

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

А. А. Герасименко, В. Б. Нешатаев

**ОПТИМАЛЬНАЯ КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ
МОЩНОСТИ В СИСТЕМАХ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ**

Монография

Красноярск
СФУ
2012

УДК 621.315
ББК 31.27
Г371

Рецензенты:

Кононов Ю. Г., д-р техн. наук, доц., зав. кафедрой «Автоматизированные электроэнергетические системы и электроснабжение» Северо-Кавказского государственного технического университета;

Кунгс Я. А., канд. техн. наук, проф. кафедры «Системозенергетика» Красноярского государственного аграрного университета, заслуженный энергетик РФ

Герасименко, А. А.

Г371

Оптимальная компенсация реактивной мощности в системах распределения электрической энергии : монография / А. А. Герасименко, В. Б. Нешатаев. – Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2012. – 218 с.

ISBN 978-5-7638-2630-2

Разработаны основные теоретические положения для статистического моделирования электрических нагрузок, расчёта потерь электроэнергии, оптимальной компенсации реактивной мощности, заключающейся в определении мест размещения, устанавливаемых мощностей и оптимальной загрузки источников реактивной мощности как в проектируемых, так и в эксплуатируемых распределительных сетях и системах с учётом всей совокупности электрических режимов. Все теоретические проработки алгоритмизированы. Оптимизационные алгоритмы реализованы в виде программ для ЭВМ.

Предназначена специалистам по оптимизации режимов в электроэнергетических системах, может быть полезна магистрантам, аспирантам электроэнергетического профиля.

**УДК 621.315
ББК 31.27**

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	6
1. Методы оптимизации режимов по реактивной мощности и расчёта потерь электроэнергии в распределительных сетях энергосистем	13
1.1. История возникновения проблемы компенсации реактивной мощности в единой энергосистеме Российской Федерации	14
1.2. Математическая постановка оптимизационной задачи	18
1.3. Формирование целевой функции расчётных затрат.....	24
1.4. Общая характеристика методов и программ оптимизации режимов	29
1.5. Общая характеристика методов расчёта потерь электроэнергии	36
2. Определение потерь электроэнергии и интегральных характеристик режимов на основе стохастического моделирования нагрузок	42
2.1. Получение матрицы корреляционных моментов мощностей и её свойства	43
2.2. Краткое описание метода главных компонент	46
2.3. Вероятностно-статистическое моделирование электрических нагрузок методом главных компонент.....	48
2.4. Алгоритм расчёта потерь электрической энергии и интегральных характеристик режимов	53
2.5. Оценка погрешности расчёта потерь электроэнергии методом статистических испытаний.....	61
2.6. Пример определения обобщённых графиков нагрузки и расчёта потерь электроэнергии для сети 110 кВ	70
2.7. Алгоритм определения температуры жил, уточнения активного сопротивления и потерь электроэнергии в кабельных линиях	74
2.7.1. Необходимость определения температуры жил силовых кабелей.....	75
2.7.2. Уравнения теплового баланса.....	78
2.7.3. Особенности расчёта тепловых сопротивлений элементов кабеля и окружающей среды.....	80
2.7.4. Алгоритм и аналитические зависимости для определения температуры жил кабелей	82
2.7.5. Оценка точности расчёта температуры жил кабелей.....	85

3. Методика и алгоритм оптимального выбора источников реактивной мощности в системах распределения электрической энергии.....	89
3.1. Оптимизация мгновенных режимов при моделировании нагрузок математическими ожиданиями мощностей.....	90
3.1.1. Математическая постановка задачи.....	90
3.1.2. Выбор зависимых и независимых переменных, смена базиса.....	90
3.1.3. Формирование выражения приведенного градиента.....	92
3.1.4. Определение шага оптимизации.....	94
3.1.5. Ввод в допустимую область параметров режима.....	95
3.1.6. Алгоритм оптимизации мгновенных режимов.....	97
3.1.7. Пример оптимизации режима средних нагрузок для сети 110 кВ.....	98
3.2. Стохастическая оптимизация режимов на интервале времени при моделировании нагрузок обобщёнными графиками.....	101
3.2.1. Математическая постановка задачи.....	101
3.2.2. Выбор зависимых и независимых переменных для компонент собственных векторов и моделирующих коэффициентов.....	101
3.2.3. Формирование выражения приведенного градиента.....	102
3.2.4. Алгоритм стохастической оптимизации на интервале времени.....	104
3.2.5. Пример стохастической оптимизации режимов на суточном интервале времени для сети 110 кВ.....	106
3.3. Особенности формирования выражения целевой функции расчётных затрат.....	111
3.4. Алгоритм оптимального выбора источников реактивной мощности.....	115
3.5. Пример оптимального выбора источника реактивной мощности для сети 110 кВ.....	118
3.6. Особенности вычисления приведенного градиента.....	121
3.6.1. Вычисление приведенного градиента при моделировании нагрузок математическими ожиданиями мощностей..	121
3.6.2. Вычисление приведенного градиента при моделировании нагрузок обобщёнными графиками.....	123
4. Программная реализация алгоритмов и оценка точности расчёта на примере центральной части красноярской энергосистемы	128
4.1. Общая характеристика программы оптимизации мгновенных режимов по реактивной мощности OPRES.....	128
4.2. Общая характеристика программы стохастической оптимизации режимов по реактивной мощности на интервале времени ORESA.....	132

4.3. Оптимизация режимов по реактивной мощности центральной части Красноярской энергосистемы и оценка точности расчёта ..	136
4.3.1. Общая характеристика центрального энергоузла Красноярской энергосистемы	136
4.3.2. Составление схемы замещения и определение расчётных нагрузок	139
4.3.3. Расчёт и анализ исходных установившихся режимов	141
4.3.4. Формирование матрицы корреляционных моментов мощностей и получение обобщённых графиков нагрузки	142
4.3.5. Оценка точности стохастической оптимизации режимов ...	144
Заключение	147
Список литературы.....	149
Приложение 1	164
Приложение 2	178
Приложение 3	184
Приложение 4	204

ВВЕДЕНИЕ

В последнее десятилетие в электроэнергетике России происходят радикальные перемены: преобразуется прежняя вертикально-интегрированная структура отрасли, осуществляется разделение на естественно-монопольные и конкурентные виды деятельности, создаётся конкурентный рынок электрической энергии (ЭЭ) и мощности, формируются новые независимые компании [1–3].

Вместе с тем реформирование электроэнергетического сектора осуществляется в настоящее время как в России, так и во всем мире. Стратегические решения, которые принимаются сегодня, определяют ситуацию в отечественной и мировой электроэнергетике на длительную перспективу [1–5].

Все эти изменения направлены на внедрение рыночных отношений в функционирование электроэнергетики, что, однако, является не самоцелью, а лишь инструментом, позволяющим повысить эффективность производства, уровень инвестирования и в итоге обеспечить минимизацию потребительских тарифов.

В настоящее время всё ещё не решённым остаётся ряд ключевых проблем [2, 4], усложняющих и ограничивающих эффективное функционирование электроэнергетики, в результате чего отрасль может стать сдерживающим фактором развития экономики России. Так, одной из важнейшей в рыночной экономике является проблема оптимального планирования и управления энергетическим хозяйством, а одним из наиболее результативных средств достижения эффективности – компенсация реактивной мощности (КРМ) [6].

Проблема КРМ вызвана высокой загрузкой элементов систем распределения ЭЭ потоками реактивной мощности (РМ) вследствие значительного её потребления из сетей.

Для единой энергосистемы (ЕЭС) России в настоящее время характерны следующие тенденции, усугубляющие проблему КРМ и усложняющие поддержание на требуемом уровне баланса реактивной мощности и напряжений в узлах электрических сетей [7]:

1. Регулирование напряжения в электрических сетях в основном за счёт изменения режима работы по РМ генераторов электростанций.

2. Недостаточный объём регулируемых средств управления и КРМ, в том числе на напряжении 110 и 220 кВ (доля регулируемых средств КРМ составляет менее 17 % от общего числа установленных).

3. Ограниченность практики переключения устройств регулирования напряжения под нагрузкой автотрансформаторов 330 кВ и выше, что не позволяет регулировать напряжение на шинах подстанций (ПС) 110–220 кВ.

Недостаточный объём регулируемых и нерегулируемых источников реактивной мощности (ИРМ), компенсирующих устройств (КУ) является одной из основных причин крупных аварий и технологических нарушений

в энергосистемах. В качестве примера можно привести аварию в Москве 25 мая 2005 г., в результате которой без электроснабжения остались 4 млн человек, большое количество предприятий, а также социально значимые объекты (при продолжительности отключения от нескольких часов до суток). При недостаточной КРМ у потребителей Московской энергосистемы произошло повреждение оборудования (трансформаторов, воздушных выключателей, изоляции и системы воздухопроводов) на ПС Чагино и последующее её отключение, повлёкшее за собой сильную загрузку РМ воздушных линий 110, 220 кВ, что, в свою очередь, вызвало дополнительное провисание проводов из-за превышающей допустимую токовой нагрузки и соответствующие каскадные отключения линий электропередачи (ЛЭП), а впоследствии и генерирующего оборудования. Огромные технические и социальные последствия аварии обнажили суть проблемы КРМ, подтолкнули к её решению.

Повышенное потребление РМ электроприёмниками потребителей из распределительных электрических сетей (РЭС) при условии постоянства активной нагрузки характеризуется пониженным значением коэффициента мощности или повышенным значением коэффициента РМ:

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} \text{ или } \operatorname{tg} \varphi = \frac{Q}{P}.$$

Транспорт РМ по электрическим сетям (рис. 1) вызывает ряд негативных последствий [8, 9].

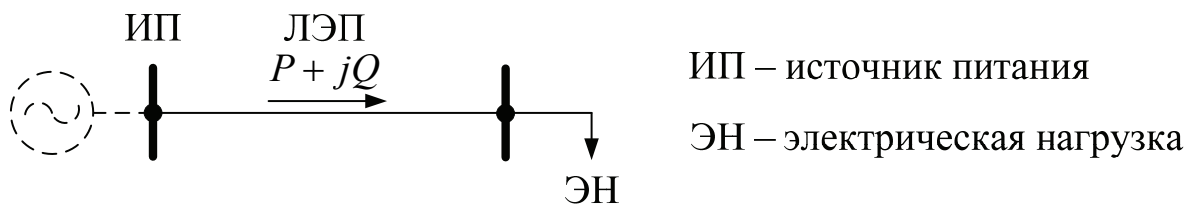


Рис. 1. Передача РМ по электрической сети

1. Возрастает ток, протекающий через участки сетей:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3}U} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3}U}.$$

Возрастание потоков РМ в межсистемных, системообразующих электрических сетях и системах распределения ЭЭ приводит к увеличению до предельно допустимых значений токов нормального режима работы ЛЭП и трансформаторных ПС. Появляется необходимость увеличения площади

сечений проводов, числа и мощности трансформаторов, что ведёт к удорожанию капитального строительства, ремонта и реконструкции электросетевых объектов. Ускоряются старение и износ основных фондов.

2. Увеличиваются падения напряжения $\Delta \dot{U}$ в электрических сетях:

$$\Delta \dot{U} = \Delta U' + j\delta U'' = \frac{PR + QX}{U} + j \frac{PX - QR}{U}.$$

Возрастание падения напряжения приводит к снижению напряжения на шинах подстанций РЭС и в нагрузочных узлах, уменьшению запаса статической устойчивости узлов систем электроснабжения и узлов нагрузки по напряжению. Увеличиваются число случаев отключения потребителей и размеры отключаемых релейной защитой нагрузок при снижении напряжения во время коротких замыканий и циклов автоматического повторного включения или автоматического ввода резерва в электрических сетях.

3. Снижается пропускная способность электропередач. Одновременно происходит ограничение пропускной способности электрических сетей по активной мощности из-за их необоснованной загрузки РМ. Появляется необходимость прокладки новых сетевых магистралей, что предполагает дополнительные капиталовложения.

4. Увеличиваются потери активной мощности и ЭЭ (за период времени T) в электрических сетях:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R \text{ и } \Delta W = \int_0^T \Delta P(t) dt.$$

Происходит перерасход ЭЭ, и значительно ухудшается технико-экономическая эффективность электросетевого бизнеса.

5. Искусственно вызванный дефицит активной мощности в ряде узлов и районах энергосистем приводит к невозможности осуществлять присоединение новых электропотребителей или увеличение существующей производственной мощности.

Большие потоки РМ по участкам сетей всех уровней напряжения делают распределительные сети чрезмерно чувствительными к возмущениям и неустойчивыми даже при незначительных возмущениях. Это одна из основных причин отказов в РЭС.

Передача РМ по электрическим сетям от генераторов электростанций (вместо выработки на местах) приводит к существенному утяжелению нормального функционирования энергосистем в осенне-зимний период максимума нагрузки.

Решение проблемы КРМ (рис. 2) позволит добиться существенных результатов [8, 9].

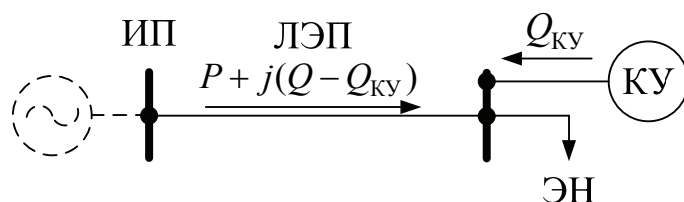


Рис. 2. Выработка РМ на местах потребления

1. Повысить надёжность работы систем передачи и распределения ЭЭ и устойчивость нагрузки при снижении и провалах напряжения в сети.

2. Улучшить технико-экономические показатели систем электроснабжения электросетевых компаний и потребителей.

3. Нормализовать уровни напряжений в РЭС.

4. Снизить потери ЭЭ за счёт нормализации напряжения и уменьшения потоков РМ.

5. Присоединить новых потребителей в узлах с КРМ, прирастить производственные мощности без увеличения потребления из сети.

Между тем снижение потерь ЭЭ считается наиважнейшей задачей и реальной эксплуатационной технологией энергосбережения. По данным [10, 11] снижение потерь по ЕЭС России на 1 % только за счёт КРМ на шинах нагрузок высвободит для потребителей 1 500 МВт активной мощности, на 2 % – 3 000 МВт, на 3 % – 4 500 МВт, на 4 % – 6 000 МВт.

Бывший Главный технический инспектор ОАО РАО «ЕЭС России», д-р техн. наук, канд. экон. наук В. К. Паули в своих выступлениях [10–12] подчёркивает, что эффективное экономическое регулирование реактивных потоков является одной из важных проблем российской электроэнергетики, что особенно важно в условиях нарастания дефицита активной мощности, что на сегодня проявляется во многих районах страны, а в скором времени станет общероссийской проблемой.

В настоящее время решение задачи оптимальной КРМ приобретает особую актуальность в связи с введением новых нормативных документов в части условий потребления РМ [13–15]:

1. Приказ Минпромэнерго № 49 от 22.02.07 г. «Порядок расчёта значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договоры энергоснабжения)» устанавливает предельные значения коэффициента РМ ($\text{tg } \varphi$), потребляемой в часы наибольших суточных нагрузок электрической сети. Значение коэффициента определяется в зависимости от номинального напряжения сети, к которой подключен потребитель: при подключении к сети напряжением 110 кВ (150 кВ) $\text{tg } \varphi = 0,50$; 6–35 кВ $\text{tg } \varphi = 0,40$; 0,38 кВ $\text{tg } \varphi = 0,35$.

2. Методические указания по расчёту повышающих (понижающих) коэффициентов к тарифам на услуги по передаче ЭЭ в зависимости от $\text{tg } \varphi$ находятся на согласовании в федеральной службе по тарифам.

Один из ведущих учёных России, посвятивший много книг, статей и пособий проблеме КРМ, д-р техн. наук Ю. С. Железко в работах [14, 15] формулирует важный тезис, направленный на решение данной проблемы, который заключается в том, что все научные исследования в области КРМ должны быть направлены не на детализацию требований по оплате РМ конкретным потребителем с учётом параметров точки его присоединения к сети, а на разработку алгоритмов выбора оптимальной мощности и мест установки ИРМ, КУ с учётом всей совокупности режимов (многорежимности) в узлах сетевой организации и в сетях каждого потребителя (с учётом желаемых режимов напряжения) в соответствии с требованиями, установленными в договоре.

Таким образом, для получения наибольшего экономического эффекта от КРМ необходимы методы и алгоритмы, позволяющие производить оптимальный выбор устанавливаемой мощности и мест размещения ИРМ, КУ в системах распределения ЭЭ, а также оптимизацию выработки РМ существующих источников.

Решением разнообразных задач оптимизации режимов в отечественной электроэнергетике были заняты многие организации и авторы, и были получены значительные теоретические и практические результаты, особенно в 60–80-е гг. прошлого столетия.

Большой вклад в развитие теории, исследования и разработку методов, алгоритмов оптимизации режимов электроэнергетических систем (ЭЭС) внесли коллективы ВГПИ и НИИ «Энергосетьпроект», ВНИИЭ, ИДУЭС, Института электродинамики НАН Украины, ИСЭМ СО РАН, МЭИ (ТУ), НГТУ, СевКавГТУ, УрФУ-УПИ, ЭНИН им. Г. М. Кржижановского и ряд других организаций, известные отечественные и зарубежные учёные Д. А. Арзамасцев, А. Б. Баламетов, П. И. Бартоломей, В. А. Веников, В. М. Горнштейн, Ю. С. Железко, В. И. Идельчик, И. Н. Ковалёв, Ю. Г. Кононов, Л. А. Крумм, А. М. Кумаритов, В. М. Летун, В. З. Манусов, В. Г. Неймин, В. Л. Прихно, В. А. Тимофеев, D. A. Alves, M. Begovic, M. Delfanti, D. Lukman, D. Van Veldhuizen, E. Zitzler и многие их коллеги.

В настоящее время имеется достаточное число алгоритмов и программ, в том числе зарубежных, доведённых до практической реализации, позволяющих производить оптимизацию по РМ отдельных мгновенных режимов. [16–36].

Однако, несмотря на их наличие, получение оптимального решения для заданного временного интервала (сутки, месяц, год и т. д.) изменения параметров состояния ЭЭС довольно трудоёмко и неэффективно, поскольку включает в себя последовательную оптимизацию и анализ каждого из характерных режимов, суммирование их экономических оценок, вследствие чего

решение проектной задачи оптимального выбора ИРМ (установки новых КУ) громоздко и затруднено.

Последнее требует расчёта потерь ЭЭ с высокой точностью и достоверностью, учёта всей совокупности режимов на заданном интервале времени и в настоящее время в полной мере ещё не выполнено, особенно в части учёта многорежимности. Методам, алгоритмам расчёта потерь ЭЭ и моделирования нагрузок, тесно связанным с общей задачей оптимального развития систем распределения ЭЭ, посвящены работы А. С. Бердина, О. Н. Войтова, В. Э. Воротницкого, И. И. Голуб, В. Н. Казанцева, Е. А. Конюховой, В. Г. Курбацкого, Т. Б. Лещинской, А. В. Липеса, И. И. Надтоки, А. В. Паздерина, Г. Е. Поспелова, А. А. Потребича, Н. В. Савиной, Д. Содномдоржа, Ю. А. Фокина, М. И. Фурсанова, J. J. Grainger, Emad S. Ibrahim, A. G. Leal, C. C. V. Oliveira, Lin Yang и других авторов.

В данной работе представлен подход к учёту многорежимности, основанный на стохастическом моделировании графиков нагрузок, для решения задач анализа и оптимизации режимов по РМ, развития ЭЭС, а именно систем распределения ЭЭ, содержащих сети напряжением 0,38–150 (220) кВ, для которых характерен дефицит РМ, приводящий к установке новых КУ, ИРМ.

В первой главе описана история и рассмотрены причины возникновения проблемы КРМ в распределительных сетях Российской Федерации, а также приведено состояние проблемы в некоторых зарубежных странах. Выполнена математическая постановка оптимизационной задачи, направленной на решение проблемы. Рассмотрено формирование целевой функции расчётных затрат. Проанализированы методы оптимизации режимов и расчёта потерь ЭЭ.

Во второй главе подробно рассматриваются стохастическое моделирование графиков нагрузок и его применение для получения алгоритма расчёта потерь ЭЭ и других интегральных характеристик режимов в задаче оптимального выбора ИРМ в системах распределения ЭЭ. Повышение точности определения потерь ЭЭ реализуется путём применения поправочных коэффициентов и учёта дополнительного нагревания жил кабелей под воздействием совокупности факторов при расчёте активного сопротивления КЛ. Получен соответствующий алгоритм расчёта, а также выведены аналитические зависимости для определения температуры жил.

В третьей главе последовательно представлены математические модели и алгоритмы решения частных эксплуатационных задач оптимизации мгновенного режима (при моделировании нагрузок математическими ожиданиями мощностей), стохастической оптимизации (при моделировании нагрузок обобщёнными графиками), на основе которых разработаны методика и алгоритм оптимального выбора ИРМ с учётом всей совокупности режимов (совмещённая оптимизация).

В четвёртой главе показана программная реализация алгоритмов оптимизации мгновенных режимов и стохастической оптимизации, дано описание, представлены детальные блок-схемы программ.

Представлено принципиальное решение проектной задачи оптимального выбора ИПМ на примере сети 110 кВ: получены оптимальная установленная мощность КУ и соответствующее наименьшее значение расчётных затрат. Приводится оценка точности разработанного алгоритма и программы стохастической оптимизации ORESA методом статистических испытаний (с помощью программы оптимизации мгновенных режимов OPRES) на примере эквивалента реальной системы распределения ЭЭ 220 кВ, составляющей центральную часть Красноярской энергосистемы. Предварительно подтверждена правильность расчётов в программе OPRES путём сравнения с результатами аналогичных комплексов, выполняющих оптимизацию мгновенных режимов – RastrWin и АНАРЭС-2000. Исходная режимная информация – суточные графики контрольных замеров. В результате совмещённой оптимизации по программе ORESA суточные потери ЭЭ в рассматриваемой системе снизились на 5,2 % (погрешность расчёта потерь ЭЭ менее 0,3 %), а экономический эффект составил 20,8 тыс. руб. в сутки и 625 тыс. руб. в месяц ($c_0 = 1,5$ руб / кВт·ч) при условии постоянства режимов суточного электропотребления.

1. МЕТОДЫ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ ПО РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И РАСЧЁТА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Проблема оптимальной КРМ в системах распределения ЭЭ должна решаться комплексно как на уровне сетевых организаций, так и на уровне потребителей ЭЭ.

Основные практические пути решения:

1. Установка КУ в сетях потребителей напряжением 0,38–6, 10 (20) кВ – это задача потребителей ЭЭ.

2. Установка ИРМ в наиболее проблемных по напряжению узлах РЭС 35–150 (220) кВ – это задача сетевых компаний.

При этом неизбежно возникают следующие вопросы:

1. В каких узлах необходимо установить КУ, ИРМ?

2. Какие мощности принять для новых или загрузки существующих КУ, ИРМ, чтобы соответственно суммарные расчётные затраты или потери ЭЭ в сети стали минимальными?

3. По какому графику должны работать КУ, ИРМ, чтобы экономический эффект от компенсации был наибольшим?

Данные вопросы являются определяющими при решении поставленной задачи оптимальной КРМ.

В качестве КУ, ИРМ могут использоваться батареи статических конденсаторов (БСК), статические тиристорные компенсаторы (СТК) и синхронные компенсаторы (СК). Ввиду экономичности в системах распределения ЭЭ в основном используются БСК.

В настоящее время выбор ИРМ, КУ в РЭС ведётся для решения локальных задач (предельно низкие напряжения в узлах, необходимость увеличения пропускной способности сети и др.) и не является оптимальным.

Разработка методики и алгоритма оптимального выбора ИРМ, КУ в системах распределения ЭЭ с учётом всей совокупности режимов на заданном интервале времени представляет собой сложную комплексную задачу, направленную на решение проблемы КРМ, реализация которой складывается из трёх основных частей:

1. Выбор подхода к формированию целевой функции расчётных затрат на сооружение, эксплуатацию и обслуживание ИРМ, КУ, потери ЭЭ в сети.

2. Анализ существующих методов оптимизации и выбор наиболее эффективного.

3. Выбор метода учёта многорежимности для определения интегральных характеристик, прежде всего потерь ЭЭ, удовлетворяющего требованиям точности и достоверности.

Прежде чем приступить к анализу и выбору методов, необходимо изложить историю и выяснить причины возникновения проблемы КРМ в распределительных сетях ЕЭС России, а также охарактеризовать состояние проблемы в некоторых зарубежных странах.

1.1. История возникновения проблемы компенсации реактивной мощности в единой энергосистеме Российской Федерации

С 30-х гг. прошлого столетия практически одновременно с развитием электрических сетей возникла проблема КРМ, которая сразу стала объектом постоянного внимания и исследования [37]. Её обострение в некоторых районах страны в начале нынешнего века достаточно быстрыми темпами переросло в общенациональную проблему, охватившую целиком ЕЭС России.

6 декабря 1981 г. вышел приказ Министерства энергетики и электрификации СССР № 310 «Об утверждении Правил пользования электрической и тепловой энергией». Эти Правила регламентировали пользование ЭЭ различными потребителями, включали в себя технические условия на технологическое присоединение, а также режимы потребления ЭЭ [38]. Потребители стали следить за эксплуатацией приборов контроля, учёта энергии и поддержанием требуемых уровней напряжения на шинах нагрузок в основном за счёт установки местных КУ. В 1987 г. были утверждены нормативы уровня КРМ в электрических сетях министерств и ведомств на период до 2000 г. [39], предназначенные для определения объёмов ввода КУ в электрических сетях общего назначения и объёмов их производства в стране. Появившаяся через 6 лет инструкция Министерства топлива и энергетики № ВК-7539 от 30.11.1993 г. «О порядке расчётов за электрическую и тепловую энергию» предоставила потребителям систему скидок (надбавок) за генерацию (потребление) реактивной энергии при среднемесечном потреблении более 30 тыс. кВт·ч. Таким образом, вплоть до 2000 г. необходимая и достаточная по техническим соображениям КРМ в электрических сетях составляла около 0,6 квар на 1 кВт суммарной активной нагрузки, а реальные значения коэффициента РМ на шинах 6–10 кВ равнялись 0,4 [39].

Следует отметить, что происходившее в 80–90-е гг. экономическое стимулирование компенсации потребления РМ потребителями ЭЭ за счёт развития их собственных КУ, ИРМ особенно актуально в современных рыночных условиях.

Приказ министра энергетики № 2 от 10.01.2000 г. «О признании недействующими Правил пользования электрической и тепловой энергией» отменил условие соблюдения потребителями ЭЭ предельного значения коэффициента мощности, и потребители перестали участвовать в поддержании на-

пряжения в узлах нагрузки. Позже приказом Министерства энергетики № 167 от 28.12.2000 г. была отменена с 01.01.2001 г. инструкция «О порядке расчётов за электрическую и тепловую энергию». С развитием рыночных отношений в нашей стране усилилось внимание к правовому статусу нормативных документов, затрагивающих экономические интересы сторон договорных отношений: Минюст сообщил, что упомянутая инструкция вошла в противоречие с законодательными и иными правовыми актами более высокого уровня [13]. Потребители ЭЭ потеряли стимул обеспечивать надлежащую эксплуатацию своих КУ и вводить новые. После ухода потребителей от обязанности компенсировать потребляемую РМ произошло исключение из баланса ЕЭС России более 50 тыс. Мвар устройств КРМ (БСК и синхронных электродвигателей) потребителей. Общее потребление РМ из электрической сети стало приближённо оцениваться в размере 1 квар на 1 кВт суммарного потребления активной мощности. Отставание от зарубежных энергообъединений по установленной мощности ИРМ в РЭС стало двукратным [10, 11].

В период 2001–2007 гг. строительство, расширение, реконструкция новых электросетевых объектов осуществлялись без учёта структуры потребления и внесения в технические условия на присоединение требований по установке потребителями КУ или оплате электросетевой компании затрат на установку ИРМ на питающих подстанциях РЭС. Ввод новой электрической мощности происходил без устройств компенсации, что особенно сильно отразилось на городских сетях из-за появления торговых, деловых и развлекательных центров.

