлах сети.

Применение градиентного метода для решения (2.20) – (2.22) связано с вычислениями частных производных функции $F(\mathbf{X}, \mathbf{Y})$ по независимым переменным x_i ($i=1, 2, \dots, m$). Частные производные $\partial F / \partial x_i$ рассматриваются как компоненты *вектора градиента* функции F , который обозначается $\nabla \mathbf{F} = \partial \mathbf{F} / \partial \mathbf{X}$ (рис. 2.8). Градиент $\nabla \mathbf{F}$ направлен в сторону быстрого возрастания функции, а *вектор антиградиента* $\vec{\mathbf{S}} = -\nabla \mathbf{F}$ – в сторону её быстрого убывания. Перемещение из точки А в точку Б (рис. 2.8, а, б) приводит к снижению величины целевой функции F .

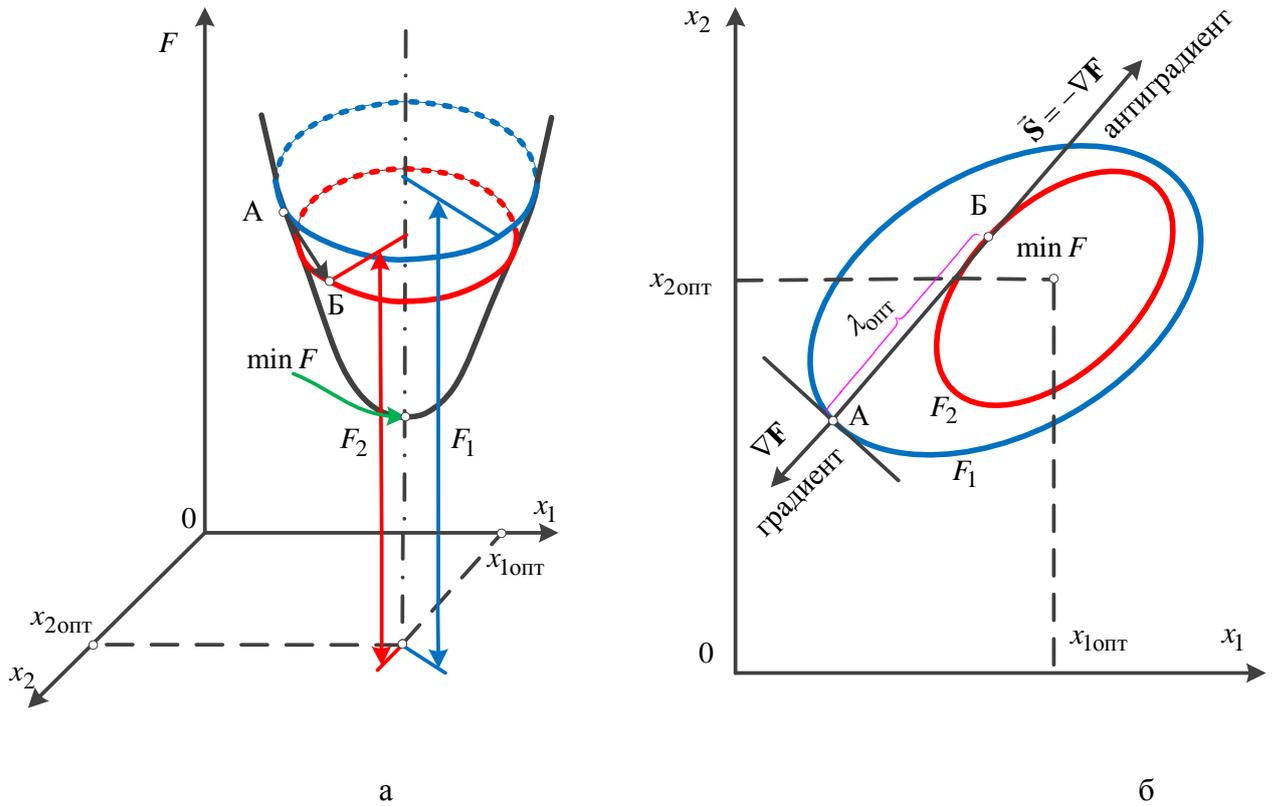


Рис.2.8. Функция двух независимых переменных $F(x_1, x_2)$ (а) и линии её уровней (б)

Если задаться исходным значением независимых переменных $\mathbf{X}^{(k)}$, то новое значение вектора \mathbf{X} равно

$$\mathbf{X}^{(k+1)} = \mathbf{X}^{(k)} - \lambda_{\text{опт}} \nabla \mathbf{F} = \mathbf{X}^{(k)} + \Delta \mathbf{X}^{(k)}, \quad (2.23)$$

где $\lambda_{\text{опт}}$ – длина шага по направлению антиградиента.

С учётом взаимосвязи независимых \mathbf{X} и зависимых \mathbf{Y} переменных в виде неявных функций (2.21) *приведённый градиент* $\nabla \mathbf{F}$ в отличие от градиента только по независимым переменным определяется по формуле [14]

$$\nabla \mathbf{F} = \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}} - \left\| \frac{\partial \varphi_i}{\partial x_j} \right\|^T \left\| \frac{\partial \varphi_i}{\partial y_j} \right\|^{-1} \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{Y}}, \quad (2.24)$$

где знак « T » означает транспонирование матрицы, а знак « -1 » – обращение матрицы.

Отдельные составляющие (2.24) имеют следующий вид

$$\begin{aligned} \left\| \frac{\partial \varphi_i}{\partial x_j} \right\| &= \begin{vmatrix} \frac{\partial \varphi_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial \varphi_1}{\partial x_m} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial \varphi_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial \varphi_n}{\partial x_m} \end{vmatrix}; & \left\| \frac{\partial \varphi_i}{\partial x_j} \right\|^T &= \begin{vmatrix} \frac{\partial \varphi_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial \varphi_n}{\partial x_1} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial \varphi_1}{\partial x_m} & \dots & \frac{\partial \varphi_n}{\partial x_m} \end{vmatrix}; \\ \left\| \frac{\partial \varphi_i}{\partial y_j} \right\| &= \begin{vmatrix} \frac{\partial \varphi_1}{\partial y_1} & \dots & \frac{\partial \varphi_1}{\partial y_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial \varphi_n}{\partial y_1} & \dots & \frac{\partial \varphi_n}{\partial y_n} \end{vmatrix}; & \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{Y}} &= \begin{vmatrix} \frac{\partial F}{\partial y_1} \\ \vdots \\ \frac{\partial F}{\partial y_n} \end{vmatrix}. \end{aligned}$$

Формулы определения значений компонент $\frac{\partial \varphi_i}{\partial x_j}$, $\frac{\partial \varphi_i}{\partial y_j}$, приведённых

выше матриц, рассмотрены в § 2.2 для вычисления элементов матрицы Якоби при решении модели установившегося режима методом Ньютона.

При вычислении нового значения независимых переменных $\mathbf{X}^{(k+1)}$ по (2.23) ограничения вида (2.22) учитываются фиксацией компонент вектора $\mathbf{X}^{(k+1)}$, стремящихся выйти за допустимые границы, на предельных значениях этих компонент. Соответствующая компонента вектора градиента $\nabla \mathbf{F}$ полагается равной нулю.

2.4. Модель оценки и оптимизации надёжности ЭЭС

Технический резерв R предназначается для обеспечения нормальной работы ЭЭС, его необходимость обуславливается технологическими факто-

рами, присущими ЭЭС. Этот резерв подразделяется по целевому назначению на аварийный, нагрузочный и ремонтный.

Аварийный резерв R_a используется для компенсации снижений располагаемой мощности, вызванных аварийными простоями генерирующего оборудования.

Нагрузочный резерв R_n служит для покрытия случайных нерегулярных колебаний нагрузки (частотный резерв).

Ремонтный резерв R_p – для проведения планового ремонта оборудования.

Аварийную и нагрузочную R объединяют в оперативный резерв R_0 .

Определение оптимальной величины оперативного резерва мощности $R_0^{\text{опт}}$ для момента максимальной нагрузки $N_{\text{макс}}$ включает 4 этапа:

- определение вероятностей снижения рабочей мощности ЭЭС из-за аварийных простоев генерирующего оборудования для рассматриваемых интервалов времени;

- вычисление вероятностей различных значений нагрузки ЭЭС для тех же интервалов времени;

- нахождение вероятностей различных дефицитов мощности в ЭЭС и определение показателей надёжности электроснабжения;

- сравнение вычисленных показателей надёжности с нормативными, а при использовании показателя $У$ определение суммы затрат и ущерба. Затем принимают решение о целесообразности изменения резерва. Резерв мощности R_0 следует увеличить на некоторую выбранную величину ΔR_0 , если вычисленные показатели надёжности хуже нормативных или затраты с учётом ущерба снижаются. Затем повторяют вычисления по четырём перечисленным этапам при $R'_0 = R_0 + \Delta R_0$.

Построение ряда вероятностей снижения рабочей мощности.

Для группы n однотипных агрегатов вероятности аварийного состояния любого числа агрегатов определяются выражением:

$$(p + q)^n = 1$$

Вероятность аварийного выхода m агрегатов из n равна (рис. 2.9):

$$P_{m\delta}^a = C_n^m q^m (1-q)^{n-m} = \frac{n!}{(n-m)!m!} q^m (1-q)^{n-m}, \quad m=0, 1, 2, \dots, r \leq n,$$

где q – вероятность аварийного отключения одного агрегата мощностью δ МВт.

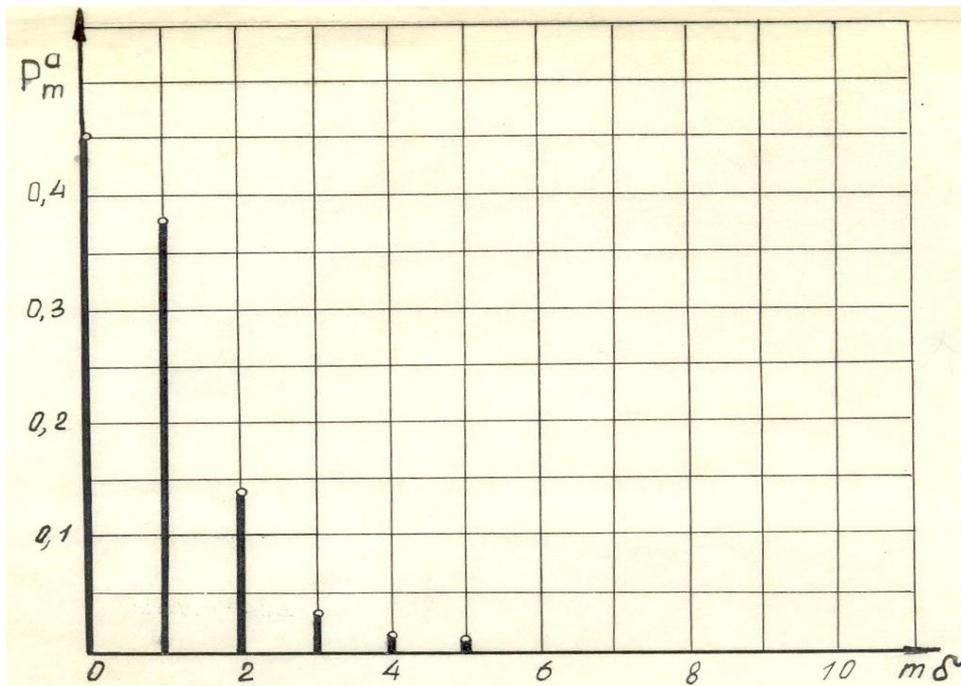


Рис. 2.9. Ряд вероятностей аварийного отключения агрегатов ($q=0,08$, $n=10$)

Рабочая мощность системы снижается при этом на $\Delta N_m = mN_\Gamma$,

где N_Γ – рабочая мощность агрегата (блока).

Пусть имеется k групп из однотипных агрегатов, а число агрегатов в каждой группе равно: n_1, n_2, \dots, n_k ; в этом случае вероятности различных аварийных: снижений мощности получают из разложения следующего выражения:

$$(p_1 + q_1)^{n_1} (p_2 + q_2)^{n_2} \dots (p_k + q_k)^{n_k} = 1.$$

Для упрощения расчётов разнотипные агрегаты заменяют эквивалентными. Условия эквивалентности – равенство генерирующей мощности, равенство вероятности рабочего состояния, равенство математического ожидания мощности, находящейся в аварийном простое:

$$\left\{ \begin{array}{l} n_{\text{э}} N_{\text{э}} = \sum_{i=1}^k N_i n_i \\ (1 - q_{\text{э}})^{n_{\text{э}}} = \prod_{i=1}^k (1 - q_i)^{n_i} \\ q_{\text{э}} n_{\text{э}} N_{\text{э}} = \sum_{i=1}^k q_i N_i n_i \end{array} \right.$$

Откуда получим:

$$q_{\text{э}} = \frac{\sum_{i=1}^k q_i N_i n_i}{\sum_{i=1}^k N_i n_i}, \quad n_{\text{э}} = \frac{\sum_{i=1}^k n_i \lg(1 - q_i)}{\lg(1 - q_{\text{э}})}, \quad N_{\text{э}} = \frac{\sum_{i=1}^k N_i n_i}{n_{\text{э}}},$$

где q_i – вероятность аварийного отключения генератора (блока) i -го типа;

N_i – мощность генератора (блока) i -го типа;

n_i – число генераторов (блоков) i -го типа;

k – количество типов генераторов (блоков).

В качестве расчётной ступени δ принимают мощность эквивалентного агрегата N_3 .

Вычисление вероятностей различных значений нагрузки ЭЭС.

Определение дискретного ряда вероятностей снижения нагрузки по отношению к максимуму основано на использовании годового графика нагрузки по продолжительности (рис.2.10).

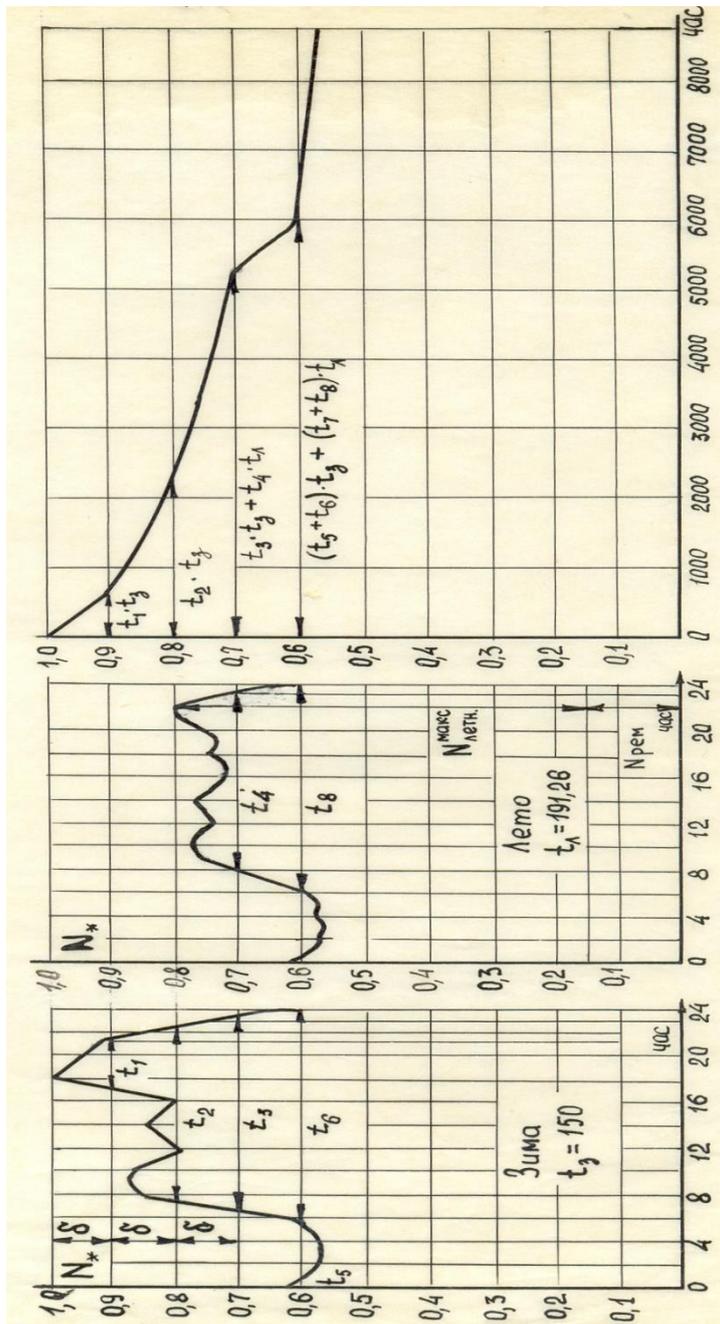


Рис. 2.10. Построение графика нагрузки по продолжительности

Заменим плавную кривую ступенчатой линией с шириной вертикальной ступени δ . При этом необходимо сохранить площадь графика нагрузки, т. е. Обеспечить равное потребление энергии. Число часов работы с максимальной нагрузкой $N_{\text{макс}} - T_0$ час, с нагрузкой на δ меньше - T_1 , на 2δ : меньше - T_2 и т. д. Тогда относительная длительность (вероятность) максимальной нагрузки

$$p_0^H = \frac{T_0}{8760},$$

вероятность снижения на δ

$$p_{-\delta}^{\text{н}} = \frac{T_1}{8760}$$

и т.д.

Для учёта погрешности прогнозирования нагрузки (отклонения от планового значения) можно использовать нормальное распределение.

Ошибки прогноза в процентах (рис. 2.11) принимают одними и теми же для любых абсолютных значений прогнозируемой нагрузки.

Вероятность того, что ошибка прогнозирования лежит в пределах от $-\frac{\delta}{2}$ до $+\frac{\delta}{2}$ при условии, что её математическое ожидание равно нулю, составляет:

$$p_0^{\text{п}} = \frac{2}{\sqrt{2\pi}} \int_0^{\frac{\delta}{2\sigma}} e^{-\frac{t^2}{2}} dt = \Phi\left(\frac{\delta}{2\sigma}\right),$$

где σ – среднеквадратичное отклонение (МВт) от прогнозируемой нагрузки (рис. 2.11);

$\Phi(x)$ – интеграл вероятностей, определяемый по таблицам.

Вероятность того, что ошибка прогнозирования лежит в пределах от $+\frac{\delta}{2}$ до $+\frac{3\delta}{2}$ равна:

$$p_{\delta}^{\text{п}} = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{\frac{\delta}{2\sigma}}^{\frac{3\delta}{2\sigma}} e^{-\frac{t^2}{2}} dt = \frac{1}{2} \Phi\left(\frac{3\delta}{2\sigma}\right) - \frac{1}{2} \Phi\left(\frac{\delta}{2\sigma}\right),$$

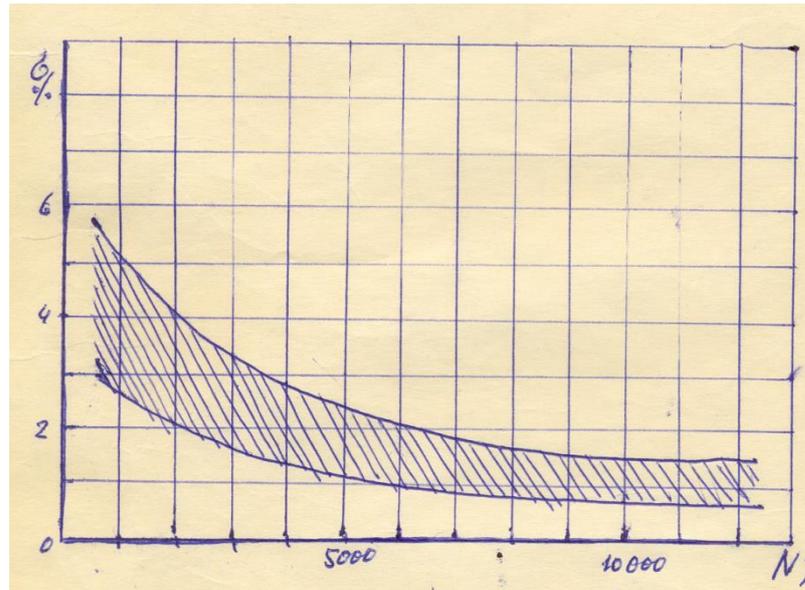


Рис. 2.11. Среднеквадратичное отклонение нагрузки

в пределах от. $+\frac{5\delta}{2}$ до $+\frac{3\delta}{2}$

$$p_{2\delta}^{\Pi} = \frac{1}{2} \Phi\left(\frac{5\delta}{2\sigma}\right) - \frac{1}{2} \Phi\left(\frac{3\delta}{2\sigma}\right).$$

В общем виде:

$$p_{\pm m\delta}^{\Pi} = \frac{1}{2} \Phi\left(\frac{m\delta + 0,5\delta}{\sigma}\right) - \frac{1}{2} \Phi\left(\frac{m\delta - 0,5\delta}{\sigma}\right), \quad m = 0, 1, 2, \dots,$$

Так как нормальное распределение является симметричным (рис. 2.12),

то

$$p_{\delta}^{\Pi} = p_{-\delta}^{\Pi}, \quad p_{2\delta}^{\Pi} = p_{-2\delta}^{\Pi} \text{ и т. д.}$$

Определение вероятностей дефицитов мощности.

Так как сумма вероятностей всех возможных событий равна единице,

то

$$\left(p_0^a + p_{\delta}^a + p_{2\delta}^a + \dots\right) \left(p_0^{\Pi} + p_{-\delta}^{\Pi} + p_{-2\delta}^{\Pi} + \dots\right) \left(\dots + p_{-2\delta}^{\Pi} + p_{-\delta}^{\Pi} + p_0^{\Pi} + p_{\delta}^{\Pi} + p_{2\delta}^{\Pi} + \dots\right) = 1$$

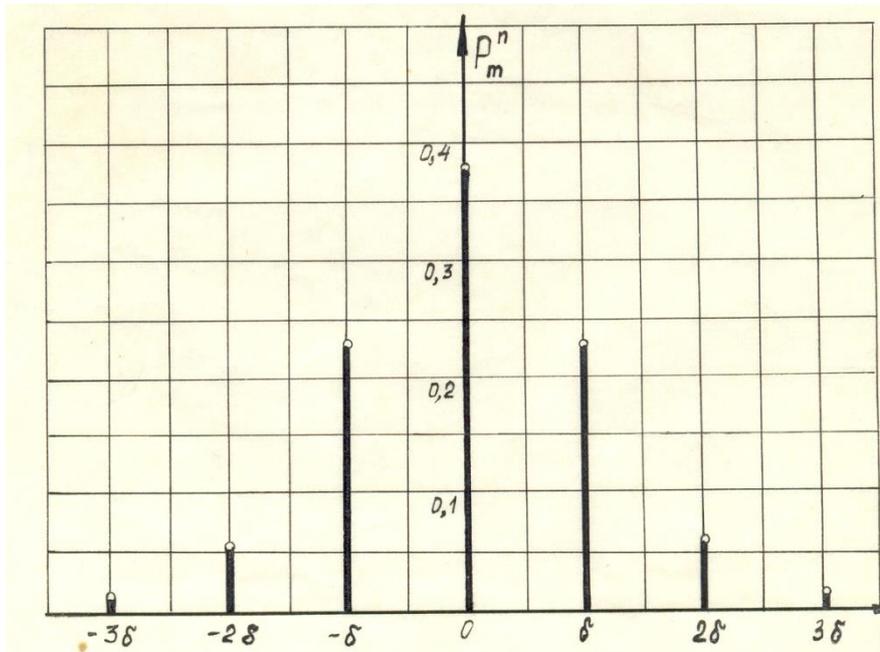


Рис. 2.12. Ряд вероятностей ошибок прогнозирования нагрузок при $\delta = \sigma$

Произведение любых трёх элементов этого выражения определяет вероятность наложения независимых событий. Например: $p_{3\delta}^a \cdot p_{-\delta}^n \cdot p_{2\delta}^n$ означает одновременное аварийное снижение рабочей мощности на 3δ МВт, снижение нагрузки по сравнению с максимумом на δ МВт, повышение нагрузки из-за ошибки прогнозирования: на 2δ МВт.

Определим величину дефицита в этом случае при условии, что $N_{\text{раб}} = N_{\text{макс}}$. Дефицит мощности можно определить суммированием всех нижних индексов произведения трёх вероятностей. При $N_{\text{раб}} = N_{\text{макс}}$ вероятность дефицита в размере $k\delta$ МВт определим по формуле:

$$p_{k\delta}^d = p_0^n \left(p_0^a p_{k\delta}^n + p_{\delta}^a p_{(k-1)\delta}^n + \dots \right) + p_{-\delta}^n \left(p_0^a p_{(k+1)\delta}^n + p_{\delta}^a p_{k\delta}^n + \dots \right) + \dots,$$

$$k = 1, 2, \dots$$

Если $N_{\text{раб}}$ превосходит $N_{\text{макс}}$ на величину резерва $R = r\delta$ МВт, то дефицит мощности возможен только при $k > r$. Вероятность дефицита в размере $k\delta$ при наличии резерва $r\delta$ равна

$$p_{k\delta}^{\partial} = p_0^H \left(p_0^a P_{(r+k)\delta}^{\Pi} + p_{\delta}^a P_{(r+k-1)\delta}^{\Pi} + \dots \right) + p_{-\delta}^H \left(p_0^a P_{(r+k+1)\delta}^{\Pi} + p_{\delta}^a P_{(r+k)\delta}^{\Pi} + \dots \right) + \dots$$

или

$$p_{k\delta}^{\partial} = \sum_{i=0} p_{-i\delta}^H \left(\sum_{j=0} p_{j\delta}^a P_{(r+k+i-j)\delta}^{\Pi} \right), \quad k = 1, 2, \dots$$

Математическое ожидание недоотпуска электроэнергии за год составит:

$$\Delta W = 8760 \sum_{k=1} k \cdot \delta \cdot p_{k\delta}^{\partial}.$$

Математическое ожидание ущерба за год $Y = y_0 \Delta W$.

3. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ И НАГРУЗОК ЭЭС

3.1. Долгосрочные прогнозы электропотребления

Методы прогнозирования можно разделить на 3 большие группы: экстраполяционные, корреляционные и смешанные. Кроме того, их можно разделить на детерминированные, вероятностные (стохастические).

Экстраполяция. Экстраполяционные методы связаны с подбором аппроксимирующих зависимостей для ретроспективных данных, отражающих тенденцию изменения нагрузки (электропотребления). Имея эту зависимость можно экстраполировать её на желаемый интервал времени в будущем. Такой метод будем называть детерминированной экстраполяцией, поскольку не учитываются случайные ошибки в исходных данных и погрешности модели. Для аппроксимации тренда мощности и электропотребления используют следующие функции (модели):

Прямая $y = a + bx$;

Парабола $y = a + bx + cx^2$

S-образная $y = a + bx + cx^2 + dx^3$;

Экспонента $y = ce^{dx}$.