Ввиду массовости, сильной разветвлённости и большой протяжённости сетей систем распределения ЭЭ (суммарная протяжённость ЛЭП напряжением 0,38–220 кВ составляет около 95 % общей протяжённости линий) проблема КРМ стала характерной в основном для РЭС.

Долгое отсутствие документов, регулирующих отношения энергопоставляющих организаций и потребителей в области условий потребления РМ, препятствовало проведению политики энергосбережения и рыночным преобразованиям в энергетике и было невыгодно ни потребителям, ни энергопоставляющим организациям, ни государству [13].

В связи с участвовавшими обращениями субъектов регулирования по вопросам расчётов за КРМ Минпромэнерго РФ в письме № ИМ-1374 от 01.11.2004 г. «Об оказании услуг по компенсации реактивной энергии (мощности)» сообщило, что права и обязанности, связанные с оказанием услуг по КРМ возникают посредством заключения договора на оказание услуг по компенсации реактивной энергии (мощности) при невозможности поддержания потребителями за свой счёт оптимального значения коэффициента РМ $\text{tg } \varphi_{\text{опт}}$.

Чуть позже в целях содействия развитию конкуренции на рынке производства и сбыта ЭЭ и защиты прав потребителей ЭЭ вышло постановление Правительства РФ № 861 от 27.12.2004 г. «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии

и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям».

Однако степень участия потребителей в регулировании перетоков РМ благодаря этим двум документам возросла незначительно, так как отсутствовали нормативно-техническая база и утверждённый порядок расчёта экономических значений потребляемой реактивной энергии. Ввиду элементарной нехватки информации потребители отказывались подписывать перезаключаемые договоры либо просто не включали КУ в работу [12].

В 2005 г. ОАО РАО «ЕЭС России» стало предпринимать конкретные шаги для решения проблемы КРМ в электрических сетях. После введения приказа ОАО РАО «ЕЭС России» № 703 от 25.10.2005 г. «О лицензировании деятельности по продаже электрической энергии и обязательной сертификации электрической энергии в электрических сетях общего назначения» начинается широкомасштабное осуществление процесса сертификации качества ЭЭ, в рамках которого проводится проверка уровней напряжения в РЭС на соответствие ГОСТ 13109–97, разрабатываются соответствующие мероприятия и планы-графики их выполнения. На июнь 2006 г. 46 % распределительных сетевых компаний (РСК) получили сертификаты соответствия ЭЭ установленным требованиям. На январь 2007 г. эта цифра возросла до 98 %. Постепенно реализуются проекты по устранению дефицита РМ в РЭС за счёт установки БСК в наиболее проблемных по напряжению узлах. Проводится оценка оснащённости подстанций РЭС приборами контроля и учёта реактивной энергии (мощности) и соответствующая доукомплектовка ими [10, 11].

Приказом ОАО РАО «ЕЭС России» № 284 от 20.04.2006 г. «О результатах прохождения энергокомпаниями Холдинга РАО «ЕЭС России» ОЗП 2005/2006 гг.» разрабатывается и реализуется программа «Реактивная мощность», основной целью которой является оптимизация балансов РМ, снижение её перетоков и приведение уровней напряжения в соответствие с нормативными значениями. Программа предусматривает [10, 11]: внесение в договоры электроснабжения условий о выполнении потребителями требований ранее выданных технических условий на присоединение в части поддержания указанных в них значений коэффициента РМ; проведение совместно с потребителями инвентаризации и ревизии неподключенных источников КРМ и принятие мер по их вводу в работу; установка ИРМ в энергоузлах РЭС, имеющих высокую загруженность РМ; проведение семинаров с участием руководителей и специалистов РЭС, включая муниципальные сети и сети потребителей, и представителей потребителей на тему «Реактивная мощность и её значение в надёжности и экономике электроснабжения» с целью повышения заинтересованности во внедрении устройств КРМ.

В соответствии с приказом ОАО РАО «ЕЭС России» № 462 от 27.06.2006 г. «О реализации решений Всероссийского совещания в Москве 21–22 апреля 2006 г.» энергокомпании разрабатывают программы «Реактивная мощность», «Повышение надёжности распределительных электрических сетей». Они взаимосвязаны, но более важна проблема РМ и связанная с ней проблема напряжения, так как оптимизация потоков РМ и приведение уровней напряжения в соответствие с нормированными значениями, безусловно, приведут к повышению надёжности и технико-экономической эффективности РЭС.

В результате долгой и плодотворной работы ОАО РАО «ЕЭС России» в Постановление Правительства РФ № 530 от 31.08.2006 г. «Об утверждении Правил функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики» в раздел 4 вошло следующее поручение: Министерству промышленности и энергетики Российской Федерации в 3-месячный срок утвердить порядок расчёта значений соотношения потребления активной и реактивной мощностей для отдельных энергопринимающих устройств потребителей ЭЭ [40].

11 декабря 2006 г. выходит приказ ОАО РАО «ЕЭС России» № 893 «О повышении устойчивости и технико-экономической эффективности распределительных электрических сетей и систем электроснабжения потребителей за счет управления потоками реактивной мощности и нормализации уровней напряжения». Он довольно полно и точно характеризует планомерную работу ЕЭС по решению проблем нормализации потоков РМ и уровней напряжения и ставит конкретные задачи. Вот некоторые принципиальные положения приказа [41]:

1. Одна из приоритетных задач для РСК и нереформированных АО-энерго – улучшение показателей надёжности и технико-экономической эффективности РЭС и систем электроснабжения потребителей на основе управления потоками РМ и нормализации уровней напряжения в нормальных и послеаварийных режимах.

2. Укомплектование РСК программными комплексами по выполнению расчётов режимов РЭС, а также проведение расчётов с целью определения мест размещения и мощностей устройств КРМ в сети 110 кВ.

3. Обеспечение совместно с энергосбытовыми компаниями принятия мер по проверке наличия и включению (подписанию дополнительных соглашений) в договоры электроснабжения и договоры об оказании услуг по передаче ЭЭ условий по поддержанию коэффициентов РМ (используя устройства КРМ и управляя режимом напряжения) потребителями с присоединённой мощностью 150 кВт и более.

Упомянутый во введении приказ Минпромэнерго № 49 от 22.02.07 г. «Порядок расчёта значений соотношения потребления активной и реактивной мощности ...» [42] стал первым нормативным документом, который дал серьёзный толчок к решению проблемы КРМ. Вторым таким документом

должны стать методические указания по расчёту повышающих (понижающих) коэффициентов к тарифам на услуги по передаче ЭЭ в зависимости от коэффициента РМ.

Таким образом, вопросы КРМ должны регулироваться законодательством.

Во многих зарубежных странах (США, Германия, Франция, Италия, Польша и др.) проблема КРМ, низких уровней напряжения в РЭС отсутствует благодаря стимулирующим нормативным документам [11, 43, 44]. Например, в Польше нормативным документом «О подробных условиях подключения субъектов к электроэнергетическим сетям и эксплуатации этих сетей», утверждённым министром экономики Польши от 20 декабря 2004 г. установлено требование: «Для субъектов, подключенных к сети, условием удержания нижних параметров напряжения питания в пределах, определенных пунктами 1–5, является потребление мощности, не превышающей договорной мощности, при коэффициенте $\operatorname{tg} \varphi$ не более 0,4» (что соответствует $\cos \varphi = 0,93$). В соответствии с указанным документом данное условие не распространяется только на потребителей напряжением до 1 кВ и присоединённой мощностью не более 40 кВт.

Кроме перечисленных выше двух основных нормативных документов в настоящее время в России действуют и иные, гораздо менее значимые, но необходимые в некоторых случаях нормативные документы по вопросам РМ и напряжения [45–49].

1.2. Математическая постановка оптимизационной задачи

Задача выбора КУ, ИРМ в распределительных сетях и системах относится к классу динамических задач краткосрочного (3–5 лет) или среднесрочного (до 10 лет) планирования развития энергосистем. При этом минимизируемый экономический функционал – приведенные затраты в общей постановке при кусочно-постоянной аппроксимации графиков нагрузки сети может быть записан в виде

$$Z = f\left(\left\{X_t, t = 1, 2, \dots, T_p\right\} \left\{P_h(t), Q_h(t), Q_{KYt}, Q_{KYt}^{уст}, h(t) = 1, 2, \dots, H(t), t = 1, 2, \dots, T_p\right\}\right), \quad (1.1)$$

где t – номер года (этапа) расчётного срока T_p ; X_t – вектор параметров состояния сети, характеризующий топологию сети и значения элементов схемы замещения, технико-экономические характеристики КУ (ИРМ); $P_h(t)$, $Q_h(t)$ – векторы активных и реактивных нагрузок узлов сети (включая и генерирующие узлы) при их кусочно-линейной аппроксимации; $h(t)$ – номер интервала постоянства векторов нагрузок узлов $P_h(t)$, $Q_h(t)$ внутри года t ; Q_{KYt} – вектор

рабочих мощностей КУ (ИРМ); $Q_{КУt}^{уст}$ – вектор установленных (номинальных) мощностей КУ (ИРМ).

В такой общей постановке предполагается, что выбор величин и мест установки КУ, ИРМ влияет на выбор параметров электрической сети. Хотя в принципе это и верно, однако сложность такой задачи заставляет искать приемлемые упрощения. Поэтому на практике получила распространение двухэтапная задача, когда на первом этапе отыскивается X_t при довольно грубом и упрощённом учёте $Q_{КУt}$, принимаемом на основе тех или иных предварительных прикидочных расчётов. На втором этапе решается задача отыскания $Q_{КУt}$ уже при найденном на первом этапе и поэтому фиксированном X_t . Здесь предполагается, что уточнение значений $Q_{КУt}$ на втором этапе слабо влияет или даже вообще не скажется на значениях компонент X_t . Это предположение чаще всего вполне оправдывается, особенно если учесть приближённость исходной информации о нагрузках в функции времени. Таким образом, вместо (1.1) можно записать

$$Z = \varphi \left(\left\{ P_{h(t)}, Q_{h(t)}, Q_{КУt}, Q_{КУt}^{уст}, h(t) = 1, 2, \dots, H(t), t = 1, 2, \dots, T_p \right\} \right) \rightarrow \min. \quad (1.2)$$

Обратимся к различным предположениям по отысканию оптимальных $Q_{КУt}$. Выбор КУ, ИРМ по статическому критерию основан на традиционном и достаточно тривиальном подходе, позволяющем с теми или иными допущениями заменить динамическую задачу (1.2) статической. Вместо зависящих от $h(t)$ и t значений $P_{h(t)}$, $Q_{h(t)}$ принимаются так называемые расчётные нагрузки $P_h(r)$, $Q_h(r)$ для заранее избранного расчётного года r внутри расчётного срока T_p . Таким образом, используя средние графики изменения нагрузок внутри расчётного года исключается фактическое изменение нагрузок по годам. Тогда и вместо $Q_{КУt}$ получим вектор $Q_{КУ}$, не зависящий от t , а (1.2) преобразуется к виду

$$Z = \psi \left(\left\{ P_h(r), Q_h(r), Q_{КУt}^{уст}, Q_{КУ}, h(r) = 1, 2, \dots, H(r) \right\} \right) \rightarrow \min. \quad (1.3)$$

Выполняя серию расчётов режимов потокораспределения и потерь мощности и энергии для различных h и суммируя экономические оценки этих режимов, получим в общем виде известную формулу приведенных затрат для статической системы

$$Z = \left[EK(Q_{КУ}^{уст}) + И(Q_{КУ}) \right] \rightarrow \min, \quad (1.4)$$

$$Q_{КУi} \leq Q_{КУ}^{уст}, i = 1, \dots, N,$$

где $И(Q_{КУ})$ и $К(Q_{КУ}^{уст})$ – средние годовые издержки для фиксированного расчётного уровня нагрузок и капиталовложения по установке КУ соответственно; N – количество узлов сети.

В таком подходе, значительно упрощающем решение, используется идея замены сложной динамической задачи статической. Однако его реализация, обычно применяемая на практике, содержит, по крайней мере, два слабых места.

1. Несмотря на отказ от учёта изменения нагрузок для разных лет и связанное с этим существенное уменьшение расчётов, сохраняется всё же большой объём расчётов для множества режимов $h(r) = 1, 2, \dots, H(r)$ внутри расчётного года. Попытка отказаться от этих расчётов и подменить их расчётами для единственного максимума нагрузки и использование числа часов максимальной нагрузки T_{\max} и числа часов максимальных потерь τ вряд ли выдерживает серьёзную критику, так как приводит в ряде случаев к большим ошибкам.

2. Выбор так называемого расчётного уровня нагрузок на практике обычно выполняется без каких-либо строгих обоснований и является в ряде случаев решающим источником серьёзных ошибок.

Другой метод решения динамической задачи, в котором используются преимущества статических решений, может быть получен на основе адаптивного подхода.

Применение адаптивного подхода для выбора КУ, ИРМ состоит в том, что при выборе по статическому критерию не учитываются промежуточные состояния процесса (динамики) развития. Как отмечалось, выбор КУ, ИРМ следует рассматривать как задачу краткосрочного или среднесрочного планирования развития системы распределения ЭЭ. Однако в первом случае не учитывается влияние дальнейшего развития системы на оптимальный выбор КУ, ИРМ, а во втором – прогноз для принятия решений неопределён из-за отсутствия достоверной информации об условиях реализации выбора КУ, ИРМ. Применение адаптивного подхода (скользящего планирования) позволяет избежать этих недостатков. Суть метода заключается в следующем [50–52].

Формально решается задача среднесрочного планирования для расчётного срока T_p , а предложения для реализации решения принимаются только для первых лет этого срока на отрезке $1, T_{\text{дост}}$ достаточно достоверного прогноза, характеризующегося относительно малой погрешностью исходной информации. В этом случае в интересующем решении задачи краткосрочного планирования возможен более полный учёт влияния дальнейшего развития системы распределения ЭЭ на отрезке $1, T_p$ на оптимальное решение внутри срока $1, T_{\text{дост}}$. По мере увеличения $t > T_{\text{дост}}$ решения для t всё менее сказываются на решении внутри срока $1, T_{\text{дост}}$. При достаточно большом $t > T_p$ приближённо можно допустить, что решения для $t > T_p$ не влияют на решение задачи краткосрочного планирования, что позволяет рассматривать решения на отрезке $1, T_{\text{дост}}$ без учёта дальнейшего развития системы за пределами срока T_p . С приближением t к T_p решения становятся всё менее достоверными, что уже не имеет большого значения, так как последующие решения по выбору КУ, ИРМ уточняют предыдущее по мере появления новой информации

о сети и нагрузках. Окончательное решение для $1, T_{\text{дост}}$ определяется на основании аналогичных итерационных расчётов спустя такие промежутки времени, когда эти t вновь окажутся в пределах новых достоверных прогнозов $1, T_{\text{дост}}$.

Таким образом, рассматривается решение задачи развития системы распределения ЭЭ, для которой заданы изменяющиеся во времени нагрузки потребителей и мощности станций $P_h(t), Q_h(t)$, конфигурация системы, которую для данной задачи считаем неизменной. Пусть $Q_{\text{КУ}t} (t = 1, 2, \dots, T_p)$ – динамический ряд мощностей КУ (ИРМ) в системе распределения ЭЭ. В этом случае для динамической задачи формула приведённых затрат запишется в виде следующей аддитивной функции [50, 52–55]:

$$Z = \sum_{t=1}^{T_p} \left[EK_t \left(Q_{\text{КУ}t}^{\text{уст}} + \partial I_t \left(P_h(t), Q_h(t), Q_{\text{КУ}t} \right) \right) \right] (1 + E)^{T_p - t} \rightarrow \min, \quad (1.5)$$

где E – норма дисконта, являющаяся основным экономическим нормативом, используемым при приведении (дисконтировании) затрат, принимается по данным Центробанка РФ; ∂I_t – превышение ежегодных издержек в год t по сравнению с годом $t - 1$.

В (1.5) имеем переменные по годам текущие затраты, что усложняет расчёт.

Капиталовложения (1.5) могут быть преобразованы в более конкретный вид следующим образом.

Капиталовложения K_t определяются величиной $\Delta Q_{\text{КУ}t}$ – приростом в год t установленной мощности КУ (ИРМ). Без существенного затруднения можно записать

$$EK_t + aK_t = \alpha \Delta Q_{\text{КУ}t} = \alpha (Q_{\text{КУ}t} - Q_{\text{КУ}t-1}). \quad (1.6)$$

При этом справедливы соотношения

$$\sum_{t=1}^{T_p} \partial I_t (1 + E)^{T_p - t} = \sum_{t=1}^{T_p} (I_{t+1} - I_t) (1 + E)^{T_p - t} = E \sum_{t=1}^{T_p} I_t (1 + E)^{T_p - t - 1}, \quad (1.7)$$

$$\sum_{t=1}^{T_p} \alpha (Q_{\text{КУ}t} - Q_{\text{КУ}t-1}) (1 + E)^{T_p - t} = E \sum_{t=1}^{T_p} \alpha Q_{\text{КУ}t} (1 + E)^{T_p - t - 1}, \quad (1.8)$$

$$I_t = \sum_{i=1}^d \beta_i \sum_{h=1}^{h_i} (Q_{iht} - Q_{iht}^{\text{КУ}})^2, \quad (1.9)$$

где a – коэффициент амортизационных отчислений; $\Delta Q_{\text{КУ}t}$ – прирост мощности КУ (ИРМ) в год t по сравнению с годом $t - 1$; Q_{iht} – поток реактивной

мощности по линии i на интервале h в год t ; d – число линий; i – номер линий электропередачи; α , β – коэффициенты пропорциональности.

Тогда имеем

$$Z = \sum_{t=1}^{T_p} \alpha (Q_{KV_t} - Q_{KV_{t-1}}) (1 + E)^{T_p - t} + \sum_{t=1}^{T_p} \partial I_t (1 + E)^{T_p - t}. \quad (1.10)$$

С учётом (1.7), (1.8) и после сокращения на $E(1 + E)^{T_p - t}$ получим

$$Z = \sum_{t=1}^{T_p} (\alpha Q_{KV_t} + I_t) (1 + E)^{-t}. \quad (1.11)$$

Таким образом, имеем критерий оптимальности, аналогичный статическому. Отличие в данном случае в том, что для динамической (многоэтапной) задачи число переменных в T_p раз превышает число переменных n статической (одноэтапной) задачи и составляет величину $T_p \cdot n$. Поэтому для решения динамической и статической задач принципиально можно применить одни и те же методы, наиболее эффективные из которых рассматриваются в дальнейшем.

Необходимо подчеркнуть, что реальные задачи оптимизации развития систем распределения ЭЭ являются многорежимными. Причём число уравнений связи довольно большое – равно сумме $\sum_{t=1}^{T_p} h_t$, если h_t разные, или

$T_p \cdot h_t$, если h_t одинаковые. В связи с этим замена динамического критерия статическим с учётом адаптивного подхода является вполне приемлемой, если для этой цели дополнительно использовать следующий важный приём: заменить большое число расчётов представительных (характерных) режимов некоторым объёмом расчётов с применением так называемых интегральных характеристик характерных режимов, причём при условии, что такая замена выполняется без существенной потери точности [51, 52].

В данной работе такой подход применяется к задаче оптимального выбора КУ, ИРМ и подробно рассматривается в дальнейшем.

Оговорив таким образом принципиально формирование целевой функции, дадим математическую постановку задачи.

Задача оптимального распределения РМ – часть более общей задачи комплексной оптимизации режима системы распределения ЭЭ по активным и реактивным мощностям. Многолетний опыт показал целесообразность раздельного решения задач распределения активных и реактивных мощностей с последующим (в случае необходимости) итерационным уточнением.

Задача оптимизации установки новых ИРМ – проектная задача оптимального развития системы распределения ЭЭ, решение которой в настоящее

время особенно актуально, так как в течение многих лет систематически имеет место заметный дефицит мощности КУ.

Необходимость определения оптимальных значений коэффициента РМ (мест размещения и устанавливаемых мощностей КУ) для различных узлов распределительных и питающих электрических сетей и систем в условиях современной политики энергосбережения, повышения надёжности и экономической эффективности электроснабжения имеет большое технико-экономическое значение и обуславливает разработку методики оптимального выбора ИРМ с полным учётом многорежимности на основе детерминированных и стохастических свойств информации.

Наряду с учётом многорежимности один из труднейших вопросов – учёт многокритериальности [50–52, 54] – в настоящее время изучен недостаточно широко. Поэтому наиболее распространённым на практике (хотя и не самым лучшим) предложением является отказ от многокритериальной и решение однокритериальной задачи с целевой функцией и заменой всех остальных критериев системой ограничений.

Задачи оптимальной компенсации реактивных нагрузок в циклах оперативного управления (внутри суток), краткосрочного (сутки, неделя), долгосрочного (месяц, квартал, год) планирования режимов и оптимального выбора ИРМ (мощности и мест установки) при краткосрочном планировании развития (1–5 лет) системы распределения ЭЭ в общем виде имеют следующую постановку: определить управляемые режимные параметры \bar{Z} (РМ источников, напряжения узлов и др.), обеспечивающие минимальное значение целевой функции F , в качестве которой принимаются потери ЭЭ в сети (эксплуатационная задача), являющиеся определяющими при ведении (оптимизации) и планировании режимов, или расчётные (приведенные) затраты при планировании развития (проектная задача), связанные с установкой новых КУ в РЭС,

$$\min F(\bar{Z}) \quad (1.12)$$

при балансовых (функциональных) ограничениях в виде равенств (уравнения установившихся режимов (УУР) и баланса мощностей КУ)

$$\bar{W}(\bar{Z}) = 0 \quad (1.13)$$

и простых ограничениях типа неравенств (технические и режимные ограничения) на оптимизируемые параметры

$$\bar{Z}_{\min} \leq \bar{Z} \leq \bar{Z}_{\max} . \quad (1.14)$$

В качестве ограничений обычно выступают ограничения по модулю напряжений в узлах, РМ источников генерации, токовой нагрузке ЛЭП, трансформаторов и т. д.

Количество УУР $2N$, как правило, меньше числа параметров режима R , составляющих вектор \bar{Z} . Разность между количеством параметров и связей определяет возможность поиска оптимального режима в пространстве G независимых (регулируемых) переменных с числом степеней свободы $(R - 2N)$.

Задачи вида (1.12)–(1.14) относятся к классу задач нелинейного математического программирования, для решения которых наиболее эффективны методы оптимизации, объединяющие свойства, возможности и преимущества детерминированных и вероятностно-статистических алгоритмов.

1.3. Формирование целевой функции расчётных затрат

Подходы к технико-экономическим расчётам и соответствующие критерии экономической эффективности выбираются в зависимости от формулировки задачи [53–56].

К основным экономическим показателям систем распределения ЭЭ относятся капитальные затраты (вложения), ежегодные издержки (годовые эксплуатационные расходы), чистый дисконтированный доход и срок окупаемости сооружаемого объекта.

Капитальные затраты (инвестиции) – это единовременные (разовые) денежные средства, которые необходимы для сооружения новых КУ. Они изменяются пропорционально установленной мощности источника $Q_{ИРМ}^{уст}$ и приближённо могут быть представлены в виде

$$K = k_0 Q_{ИРМ}^{уст}, \quad (1.15)$$

где k_0 – удельные капитальные затраты установленной мощности КУ, тыс. руб / Мвар.

Показатель k_0 для БСК практически не зависит от номинальной мощности, а определяется видом и номинальным напряжением батареи.

Средние значения удельных стоимостных показателей для БСК с учётом индекса цен 6,6 к ценам 2000 г. приведены в табл. 1.1 [56].

Показатели стоимости БСК (табл. 1.1) учитывают оборудование в полном объёме, включая кабельное хозяйство в пределах ячейки и до панелей в общеподстанционном пункте управления (ОПУ), панели управления, защиты и автоматики, установленные в ОПУ, но относящиеся к ячейке, а также строительные и монтажные работы.

В настоящее время по требованию заказчика производят БСК практически любой мощности в имеющемся диапазоне [57], тем самым капитальные вложения в данное устройство могут быть представлены непрерывной линейной функцией от установленной мощности $K_{БСК} = k_0 Q_{БСК}^{уст}$.

Усреднённые удельные стоимости 1 Мвар шунтовых конденсаторных батарей 6–110 кВ на 2012 г.

Напряжение, кВ	6	10	35	110
k_0 , тыс. руб / Мвар, для регулируемых БСК	1 920	2 131	–	1 834
k_0 , тыс. руб / Мвар, для нерегулируемых БСК	2 224	2 072	1 915	1 814

СК и СТК применяются в системах распределения ЭЭ только при специальном обосновании и характеризуются большой дискретностью мощностей. Их стоимостные показатели с учётом индекса цен 2,5 к ценам 2005 г. приведены в табл. 1.2 [56].

Показатели стоимости СК, асинхронизированных компенсаторов и СТК (табл. 1.2) учитывают:

- СК, СТК, включая систему охлаждения, газовое и масляное хозяйство;
- распределительное устройство низшего напряжения, силовые и контрольные кабели в пределах ячейки и до панелей в ОПУ;
- панели релейной защиты, установленные в ОПУ и относящиеся к ячейке;
- строительные и монтажные работы по сооружению здания и монтажу оборудования.

Таблица 1.2

Стоимость синхронных и асинхронизированных компенсаторов и статических тиристорных компенсаторов на 2012 г.

Тип СК, СТК	Мощность, Мвар	Стоимость, тыс. руб.	
		двух СК, СТК	в т. ч. при вводе первого СК, СТК
КСВБ-50-11	50	93 750	59 375
КСВБО-50-11	50	117 500	72 500
КСВБ-100-11	100	184 375	121 250
КСВБО-100-11	100	207 500	133 750
АСК-50	50	300 000*	210 000
АСК-100	100	500 000*	350 000
СТК с конденсаторной частью	–100	600 000*	425 000
СТК без конденсаторной части	+100	500 000*	337 500

*Данные предварительные.

Параметр k_0 может быть найден из табл. 1.2 для каждого конкретного СК, СТК. При учёте всего множества различных СК (СТК) для каждого класса напряжения могут быть получены аппроксимирующие зависимости функции затрат, в действительности имеющей дискретный (прерывистый) характер.

Ежегодные издержки – это годовые расходы, необходимые для эксплуатации ИРМ. Они включают:

- отчисления на амортизацию КУ;
- расходы на эксплуатацию (текущий ремонт и обслуживание);
- стоимость потерянной ЭЭ в ИРМ;
- стоимость потерянной ЭЭ в элементах РЭС.

Норма отчислений на амортизацию ρ_a определяет ежегодные расходы на амортизацию

$$I_a = \rho_a K. \quad (1.16)$$

Эксплуатационные расходы вычисляются аналогично в долях от капитальных затрат:

$$I_э = \rho_э K. \quad (1.17)$$

Необходимые значения указанных коэффициентов приведены в табл. 1.3 [55].

Таблица 1.3

**Нормы ежегодных отчислений на амортизацию и обслуживание
в относительных единицах**

Силовое электротехническое оборудование и распределительные устройства	Норма амортизационных отчислений ρ_a	Затраты на ремонт и обслуживание $\rho_э$	Всего издержки на амортизацию и обслуживание
До 20 кВ	0,064	0,040	0,104
35–150 кВ	0,064	0,030	0,094
220 кВ и выше	0,064	0,020	0,084

Суммарные годовые потери ЭЭ, МВт·ч, в ИРМ, КУ могут быть рассчитаны по следующим формулам [53]:

- в батареях конденсаторов (в том числе, как в составном элементе СТК)

$$\Delta W_{\text{БСК}} = \alpha Q_{\text{БСК}} T_{\text{БСК}}, \quad (1.18)$$

где $\alpha = 0,0030$ МВт / Мвар – удельное значение потерь активной мощности в БСК; $T_{\text{БСК}}$ – время работы батареи, которое принимается равным 7 000 ч для нерегулируемых БСК и 5 000–6 000 ч для регулируемых;

- в синхронных компенсаторах

$$\Delta W_{\text{СК}} = 0,4\Delta P_{\text{НОМ}} T_{\text{СК}} + 0,1\Delta P_{\text{НОМ}} \left(\frac{Q_{\text{нагр}}}{Q_{\text{СК}}} \right)^2 T_{\text{СК}}, \quad (1.19)$$

где $\Delta P_{\text{НОМ}}$ – потери мощности в компенсаторе при $Q_{\text{НОМ}}$ (для крупных СК равны 1,0–1,5 % $Q_{\text{СК}}$); $Q_{\text{нагр}} / Q_{\text{СК}}$ – коэффициент нагрузки в максимальном режиме; $T_{\text{СК}} = 4\,000 \div 8\,000$ ч – время работы компенсатора;

- реакторах (как в составном элементе СТК)

$$\Delta W_{\text{р(СТК)}} = \Delta P_{\text{р}} T_{\text{р}}, \quad (1.20)$$

где $\Delta P_{\text{р}}$ – потери мощности в реакторе при номинальном напряжении; $T_{\text{р}}$ – время работы реактора в составе СТК в течение года.