Наиболее часто аппроксимация, т.е. подбор коэффициентов a, b, c, d кривой заданного вида, производится методом наименьших квадратов.

Корреляция. Корреляционные методы прогноза связывают нагрузку и электропотребление с различными демографическими факторами. Преимущества этого подхода в том, что инженер начинает чётко представлять взаимосвязь между ростом нагрузки и электропотребления и другими измеряемыми величинами. Наиболее очевидным недостатком метода является необходимость предсказывать экономические и демографические факторы, что может оказаться труднее, чем прогнозировать нагрузку и электропотребление.

Для подбора коэффициентов моделей используют регрессионный анализ. Пусть имеются наблюдения прогнозируемого показателя Y_1, Y_2, \dots, Y_m , заданные значениями y_1, y_2, \dots, y_m , связанные условием:

$$M[Y_i] = a_0 + \sum_{j=1}^n x_{ij} a_j, \quad \sigma^2[Y_i] = \sigma^2,$$

где $M[Y_i]$, $\sigma^2[Y_i]$ – математическое ожидание и дисперсия случайной величины Y_i ;

x_{ij} – известные значения параметров;

a_j – неизвестные коэффициенты.

Для случая прогнозирования временных зависимостей y_i – наблюдения прогнозируемого показателя, соответствующие моментам времени t_1, t_2, \dots, t_m .

Регрессионный анализ позволяет наилучшим образом подобрать коэффициенты a_0, a_1, \dots, a_n на основе имеющейся выборки y_1, y_2, \dots, y_m .

$$\mathbf{Y} = \mathbf{XA} + \mathbf{E},$$

где \mathbf{Y} – вектор наблюдений y_1, y_2, \dots, y_m ;

\mathbf{A} – вектор искоемых коэффициентов a_0, a_1, \dots, a_n ;

\mathbf{E} – вектор отклонений наблюдений от своих математических ожиданий $\varepsilon_i = y_i - M[Y_i]$;

\mathbf{X} – план-матрица, состоящая из x_{ij} .

Она содержит m строк по числу наблюдений и $(n+1)$ столбец по числу факторов.

Оптимальным значениям a_0, a_1, \dots, a_n соответствует минимум функции

$$\Phi = \sum_{i=1}^m \varepsilon_i^2 = (\mathbf{Y} - \mathbf{XA})^t (\mathbf{Y} - \mathbf{XA}).$$

Это выражение называют критерием наименьших квадратов. Дифференцируя по \mathbf{A} и приравнявая к нулю $\nabla \Phi$, получим

$$(\mathbf{X}^t \mathbf{X}) \mathbf{A} = \mathbf{X}^t \mathbf{Y},$$

откуда найдём \mathbf{A} .

Линейные уравнения, позволяющие найти искоемые значения компонент вектора \mathbf{A} , называются система нормальных уравнений.

В простейшем случае $y = a_0 + a_1 t$.

$$\mathbf{Y} = \begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \cdot \\ y_m \end{bmatrix}, \quad \mathbf{X} = \begin{bmatrix} 1 & t_1 \\ 1 & t_2 \\ \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot \\ 1 & t_m \end{bmatrix}, \quad \mathbf{A} = \begin{bmatrix} a_0 \\ a_1 \end{bmatrix}.$$

Система нормальных уравнений имеет следующий вид

$$\begin{bmatrix} 1 & 1 & \cdot & \cdot & 1 \\ t_1 & t_2 & \cdot & \cdot & t_m \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & t_1 \\ 1 & t_2 \\ \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot \\ 1 & t_m \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a_0 \\ a_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & \cdot & \cdot & 1 \\ t_1 & t_2 & \cdot & \cdot & t_m \end{bmatrix} \begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ y_m \end{bmatrix}.$$

Выполнив умножения матриц, получим

$$\begin{bmatrix} m & \sum_{i=1}^m t_i \\ \sum_{i=1}^m t_i & \sum_{i=1}^m t_i^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a_0 \\ a_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum_{i=1}^m y_i \\ \sum_{i=1}^m t_i y_i \end{bmatrix}.$$

Определитель системы двух линейных уравнений равен

$$\Delta = m \sum_{i=1}^m t_i^2 - \left(\sum_{i=1}^m t_i \right) \left(\sum_{i=1}^m t_i \right).$$

Искомые коэффициенты равны

$$a_0 = \frac{\left(\sum_{i=1}^m y_i\right)\left(\sum_{i=1}^m t_i^2\right) - \left(\sum_{i=1}^m t_i y_i\right)\left(\sum_{i=1}^m t_i\right)}{m \sum_{i=1}^m t_i^2 - \left(\sum_{i=1}^m t_i\right)^2},$$

$$a_1 = \frac{m \left(\sum_{i=1}^m t_i y_i\right) - \left(\sum_{i=1}^m y_i\right)\left(\sum_{i=1}^m t_i\right)}{m \sum_{i=1}^m t_i^2 - \left(\sum_{i=1}^m t_i\right)^2}.$$

Для оценки точности вычисляют кажущуюся погрешность моделирования s^2

$$s^2 = \sum_{i=1}^m \left(y_i - a_0 - \sum_{j=1}^n x_j a_j \right)^2.$$

Важнейшие требования к план-матрице \mathbf{X} – линейная независимость её столбцов и хорошая обусловленность матрицы $\mathbf{M} = \mathbf{X}^t \mathbf{X}$.

Проверка статистической состоятельности построенной регрессионной модели.

Наиболее простой критерий – «нулевая гипотеза». Она опровергает гипотезу, положенную в основу моделирования, т.е. предполагает, что построенная модель не улавливает закономерности изменения случайных величин.

Для проверки вычисляют

$$F_H = \frac{\sum_{i=1}^m (y_i - \bar{y})^2}{\sum_{i=1}^m \varepsilon_i^2} \cdot \frac{m-n}{m-1}, \quad \bar{y} = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m y_i.$$

Найденное число представляет собой значение случайной величины, которая при справедливости «нулевой гипотезы» распределены по закону F -распределения с $(m-1)$ степенью свободы числителя и $(m-n)$ степенями свободы знаменателя. Задаваясь вероятностью $\beta = 0,95$ ($\beta = 0,99$), можно по таблицам найти верхнюю границу $F_{\text{табл}}$. Если $F_n > F_{\text{табл}}$, то «нулевая гипотеза» не верна и модель выбрана правильно.

Согласование моделей прогнозирования. Приведённые модели прогнозирования не учитывают взаимосвязи между крупными узлами ОЭС и ОЭС в целом. Рассмотрим простейший метод прогнозирования временных зависимостей, учитывающий эти связи.

Пусть имеется m наблюдений $y_i(t)$ для узлов i , входящих в ОЭС ($i = 1, 2, \dots, n$) и наблюдение $y_0(t)$ того же показателя для ОЭС в целом. Согласовать прогнозы так, чтобы:

$$\sum_{i=1}^n \hat{y}_i(t_s) = \hat{y}_0(t_s), \quad s = 1, 2, \dots, m,$$

$$\hat{y}_i = a_{0i} + a_{1i}t + a_{2i}t^2,$$

$$\hat{y}_0 = a_{00} + a_{10}t + a_{20}t^2.$$

Чтобы обеспечить согласованность прогнозов узлов и ОЭС необходимо добавить следующую систему ограничений:

$$a_{0j} = \sum_{i=1}^n a_{ij}, \quad j = 0, 1, 2.$$

С учётом этого ограничения

$$\begin{cases} \mathbf{Y}_i - \mathbf{X}\mathbf{A}_i = \mathbf{E}_i \\ \mathbf{Y}_0 - \mathbf{X}\mathbf{A}_0 = \mathbf{E}_0, \end{cases}$$

$$\mathbf{X} = \begin{bmatrix} 1 & t_1 & t_1^2 \\ 1 & t_2 & t_2^2 \\ \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot \\ 1 & t_m & t_m^2 \end{bmatrix},$$

где $\mathbf{A}_i, \mathbf{A}_0$ – векторы искоемых коэффициентов a_{ij}, a_{0j} .

Используя метод наименьших квадратов, получим

$$\Phi = \min \sum_{i=0}^n \sum_{s=1}^m \varepsilon_{is}^2 = \sum_{i=1}^n (\mathbf{Y}_i - \mathbf{X}\mathbf{A}_i)^t (\mathbf{Y}_i - \mathbf{X}\mathbf{A}_i) + \left(\mathbf{Y}_0 - \mathbf{X} \sum_{i=1}^n \mathbf{A}_i \right)^t \left(\mathbf{Y}_0 - \mathbf{X} \sum_{i=1}^n \mathbf{A}_i \right).$$

Дифференцируя, получим

$$\left(\mathbf{X}^t \mathbf{X} \right) \left(\mathbf{A}_i + \sum_{i=1}^n \mathbf{A}_i \right) = \mathbf{X}^t (\mathbf{Y}_i + \mathbf{Y}_0), \quad i = 1, 2, \dots, n.$$

Откуда можно найти \mathbf{A}_i .

3.2. Краткосрочный прогноз нагрузок и электропотребления

Прогнозирование электропотребления выполняется для территорий обслуживаемых РДУ, ОДУ и ЦДУ ЕЭС России в целом [15].

Стандартные (типовые) условия задач краткосрочного планирования предполагают наличие прогнозных значений электропотребления на интервалах упреждения от 2 до 11 суток вперёд.

Процесс электропотребления является сложным случайным нестационарным процессом, который может быть представлен несколькими регулярными и нерегулярной (случайной) составляющими. Методом моделирования электропотребления, как случайного нестационарного процесса, является декомпозиция исходного процесса на регулярную (тренд) и нерегулярную составляющие. *Тренд* описывает устойчивые тенденции изменения процесса на интервале времени. Нерегулярная составляющая характеризует случайную непрогнозируемую часть потребления и вероятные отклонения фактических значений электропотребления от тренда, выделенного из исходного процесса.

Определение вида и параметров прогнозирующей модели выполняется путём аппроксимации известных значений электропотребления на ретроспективном интервале времени и на интервале упреждения.

В общем случае прогнозирующая математическая модель электропотребления может включать в себя элементарные функции от любых независимых переменных, принимаемых в качестве факторов, влияющих на величину потребления, по которым имеются достоверные фактические данные, а также прогнозы, получаемые из официальных источников. Возможно использование следующих независимых переменных или влияющих факторов:

- время;
- суточные графики метеорологических параметров;
- температура;
- освещённость;
- влажность;
- осадки;
- скорость и направление ветра.

В качестве прогнозирующей модели электропотребления могут быть использованы математически выраженные:

- регрессионные зависимости, имеющие в качестве аргументов влияющие факторы;

- модели, представленные периодическим рядом Фурье;
- аддитивные (составные) функции, включающие наборы элементарных функций.

В качестве прогнозирующей модели электропотребления может быть использована также обученная нейронная сеть.

В качестве основной прогностической модели рекомендуется использовать аддитивную модель, включающую в себя и регрессионную модель и модель, представленную рядом Фурье.

Определение параметров прогнозирующих моделей выполняется при выделении тренда $R(t)$ из последовательности измеренных значений электропотребления $P(t)$ (метод аппроксимации), представленной на ретроспективном интервале. Аппроксимация значений выполняется путём минимизации целевой функции – суммы квадратов отклонений.

В ходе аппроксимации функции, помимо выделения тренда, также обеспечивается расчёт нерегулярной составляющей электропотребления $\sigma_{нс}$. Распределение нерегулярной составляющей (среднеквадратичных отклонений измеренных значений электропотребления от тренда) должно носить характер близкий к нормальному закону распределения.

Одним из условий обеспечения качественной работы используемого расчётного метода является наличие в обучающей выборке наряду с ретроспективными данными точек притяжения. Учёт таких точек может быть выполнен при раздельном прогнозировании электропотребления по характерным дням недели.

Прогноз электропотребления выполняется отдельно для каждых суток, попадающих в интервал упреждения. Такое разбиение позволяет учесть различия в конфигурациях графиков электропотребления по дням недели. Ретроспективные данные, включаемые в обучающую выборку, в данном случае формируются из записей, относящихся к одноимённым дням предшествующего периода.

Известны M реализаций нестационарного случайного процесса суточных графиков электропотребления в виде почасовых последовательностей:

$$\mathbf{P} = [P_{it}], \quad t = 0, 1, \dots, 23, \quad i = 1, 2, \dots, M.$$

Для однотипных дней каждый столбец матрицы \mathbf{P} представляет собой близкую к стационарной последовательность значений P_{it} для заданного t .

Задача прогнозирования состоит в определении статистической оценки значений $P_{(M+1)t}$ по известным значениям P_{it} . Используется метод линейной множественной регрессии, описанный в § 3.1. Повышение точности прогноза достигается за счёт тех суток предистории $m \ll M$, которые соответствуют минимальному риску для известной части суточного графика нагрузки. Используется информация о суточных графиках нагрузки за 53 недели.

Независимое прогнозирование ЭП для одних и тех же территорий, выполняемое Системным оператором на уровнях ОДУ и ЦДУ, приводит к неодинаковым результатам. Как правило, различие прогнозов определяется различным количеством точек обучающих выборок, различным выбором вида прогнозирующей модели. Независимость выполнения прогнозов на различных уровнях обеспечивает дополнительный контроль над результатами прогноза. В большинстве случаев, результаты полученных прогнозов отличаются незначительно, и данные различия находятся в рамках $\pm 3 \sigma_{нс}$, т.е. в пределах доверительного интервала прогнозирования.

4. ОПТИМАЛЬНЫЕ РЕЖИМЫ ЭЭС И ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

4.1. Энергетические характеристики оборудования электростанций

При анализе режимов электростанций используются следующие характеристики:

- Расходные (энергетические) характеристики. Зависимость расхода энергоресурса от часовой нагрузки электростанции (агрегата).
- Регулировочный диапазон электростанции (минимальная, максимальная мощности) $\alpha_{\text{рег}} = \frac{P_{\text{расп}} - P_{\text{min}}}{P_{\text{расп}}} 100\%$.
- Графики изменения энергоотдачи электростанции в годовом разрезе. Графики изменения среднемесячных и располагаемых мощностей электростанции в зависимости от ограничений на энергоресурсы.
- Скорость набора и снижения нагрузки на электростанции в нормальных и аварийных режимах.

ГЭС используются только для выработки электроэнергии или в составе водохозяйственного комплекса. Сток рек неравномерен в годовом и многолетнем разрезе. Где возможно при ГЭС сооружают водохранилища сезонного и многолетнего регулирования. Водно-энергетические характеристики ГЭС определяют путём водохозяйственных расчётов на основе статистических данных многолетних наблюдений за стоком рек.

Расходная характеристика ГЭС приведена на рис. 4.1. Наклон расходной характеристики существенно зависит от напора H .

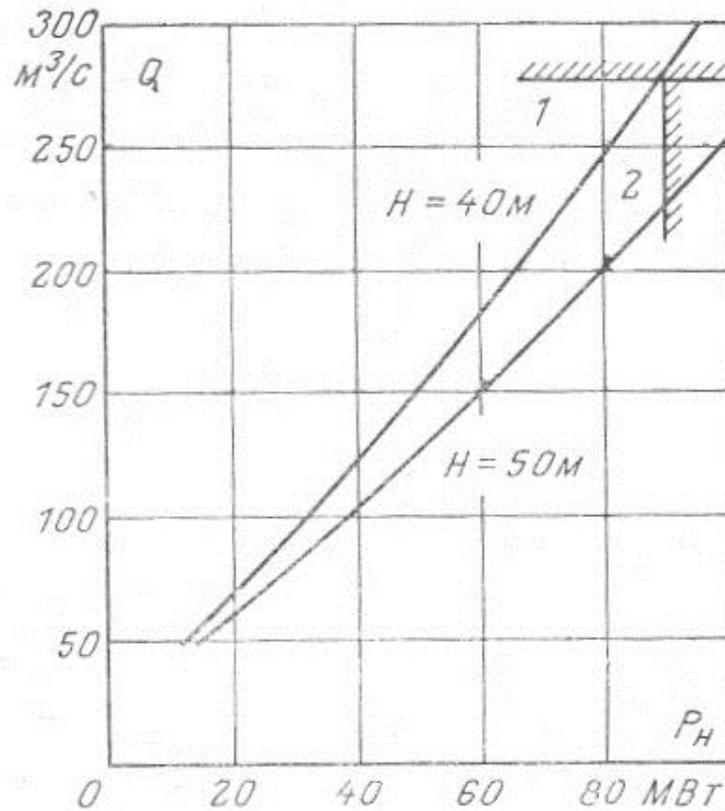


Рис.4.1. Расходная характеристика средненапорной ГЭС

Маневренные свойства блочных КЭС существенно зависят от возможностей останова блоков в течение суток или недели. Останов связан со значительным изменением температурного режима, возникновением температурных перенапряжений. Существуют ограничения на остановки блоков в зависимости от параметров пара и длительности периода эксплуатации. Ежесуточный останов допускается у части блоков 13 МПа. При 24 МПа останов – только по требованиям недельного регулирования. Ограничивается число одновременно остановленных блоков на электростанции. Соблюдение температурного режима обуславливает длительность пусков блоков и ограничивает скорость набора нагрузки (рис. 4.2).

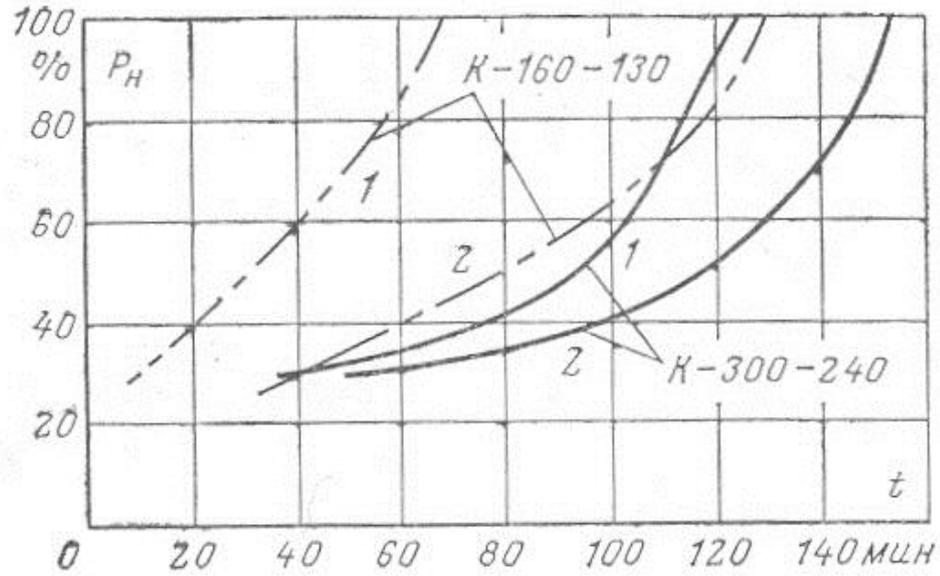


Рис. 4.2. Графики набора нагрузки:
 1 — останов на 6 – 10 часов;
 2 — останов на 30 – 35 часов.

У неблочных КЭС более широкие возможности отключения котлов и работы турбогенераторов с пониженной нагрузкой (8 – 10 % от $P_{\text{ном}}$).

Расход топлива определяется по энергетическим (расходным) характеристикам. Нелинейные характеристики (рис. 4.3,а) аппроксимируют двухзонными (однозонными) кусочно-линейными зависимостями (рис. 4.3, б). Часовой расход топлива равен

$$\begin{cases} B = \beta_{\text{хх}} P_{\text{ном}} + \beta'_k P, & \text{при } P \leq P' \\ B = \beta_{\text{хх}} P_{\text{ном}} + \beta'_k P' + \beta''_k (P - P'), & \text{при } P > P'. \end{cases}$$

Характеристики некоторых агрегатов КЭС приведены в табл. 4.1.

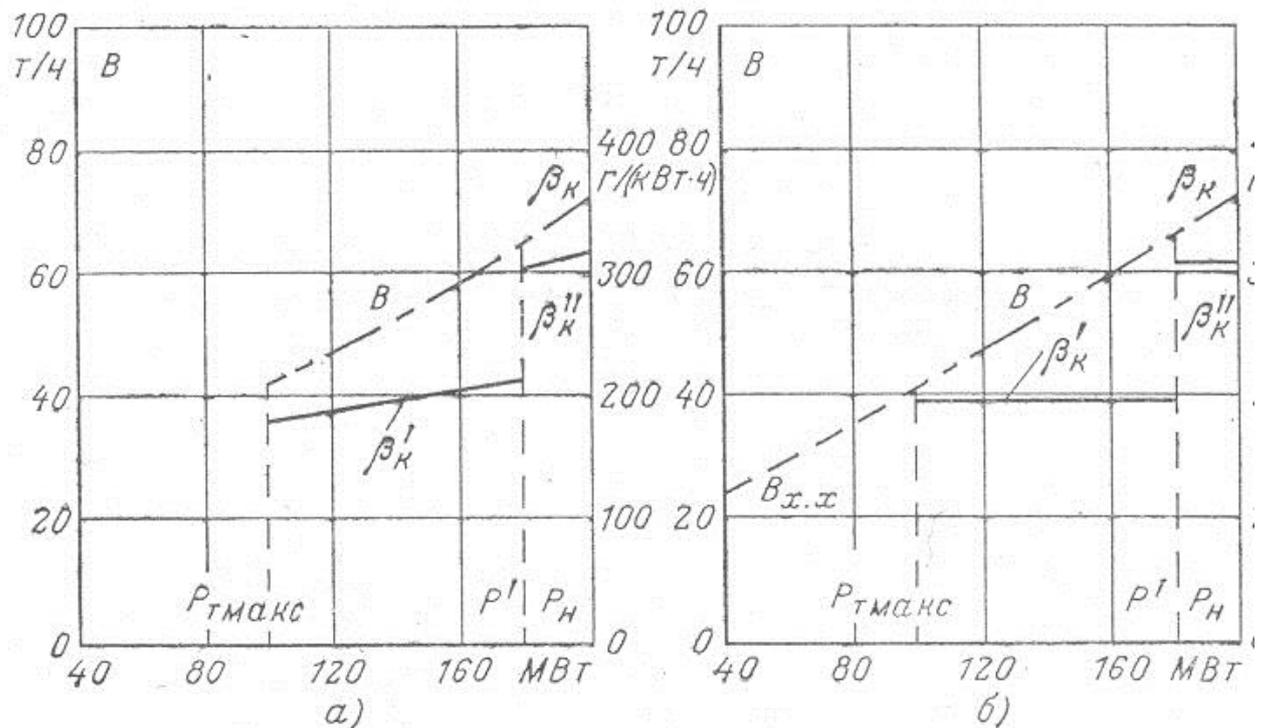


Рис. 4.3. Энергетические характеристики блока КЭС

Таблица 4.1. – Энергетические характеристики КЭС

Тип агрегата	Топливо	Мощность, МВт		Коэффициенты энергетической характеристики, т/МВт		
		$P_{\text{ном}}$	P'	$\beta_{\text{хх}}$	β'	β''
К-1200-240	Мазут	1200	1200	0,0225	0,283	0,283
К-800-240	Мазут	800	800	0,0240	0,284	0,284
К-500-240	Уголь	500	410	0,0296	0,282	0,298
К-300-240	Уголь	300	300	0,0250	0,293	0,293
ГТУ-100-750	Газ	100	100	0,11	0,350	0,350

При пуске блоков возникают дополнительные расходы топлива (табл. 4.2).

Турбины ТЭЦ типов Т и ПТ при неполной загрузке отборов могут работать по электрическому графику, развивая в случае необходимости номинальную электрическую мощность (рис. 4.4). Мощность турбин типа Р определяется их тепловой нагрузкой.

Таблица 4.2. – Пусковые расходы топлива КЭС

Тип агрегата	Пусковые потери, т	
	При останове на 8 – 10 ч	При пуске из холодного состояния
К-100-90	8	30
К-150-130	25	50
К-200-130	30	60
К-300-240	80	150

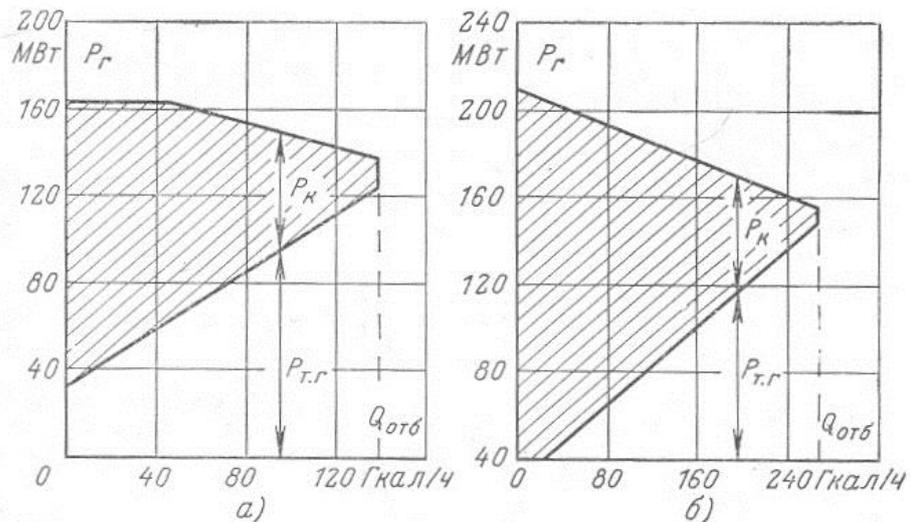


Рис. 4.4. Зависимость электрической нагрузки ТЭЦ от тепловой:

$P_{т.г}$ - мощность на тепловом потреблении;

$P_{к}$ - мощность конденсационная.

4.2. Планирование режимов ГЭС

Участие ГЭС в покрытии нагрузки зимних рабочих суток определяют исходя из заданной гарантированной среднемесячной мощности ГЭС $P_{гар}^{ГЭС}$ и суточного ресурса энергии. Участие ГЭС должно обеспечить максимальное снижение потребной мощности ТЭС. Участие ГЭС в покрытии нагрузки во все часы не должно быть меньше заданной $P_{баз}^{ГЭС}$ (зона 8 на рис. 4.5).