В технико-экономических расчётах суммарные потери подразделяют на переменные и постоянные. В составе первых учитываются потери в активном сопротивлении проводов ЛЭП и обмоток трансформаторов. Прочие потери ЭЭ в практических расчётах можно отнести к постоянным потерям.

Стоимость потерянной ЭЭ в элементах РЭС может быть представлена в виде

$$И(\Delta W) = \Delta W_{\text{н}} \cdot c_0^{\text{н}} + \Delta W_{\text{х}} \cdot c_0^{\text{х}}, \quad (1.21)$$

где $\Delta W_{\text{н}}$, $\Delta W_{\text{х}}$ – годовые нагрузочные потери ЭЭ и потери холостого хода соответственно; $c_0^{\text{н}}$, $c_0^{\text{х}}$ – стоимость 1 кВт·ч нагрузочных потерь и потерь ЭЭ холостого хода соответственно.

Стоимость 1 кВт·ч потерь ЭЭ в РЭС должна приниматься различной для потерь холостого хода, которые соответствуют потребителю с неизменной нагрузкой в течение суток, и нагрузочных потерь, соответствующих потребителю, работающему с переменной в течение суток нагрузкой, то есть должно выполняться соотношение $c_0^{\text{н}} > c_0^{\text{х}}$.

В [56] предлагается затраты на возмещение потерь ЭЭ рассчитывать по тарифу на ЭЭ. Предельные уровни тарифов на ЭЭ для Сибирского федерального округа в соответствии с приказом № 240-э/5 от 06.10.2011 г. представлены в табл. 1.4 [58].

В качестве целевой функции в задаче оптимального выбора ИРМ в системах распределения ЭЭ, которая относится к общей задаче развития ЭЭС, выступают расчётные затраты, связанные с установкой новых КУ в РЭС.

Динамический критерий расчётных затрат в общей постановке предполагает, что через $T_{\text{р}}$ лет объект выходит на проектную мощность, после чего годовые эксплуатационные расходы остаются неизменными:

$$Z = \sum_{t=1}^{T_p} (EK_t + \Delta I_t)(1 + E)^{T_p - t} \rightarrow \min, \quad (1.22)$$

где ΔI_t – изменение годовых эксплуатационных расходов в году t по сравнению с $(t - 1)$ годом; E – ставка дисконта, значение которой может меняться, для энергетики обычно принимается на уровне 0,12 [55, 56].

В случае статического критерия, когда капитальные вложения в строительство объекта осуществляются за один год, после чего объект вводится в эксплуатацию с неизменными по годам ежегодными издержками, используется формула годовых приведенных затрат

$$Z = EK + I \rightarrow \min. \quad (1.23)$$

При сравнении (1.22) и (1.23) можно сделать вывод, что для динамической (многоэтапной) задачи число переменных в T_p раз превышает число переменных R статической (одноэтапной) задачи и составляет порядка $T_p \cdot R$.

Таблица 1.4

Предельные максимальные и минимальные уровни тарифов на ЭЭ, поставляемую населению и приравненным к нему потребителям на 2012 г.

Сибирский федеральный округ	с 01.01.2012 г.		с 01.07.2012 г.	
	Минимальный уровень тарифа, коп / кВт·ч	Максимальный уровень тарифа, коп / кВт·ч	Минимальный уровень тарифа, коп / кВт·ч	Максимальный уровень тарифа, коп / кВт·ч
Республика Алтай	316	317	335	336
Республика Бурятия	329	330	349	350
Республика Тува	217	218	230	231
Республика Хакасия	130	131	139	140
Алтайский край	281	282	298	299
Красноярский край	151	152	160	161
Кемеровская область	217	218	230	231
Новосибирская область	251	252	266	267
Омская область	249	250	264	265
Томская область	215	216	228	229
Иркутская область	67	68	71	72
Забайкальский край	191	192	202	204

При выборе ИРМ по статическому критерию (1.23) не учитываются промежуточные состояния процесса (динамики) развития. Как отмечается выше, выбор ИРМ следует рассматривать как задачу планирования развития

системы распределения ЭЭ. Поэтому для реализации проектной задачи оптимального выбора ИРМ в настоящей работе предлагается замена динамического критерия (1.22) статическим (1.23) с учётом адаптивного подхода, который позволяет уточнять решение по мере появления дополнительной информации о параметрах сети и нагрузках системы распределения ЭЭ [50–52].

В итоге целевая функция проектной задачи формируется в виде расчётных (приведенных) затрат (1.23) на установку ИРМ (1.15), их эксплуатацию (1.16)–(1.20) и потери ЭЭ в РЭС (1.21)

$$Z = E \cdot K(Q_{\text{ИРМ}}^{\text{уст}}) + И(Q_{\text{ИРМ}}) + И(\Delta W) \rightarrow \min. \quad (1.24)$$

1.4. Общая характеристика методов и программ оптимизации режимов

Для решения поставленной задачи классические оптимизационные методы вариационного исчисления малопригодны, главным образом, из-за невозможности учёта ограничений в форме неравенств и большой размерности задачи. К тому же эти методы не дают вычислительных алгоритмов, а лишь формируют условия оптимальности. По этим причинам для решения задач оптимизации режимов широко применяются современные (неклассические) методы математического программирования. Это методы линейного и квадратичного программирования, градиентно-проекционные и градиентные со штрафными функциями. Для отдельных многоэкстремальных задач используются методы динамического программирования и ветвей, и границ. В последнее время для решения оптимизационных задач рассматривается применение экзотических методов – случайного поиска, генетического и эволюционного отбора, нейронных сетей. Лучшие алгоритмы решения оптимизационных задач часто совмещают отдельные элементы указанных математических методов [59, 60].

В настоящее время проектная задача оптимального выбора ИРМ с целевой функцией расчётных затрат в статической постановке (1.24) в полной мере (с учётом многорежимности) не решена. Отечественные и зарубежные программы и комплексы [27–36] (табл. 1.5) решают частную эксплуатационную задачу минимизации потерь активной мощности для отдельного режима.

Для решения оптимизационных задач в электроэнергетике нашли широкое применение *градиентные методы* [16–18, 22–24, 27–32, 61–65], различные реализации которых положены в основу программных комплексов АНАРЭС-2000, RastrWin, КОСМОС.

В *программно-вычислительном комплексе АНАРЭС-2000* [30, 31] задача оптимизации по РМ заключается в минимизации потерь активной мощности в электрической сети с учётом ограничений. Данный блок может также

самостоятельно выполнять ввод режима в допустимую область (без оптимизации). Задачи оптимизации потерь мощности и ввода режима в допустимую область решаются градиентным методом.

Таблица 1.5

Программы и комплексы, выполняющие оптимизацию режима по РМ и напряжению

Программа (комплекс)	Страна (город)
СДО-6	Россия (Иркутск)
АНАРЭС-2000	Россия (Иркутск, Новосибирск)
RastrWin	Россия (Екатеринбург)
КОСМОС	Украина (Киев)
АРЕМ	Украина
PSS/E	США
PowerFactory	Германия
Netomac	Германия
SimPow	Швеция

В качестве управляющих параметров могут выступать:

- РМ генераторных узлов и ИРМ;
- напряжения в генераторных узлах;
- напряжения в опорных узлах;
- коэффициенты трансформации или номера отпаек трансформаторов, в том числе трансформаторов с продольно-поперечным регулированием.

Функция цели C имеет вид

$$C = dP_{\text{сум}} + a(U)Ш(U), \quad (1.25)$$

где $dP_{\text{сум}}$ – суммарные потери активной мощности в ЭЭС; $Ш(U)$ – штрафные функции, учитывающие ограничения по напряжению в узлах; $a(U)$ – весовые коэффициенты.

На каждом шаге процесса оптимизации решаются УУР методом Ньютона. При этом учитываются все условия по размеру схемы, подготовке данных, заданию типов узлов и контролю ограничений, принятые в блоке расчёта установившегося режима. При расчёте режима строго учитываются ограничения по РМ генераторов: при их нарушении производится смена типов узлов и фиксация параметров на границе.

Учёт ограничений по напряжениям осуществляется через введение штрафа $Ш(U)$ в функцию цели C .

Решение оптимизационной задачи проводится по следующему алгоритму [30]:

1. Составляющие вектора-градиента вычисляются на основе неявного дифференцирования функции цели по независимым переменным. Для этого решается система линейных уравнений

$$J \left[\frac{dC}{dS} \right] = \left[\frac{dC}{dU} \right], \quad (1.26)$$

где $J = \left[\frac{dS}{dU} \right]$ – транспонированная матрица Якоби; $\left[\frac{dC}{dS} \right]$ – искомый вектор производных целевой функции по независимым переменным; $\left[\frac{dC}{dU} \right]$ – вектор производных целевой функции по зависимым переменным, вычисляемых прямым дифференцированием. После вычисления вектора $\left[\frac{dC}{dU} \right]$ по аналитическим выражениям находятся векторы $\text{grad } U$ и $\text{grad } K_T$, указывающие направление корректировок модулей напряжений и коэффициентов трансформации.

2. Решается задача расчёта установившегося режима, позволяющая выполнить условия баланса мощности (учесть ограничения в форме равенств) и ограничения по P и Q (ограничения в форме неравенств). Учёт последних ограничений на этапе расчёта режима, а не с помощью штрафных функций позволяет гарантированно их выполнить и обеспечить плавный итерационный процесс.

3. Корректировка значений управляемых переменных на i -м шаге осуществляется по выражениям

$$U(i) = U(i-1) + T_0 T_1 \text{grad } U; \quad K_T(i) = K_T(i-1) + T_0 T_1 \text{grad } K_T. \quad (1.27)$$

Здесь весовые коэффициенты T_0 и T_1 являются параметрами, ускоряющими сходимость метода: T_0 задает начальное значение шага вектора-градиента ($T_1 = 1$) в начальной стадии процесса оптимизации и позволяет учесть общие особенности конкретной задачи; T_1 отражает поведение каждой управляемой компоненты по мере продвижения к оптимуму. Если компонента не меняет знак на очередной итерации, то T_1 увеличивается, при смене знака – уменьшается. Если в процессе вычислений функция цели начинает возрастать, происходит вычисление общего шага T_0 , обеспечивающего её уменьшение. Вектор-градиент при этом не пересчитывается.

4. Расчёт заканчивается по одному из следующих условий:

- изменение функции цели достаточно мало;
- число итераций превысило максимальное $i > i_{\max}$;
- ускоряющий коэффициент стал достаточно малым $T < T_{\min}$.

Обычно число итераций не превышает 20–30.

Важной особенностью алгоритма является учёт дискретного регулирования коэффициентов трансформации, в том числе при нелинейной взаимосвязи между изменением отпаяк по продольной и поперечной осям. В процессе расчёта коэффициенты трансформации принимаются непрерывными величинами и меняются плавно. После окончания процесса происходит их округление до ближайшей отпайки. Как правило, значение функции цели при этом меняется незначительно.

В программном комплексе *RastrWin* [27, 28] решение оптимизационной задачи сводится к минимизации целевой функции:

$$\min F = \sum_{i,j}^{N_U} \Delta P_{ij} + K_{ш} \sum_i^N \delta V_i^2, \quad (1.28)$$

где ΔP_{ij} – потери активной мощности в ветви $i-j$; N_U – число ветвей, по которым минимизируются потери; δV_i – нарушение ограничений по напряжениям в узлах; $K_{ш}$ – штрафной коэффициент, подбираемый эмпирически.

Минимизация функции (1.17) осуществляется изменением [27]:

- модулей напряжений и РМ в узлах в заданных пределах

$$Q_i^{\Gamma \min} \leq Q_i^{\Gamma} \leq Q_i^{\Gamma \max}, \quad (1.29)$$

$$V_i^{\Gamma \min} \leq V_i^{\Gamma} \leq V_i^{\Gamma \max}; \quad (1.30)$$

- коэффициентов трансформации в заданных пределах

$$K_{ij}^{\Gamma \min} \leq K_{ij}^{\Gamma} \leq K_{ij}^{\Gamma \max}. \quad (1.31)$$

Для определения наилучших значений V_i^{Γ} , K_{ij}^{Γ} (независимые переменные) организуется итерационный процесс методом приведенного градиента.

В программном комплексе *КОСМОС* [32] определяются загрузка ИРМ и номера анцапф трансформаторов с регулированием под нагрузкой, при которых обеспечивается минимум потерь активной мощности

$$F(X) = \sum_{i=1}^n I_i^2(X) \cdot R_i + \sum_{j=1}^k U_j^2 \cdot Y_j, \quad (1.32)$$

где k – число узлов в схеме замещения; n – число ветвей в схеме замещения; X – вектор независимых параметров оптимизации; $I_i(X)$ – величина тока в i -й ветви; R_i – активное сопротивление i -й ветви; U_j – величина напряжения в j -м узле; Y_j – активная проводимость шунта в j -м узле.

Ограничения составляют уравнения балансов активных и реактивных мощностей в узлах схемы замещения и диапазоны изменения независимых переменных. Целевая функция и ограничения являются нелинейными, и минимизация потерь выполняется итерационным методом, на каждом шаге которого решается задача квадратичного программирования. Суть задачи заключается в поиске оптимума для функции второго порядка, заменяющей исходную, при линеаризованных ограничениях. В программе реализован алгоритм решения этой задачи, основанный на проекции матрицы Гессе и вектор-градиента на допустимое множество, определяемое текущим составом активных ограничений.

Поскольку методика оптимизации требует, чтобы в каждой точке не было нарушенных ограничений, предусмотрен стартовый алгоритм ввода режима в допустимую область, основанный на подходах линейного программирования. Таким образом, расчёт по программе оптимизации режима включает в себя последовательное выполнение трёх этапов: расчёта исходного режима; ввода режима в допустимую область; расчёта оптимального режима.

Решение оптимизационной задачи *методом Лагранжа* [66–69] заключается в необходимости ввода функции Лагранжа

$$L = F(x, y) + \sum_{j=1}^m \lambda_j \varphi_j(x, y) \quad (1.33)$$

для минимизации функции $F(x, y)$ с векторными переменными с учётом ограничений $\varphi(x, y) = 0$ и решении системы уравнений

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial x_i} &= \frac{\partial F(x, y)}{\partial x_i} + \sum_{j=1}^m \lambda_j \frac{\partial \varphi_j(x, y)}{\partial x_i} = 0, \quad i = 1 \dots n, \\ \frac{\partial L}{\partial y_s} &= \frac{\partial F(x, y)}{\partial y_s} + \sum_{j=1}^m \lambda_j \frac{\partial \varphi_j(x, y)}{\partial y_s} = 0, \quad s = 1 \dots m, \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda_j} &= \varphi_j(x, y) = 0, \quad j = 1 \dots m, \end{aligned} \right\} \quad (1.34)$$

при формировании которой все переменные считаются независимыми.

Поскольку в этом случае нет необходимости вводить разделение переменных на независимые и зависимые, в исходной постановке задачи минимизации $F(x)$ функция Лагранжа записывается как

$$L = F(x) + \sum_{j=1}^m \lambda_j \varphi_j(x). \quad (1.35)$$

Система уравнений для решения приобретает вид

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial x_i} &= 0, \quad i = 1 \dots k, \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda_j} &= \varphi_j(x) = 0, \quad j = 1 \dots m. \end{aligned} \right\} \quad (1.36)$$

Достоинство метода Лагранжа состоит в том, что в нём не надо разделять переменные на зависимые и независимые, но есть и недостаток: размерность задачи увеличивается на m дополнительных переменных λ_j ($j = 1 \dots m$), которые называются неопределёнными множителями Лагранжа. Использование современных вычислительных средств обычно позволяет отдать предпочтение методу Лагранжа.

В работах [25, 26] предлагаются алгоритмы решения задачи оптимизации режима электрической сети по напряжению и РМ с использованием методов линейного программирования. Основа предлагаемого подхода – последовательная линеаризация целевой функции в виде суммарных потерь активной мощности и ограничений на зависимые переменные в виде УУР. *Метод аппроксимирующего программирования* (МАП) обладает следующими достоинствами: высокое общее быстродействие, возможность хорошо решать задачи с разными целевыми функциями (по минимальному числу управляемых переменных, по критерию минимума квадратов нарушений режимных ограничений); он удобен для подавления неэффективного перераспределения, быстро и чётко обнаруживает несовместность задачи и т. д.

Причинами, задерживающими использование последовательной линеаризации и линейного программирования, являются сильная нелинейность целевой функции в виде суммарных потерь, отсутствие практически обоснованных и работоспособных алгоритмов.

Линеаризация УУР производится путём разложения их в ряд Тейлора в окрестности планируемого режима Y_0 , в результате чего получаются линеаризованные уравнения, которые справедливы при достаточно малой окрестности независимых переменных $\Delta Y = Y - Y_0$ [26]:

$$\left[\frac{\partial W}{\partial X} \right] \Delta X = - \left[\frac{\partial W}{\partial Y} \right] \Delta Y, \quad (1.37)$$

где $\partial W / \partial X$ – матрица производных небалансов мощностей по зависимым переменным; $\partial W / \partial Y$ – матрица производных небалансов мощностей по независимым (регулируемым) переменным; $\Delta X = X - X_0$ – вектор поправок к зависимым переменным.

Линеаризация целевой функции производится разложением суммарных потерь активной мощности в ряд Тейлора в окрестности планируемого режима [26]:

$$F = F(X_0, Y_0) + \frac{\partial F}{\partial Y} \Delta Y + \frac{\partial F}{\partial X} \Delta X = F(X_0, Y_0) + S_{FY} \Delta Y, \quad (1.38)$$

где $F(X_0, Y_0)$ является составляющей целевой функции в точке линеаризации.

УУР определяют неявную функцию $X(Y)$, т. е. неявную зависимость зависимых переменных от независимых. Градиент неявной функции имеет два варианта представления. Первый вариант основан на представлении линеаризованного выражения целевой функции на базе определения градиента функции путём решения системы линейных алгебраических уравнений, включающей частные производные мощностей узлов; второй – на получении линеаризованного выражения целевой функции путём определения вектор-градиента с использованием обратной матрицы в факторизованном виде.

Применение для оптимизации режимов ЭЭС по U , Q , K_T линеаризованной модели ЭЭС, анализа чувствительности и методов линейного программирования и анализ результатов, приведённый в [25], показывают, что оптимизация режимов с использованием МАП представляется перспективной.

В последние 20–25 лет отечественными и зарубежными авторами для решения различных задач оптимизации режимов как по реактивным, так и по активным мощностям успешно развивается направление, основанное на *эволюционных и генетических алгоритмах* [70–82].

К основным эволюционным алгоритмам относятся:

- генетический алгоритм, предназначенный для оптимизации функций дискретных переменных;
- эволюционное программирование, ориентированное на оптимизацию непрерывных функций без использования рекомбинаций;
- эволюционная стратегия, ориентированная на оптимизацию непрерывных функций с использованием рекомбинаций;
- генетическое программирование, использующее эволюционный метод для оптимизации компьютерных программ.

Наибольшее распространение из перечисленных эволюционных алгоритмов получил генетический алгоритм. Несмотря на биологическую терминологию, генетические алгоритмы являются универсальным вычислительным средством для решения серьёзных математических задач. Термин «генетические алгоритмы» (ГА) ввёл в 1975 г. Д. Гольдберг [74].

С математической точки зрения ГА – это разновидность методов оптимизации, объединяющая черты вероятностных и детерминированных оптимизационных алгоритмов. В работе [76] для многоцелевой оптимизации КРМ предлагается подход, основывающийся на строгом эволюционном алгоритме Парето [80], который позволяет при небольших затратах времени получить

несколько оптимальных вариантов КРМ. При этом целевая функция учитывает: инвестиции в КУ; потери активной мощности; среднее взвешенное и максимальное отклонения напряжения.

В ряде работ [83–86] некоторыми авторами предложены варианты решения проектной задачи оптимального выбора ИРМ, основанные на учёте одного состояния (режима) системы распределения ЭЭ.

Например, в [85] целевая функция рассматриваемой задачи соответствует режиму наибольших нагрузок и имеет вид

$$Z_{\Sigma} = \sum_l Z_l(Q_{kl}) + I_{\Pi}(S_{\Pi}, Q_k), \quad (1.39)$$

где Z_{Σ} – суммарные затраты на сеть, связанные с КРМ; S_{Π} и Q_k – векторы, описывающие соответственно максимальные нагрузки узлов и установленные мощности размещаемых КУ; Z_l – затраты на установку и эксплуатацию КУ; I_{Π} – годовые издержки на потери ЭЭ.

Представленный подход и аналогичные ему в полной мере нельзя назвать соответствующими критерию (1.24), так как они не учитывают многорежимность. Поэтому для получения объективного удовлетворяющего критерию (1.24) решения актуальным остаётся вопрос разработки методики и алгоритма оптимального выбора ИРМ с учётом всей совокупности режимов.

В результате анализа рассмотренных выше методов оптимизации для решения поставленной задачи представляется наиболее перспективным применение градиентных методов, эволюционных и генетических алгоритмов [64, 65, 70, 71].

В итоге для дальнейшего рассмотрения выбран обобщённый метод приведенного градиента (ОМПГ), основные положения которого приведены в [61, 62].

1.5. Общая характеристика методов расчёта потерь электроэнергии

Точный расчёт и минимизация потерь ЭЭ – это не только необходимые условия эффективной КРМ, но и важнейшие задачи технологии энергосбережения. Надёжное (точное и достоверное) определение потерь ЭЭ лежит в основе обоснования тарифов на ЭЭ, является необходимым для нахождения экономически оправданного уровня потерь, их нормирования и разработки мероприятий по снижению, способствует принятию адекватной оценки эффективности функционирования распределительных сетевых компаний, ввода новых КУ, средств регулирования напряжения и РМ.

Потери активной мощности в электрической сети в любой момент времени полностью определяются схемой сети и значениями активной и реактивной составляющих токов нагрузки всех её ветвей [87]:

$$\Delta P(t) = f(I_P(t), I_Q(t), R(t)), \quad (1.40)$$

где $I_P(t)$, $I_Q(t)$ – векторы активных и реактивных составляющих токов нагрузки ветви в момент времени t ; $R(t)$ – диагональная матрица сопротивлений ветвей схемы в момент времени t ; f – положительно определённая квадратичная форма указанных параметров вида $\Delta P = \bar{I}_P^T R I_P + \bar{I}_Q^T R I_Q$.

В свою очередь элементы векторов $I_P(t)$, $I_Q(t)$ и $R(t)$ являются случайными величинами стохастического процесса.

В этом случае потери ЭЭ за какой-либо промежуток времени T определяются стохастическим интегралом

$$\Delta W = \int_0^T \Delta P(t, e) dt, \quad (1.41)$$

где e – случайное событие из вероятностного пространства возможных событий, определяющих режим работы ЭЭС в рассматриваемый интервал времени T .

Интеграл (1.41) представляет собой случайную величину за истекший период времени, в котором произошло событие e (известен или рассчитан режим работы ЭЭС).

Потери ЭЭ в сети с m ветвями можно определить в виде

$$\Delta W = \sum_{j=1}^m \int_0^T \Delta P_j(t) dt \quad (1.42)$$

или при неизменной в период T схеме сети

$$\Delta W = \sum_j \int_0^T [I_{P_j}^2(t) + I_{Q_j}^2(t)] R_j dt. \quad (1.43)$$

В эксплуатационной практике, основываясь только на имеющейся информации о режиме системы, невозможно определить законы изменения $\Delta P(t)$, $I_{P_j}(t)$, $I_{Q_j}(t)$. Это приводит к тому, что при разработке всех методов расчёта потерь ЭЭ принимают те или иные допущения о поведении нагрузок и исходят из априорной зависимости, связывающей потери ЭЭ с измеренными параметрами режима ЭЭС.

Как известно, ток в любой ветви можно выразить при помощи коэффициентов распределения a_{ij} , b_{ij} через токи узлов

$$I_{P_j}(t) + jI_{Q_j}(t) = \sum_{i=1}^n (a_{ij} + jb_{ij}) [I_{P_i}(t) + jI_{Q_i}(t)]. \quad (1.44)$$

Заменяв функции токов n узлов через их интегральные характеристики (среднее значение \bar{I}_{P_i} , среднеквадратичные отклонения σ и взаимные коэффициенты подобия ρ), можно получить выражение потерь ЭЭ [87]

$$\Delta W_j = R_j \sum_{i=1}^N \sum_{k=1}^N \left[(a_{ij}a_{kj} + b_{ij}b_{kj}) (\bar{I}_{P_i}\bar{I}_{P_k} + \bar{I}_{Q_i}\bar{I}_{Q_k} + \sigma_{P_i}\sigma_{P_k}\rho_{P_iP_k} + \sigma_{Q_i}\sigma_{Q_k}\rho_{Q_iQ_k}) - (a_{ij}b_{kj} - b_{ij}a_{kj}) (\bar{I}_{P_i}\bar{I}_{Q_k} + \sigma_{P_i}\sigma_{Q_k}\rho_{P_iQ_k}) \right] T. \quad (1.45)$$

Интегральные характеристики (1.45) записываются в виде

$$\bar{I} = \frac{1}{T} \int_0^T I(t) dt;$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{T} \int (I(t) - \bar{I})^2 dt};$$

$$\rho_{I_1I_2} = \frac{1}{T\sigma_{I_1}\sigma_{I_2}} \int_0^T (I_1(t) - \bar{I}_1)(I_2(t) - \bar{I}_2) dt.$$

Как видно из (1.45), потери ЭЭ в сложной электрической сети можно представить зависящими от средних токов в ветвях, от дисперсий токов в ветвях (дисперсионная составляющая) и от моментов подобия графиков нагрузки (в дальнейшем корреляционная составляющая).

Формула (1.45) может быть использована лишь для теоретического анализа, так как информации о коэффициентах подобия нет, равно как и неизвестны законы изменения токов нагрузки всех элементов сети во времени. Но с её помощью можно качественно проанализировать допущения, положенные в основу практических методов расчёта потерь, и оценить погрешности методов и используемых программ расчёта. Методы расчёта потерь ЭЭ основываются на различных приёмах перехода от значений потерь мощности к потерям ЭЭ за расчётный период, что в основе и определяет их погрешность и как следствие накладывает ограничения на область их использования. Допустимость того или иного метода при решении различных задач определяется требованиями к точности расчёта.

При проектировании сетей наиболее экономичные решения выбирают на основе комплексного анализа большого числа факторов, среди которых потери ЭЭ не являются определяющими. Кроме того, расчётные нагрузки, используемые при проектировании, могут быть определены лишь приближённо, что приводит к расчёту потерь с большой погрешностью. При проектировании такое положение является вынужденным, и поэтому к точности определения потерь не предъявляют повышенных требований.

В условиях эксплуатации сетей потери ЭЭ приобретают самостоятельное значение, так как характеризуют техническое состояние сетей и экономичность ведения режима. В связи с этим к точности определения потерь ЭЭ предъявляют более высокие требования, чем при проектировании.

Наиболее жёсткие требования к точности определения потерь ЭЭ предъявляют при решении задач реконструкции сети, в которых оценивается эффективность капиталовложений, приводящих к снижению потерь. К таким задачам относится задача оптимального выбора ИРМ с целевой функцией расчётных затрат (1.24).

Все погрешности расчёта обычно подразделяют на методические и информационные. К первым относятся погрешности, вызываемые заменой реального процесса изменения потерь мощности упрощённой моделью; ко вторым – погрешности, обусловленные использованием информации, обладающей ограниченной полнотой и достоверностью [8, 88, 89].

Проведение замеров режимных параметров всех элементов современной ЭЭС крайне сложно, а иногда практически неосуществимо из-за невозможности одновременной записи показаний приборов, фиксирующих режимы элементов системы. Информационная погрешность будет существовать до появления полной автоматизированной системы контроля режима. Но в этом случае следует ожидать достаточно полную информацию лишь по основной сети ЭЭС, где постоянный контроль режима экономически целесообразен.

По используемой информации для определения потерь ЭЭ все методы можно условно разделить на детерминированные и вероятностно-статистические.

К детерминированным методам, различные реализации которых представлены в работах [90–102], следует отнести те, в которых на основании какого-либо характерного режима и соответствующей ему схемы сети определяются значения потерь мощности, считающиеся неизменными в течение расчётного периода. Это даёт возможность рассчитывать потери энергии в электрической сети за определённый период времени.

Критерий оптимальности (1.24) требует учёта многорежимности, что может быть реализовано с помощью определения интегральных характеристик: потерь ЭЭ, графиков и диапазонов изменения параметров режимов. В этом случае наиболее перспективно применение *вероятностно-статистических методов*, которые направлены на построение регрессион-

ных моделей электрических сетей [103–106, 110–112] или моделирование электрических нагрузок [64, 107–109, 113–117].

Основой таких методов служит понятие фактора обобщённой характеристики сети. В этом случае анализируется некоторый совокупный показатель, отражающий в себе определенные характеристики режима или технические параметры сети. Значение фактора, характеризующего сеть, вычисляется в результате статистического осреднения различных параметров [103].

Некоторые из таких методов, а также построенные на их основе алгоритмы для оценки и прогнозирования потерь энергии в сетях различного назначения рассмотрены в [103–106]. Алгоритмы [104, 105], позволяющие эффективно оценить потери в распределительных сетях, применительно к сложным замкнутым сетям дают выводы общего характера, что снижает их эффективность [112].

Поэтому для прогнозирования потерь мощности в сетях целесообразно использовать математические модели (уравнения множественной регрессии), представляющие собой формальное описание потерь мощности (энергии) от массивов факторов \bar{X} , имеющих смысл обобщённых характеристик сети,

$$\Delta P = f(\bar{X}). \quad (1.46)$$

Предполагая, что потери мощности связаны с факторами параболической зависимостью, такую модель в общем виде можно представить полиномом второй степени

$$\Delta P = \alpha_0 + \alpha^t \bar{X} + \alpha^t A \bar{X}, \quad (1.47)$$

где A – матрица коэффициентов регрессии.

В (1.47) потери мощности (энергии) находятся в корреляционной связи с факторами \bar{X} , выбранными из физических представлений о сущности потерь [89, 103, 106].

Вероятностные модели вида (1.47) не дают наглядного представления о взаимной связи факторов, однако позволяют с достаточной точностью рассчитать потери для сетей, используя при этом минимум информации и затрат труда на её сбор и обработку.

Общий недостаток регрессионных моделей – нестабильность и сильная корреляционная связь коэффициентов регрессии. Это обстоятельство резко снижает достоверность прогнозных расчётов с помощью регрессионных моделей и оптимизацию этих моделей. Используя идеи факторного ортогонального планирования [118–120], можно разработать модели, свободные от этого недостатка.

Факторный анализ обладает следующими преимуществами:

- учитывает наиболее устойчивые связи между явлениями;
- предоставляет возможность моделирования нагрузок системы распределения ЭЭ через некоррелированные составляющие.

Преимущество факторной модели перед другими вероятностными моделями графиков нагрузок, к которым, в частности, относится и обычный анализ Фурье, объясняется тем, что набор функций моделирования выбирается не случайно, а определяется основными закономерностями изменения нагрузок. Указанные закономерности определяются статистическими исследованиями, методами факторного анализа выборок графиков электрических нагрузок в данном сетевом районе и являются достаточно устойчивыми [114].

Для учёта многорежимности (моделирования нагрузок) в задаче оптимального выбора ИРМ выбран частный случай факторного анализа – метод главных компонент [121–127]. На его основе построен алгоритм расчёта потерь ЭЭ и других интегральных характеристик режимов, представленный во второй главе.

Выводы:

1. Вопросы КРМ в зарубежных странах регулируются законодательством, чем обеспечивается экономическое стимулирование компенсации потребления РМ потребителями ЭЭ за счёт развития их собственных КУ. После утверждения в ФСТ методических указаний по расчёту коэффициентов к тарифам на услуги по передаче ЭЭ в зависимости от коэффициента РМ такое стимулирование станет особенно актуальным в современных рыночных условиях российской энергетики. Вместе с тем все научные исследования в области КРМ должны быть направлены на разработку алгоритмов оптимального выбора ИРМ с учётом всей совокупности режимов.

2. Оптимальный выбор ИРМ является проектной задачей развития систем распределения ЭЭ. Целевая функция такой задачи представляется расчётными затратами на установку ИРМ, их эксплуатацию и потери ЭЭ в РЭС и соответствует статическому критерию с учётом адаптивного подхода.

3. На основе проведённого анализа различных методов и алгоритмов оптимизации для дальнейшего рассмотрения выбран ОМПГ, как наиболее приспособленный к решению электроэнергетических задач, в частности, эффективно учитывающий детерминированные и стохастические свойства данных, балансовые и простые ограничения, особенности целевой функции.

4. Поскольку электрические нагрузки в полной мере характеризуются как случайные величины, представляется наиболее объективным их статистическое моделирование. Это позволяет уменьшить объём исходной информации, упростить методы определения интегральных характеристик, анализ режимов и алгоритмы оптимизации. В этих условиях перспективно использование вероятностно-статистических методов сокращения (сжатия) информации о многорежимности на основе учёта малого числа обобщающих факторов с последующим их применением при расчёте нагрузочных потерь ЭЭ. Для этого выбран один из методов факторного анализа – метод главных компонент, позволяющий достаточно эффективно отразить учёт многорежимности системой ограничений в удобной для применения ОМПГ форме.

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ИНТЕГРАЛЬНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК РЕЖИМОВ НА ОСНОВЕ СТОХАСТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ НАГРУЗОК

Изменение нагрузок электрических сетей является совокупностью реализаций случайного процесса, которому свойственны определённые закономерности. Вероятностное описание электрических нагрузок может быть выполнено при помощи экспериментальной зависимости, случайной величины и аналитической функции [87].

Статистическое моделирование электрических нагрузок на основе использования в качестве исходных данных математических ожиданий и матрицы корреляционных моментов (МКМ) предлагается в электроэнергетике на протяжении ряда лет [121–131]. Значительная часть этих работ связана с решением задачи расчёта потерь ЭЭ, подходы к которой могут быть разделены на две группы: алгоритмы, применяющие моделирование МКМ нагрузок, и алгоритмы, непосредственно использующие МКМ.

Уровень развития средств вычислительной техники в период становления стохастических подходов к расчёту потерь ЭЭ (70–80-е гг.) значительно сократил сферу целесообразного применения алгоритмов, базирующихся на непосредственном использовании МКМ, из-за их больших размерностей. В настоящее время современное компьютерное обеспечение без особых трудностей справляется с данной проблемой; вместе с тем практическая ценность получения интегральных характеристик режимов оставляет актуальным моделирование МКМ на основе факторного (компонентного) анализа.

Моделирование нагрузок на основе методов факторного анализа позволяет:

- отыскивать скрытые закономерности, которые определяются множеством внутренних и внешних причин изменения нагрузок;
- осуществлять сжатие информации путём описания всех графиков при помощи общих факторов или главных компонент, число которых значительно меньше количества исходных графиков;
- выявлять и изучать статистическую связь графиков нагрузок с главными факторами;
- прогнозировать случайную составляющую графиков на основе уравнения регрессии, построенного с использованием факторного отображения.

Таким образом, моделирование электрических нагрузок посредством частного случая факторного анализа – метода главных компонент – достаточно эффективно может применяться при решении ряда эксплуатационных и проектных задач в системах распределения ЭЭ.

2.1. Получение матрицы корреляционных моментов мощностей и её свойства

В условиях существующей информационной обеспеченности для систем распределения ЭЭ характерно следующее: в разомкнутых сетях 6, 10 кВ преимущественно доступна информация о некоторых параметрах режима головных участков (пропуски энергии, максимальные и минимальные значения токовых нагрузок, потреблённая ЭЭ на некоторых подстанциях) [8, 87–89, 132]; в сетях 35–150 (220) кВ, работающих как в разомкнутом, так и в замкнутом режимах, известны средние нагрузки, а также частично или полностью графики нагрузок в узлах, фиксируемые автоматизированными информационно-измерительными системами коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) с заданным интервалом усреднения или являющиеся данными сезонных замеров [133–135].

Исходными данными для составления МКМ мощностей являются математические ожидания (средние значения) нагрузок и их графики на расчётном временном интервале. В качестве последнего рассматриваются два периода: суточный, характерный для циклов оперативного управления режимами ЭЭС, и месячный, являющийся нормативным для расчёта потерь ЭЭ и использующийся для решения задач краткосрочного и долгосрочного планирования режимов.

Основным источником информации о суточных графиках нагрузок узлов являются данные сезонных замеров, которые обычно проводятся в ЭЭС два раза в год (зимний максимум и летний минимум нагрузок), с количеством интервалов постоянства, как правило, равным четырём. Месячные графики нагрузок (а также суточные) можно получить с помощью АИИС КУЭ, более распространённых в сетях 110–220 кВ, с возможностью изменения периодичности замера (например, от 10 секунд до суток). Помимо этих сведений для составления МКМ мощностей могут быть использованы данные об энергии, потреблённой узлом за соответствующий период, которые более доступны и достоверны, чем мгновенные значения нагрузок узлов.

Опыт проведения расчётов потерь ЭЭ и других интегральных характеристик режимов систем распределения ЭЭ показал, что использование в качестве статистических оценок математических ожиданий нагрузок MP_i , MQ_i средних значений по выборке величин, соответствующих дню замеров, может привести к существенной погрешности. Для получения более точных результатов математические ожидания активной MP_i и реактивной MQ_i мощностей рекомендуется вычислять на основании данных об активной W_i^P и реактивной W_i^Q энергии, потреблённой нагрузочным узлом i за рассматриваемый период времени T :

$$MP_i = \frac{W_i^P}{T}; MQ_i = \frac{W_i^Q}{T} \text{ или } MQ_i = \frac{W_i^P \operatorname{tg} \varphi}{T}, \quad (2.1)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ – средневзвешенный коэффициент РМ, принимаемый по данным эксплуатации.

Также целесообразно нормировать результаты контрольных замеров с помощью среднего значения нагрузки в замере:

$$P_{ij} = P_{ij}^3 \frac{MP_i}{MP_i^3}; Q_{ij} = Q_{ij}^3 \frac{MQ_i}{MQ_i^3}, j = \overline{1, d}, \quad (2.2)$$

где P_{ij}, Q_{ij} – активная, реактивная мощности i -го узла для j -го интервала постоянства нагрузки периода T ; P_{ij}^3, Q_{ij}^3 – мощности контрольного замера узла i для интервала j ; MP_i, MQ_i – математические ожидания нагрузки, полученные по данным потреблённой энергии; MP_i^3, MQ_i^3 – математические ожидания нагрузки, полученные для периода проведения контрольного замера; d – количество интервалов постоянства.

Для большинства узлов системы распределения ЭЭ на основе серии контрольных замеров и/или по данным АИИС КУЭ, а также на основе данных о потреблённой энергии после обработки по формулам (2.1), (2.2) может быть получена представительная выборка графиков нагрузок для суточного (месячного) интервалов времени.

Наряду с оценками математических ожиданий (2.1) по полученной представительной выборке графиков нагрузок (2.2) рассчитываются дисперсии нагрузок $\sigma^2 P_i, \sigma^2 Q_i$ и взаимные корреляционные моменты $k(P_i, Q_j), k(P_i, P_j), k(Q_i, Q_j)$, характеризующие степень статистической связи между случайными отклонениями нагрузок различных узлов от своих математических ожиданий:

$$\begin{aligned} \sigma^2 P_i &= \frac{1}{d} \sum_{m=1}^d (P_{im} - MP_i)^2, \quad \sigma^2 Q_i = \frac{1}{d} \sum_{m=1}^d (Q_{im} - MQ_i)^2, \quad i = \overline{1, n}; \\ k(P_i Q_j) &= \frac{1}{d} \sum_{m=1}^d (P_{im} - MP_i)(Q_{jm} - MQ_j), \quad i, j = \overline{1, n}; \\ k(P_i P_j) &= \frac{1}{d} \sum_{m=1}^d (P_{im} - MP_i)(P_{jm} - MP_j), \quad i, j = \overline{1, n}, \quad i \neq j; \\ k(Q_i Q_j) &= \frac{1}{d} \sum_{m=1}^d (Q_{im} - MQ_i)(Q_{jm} - MQ_j), \quad i, j = \overline{1, n}, \quad i \neq j, \end{aligned} \quad (2.3)$$

где i, j – номера узлов; m – индекс интервала постоянства; n – число узлов системы распределения ЭЭ с известными графиками нагрузок.

Дисперсии и корреляционные моменты нагрузок составляют симметричную МКМ мощностей размерностью $2n \times 2n$ [115, 117, 136]:

$$K_S = \left[\begin{array}{c|c} K(P,P) & K(P,Q) \\ \hline K(Q,P) & K(Q,Q) \end{array} \right] = \left[\begin{array}{ccc|ccc} \sigma^2 P_1 & \dots & k(P_1 P_n) & k(P_1 Q_1) & \dots & k(P_1 Q_n) \\ \hline k(P_n P_1) & \dots & \sigma^2 P_n & k(P_n Q_1) & \dots & k(P_n Q_n) \\ \hline k(Q_1 P_1) & \dots & k(Q_1 P_n) & \sigma^2 Q_1 & \dots & k(Q_1 Q_n) \\ \hline k(Q_n P_1) & \dots & k(Q_n P_n) & k(Q_n Q_1) & \dots & \sigma^2 Q_n \end{array} \right]. \quad (2.4)$$

Система распределения ЭЭ может содержать генераторные узлы, статистические характеристики которых определяются аналогично по формулам (2.3). Математические ожидания мощностей таких узлов вычисляются исходя из ведомостей загрузки электрических станций по формулам вида

$$MP_i = \frac{1}{d} \sum_{m=1}^d P_{im}; \quad MQ_i = \frac{1}{d} \sum_{m=1}^d Q_{im}. \quad (2.5)$$

При этом при определении корреляционных моментов (2.3), формировании МКМ (2.4) необходимо учитывать противоположный знак «минус» мощностей узлов генерации.

Отличительной особенностью МКМ является большая размерность, равная удвоенному числу узлов системы распределения ЭЭ. Рассматриваемая матрица и её составляющие являются квадратными и симметричными.

Следует отметить важные преимущества статистического метода анализа режимов ЭЭС.

1. Для нахождения статистических характеристик по формулам (2.3) не обязательно проводить одновременный замер нагрузок в целом по системе. Вычисленные по этим формулам элементы МКМ характеризуют степень неравномерности графиков нагрузок, остающуюся примерно постоянной в течение длительного периода, и могут определяться на основании замеров, проводимых в разные дни.

2. Появляются возможности получения статистических характеристик нагрузочных и генераторных узлов на основе текущей информации о режимах работы ЭЭС и их обновления.

Большая размерность МКМ препятствует широкому применению вероятностно-статистического подхода для моделирования графиков электрических нагрузок в задачах расчёта потерь ЭЭ, анализа и оптимизации режимов систем распределения ЭЭ. В связи с этим используется моделирование МКМ и соответственно графиков нагрузок на основе частного случая факторного анализа – метода главных компонент, который позволяет среди факторов-аргументов выделить ортогональные, то есть статистически независимые составляющие, что придаёт методу свойства линейности и аддитивности.

2.2. Краткое описание метода главных компонент

Анализ исходных данных неизменно приводит к необходимости формулировки некоторой статистической модели. Наиболее часто в факторном и компонентном анализе используется линейная модель [118–120, 137, 138]. Это, как правило, связано со стремлением исследователей объяснить рассматриваемые явления на основе более простой линейной модели, отказ от которой приводит к существенным вычислительным трудностям.

Компонентный анализ как метод возник в работах Пирсона¹, предложившего сжатие больших массивов информации с одновременным выделением наибольшей дисперсии, и получил своё развитие в работах Хотеллинга².

Модель компонентного анализа может быть представлена уравнениями вида [118–120]

$$x_i = \sum_{k=1}^p v_{ik} y_k, \quad i = \overline{1, p}, \quad (2.6)$$

где x_i – наблюдаемая переменная; y_k – k -я компонента; v_{ik} – вес k -й компоненты в i -й переменной.

Линейное преобразование исходных переменных в методе главных компонент выполняется при помощи некоррелированных и нормированных переменных v_{ik} . Отличительной особенностью компонентного анализа является то, что не требуется каких-либо гипотез об исходных переменных x_i .

Пусть первоначальное преобразование к новым переменным \bar{y} удовлетворяет равенствам

$$\bar{y} = [v]^T \bar{x}; \quad \bar{x} = [v] \bar{y}, \quad (2.7)$$

где $[v]$ – ортогональная матрица.

При линейных преобразованиях случайного вектора \bar{x} его МКМ $K(x)$ переходит к виду $K(y)$:

$$K(y) = [v]^T K(x) [v]. \quad (2.8)$$

Тогда столбец ортогональной матрицы \bar{v}_i выбирается таким образом, чтобы дисперсия компоненты y_i была максимальной, при этом значения новых переменных не должны коррелироваться между собой.

¹ Pearson, K. On lines and planes of closest fit to systems of points in space // Phil. Mag. 1901. Vol. 6. P. 559–572.

² Hotelling, H. Analyses of a complex of statistical variables into principal components // Jер. 1933. Vol. 24. P. 417–441, 498–520.

В качестве ортонормированных векторов \bar{v}_i целесообразно использовать собственные векторы неотрицательно определённой симметричной матрицы корреляций $K(x)$. Эти векторы называются главными компонентами матрицы и обладают следующими свойствами [118–120, 137, 138].

1. Главные компоненты не коррелированы. Дисперсия i -й главной компоненты равна собственному числу матрицы ковариаций λ_i .

Рассматриваемое свойство показывает, что если в качестве векторов \bar{y} принять собственные векторы матрицы $K(x)$, то корреляционная матрица $K(y)$ окажется диагональной и примет вид

$$K(y) = \begin{bmatrix} \lambda_1 & 0 & 0 \\ 0 & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & \lambda_p \end{bmatrix}, \quad (2.9)$$

где p – ранг матрицы $K(x)$.

Число различных собственных векторов матрицы $K(x)$ также равно рангу матрицы $K(x)$, следовательно, матрица $[v]$ выражения (2.7) содержит p столбцов.

2. Исходная корреляционная матрица $K(x)$ с помощью собственных векторов \bar{v}_i может быть выражена как

$$K(x) = \sum_{i=1}^p \lambda_i \bar{v}_i \bar{v}_i^T. \quad (2.10)$$

Приведённые свойства собственных векторов показывают, что их совокупность эквивалентна исходной вероятностной модели. Причём обе совокупности величин \bar{x} и \bar{y} определяют одно и то же векторное пространство R . Однако обычно оказывается, что из совокупности векторов достаточно выделить малое число M главных компонент таким образом, чтобы объяснить большую часть связи исходных случайных величин \bar{x} или, другими словами, отразить большую часть полной дисперсии \bar{x} .

При этом оказывается, что

$$K(x) = \sum_{i=1}^M \lambda_i \bar{v}_i \bar{v}_i^T + \Delta K(x), \quad (2.11)$$

причём при любом векторе из исходной совокупности данных норма матрицы $\Delta K(x)$ минимальна и оценивается неравенством

$$\|\Delta K(x)\| \leq \lambda_{M+1}. \quad (2.12)$$

На основании рассмотренных свойств представляется возможным моделирование реальных корреляционных нагрузок узлов системы распределения ЭЭ через некоррелированные составляющие собственных векторов.

2.3. Вероятностно-статистическое моделирование электрических нагрузок методом главных компонент

Статистическое моделирование графиков электрических нагрузок выполняется следующим образом [115–117, 125].

1. Вычисляются M максимальных собственных чисел λ и собственных векторов \bar{v} МКМ (2.4). Данная процедура называется решением проблемы собственных значений и реализована в ряде статистических библиотек, команд и функций прикладного программного обеспечения: Fortran, Matlab, MathCAD и пр. Также существуют различные методы и алгоритмы получения собственных чисел и векторов МКМ [126, 139–144]. Например, современный итерационный метод, описанный в [126], позволяет получить устойчивый результат с контролируемой точностью.

2. Каждому из найденных собственных векторов МКМ ставится в соответствие «обобщённый график нагрузки» (ОГН)

$$\Gamma_{kj} = \sum_{i=1}^n v'_{ki} \Delta P_{ij} + \sum_{i=1}^n v''_{ki} \Delta Q_{ij}, \quad j = \overline{1, d}, \quad k = \overline{1, M}, \quad (2.13)$$

где v'_{ki} , v''_{ki} – компоненты собственного вектора \bar{v}_k МКМ; ΔP_{ij} , ΔQ_{ij} – централизованные относительно соответствующих математических ожиданий графики активной и реактивной нагрузок узла i .

ОГН так же, как и собственные векторы, являются ортогональными (независимыми), некоррелированными (несвязанными) величинами и обладают следующими свойствами:

а) дисперсия каждого ОГН равна соответствующему собственному числу МКМ;

б) $\bar{\Gamma}_h^T \cdot \bar{\Gamma}_f = 0$ при $h \neq f$, $\bar{\Gamma}_h^T \cdot \bar{\Gamma}_f = 1$ при $h = f$ или $[\Gamma]^T \cdot [\Gamma] = E$, где $[\Gamma]$ – матрица ОГН, в которой последние представлены столбцами в порядке убывания собственных чисел; E – единичная матрица.

Доказано, что свойству а) соответствуют ОГН, полученные по формуле (2.13), а свойство б) выполняется в чистом виде при условии нормирования ОГН (2.13) на соответствующие евклидовы длины.

В качестве примера на рис. 2.1 представлены ОГН, соответствующие первым трём максимальным собственным числам и собственным векторам

МКМ, полученной для совокупности 48 исходных суточных графиков одной из энергосистем [136].

На рис. 2.2 показаны ОГН, соответствующие первым четырём максимальным собственным числам и векторам МКМ, составленной по данным статистически представительной выборки посуточных средних активных нагрузок, полученных через суточное электропотребление, в 30 узлах Красноярской энергосистемы на месячном интервале [125].

Первые три ОГН, изображённые на рис. 2.1, отражают около 80 % полной дисперсии исходных графиков нагрузок, первые четыре ОГН на рис. 2.2 – около 90 %.

3. Исходные графики электрических нагрузок P_{ij} , Q_{ij} представляются с помощью известных математических ожиданий MP_i , MQ_i и моделируемых отклонений от математических ожиданий в виде линейной комбинации M обобщённых графиков:

$$P_{ij} = MP_i + \sum_{k=1}^M v'_{ki} \Gamma_{kj}; \quad Q_{ij} = MQ_i + \sum_{k=1}^M v''_{ki} \Gamma_{kj}, \quad i = \overline{1, n}, \quad j = \overline{1, d}. \quad (2.14)$$

Собственные числа и векторы позволяют моделировать МКМ (2.11), соответствующую исходным графикам.

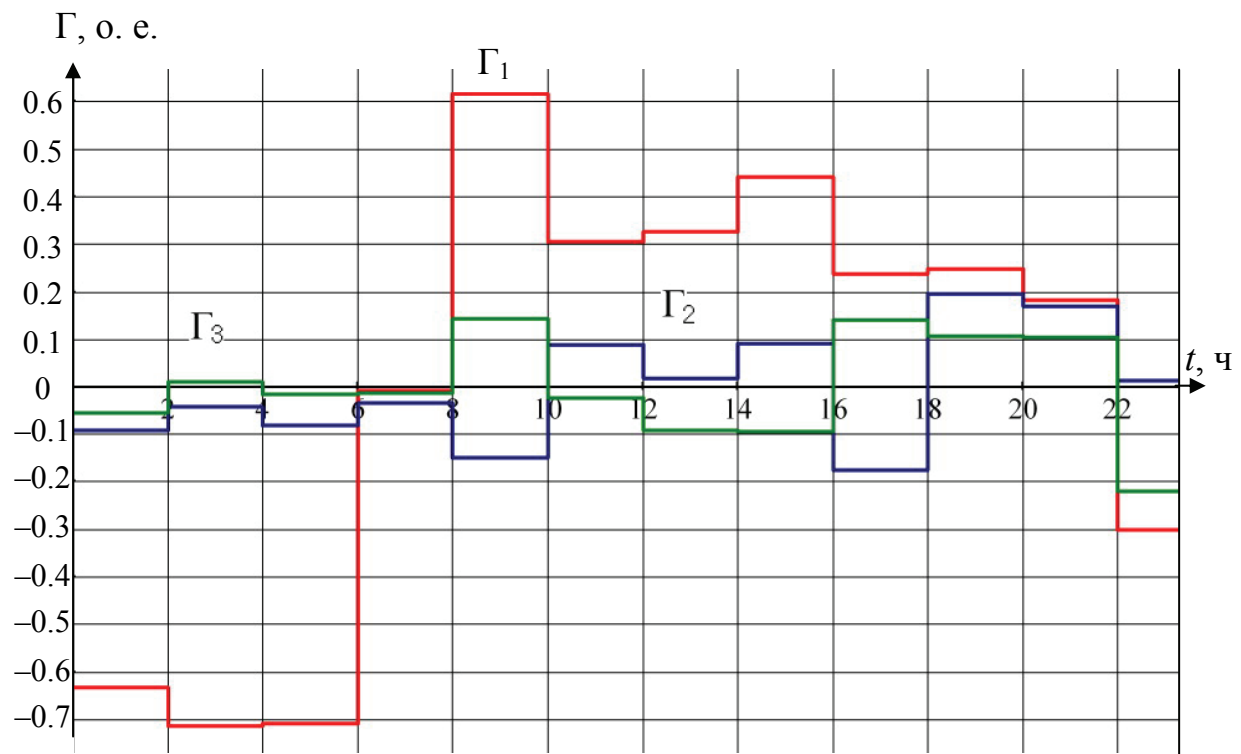


Рис. 2.1. Суточные ОГН с количеством интервалов постоянства $d = 12$

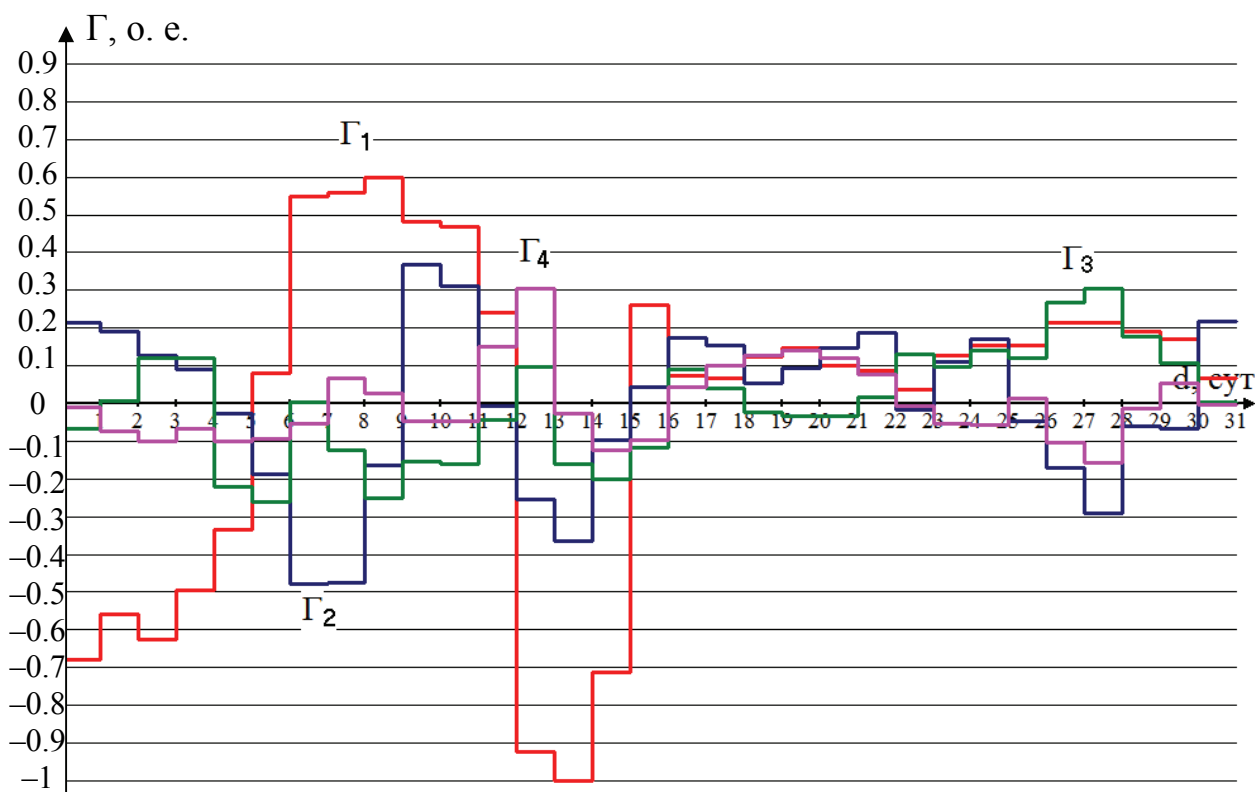


Рис. 2.2. Месячные ОГН с количеством интервалов постоянства $d = 31$

Метод эффективен при условии $M \ll n$, то есть если можно с достаточной точностью ограничиться учётом только M первых собственных векторов \bar{v}_k и соответствующих ОГН.