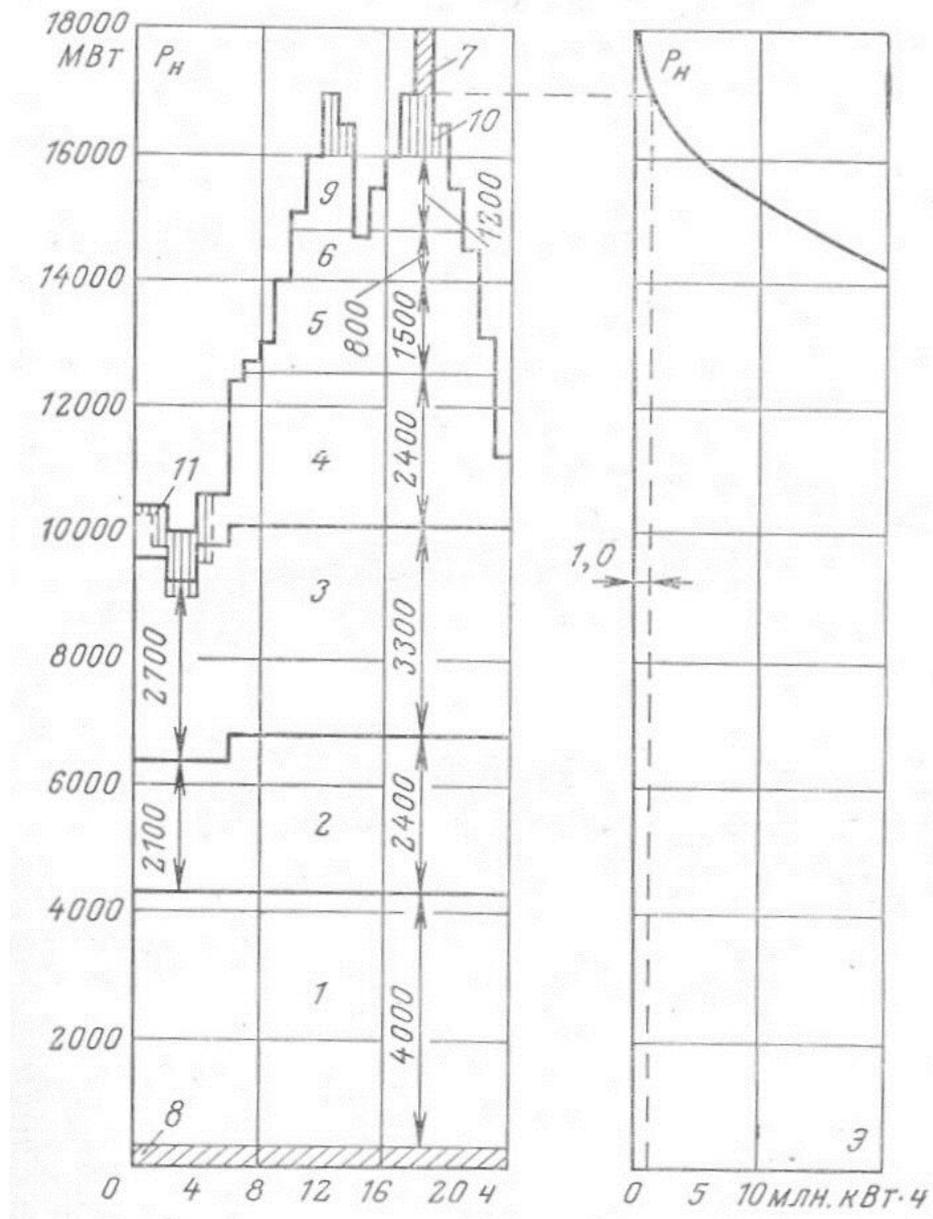


Рис. 4.5. Вписывание ГЭС и ГАЭС с использованием ИКН

В другие сутки участие ГЭС определяется главным образом условиями полного использования суточного ресурса энергии и максимального выравнивания нагрузки ТЭС.

Для вписывания ГЭС определяют $P_{\text{пик}}^{\text{ГЭС}}$ и $W_{\text{пик}}^{\text{ГЭС}}$.

$$P_{\text{пик}}^{\text{ГЭС}} = P_{\text{расп}}^{\text{ГЭС}} - P_{\text{баз}}^{\text{ГЭС}} - R_{\text{вр}}^{\text{ГЭС}},$$

$$W_{\text{пик}}^{\text{ГЭС}} = \left(k_{\text{нед}}^{\text{ГЭС}} P_{\text{гар}}^{\text{ГЭС}} - P_{\text{баз}}^{\text{ГЭС}} \right) 24,$$

где $k_{\text{нед}}^{\text{ГЭС}}$ – коэффициент недельного регулирования ($k_{\text{нед}}^{\text{ГЭС}} = 1,0 - 1,2$). Он учитывает неравномерность недельного режима электропотребления и регулировочные возможности водохранилища.

$P_{\text{пик}}^{\text{ГЭС}}$ и $W_{\text{пик}}^{\text{ГЭС}}$ используют для определения зоны работы ГЭС в графике нагрузки. Для приближённого расчёта определение зоны основано на построении интегральной кривой нагрузки (ИКН) $P_{\text{н}} = f(\Theta)$ (рис. 4.5). Суточный график разбивают на зоны с постоянным шагом ΔP , начиная от P_{max} графика нагрузки. Подсчитывают площадь участка графика Θ_k , заключённого между уровнем P_{max} и текущим значением мощности

$$P_k = P_{\text{max}} - k\Delta P, \quad k = 0, 1, 2, \dots$$

На графике ИКН откладывают очередную точку с координатами Θ_k и P_k .

Используя $P_{\text{пик}}^{\text{ГЭС}}$ и $W_{\text{пик}}^{\text{ГЭС}}$, строят прямоугольный треугольник, катетами которого являются указанные величины. Необходимо расположить треугольник так, чтобы катеты были параллельны осям и вершины треугольника опирались на ИКН. Зона суточного графика, в которой нагрузку покрывает ГЭС (зона 7 на рис. 4.5), определяют проектированием координат вершин треугольника на суточный график нагрузки.

В некоторых случаях не удаётся корректно расположить треугольник ГЭС на ИКН. Такие ситуации встречаются при значительной пиковой мощности $P_{\text{пик}}^{\text{ГЭС}}$ и достаточно равномерном графике нагрузки (ИКН имеет малую крутизну) или при малом энергоресурсе $W_{\text{пик}}^{\text{ГЭС}}$. В этом случае часть мощности ГЭС не используется. Необходимо полностью использовать возможности ГЭС по выработке электроэнергии, но мощность ГЭС будет уменьшена до величины $P_{\text{уч}}^{\text{ГЭС}}$.

Если в ЭЭС имеется несколько ГЭС, то их вписывают в график в порядке возрастания числа часов использования располагаемой мощности ГЭС

$$h^{\text{ГЭС}} = \frac{W_{\text{сут}}^{\text{ГЭС}}}{P_{\text{расп}}^{\text{ГЭС}}}.$$

Вписывание ГАЭС в суточный график нагрузки при работе в турбинном режиме аналогично вписыванию ГЭС. Суточная выработка энергии ГАЭС определяется с учётом потребления ГАЭС в насосном режиме.

$$W_{\text{турб}}^{\text{гаэс}} = W_{\text{нас}}^{\text{гаэс}} \cdot \eta,$$

где η – к.п.д. ГАЭС ($\eta \approx 0,7$).

Потребление ГАЭС в насосном режиме равно

$$W_{\text{нас}}^{\text{гаэс}} = \frac{P_{\text{расп}}^{\text{гаэс}} h_{\text{турб}}^{\text{гаэс}}}{\eta},$$

где $P_{\text{расп}}^{\text{гаэс}}$ – проектная располагаемая мощность ГАЭС;

$h_{\text{турб}}^{\text{гаэс}}$ – число часов работы в турбинном режиме (4 – 6 час).

Суточный график нагрузки корректируют в часы ночного провала, увеличивая нагрузку таким образом, чтобы дополнительная площадь графика была равна $W_{\text{нас}}^{\text{гаэс}}$.

Вписывание ГАЭС осложняется тем, что выработка электроэнергии в ЭЭС расходуется в насосном режиме. Экономию затрат на ТЭС при работе ГАЭС в турбинном режиме нужно сопоставлять с дополнительными затратами на ТЭС при работе ГАЭС в насосном режиме. В ряде случаев целесооб-

разно недоиспользование мощности ГАЭС и снижение выработки электроэнергии ГАЭС.

4.3. Выбор состава включённого оборудования

При прохождении максимума нагрузки суммарная мощность включённого оборудования электростанций должна превышать максимум нагрузки. Если рабочая мощность всех ТЭС существенно превышает указанную величину, то определяют оптимальный состав оборудования, включённого в час максимальной нагрузки. Для этого сопоставляют суточные затраты на топливо при работе всех исправных агрегатов и при выводе части их в холодный резерв.

Если использовать однозонные энергетические характеристики, то целесообразность вывода i -го агрегата КЭС или ГТС в холодный резерв проверяется по выражению:

$$z_{Ti} (\beta_{xxi} P_{ном i} + \beta'_i P_i) > z_{Tj} \beta'_j P_j,$$

где z_{Ti} – стоимость топлива, расходуемого i -м агрегатом;

β_{xxi}, β'_i – коэффициенты энергетической характеристики i -го агрегата;

P_i – нагрузка i -го агрегата до отключения;

z_{Tj} – стоимость топлива, расходуемого j -м агрегатом, который воспринимает нагрузку P_j ;

β'_j – коэффициент энергетической характеристики j -го агрегата.

Левая часть выражения – экономия затрат, правая – дополнительные затраты.

При снижении нагрузки оптимальный состав работающего оборудования определяют путём сопоставления затрат на топливо при работе максимального количества агрегатов со сниженной нагрузкой или уменьшенного количества агрегатов с увеличенной нагрузкой плюс дополнительные затраты на ежесуточный пуск и останов агрегата. Приблизённо экономичность останова агрегата может быть определена по величине $S_{ост\ i}$. $S_{ост\ i}$ – это разность снижения затрат на топливо при останове агрегата, работающего на техническом минимуме, на $\tau_{пр}$ часов и перерасхода затрат на топливо при пуске.

$$S_{ост\ i} = z_{г\ i} \frac{(\beta_{хх\ i} P_{ном\ i} + \beta'_i P_{мин\ i}) \tau_{пр} - B_{пуск-ост\ i}}{P_{мин\ i} \tau_{пр}},$$

где $P_{мин\ i}$ – минимальная нагрузка i -го агрегата;

$B_{пуск-ост\ i}$ – расход топлива на пуск и останов.

Останавливают агрегат, для которого $S_{ост\ i}$ – максимальное.

При выборе останавливаемого агрегата следует иметь ввиду следующее.

АЭС размещают в базисной части графика без разгрузки в ночные часы.

ТЭЦ также размещают в базисной части. В зимнее время они полностью загружены по теплу и в дневное время работают с полной располагаемой мощностью за вычетом ремонтного и оперативного резервов. Разгрузка ТЭЦ в ночные часы зависит от характера тепловой нагрузки (табл. 4.3).

Оставшуюся нагрузку распределяют между КЭС, ГТС, ПГУ и конденсационной мощностью ТЭЦ. Для этого используются характеристики относительных приростов расхода топлива с учётом стоимости топлива.

Таблица 4.3. – Возможности снижения нагрузки ТЭЦ

Тип агрегата	Зимний период			Неотопительный сезон	
	Рабочие		Выходные дни		
	дни, часы	ночные	Дневные часы		Ночные часы
Р	1,0		1,0	1,0	0,90
Т	0,86		0,86	0,70 – 0,75	0,15
ПТ	0,66 – 0,70		0,66 – 0,70	0,66 – 0,70	0,43 – 0,52

4.4. Распределение нагрузки между электростанциями

Оптимальный режим ЭЭС при заданном составе включённых блоков соответствует минимуму затрат на топливо электростанций [13, 16, 17] при условии соблюдения баланса активной мощности и учёте ограничений на диапазон изменения мощности электростанций. Для выбора оптимального режима формируется и решается математическая модель (ММ) оптимизации режима ЭЭС следующего вида

$$Z_T = \sum_{i=1}^n C_i B_i(P_{Gi}) \Rightarrow \min; \quad (4.1)$$

$$\sum_{i=1}^n P_{Gi} - P_{H\Sigma} - \pi(P_{Gi}, Q_{Gi}) = 0; \quad (4.2)$$

$$P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max}, \quad i=1, 2, \dots, n, \quad (4.3)$$

где C_i – стоимость топлива на i -й электростанции;

$B_i(P_{Gi})$ – энергетическая характеристика i -й электростанции;

P_{Gi} – активная мощность, генерируемая i -й электростанцией;

$\pi(P_{\Gamma i}, Q_{\Gamma i})$ – суммарные потери активной мощности в сети ЭЭС;

n – число электростанций в ЭЭС;

$P_{\text{H}\Sigma}$ – суммарная активная нагрузка потребителей;

$P_{\Gamma i}^{\min}, P_{\Gamma i}^{\max}$ – пределы изменения мощности i -й электростанции.

Минимальная мощность электростанции $P_{\Gamma i}^{\min}$ определяется устойчивостью работы тепловой части. Максимальная мощность $P_{\Gamma i}^{\max}$ соответствует рабочей мощности электростанции, определяемой как разность между установленной (номинальной) и мощностью находящейся в ремонте и резерве.

В ММ (4.1) – (4.3) функция $Z_T = \sum_{i=1}^n \Pi_i B_i(P_{\Gamma i})$ является целевой функцией оптимизации режима, а её минимальное значение – это **критерий оптимальности режима ЭЭС**.

Минимум (4.1) при условии (4.2) может быть определён **методом множителей Лагранжа** [31, 53]. Функция Лагранжа имеет вид

$$L_p = \sum_{i=1}^n \Pi_i B_i(P_{\Gamma i}) + \lambda \left(\sum_{i=1}^n P_{\Gamma i} - P_{\text{H}\Sigma} - \pi(P_{\Gamma i}, Q_{\Gamma i}) \right), \quad (4.4)$$

где λ – неопределённый множитель Лагранжа.

В точке минимума (4.4) $\sum_{i=1}^n P_{\Gamma i} - P_{\text{H}\Sigma} - \pi(P_{\Gamma i}, Q_{\Gamma i}) = 0$ и значения функций (4.1) и (4.4) совпадают.

Необходимым условием минимума функции Лагранжа L_p является равенство нулю частных производных $\frac{\partial L_p}{\partial P_{\Gamma i}}, \frac{\partial L_p}{\partial \lambda}$.

$$\begin{cases} \frac{\partial L_p}{\partial P_{\Gamma i}} = \Pi_i \frac{\partial B_i}{\partial P_{\Gamma i}} + \lambda \left(1 - \frac{\partial \pi}{\partial P_{\Gamma i}} \right) = 0, & i = 1, 2, \dots, n; \\ \frac{\partial L_p}{\partial \lambda} = \sum_{i=1}^n P_{\Gamma i} - P_{\text{H}\Sigma} - \pi(P_{\Gamma i}, Q_{\Gamma i}) = 0. \end{cases} \quad (4.5)$$

Обозначив $\frac{\partial B_i}{\partial P_{\Gamma i}} = \varepsilon_i$ и $\frac{\partial \pi}{\partial P_{\Gamma i}} = \sigma_{pi}$, получим **условие оптимальности**

режима ЭЭС при учёте потерь мощности в сети

$$\begin{cases} \frac{\Pi_1 \varepsilon_1}{1 - \sigma_{p1}} = \frac{\Pi_2 \varepsilon_2}{1 - \sigma_{p2}} = \dots = \frac{\Pi_i \varepsilon_i}{1 - \sigma_{pi}} = \dots = \frac{\Pi_n \varepsilon_n}{1 - \sigma_{pn}} = \mu; \\ \sum_{i=1}^n P_{\Gamma i} - P_{\text{H}\Sigma} - \pi(P_{\Gamma i}, Q_{\Gamma i}) = 0, \end{cases} \quad (4.6)$$

где ε_i – **относительный прирост расхода топлива** i -й электростанцией (характеристика относительного прироста расхода топлива);

μ – относительный прирост затрат по системе в целом ($\mu = -\lambda$).

Достаточное условие минимума (4.4) имеет следующий вид

$$\frac{\partial^2 B_i}{\partial P_{\Gamma i}^2} \geq 0 \quad \text{или} \quad \frac{\partial \varepsilon_i}{\partial P_{\Gamma i}} \geq 0.$$

При нарушении условий вида (4.3) соответствующая переменная $P_{\Gamma i}$ фиксируется на своём граничном значении и в дальнейшем не изменяется.

Экономический смысл (4.6) состоит в том, что отношение прироста затрат на топливо ΔZ_T к приросту активной нагрузки ΔP_H должен быть одинаковым у всех электростанций.

Оптимизация режимов ЭЭС в соответствии с (4.1) – (4.3) с учётом зависимости потерь мощности π от искомым мощностей $P_{\Gamma i}$, $Q_{\Gamma i}$ связана с вычислением производных $\frac{\partial \pi}{\partial P_{\Gamma i}}$.

Зависимости π от узловых мощностей могут быть получены при использовании *упрощённой модели сети*. В такой модели (рис. 4.6) поперечные проводимости заменяются зарядной мощностью (для ЛЭП), потерями холостого хода (для трансформаторов), постоянной генерацией нерегулируемых КУ (конденсаторные батареи, шунтирующие реакторы).

На рис. 4.6 в схеме сети выделены три узла: $(n+1)$ -й узел, являющийся балансирующим, и два других узла – i и k . В балансирующем узле задано напряжение $U_{\delta} = const$. Рабочие напряжения в узлах i и k равны \dot{U}_i и \dot{U}_k . Эти напряжения отсчитываются от нулевого провода (земли). В то же время напряжения \dot{U}_i и \dot{U}_k можно определить, используя напряжение U_{δ} и падение напряжения между i -м (k -м) узлом и балансирующим $\dot{U}_{\Delta i}$ ($\dot{U}_{\Delta k}$).

$$\dot{U}_i = U_{\delta} + \dot{U}_{\Delta i}.$$

Соответствующая векторная диаграмма приведена на рис. 4.6.

Так как в упрощённой модели узлы не имеют связи с землёй, то напряжение балансирующего узла можно приравнять к нулю $U_{\delta} = 0$ (рис. 4.7). Тогда в уравнениях узловых напряжений (УУН), записанных в виде балансов токов, напряжения \dot{U}_i (\dot{U}_k) заменяются на падения напряжения $\dot{U}_{\Delta i}$ ($\dot{U}_{\Delta k}$).

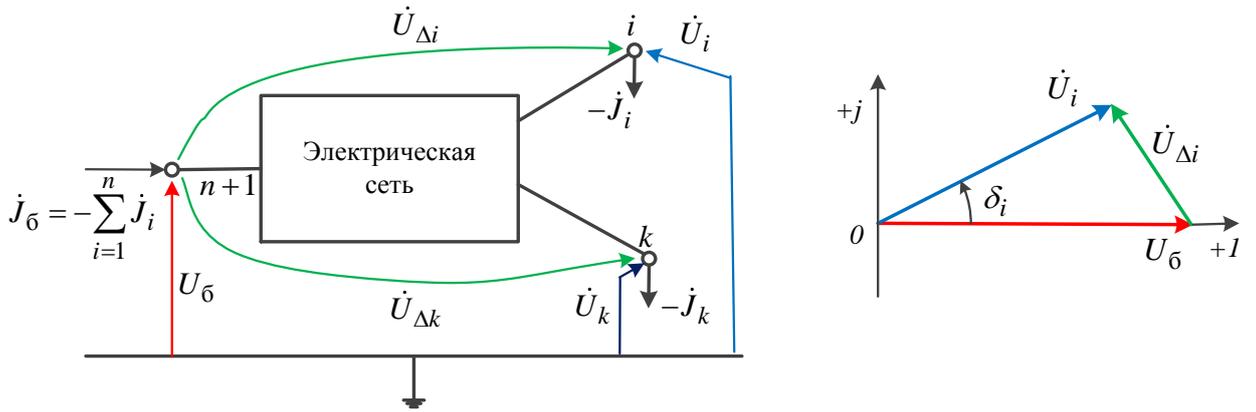


Рис. 4.6. Модель сети без поперечных проводимостей и падения напряжения между узлами

УУН для упрощённой модели сети запишутся следующим образом:

$$\underline{Y}_{ii}\dot{U}_{\Delta i} + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \underline{Y}_{ik}\dot{U}_{\Delta k} = \underline{J}_i, \quad i = 1, 2, \dots, n. \quad (4.7)$$

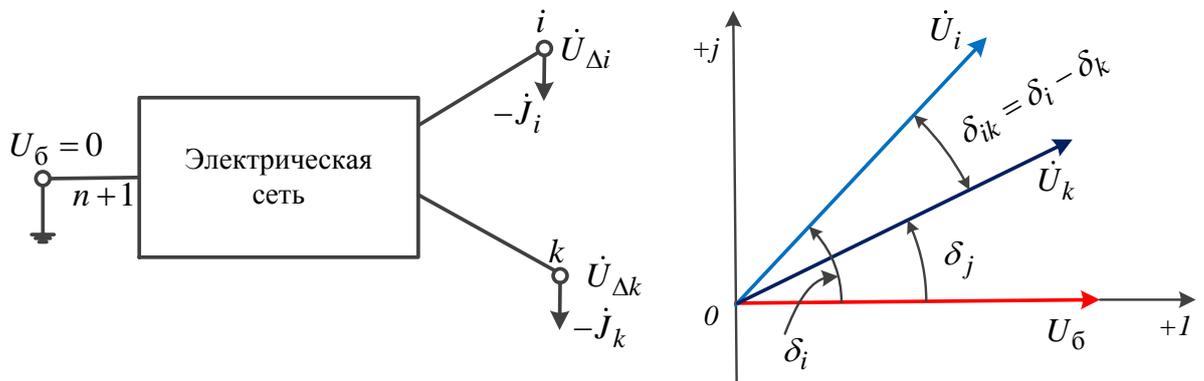


Рис. 4.7. Схема для расчёта узловых напряжений и векторная диаграмма напряжений

В матричной форме (4.7) имеет вид:

$$\underline{Y}\dot{U}_{\Delta} = \underline{J}, \quad (4.8)$$

ИЛИ

$$\begin{pmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} & \cdots & \underline{Y}_{1n} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} & \cdots & \underline{Y}_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \underline{Y}_{n1} & \underline{Y}_{n2} & \cdots & \underline{Y}_{nn} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \dot{U}_{\Delta 1} \\ \dot{U}_{\Delta 2} \\ \vdots \\ \dot{U}_{\Delta n} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \dot{J}_1 \\ \dot{J}_2 \\ \vdots \\ \dot{J}_n \end{pmatrix}.$$

Решая (4.8) относительно \dot{U}_{Δ} , получим

$$\dot{U}_{\Delta} = \underline{Z}\dot{J}, \quad (4.9)$$

где $\underline{Z} = \underline{Y}^{-1}$ – матрица *узловых сопротивлений* размером $n \times n$.

$$\underline{Z} = \begin{pmatrix} \underline{Z}_{11} & \underline{Z}_{12} & \cdots & \underline{Z}_{1n} \\ \underline{Z}_{21} & \underline{Z}_{22} & \cdots & \underline{Z}_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \underline{Z}_{n1} & \underline{Z}_{n2} & \cdots & \underline{Z}_{nn} \end{pmatrix}.$$

В алгебраической форме напряжение (по отношению к земле) в любом узле сети равно

$$\dot{U}_i = U_{\delta} + \dot{U}_{\Delta i} = U_{\delta} + \sum_{k=1}^n \underline{Z}_{ik} \dot{J}_k,$$

где $\underline{Z}_{ik} = R_{ik} + jX_{ik}$ – узловое сопротивление между узлами i и k (при $k=i$ – собственное сопротивление узла i).

Для определения нагрузочных потерь мощности суммируем все мощности узлов (генерации и нагрузочных) $\underline{S}_i = \dot{U}_i \hat{J}_i$, включая мощность балансирующего узла $\underline{S}_{\delta} = U_{\delta} \hat{J}_{\delta}$.

Ток балансирующего узла (см. рис. 4.6) равен $\hat{J}_0 = -\sum_{i=1}^n \hat{J}_i$.

$$\begin{aligned} \Delta \underline{S} &= \underline{S}_0 + \sum_{i=1}^n \underline{S}_i = -U_0 \sum_{i=1}^n \hat{J}_i + \sum_{i=1}^n \left(U_0 + \sum_{k=1}^n \underline{Z}_{ik} \hat{J}_k \right) \hat{J}_i = \\ &= \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^n \hat{J}_i \underline{Z}_{ik} \hat{J}_k = \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^n \frac{\underline{S}_i}{\hat{U}_i} \underline{Z}_{ik} \frac{\hat{S}_k}{\hat{U}_k}, \end{aligned} \quad (4.10)$$

где $\underline{S}_i = P_i + jQ_i$; $\hat{S}_k = P_k - jQ_k$; $\hat{U}_i = U_i e^{j\delta_i}$; $\hat{U}_k = U_k e^{-j\delta_k}$.

Разделяя (4.10) на действительную и мнимую части, определим значения активных (π) и реактивных (q) нагрузочных потерь [17].

$$\begin{cases} \pi = \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^n (P_i P_k + Q_i Q_k) B_{ik} - 2 \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^n (P_i Q_k) \Phi_{ik}; \\ q = \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^n (P_i P_k + Q_i Q_k) D_{ik} - 2 \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^n (P_i Q_k) T_{ik}, \end{cases} \quad (4.11)$$

где B_{ik} , Φ_{ik} , D_{ik} , T_{ik} – коэффициенты потерь.

$$\begin{aligned} B_{ik} &= \frac{R_{ki} \cos(\delta_i - \delta_k)}{U_i U_k}; & \Phi_{ik} &= \frac{R_{ki} \sin(\delta_i - \delta_k)}{U_i U_k}; \\ D_{ik} &= \frac{X_{ki} \cos(\delta_i - \delta_k)}{U_i U_k}; & T_{ik} &= \frac{X_{ki} \sin(\delta_i - \delta_k)}{U_i U_k}. \end{aligned}$$

При небольших углах сдвига векторов напряжения $\delta_{ik} = \delta_i - \delta_k$ (см. рис. 4.7) $\sin \delta_{ik} \approx 0$ и $\cos \delta_{ik} \approx 1$. Тогда частные производные потерь мощности равны

$$\begin{cases} \frac{\partial \pi}{\partial P_{\Gamma i}} \approx 2 \sum_{k=1}^n P_k B_{ik}; & \frac{\partial \pi}{\partial Q_i^{\Gamma}} \approx 2 \sum_{k=1}^n Q_k B_{ik}; \\ \frac{\partial q}{\partial P_{\Gamma i}} \approx 2 \sum_{k=1}^n P_k D_{ik}; & \frac{\partial q}{\partial Q_i^{\Gamma}} \approx 2 \sum_{k=1}^n Q_k D_{ik}. \end{cases} \quad (4.12)$$

Для вычисления *коэффициентов потерь* B_{ik} , Φ_{ik} , D_{ik} , T_{ik} необходимы величины узловых сопротивлений $\underline{Z}_{ik} = R_{ik} + jX_{ik}$. Эти сопротивления могут быть найдены по (4.9) методом единичных токов.