Представители различных школ расходятся во мнении о том, какой метод определения количества факторов, подлежащих учёту, является более достоверным и пригодным для практики. Весь набор методов подразделяют на три подхода [120]: алгебраический подход, сводящийся к определению ранга корреляционной матрицы; статистический подход, при котором на передний план выдвигается возможность сделать заключение на определённом уровне значимости обо всей генеральной совокупности; психометрический подход, при котором добиваются обобщения на совокупность всех переменных.

Обзорный анализ исследований в данном направлении был выполнен Г. Харманом в [118], где автор разделил понятия статистической и практической значимости, подчёркивая их различие. Как отмечается в [64], наиболее эффективным практическим методом определения необходимого числа компонент является повторное применение факторного анализа для различных выборок одной и той же генеральной совокупности. Опираясь на практический критерий, сформулированный в [64], «прагматический подход», изложенный в [118], критерий «каменистой осыпи» [104, 126] в рассматриваемых совокупностях следует выделять первые три компоненты.

Для моделей компонентного анализа критерий значимости применяется для всей корреляционной матрицы, а в дальнейшем чаще всего удовлетворяется воспроизведение полной дисперсии переменных небольшим числом главных компонент. Необходимое количество главных компонент определяется долей от суммы дисперсий нагрузок, учитываемой ими.

Исследования МКМ мощностей, полученных на основе представительных выборок суточных и месячных графиков электрических нагрузок (данные сезонных замеров и АИИС КУЭ), показали, что требуемое количество собственных чисел, собственных векторов и ОГН зависит от свойств рассматриваемой выборки и обычно не превышает четырёх ($M \leq 4$), что в большинстве случаев позволяет учесть до 85–95 % полного рассеяния исходных нагрузок [64, 114, 123–127, 136, 145].

Факторное представление параметров режима может найти практическое применение при решении электроэнергетических задач только в том случае, если ОГН, полученные для различных реализаций случайного процесса изменений нагрузки, окажутся достаточно близкими друг к другу, т. е. статистически устойчивыми.

Групповая устойчивость предполагает постоянство количества выделяемых (значимых) общих факторов или главных компонент, а также оценок их значений для различного рода совокупностей моделируемых графиков. При анализе числа значимых факторов исследуется и структура их вкладов в полную дисперсию исходных переменных.

Динамическая устойчивость проявляется при сравнении факторных отображений и оценок значений факторов для реализаций модели некоторой совокупности графиков в различные моменты времени. Степень постоянства параметров факторной модели во временном разрезе характеризует этот вид устойчивости.

Многочисленные исследования статистической устойчивости, проведённые разными авторами [64, 114, 123, 124, 126, 145], на основе дисперсионного анализа результатов экспериментальных расчётов показали наличие групповой и динамической устойчивости для суточных, недельных и месячных графиков, что позволяет сделать вывод о возможности применения факторной модели для других интервалов времени (годового и т. д.).

Статистическое моделирование графиков электрических нагрузок на основе выражения (2.14) имеет достаточно высокую точность (погрешность моделирования значений исходных графиков менее 1,0–1,5 % при условии отражения ОГН более 90 % полной дисперсии) и ориентировано на использование режимной информации от АИИС КУЭ. Отсутствие данных систем в большинстве распределительных сетей 6–35 кВ не позволяет наиболее полно использовать преимущества факторного моделирования нагрузок.

Для возможности практического применения данной модели используются свойства групповой и динамической устойчивости ОГН в пределах рассматриваемого района. Основываясь на указанном предположении, фор-

мируется выборка известных графиков n узлов системы распределения ЭЭ (2.2), составляется МКМ мощностей (2.4) и на основании рассмотренного алгоритма вычисляются обобщённые графики (2.13). Широкий опыт применения факторного анализа для моделирования графиков нагрузок свидетельствует о возможности ограничения объёма выборки графиков до ста [64, 114, 145]. В этом случае выполняются требования представительности, а полученные ортогональные графики являются статистически устойчивыми. Полученные ОГН отражают общие закономерности изменения мощностей нагрузок исходной совокупности узлов, поэтому могут использоваться для моделирования неизвестных графиков нагрузок в рассматриваемом районе.

Для моделирования неизвестных графиков в $(N - n)$ узлах системы распределения ЭЭ предложена модифицированная факторная модель нагрузок [64, 145]:

$$\left. \begin{aligned} P_{ij} &= MP_i + MP_i \cdot \alpha_i^P \cdot \Gamma'_j, \\ Q_{ij} &= MQ_i + MQ_i \cdot \alpha_i^Q \cdot \Gamma'_j, \quad i = \overline{1, N - n}, j = \overline{1, d}, \end{aligned} \right\} \quad (2.15)$$

где α_i^P , α_i^Q – коэффициенты, моделирующие неравномерность электропотребления; Γ'_j – средневзвешенный ОГН; N – количество узлов в схеме без балансирующего.

Средневзвешенный ОГН получается с помощью коэффициентов, пропорциональных собственным числам МКМ мощностей:

$$\Gamma'_j = \sum_{k=1}^M \lambda'_k \cdot \Gamma_{kj}, \quad \sqrt{\sum_{k=1}^{2n} (\lambda'_k)^2} = 1, \quad (2.16)$$

где λ'_k – нормированные на евклидову длину собственные числа МКМ.

В качестве исходных данных используются средние (определяются через пропуск энергии головного участка и время), наибольшие и наименьшие (определяются на основе замеров) значения нагрузок. Коэффициенты α_i^P , α_i^Q выражений (2.15) определяются из условий

$$\left. \begin{aligned} \left| P_{i \max}^{\text{мод}} - P_{i \max}^{\text{зам}} \right| + \left| P_{i \min}^{\text{мод}} - P_{i \min}^{\text{зам}} \right| &\rightarrow \min, \\ \left| Q_{i \max}^{\text{мод}} - Q_{i \max}^{\text{зам}} \right| + \left| Q_{i \min}^{\text{мод}} - Q_{i \min}^{\text{зам}} \right| &\rightarrow \min, \end{aligned} \right\} \quad (2.17)$$

где $P_{i \max}^{\text{мод}}$, $Q_{i \max}^{\text{мод}}$, $P_{i \min}^{\text{мод}}$, $Q_{i \min}^{\text{мод}}$ – наибольшие и наименьшие мощности модели графика нагрузки узла i ; $P_{i \max}^{\text{зам}}$, $Q_{i \max}^{\text{зам}}$, $P_{i \min}^{\text{зам}}$, $Q_{i \min}^{\text{зам}}$ – наибольшие и наименьшие замеренные мощности нагрузки узла i .

Для реализации модели (2.15)–(2.17) необходимо представление средневзвешенного ОГН Γ'_j в относительных единицах (о. е.).

Предложен следующий способ получения ОГН Γ_{kj} в о. е.

1. Определяются ОГН в именованных единицах (и. е.) в соответствии с (2.13).

2. Вычисляется суммарный ОГН в и. е. путём поинтервального сложения ОГН в и. е.

$$\Gamma_{\Sigma j} = \sum_{k=1}^{2N} \Gamma_{kj} \text{ или упрощённо } \Gamma_{\Sigma j} = \sum_{k=1}^M \Gamma_{kj}, \quad j = \overline{1, d}. \quad (2.18)$$

3. ОГН в и. е. делятся на максимальное значение по абсолютной величине одного из интервалов суммарного ОГН в и. е.

$$\Gamma_{kj} / \max \{ \Gamma_{\Sigma j} \}, \quad j = \overline{1, d}. \quad (2.19)$$

По предварительной оценке погрешность моделирования поинтервальных значений неизвестных графиков нагрузок по модифицированной модели (2.15)–(2.19) находится в диапазоне $\pm (5-20) \%$ и сильно зависит от подобия реальных (неизвестных) графиков и средневзвешенного ОГН.

Представленные стохастические модели (2.13), (2.14) и (2.15)–(2.19) с учётом (2.1)–(2.5) применяются для моделирования исходных и неизвестных графиков нагрузок, определения потерь ЭЭ, а также других интегральных характеристик режимов, таких как диапазоны и диаграммы изменения РМ КУ, напряжений в узлах сети. Последние используются для решения оптимизационной задачи в эксплуатационной и проектной постановках.

2.4. Алгоритм расчёта потерь электрической энергии и интегральных характеристик режимов

Общее выражение потерь ЭЭ можно записать следующим образом:

$$\Delta W = \sum_{i,j} \int_0^T \Delta P_{ij}(\bar{V}, \bar{\delta}) dt, \quad (2.20)$$

где потери активной мощности для участка сети записываются в виде

$$\Delta P_{ij} = [V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos(\delta_i - \delta_j)] g_{ij}. \quad (2.21)$$

Используя разложение выражения потерь мощности (2.21) в ряд Тейлора в малых окрестностях математических ожиданий параметров режима V, δ с учётом его первых трёх членов и последующее интегрирование (2.20) на заданном интервале времени T , формируются различные приближённые выражения потерь ЭЭ как для всей сети в целом, так и для участка [64, 115–117]:

$$\Delta W = \left[\Delta P(M\bar{V}, M\bar{\delta}) + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N k(V_i V_j) \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial V_i \partial V_j} + \right. \\ \left. + \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N k(V_i \delta_j) \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial V_i \partial \delta_j} + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N k(\delta_i \delta_j) \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial \delta_i \partial \delta_j} \right] T; \quad (2.22)$$

$$\Delta W_{ij} = \left[M^2 (V_i - V_j) + M V_i M V_j M^2 (\delta_i - \delta_j) + \sigma^2 (V_i - V_j) + M V_i M V_j \sigma^2 (\delta_i - \delta_j) \right] g_{ij} T = \\ = \left[\Delta P(M\bar{V}, M\bar{\delta}) + \left[\sigma^2 V_i - 2k(V_i V_j) + \sigma^2 V_j + M V_i M V_j (\sigma^2 \delta_i - 2k(\delta_i \delta_j) + \sigma^2 \delta_j) \right] g_{ij} \right] T, \quad (2.23)$$

где $\Delta P(M\bar{V}, M\bar{\delta})$, $k(V_i V_j)$, $k(V_i \delta_j)$, $k(\delta_i \delta_j)$ – потери мощности, корреляционные моменты, вычисленные в точке, соответствующей математическим ожиданиям модулей MV и фаз $M\delta$ напряжений; $\frac{\partial^2 \Delta P}{\partial V_i \partial V_j}$, $\frac{\partial^2 \Delta P}{\partial V_i \partial \delta_j}$, $\frac{\partial^2 \Delta P}{\partial \delta_i \partial \delta_j}$ –

вторые производные выражения потерь мощности по соответствующим переменным, вычисленные относительно той же точки.

В выражениях потерь ЭЭ (2.22), (2.23) фигурируют дисперсии и корреляционные моменты модулей V и фаз δ напряжений, формирующие МКМ напряжений. Эти величины неизвестны, но могут быть получены через известные математические ожидания, дисперсии и корреляционные моменты мощностей нагрузочных и генераторных узлов (2.3). Соответствующие величины связаны между собой нелинейной системой уравнений узловых напряжений (УУН):

$$P_i = -V_i^2 Y_{ii} \sin \alpha_{ii} - \sum_{j=1, j \neq i}^{N+1} V_i V_j Y_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}); \\ Q_i = -V_i^2 Y_{ii} \cos \alpha_{ii} + \sum_{j=1, j \neq i}^{N+1} V_i V_j Y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}), \quad i = \overline{1, N}, \quad (2.24)$$

где P_i, Q_i – активная и реактивная мощности узла i ; Y_{ii}, Y_{ij} – модули собственной и взаимной проводимостей узлов; a_{ii}, a_{ij} – углы, дополняющие фазы соответствующих векторов проводимостей до $-\pi/2$ (подставляются в формулы положительными).

МКМ напряжений можно получить на основе системы уравнений, записанной аналогично линеаризованным УУН,

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} & \frac{\partial P_i}{\partial V_j} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} & \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_i \\ \Delta V_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta Q_i \end{bmatrix}, \quad i, j = \overline{1, N}, \quad (2.25)$$

где $\Delta P_i, \Delta Q_i, \Delta V_i, \Delta \delta_i$ – отклонения активных, реактивных мощностей, модулей, фаз напряжений узлов от своих математических ожиданий.

Данное выражение позволяет определить элементы МКМ напряжений на основе общего правила образования МКМ зависимых случайных величин [146]:

$$K_U = [J]^{-1} \times K_S \times [J]_T^{-1}, \quad (2.26)$$

где $[J] = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} & \frac{\partial P_i}{\partial V_j} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} & \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} \end{bmatrix}$ – матрица Якоби; $K_U = \begin{bmatrix} K(\delta, \delta) & K(\delta, V) \\ K(V, \delta) & K(V, V) \end{bmatrix}$ – МКМ на-

пряжений.

Реализация модели (2.26) связана с использованием полностью заполненных МКМ напряжений и обратной матрицы Якоби $[J]^{-1}$. Последняя характеризуется трудоёмким определением и имеет большую размерность для реальных распределительных сетей. Поэтому непосредственное использование формул расчёта потерь ЭЭ (2.22), (2.23) с учётом (2.26) имеет только теоретический интерес, поскольку является громоздким и делает вычислительный процесс неэффективным.

Расчёт потерь ЭЭ значительно упрощается за счёт указанного выше статистического моделирования исходных графиков нагрузок системой M ОГН и МКМ мощностей системой M собственных чисел и собственных векторов, полученных на основе факторного анализа ортогональным преобразованием МКМ.

Поскольку отклонения напряжений и мощностей от своих математических ожиданий приближённо связаны линеаризованной системой УУН вида (2.25), центрированные случайные параметры $\Delta \delta_i, \Delta V_i$ так же, как

и величины $\Delta P_i, \Delta Q_i$, являются линейными комбинациями M обобщённых графиков:

$$V_{ij} = MV_i + \sum_{k=1}^M \gamma''_{ki} \Gamma_{kj}; \delta_{ij} = M\delta_i + \sum_{k=1}^M \gamma'_{ki} \Gamma_{kj}, \quad i = \overline{1, N}, \quad j = \overline{1, d}. \quad (2.27)$$

Для определения моделирующих коэффициентов $\gamma'_{ki}, \gamma''_{ki}$ достаточно воспользоваться линеаризованными в точке MP_i, MQ_i УУР. После подстановки выражений (2.14), (2.27) в (2.25) и формирования векторов $\bar{\gamma}$ и \bar{v} из коэффициентов $\gamma'_{ki}, \gamma''_{ki}$ и v'_{ki}, v''_{ki} получаются системы уравнений, эквивалентные системе УУН,

$$[J] \begin{bmatrix} \bar{\gamma}'_{ki} \\ \bar{\gamma}''_{ki} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{v}'_{ki} \\ \bar{v}''_{ki} \end{bmatrix}, \quad k = \overline{1, M}, \quad i = \overline{1, N}. \quad (2.28)$$

Определение коэффициентов $\gamma'_{ki}, \gamma''_{ki}$ из уравнений (2.28) и представление зависимых параметров режима V_{ij}, δ_{ij} с помощью математических ожиданий и линейных комбинаций статистически независимых главных факторов (2.27) позволяют избавиться от громоздкого выражения (2.26), заменив его следующими элементарными соотношениями, входящими в формулы потерь ЭЭ (2.22), (2.23):

$$\begin{aligned} k(\delta_i \delta_j) &= \sum_{k=1}^M \lambda_k \gamma'_{ki} \gamma'_{kj}; \quad k(V_i \delta_j) = \sum_{k=1}^M \lambda_k \gamma''_{ki} \gamma'_{kj}; \quad k(V_i V_j) = \sum_{k=1}^M \lambda_k \gamma''_{ki} \gamma''_{kj}; \\ \sigma^2 \delta_i &= \sum_{k=1}^M \lambda_k \gamma'^2_{ki}; \quad \sigma^2 V_i = \sum_{k=1}^M \lambda_k \gamma''^2_{ki}, \end{aligned} \quad (2.29)$$

где λ_k – собственные числа МКМ мощностей графиков нагрузок N узлов системы распределения ЭЭ.

Аналогичные выражения для элементов МКМ мощностей записываются в виде

$$\begin{aligned} k(P_i P_j) &= \sum_{k=1}^M \lambda_k v'_{ki} v'_{kj}; \quad k(P_i Q_j) = \sum_{k=1}^M \lambda_k v'_{ki} v''_{kj}; \quad k(Q_i Q_j) = \sum_{k=1}^M \lambda_k v''_{ki} v''_{kj}; \\ \sigma^2 P_i &= \sum_{k=1}^M \lambda_k v'^2_{ki}; \quad \sigma^2 Q_i = \sum_{k=1}^M \lambda_k v''^2_{ki}. \end{aligned} \quad (2.30)$$

С учётом корреляционных моментов напряжений и фазовых углов (2.29) нагрузочные потери ЭЭ (2.22) представляются в виде [115–117]

$$\Delta W = [\Delta P(M\bar{V}, M\bar{\delta}) + \sigma \Delta P] T = \left[\Delta P(M\bar{V}, M\bar{\delta}) + \frac{1}{2} \sum_{k=1}^M \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \lambda_k \gamma''_{ki} \gamma''_{kj} \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial V_i \partial V_j} + \sum_{k=1}^M \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \lambda_k \gamma''_{ki} \gamma'_{kj} \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial V_i \partial \delta_j} + \frac{1}{2} \sum_{k=1}^M \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \lambda_k \gamma'_{ki} \gamma'_{kj} \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial \delta_i \partial \delta_j} \right] T. \quad (2.31)$$

Выражения (2.29) позволяют найти величины $\sigma^2(\delta_i - \delta_j)$, $\sigma^2(V_i - V_j)$ более простым по сравнению с указанным в (2.26) способом. Если подробно рассмотреть дисперсию разности фазовых углов напряжений в (2.23), используя независимость Γ_k , можно записать [64]

$$\sigma^2(\delta_i - \delta_j) = \sigma^2(\Delta\delta_i - \Delta\delta_j) = \sum_{k=1}^M (\gamma'_{ki} - \gamma'_{kj})^2 \lambda_k.$$

Тогда выражение потерь ЭЭ (2.23) для сети в целом можно переписать в виде, готовом к вычислению [116]:

$$\Delta W = [\Delta P(M\bar{V}, M\bar{\delta}) + \sigma \Delta P] T = \left[\Delta P(M\bar{V}, M\bar{\delta}) + \frac{1}{2} \sum_{k=1}^M \sum_{i=1}^{N+1} \sum_{j=1}^{N+1} (\gamma''_{ki} - \gamma''_{kj})^2 \lambda_k g_{ij} + \frac{1}{2} \sum_{k=1}^M \sum_{i=1}^{N+1} \sum_{j=1}^{N+1} \left(\frac{MV_i + MV_j}{2} \right)^2 (\gamma'_{ki} - \gamma'_{kj})^2 \lambda_k g_{ij} \right] T. \quad (2.32)$$

В выражениях (2.31), (2.32) следует выделить две составляющие нагрузочных потерь ЭЭ: основную и дисперсионную. Основная составляющая потерь мощности $\Delta P(M\bar{V}, M\bar{\delta})$, соответствующая математическим ожиданиям модулей и фаз напряжений, вычисляется по стандартным программам в результате расчёта установившегося режима для средних нагрузок.

Алгоритм определения дисперсионной составляющей потерь мощности $\sigma \Delta P$, обусловленной отклонениями режимов электропотребления в сети от среднего:

1. Из МКМ (2.4), составленной для N узлов системы распределения ЭЭ, выделяются собственные числа λ_k и компоненты собственных векторов \mathbf{v}'_{ki} , \mathbf{v}''_{ki} путём решения проблемы собственных значений.

2. В системах уравнений (2.28) элементы матрицы Якоби в соответствии с записью УУН (2.24) вычисляются по общим формулам для математических ожиданий параметров:

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} &= \begin{cases} V_i V_j Y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}), & i \neq j; \\ -V_i^2 b_{ii} - Q_i, & i = j; \end{cases} \\ \frac{\partial P_i}{\partial V_j} &= \begin{cases} -V_i Y_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}), & i \neq j; \\ -V_i g_{ii} + P_i / V_i, & i = j; \end{cases} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} &= \begin{cases} V_i V_j Y_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}), & i \neq j; \\ V_i^2 g_{ii} + P_i, & i = j; \end{cases} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} &= \begin{cases} V_i Y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}), & i \neq j; \\ -V_i b_{ii} + Q_i / V_i, & i = j, \end{cases} \end{aligned} \quad (2.33)$$

где $\underline{Y}_{ii} = g_{ii} - jb_{ii} = Y_{ii} \angle -\psi_{ii}$, $\underline{Y}_{ij} = g_{ij} - jb_{ij} = Y_{ij} \angle -\psi_{ij}$ – собственные и взаимные проводимости узлов.

3. Решается M раз линеаризованная система (2.28), и определяются моделирующие коэффициенты γ'_{ki} , γ''_{ki} , $i = \overline{1, N}$.

4. Для (2.31) путём двойного дифференцирования выражения потерь активной мощности (2.21) по модулям и фазам напряжений определяются вторые производные для математических ожиданий параметров:

$$\begin{aligned} \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial V_i \partial V_j} &= \begin{cases} -2g_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j), & i \neq j, \\ 2 \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{N+1} g_{ij} = 2g_{ii}, & i = j; \end{cases} \\ \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial V_i \partial \delta_j} &= \begin{cases} -2g_{ij} V_j \sin(\delta_i - \delta_j), & i \neq j, \\ 2 \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{N+1} g_{ij} V_j \sin(\delta_i - \delta_j), & i = j; \end{cases} \\ \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial \delta_i \partial \delta_j} &= \begin{cases} -2g_{ij} V_i V_j \cos(\delta_i - \delta_j), & i \neq j, \\ 2V_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{N+1} g_{ij} V_j \cos(\delta_i - \delta_j), & i = j. \end{cases} \end{aligned} \quad (2.34)$$

5. Рассчитываются потери ЭЭ по (2.31), (2.32). С учётом (2.34) выражение потерь ЭЭ (2.31) принимает итоговый вид

$$\Delta W = \left[\begin{aligned} & \Delta P(M\bar{V}, M\bar{\delta}) + \sum_{k=1}^M \sum_{i=1}^N \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{N+1} \lambda_k \gamma_{ki}''^2 g_{ij} - \sum_{k=1}^M \sum_{i=1}^N \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N \lambda_k \gamma_{ij}'' \gamma_{kj}'' g_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + \\ & + 2 \sum_{k=1}^M \sum_{i=1}^N \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{N+1} \lambda_k \gamma_{ki}'' \gamma_{ij}' g_{ij} V_j \sin(\delta_i - \delta_j) - 2 \sum_{k=1}^M \sum_{i=1}^N \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N \lambda_k \gamma_{ki}'' \gamma_{kj}' g_{ij} V_j \sin(\delta_i - \delta_j) + \\ & + \sum_{k=1}^M \sum_{i=1}^N \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{N+1} \lambda_k \gamma_{ki}'^2 g_{ij} V_i V_j \cos(\delta_i - \delta_j) - \sum_{k=1}^M \sum_{i=1}^N \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N \lambda_k \gamma_{ki}' \gamma_{kj}' g_{ij} V_i V_j \cos(\delta_i - \delta_j) \end{aligned} \right] T. \quad (2.35)$$

Таким образом, определение потерь ЭЭ статистическим методом (2.20)–(2.35) не требует проведения поинтервальных расчётов режимов, а сводится к расчёту установившегося режима системы распределения ЭЭ для средних нагрузок и решению трёх-четырёх ($M \leq 4$) систем линейных уравнений (2.28) с неизменной матрицей Якоби, что позволяет резко снизить трудоёмкость расчёта.

Потери холостого хода трансформаторов приближённо представляются в виде

$$\Delta W_{x.x} = \sum_{i=1}^{N_T} G_i^T \int_0^T V_i^2(t) dt \approx \sum_{i=1}^{N_T} G_i^T M V_i^2 T, \quad (2.36)$$

где G_i^T – активная поперечная проводимость i -го трансформатора; N_T – число трансформаторов.

В ходе оптимизации потери холостого хода учитываются в выражениях потерь ЭЭ (2.31), (2.32) дополнительным слагаемым (2.36); при получении оптимального решения данные потери пересчитываются в соответствии с полученными графиками напряжений в узлах (2.27):

$$\Delta W_{x.x} = \sum_{i=1}^{N_T} G_i^T \int_0^T V_i^2(t) dt \approx \sum_{i=1}^{N_T} \sum_{j=1}^d G_i^T V_{ij}^2 t_j, \quad (2.37)$$

где t_j – длительность интервала постоянства нагрузки.

На рис. 2.3 представлена блок-схема общего алгоритма получения ОГН, моделирования графиков нагрузок, расчёта потерь ЭЭ и интегральных характеристик режимов в задаче оптимального выбора ИРМ в системах распределения ЭЭ.

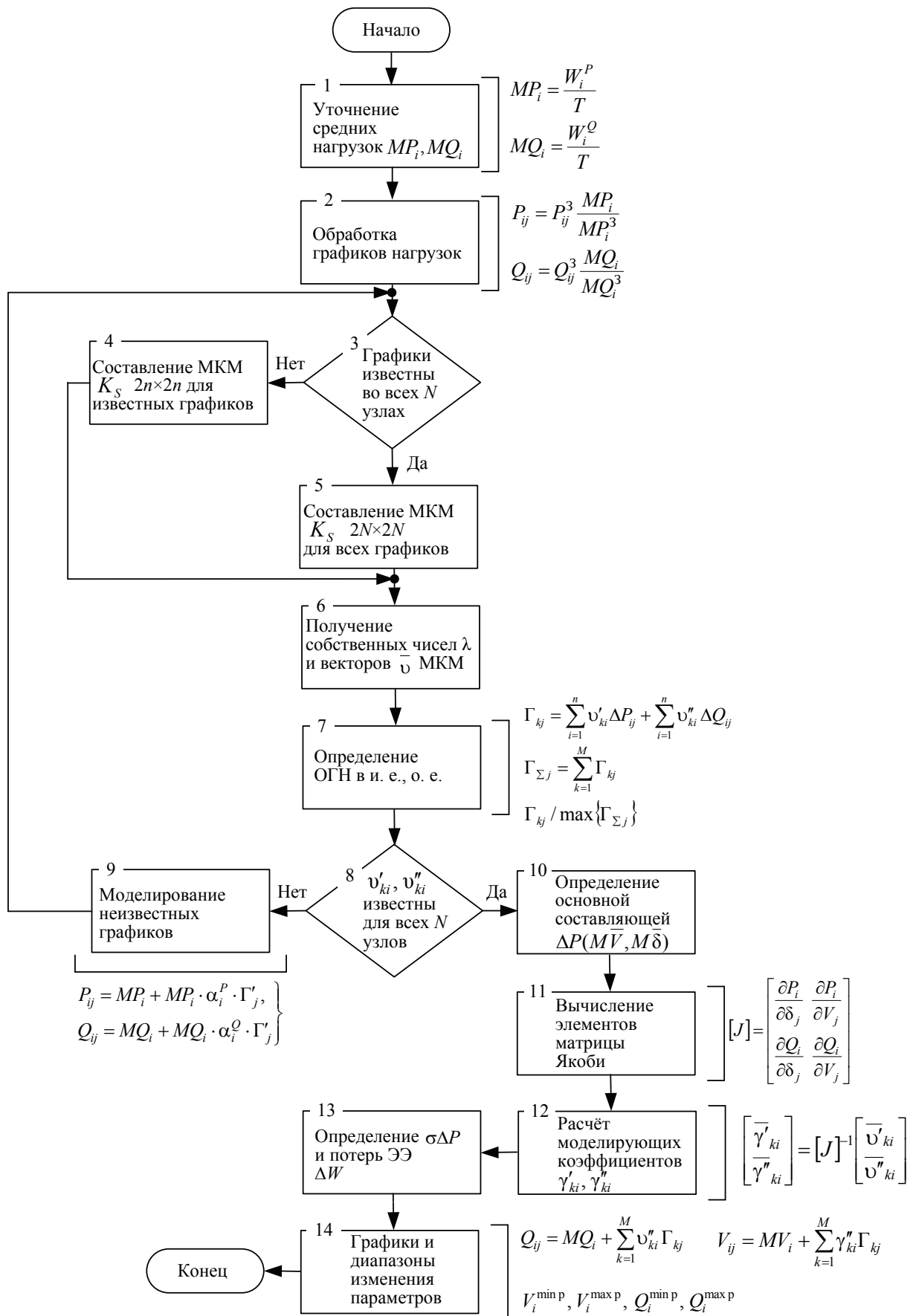


Рис. 2.3. Блок-схема алгоритма получения ОГН, моделирования графиков нагрузок, расчёта потерь ЭЭ и интегральных характеристик режимов

С учётом (2.29), (2.30) и в соответствии с неравенствами Чебышева расчётные диапазоны изменения оптимизируемых параметров определяются в виде

$$\left. \begin{aligned} V_i^{\min p} &= MV_i - k_{\beta}^{\min} \sigma V_i; V_i^{\max p} = MV_i + k_{\beta}^{\max} \sigma V_i, \\ Q_i^{\min p} &= MQ_i - k_{\beta}^{\min} \sigma Q_i; Q_i^{\max p} = MQ_i + k_{\beta}^{\max} \sigma Q_i. \end{aligned} \right\} \quad (2.38)$$

В предположении нормального распределения случайных величин V_i , Q_i с учётом асимметрии (скошенности) значения коэффициентов k_{β} при уровне достоверности $\beta = 0,90$ можно принять в пределах: $k_{\beta}^{\min} = 1,45 - 1,55$, $k_{\beta}^{\max} = 1,55 - 1,65$ [65, 136].

2.5. Оценка погрешности расчёта потерь электроэнергии методом статистических испытаний

Метод статистических испытаний (метод Монте-Карло) в электроэнергетических расчётах нашёл широкое применение. Он считается самым простым для реализации на ЭВМ [104, 105, 129, 147–154] и, как показал анализ [151], даёт наилучшую точность, что позволяет принять его в качестве эталонного. Вместе с тем метод характеризуется большими затратами машинного времени, вызванными необходимостью многочисленных режимных расчётов [105, 129].

Суть метода состоит в том, что для случайно варьируемых нагрузок в узлах системы распределения ЭЭ производится серия испытаний: моделирующих расчётов или расчётов установившегося режима по детерминированным моделям. Известно, что изменение нагрузок в узлах РЭС достаточно точно подчиняется нормальному закону распределения случайных величин. Этот факт, теоретически вытекающий из предельной теоремы Ляпунова [155, 156], подтверждён многочисленными исследованиями нагрузок [157–159], что позволяет их случайные изменения определять из выражений

$$P_i = MP_i [1 \pm k_{\beta}(P_i) \xi_{\text{н}}], \quad Q_i = MQ_i [1 \pm k_{\beta}(Q_i) \xi_{\text{н}}], \quad (2.39)$$

где вектор случайных отклонений параметров состояния k_{β} случайной величины $\xi_{\text{н}}$ можно интерпретировать как вектор коэффициентов вариации нагрузок. Модель (2.39) предполагает использование случайных величин ξ , распределённых по нормальному закону.

Для проверки расчётных выражений нагрузочных потерь ЭЭ (2.31), (2.32) на суточном и месячном интервалах времени, анализа и оценки потерь ЭЭ выполнено экспериментальное исследование [117, 160, 161].

Для определения потерь ЭЭ на суточном интервале времени составлено три модели распределительной сети и одна система распределения ЭЭ с напряжением каждой модели 35, 110, 220 кВ с тремя конфигурациями графиков нагрузок, что образует выборку из 36 опытов; на месячном – одна модель сети 35, 110 кВ с пятью конфигурациями, что образует выборку из 10 опытов. Параметры схем и графики нагрузок в узлах для указанных выборок представлены в прил. 1.

В качестве эталонных приняты потери ЭЭ, полученные методом непосредственного суммирования (статистических испытаний) путём расчёта $d = 12$ ($d = 31$) установившихся режимов

$$\Delta W_{\text{эт}} = \sum_{j=1}^d \Delta P_j t_j. \quad (2.40)$$

Оценка точности решений проводится сопоставлением результатов по предложенным (2.31), (2.32) и эталонному (2.40) методам при одних и тех же исходных параметрах (условиях). Анализ влияния погрешностей полученных математических моделей на точность решения заключается в том, чтобы определить по заданным вероятностным характеристикам режима (электрическим нагрузкам) требуемые вероятностные характеристики решения. В качестве последних для анализируемых параметров режима и интегральных характеристик принимаются математические ожидания, дисперсии, стандартные отклонения, корреляционные моменты, коэффициенты корреляции (корреляционные отношения), называемые числовыми оценками из m статистических данных

$$\begin{aligned} MX &= \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m X_i; \\ \sigma^2 X &= \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m (X_i - MX)^2; \\ \sigma X &= \sqrt{\sigma^2 X}; \\ K(X, Y) &= \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m (X_i - MX_i)(Y_i - MY); \\ R(X, Y) &= K(X, Y) / \sigma X \sigma Y. \end{aligned} \quad (2.41)$$

Необходимо учитывать, что точность оценок (2.41) определяется количеством испытаний и растёт с увеличением числа испытаний (расчётов) довольно медленно.

Оценка погрешности расчёта потерь ЭЭ выполнена путём сопоставления расчётных потерь $\Delta W_{\text{расч}}$ (2.31), (2.32) с эталонными $\Delta W_{\text{эт}}$ (2.40).

$$\delta_{\Delta W} = \frac{\Delta W_{\text{расч}} - \Delta W_{\text{эт}}}{\Delta W_{\text{эт}}} 100\%. \quad (2.42)$$

Расчёты потерь ЭЭ по выражениям (2.31), (2.32) проведены с учётом первых двух и четырёх ($M = 2$; $M = 4$) собственных чисел и собственных векторов МКМ мощностей.

Далее представлены детальные результаты расчёта потерь ЭЭ по выражению (2.31). Характеристики результатов расчёта потерь ЭЭ на суточном интервале времени при изменении числа собственных чисел и собственных векторов от одного до четырёх ($M = \overline{1,4}$) приведены в табл. 2.1–2.4. Первое собственное число МКМ мощностей отражает от 71,8 до 99,8 % дисперсии исходных нагрузок; второе – от 0,19 до 25,6 %; третье – от 0 до 4,44 %; четвёртое – от 0 до 0,262 %.

Использование вторых собственного числа и собственного вектора уменьшает среднюю погрешность расчёта потерь ЭЭ по абсолютной величине на 1,16 %, использование третьих – ещё на 0,08 %. Влияние четвертых собственных чисел и векторов очень незначительно (табл. 2.1–2.4).

Выборка из $k = 36$ независимых опытов при $M = 4$ характеризуется выборочной средней $\delta_{\text{ср}} = -1,69$ % и «исправленной» дисперсией $\sigma^2 = 0,719$.

Доверительный интервал для математического ожидания ошибки δ генеральной совокупности с надёжностью (уровнем достоверности) $\beta = 0,95$

$$L_{\beta} = (\delta_{\text{ср}} - \varepsilon; \delta_{\text{ср}} + \varepsilon) = \left(\delta_{\text{ср}} - t_{\beta} \frac{\sigma}{\sqrt{k}}; \delta_{\text{ср}} + t_{\beta} \frac{\sigma}{\sqrt{k}} \right). \quad (2.43)$$

Учитывая относительно небольшой объём выборки, по таблицам распределения Стьюдента [155] для $\beta = 0,95$ и $k - 1 = 35$ степеней свободы определяется коэффициент $t_{\beta} = 2,032$.

Тогда с точностью $\varepsilon = 0,29$ и надёжностью $\beta = 0,95$ математическое ожидание ошибки δ генеральной совокупности экспериментов покрывается доверительным интервалом $(-1,98; -1,40)$. Таким образом, для получения суточных потерь ЭЭ, близких к эталонным, необходимо расчётное значение потерь ЭЭ (2.31) увеличить в $1/(1 - 0,0169) \approx 1,017$ раза.

Характеристики результатов расчёта потерь ЭЭ на месячном интервале времени при изменении числа собственных чисел и собственных векторов от одного до двух ($M = \overline{1,2}$) приведены в табл. 2.5, 2.6.

Первое собственное число МКМ мощностей отражает от 94,1 до 98,6 % дисперсии исходных нагрузок; второе – от 1,42 до 5,94 %. Использование вторых собственного числа и собственного вектора уменьшает среднюю погрешность расчёта потерь ЭЭ по абсолютной величине на 0,18 %.

Характеристики результатов расчёта потерь ЭЭ при $M = 1$

№ опыта	$\sigma \Delta P_{\text{расч}},$ МВт	$\sigma \Delta P_{\text{эт}},$ МВт	$\delta_{\sigma \Delta P}, \%$	$\Delta W_{\text{расч}},$ МВт·ч	$\Delta W_{\text{эт}},$ МВт·ч	$\delta_{\Delta W}, \%$
1	0,0939	0,11388	-17,5	16,8036	17,2842	-2,78
2	0,0369	0,04680	-21,2	15,4373	15,6744	-1,51
3	0,1047	0,14638	-28,5	17,0643	18,0642	-5,54
4	0,1255	0,13953	-10,0	26,3761	26,7128	-1,26
5	0,0567	0,06470	-12,4	24,7251	24,9168	-0,77
6	0,1702	0,20642	-17,5	27,4477	28,3180	-3,07
7	0,2227	0,25533	-12,8	39,9928	40,7768	-1,92
8	0,0850	0,09982	-14,8	36,6893	37,0446	-0,96
9	0,2434	0,30622	-20,5	40,4901	41,9980	-3,59
10	0,1801	0,21418	-15,9	36,4522	37,2692	-2,19
11	0,0968	0,12460	-22,3	34,4526	35,1192	-1,90
12	0,2864	0,37568	-23,8	39,0027	41,1452	-5,21
13	0,0890	0,10154	-12,3	28,8015	29,1034	-1,04
14	0,0419	0,06612	-36,6	27,6723	28,2534	-2,06
15	0,1678	0,21537	-22,1	30,6942	31,8352	-3,58
16	0,2502	0,28552	-12,4	55,0775	55,9254	-1,52
17	0,1010	0,14712	-31,3	51,4964	52,6038	-2,10
18	0,3803	0,49147	-22,6	58,2002	60,8680	-4,38
19	0,1179	0,16634	-29,1	37,3763	38,5378	-3,01
20	0,1804	0,26893	-32,9	38,8762	41,0000	-5,18
21	0,1025	0,17041	-39,8	37,0050	38,6354	-4,22
22	0,1100	0,13918	-21,0	39,6503	40,3506	-1,74
23	0,1729	0,23445	-26,2	41,1589	42,6372	-3,47
24	0,1094	0,15847	-31,0	39,6351	40,8136	-2,89
25	0,3264	0,42519	-23,2	94,9147	97,2862	-2,44
26	0,4937	0,69329	-28,8	98,9316	103,7206	-4,62
27	0,2805	0,43233	-35,1	93,8128	97,4576	-3,74
28	0,0874	0,11362	-23,1	25,9960	26,6262	-2,37
29	0,1123	0,16219	-30,8	26,5934	27,7918	-4,31
30	0,0509	0,08958	-43,2	25,1206	26,0492	-3,56
31	0,1870	0,24552	-23,8	61,2482	62,6524	-2,24
32	0,2516	0,36761	-31,6	62,7986	65,5826	-4,24
33	0,1309	0,21992	-40,5	59,9025	62,0380	-3,44
34	0,2660	0,33468	-20,5	85,0978	86,7450	-1,90
35	0,3555	0,49276	-27,8	87,2443	90,5390	-3,64
36	0,1710	0,27591	-38,0	82,8158	85,3346	-2,95
MX	0,1733	0,2331	-25,0	45,6959	47,1308	-2,93
$\sigma^2 X$	0,0108	0,0201	75,46	545,92	587,29	1,58
σX	0,1038	0,1417	8,687	23,365	24,234	1,26
$K(X, Y)$	0,0145		–	566,1		–
$R(X, Y)$	0,985		–	0,999		–

Характеристики результатов расчёта потерь ЭЭ при $M = 2$

№ опыта	$\sigma \Delta P_{\text{расч.}}$, МВт	$\sigma \Delta P_{\text{эт.}}$, МВт	$\delta_{\sigma \Delta P}$, %	$\Delta W_{\text{расч.}}$, МВт·ч	$\Delta W_{\text{эт.}}$, МВт·ч	$\delta_{\Delta W}$, %
1	0,0943	0,11388	-17,2	16,8138	17,2842	-2,72
2	0,0370	0,04680	-20,9	15,4389	15,6744	-1,50
3	0,1144	0,14638	-21,8	17,2964	18,0642	-4,25
4	0,1262	0,13953	-9,56	26,3935	26,7128	-1,20
5	0,0568	0,06470	-12,2	24,7275	24,9168	-0,76
6	0,1837	0,20642	-11,0	27,7718	28,3180	-1,93
7	0,2238	0,25533	-12,3	40,0193	40,7768	-1,86
8	0,0852	0,09982	-14,6	36,6937	37,0446	-0,95
9	0,2692	0,30622	-12,1	41,1103	41,9980	-2,11
10	0,1851	0,21418	-13,6	36,5710	37,2692	-1,87
11	0,1083	0,12460	-13,1	34,7287	35,1192	-1,11
12	0,3184	0,37568	-15,2	39,7713	41,1452	-3,34
13	0,0949	0,10154	-6,54	28,9449	29,1034	-0,54
14	0,0625	0,06612	-5,47	28,1674	28,2534	-0,30
15	0,2028	0,21537	-5,84	31,5328	31,8352	-0,95
16	0,2623	0,28552	-8,13	55,3680	55,9254	-1,00
17	0,1368	0,14712	-7,01	52,3549	52,6038	-0,47
18	0,4573	0,49147	-6,95	60,0471	60,8680	-1,35
19	0,1288	0,16634	-22,6	37,6367	38,5378	-2,34
20	0,2095	0,26893	-22,1	39,5738	41,0000	-3,48
21	0,1288	0,17041	-24,4	37,6364	38,6354	-2,58
22	0,1215	0,13918	-12,7	39,9269	40,3506	-1,05
23	0,2060	0,23445	-12,1	41,9540	42,6372	-1,60
24	0,1362	0,15847	-14,0	40,2791	40,8136	-1,31
25	0,3579	0,42519	-15,8	95,6724	97,2862	-1,66
26	0,5833	0,69329	-15,9	101,0808	103,7206	-2,54
27	0,3539	0,43233	-18,1	95,5746	97,4576	-1,93
28	0,0912	0,11362	-19,7	26,0883	26,6262	-2,02
29	0,1326	0,16219	-18,2	27,0805	27,7918	-2,56
30	0,0713	0,08958	-20,4	25,6094	26,0492	-1,69
31	0,1960	0,24552	-20,2	61,4642	62,6524	-1,90
32	0,3010	0,36761	-18,1	63,9840	65,5826	-2,44
33	0,1758	0,21992	-20,1	60,9803	62,0380	-1,70
34	0,2792	0,33468	-16,6	85,4139	86,7450	-1,53
35	0,4201	0,49276	-14,7	88,7946	90,5390	-1,93
36	0,2302	0,27591	-16,6	84,2370	85,3346	-1,29
<i>MX</i>	0,1984	0,2331	-14,9	46,2983	47,1308	-1,77
$\sigma^2 X$	0,0148	0,0201	25,96	565,29	587,29	0,716
σX	0,1215	0,1417	5,095	23,776	24,234	0,846
$K(X, Y)$	0,0172		–	576,1		–
$R(X, Y)$	0,996		–	0,999		–

Характеристики результатов расчёта потерь ЭЭ при $M = 3$

№ опыта	$\sigma \Delta P_{\text{расч.}}$, МВт	$\sigma \Delta P_{\text{эт.}}$, МВт	$\delta_{\sigma \Delta P}$, %	$\Delta W_{\text{расч.}}$, МВт·ч	$\Delta W_{\text{эт.}}$, МВт·ч	$\delta_{\Delta W}$, %
1	0,0943	0,11388	-17,2	16,8138	17,2842	-2,72
2	0,0370	0,04680	-20,9	15,4389	15,6744	-1,50
3	0,1144	0,14638	-21,8	17,2964	18,0642	-4,25
4	0,1262	0,13953	-9,56	26,3935	26,7128	-1,20
5	0,0568	0,06470	-12,2	24,7275	24,9168	-0,76
6	0,1837	0,20642	-11,0	27,7718	28,3180	-1,93
7	0,2238	0,25533	-12,3	40,0193	40,7768	-1,86
8	0,0852	0,09982	-14,6	36,6937	37,0446	-0,95
9	0,2692	0,30622	-12,1	41,1103	41,9980	-2,11
10	0,1854	0,21418	-13,4	36,5792	37,2692	-1,85
11	0,1083	0,12460	-13,1	34,7291	35,1192	-1,11
12	0,3219	0,37568	-14,3	39,8552	41,1452	-3,14
13	0,0953	0,10154	-6,14	28,9543	29,1034	-0,51
14	0,0625	0,06612	-5,47	28,1674	28,2534	-0,30
15	0,2056	0,21537	-4,54	31,5999	31,8352	-0,74
16	0,2634	0,28552	-7,75	55,3945	55,9254	-0,95
17	0,1368	0,14712	-7,01	52,3549	52,6038	-0,47
18	0,4645	0,49147	-5,49	60,2204	60,8680	-1,06
19	0,1292	0,16634	-22,3	37,6457	38,5378	-2,31
20	0,2116	0,26893	-21,3	39,6240	41,0000	-3,36
21	0,1327	0,17041	-22,1	37,7295	38,6354	-2,34
22	0,1220	0,13918	-12,3	39,9374	40,3506	-1,02
23	0,2081	0,23445	-11,2	42,0047	42,6372	-1,48
24	0,1404	0,15847	-11,4	40,3794	40,8136	-1,06
25	0,3591	0,42519	-15,5	95,6989	97,2862	-1,63
26	0,5900	0,69329	-14,9	101,2427	103,7206	-2,39
27	0,3664	0,43233	-15,2	95,8774	97,4576	-1,62
28	0,0915	0,11362	-19,5	26,0958	26,6262	-1,99
29	0,1333	0,16219	-17,8	27,0987	27,7918	-2,49
30	0,0732	0,08958	-18,3	25,6549	26,0492	-1,51
31	0,1967	0,24552	-19,9	61,4808	62,6524	-1,87
32	0,3027	0,36761	-17,6	64,0246	65,5826	-2,38
33	0,1802	0,21992	-18,1	61,0848	62,0380	-1,54
34	0,2802	0,33468	-16,3	85,4377	86,7450	-1,51
35	0,4228	0,49276	-14,2	88,8597	90,5390	-1,85
36	0,2371	0,27591	-14,1	84,4028	85,3346	-1,09
<i>MX</i>	0,2003	0,2331	-14,2	46,3444	47,1308	-1,69
$\sigma^2 X$	0,0152	0,0201	24,61	567,23	587,29	0,704
σX	0,1232	0,1417	4,961	23,817	24,234	0,839
$K(X, Y)$	0,0174		–	577,1		–
$R(X, Y)$	0,996		–	0,999		–

Характеристики результатов расчёта потерь ЭЭ при $M = 4$

№ опыта	$\sigma \Delta P_{\text{расч.}}$, МВт	$\sigma \Delta P_{\text{эт.}}$, МВт	$\delta_{\sigma \Delta P}$, %	$\Delta W_{\text{расч.}}$, МВт·ч	$\Delta W_{\text{эт.}}$, МВт·ч	$\delta_{\Delta W}$, %
1	0,0943	0,11388	-17,2	16,8138	17,2842	-2,72
2	0,0370	0,04680	-20,9	15,4389	15,6744	-1,50
3	0,1144	0,14638	-21,8	17,2964	18,0642	-4,25
4	0,1262	0,13953	-9,56	26,3935	26,7128	-1,20
5	0,0568	0,06470	-12,2	24,7275	24,9168	-0,76
6	0,1837	0,20642	-11,0	27,7718	28,3180	-1,93
7	0,2238	0,25533	-12,3	40,0193	40,7768	-1,86
8	0,0852	0,09982	-14,6	36,6937	37,0446	-0,95
9	0,2692	0,30622	-12,1	41,1103	41,9980	-2,11
10	0,1855	0,21418	-13,4	36,5800	37,2692	-1,85
11	0,1083	0,12460	-13,1	34,7291	35,1192	-1,11
12	0,3220	0,37568	-14,3	39,8568	41,1452	-3,13
13	0,0953	0,10154	-6,14	28,9543	29,1034	-0,51
14	0,0625	0,06612	-5,47	28,1674	28,2534	-0,30
15	0,2056	0,21537	-4,54	31,6000	31,8352	-0,74
16	0,2634	0,28552	-7,75	55,3947	55,9254	-0,95
17	0,1368	0,14712	-7,01	52,3549	52,6038	-0,47
18	0,4645	0,49147	-5,49	60,2210	60,8680	-1,06
19	0,1292	0,16634	-22,3	37,6459	38,5378	-2,31
20	0,2119	0,26893	-21,2	39,6322	41,0000	-3,34
21	0,1327	0,17041	-22,1	37,7301	38,6354	-2,34
22	0,1220	0,13918	-12,3	39,9375	40,3506	-1,02
23	0,2085	0,23445	-11,1	42,0144	42,6372	-1,46
24	0,1404	0,15847	-11,4	40,3800	40,8136	-1,06
25	0,3591	0,42519	-15,5	95,6995	97,2862	-1,63
26	0,5911	0,69329	-14,7	101,2669	103,7206	-2,36
27	0,3665	0,43233	-15,2	95,8774	97,4576	-1,62
28	0,0915	0,11362	-19,5	26,0958	26,6262	-1,99
29	0,1336	0,16219	-17,6	27,1057	27,7918	-2,47
30	0,0732	0,08958	-18,3	25,6555	26,0492	-1,51
31	0,1967	0,24552	-19,9	61,4810	62,6524	-1,87
32	0,3033	0,36761	-17,5	64,0399	65,5826	-2,35
33	0,1802	0,21992	-18,1	61,0859	62,0380	-1,53
34	0,2802	0,33468	-16,3	85,4380	86,7450	-1,51
35	0,4237	0,49276	-14,0	88,8814	90,5390	-1,83
36	0,2372	0,27591	-14,0	84,4045	85,3346	-1,09
$M\bar{X}$	0,2004	0,2331	-14,2	46,3471	47,1308	-1,69
$\sigma^2 X$	0,0152	0,0201	24,53	567,37	587,29	0,699
σX	0,1234	0,1417	4,953	23,819	24,234	0,836
$K(X, Y)$	0,0174		–	577,2		–
$R(X, Y)$	0,996		–	0,999		–

Таблица 2.5

Характеристики результатов расчёта потерь ЭЭ при $M = 1$

№ опыта	$\sigma \Delta P_{\text{расч}}$, МВт	$\sigma \Delta P_{\text{эт}}$, МВт	$\delta_{\sigma \Delta P}$, %	$\Delta W_{\text{расч}}$, МВт·ч	$\Delta W_{\text{эт}}$, МВт·ч	$\delta_{\Delta W}$, %
37	0,0474	0,062506	-24,2	486,3683	497,5920	-2,26
38	0,0351	0,045490	-22,8	477,2033	484,9320	-1,59
39	0,0474	0,065348	-27,5	486,3638	499,7064	-2,67
40	0,0377	0,046861	-19,5	479,1706	485,9520	-1,40
41	0,0572	0,071310	-19,8	493,6585	504,1416	-2,08
42	0,0721	0,085971	-16,1	795,5517	805,8792	-1,28
43	0,0499	0,059374	-16,0	779,0550	786,0912	-0,90
44	0,0714	0,085319	-16,3	795,0651	805,3944	-1,28
45	0,0588	0,067510	-12,9	785,6443	792,1440	-0,82
46	0,0842	0,097071	-13,2	804,5436	813,1440	-1,06
<i>MX</i>	0,0561	0,06870	-18,8	638,2624	647,4977	-1,53
$\sigma^2 X$	0,000226	0,000254	20,86	23683	23498	0,340
σX	0,015	0,0159	4,57	153,89	153,29	0,583
$K(X, Y)$	0,000236		–	23588		–
$R(X, Y)$	0,985		–	0,999		–

Таблица 2.6

Характеристики результатов расчёта потерь ЭЭ при $M = 2$

№ опыта	$\sigma \Delta P_{\text{расч}}$, МВт	$\sigma \Delta P_{\text{эт}}$, МВт	$\delta_{\sigma \Delta P}$, %	$\Delta W_{\text{расч}}$, МВт·ч	$\Delta W_{\text{эт}}$, МВт·ч	$\delta_{\Delta W}$, %
37	0,0497	0,062506	-20,5	488,0559	497,5920	-1,92
38	0,0364	0,045490	-20,0	478,1686	484,9320	-1,39
39	0,0481	0,065348	-26,4	486,9062	499,7064	-2,56
40	0,0389	0,046861	-17,0	480,0230	485,9520	-1,22
41	0,0579	0,071310	-18,8	494,1361	504,1416	-1,98
42	0,0757	0,085971	-11,9	798,2305	805,8792	-0,95
43	0,0521	0,059374	-12,2	780,6800	786,0912	-0,69
44	0,0726	0,085319	-14,9	795,9336	805,3944	-1,17
45	0,0605	0,067510	-10,4	786,9654	792,1440	-0,65
46	0,0852	0,097071	-12,2	805,3190	813,1440	-0,96
<i>MX</i>	0,0577	0,06870	-16,4	639,4418	647,4977	-1,35
$\sigma^2 X$	0,000230	0,000254	22,84	23765	23498	0,348
σX	0,0152	0,0159	4,78	154,16	153,29	0,589
$K(X, Y)$	0,000237		–	23629		–
$R(X, Y)$	0,982		–	0,999		–

Оценка точности расчёта потерь ЭЭ

Выражение потерь ЭЭ	k	$\delta_{cp}, \%$	σ^2	$\varepsilon, \%$	β	$L_\beta, \%$
(2.31)	36	-1,69	0,719	0,29	0,95	(-1,98; -1,40)
(2.32)	36	-1,37	0,624	0,27	0,95	(-1,64; -1,10)
(2.31)	10	-1,35	0,387	0,44	0,95	(-1,79; -0,91)
(2.32)	10	-1,18	0,336	0,41	0,95	(-1,59; -0,77)

Выборка из $k = 10$ независимых опытов при $M = 2$ характеризуется выборочной средней $\delta_{cp} = -1,35 \%$ и «исправленной» дисперсией $\sigma^2 = 0,387$. Для $\beta = 0,95$ и $k - 1 = 9$ степеней свободы $t_\beta = 2,26$ [155]. С точностью $\varepsilon = 0,44$ и надёжностью $\beta = 0,95$ математическое ожидание ошибки δ генеральной совокупности экспериментов покрывается доверительным интервалом $(-1,79; -0,91)$. Для получения месячных потерь ЭЭ, близких к эталонным, необходимо расчётное значение потерь ЭЭ (2.31) увеличить в $1/(1 - 0,0135) \approx 1,014$ раза.