Учёт потерь мощности при оптимизации режима ЭЭС по условию (4.6) приводит к перемещению ХОП i -й станции вверх или вниз в зависимости от знака производной $\sigma_{pi} = \frac{\partial \pi}{\partial P_{\Gamma i}}$. Если $\sigma_{pi} < 0$, то ХОП опускается и генерация i -й станции увеличивается и наоборот.

5. ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

5.1. Критерий оптимальности режима сети. Технические ограничения

Оптимальные режимы системообразующей сети могут быть определены при выполнении *комплексной оптимизации режимов ЭЭС*. Комплексная оптимизация режимов подразумевает одновременное определение активной и реактивной генерации мощности электростанциями, загрузки ИРМ, коэффициентов трансформации трансформаторов подстанций [13]. Искомые оптимальные параметры должны обеспечить минимум затрат на производство электроэнергии в каждом часе планируемого периода или за весь планируемый период (например, сутки). При этом должны быть учтены балансы активной и реактивной мощности, потери в сети, ограничения на уровни

напряжений в узлах сети и на перетоки мощности по ЛЭП и трансформаторам, диапазоны изменения искомым параметров и их взаимосвязь.

Чрезвычайно большое число уравнений, неравенств, переменных в задаче комплексной оптимизации режима, сложности в информационном обеспечении её практического применения привело к разделению этой задачи на несколько этапов. На первом этапе производится оптимизация режима только по активной мощности с использованием математических моделей, рассмотренных в предыдущем параграфе. Неточности решения первого этапа методически связаны с зависимостью потерь активной мощности от параметров режима электрической сети (напряжения, реактивные мощности, коэффициенты трансформации трансформаторов).

Задачей второго этапа является уточнение решения, найденного на первом этапе путём оптимизации режима электрической сети. При оптимизации режима электрической сети генерация активной мощности всех станций P_{Gi} должна быть задана или определена решением задачи (4.1) – (4.3).

Режим электрической сети можно регулировать изменением реактивной мощности генераторов электростанций и дополнительных регулируемых КУ Q_i^r , управлением с помощью АРВ напряжением генераторов $U_{iГ}$, изменением коэффициентов трансформации регулируемых трансформаторов $k_{Тik}$, воздействием на регуляторы КУ. Задача оптимизации заключается в выборе таких значений регулируемых параметров, при которых потери активной мощности (суммы нагрузочных и условно-постоянных потерь) в сети будут минимальными.

При решении этой задачи необходимо использовать модель сети, содержащей и продольные и поперечные ветви отдельных элементов сети. В общем случае потери активной мощности в любой ветви l , включённой между узлами $i - k$, проводимость которой равна $\underline{y}_{ik} = 1/\underline{Z}_{ik}$, могут быть вычислены по формуле

$$\pi_l = \operatorname{Re} \left[\hat{y}_{ik} (\dot{U}_i - \dot{U}_k / \underline{k}_{ik}) (\hat{U}_i - \hat{U}_k / \hat{k}_{ik}) \right],$$

где \dot{U}_i, \dot{U}_k – напряжения в начале и конце ветви;

\underline{k}_{ik} – коэффициент трансформации в ветви $i - k$.

Если продольная ветвь не содержит коэффициент трансформации, то $\underline{k}_{ik} = 1$. Для поперечной ветви $\dot{U}_k = 0$.

Целевая функция оптимизации режима электрической сети, содержащей M ветвей, представляет собой сумму потерь активной мощности во всех ветвях расчётной схемы. **Критерием оптимальности режима электрической сети является минимум суммарных потерь активной мощности**

$$\pi = \sum_{l=1}^M \operatorname{Re} \left[\hat{y}_{ik} (\dot{U}_i - \dot{U}_k / \underline{k}_{ik}) (\hat{U}_i - \hat{U}_k / \hat{k}_{ik}) \right] \Rightarrow \min, \quad (5.1)$$

где l – номер ветви между узлами $i - k$.

Минимум (5.1) определяется при соблюдении условий балансов мощностей в узлах (УУН) в виде (5.2), а также технических ограничений на Q_i^Γ , U_i , k_{ik} (5.3), (5.4).

$$\left\{ \begin{array}{l} \operatorname{Re} \left(\hat{Y}_{ii} U_i^2 + U_i e^{j\delta_i} \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{n+1} \hat{Y}_{ik} U_k e^{-j\delta_k} \right) + P_{Hi}(U_i) - P_{Gi} = 0; \\ \operatorname{Im} \left(\hat{Y}_{ii} U_i^2 + U_i e^{j\delta_i} \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{n+1} \hat{Y}_{ik} U_k e^{-j\delta_k} \right) + Q_{Hi}(U_i) - Q_i^\Gamma = 0. \end{array} \right. \quad i = 1, 2, \dots, n; \quad (5.2)$$

где $P_{hi}(U_i)$, $Q_{hi}(U_i)$ – статические характеристики нагрузки по напряжению;

n – число узлов модели сети без балансирующего.

Ограничения на область изменения параметров Q_i^Γ , U_i и k_{tik} :

$$U_i^{\min} \leq U_i \leq U_i^{\max}; \quad i = 1, 2, \dots, n; \quad (5.3)$$

$$\begin{cases} Q_i^{\Gamma \min} \leq Q_i^\Gamma \leq Q_i^{\Gamma \max}; & i = 1, 2, \dots, m; \\ k_{ik}^{\min} \leq k_{ik} \leq k_{ik}^{\max}, \end{cases} \quad (5.4)$$

где m – число генераторов (электростанций) и дополнительных регулируемых КУ.

Особенностью модели оптимизации режима электрической сети (5.1) – (5.4) является то, что целевая функция (5.1) зависит не только от регулируемых параметров режима (независимых переменных) Q_i^Γ , $U_{i\Gamma}$, k_{ik} , но и от большого числа зависимых переменных (модули напряжений в узлах нагрузки U_i , фазы напряжений δ_i). Взаимосвязь независимых и зависимых переменных описана уравнениями (5.2). При изменении любой независимой переменной Q_i^Γ , $U_{i\Gamma}$, k_{ik} происходит не только увеличение или уменьшение целевой функции (5.1), но и автоматическое изменение зависимых переменных U_i , δ_i в соответствии с (5.2), что в свою очередь влияет на величину целевой функции. Следовательно, при решении модели (5.1) – (5.4) необходимо не только контролировать изменение целевой функции и диапазон независимых переменных (5.3), (5.4), но отслеживать допустимость изменений зависимых переменных и учитывать их влияние на целевую функцию.

Ограничения вида (5.3) для зависимых переменных учитываются **штрафными функциями** $Ш_i$ (рис. 5.1), добавляемыми к целевой функции (5.1). Целевая функция приобретает вид:

$$F = \pi + \sum_{i=1}^n \Pi_i + \Pi_{P_0} \Rightarrow \min, \quad (5.5)$$

где Π_{P_0} – штрафная функция по активной мощности балансирующего узла;

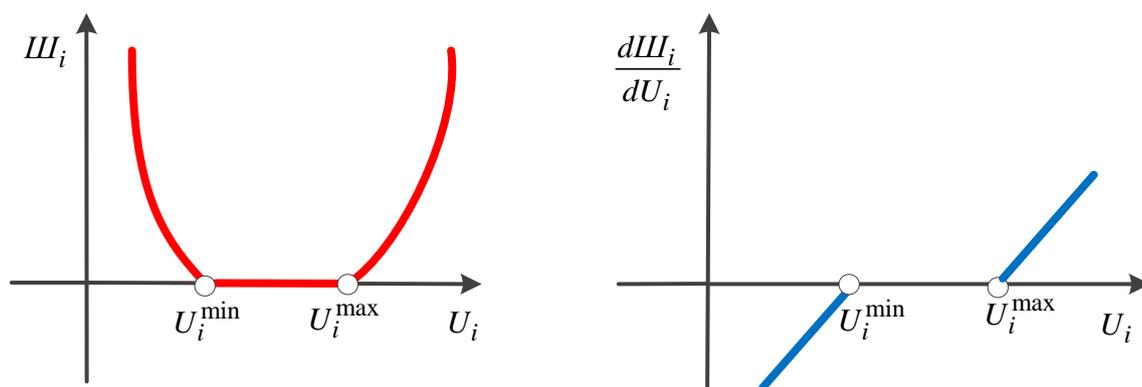


Рис. 5.1. Штрафная функция Π_i и её производная

$$\Pi_i = \begin{cases} \frac{\alpha_i}{2} \left(\frac{U_i - U_i^{\max}}{U_i^{\max}} \right)^2, & \text{при } U_i > U_i^{\max}; \\ 0, & \text{при } U_i^{\min} \leq U_i \leq U_i^{\max}; \\ \frac{\alpha_i}{2} \left(\frac{U_i - U_i^{\min}}{U_i^{\min}} \right)^2, & \text{при } U_i < U_i^{\min}. \end{cases}$$

При выходе Q_i^{Γ} за допустимые границы мощность ИРМ фиксируется на нарушаемой границе и в дальнейшем не меняется. Ограничение на U_{Γ} этого узла учитывается при помощи штрафной функции.

5.2. Средства регулирования напряжения и реактивной мощности

Основными *источниками реактивной мощности* (ИРМ) являются синхронные генераторы электростанций. Для сокращения расстояний передачи реактивной мощности и снижения потерь активной мощности используются и другие ИРМ: синхронные компенсаторы, батареи статических конденсаторов, статические тиристорные компенсаторы, компенсаторы реактивной мощности.

Синхронный компенсатор (СК) представляет собой синхронный двигатель облегчённой конструкции, работающий на холостом ходу.

СК имеют автоматическое регулирование с малой постоянной времени, позволяют не только генерировать, но и потреблять реактивную мощность (рис. 5.2, а). В режиме перевозбуждения ($E_q > U$) СК потребляет ёмкостный ток, при недовозбуждении ($E_q < U$) – потребляет индуктивный ток (рис. 5.2, в, г).

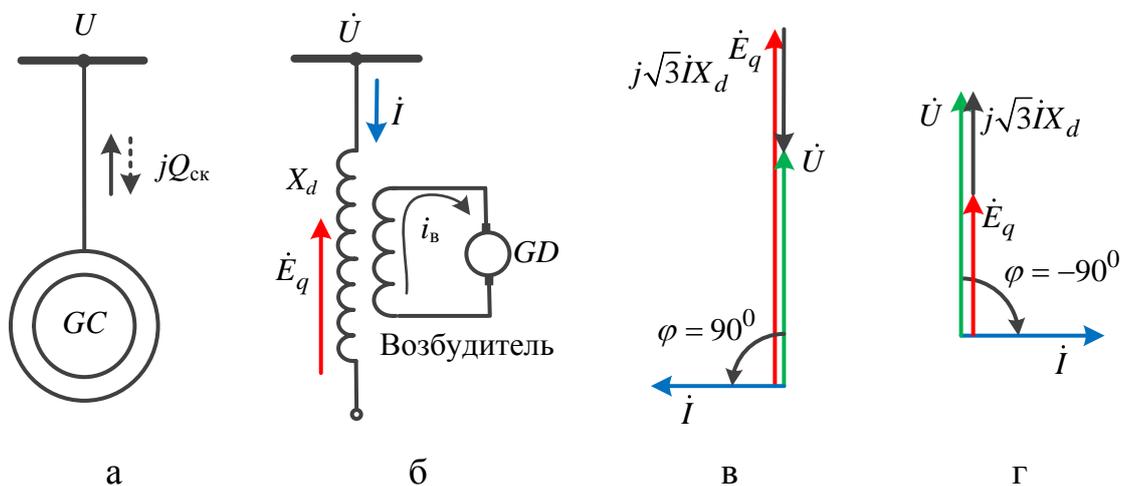


Рис. 5.2. Работа синхронного компенсатора:

а – условное обозначение на схемах; б – схема обмоток; в – векторная диаграмма в режиме перевозбуждения; г – то же в режиме недовозбуждения

Мощность СК $Q_{СК} = \frac{E_q - U}{X_d} U$ изменяет свой знак в зависимости от

величины тока возбуждения i_b . Номинальная мощность СК указывается для режима перевозбуждения, в котором СК выдаёт в сеть реактивную мощ-

ность. При работе СК потребляет из сети активную мощность в размере 2...4 % его номинальной мощности. Выпускают СК с номинальной мощностью 50...320 Мвар на напряжения 11...20 кВ. В режиме недовозбуждения СК потребляет реактивную мощность из сети. Предельная мощность потребления при снятом возбуждении ($E_q = 0$) равна

$$Q_{\text{СК (нед) макс}} = -\frac{U^2}{X_d} = 0,5Q_{\text{НОМ}}. \quad (x_{d*} = 2,0).$$

Способность СК поддерживать напряжение в узлах сети при глубоких посадках напряжения зависит от регулирующего эффекта [18]

$$\alpha_Q = \frac{dQ_{\text{СК}}}{dU} = \frac{E_q - 2U}{X_d}.$$

При большом токе возбуждения i_b можно обеспечить положительный знак α_Q и выдачу достаточно большой мощности $Q_{\text{СК}}$ для стабилизации напряжения.

БСК комплектуются из сравнительно небольших конденсаторов низкого напряжения (0,22...10 кВ) путём их последовательного и параллельного соединения (рис. 5.3). . Мощность БСК существенно зависит от напряжения в узле её подключения и эквивалентной ёмкости батареи.

$$Q_{\text{БСК}} = -\omega CU^2.$$

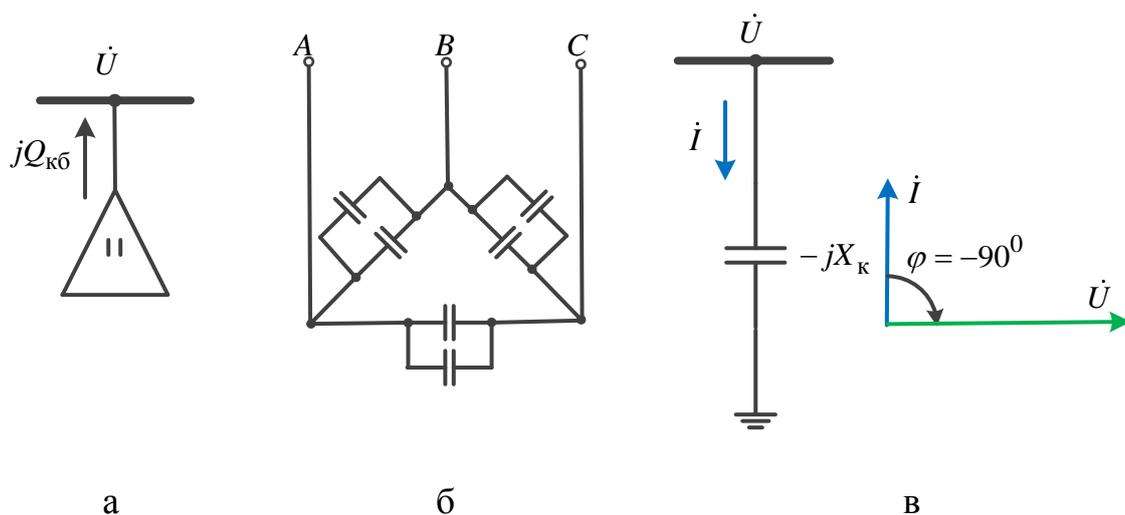


Рис. 5.3. Работа батареи статических конденсаторов:
 а - условное обозначение а схемах; б – трёхфазная батарея с конденсаторами, соединёнными в треугольник; в – векторная диаграмма

БСК просты в эксплуатации, имеют малые потери активной мощности (0,3...0,4 % номинальной мощности). Но они имеют существенные недостатки: весьма чувствительны к высшим гармоникам напряжения, обладают значительным отрицательным регулирующим эффектом ($\alpha_{БСК} = -2\omega CU$), вызывают резкое увеличение ударного тока к.з. Регулировать мощность БСК можно только разделив её на секции, снабдив их соответствующим количеством выключателей.

Статические тиристорные компенсаторы (СТК) представляют собой практически безинерционные ИРМ с плавным регулированием (время регулирования 0,02 с). СТК состоит из управляемого вентилями реактора (тиристорной реакторной группы – ТРГ) и параллельно подключённой БСК (конденсаторной группы – КГ).

Плавное управление мощностью СТК осуществляется с помощью встречно-параллельно включённых управляемых вентилях – тиристоров, снабжённых устройством управления УУ (рис. 5.4, а). С помощью УУ регулируется момент открытия и закрытия тиристоров (регулируется угол Θ).

Такое регулирование позволяет изменять время включения реакторов LR в течение каждого полупериода (рис. 5.5). Вследствие этого изменяется действующее значение напряжения U на зажимах реактора.

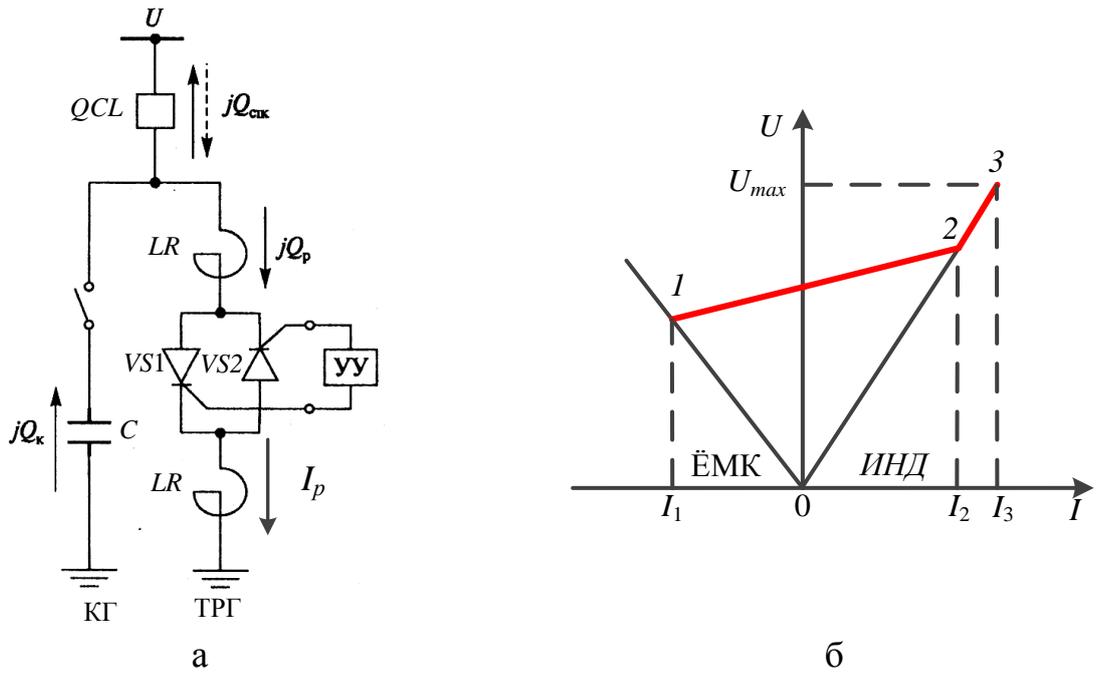


Рис. 5.4. Схема статического компенсатора:
а, б – схема и характеристика СТК:
1-2-3 – рабочая характеристика

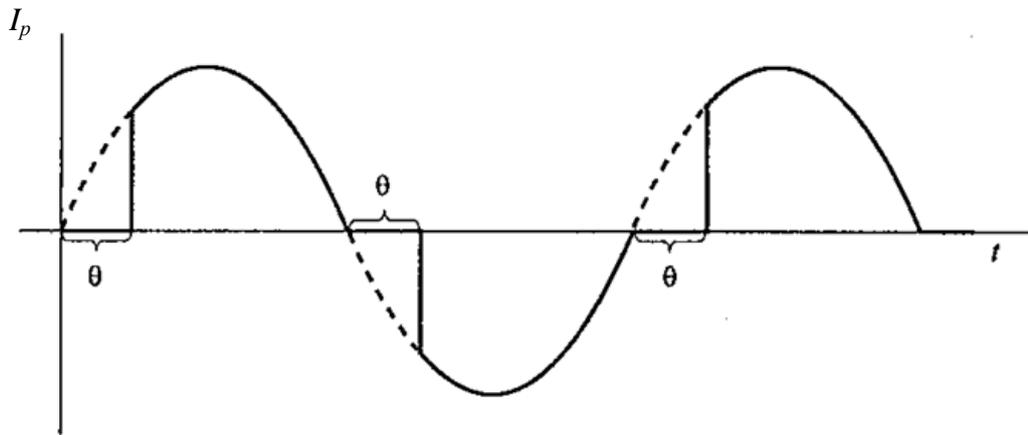


Рис. 5.5. Временная диаграмма работы ТРГ

Развиваемая мощность реактора равна

$$Q_p = \frac{U^2}{X_p},$$

где X_p – индуктивное сопротивление реакторов LR .

На центральных подстанциях и в сетях электроснабжения предприятий от СТК требуется выдача реактивной мощности $Q_{\text{СТК}} = Q_{\text{к}} - Q_{\text{р}}$. Для этого служит конденсаторная группа, секционированная выключателями или тиристорными ключами. Мощность ТРГ $Q_{\text{р}}$ может быть небольшой, чтобы перекрыть диапазон дискретного изменения мощности КГ. В рабочих режимах СТК генерирует значительные гармоники, и поэтому, необходимы фильтры.

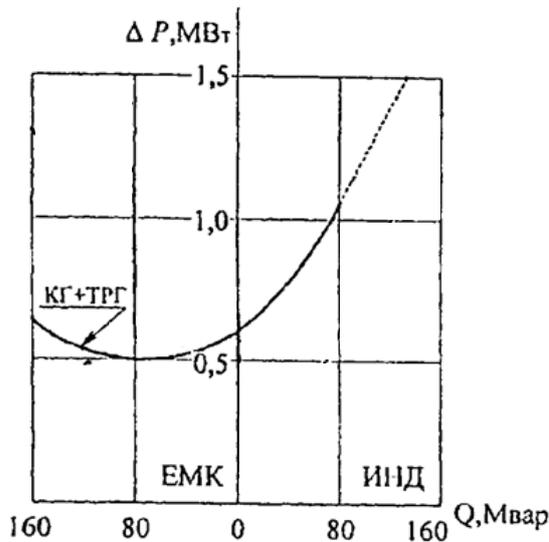


Рис. 5.6. Потери мощности в СТК

Для системообразующих сетей и дальних электропередач 500...1150 кВ реактор должен быть выбран на полную мощность компенсации зарядной мощности ЛЭП.

Для подстанций различного напряжения планируется выпуск СТК мощностью 100...400 Мвар на напряжение от 10 до 110 кВ. Потери мощности в СТК составляют 0,2...1,0 % (рис.

5.6).

Компенсаторы реактивной мощности (Статком), созданные на основе преобразователя напряжения (ПН), являются одним из элементов гибкой электропередачи. Однофазная схема преобразователя напряжения приведена на рис. 5.7, а. Преобразователь состоит из шести плеч, включающих в себя встречно-параллельные запираемые тиристоры VS и обратные диоды OD, и источника постоянного напряжения U_d . Система управления обеспечивает длительность проводящего состояния каждого плеча, равную 180° (оси 1, 2, 3 рис. 5.8, а).

Импульсы управления поступают на запираемые тиристоры VS через 60° с очередностью 1-2-3-4-5-6. При таком управлении на зажимах А, В и С ПН формируются напряжения в виде прямоугольников u_{AB} , u_{BC} и u_{CA} (оси 4, 5, 6), первые гармоники фазных напряжений которых равны

$$U_A = U_B = U_C = U_{\Pi} = \frac{2}{\pi} U_d,$$

где U_{Π} – напряжение преобразователя.

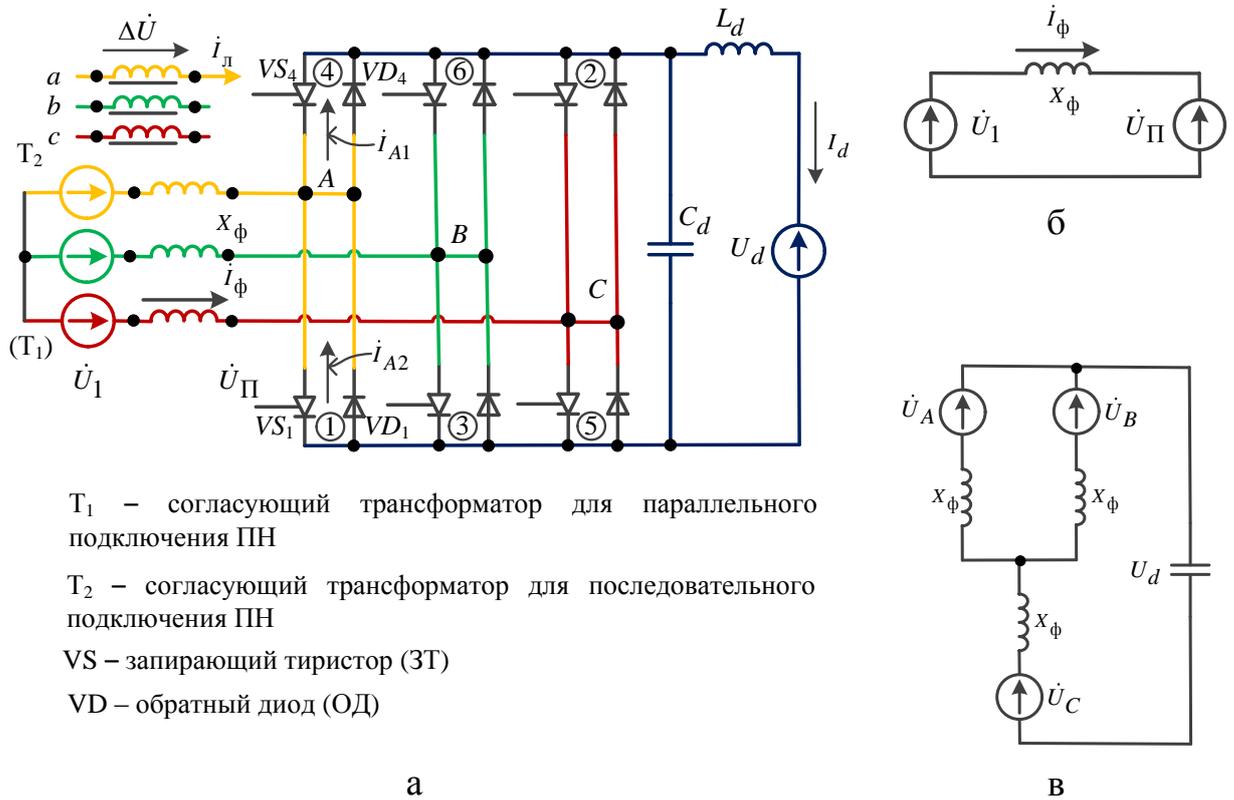


Рис. 5.7. Преобразователь напряжения:

а – принципиальная схема; б – схема замещения при параллельном подключении ПН;
 в – схема межфазного обмена мощностью

При параллельном подключении ПН через трансформатор T_1 к шинам подстанции характеристики преобразователя можно определить по эквивалентной схеме (рис. 5.7, б).