Результаты расчёта потерь ЭЭ по выражению (2.32) от приведённых выше отличаются незначительно, поэтому в итоговом виде представлены в табл. 2.7.

Из табл. 2.7 видно, что представленные расчётные выражения (2.31), (2.32) позволяют получить потери ЭЭ с приемлемой точностью (максимальная погрешность отдельного расчёта составляет $-4,25 \%$) при $\beta = 0,95$.

Выводы по результатам экспериментального исследования:

1. Высокие значения коэффициентов корреляции указывают на тесную статистическую связь расчётных и эталонных параметров.

2. При известных графиках нагрузок (без моделирования) ошибка расчёта потерь ЭЭ получилась отрицательная, что можно объяснить недобором дисперсии за счёт использования только M первых собственных чисел и собственных векторов МКМ, применением линеаризованной системы вида (2.28), а также приближённым характером выражений (2.31), (2.32). При моделировании графиков (2.15) знак погрешности зависит от соотношения дисперсий моделируемого и реального (неизвестного) графиков.

3. При росте дисперсионной составляющей в общем значении суммарных потерь ЭЭ характерно увеличение ошибки расчёта. В общем случае такая зависимость имеет нелинейный характер.

4. Наиболее простой является траектория расчёта, базирующаяся на формуле (2.32) и не требующая вычисления вторых производных.

5. Повышение точности расчёта потерь ЭЭ в задаче оптимального выбора ИРМ возможно путём применения поправочных коэффициентов для суток 1,017 и 1,014, для месяца – 1,014 и 1,012 к выражениям (2.31) и (2.32) соответственно.

2.6. Пример определения обобщённых графиков нагрузки и расчёта потерь электроэнергии для сети 110 кВ

Для распределительной сети 110 кВ, изображённой на рис. 2.4, необходимо получить ОГН, проверить их на свойства, выполнить моделирование МКМ мощностей и исходных графиков нагрузок, рассчитать нагрузочные потери ЭЭ по выражениям (2.31), (2.32). Суточный режим электропотребления в узле нагрузки представлен в табл. 2.8.

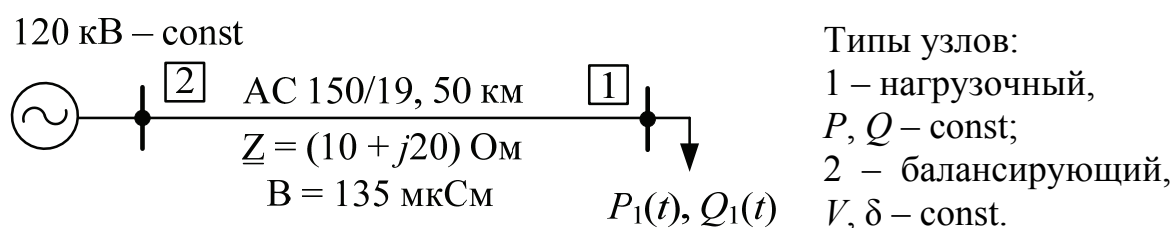


Рис. 2.4. Принципиальная схема распределительной сети 110 кВ

Таблица 2.8

Исходные суточные графики нагрузки в узле 1
и результаты их моделирования с помощью ОГН

Часы суток	Исходные графики		Модель графиков ($M = 1$)		Модель графиков ($M = 2$)	
	P_1 , МВт	Q_1 , Мвар	P_1 , МВт	Q_1 , Мвар	P_1 , МВт	Q_1 , Мвар
0–2	17,2	4,3	17,96	3,74	17,2	4,3
2–4	20,6	6,3	20,12	6,66	20,6	6,3
4–6	24,0	9,7	22,95	10,48	24,0	9,7
6–8	36,0	27,3	35,62	27,58	36,0	27,3
8–10	37,5	29,7	37,29	29,85	37,5	29,7
10–12	36,0	29,3	36,57	28,88	36,0	29,3
12–14	35,6	28,3	35,95	28,04	35,6	28,3
14–16	35,2	27,0	35,19	27,01	35,2	27,0
16–18	34,9	28,7	35,89	27,96	34,9	28,7
18–20	33,0	23,7	32,83	23,82	33,0	23,7
20–22	30,8	17,7	29,18	18,90	30,8	17,7
22–24	19,2	8,0	20,44	7,08	19,2	8,0
M	30,0	20,0	30,0	20,0	30,0	20,0
σ^2	52,1	94,2	51,4	93,9	52,1	94,2
σ	7,22	9,71	7,17	9,67	7,22	9,71

МКМ мощностей (2.4) с элементами (2.3)

$$K = \begin{bmatrix} \sigma^2 P_1 & k(P_1 Q_1) \\ k(Q_1 P_1) & \sigma^2 Q_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 52,10 & 69,02 \\ 69,02 & 94,22 \end{bmatrix}.$$

Собственные числа и собственные векторы МКМ мощностей

$$\begin{bmatrix} \lambda_1 \\ \lambda_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 145,3 \\ 0,9954 \end{bmatrix}; \quad \sum_{k=1}^2 \lambda_k = \sigma^2 P_1 + \sigma^2 Q_1;$$

$$[v] = \begin{bmatrix} v'_{11} & v'_{21} \\ v''_{11} & v''_{21} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0,5950 & -0,8037 \\ -0,8037 & 0,5950 \end{bmatrix}, \quad M = 2.$$

Проверка собственных векторов МКМ на свойство ортогональности:

$$[v]^T \cdot [v] = \begin{bmatrix} -0,5950 & -0,8037 \\ -0,8037 & 0,5950 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} -0,5950 & -0,8037 \\ -0,8037 & 0,5950 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}.$$

Моделирование МКМ мощностей (2.11), соответствующей исходным графикам, с помощью собственных чисел и собственных векторов

$$K \approx \sum_{k=1}^M \lambda_k \bar{v}_k \bar{v}_k^T = \lambda_1 \bar{v}_1 \bar{v}_1^T + \lambda_2 \bar{v}_2 \bar{v}_2^T = \begin{bmatrix} 52,10 & 69,02 \\ 69,02 & 94,22 \end{bmatrix}.$$

ОГН для суточного интервала времени (2.13), и. е.,

$$\Gamma_{kj} = v'_{k1} \Delta P_{1j} + v''_{k1} \Delta Q_{1j}, \quad j = \overline{1, 12}, \quad k = \overline{1, 2}$$

представлены в табл. 2.9.

Рассчитанные по (2.13) ОГН в и. е. получаются центрированными ($M = 0$). Дисперсия каждого ОГН σ^2 равна соответствующему собственному числу МКМ.

Полученные ОГН в и. е. (2.13) позволяют моделировать исходные графики нагрузок (2.14)

$$P_{1j} = MP_1 + \sum_{k=1}^2 v'_{k1} \Gamma_{kj}; \quad Q_{1j} = MQ_1 + \sum_{k=1}^2 v''_{k1} \Gamma_{kj}, \quad j = \overline{1, 12},$$

что представлено в табл. 2.8.

Обобщённые графики нагрузок

Часы суток	ОГН, и. е.		Суммарный ОГН Γ_{Σ} , и. е.	ОГН, о. е.	
	Γ_1	Γ_2		Γ_1	Γ_2
0–2	20,23	0,946	21,18	0,955	0,0446
2–4	16,60	–0,597	16,01	0,784	–0,0282
4–6	11,85	–1,31	10,54	0,559	–0,0617
6–8	–9,44	–0,479	–9,92	–0,446	–0,0226
8–10	–12,26	–0,256	–12,51	–0,579	–0,0121
10–12	–11,04	0,711	–10,33	–0,522	0,0336
12–14	–10,00	0,438	–9,56	–0,472	0,0207
14–16	–8,72	–0,0142	–8,73	–0,412	–0,00067
16–18	–9,91	1,238	–8,67	–0,468	0,0585
18–20	–4,76	–0,210	–4,97	–0,225	–0,0099
20–22	1,37	–2,01	–0,639	0,0648	–0,095
22–24	16,07	1,54	17,61	0,759	0,0727
M	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
σ^2	145,3	0,995	146,3	0,324	0,0022
σ	12,0	0,998	12,1	0,569	0,0471

Для проверки ОГН на свойство ортогональности необходимо выполнить операцию нормирования на длину $\Gamma_{kj} / \sqrt{\sum_{j=1}^d \Gamma_{kj}^2}$, $k = \overline{1, 2}$:

$$[\Gamma]^T \cdot [\Gamma] = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}.$$

Чтобы получить ОГН в о. е. (табл. 2.9), необходимо ОГН в и. е. разделить на максимальное значение по абсолютной величине одного из интервалов суммарного ОГН в и. е. (2.19), полученного путём поинтервального сложения ОГН в и. е. (2.18).

$$\Gamma_{kj} / \max\{\Gamma_{\Sigma j}\} = \Gamma_{kj} / \max\left\{\sum_{k=1}^2 \Gamma_{kj}\right\} = \Gamma_{kj} / 21,18, \quad k = \overline{1, 2}, \quad j = \overline{1, 12}.$$

Эталонные потери ЭЭ (2.40), найденные в результате $d = 12$ расчётов установившихся режимов, представлены в табл. 2.10.

Взаимная и собственная проводимости, См,

$$\underline{Y}_{12} = 1/\underline{Z} = g_{12} - jb_{12} = Y_{12} \angle -\psi_{12} = (0,0200 - j0,0400) = 0,0447 \angle -63,4^\circ;$$

$$\underline{Y}_{11} = \underline{Y}_{12} + j\frac{B_{12}}{2} = g_{11} - jb_{11} = Y_{11} \angle -\psi_{11} = (0,0200 - j0,0399) = 0,0447 \angle -63,4^\circ.$$

Углы, дополняющие фазы векторов проводимостей до $-\pi/2$:

$$\alpha_{12} = 90^\circ - \psi_{12} = 26,6^\circ; \alpha_{11} = 90^\circ - \psi_{11} = 26,6^\circ.$$

Элементы матрицы Якоби (2.33)

$$[J] = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_1}{\partial V_1} \\ \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_1} & \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -538,8 & -2,018 \\ 289,8 & -4,378 \end{bmatrix}.$$

Моделирующие коэффициенты $\gamma'_{ki}, \gamma''_{ki}$ (2.28)

$$[\gamma] = \begin{bmatrix} \gamma'_{11} & \gamma'_{21} \\ \gamma''_{11} & \gamma''_{21} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 3,34 \cdot 10^{-4} & 0,00160 \\ 0,2057 & -0,0298 \end{bmatrix}, M = 2.$$

Таблица 2.10

Результаты расчёта установившихся режимов распределительной сети 110 кВ на суточном интервале времени ($d = 12$)

d	Нагрузка		Параметры режимов		
	P_1 , МВт	Q_1 , Мвар	V_1 , кВ	δ_1 , град.	ΔP , кВт
1	17,2	4,3	117,9	-1,26	220,7
2	20,6	6,3	117,3	-1,46	329,2
3	24,0	9,7	116,4	-1,61	482,0
4	36,0	27,3	112,0	-1,94	1590,9
5	37,5	29,7	111,4	-1,98	1804,8
6	36,0	29,3	111,6	-1,86	1690,2
7	35,6	28,3	111,8	-1,87	1615,4
8	35,2	27,0	112,1	-1,89	1529,0
9	34,9	28,7	111,8	-1,79	1593,8
10	33,0	23,7	113,0	-1,83	1261,5
11	30,8	17,7	114,3	-1,87	942,2
12	19,2	8,0	117,1	-1,28	305,0
Режим средних нагрузок	30,0	20,0	114,0	-1,71	974,3
$\Delta W_{\text{эт}} = 26,7295$ МВт·ч					

Вторые производные от выражения потерь мощности (2.34)

$$\frac{\partial^2 \Delta P}{\partial V_1 \partial V_1} = 0,0400; \quad \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial V_1 \partial \delta_1} = -0,1432; \quad \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial \delta_1 \partial \delta_1} = 547,0.$$

Дисперсионная составляющая потерь мощности при $M = 2$ (2.31)

$$\begin{aligned} \sigma \Delta P = & \frac{1}{2}(\lambda_1 \gamma''_{11} \gamma''_{11} + \lambda_2 \gamma''_{21} \gamma''_{21}) \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial V_1 \partial V_1} + (\lambda_1 \gamma''_{11} \gamma'_{11} + \lambda_2 \gamma''_{21} \gamma'_{21}) \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial V_1 \partial \delta_1} + \\ & + \frac{1}{2}(\lambda_1 \gamma'_{11} \gamma'_{11} + \lambda_2 \gamma'_{21} \gamma'_{21}) \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial \delta_1 \partial \delta_1} = 0,1267 \text{ МВт}. \end{aligned}$$

Дисперсионная составляющая потерь мощности при $M = 2$ (2.32)

$$\begin{aligned} \sigma \Delta P = & \left[\frac{1}{2}(\lambda_1 (\gamma''_{11} - 0)^2 + \lambda_2 (\gamma''_{21} - 0)^2 + \lambda_1 (0 - \gamma''_{11})^2 + \lambda_2 (0 - \gamma''_{21})^2) + \right. \\ & \left. + \frac{1}{2} \left(\frac{V_1 + V_2}{2} \right)^2 (\lambda_1 (\gamma'_{11} - 0)^2 + \lambda_2 (\gamma'_{21} - 0)^2 + \lambda_1 (0 - \gamma'_{11})^2 + \lambda_2 (0 - \gamma'_{21})^2) \right] g_{12} = \\ & = 0,1281 \text{ МВт}. \end{aligned}$$

Потери ЭЭ за сутки и погрешности расчёта сведены в табл. 2.11.

Таблица 2.11

Погрешности расчёта суточных потерь ЭЭ в сети 110 кВ

Выражение	M	$\sigma \Delta P_{\text{расч}}$, МВт	$\sigma \Delta P_{\text{эт}}$, МВт	$\delta_{\sigma \Delta P}$, %	$\Delta W_{\text{расч}}$, МВт·ч	$\Delta W_{\text{эт}}$, МВт·ч	$\delta_{\Delta W}$, %
(2.31)	1	0,1260	0,13947	-9,69	26,4052	26,7295	-1,21
	2	0,1267	0,13947	-9,17	26,4226	26,7295	-1,15
(2.32)	1	0,1274	0,13947	-8,66	26,4397	26,7295	-1,08
	2	0,1281	0,13947	-8,14	26,4570	26,7295	-1,02

2.7. Алгоритм определения температуры жил, уточнения активного сопротивления и потерь электроэнергии в кабельных линиях

Одним из способов повышения точности расчёта потерь ЭЭ в задаче оптимального выбора ИРМ является правильный учёт изменения активного сопротивления воздушных (ВЛ) и кабельных линий (КЛ) в зависимости от температуры провода и жилы соответственно.

В настоящей работе разработаны и предложены алгоритм и аналитические зависимости для определения температуры жил и погонного активного сопротивления кабелей с учётом влияния токовой нагрузки, температуры окружающей среды, особенностей конструкции и условий прокладки.

2.7.1. Необходимость определения температуры жил силовых кабелей

Вопрос о предельно допустимой температуре нагревания кабеля имеет большое значение, так как от неё зависят нагрузочная способность, срок службы и надёжность работы КЛ.

Практически наибольшую температуру всегда имеют жилы кабеля и слои изоляции, непосредственно прилегающие к жиле. При различных режимах работы температура жил силовых кабелей не должна превышать длительно допустимых значений $\theta_{\text{дл. доп}}$ (табл. 2.12).

Таблица 2.12

Максимально допустимая температура для кабелей различного исполнения [162–164]

Тип кабеля	U , кВ	$\theta_{\text{дл. доп}}$, °С
С бумажной изоляцией и вязкой пропиткой	1–6	80
	10	70
	20–35	65
С полиэтиленовой изоляцией	1–35	70
С поливинилхлоридной изоляцией	1–10	70
С резиновой изоляцией	1–10	65
С изоляцией из сшитого полиэтилена	110–220	90
Маслонаполненный	110–220	85
	330, 500	75

При нагревании кабеля наиболее быстрому старению подвергается бумага, механическая прочность и эластичность которой при этом снижаются. Увеличение температуры выше значений, указанных в табл. 2.12, приводит к ускоренному старению изоляции, что сопровождается ухудшением электрических свойств и уменьшением срока службы кабеля.

Существуют также дополнительные факторы, ограничивающие температуру в кабеле и снижающие надёжность его работы (табл. 2.13).

Нагрузочная способность кабеля определяется допустимым током нагрузки, при котором наибольшая температура в кабеле не превысит установленного значения. Таким образом, определение температуры жил кабелей имеет важное значение при управлении режимами систем передачи и рас-

пределения ЭЭ, то есть в случаях, когда требуется выяснить возможность дальнейшей загрузки кабелей по току при определённых внешних условиях окружающей среды и способах прокладки.

Таблица 2.13

Факторы, ограничивающие допустимую температуру

Тип кабеля	Факторы, ограничивающие допустимую температуру	
	при нормальной работе и перегрузках	при прохождении тока короткого замыкания
С бумажной изоляцией	Перемещение пропитывающего состава и образование газовых включений	Разложение изоляции
С резиновой изоляцией	Старение изоляции	Старение изоляции
С изоляцией из полиэтилена и поливинилхлорида	Старение изоляции	Старение и размягчение пластмассы
Маслонаполненные	Старение изоляции с возрастанием диэлектрических потерь	Возрастание давления в кабеле

Особое значение имеет определение температуры жил при расчёте и анализе потерь ЭЭ в кабелях.

Потери ЭЭ являются важнейшей интегральной характеристикой режимов электрических сетей и существенно зависят от совокупности режимных и атмосферных факторов.

Потери ЭЭ в сети с m ветвями, содержащей ВЛ и КЛ, при неизменных в период T составе и конфигурации схемы представляются в виде

$$\Delta W = 3 \sum_{j=1}^m R_j(\theta) \int_0^T I_j^2(t) dt \quad (2.44)$$

и определяются наряду с током $I(t)$, изменяющимся в указанном промежутке времени, также активным сопротивлением $R(\theta)$, значение которого в каждый момент времени t зависит от фактической температуры жилы (провода) $\theta_{ж}$:

$$R_{\theta_{ж}} = r_{\theta_{ж}} \cdot l = r_0 [1 + \alpha(\theta_{ж} - 20^\circ)] \cdot l, \quad (2.45)$$

где $r_0 = (1 + k) \rho / F_{сеч}$ – активное сопротивление жилы (провода) на единицу длины с учётом коэффициента укрутки $k = 0,015–0,030$ [163] при температуре $\theta_{ж} = 20^\circ\text{C}$, принимаемое в качестве нормативного, Ом/м; α – температурный коэффициент электрического сопротивления, равный для алюминия $0,00403$ $1/^\circ\text{C}$, для меди $0,00393$ $1/^\circ\text{C}$; l – длина линии, м.

Провода ВЛ расположены в открытой местности, и их тепловой режим зависит от протекающего тока и действующих атмосферных факторов: температуры воздуха, скорости и направления ветра, солнечного излучения, атмосферного давления, количества осадков и др. В этой области стоит отметить работы В. В. Бургсдорфа, С. С. Гиршина, В. В. Ершевича, Е. П. Никифорова, Г. Е. Поспелова.

Существуют различные методики и алгоритмы расчёта температуры проводов ВЛ (в том числе самонесущих изолированных проводов) с учётом ряда режимных и атмосферных факторов [93, 165–174], основанные как на простой итерационной процедуре вычисления, так и на более сложных дифференциальных уравнениях теплообмена с учётом граничных условий, решение которых выполняется с использованием численных методов интегрирования. Например, алгоритм расчёта температуры проводов ВЛ с учётом нагревания током нагрузки (а также солнечного излучения), температуры воздуха и скорости ветра описан в [170–172]. Такой учёт, выполненный на основе уравнения теплового баланса, позволяет увеличить точность расчёта потерь ЭЭ в ВЛ, которая в значительной мере определяется точностью учёта изменения активных сопротивлений проводов.

Неучёт указанных факторов при расчёте активного сопротивления может вызвать значительные погрешности (до 15–20 %) при определении потерь ЭЭ в ВЛ [175–177].

Исследование влияния режимных и атмосферных факторов на активное сопротивление КЛ является более сложным и определяется следующими характеристиками: маркой кабеля, числом и типом жил, видом изоляции, условиями прокладки, температурой окружающей среды. В настоящее время оно выполнено не в полной мере ввиду отсутствия алгоритмов определения температуры жил для уточнения активного сопротивления и потерь ЭЭ.

Неучёт указанных факторов при расчёте активного сопротивления может быть допустим только при незначительной токовой нагрузке кабеля, когда температуру жилы можно приближённо принять равной температуре окружающей среды: $\theta_{ж} = \theta_{ср}$ [178].

Разработанный алгоритм для определения температуры жил кабелей 6–220 кВ, применяемых в системах распределения ЭЭ, с учётом токовой нагрузки, температуры окружающей среды, особенностей конструкции (марка кабеля, число и тип жил, вид изоляции) и условий прокладки (земля, воздух), основан на расчёте допустимых токовых нагрузок кабелей (тепловом расчёте).

Основной целью теплового расчёта является определение допустимого тока нагрузки, при котором наибольшая температура жил кабеля не превысит установленного значения. Большой вклад в исследования и разработку методов расчёта допустимых токов нагрузки кабелей внесли известные отечественные и зарубежные учёные Н. И. Белоруссов, С. М. Брагин, С. С. Городецкий, Э. Т. Ларина, В. А. Привезенцев, С. Д. Холодный, С. Barnes.

Алгоритм использует уравнения теплового баланса, которые могут быть получены с помощью схем замещения кабелей для расчёта допустимых токов нагрузки [162–164, 179–184].

2.7.2. Уравнения теплового баланса

При протекании тока за счёт нагревания жил в трёхжильном кабеле выделяется количество теплоты, пропорциональное значению тока I^2 и активному сопротивлению $r_{\theta_{ж}}$, зависящему от температуры жил кабеля, Вт/м:

$$Q_1 = 3I^2 r_{\theta_{ж}} = 3I^2 r_0 [1 + \alpha(\theta_{ж} - 20^\circ)]. \quad (2.46)$$

Через некоторый промежуток времени после включения кабеля под нагрузку в нём устанавливается тепловое равновесие: выделяемое в единицу времени количество теплоты Q_1 равно количеству теплоты Q_2 , отдаваемой кабелем в окружающую среду. Установившемуся состоянию равновесия соответствует определённое превышение температуры кабеля над температурой окружающей среды.

Количество тепла, отдаваемое трёхжильным кабелем в окружающую среду, можно выразить соотношением, Вт/м,

$$Q_2 = \frac{\Delta\theta}{\sum S} = \frac{\theta_{ж} - \theta_{ср}}{S_{из} + S_{п} + S_{ср}}, \quad (2.47)$$

где $\Delta\theta$ – превышение температуры (дополнительное нагревание, перегрев) токопроводящей жилы над температурой окружающей среды $\theta_{ср}$, °С; $\sum S$ – общее тепловое сопротивление кабеля, состоящее из тепловых сопротивлений элементов кабеля (изоляции $S_{из}$ и защитного покрова $S_{п}$) и окружающей среды $S_{ср}$, °С·м/Вт.

Уравнение теплового баланса для трёхжильных кабелей без учёта потерь в изоляции и оболочке может быть записано в виде [185–187]

$$3I^2 r_0 [1 + \alpha(\theta_{ж} - 20^\circ)] = \frac{\theta_{ж} - \theta_{ср}}{S_{из} + S_{п} + S_{ср}}. \quad (2.48)$$

Распространение теплоты от жил кабеля через изоляцию, оболочку и защитные покровы происходит за счёт теплопроводности этих материалов. В трёхжильных кабелях потери в изоляции и оболочке, как правило, значительно меньше потерь в жиле и ими можно пренебречь.

Потери в изоляции (диэлектрические потери) могут быть вычислены по формуле, Вт/м,

$$\Delta P_{\text{из}} = U^2 \cdot \omega \cdot C \cdot \text{tg } \delta. \quad (2.49)$$

Ёмкость кабеля вычисляется по формуле [162], Ф/м,

$$C = \frac{2\pi\epsilon_0}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{\epsilon_i} \ln \frac{r_i}{r_{i-1}}}, \quad (2.50)$$

где $\epsilon_0 = 8,85 \cdot 10^{-12}$ Ф/м – диэлектрическая проницаемость вакуума; ϵ_i – относительная диэлектрическая проницаемость слоёв изоляции; r_i – радиусы слоёв изоляции.

Потери в оболочке пропорциональны потерям в жиле и выражаются через коэффициент потерь в оболочке $y_{\text{об}}$, причем $\Delta P_{\text{об}} = y_{\text{об}} \Delta P_{\text{ж}} = y_{\text{об}} I^2 r_{\theta_{\text{ж}}}$. Величина $y_{\text{об}}$ для одножильных кабелей может быть более 1. Для кабелей марки ОСБ $y_{\text{об}} = 0,1 - 0,2$ [162–164].

Уравнения теплового равновесия [185, 187]:

- для одножильных кабелей

$$I^2 r_0 [1 + \alpha(\theta_{\text{ж}} - 20^\circ)] = \frac{(\theta_{\text{ж}} - \theta_{\text{ср}}) - \Delta P_{\text{из}} (S_{\text{из}}/2 + S_{\text{п}} + S_{\text{ср}})}{S_{\text{из}} + (1 + y_{\text{об}})(S_{\text{п}} + S_{\text{ср}})}; \quad (2.51)$$

- для кабелей марок ОСБ (ОАБ) и ОСК с отдельными свинцовыми или алюминиевыми оболочками

$$I^2 r_0 [1 + \alpha(\theta_{\text{ж}} - 20^\circ)] = \frac{\theta_{\text{ж}} - \theta_{\text{ср}}}{S_{\text{из}} + (1 + y_{\text{об}})S_{\text{зап}} + 3(1 + y_{\text{об}})(S_{\text{п}} + S_{\text{ср}})}, \quad (2.52)$$

где $S_{\text{зап}}$ – тепловое сопротивление заполнения между свинцовыми оболочками.

На основе принципиальных выражений [163] могут быть получены аналогичные уравнения теплового равновесия для кабелей следующих конструкций (марок):

- высокого давления в металлической трубе (МВДТ);
- трёхжильного напряжением до 10 кВ в металлической оболочке;
- трёхжильного с пластмассовой изоляцией и оболочкой;
- с изоляцией из сшитого полиэтилена напряжением 10 кВ с металлическими экранами.

Теоретически можно получить уравнение теплового баланса для любого кабеля при наиболее распространённых способах прокладки путём составления соответствующей схемы замещения для расчётов допустимых токов нагрузки.

2.7.3. Особенности расчёта тепловых сопротивлений элементов кабеля и окружающей среды

Тепловое сопротивление изоляции кабелей вычисляется по следующим формулам [162–164, 179–184]:

- одножильных кабелей и фазы кабеля марки ОСБ (ОАБ)

$$S_{\text{из}} = \frac{\sigma_{\text{из}}}{2\pi} \ln \frac{R}{r}; \quad (2.53)$$

- трёхжильных кабелей с поясной изоляцией с круглой жилой

$$S_{\text{из}} = \frac{\sigma_{\text{из}}}{2\pi \cdot 3} G, \quad (2.54)$$

где $G = (0,85 + 0,2n) \ln[(8,3 - 2,2n)m + 1]$; $n = \frac{\Delta_1}{\Delta}$; $m = \frac{\Delta + \Delta_1}{2r}$;

- кабелей с числом жил k более 3 (если потери в них одинаковы)

$$S_{\text{из}} = \frac{\sigma_{\text{из}}}{2\pi \cdot k} G; \quad G = \ln \left[\frac{k(8\Delta + \Delta_1)(\Delta + \Delta_1)}{8r\Delta_1} + 1 \right]; \quad (2.55)$$

- кабелей с секторными жилами

$$S_{\text{из}} = 1,1 \frac{\sigma_{\text{из}}}{2\pi} \ln \frac{R}{R_{\text{ск}}}, \quad \text{где } R = R_{\text{ск}} + \Delta + \Delta_1. \quad (2.56)$$

Здесь $\sigma_{\text{из}}$ – удельное тепловое сопротивление изоляции, °С · м / Вт; R – радиус по изоляции; r – радиус жилы; $R_{\text{ск}}$ – радиус сектора; G – геометрический коэффициент (фактор); Δ и Δ_1 – толщина жильной и поясной изоляции.