Изменяя угол управления запираемых тиристоров β и тем самым фазовое положение вектора \dot{U}_{Π} по отношению к вектору сети \dot{U}_1 , а также модуль U_{Π} за счёт регулирования U_d , получаем выпрямительный (рис. 5.8, б), инверторный (рис. 5.8, в) и компенсаторный (рис. 5.8, г) режимы работы преобразователя.

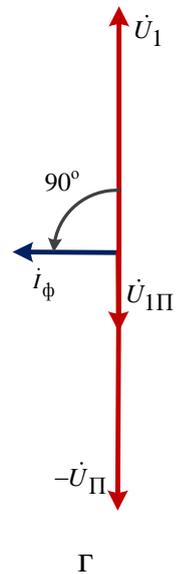
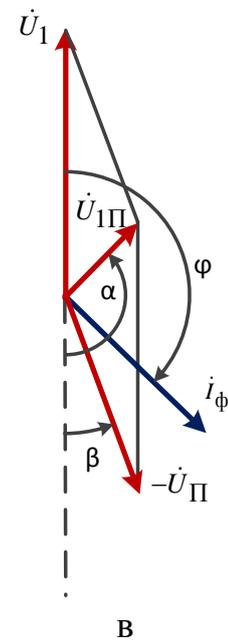
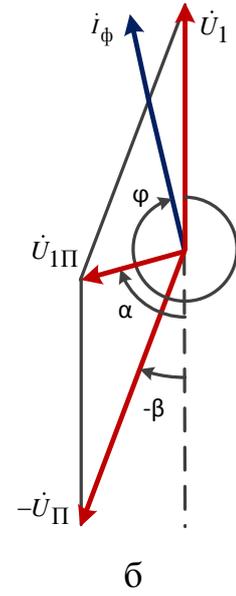
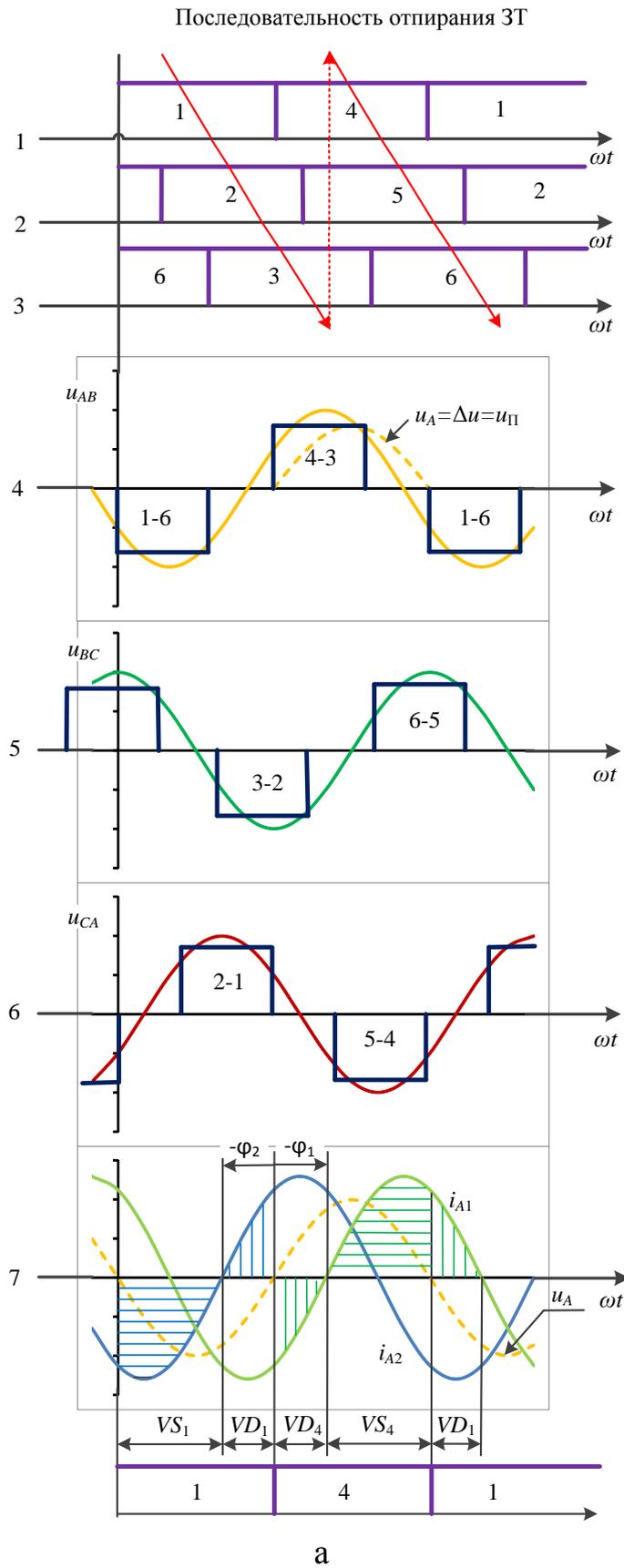


Рис. 5.8. Графики (а) и векторные диаграммы (б, в, г) работы ПН

ПН можно представить в виде статического аналога синхронной машины, в которой регулируемое напряжение U_d источника постоянного тока – эквивалент напряжения (тока) ротора, полупроводниковый коммутатор – эквивалент статора, а угол управления β – регулятор впуска энергоносителя (вода, пар, газ) турбины.

При этом статическая синхронная машина охватывает все четыре квадранта режимов работы: генератор, двигатель с генерацией и потреблением Q , что соответствует режимам преобразователя: инвертор, выпрямитель с генерацией и потреблением Q .

Кроме того, полупроводниковый коммутатор осуществляет переключение фазных ЭДС шесть раз в течение периода промышленной частоты, оставляя неизменной за промежуток $\omega t = 60^\circ$, схему замещения (рис. 5.7, в). Объединение двух фаз позволяет, в отличие от СТК, осуществлять межфазовый обмен Q , что снижает установленную мощность реакторного (до 15...20%) и конденсаторного оборудования (до 10% от мощности установки).

Энергетические характеристики ПН имеют следующий вид:

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{\text{ПН}} = \frac{U_1 U_{\text{П}}}{X_{\text{ф}}} \sin \beta; \\ Q_{\text{ПН}} = \frac{U_1 (U_1 - U_{\text{П}} \cos \beta)}{X_{\text{ф}}}; \\ I_d = -\frac{3}{\pi} \frac{U_1}{X_{\text{ф}}} \sin \beta, \end{array} \right.$$

где $X_{\text{ф}}$ – фазное сопротивление ПН.

Статком – это подключённый к шинам подстанции ПН. Работа Статкома в режиме выдачи или потребления Q определяется углом управления $\beta = 0$ (рис. 5.8, г). При этом $P_{\text{ПН}} = 0$,

$$Q_{\text{пн}} = \frac{U_1(U_1 - U_{\text{п}})}{X_{\text{ф}}},$$

т.е. значение и знак реактивной мощности зависят от разности напряжений сети и преобразователя, которая регулируется напряжением U_d . В отличие от СТК Статком является статическим аналогом обычного синхронного компенсатора.

Трансформаторы и автотрансформаторы снабжают *специальными регулировочными ответвлениями* РО, изменяя которые можно изменять их коэффициент трансформации. В зависимости от способа переключения регулировочных ответвлений различают следующие типы трансформаторов: а) не имеющие устройств для переключения ответвлений под нагрузкой – ПБВ; б) снабжённые встроенными *устройствами для регулирования под нагрузкой* – РПН.

Характеристики РПН и ПБВ задают в виде максимального числа положительных и отрицательных ($\pm n$) по отношению к основному выводу обмотки ВН или СН регулировочных ответвлений с указанием шага регулирования напряжения Δ_T в виде $\pm n \times \Delta_T$. Шаг Δ_T задают в процентах от номинального напряжения основного вывода стороны размещения РПН или ПБВ. Например, для РПН: $\pm 6 \times 1,5 \%$, $\pm 9 \times 1,78 \%$, $\pm 12 \times 1,0 \%$; для ПБВ – $\pm 2 \times 2,5 \%$.

Схемы одной фазы обмоток трансформаторов и автотрансформаторов для определения коэффициентов трансформации приведены на рис. 5.9.

На рис. 5.9 $U_{\text{ВН}}$ ($U_{\text{СН}}$) – это напряжение основного вывода трансформатора, $e_{\text{рпн}}$ ($e_{\text{пбв}}$) – добавка напряжения, создаваемая регулировочной обмоткой, U_1, U_2, U_3 – напряжение обмоток трансформатора с учётом регулирования.

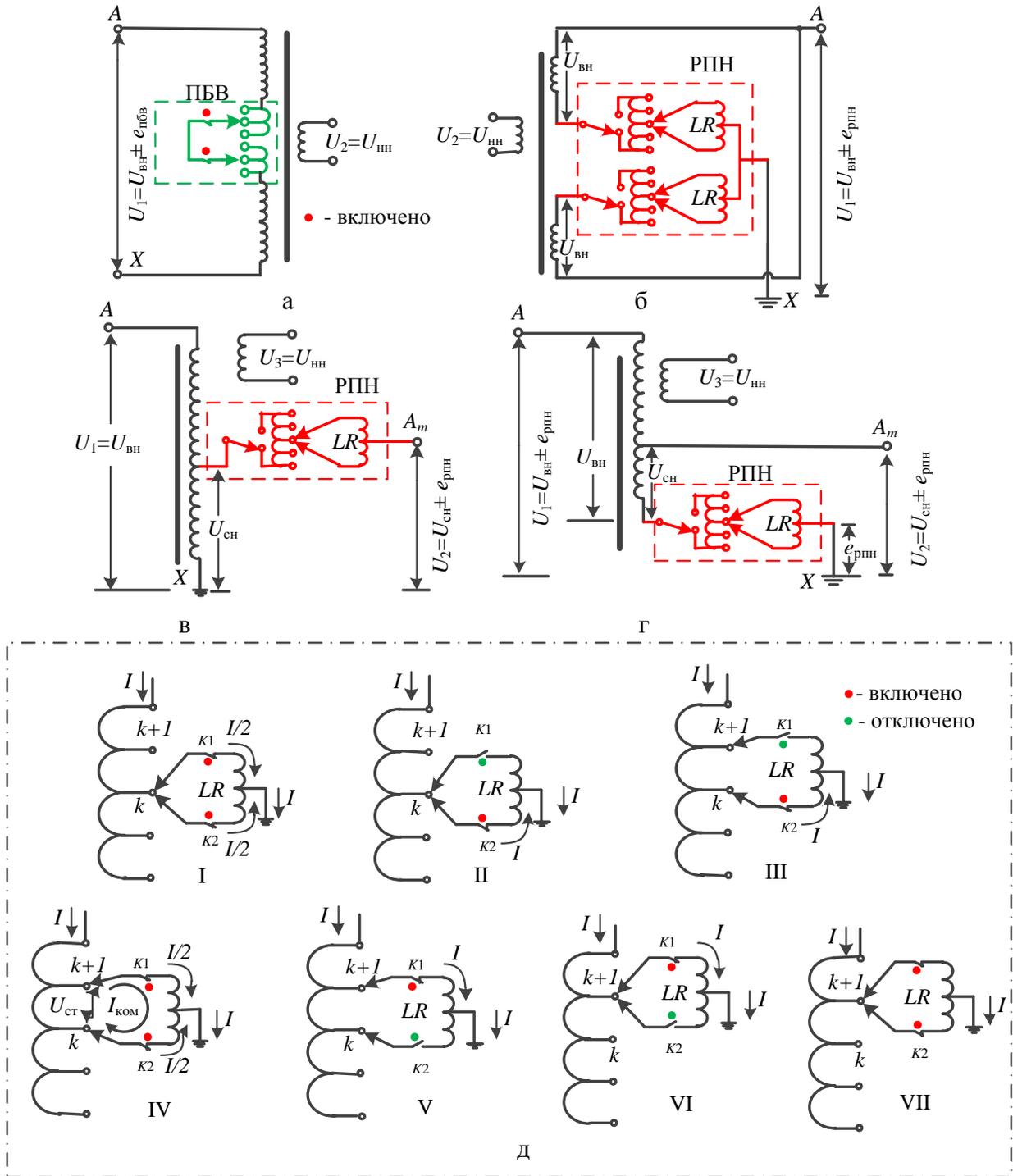


Рис. 5.9. Схемы обмоток трансформаторов и автотрансформаторов с ответвлениями для ПБВ и РПН:

а – трансформатор 110 кВ с ПБВ $\pm 2 \times 2,5\%$; б – трансформатор 110 кВ с РПН со стороны нейтрали; в – автотрансформатор с РПН на выводе СН; г – автотрансформатор с РПН в нейтрали; д – последовательность переключений РПН с ответвления k на ответвление $(k+1)$

При переключении РПН с одного ответвления на другое (см. рис. 5.9, д положение IV) возникает ток коммутации $I_{\text{КОМ}}$. Величина тока коммутации $I_{\text{КОМ}}$ прямо пропорциональна напряжению ступени регулирования

$U_{ст} = \Delta_T U_{ВН} 10^{-2}$ (при установке РПН на стороне ВН). Для ограничения $I_{ком}$ используют реактор LR, обладающий высоким индуктивным сопротивлением. Существуют РПН с токоограничивающими резисторами.

В общем случае коэффициент трансформации – это комплексное число

$$\underline{k}_T = \frac{U_{Н\text{ ном}} e^{-jm30^0}}{U_{отв}} = \frac{U_{Н\text{ ном}} e^{-jm30^0}}{U_{В\text{ ном}} (1 \pm n\Delta_{T*})},$$

где $U_{отв}$ – напряжение обмотки на стороне ВН с учётом регулирования с помощью РПН или ПБВ (см. рис. 5.9, а, б);

$U_{Н\text{ ном}}$ – номинальное напряжение обмотки на стороне НН;

Δ_{T*} – шаг регулирования напряжения, о.е.;

m – номер группы соединений обмоток трансформатора, определяющий сдвиг напряжений х.х. по фазе.

Например, для трансформатора с соединением обмоток Y_H/Δ -11

$$\underline{k}_T = k_T e^{-j330^0} = k_T e^{j30^0}.$$

5.3. Естественное и экономичное распределение потоков мощности

В *замкнутых неоднородных контурах* сети (рис. 5.10) требуется принудительное перераспределение потоков мощности в контурах. Неоднородность контуров обусловлена различными соотношениями между реактивным и активным сопротивлением ветвей, образующих контур. В неоднородном контуре возрастает нагрузка участков сети с более низким номинальным напряжением, ухудшаются экономические показатели режима.

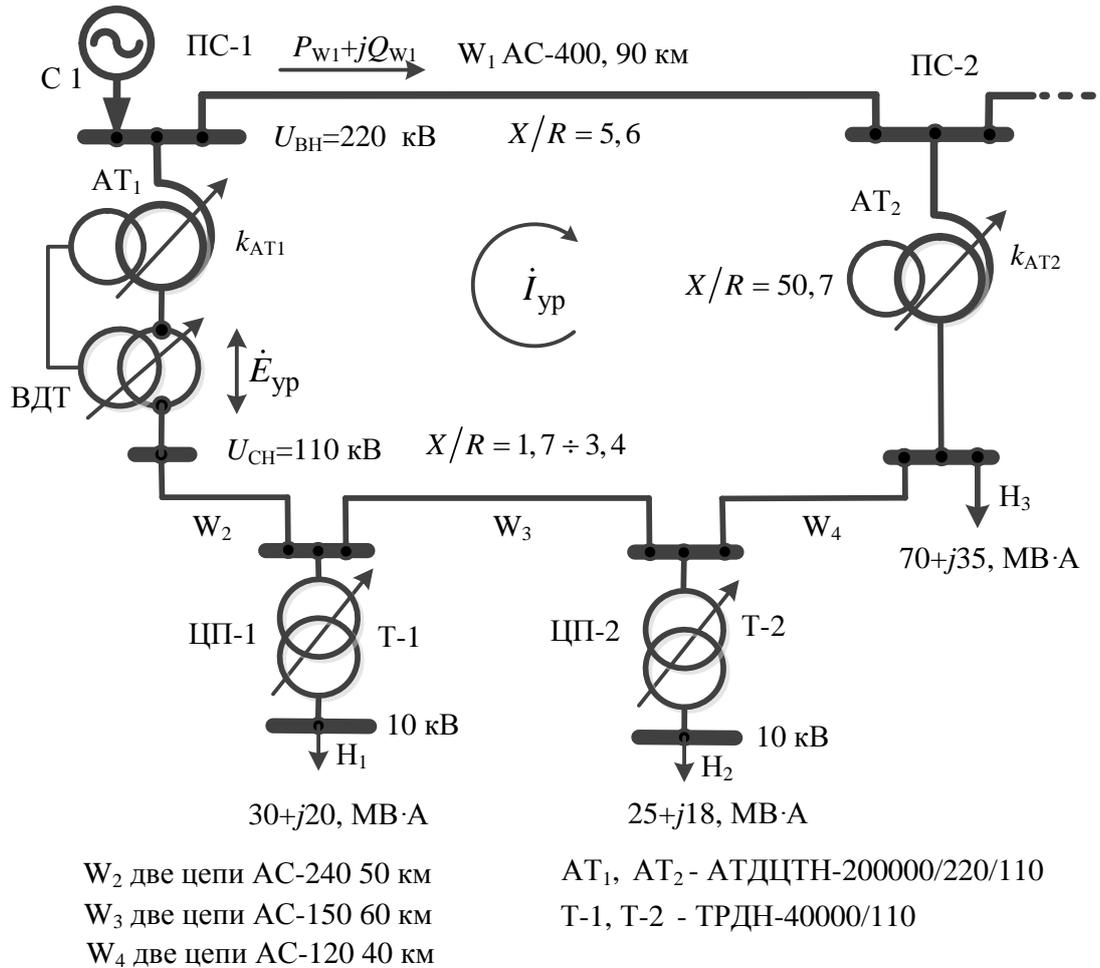


Рис. 5.10. Режим в неоднородном контуре электрической сети

Приближённо мощности, протекающие по ветвям контура, можно определить при его разрезании по узлу источника (узел № 8 для схемы рис. 5.11) и представлении контура в виде линии с двусторонним питанием от узлов 8 и 8'. В частности мощность головного участка (ветвь 8 – б) \underline{S}_{Ae} при естественном потокораспределении определяется в зависимости от полных сопротивлений ветвей контура

$$\underline{S}_{Ae} = \frac{\sum_{i=1}^m \underline{S}_i \hat{Z}_{i8'}}{\hat{Z}_{8-8'}}$$

где \underline{S}_i – мощность в i -м узле;

$\hat{Z}_{i8'}$ – сопротивление ветвей от i -го узла до источника $8'$ (сопряжённая величина);

$\hat{Z}_{8-8'}$ – сопротивление контура (сопряжённая величина);

m – число нагрузочных узлов в контуре.

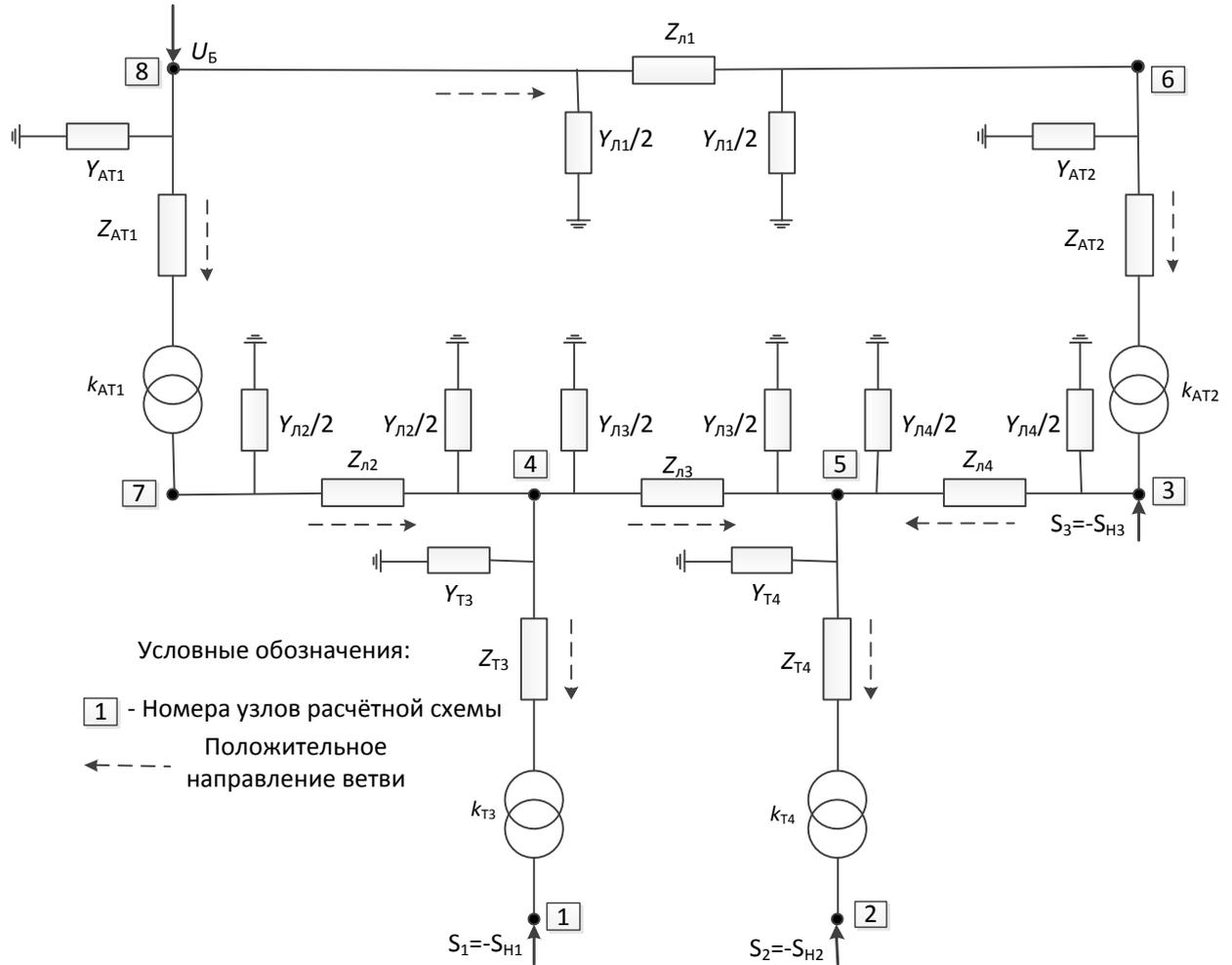


Рис. 5.11. Схема замещения сети

Потери активной мощности в контуре приближённо можно определить как сумму потерь в ветвях контура.

$$\pi = \frac{1}{U_{\text{НОМ}}^2} \sum_l S_l^2 R_l, \quad (5.6)$$

где S_l – модуль полной мощности в ветви l , имеющей сопротивление R_l .

Мощность в любой ветви контура можно определить через мощность головной ветви $\underline{S}_{Ae} = P_{Ae} + jQ_{Ae}$ и заданные узловые мощности, используя уравнения баланса мощности в каждом узле контура.

Минимум потерь мощности в контуре (5.6) соответствует условию

$$\frac{\partial \pi}{\partial P_{Aэ}} = 0, \quad \frac{\partial \pi}{\partial Q_{Aэ}} = 0.$$

Из этого условия следует, что экономичное распределение мощностей определяется активными сопротивлениями ветвей контура

$$\underline{S}_{Aэ} = \frac{\sum_{i=1}^m \underline{S}_i R_{i8'}}{R_{8-8'}}.$$

При экономичном распределении мощностей снижаются активные нагрузочные потери мощности в контуре. Снижение потерь мощности при переходе к экономичному режиму достигается изменением потоков мощности по ветвям контура. Значения этих мощностей для примера показаны на рис. 5.12.

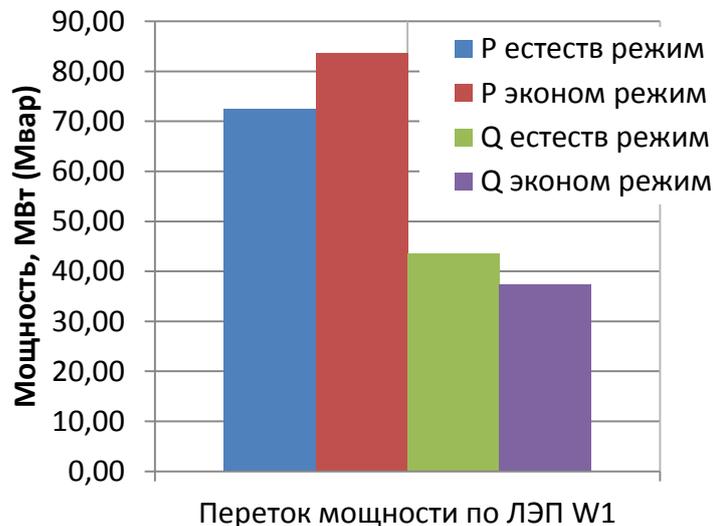


Рис. 5.12

Перераспределение потоков мощности может быть достигнуто при введении в каждый контур наряду с обычным устройством РПН вольтодобавочного трансформатора (ВДТ) для создания *уравнительной ЭДС* $\dot{E}_{\text{ур}}$ и соответствующего уравнительного тока $\dot{I}_{\text{ур}}$:

$$\dot{E}_{\text{ур}} = \sqrt{3}\dot{I}_{\text{ур}}Z_{\Sigma} = E'_{\text{ур}} + jE''_{\text{ур}},$$

где Z_{Σ} – полное сопротивление контура.

Уравнительный ток $\dot{I}_{\text{ур}}$ определяется по экономичному $\underline{S}_{Aэ}$ и естественному \underline{S}_{Ae} распределению мощности в сети.

$$\dot{I}_{\text{ур}} = \frac{\underline{S}_{Aэ} - \underline{S}_{Ae}}{\sqrt{3}U_{\text{ВН}}}.$$

Продольную ЭДС $E'_{\text{ур}}$, определяющую в основном распределение в контуре реактивной мощности, можно получить путём подбора коэффициентов трансформации автотрансформаторов с РПН, установленных на ПС-1 и ПС-2 (см. рис. 5.10).

$$E'_{\text{ур}} = U_{\text{ВН}} \left(1 - \frac{k_{\text{АТ1}}}{k_{\text{АТ2}}} \right).$$

Изменение *поперечной ЭДС* $E''_{\text{ур}}$ в основном влияет на изменение потока активной мощности. Поперечное регулирование ЭДС достигается использованием ВДТ.

Изменение продольной ЭДС достигается изменением продольного коэффициента трансформации АТ, изменение поперечной ЭДС – поперечного коэффициента трансформации. Результаты расчёта серии режимов при про-

дольном и поперечном регулировании коэффициентов трансформации приведены на рис. 5.13.

Принципиальная схема включения ВДТ в одну фазу автотрансформатора и векторная диаграмма напряжений показаны на рис. 5.14.

Комбинированное применение РПН и ВДТ позволяет изменять U_{CH} и по модулю и по фазе и воздействовать на перетоки активной и реактивной мощностей. Это позволяет снизить потери мощности в сети и повысить экономические показатели ЭЭС.

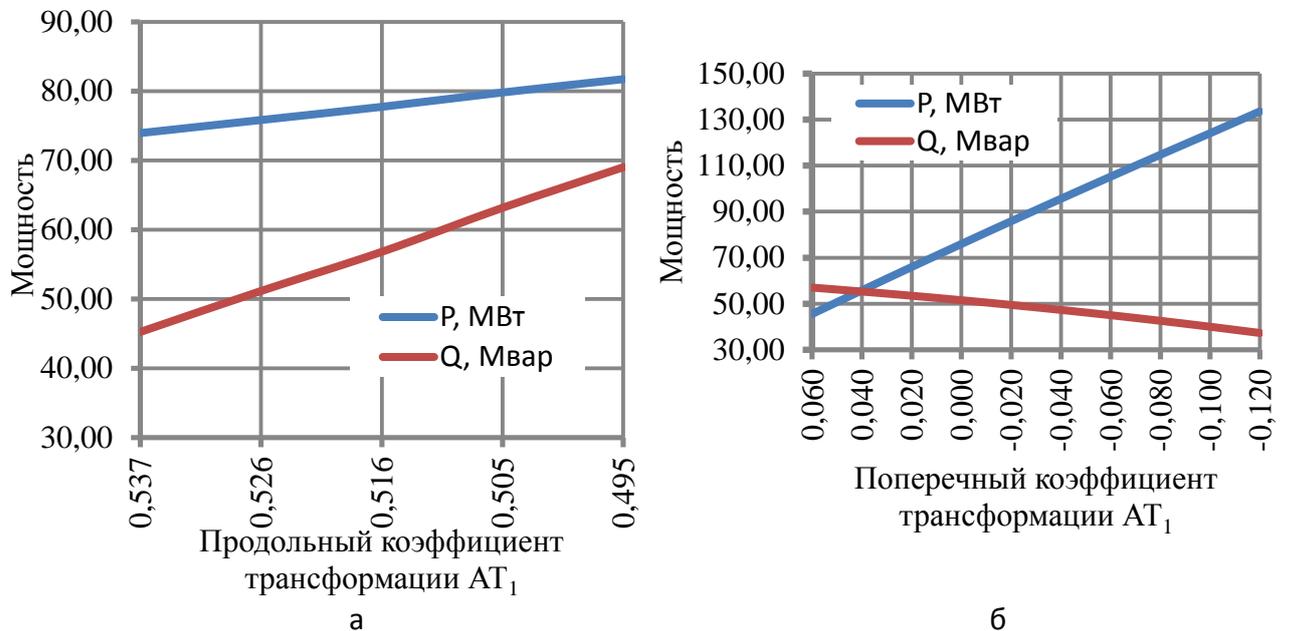


Рис. 5.13. Регулирование мощности в неоднородных контурах:
 а – потоки мощности по ЛЭП W_1 при продольном регулировании напряжения AT_1 ;
 б – потоки мощности по ЛЭП W_1 при поперечном регулировании напряжения AT_1

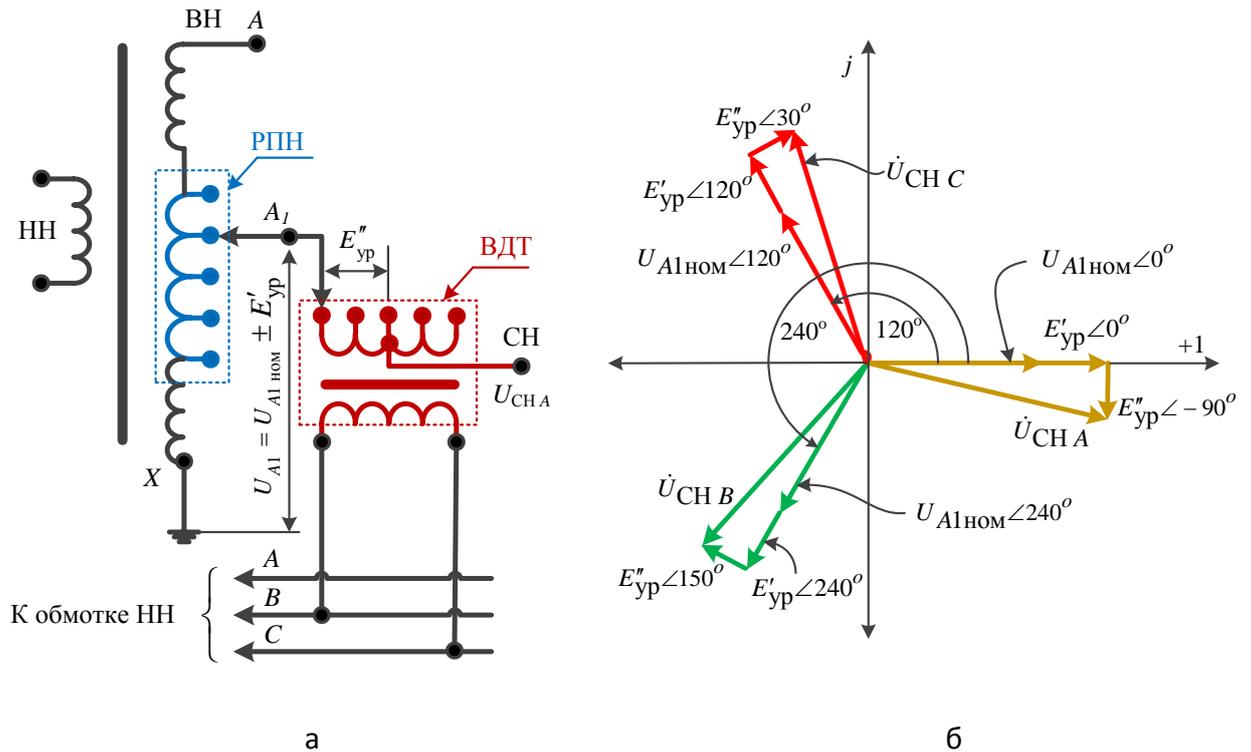


Рис. 5.14. Схема включения ВДТ для поперечного регулирования (а) и векторная диаграмма (б) напряжений

6. НОРМИРОВАНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

6.1. Структура потерь электроэнергии

Объём переданной электроэнергии потребителям $W_{ПЭ}$ меньше, чем энергия, отпущенная в сеть W_{OC} на величину технологического расхода энергии на передачу, который называют **технологическими потерями электроэнергии** (ТПЭ) $\Delta W_{ТПЭ}$ [19].

Потери электроэнергии определяют в процессе составления **балансов электроэнергии** по сетевой компании в целом и сетям отдельных уровней номинального напряжения (рис. 6.1) [20, 21].

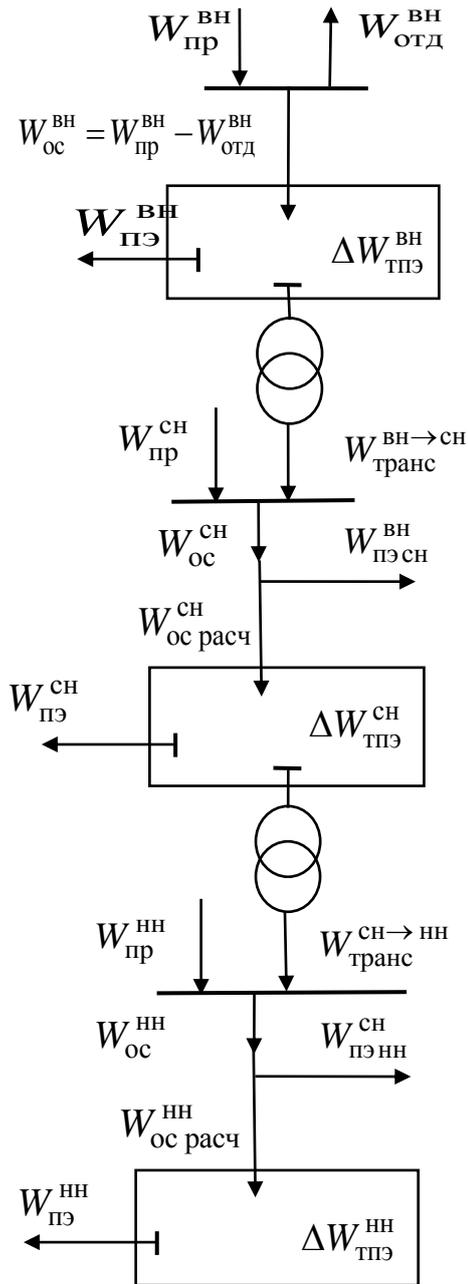


Рис. 6.1. Структурно-балансовая схема электрических сетей высшего (ВН), среднего (СН) и низшего (НН) напряжений

На рис. 6.1 показан баланс электроэнергии по сетям трёх номинальных напряжений сетевой компании. Напряжение ВН – 110 кВ, СН – 10 кВ, НН – 0,38 кВ. Здесь должны быть определены потоки электроэнергии между сетями различных номинальных напряжений.

Отпуск в сеть ВН $W_{ос}^{ВН}$ вычисляют как разность между приёмом электроэнергии в сеть $W_{пр}^{ВН}$ от других энергокомпаний и её отдачей в соседние сетевые компании $W_{отд}^{ВН}$. При определении отпуска в сети СН и НН необходимо дополнительно учесть энергию, трансформируемую из сети более высокого напряжения $W_{ВН→СН}^{транс}$ ($W_{СН→НН}^{транс}$), и передачу энергии потребителям непосредственно с шин подстанций

более высокого номинального напряжения $W_{ПЭ}^{ВН}$ ($W_{ПЭ}^{СН}$, $W_{ПЭ}^{НН}$). Как правило, величины $W_{ВН→СН}^{транс}$, $W_{СН→НН}^{транс}$ определяют расчётным путём. Поэтому формирование балансов удобно начинать с сети НН, двигаясь «снизу вверх».

Фактический (отчётный) баланс электроэнергии в сети можно представить в виде

$$W_{\text{ос}} = W_{\text{пэ}} + \Delta W_{\text{тпэ}} \pm \Delta W_{\text{ком.}}, \quad (6.1)$$

где $\Delta W_{\text{ком.}}$ – коммерческие потери электроэнергии.

Коммерческие потери появляются в балансе (6.1) как составляющая потерь в связи с тем, что отпущенная в сеть электроэнергия $W_{\text{ос}}$ определяется по счётчикам электроэнергии сетевых и генерирующих компаний, а переданная потребителям $W_{\text{пэ}}$ (полезный отпуск) вычисляется как сумма показаний счётчиков потребителей за тот же период времени. При неодновременности снятия показаний счётчиков, их погрешности, хищениях электроэнергии возникает небаланс $\pm \Delta W_{\text{ком.}}$ [19].

Разница между отпуском энергии в сеть данного номинального напряжения, её передачей потребителям этой сети ($W_{\text{пэ}}^{\text{вн}}$, $W_{\text{пэ}}^{\text{сн}}$, $W_{\text{пэ}}^{\text{нн}}$) и трансформацией в сеть более низкого напряжения называется **фактическими** (отчётными) **потерями** (рис. 6.2). В состав фактических потерь входят технологические и коммерческие потери электроэнергии [19].

$$\Delta W_{\text{ф}} = \Delta W_{\text{тпэ}} \pm \Delta W_{\text{ком.}} \quad (6.2)$$

В технологические потери $\Delta W_{\text{тпэ}}$ входят **технические потери** $\Delta W_{\text{т}}$ и условно относимые на потери электроэнергии **погрешности системы учёта электроэнергии** $\Delta W_{\text{погр}}$ [19]. Структура технических потерь $\Delta W_{\text{т}}$ показан на рис. 6.3.

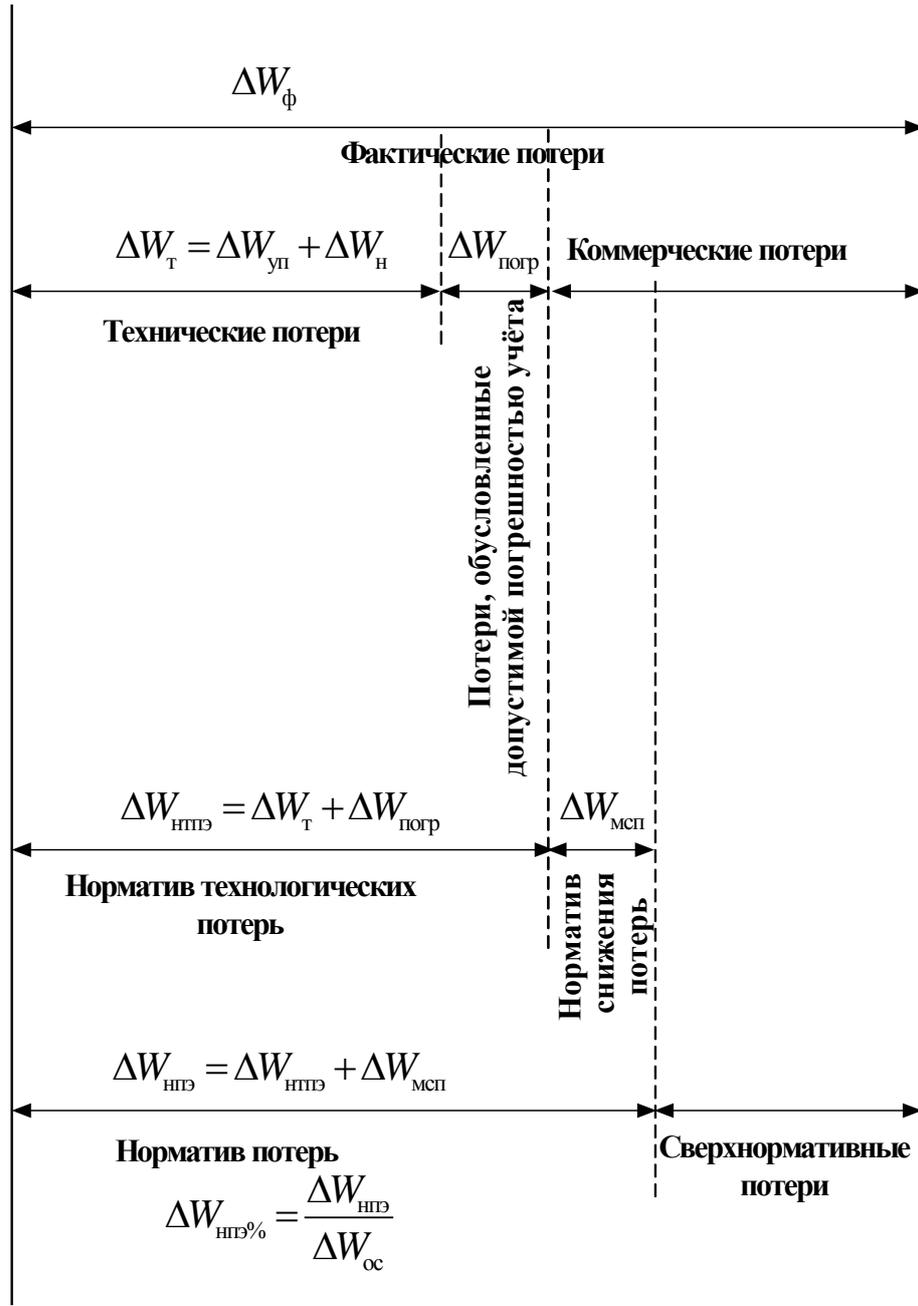


Рис. 6.2. Состав потерь электроэнергии

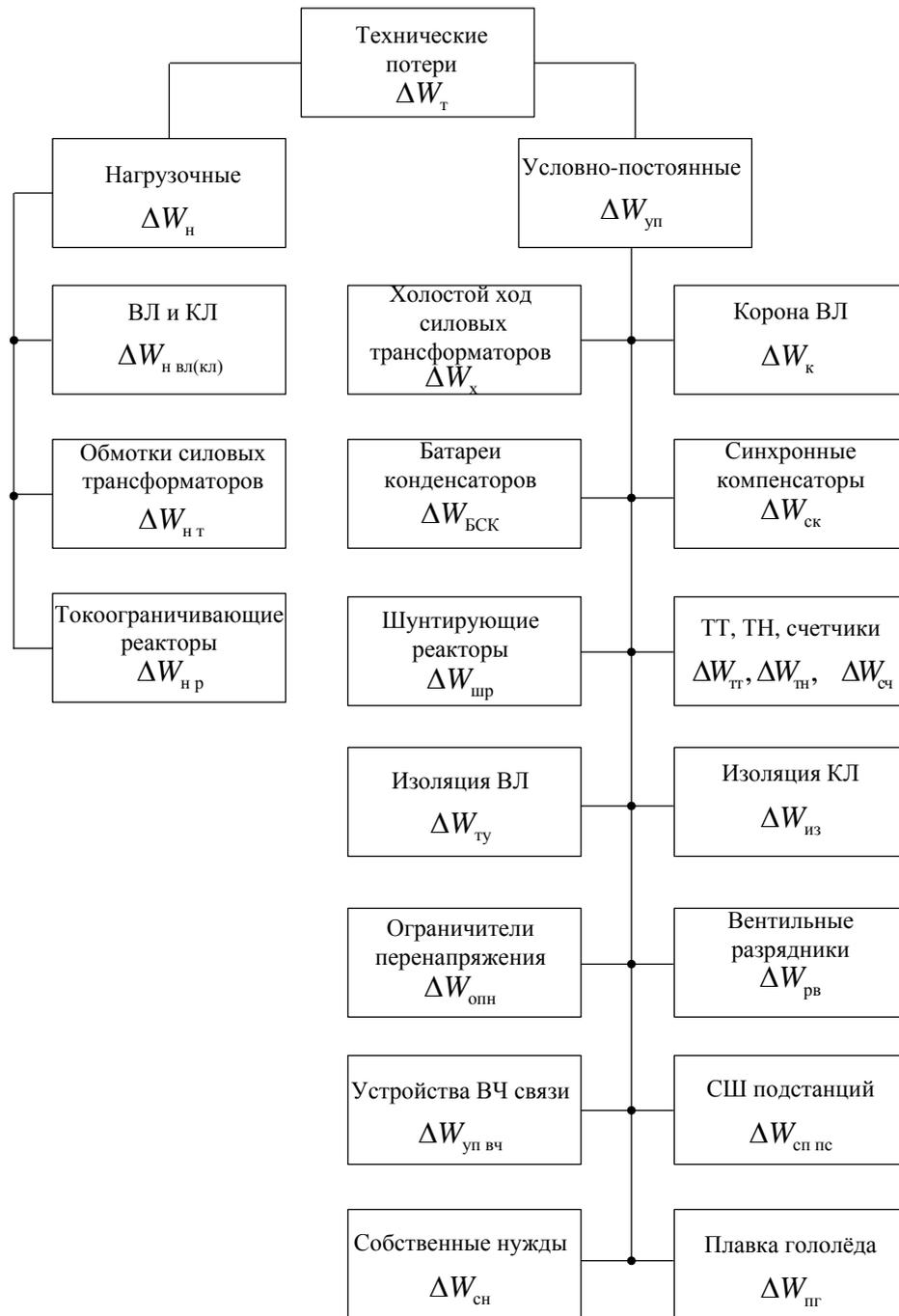


Рис. 6.3. Структура нагрузочных и условно-постоянных потерь электроэнергии

6.2. Методы расчёта потерь электроэнергии

Технологические потери электроэнергии при её передаче по электрическим сетям рассчитываются как в целом, так и с разбивкой по уровням напряжения:

- на высоком напряжении – 110 кВ и выше (ВН);
- на среднем первом напряжении – 27,5-60 кВ (СНІ);
- на среднем втором напряжении – 1-20 кВ (СНІІ);
- на низком напряжении – 0,4 кВ и ниже (НН).

Составляющие условно-постоянных потерь вычисляют по паспортным показателям оборудования или удельным нормам потерь с учётом отклонений рабочего напряжения от номинального для некоторых видов оборудования.

Основные проблемы расчёта технических потерь – это расчёты нагрузочных потерь. Методические, алгоритмические и информационные сложности таких расчётов обусловлены необходимостью учёта изменяющихся во времени нагрузок оборудования сети при ограниченном числе измерений. Соответствие наиболее известных методов расчёта нагрузочных потерь уровню номинального напряжения и степени информационной обеспеченности показано на рис. 6.4.

Потери, обусловленные допустимыми погрешностями системы учёта, определяются по нормативным характеристикам приборов учёта (электро счётчиков, трансформаторов тока и напряжения).

Нагрузочные потери электроэнергии в электрической сети в целом за T часов (D дней) могут быть рассчитаны одним из пяти следующих методов в зависимости от объёма имеющейся информации о схемах и нагрузках сетей (методы расположены в порядке снижения точности расчёта):

- 1) оперативных расчётов;
- 2) расчётных (средних) суток;
- 3) средних нагрузок;
- 4) числа часов наибольших потерь мощности;
- 5) оценки потерь по обобщённой информации о схемах и нагрузках се-

ти.

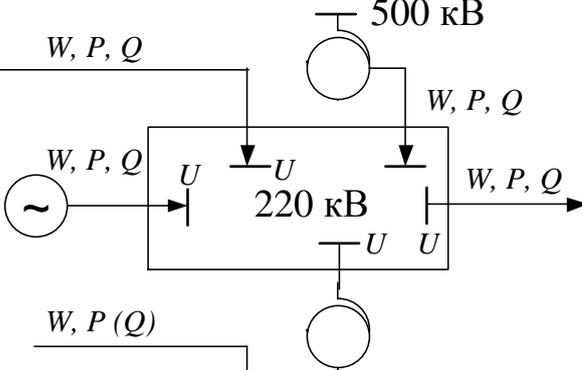
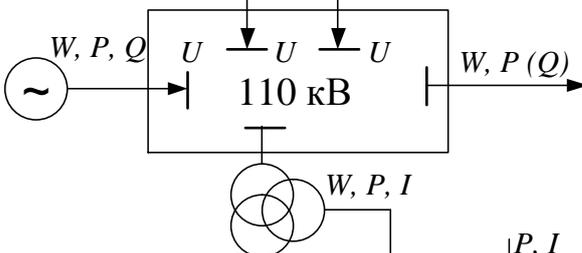
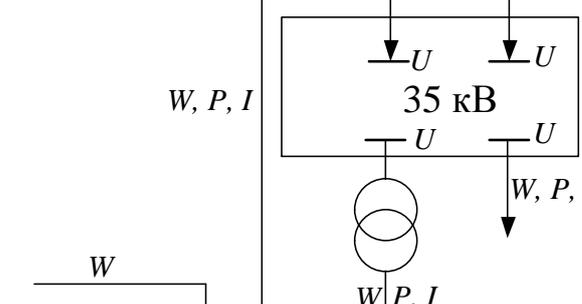
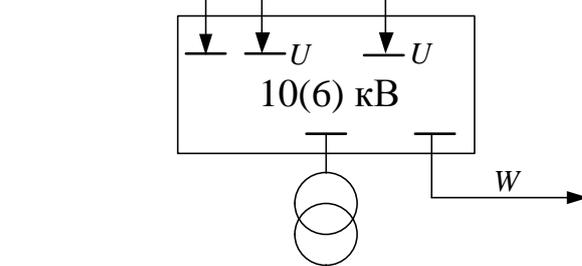
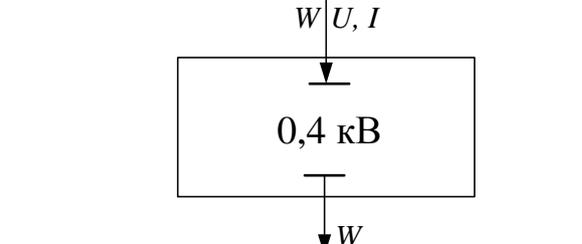
Электрические сети	Источники режимной информации	Методы расчета
	<p>ТИ, ТС, АСКУЭ, генеральные замеры</p>	<p>Оперативных расчётов</p> $\Delta W_n = 3 \sum_{i=1}^n R_i \sum_{j=1}^m I_{ij}^2 \Delta t_{ij}$
	<p>Генеральные замеры, ТС, ТИ(частично), АСКУЭ</p>	<p>Расчёт (средних) суток</p> $\Delta W_n = k_{л} \Delta W_{сут} D_{экр} k_{фм}^2$
	<p>Генеральные замеры, АСКУЭ</p>	<p>Расчёт (средних) суток</p> $\Delta W_n = \Delta W_{сут} D_{экр} k_{фм}^2$ <p>Средних нагрузок</p> $\Delta W_n = k_{к} \Delta P_{ср} T k_{ф}^2$
	<p>Генеральные замеры, АСКУЭ</p>	<p>Средних нагрузок</p> $\Delta W_n = k_{к} \Delta P_{ср} T k_{ф}^2$ <p>Числа часов наибольших потерь</p> $\Delta W_n = k_{к} \Delta P_{max} T \tau_0$
	<p>Специальные измерения</p>	<p>По потерям напряжения</p> $\Delta W_{\%} = 0,7 \Delta U_{\%} k_{н ср} \frac{\tau}{T_{max}}$ <p>По обобщенной информации</p> $\Delta W_n = k_{0,38} \frac{W^2 (1 + k_{\phi}^2) L_{экр}}{FД} k_{\phi}^2$

Рис. 6.4. Методы расчёта нагрузочных потерь электроэнергии

Потери мощности в сети при использовании для расчёта потерь электроэнергии методов 1–4 рассчитываются на основе заданной схемы сети и нагрузок её элементов, определённых с помощью измерений или с помощью расчёта нагрузок элементов электрической сети в соответствии с законами электротехники.

Потери электроэнергии по методам 2–4 могут рассчитываться за каждый месяц расчётного периода с учётом схемы сети, соответствующей данному месяцу. Допускается рассчитывать потери за расчётные интервалы, включающие в себя несколько месяцев, схемы сетей в которых могут рассматриваться как неизменные. Потери электроэнергии за базовый период определяют как сумму потерь, рассчитанных для входящих в базовый период месяцев (расчётных интервалов).

6.2.1. Метод оперативных расчётов в сетях с телеизмерениями

Перетоки мощности по ЛЭП системообразующей сети 220...750 кВ определяются характером работы электростанций, участвующих в покрытии совместных балансов мощности ОЭС и резервировании агрегатов электростанций. Эти перетоки отличаются неравномерностью и отсутствием стационарности, что приводит к необходимости расчётов ТПЭ в этих ЛЭП отдельно от потерь в распределительных сетях. Элементы системообразующей сети в полной мере охвачены системой телеизмерений (ТИ), телесигнализаций (ТС) и АСКУЭ. Режимная информация системы ТИ (\tilde{U} , \tilde{P} , \tilde{Q}) о каждом элементе этой сети позволяет организовать расчёты потерь электроэнергии с минимальным отставанием от реального времени в цикле *оперативного управления* режимами ЭЭС.

В методе оперативных расчётов нагрузочные потери электроэнергии определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{H}} = \left(\sum_{i=1}^n R_i \sum_{j=1}^m \frac{\tilde{P}_{ij}^2 + \tilde{Q}_{ij}^2}{\tilde{U}_{ij}^2} \right) \Delta t, \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч},$$

где n – число элементов сети;

Δt – интервал времени, в течение которого нагрузки $\tilde{P}_{ij}, \tilde{Q}_{ij}$ (МВт, Мвар) и напряжение \tilde{U}_{ij} (кВ) i -го элемента сети с сопротивлением R_i (Ом) принимают неизменной;

m – число интервалов времени.

Условно-постоянные потери электроэнергии определяются аналогично с использованием поперечной проводимости элемента G_i (См)

$$\Delta W_{\text{уп}} = \left(\sum_{i=1}^n G_i \sum_{j=1}^m \tilde{U}_{ij}^2 \right) \Delta t.$$

Потери электроэнергии на корону определяются на основе данных об удельных потерях мощности, приведённых в справочниках, и о продолжительностях видов погоды в течение расчётного периода. При этом к периодам хорошей погоды (для целей расчёта потерь на корону) относят погоду с влажностью менее 100 % и гололёд; к периодам влажной погоды – дождь, мокрый снег, туман.

Влияние рабочего напряжения линии на потери на корону учитывается умножением табличных данных, приведённых в [22], на коэффициент, определяемый по формуле:

$$K_{U_{\text{кор}}} = 6,88 U_*^2 - 5,88 U_*,$$

где U_* – отношение рабочего напряжения линии к его номинальному значению.

Потери электроэнергии в статических компенсирующих устройствах – батареях статических конденсаторов (далее - БК) и статических тиристорных компенсаторах (СТК) – определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{КУ}} = \Delta P_{\text{КУ}} S_{\text{КУ}} T_p, \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

где $\Delta P_{\text{КУ}}$ – удельные потери мощности в соответствии с паспортными данными КУ, кВт/квар;

$S_{\text{КУ}}$ – мощность КУ (для СТК принимается по емкостной составляющей), квар.

При отсутствии паспортных данных оборудования значение $\Delta P_{\text{КУ}}$ принимается равным: для БК – 0,003 кВт/квар, для СТК – 0,006 кВт/квар.

Токовые нагрузки элементов сети и напряжения узлов определяются на основе данных диспетчерских ведомостей, оперативных измерительных комплексов (ОИК) и автоматизированных систем учёта электрической энергии (АСКУЭ).

Непосредственное использование этих измерений для определения нагрузочных потерь мощности и энергии может привести к существенным ошибкам. Причинами этого являются:

- отсутствие балансов мощности в узлах сети из-за погрешностей измерения;
- сбой системы телеизмерений.

Для повышения точности и достоверности вычисления нагрузочных потерь электроэнергии в системообразующей сети используется алгоритм и программа статического оценивания состояния электрической сети. Статическое оценивание позволяет вычислить потоки мощности и напряжения узлов максимально приближенными к измеренным значениям при полном соблюдении балансов мощности в узлах сети.

6.2.2. Метод средних суток для сетей 110 и 35 кВ

Расчёты потерь электроэнергии в сетях 110 кВ с незначительными реверсивными перетоками и сетях 35 кВ могут быть выполнены независимо от расчётов в сетях 220-500 кВ. Разделение схем сетей 220 и 110 кВ выполняется по сборным шинам 110 кВ подстанций связи 220/110 кВ. При этом расчётная схема сети 110 кВ РСК разделяется на ряд несвязанных между собой участков. Режим работы ЛЭП сетей 110, 35 кВ определяется графиками нагрузки потребителей. Такие графики получают в сутки генеральных (контрольных) замеров.

Метод средних суток основан на допущении, что суточные графики нагрузок каждого узла сети в расчётные периоды времени сохраняют подобие своих конфигураций [19, 22]. Это позволяет, выполнив 24 расчёта режима сети, получить суточные потери электроэнергии. Затем необходимо распространить суточные потери энергии на весь расчётный период времени (как правило – месяц). При этом необходимо учесть изменение суточного потребления энергии в течение расчётного периода.

Метод средних (расчётных) суток состоит в расчёте потерь электроэнергии по формуле:

$$\Delta W_{Hj} = k_{Л} k_{ф.м}^2 \Delta W_{сут} D_{ЭКВj}, \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

где $\Delta W_{сут}$ – потери электроэнергии за сутки расчётного месяца со среднесуточным отпуском электроэнергии в сеть $W_{ср.сут}$ и конфигурацией графиков нагрузки в узлах, соответствующей контрольным замерам, кВт·ч;

$k_{Л}$ – коэффициент, учитывающий влияние потерь в арматуре ВЛ и принимаемый равным 1,02 для линий напряжением 110 кВ и выше и равным 1,0 для линий более низких

напряжений;

$k_{\text{ф.м}}^2$ – квадрат коэффициента формы графика суточных отпусков электроэнергии в сеть (график с числом значений, равным числу дней в месяце контрольных замеров);

$D_{\text{экв}j}$ – эквивалентное число дней в j -м расчётном интервале, определяемое по формуле:

$$D_{\text{экв}j} = \sum_{i=1}^{N_j} W_{\text{м}i}^2 D_{\text{м}i} / W_{\text{м.р}}^2,$$

где $W_{\text{м}i}$ – отпуск электроэнергии в сеть в i -м месяце с числом дней $D_{\text{м}i}$, кВт·ч;

$W_{\text{м.р}}$ – то же, в базовом месяце, кВт·ч;

N_j – число месяцев в j -м расчётном интервале.

При расчёте потерь электроэнергии за месяц $D_{\text{экв}j} = D_{\text{м}i}$.

Потери электроэнергии за расчётные сутки $\Delta W_{\text{сут}}$ определяются как сумма потерь мощности, рассчитанная для каждого часового интервала расчётных суток.

Потери электроэнергии определяются как сумма потерь во всех расчётных интервалах года.

Коэффициент $k_{\text{ф.м}}^2$ определяется по формуле:

$$k_{\text{ф.м}}^2 = \sum_{i=1}^{D_{\text{м}}} W_i^2 / (W_{\text{ср.сут}}^2 D_{\text{м}}),$$

где W_i – отпуск электроэнергии в сеть за i -й день месяца, кВт·ч;

$D_{\text{м}}$ – число дней в месяце.

При отсутствии данных об отпуске электроэнергии в сеть за каждые сутки месяца коэффициент $k_{\text{ф.м}}^2$ определяется по формуле:

$$k_{\text{ф.м}}^2 = \frac{(D_{\text{р}} + k_{\text{w}}^2 D_{\text{н.р}}) D_{\text{м}}}{(D_{\text{р}} + k_{\text{w}} D_{\text{н.р}})^2},$$

где $D_{\text{р}}, D_{\text{н.р}}$ – число рабочих и нерабочих дней в месяце ($D_{\text{м}} = D_{\text{р}} + D_{\text{н.р}}$);
 k_{w} – отношение значений энергии, потребляемой в средний нерабочий и средний рабочий дни $k_{\text{w}} = W_{\text{н.р}} / W_{\text{р}}$.

6.2.3 Метод средних нагрузок для сетей 6...35 кВ

Режимы работы распределительных сетей 10(6) кВ определяются нагрузками потребителей. Схема сети – разомкнутая, что позволяет выполнять расчёты для каждой распределительной линии 10(6) кВ (фидера) в отдельности (рис. 6.5).

Объем режимной информации для расчёта технических потерь в сетях 10(6) кВ значительно меньше, чем в сетях 110-35 кВ. Как правило известны результаты генеральных замеров зимы и лета по присоединениям СШ 10(6) кВ ЦП, т.е. на «головах» фидеров известны неполные графики токов и напряжений, ежемесячный отпуск активной энергии по данным АСКУЭ. Производятся ежемесячные замеры отпуска энергии по некоторым ТП. В этих условиях расчёты потерь электроэнергии могут быть выполнены методом средних нагрузок. Средние нагрузки на ТП определяются по данным ежемесячных замеров отпуска электроэнергии по ТП или путём разделения замера энергии на голове фидера пропорционально мощности трансформаторов ТП.

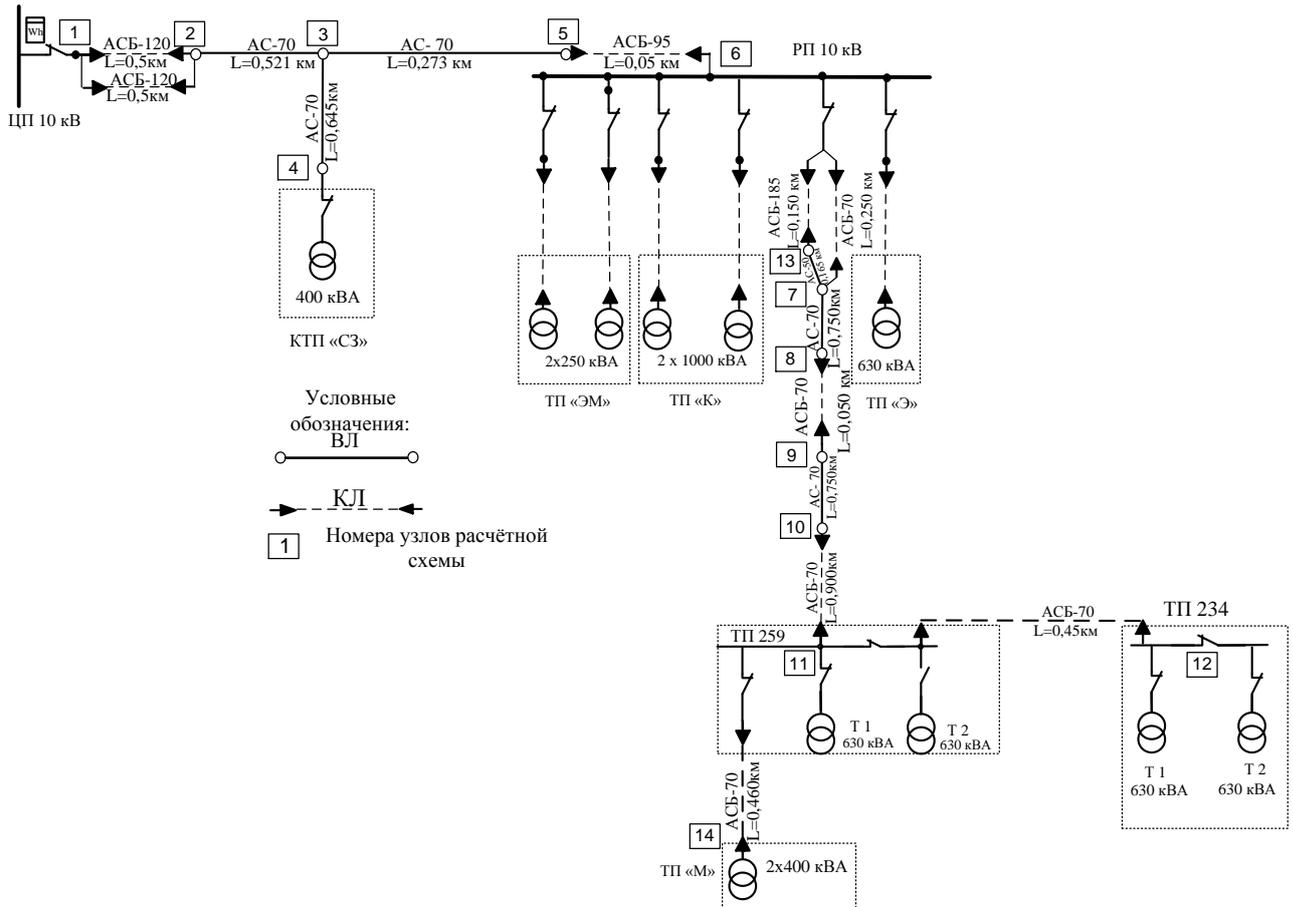


Рис.6.5. Схема распределительной линии 10 кВ

Расчёт потерь электроэнергии в электрической сети осуществляется методом средних нагрузок.

Метод средних нагрузок состоит в расчёте потерь электроэнергии по формуле:

$$\Delta W_{Hj} = k_{л} k_{к} \Delta P_{ср} T_j k_{\phi}^2, \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

- где $\Delta P_{ср}$ – потери мощности в сети при средних за расчётный интервал нагрузках узлов, кВт;
- k_{ϕ}^2 – квадрат коэффициента формы графика суммарной нагрузки сети за расчётный интервал;
- $k_{к}$ – коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки различных

ветвей сети;

T_j – продолжительность j -го расчётного интервала, ч.

Коэффициент формы графика суммарной нагрузки сети за расчётный интервал определяется по формуле:

$$k_{\Phi}^2 = \sum_{i=1}^m P_i^2 \Delta t_i / (P_{\text{ср}}^2 T), \quad (6.3)$$

где P_i – значение нагрузки на i -й ступени графика продолжительностью Δt_i , кВт;
 m – число ступеней графика на расчётном интервале;
 $P_{\text{ср}}$ – средняя нагрузка сети за расчётный интервал, кВт.

Коэффициент k_{κ} принимается равным 0,99. Для сетей 6–20 кВ и радиальных линий 35 кВ вместо значений P_i и $P_{\text{ср}}$ в формуле (6.3) могут использоваться значения тока головного участка I_i и $I_{\text{ср}}$. В этом случае коэффициент k_{κ} принимают равным 1,02.

Допускается определять коэффициент формы графика за расчётный интервал по формуле:

$$k_{\Phi}^2 = k_{\Phi.\text{с}}^2 \cdot k_{\Phi.\text{м}}^2 \cdot k_{\Phi.\text{N}}^2,$$

где $k_{\Phi.\text{с}}^2$ – квадрат коэффициента формы суточного графика дня контрольных замеров, рассчитанный по формуле (6.3);
 $k_{\Phi.\text{N}}^2$ – квадрат коэффициента формы графика месячных отпусков электроэнергии в сеть (график с числом значений, равным числу месяцев в расчётном интервале), рассчитываемый по формуле:

$$k_{\phi N}^2 = \sum_{i=1}^{N_j} W_{mi}^2 / (N_j \cdot W_{\text{ср.мес}}^2),$$

где W_{mi} – отпуск электроэнергии в сеть за i -й месяц расчётного интервала, кВт·ч;

$W_{\text{ср.мес}}$ – среднемесячный отпуск электроэнергии в сеть за месяцы расчётного интервала, кВт·ч .

При расчёте потерь за месяц $k_{\phi.N}^2 = 1$.

При отсутствии графика нагрузки значение k_{ϕ}^2 определяется по формуле:

$$k_{\phi}^2 = \frac{1 + 2k_3}{3k_3}.$$

Коэффициент заполнения графика суммарной нагрузки сети k_3 определяется по формуле:

$$k_3 = \frac{W_0}{P_{\max} T} = \frac{T_{\max}}{T} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\max}},$$

где W_0 – отпуск электроэнергии в сеть за время T , кВт·ч;

T_{\max} – число часов использования наибольшей нагрузки сети.

Средняя нагрузка i -го узла определяется по формуле:

$$P_{\text{ср}i} = \frac{W_i}{T}, \text{ кВт},$$

где W_i – энергия, потреблённая (генерированная) в i -м узле за время T , кВт·ч.

6.2.4. Расчёты потерь электроэнергии в сетях 0,38 кВ

Электрические сети 0,38 кВ представляют собой четырёхпроводную сеть с нулевым проводом, имеющим повторные заземления. Конфигурация участков таких сетей – радиальная с одним источником питания ТП 10(6)/0,38 кВ (рис. 6.6).

Для реализации метода расчёта потерь электроэнергии в линиях 0,4 кВ в зависимости от величины падения напряжения производятся измерения уровней фазных напряжений на шинах ТП и в электрически удалённой точке магистральной линии в режиме максимальной нагрузки. По данным измерений определяется абсолютная и относительная величина потерь напряжения (ΔU) в процентах по отношению к среднему фазному напряжению на шинах 0,4 кВ ТП 6-20/0,4 кВ.

Потери электроэнергии в линии напряжением 0,4 кВ (от % отпуска электроэнергии в сеть) определяются по формуле:

$$\Delta W_{\%} = 0,7 K_{\text{нер}} \Delta U \frac{\tau}{T_{\text{макс}}}, \quad (6.4)$$

где ΔU – потеря напряжения в максимум нагрузки сети от шин ТП до наиболее электрически удалённого электроприёмника, %;

$K_{\text{нер}}$ – коэффициент, учитывающий неравномерность распределения нагрузок по фазам.

Если измеренные уровни фазных напряжений на шинах ТП различны, то при определении ΔU напряжение на шинах ТП принимается как среднее арифметическое из трёх измеренных значений.

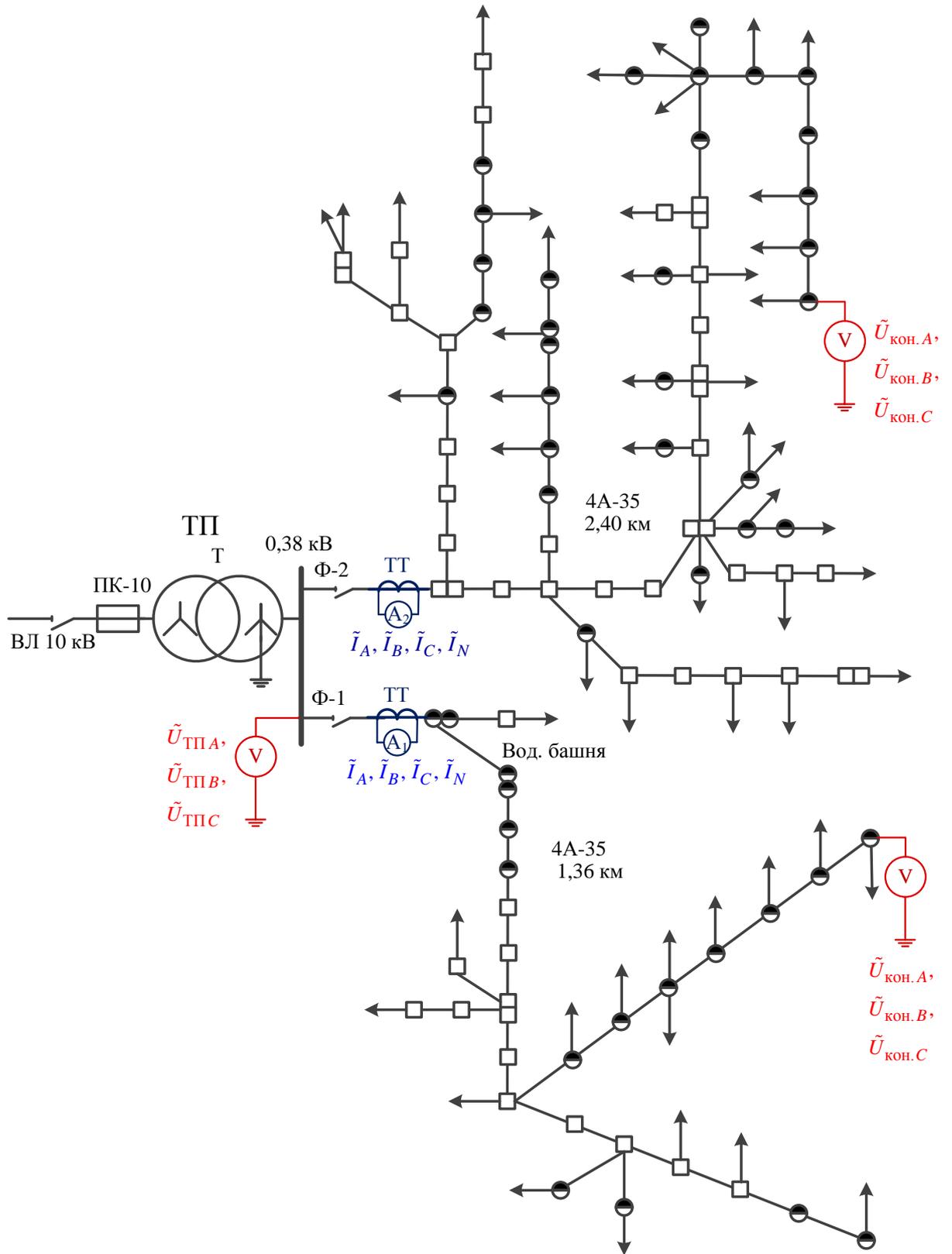


Рис. 6.6. Поопорная схема-паспорт ВЛ 0,38 кВ с точками замеров

Если в электрически удалённой точке магистральной линии в режиме максимальной нагрузки фазное напряжение измерялось на трёхфазном вводе и получены все фазные напряжения, в качестве расчётного принимается минимальное из трёх измеренных значений.

Коэффициент $K_{\text{нер}}$ определяется по формуле:

$$K_{\text{нер}} = 3 \frac{I_a^2 + I_b^2 + I_c^2}{(I_a + I_b + I_c)^2} \cdot \left(1 + 1,5 \frac{R_{\text{н}}}{R_{\text{ф}}}\right) - 1,5 \frac{R_{\text{н}}}{R_{\text{ф}}},$$

где I_a, I_b, I_c – измеренные токовые нагрузки фаз;

$R_{\text{н}}/R_{\text{ф}}$ – отношение сопротивлений нулевого и фазного проводов.

При отсутствии данных о токовых нагрузках фаз следует принимать:

для линий с $R_{\text{н}}/R_{\text{ф}}=1$ $K_{\text{нер}}=1,13$;

для линий с $R_{\text{н}}/R_{\text{ф}}=2$ $K_{\text{нер}}=1,2$.

Отношение $\tau/T_{\text{макс}}$ принимают в соответствии со следующими данными:

$T_{\text{макс}}$ Ч	2000	3000	4000	5000	6000
$\tau/T_{\text{макс}}$	0,46	0,52	0,6	0,72	0,77

Относительные потери электроэнергии, %, в K линиях 0,4 кВ определяются по формуле:

$$\Delta W_{\% \Sigma} = \frac{\sum_{i=1}^K \Delta W_{\%}^i \cdot I_i}{\sum_{i=1}^K I_i},$$

где $\Delta W_{\%}^i$ – относительные потери электроэнергии в i -й линии, определённые по формуле (6.4);

I_i – максимальная нагрузка головного участка i -й линии.

При необходимости точного расчёта потерь электроэнергии в электрических сетях 0,4 кВ и при наличии достаточного количества исходной информации, а также при расчёте потерь электроэнергии в отдельных линиях 0,4 кВ рекомендуется использовать методы поэлементного расчёта потерь мощности и электроэнергии с использованием схемы электрической сети и её режимных параметров.

Расчёты потерь электроэнергии в линиях 0,4 кВ в зависимости от величины падения напряжения и поэлементные расчёты потерь мощности и электроэнергии с использованием схемы электрической сети и её режимных параметров допускается проводить по случайной выборке распределительных линий 0,4 кВ, питающихся от не менее чем 20 % суммарного количества ТП 6-20/0,4 кВ, если это количество превышает 100 шт.

6.3. Мероприятия по снижению потерь электроэнергии

При планировании режимов на следующий год рассматривают мероприятия по снижению потерь электроэнергии (МСП) на основе прогнозов электропотребления и возможных реконструкций сети. При формировании планов МСП выделяют мероприятия, требующие значительных инвестиций (так называемые технические мероприятия) и малозатратные (организационные) мероприятия по снижению потерь электроэнергии [23].

К техническим МСП в распределительных сетях можно отнести установку ИРМ (например, батарей конденсаторов), замену проводов перегруженных линий, замену перегруженных или недогруженных трансформаторов, внедрение устройств автоматического регулирования коэффициентов трансформации трансформаторов с РПН и мощности ИРМ. Эффективность

технических мероприятий определяется сроком окупаемости инвестиций (капиталовложений).

К организационным МСП в сетях 6...35 кВ относятся оптимизация мест размыкания линий с двусторонним питанием, оптимизация рабочих напряжений в центрах питания радиальных сетей и ряд других мероприятий [24].

Планируемое и фактическое снижение потерь электроэнергии при проведении организационных мероприятий рассчитывается следующим образом:

Мероприятие 1.1. Оптимизация мест размыкания линий 6...35 кВ с двусторонним питанием.

Это одно из наиболее эффективных организационных мероприятий по снижению потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях, особенно в городских сетях 6...10 кВ.

Оптимизация мест размыкания линий 6...35 кВ должна проводиться с учётом изменения потерь электроэнергии в оптимизируемой сети и в питающей ее замкнутой основной сети 110 кВ и выше энергосистемы. Однако в связи с чрезмерным увеличением объёма сети из-за одновременного учёта сетей всех классов напряжений допускается иногда выполнение расчётов по оптимизации мест размыкания линий 6...35 кВ отдельно от основных сетей системы.

Для оптимизации могут быть использована программа GorSet.

Эффект от оптимизации мест размыкания распределительных сетей рассчитывается в следующей последовательности:

1. Определяется снижение потерь электроэнергии в размыкаемой сети (δW_{PC}) как разница потерь мощности до и после размыкания и пересчитанная в потери электроэнергии

$$\delta W_{PC} = K_{II} (\Delta W_{PC1} - \Delta W_{PC2}) \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}, \quad (6.5)$$

где K_{II} – коэффициент, учитывающий точность метода расчёта потерь электроэнергии, определяемый по формуле:

$$K_n = 1 - \frac{\Delta}{50},$$

где Δ – среднеквадратичная погрешность, %, используемого метода расчёта;

ΔW_{PC1} , ΔW_{PC2} – потери электроэнергии в размыкаемой распределительной сети соответственно до и после размыкания, тыс.кВт·ч.

2. Уточняются нагрузки подстанций основной сети энергосистемы в соответствии с изменившейся схемой распределительной сети.

3. Рассчитываются потери электроэнергии в основной сети (δW_{OC}) энергосистемы при уточнённых нагрузках подстанций и определяется изменение потерь электроэнергии в ней по формуле:

$$\delta W_{OC} = K_{II} (\Delta W_{OC1} - \Delta W_{OC2}) \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч},$$

4. Определяется суммарное изменение потерь электроэнергии в основных и распределительных сетях при оптимальном размыкании последних по формуле:

$$\delta W_{1.1} = \delta W_{PC} \pm \delta W_{OC}, \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}, \quad (6.6)$$

Знак "-" в формуле (6.6) ставится при повышении потерь электроэнергии в основной сети системы после оптимизации мест размыкания распределительных сетей.

Планируемый и фактический эффекты от внедрения мероприятия рассчитываются по одинаковой методике с той лишь разницей, что фактический эффект определяется по фактическим схемам и режимам и изменённым ме-

стам размыкания распределительных сетей, а планируемый эффект – по планируемым схемам и режимам.

При расчёте снижения потерь от размыкания распределительной сети без учёта эффекта в основной сети фактическое снижение принимается равным 70% полученного по формуле (6.5), т.е.

$$\delta W_{1,1} = 0,7 \delta W_{PC} \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч,}$$

Мероприятие 1.2. Оптимизация установившихся режимов электрических сетей по реактивной мощности.

Оптимизация осуществляется с помощью программ Б-2, RastrWin. Целью расчётов является выбор близких к оптимальным законов регулирования имеющихся в энергосистеме источников реактивной мощности и законов регулирования коэффициентов трансформации трансформаторов связи (трансформаторов, работающих в замкнутых контурах).

Эффективность оптимизации режимов зависит от частоты проведения расчётов, их информационной обеспеченности и степени практической реализации результатов расчётов. Практически необходимым является проведение не менее 16 расчётов в год: для каждого из четырёх характерных периодов (зима, весна, лето и осень) рассчитываются оптимальные режимы для часов максимальных суточных нагрузок (часы м.с.н.) и ночных провалов нагрузок (часы н.п.н.) для двух типов суток - рабочих и нерабочих.

При отсутствии информации о нагрузках подстанций (ПС) для некоторых из указанных 16 режимов (например, весеннего или осеннего периодов) расчёты для них целесообразно производить по приближённо вычисленным нагрузкам.

Неизвестные нагрузки $P_{ПС}(P_{ПС}, Q_{ПС})$ в промежуточных режимах (характерных весенних и осенних дней) при отсутствии более точных методик определяются корректировкой известных максимальных $P_{ПС}(P_{ПС}, Q_{ПС})$

нагрузок в часы м.с.н. и минимальных - в часы н.п.н. (за те же характерные дни) пропорционально изменению общесистемной нагрузки $P_{\text{СИСТ}}$ и $Q_{\text{СИСТ}}$ по формулам:

$$P_{\text{ПС}} = P_{\text{ПС}} \frac{P_{i\text{СИСТ}}}{P_{j\text{СИСТ}}}; \quad Q_{\text{ПС}} = Q_{\text{ПС}} \frac{Q_{i\text{СИСТ}}}{Q_{j\text{СИСТ}}} \text{ МВт}, \quad (6.7)$$

где индексом j обозначен режим, для которого известны нагрузки на подстанциях; индексом i – режим, для которого нагрузки подстанций определяются.

Степень практической реализации результатов расчёта определяется степенью соответствия действительных изменений реактивной мощности её источников и коэффициентов трансформации трансформаторов связи изменениям, определённым при расчёте. В первом приближении это соответствие может быть оценено числом переключений трансформаторов связи.

Фактическое снижение потерь электроэнергии при оптимизации режима сети по реактивной мощности определяется по формуле:

$$\delta W_{\Phi 1.2} = \sum_{j=1}^m \left[\delta P_{\text{МАКС}}^j t_{\text{МАКС}}^j + \delta P_{\text{МИН}}^j (24 - t_{\text{МАКС}}^j) \right] d_j K_1^j K_2^j,$$

где $\delta P_{\text{МАКС}}^j$ и $\delta P_{\text{МИН}}^j$ – снижение потерь мощности (МВт) (со своими знаками) при оптимизации режимов для часов м.с.н. и н.п.н. характерных суток j -го периода. При недопустимо завышенных напряжениях в исходном режиме снижение потерь мощности (особенно в минимум нагрузки) может оказаться отрицательным. Это является дополнительным доказательством недопустимости оптимизации лишь одного режима;

d_j – продолжительность в году j -го периода, дн.;

m – число характерных периодов;

$t_{\text{МАКС}}^j$ – эквивалентное время режима наибольших нагрузок за сутки, рассчитываемое по формуле:

$$t_{\text{МАКС}}^j = 24 \frac{K_3 - K_{\text{МИН}}}{1 - K_{\text{МИН}}},$$

где $K_{\text{МИН}}$ – отношение минимальной суточной нагрузки энергосистемы к максимальной;

K_3 – коэффициент заполнения графика ($K_3 = T_{\text{МАКС.СУТ}} / 24$);

K_1^j – коэффициент информационной обеспеченности, принимаемый равным единице для периодов с нагрузками, определёнными путём измерений; равным 0,7 – для периодов с нагрузками, рассчитанными по формуле (6.7);

K_2^j – коэффициент, учитывающий точность совпадения закона регулирования, обеспечиваемого устройствами РПН трансформаторов связи, и оптимального закона регулирования, рассчитанного по программе. Коэффициент определяется для каждого периода по формуле:

$$K_2^j = \frac{n_{\text{ПС}}^j}{15(1 - K_{\text{МИН}})}, \quad (6.8)$$

где $n_{\text{ПС}}^j$ – среднее число переключений ответвлений трансформаторов связи с РПН за характерные сутки j -го периода, определяемое по формуле:

$$n_{\text{ПС}}^j = \frac{\sum_{i=1}^{n_{\text{ТС}}} n_{ni}^j}{N_{\text{ТС}}},$$

где n_{ni}^j – число переключений ответвлений i -го трансформатора с РПН за характерные сутки j -го периода;

$N_{\text{ТС}}$ – суммарное количество трансформаторов с РПН и ПБВ.

Если определённое по формуле (6.8) значение K_2^j больше единицы, то оно принимается равным единице.

Мероприятие 1.3. Перевод генераторов электростанций в режим синхронного компенсатора (СК).

Целесообразность такого перевода оценивается с помощью программы оптимизации режима основной электросети энергосистемы по реактивной мощности и рассматривается только для тех генераторов, которые в определённый период времени не используются.

Мероприятие 1.4. Уменьшение ограничения мощности генераторов электростанций.

Мероприятие наиболее эффективно в дефицитных по активной мощности энергосистемах, в которых при уменьшении выработки электроэнергии собственными станциями увеличивается покупная электроэнергия. При этом соответственно возрастает межсистемные перетоки, дополнительно загружается системообразующая электрическая сеть и т.п.

Увеличение рабочей активной мощности электростанций при том же составе генерирующего оборудования осуществляется за счёт выполнения организационно-технических мероприятий на электростанциях.

Мероприятие 1.5. Оптимизация распределения нагрузки между подстанциями основной электрической сети 110 кВ и выше переключениями в ее схеме.

Мероприятие проводится при сезонных изменениях нагрузки не менее двух раз в год.

Мероприятие 1.6. Оптимизация мест размыкания контуров электрических сетей с различными номинальными напряжениями.

Мероприятие проводится для снижения влияния неоднородности электрической сети напряжением 110 кВ и выше на режим её работы. Размыкание контуров в оптимальных местах должно приводить к разгрузке сетей более низкого напряжения и снижению общих потерь электроэнергии в целом при сохранении требуемого уровня надёжности электроснабжения потребителей.

Мероприятие 1.7. Оптимизация рабочих напряжений в центрах питания радиальных электрических сетей.

В радиальном режиме эксплуатируются, как правило, сети 6... 35 кВ и часть сетей 110 кВ. Центрами питания (ЦП) этих сетей являются соответственно подстанции 500...35/6-20 кВ, 500...110/35 кВ и 500...220/110 кВ.

Законы регулирования напряжения в ЦП (если в ЦП установлены трансформаторы с РПН) или установленные рабочие ответвления трансформаторов (если последние с ПБВ) должны обеспечивать минимально возможные потери электроэнергии в сети при допустимых отклонениях напряжения у потребителей. В соответствии с требованиями ПУЭ для обеспечения допустимых отклонений напряжения в сетях 380 В и 6...20 кВ необходимо на шинах 6...20 кВ ЦП поддерживать отклонения напряжения не менее +5% в режиме наибольших нагрузок ($V_T' \geq 5\%$) и не более номинального напряжения в режиме наименьших нагрузок ($V_T'' \leq 0\%$).

Мероприятия 1.8 и 1.9. Отключение трансформаторов в режимах малых нагрузок на подстанциях с двумя и более трансформаторами. Отключение трансформаторов на подстанциях с сезонной нагрузкой.

При работе подстанции по заданному графику минимум приведённых затрат на трансформацию электроэнергии соответствует минимуму потерь мощности в трансформаторах. Поэтому граничное значение нагрузки, при котором целесообразно отключение одного из параллельно работающих трансформаторов, определяется из равенства потерь мощности в n и $n-1$ трансформаторах.

$$\sum_{l=1}^n \Delta P_{xl} + \left(\frac{S}{\sum_{l=1}^n S_{HTl}} \right)^2 \sum_{l=1}^n \Delta P_{Kl} = \sum_{l=1}^{n-1} \Delta P_{xl} + \left(\frac{S}{\sum_{l=1}^{n-1} S_{HTl}} \right)^2 \sum_{l=1}^{n-1} \Delta P_{Kl}.$$

Мероприятие 1.10. Выравнивание нагрузок фаз в электрических сетях 0,38 кВ.

Плановое и фактическое снижение потерь электроэнергии за счёт устранения систематической несимметрии (неравномерного распределения токовых нагрузок по фазам) определяется по формуле:

$$\delta W_{1.10} = \Delta W (K_{H1} - K_{H2}) \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч},$$

где ΔW – потери электроэнергии в сети 0,38 кВ при равномерной загрузке фаз;

K_{H1}, K_{H2} – коэффициенты систематической не симметрии до и после симметрирования, определяемые по формуле:

$$K_H = 3 \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{(I_A + I_B + I_C)^2} \left(1 + 1,5 \frac{R_0}{R_\Phi} \right) - 1,5 \frac{R_0}{R_\Phi}.$$

Мероприятие 1.11. Сокращение продолжительности технического обслуживания и ремонта основного оборудования электростанций и сетей.

Внедрение этого мероприятия наиболее эффективно для транзитных линий электропередачи большой пропускной способности автотрансформаторов связи и т.п., отключение которых вызывает значительное повышение потерь в сети. Уменьшение продолжительности таких отключений достигается улучшением организации работ, совмещением ремонтов последователь-

но включённых элементов сети, проведением их по оптимальному графику, выполнением пофазных ремонтов, ремонтов под напряжением и т.д.

Мероприятие 1.12. Снижение расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций.

Снижение расхода на собственные нужды подстанций определяется по отношению к нормативам расхода для всех подстанций, на которых имеются потребители и счётчики электроэнергии собственных нужд.

Мероприятие 1.14. Ввод в работу неиспользуемых средств автоматического регулирования напряжения (АРН).

Мероприятие выполняется на подстанциях, где установленные на трансформаторах РПН устройства автоматического регулирования напряжения по каким-либо причинам переведены в режим дистанционного управления.

Основной эффект от внедрения мероприятия достигается за счёт повышения возможностей регулирования напряжения.

Мероприятие 1.15. Выполнение работ под напряжением.

Мероприятие даёт значительный эффект по снижению потерь электроэнергии при выполнении работ под напряжением в замкнутых электрических сетях энергосистем напряжением 220 кВ и выше. Снижение потерь электроэнергии достигается за счёт сокращения продолжительности неоптимальных ремонтных режимов электрических сетей.

При выборе и оценке эффективности отдельных **технических мероприятий** необходимо учитывать следующие их особенности.

Снижение годовых потерь электроэнергии в сети при подготовке отчётных данных о внедрении технических мероприятий с индексами 2.1, 2.3, 2.11, 2.12, 2.14, определяется по формуле:

$$\delta W_{\Phi} = K_{\text{O}} K_{\text{II}} (\Delta W_{\text{IP}} - \Delta W_{\text{2P}}) \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}, \quad (6.9)$$

где K_0 – коэффициент, принимаемый равным 1, если значения расчётных потерь определялись при оптимальных режимах работы сети, рассчитанных в соответствии с мероприятиями 1.2 и 1.4, и равным 0,9, если значения потерь рассчитывались без предварительной оптимизации режимов;

K_{Π} – коэффициент, учитывающий точность методов расчёта потерь электроэнергии;

$\Delta W_{1P}, \Delta W_{2P}$ – значения расчётных потерь электроэнергии в сети, определяемые до и после проведения мероприятия.

Мероприятие 2.1. Установка и ввод в работу устройств компенсации реактивной мощности в электрических сетях энергосистем.

Фактическое снижение потерь электроэнергии, определяемое по формуле (6.9), должно быть уменьшено на потери в компенсирующих устройствах.

Для ориентировочной оценки снижения потерь электроэнергии от установки и ввода в работу устройства компенсации в разомкнутой электрической сети можно воспользоваться формулой:

$$W = \frac{2Q_{\text{КУ}}Q_{\Pi} - Q_{\text{КУ}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} R_{\text{ЭК}} \tau K_{\Pi} - \Delta W_{\text{КУ}},$$

где Q_{Π} – реактивная мощность суммарной нагрузки электрической сети;

$U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение сети;

$R_{\text{ЭК}}$ – эквивалентное по потерям мощности сопротивление сети;

τ – время наибольших потерь, ч.

При отсутствии проектных расчётов планируемое снижение потерь электроэнергии при установке батарей статических конденсаторов определяется ориентировочно по нормам, приведённым в табл.6.1. Нормы, приведённые в первых двух строках таблицы, распространяются лишь на городские и сельские электрические сети, находящиеся на балансе энергосистем.

Таблица 6.1

Назначение сети	Номинальное напряжение подстанции, на которой установлена БК, кВ	Средняя удельная эффективность установки БК (тыс.кВт·ч/Мвар) при номинальном напряжении подстанции, кВ		
		35/6-10	110/6-10	220/6-10
Городская	0,38	330	310	230
Сельская	0,38	480	450	375
Любого назначения, в том числе сеть потребителя	6-20	190	160	60

Мероприятие 2.3. Замена проводов на перегруженных линиях.

Целесообразность замены проводов перегруженных линий должна оцениваться по минимуму приведенных затрат на замену. При этом необходимо учитывать фактическую нагрузку линий, предполагаемое ее увеличение на ближайшую перспективу и стоимость замены проводов.

Наиболее широко мероприятие применяется в электрических сетях 380 В и 6-10 кВ.

Замена проводов существующих сечений проводами больших сечений в сетях 6...10 кВ, как правило, эффективна, если максимальные токовые нагрузки этих проводов больше значений, указанных ниже:

Существующие сечения проводов, мм ²	19,6	25	16	25	35	50	70
	(стальные)			(алюминивые и сталеалюминивые)			
Токовые нагрузки проводов, А	13	30	50	70	100	135	210

При приближенной оценке целесообразности замены проводов на ВЛ 380 В можно руководствоваться экономическими интервалами нагрузок, рассчитанными институтом "Сельэнергопроект" и приведёнными ниже:

Марка и сечение провода, мм ²	А-16+А-16	2хА-16+А-16	3хА-16+А-16	3хА-25+А-25	3хА-50+А-50
Экономические интервалы нагрузок для ВЛ 380 В сельскохозяйственного назначения, А	0...4,6	4,6...8,8	8,8...20,5	20,5...38,6	Свыше 38,6

Как правило, сечение провода на перегруженной линии следует изменять на другое, превышающее существующее на две ступени (А-16 - на А-35, А-35 - на А-70 и т.д.).

Фактическое снижение потерь электроэнергии определяется по формуле (6.9) для сетей всех классов напряжений.

Мероприятие 2.4. Замена ответвлений от ВЛ 0,38 кВ к зданиям.

Фактическое снижение потерь электроэнергии при проведении мероприятия определяется суммой снижений потерь в заменяемых ответвлениях, рассчитываемых по формуле:

$$\delta W_{П2.4} = 0,006n_{\text{ОТВ}} \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч,}$$

где $n_{\text{ОТВ}}$ - планируемое количество заменяемых ответвлений.

Мероприятие 2.5. Замена перегруженных, установка и ввод в эксплуатацию дополнительных силовых трансформаторов на действующих подстанциях.

Замена перегруженных или ввод в работу дополнительных разгрузочных трансформаторов на подстанции производится, если коэффициент загрузки трансформаторов больше верхнего предела экономически целесообразной загрузки

$$K_{3l} > K_{3l}^B.$$

Мероприятие 2.6. Замена недогруженных силовых трансформаторов.

Замена недогруженного трансформатора трансформатором меньшей мощности производится, если прогнозируемый на 4-5 лет коэффициент его загрузки в режиме наибольших нагрузок меньше нижнего предела экономически целесообразных нагрузок, а установка трансформатора меньшей мощности не приводит к его перегрузке в нормальном (а для двухтрансформаторных подстанций и более - и в аварийном) режиме.

Первое условие записывается в виде

$$K_{3\ell} < K_{3\ell}^H,$$

а второе

$$K_{HT} K_{3\ell} < K_{СП\ell-1}.$$

6.4. Нормативные потери электроэнергии

Технологические потери электроэнергии (ТПЭ) при её передаче по электрическим сетям рассчитываются за базовый (отчётный год, предшествующий году расчёта) и на регулируемый периоды (год) по фактическим и прогнозным показателям баланса электроэнергии [22].

Технологические потери электроэнергии при её передаче по электрическим сетям на регулируемый период определяются в зависимости от расчётного значения ТПЭ за базовый период и показателей баланса электроэнергии за базовый и на регулируемый периоды.

Технологические потери электроэнергии при её передаче по электрическим сетям рассчитываются отдельно по составляющим: условно-постоянные, нагрузочные и потери, обусловленные допустимыми погрешностями системы учёта.

Условно-постоянные потери электроэнергии на регулируемый период принимаются по результатам их расчётов за базовый период и корректируются в соответствии с изменением состава оборудования на регулируемый период.

Нагрузочные потери электроэнергии при её передаче по электрическим сетям территориальных сетевых организаций (ТСО) на регулируемый период определяются по формуле:

$$\Delta W_{н.Р} = \Delta W_{н.Б} \left(\frac{W_{ос.Р}}{W_{ос.Б}} \right)^2, \quad (6.10)$$

где $\Delta W_{н.Б}, \Delta W_{н.Р}$ – нагрузочные потери электроэнергии за базовый и на регулируемый периоды соответственно;
 $W_{ос.Б}, W_{ос.Р}$ – отпуск электроэнергии в сеть в базовом и регулируемом периодах соответственно.

Нагрузочные потери электроэнергии при её передаче по электрическим сетям ФСК на регулируемый период определяются по формуле:

$$\Delta W_{н.Р} = \Delta W_{н.Б} \left(\frac{W_{отп.Р}}{W_{отп.Б}} \right)^2,$$

где $W_{отп.Б}, W_{отп.Р}$ – отпуск электроэнергии из сети в базовом и регулируемом периодах соответственно.

Потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учёта электроэнергии, на регулируемый период для ТСО определяются:

$$\Delta W_{погр.Р} = \frac{\Delta W_{погр.Б, \%} \cdot W_{ос.Р}}{100}, \quad (6.11)$$

где $\Delta W_{погр.Б, \%}$ – потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учёта электроэнергии, за базовый период в относительных единицах.

Потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учёта электроэнергии, на регулируемый период для ФСК определяются:

$$\Delta W_{\text{погр.Р}} = \frac{\Delta W_{\text{погр.Б, \%}} \cdot W_{\text{отп.Р}}}{100}.$$

Технологические потери электроэнергии при её передаче по электрическим сетям ТСО, ФСК по абсолютной величине ($\Delta W_{\text{ТПЭ.Р}}$) на регулируемый период равны:

$$\Delta W_{\text{ТПЭ.Р}} = \Delta W_{\text{у-п.Р}} + \Delta W_{\text{н.Р}} + \Delta W_{\text{погр.Р}},$$

где $\Delta W_{\text{у-п.Р}}$ – условно-постоянные потери электроэнергии на регулируемый период.

Норматив технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям (далее – НТПЭ) определяется в процентах по электрической сети в целом и рассчитывается по формуле:

$$\Delta W_{\text{НТПЭ.Р}} = \frac{\Delta W_{\text{ТПЭ.Р}}}{W_{\text{ос.Р}}} \cdot 100,$$

где $W_{\text{ос.Р}}$ – отпуск электроэнергии в сеть ТСО в регулируемом периоде (для ФСК – отпуск электроэнергии из сети своей компании).

Определение технологических потерь электроэнергии в электрических сетях ТСО в целом и по уровням напряжения осуществляется в следующем порядке:

В базовом периоде:

- определяется на каждом уровне напряжения сети отпуск электроэнергии в сеть (с учётом приёма электроэнергии из сети смежного напряжения в соответствии с рис. 6.1);
- определяются условно-постоянные потери электроэнергии в целом и по уровням напряжения;
- определяются нагрузочные потери электроэнергии в целом и по уровням напряжения;
- определяются потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учёта электроэнергии, в целом и по уровням напряжения.

В регулируемом периоде:

- определяется на каждом уровне напряжения сети прогнозное значение отпуска электроэнергии в сеть (с учётом приёма электроэнергии из сети смежного напряжения);
- нагрузочные потери электроэнергии по уровням напряжения определяются в соответствии с формулой (6.10);
- нагрузочные потери электроэнергии в целом определяются как сумма нагрузочных потерь электроэнергии по уровням напряжения;
- условно-постоянные потери электроэнергии принимаются равными потерям в базовом периоде или корректируются при изменении состава оборудования в целом и по уровням напряжения;
- потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учёта электроэнергии, определяются в соответствии с формулой (6.11). Потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учёта электроэнергии, по уровням напряжения распределяются пропорционально отпуску в сеть по уровням напряжения как в базовом, так и в регулируемом периодах;

- технологические потери электроэнергии определяются в соответствии с формулой (5) в целом и по уровням напряжения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Отчёт о функционировании ЕЭС России в 2014 году [Электронный ресурс] – Режим доступа: www.so-ups.ru / (дата обращения: 13.06.16).
2. Формирование новой организационной структуры электроэнергетики в 2002–2005 гг. [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www.e-apbe.ru/analytical/doklad2005/doklad2005_2.php.html / (дата обращения: 28.01.17)
3. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.energocon.com/pages/id1348.html> / (дата обращения: 28.01.17)
4. Гончуков, В.В. Автоматизация управления энергообъединениями / Гончуков В.В., Горнштейн В.М., Крумм Л.А. и др.; /Под ред. С.А. Савалова. – М.: Энергия, 1979. – 432 с.
5. Правила устройства электроустановок / Минэнерго РФ. – Изд. 7-е. – М.: НЦ ЭНАС, 2002.
6. Приложение № 4 к договору о присоединении к торговой системе оптового рынка. Регламент подачи уведомлений участниками оптового рынка. Утвержден НС НП «АТС» 14 июля 2006 года с изменениями НС НП «СР» от 19 декабря 2012 года. [Электронный ресурс] – Режим доступа: www.np-sr.ru / (дата обращения: 28.01.17).
7. Приложение № 17 к договору о присоединении к торговой системе оптового рынка. Перечень определений и принятых сокращений. Утвержден НС НП «АТС» 14 июля 2006 года с изменениями НС НП «СР» от 24 апреля 2013 года. [Электронный ресурс] – Режим доступа: www.np-sr.ru / (дата обращения: 28.01.17).

8. Приложение № 9 к договору о присоединении к торговой системе оптового рынка. Регламент оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России. Утвержден НС НП «АТС» 14 июля 2006 года с изменениями НС НП «СР» от 29 ноября 2012 года. [Электронный ресурс] – Режим доступа: www.np-sr.ru/ (дата обращения: 28.01.17).
9. Гамм, А. З. Методы решения задач реального времени в электроэнергетике: монография / А. З. Гамм [и др.] – Новосибирск : Наука. Сиб. отд., 1990.
10. Дэннис, Дж. Численные методы безусловной оптимизации и решения нелинейных уравнений: монография / Дж. Дэннис мл., Р. Шнабель. – М. : Мир, 1988.
11. Справочник по проектированию электроэнергетических систем : справочник / В.В. Ершевич [и др.] ; под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – Изд. 3-е, перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1985.
12. Сиуда, И.П. Электроэнергетические системы : учебное пособие / И.П. Сиуда. – Новочеркасск : НПИ, 1979.
13. Методы оптимизации режимов энергосистем: монография / В.М. Горнштейн [и др.] ; под ред. В.М. Горнштейна. – М. : Энергия, 1981.
14. Арзамасцев, Д.А. Энергосберегающая технология электроснабжения народного хозяйства: в 5 кн. Кн 1. Снижение технологического расхода энергии в электрических сетях: практическое пособие / Д.А. Арзамасцев, А.В. Липес; под ред. В.А. Веникова. – М. : Высш. шк., 1989.
15. Методика прогнозирования графиков электропотребления для технологий краткосрочного планирования [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://so-ups.ru/fileadmin/files/laws/market_regulations/schedules.pdf / (дата обращения: 28.01.17).

16. Веников, В.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем : учебник / В.А Веников, В.Г Журавлев, Т.А. Филиппова. Изд.–2-е, перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1990.
17. Веников, В.А. Электрические системы. Электрические расчёты, программирование и оптимизация режимов : учебное пособие / В.А Веников [и др.] ; под ред. В.А. Веникова. – М. : Высш. школа, 1973.
18. Сиуда, И.П. Оптимизация и регулирование режимов работы электрических сетей энергосистем : учебное пособие / И.П. Сиуда. – Новочеркасск : НПИ, 1986.
19. Железко, Ю.С. Расчёт, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчётов / Ю.С. Железко, А.В. Артемьев, О.В. Савченко – М. : НЦ ЭНАС, 2002.
20. Хлебников, В.К. Формирование балансов электроэнергии при нормировании потерь электроэнергии / В.К. Хлебников, Б.П. Золоев, В.Ф. Кравченко // Изв. вузов. Электромеханика. – 2009. – Спецвыпуск. – С. 2426.
21. Хлебников, В.К. Прогнозирование балансов электроэнергии при нормировании потерь электроэнергии / В.К. Хлебников, Б.П. Золоев // Изв. вузов. Электромеханика. – 2013. – № 1. – С. 1618.
22. Инструкция по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчёту и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям. / Приказ Минэнерго России от 30.12.2008 г. № 326.
23. Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. И 34-70-028-86. РД 34.09.254
24. Железко, Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях : монография / Ю.С. Железко. – М. : Энергоатомиздат, 1989.