Тепловое сопротивление заполнения $S_{\text{зап}}$ в кабелях с отдельно свинцованными жилами можно вычислить по формуле для трёхжильных кабелей (2.54), в которой в качестве радиуса жилы r принят наружный радиус свинцовой оболочки, в качестве толщины жильной изоляции Δ – толщина подушки на каждой оболочке и в качестве толщины поясной изоляции Δ_1 – толщина общей подушки под бронёй.

При наличии металлических экранов вокруг изолированных фаз тепловое сопротивление изоляции уменьшается и $S_{\text{из}}$ необходимо умножить на коэффициент k_3 , значение которого определяется в соответствии с рис. 2.5 [162, 163].

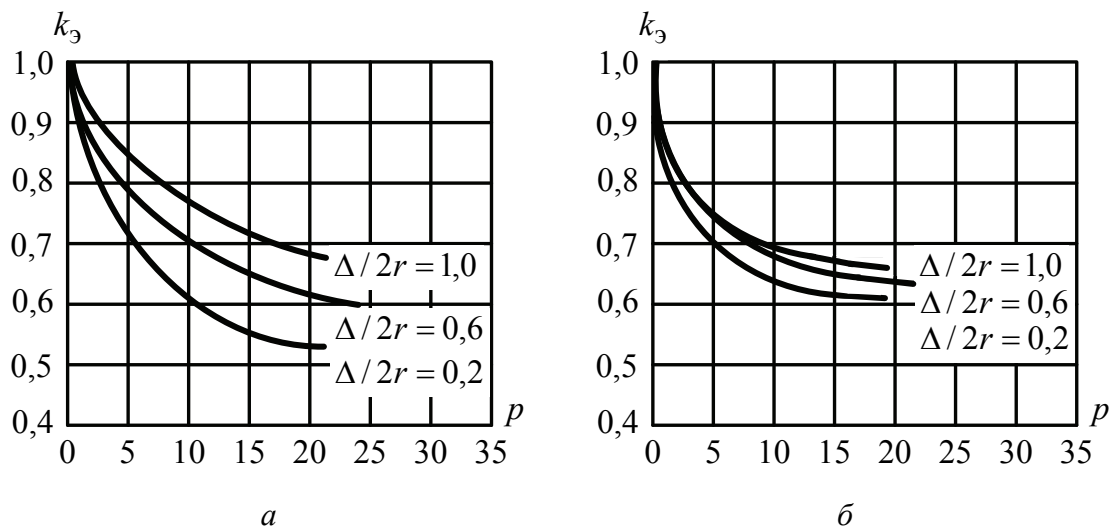


Рис. 2.5. Отношение теплового сопротивления изоляции экранированного кабеля к теплому сопротивлению изоляции неэкранированного кабеля:
а – кабель с круглыми жилами; *б* – кабель с секторными жилами

Параметр

$$p = \frac{\Delta_3 \sigma_{из}}{2r \cdot \sigma_3}, \quad (2.57)$$

где Δ_3 и σ_3 – толщина и удельное тепловое сопротивление экрана; r – радиус жилы.

Тепловое сопротивление защитных покровов вычисляется так же, как тепловое сопротивление изоляции [162–164, 179–184]:

$$S_{п} = \frac{\sigma_{п}}{2\pi} \ln \frac{R_{п2}}{R_{п1}}, \quad (2.58)$$

где $\sigma_{п}$ – удельное тепловое сопротивление защитного покрова, $^{\circ}\text{C}\cdot\text{м}/\text{Вт}$; $R_{п1}$ и $R_{п2}$ – внутренний и внешний радиусы защитного покрова.

Тепловое сопротивление окружающей среды при прокладке в грунте [162–164]

$$S_{ср} = S_3 = \frac{\sigma_3}{2\pi} \ln \frac{4L}{D}, \quad (2.59)$$

где σ_3 – удельное тепловое сопротивление земли, $^{\circ}\text{C}\cdot\text{м}/\text{Вт}$; L – глубина прокладки; D – наружный диаметр кабеля.

В случае прокладки трёх кабелей вплотную по вершинам равностороннего треугольника [163]

$$S_3 = \frac{\sigma_3}{2\pi} \left(\ln \frac{4L}{D} + 2 \ln \frac{2L}{D} \right). \quad (2.60)$$

Тепловое сопротивление при прокладке в воздухе [162–164, 183]:

$$S_{\text{ср}} = S_{\text{в}} = \frac{1}{\pi D \alpha_{\text{т}}}, \quad (2.61)$$

где D – наружный диаметр кабеля, м; $\alpha_{\text{т}}$ – коэффициент теплоотдачи от поверхности кабеля в окружающую среду, Вт/(м²·°С).

Коэффициент $\alpha_{\text{т}}$ равен сумме коэффициентов конвективной теплоотдачи $\alpha_{\text{к}}$ и теплопередачи излучением $\alpha_{\text{и}}$ [162, 163]. Для кабелей диаметром более 5 мм, проложенных при обычной температуре воздуха в пространстве, размер которого значительно больше диаметра кабеля, коэффициент $\alpha_{\text{т}}$ может быть вычислен по формуле [162, 163]

$$\alpha_{\text{т}} = 4,54 \sqrt{\frac{\Delta \theta_{\text{п}}}{D}} + \varepsilon_{\text{п}} + c_0 \cdot \Theta; \quad \Theta \approx \theta_{\text{ср}}^3 (4 + 6 \Delta \theta_{\text{п}} / \theta_{\text{ср}}), \quad (2.62)$$

где $\theta_{\text{ср}}$ – температура окружающей среды, К; $\Delta \theta_{\text{п}}$ – разность температур поверхности кабеля и окружающей среды; $\varepsilon_{\text{п}}$ – коэффициент излучения поверхности кабеля; $c_0 = 5,7 \cdot 10^{-8}$ Вт/(м²·К⁴) – постоянная излучения абсолютно чёрного тела; D – наружный диаметр кабеля, см.

Значение $\varepsilon_{\text{п}}$ при наличии защитных покровов составляет примерно 0,8, для стальной брони 0,5–0,6, а для алюминиевой оболочки 0,2–0,3 [162–164].

Значение $\Delta \theta_{\text{п}}$ обычно составляет около 20 °С. Для уточнённых расчётов рекомендуется использовать метод последовательных приближений, причем $\Delta \theta_{\text{п}}$ может быть вычислена по формуле

$$\Delta \theta_{\text{п}} = \sum \Delta P \cdot S_{\text{в}} = (\Delta P_{\text{ж}} + \Delta P_{\text{из}} + \Delta P_{\text{об}}) \cdot S_{\text{в}}, \quad (2.63)$$

где $\sum \Delta P$ – сумма всех потерь в кабеле, Вт/м.

При расчёте по (2.63) значения $\Delta \theta_{\text{п}}$ потери в жиле $\Delta P_{\text{ж}} = I^2 r_{\theta_{\text{ж}}}$ вычисляются через уточнённое по главному алгоритму активное сопротивление жилы $r_{\theta_{\text{ж}}}$.

2.7.4. Алгоритм и аналитические зависимости для определения температуры жил кабелей

Алгоритм определения температуры жил кабелей с учётом особенностей конструкции, токовой нагрузки, температуры окружающей среды и условий прокладки состоит из двух этапов: подготовительного и основного.

На подготовительном этапе с помощью справочной информации производится расчёт конструкции кабеля, в результате чего определяются необходимые геометрические размеры (характеристики).

На основном этапе выполняется расчёт дополнительного нагрева жил (добавки температуры $\Delta \theta$) по отношению к температуре окружающей среды методом последовательных приближений.

1. Рассчитываются тепловые сопротивления элементов кабеля (2.53)–(2.58) и окружающей среды (2.59)–(2.63).

2. Принимается начальное значение температуры жилы $\theta_{\text{ж}}^{(0)}$, и определяется соответствующее ему значение перегрева $\Delta \theta^{(0)}$.

3. Вычисляется активное сопротивление жилы по (2.45).

4. Рассчитывается количество тепла, выделяемое и отдаваемое кабелем в единицу времени, по формулам (2.48), (2.51), (2.52).

5. Определяется допустимый небаланс теплоты по отношению к среднему значению с допустимой погрешностью ξ :

$$\Delta Q = |Q_1 - Q_2|; Q_{\text{cp}} = \frac{Q_1 + Q_2}{2}; \delta Q = \frac{\Delta Q}{Q_{\text{cp}}} 100\% \leq \xi. \quad (2.64)$$

6. Если небаланс тепла превышает допустимое значение ξ , принимаемое равным 1 %, уточняется значение перегрева через среднее значение теплоты:

- для трёхжильных кабелей в явном виде по формуле

$$\Delta \theta = Q_{\text{cp}} \sum S; \quad (2.65)$$

- одножильных кабелей и кабелей марок ОСБ (ОАБ) в неявном виде с помощью выражений (2.51), (2.52).

Повторяются циклы расчётов по п. 3–6.

7. При выполнении критерия окончания расчёта по (2.64) определяется значение температуры жилы $\theta_{\text{ж}} = \theta_{\text{cp}} + \Delta \theta$ и соответствующее ему активное сопротивление по (2.45).

Блок-схема алгоритма определения температуры жил и уточнения активного сопротивления кабелей представлена на рис. 2.6.

Разработанный итерационный алгоритм довольно прост, но вместе с тем имеет существенные сложности программной реализации:

1. Необходимость создания информационной базы данных конструктивных характеристик кабелей, что довольно трудоёмко и неоднозначно формализуемо ввиду большого многообразия конструкций силовых кабелей.

2. Определение температуры окружающей среды при прокладке кабеля не на воздухе довольно затруднительно и является самостоятельной задачей, требующей отдельного исследования.

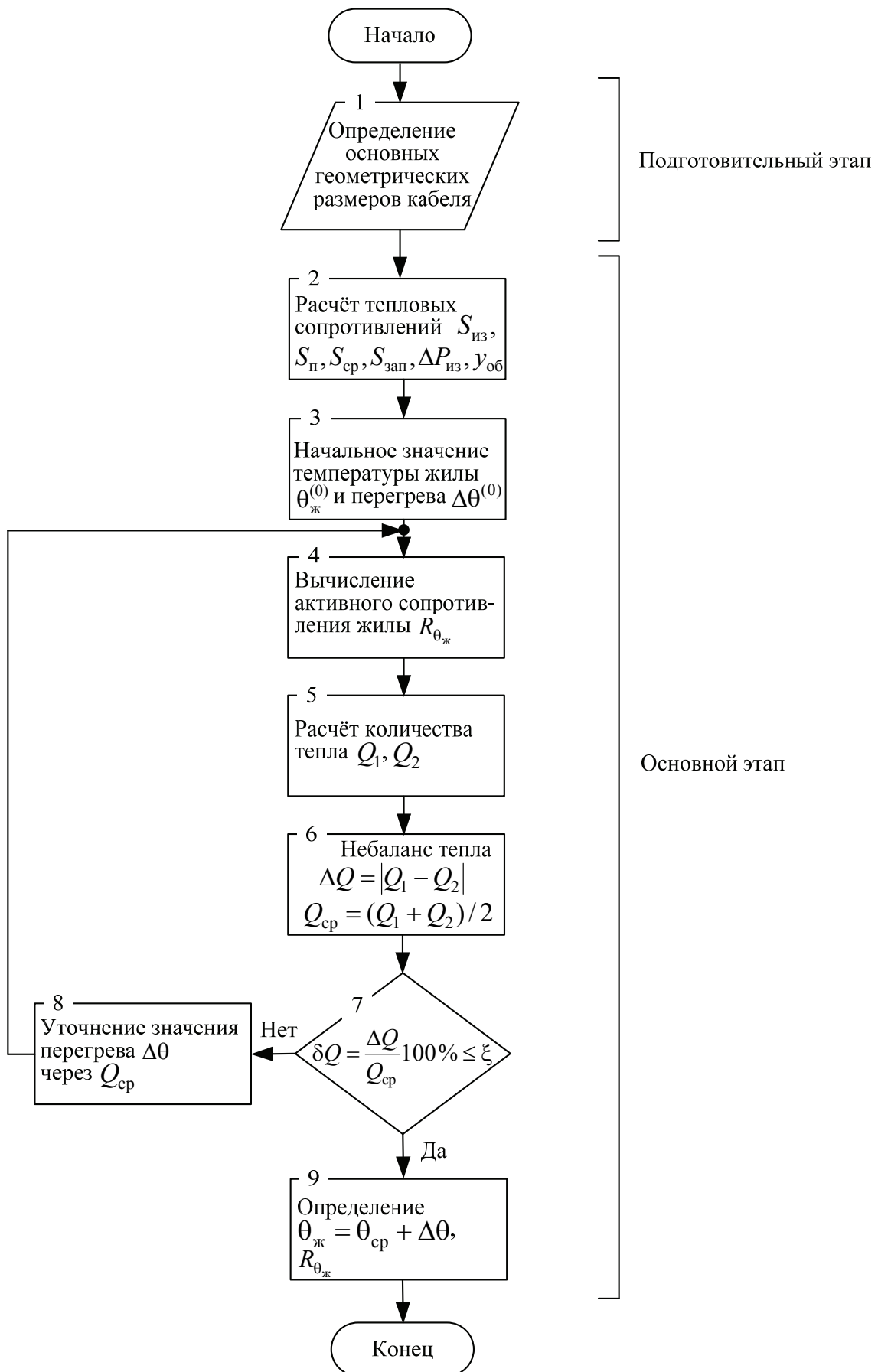


Рис. 2.6. Блок-схема алгоритма уточнения активного сопротивления КЛ

Данный алгоритм наглядно иллюстрирует физический смысл теплового процесса в кабеле. Вместе с тем из выражений (2.48), (2.51), (2.52) могут быть получены прямые аналитические зависимости для определения температуры жил:

- трёхжильных кабелей

$$\theta_{\text{ж}} = \frac{\theta_{\text{ср}} + 3I^2 r_0 (S_{\text{из}} + S_{\text{п}} + S_{\text{ср}})(1 - 20\alpha)}{1 - 3I^2 r_0 \alpha (S_{\text{из}} + S_{\text{п}} + S_{\text{ср}})}; \quad (2.66)$$

- одножильных кабелей

$$\theta_{\text{ж}} = \frac{\theta_{\text{ср}} + I^2 r_0 [S_{\text{из}} + (1 + y_{\text{об}})(S_{\text{п}} + S_{\text{ср}})](1 - 20\alpha) + \Delta P_{\text{из}} (S_{\text{из}}/2 + S_{\text{п}} + S_{\text{ср}})}{1 - I^2 r_0 \alpha [S_{\text{из}} + (1 + y_{\text{об}})(S_{\text{п}} + S_{\text{ср}})]}; \quad (2.67)$$

- кабелей марок ОСБ (ОАБ) и ОСК

$$\theta_{\text{ж}} = \frac{\theta_{\text{ср}} + I^2 r_0 [S_{\text{из}} + (1 + y_{\text{об}})S_{\text{зап}} + 3(1 + y_{\text{об}})(S_{\text{п}} + S_{\text{ср}})](1 - 20\alpha)}{1 - I^2 r_0 \alpha [S_{\text{из}} + (1 + y_{\text{об}})S_{\text{зап}} + 3(1 + y_{\text{об}})(S_{\text{п}} + S_{\text{ср}})]}. \quad (2.68)$$

2.7.5. Оценка точности расчёта температуры жил кабелей

В данном параграфе представлен краткий анализ способов, средств и систем, позволяющих измерить значение температуры в кабеле с оценкой возможности принятия его в качестве эталонного.

1. Измерение тепловизорами. При определённых настройках им можно измерить температуру поверхности кабеля, проложенного на открытом воздухе и далее в результате теплового расчёта получить искомую температуру жил. Такое измерение не может быть принято в качестве эталонного.

2. Измерение термометрами. Данный способ в полной мере оправдан при измерении температуры грунта. Что касается самого кабеля, то можно измерить температуру поверхности, брони либо оболочки. Последнее является более сложным экспериментом. В итоге для определения температуры токопроводящей жилы необходим дополнительный пересчёт по тепловым сопротивлениям.

3. Системы распределённого измерения температуры в силовом кабеле с помощью оптоволоконного датчика (ОВД), который может располагаться как внутри (встраивается в броню или интегрируется во второй экран на этапе производства), так и снаружи силового кабеля. Применяются в России относительно недавно, около 6–7 лет назад (компании «АББ Москабель», Metrotek, Sedatec, Systec и др.). Например, немецкое оборудование Lios GmbH

(дистрибьютор – компания Systec) позволяет осуществлять температурный мониторинг КЛ в режиме реального времени на протяжении всей её длины (до 30 км) с температурным разрешением менее 1,0 °С [188].

Непосредственное размещение ОВД в жиле либо в прямом контакте с жилой сопряжено со следующими проблемами:

- сложность стыковки последовательных участков КЛ (самой жилы со встроенным в неё ОВД);
- обеспечение равномерного распределения электрического и магнитного полей для вынужденно неоднородной конструкции (замена части проволок в жиле на ОВД либо расположение модуля снаружи жилы под первым экраном).

Следовательно, математический аппарат пересчёта температуры в данных системах является их неотъемлемой частью.

Таким образом, в настоящее время не существует прямого способа (непосредственно, без использования всевозможных расчётов) измерения температуры жил силовых кабелей.

В связи с этим проверка алгоритма (2.45)–(2.65) и зависимостей (2.66)–(2.68) выполнялась следующим образом: определялась максимально допустимая температура жил для кабелей напряжением 10, 35, 110 кВ различных сечений при прокладке в земле, воздухе и длительно допустимых токах и сравнивалась с эталонной $\theta_{ж(эт)}^{max}$. Дополнительные параметры (температура окружающей среды, удельное сопротивление земли и пр.), соответствующие максимально допустимой температуре, были приняты по справочным данным [189, 190] и вместе с полученными геометрическими характеристиками кабелей и примером расчёта приведены в прил. 2.

Результаты вычисления температуры жил кабелей 10, 35, 110 кВ представлены в табл. 2.14–2.16.

Таблица 2.14

Результаты расчёта температуры жил кабелей типа СБУ-10

Кабель	Прокладка					
	в земле			в воздухе		
	Ток, А	$\theta_{ж}$, °С	δ , %	Ток, А	$\theta_{ж}$, °С	δ , %
СБУ–10–3×50	180	59,47	–0,89	135	63,69	6,15
СБУ–10–3×70	215	57,53	–4,12	165	63,16	5,27
СБУ–10–3×95	265	62,28	3,80	200	64,41	7,35
СБУ–10–3×120	310	64,60	7,67	240	67,57	12,6
СБУ–10–3×150	355	65,07	8,46	270	65,72	9,54
СБУ–10–3×185	400	64,62	7,70	305	65,10	8,49
СБУ–10–3×240	460	63,41	5,68	350	63,01	5,01
Среднее значение	312	62,42	4,04	238	64,66	7,78

Примечание. $\theta_{ж(эт)}^{max} = 60$ °С.

Таблица 2.15

Результаты расчёта температуры жил кабелей типа АОСБ-35

Кабель	Прокладка					
	в земле			в воздухе		
	Ток, А	$\theta_{ж}$, °С	δ , %	Ток, А	$\theta_{ж}$, °С	δ , %
АОСБ-35-3×35	105	50,01	0,026	75	48,45	-3,10
АОСБ-35-3×50	125	47,89	-4,22	90	47,37	-5,27
АОСБ-35-3×70	155	49,50	-1,01	115	49,35	-1,29
АОСБ-35-3×95	185	49,54	-0,91	140	50,01	0,020
АОСБ-35-3×120	210	49,16	-1,68	160	49,95	-0,091
АОСБ-35-3×150	240	49,67	-0,65	175	48,00	-4,01
АОСБ-35-3×185	275	50,64	1,28	205	49,09	-1,82
Среднее значение	185	49,49	-1,02	137	48,89	-2,22

Примечание. $\theta_{ж(эт)}^{\max} = 50$ °С.

Таблица 2.16

Результаты расчёта температуры жил кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена фирмы *ILJIN* (Южная Корея) напряжением 110 кВ

Сечение жилы, мм ²	Прокладка					
	в земле			в воздухе		
	Ток, А		δ , %	Ток, А	$\theta_{ж}$, °С	δ , %
240	500	90,06	0,061	734	98,46	9,40
300	570	90,76	0,85	818	93,70	4,12
400	660	92,66	2,95	966	95,62	6,24
500	730	86,52	-3,87	1 129	95,45	6,05
630	830	84,31	-6,32	1 326	95,10	5,66
800	950	84,27	-6,36	1 580	93,07	3,41
1 000	1 070	83,09	-7,68	1 792	95,70	6,33
1 200	1 165	81,78	-9,13	1 961	91,30	1,42
Среднее значение	809	86,68	-3,69	1288	94,80	5,33

Примечание. $\theta_{ж(эт)}^{\max} = 90$ °С.

Анализ результатов:

1. Средняя погрешность во всех трёх выборках не превышает 5 °С, что говорит о приемлемой точности разработанного алгоритма и полученных зависимостей.

2. Наиболее точно определены температуры жил кабелей типа АОСБ-35: максимальная погрешность не превышает 3 °С.

3. Для кабелей типа СБУ-10 повышение точности расчёта возможно путём учёта в уравнении теплового баланса (2.48) потерь в оболочке.

4. Для кабелей *ILJIN-110* значения длительно допустимого тока были получены приближённо путём графического интерполирования по данным [190], что может являться источником дополнительной погрешности.

5. Представленные результаты могут содержать погрешности, вызванные расчётом геометрических характеристик кабелей, часть из которых определяется приближённо.

Выводы:

1. Разработанный алгоритм расчёта потерь ЭЭ, основанный на статистическом моделировании нагрузок, позволяет определить потери ЭЭ в распределительных сетях и системах любой конфигурации при уровне достоверности 0,95 с достаточной для практических целей точностью для суточного (средняя погрешность по абсолютной величине менее 1,7 %) и месячного (менее 1,4 %) временных интервалов.

2. Основным достоинством предлагаемого подхода является малая трудоёмкость: потери ЭЭ определяются без проведения поинтервальных расчётов мгновенных режимов.

3. Применение поправочных коэффициентов позволяет снизить погрешность отдельного расчёта до значения $\pm (0,5-1,0) \%$ с достоверностью 0,95.

4. Предложенный способ получения обобщённых графиков в о. е. позволяет, используя модифицированную факторную модель, моделировать неизвестные графики нагрузок в узлах системы распределения ЭЭ.

5. Статистическое моделирование графиков нагрузок упрощает алгоритмы оптимизации, позволяет получить диапазоны и графики изменения оптимизируемых РМ источников и напряжений в узлах сети, а также эффективно минимизировать целевую функцию в виде потерь ЭЭ.

6. Разработанный алгоритм и выведенные аналитические зависимости для определения температуры жил и уточнения активного сопротивления кабелей с учётом влияния токовой нагрузки, температуры окружающей среды, особенностей конструкции и условий прокладки обеспечивают среднюю погрешность вычисления температуры жил не выше $\pm 5 \text{ }^\circ\text{C}$ с достоверностью 0,90, что позволяет улучшить точность расчёта потерь ЭЭ в КЛ и тем самым повысить ценность решения проектной задачи оптимального выбора ИРМ.

3. МЕТОДИКА И АЛГОРИТМ ОПТИМАЛЬНОГО ВЫБОРА ИСТОЧНИКОВ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СИСТЕМАХ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Прежде чем приступить к изложению материала данной главы, полезно будет представить основные определения и общие выражения выбранного градиентного метода оптимизации.

Градиент (от лат. *gradiens, gradientis* – шагающий, растущий) – вектор, показывающий направление наискорейшего возрастания функции, значение которой меняется от одной точки пространства к другой, и равный по величине её производной в этом направлении. Данный термин в математике был введён Джеймсом Клерком Максвеллом в 1873 г.

Приведенный градиент – вектор производных целевой функции по независимым переменным. В [61, 62] *метод приведенного градиента* (МПГ) рассматривается для решения задач строго выпуклого программирования при линейных ограничениях.

Обобщённый метод приведенного градиента (ОМПГ) рассматривается как обобщение МПГ для решения задач строго выпуклого программирования при нелинейных ограничениях [61, 62].

Выражение приведенного градиента в общем виде

$$\bar{\nabla}_n^t = [\partial F / \partial Y]^t - [\partial F / \partial X]^t [\partial \omega / \partial X]^{-1} [\partial \omega / \partial Y], \quad (3.1)$$

где $\bar{\nabla}_n^t = [dF / dY]^t$ – вектор-строка производных целевой функции по независимым переменным; $[\partial F / \partial Y]^t$ – вектор-строка частных производных целевой функции по независимым переменным; $[\partial F / \partial X]^t$ – вектор-строка частных производных целевой функции по зависимым переменным; $[\partial \omega / \partial X]^{-1}$ – обратная матрица частных производных небалансов (равенств) по зависимым переменным; $[\partial \omega / \partial Y]$ – матрица частных производных небалансов по независимым переменным.

Направления поиска для независимых и зависимых переменных:

$$\bar{\Delta}_Y = -\bar{\nabla}_n^t; \quad \bar{\Delta}_X = -[\partial \omega / \partial X]^{-1} [\partial \omega / \partial Y] \bar{\Delta}_Y. \quad (3.2)$$

Далее последовательно представлены математические модели и алгоритмы решения частных эксплуатационных задач оптимизации мгновенного режима (при моделировании нагрузок математическими ожиданиями мощностей), стохастической оптимизации (при моделировании нагрузок обобщёнными графиками), на основе которых разработаны методика и алгоритм оптимального выбора ИРМ с учётом всей совокупности режимов.

3.1. Оптимизация мгновенных режимов при моделировании нагрузок математическими ожиданиями мощностей

Алгоритм решения данной задачи является основой для получения математической модели, позволяющей выполнять оптимизацию с учётом многорежимности на заданном временном интервале.

3.1.1. Математическая постановка задачи

Задача оптимизации мгновенного режима (при моделировании нагрузок математическими ожиданиями мощностей) имеет следующую постановку: определить минимум целевой функции в виде потерь активной мощности (основная составляющая) в РЭС

$$F = \Delta P(M\bar{V}, M\bar{\delta}) = \sum_{i=1}^{N+1} g_{ii} V_i^2 - \sum_{i=1}^{N+1} \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{N+1} g_{ij} V_i V_j \cos(\delta_i - \delta_j) \rightarrow \min \quad (3.3)$$

при физических нелинейных ограничениях в виде равенств УУН (2.24) и режимных ограничениях типа неравенств на оптимизируемые параметры

$$Q_i^{\min} \leq Q_i \leq Q_i^{\max}, \quad i = \overline{1, G}; \quad V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max}, \quad i = \overline{1, N}, \quad (3.4)$$

где G – число генерирующих узлов с возможной установкой ИРМ.

В (3.4) принципиально могут быть добавлены ограничения:

- по токовой нагрузке элементов систем распределения ЭЭ;
- фазовым углам напряжений в узлах.

Следует отметить, что при оптимизации в большинстве случаев перегрузки по ЛЭП уменьшаются, снижается загрузка трансформаторов ПС, а предельных углов, как правило, не возникает.

3.1.2. Выбор зависимых и независимых переменных, смена базиса

Выбор зависимых \bar{X} и независимых (регулируемых) \bar{Y} переменных, составляющих общий вектор \bar{Z} , оказывает определяющее воздействие на формирование массивов в выражении приведенного градиента (3.1).

В рассматриваемой постановке задача имеет $(2N + G)$ -мерное множество переменных (V, δ, Q) , характеризующее оптимизируемые математические

ожидания параметров режима. Выделим из названного множества G -мерное множество независимых переменных \bar{Y} , равное числу узлов генерации, и $2N$ -мерное множество, содержащее зависимые переменные \bar{X} .

В качестве независимых переменных \bar{Y} выбираются q -мерный вектор РМ генераторных узлов, напряжения которых находятся в допустимых пределах, и p -мерный вектор напряжений генераторных узлов, достигших своих предельно допустимых значений.

К множеству зависимых переменных \bar{X} относятся $(N-p)$ -мерный вектор напряжений и p -мерный вектор РМ с предельно допустимыми напряжениями в них. Учитывая, что в процессе оптимизации предельных режимов по фазовым углам, как правило, не возникает, N -мерный вектор фазовых углов относится к множеству зависимых переменных.

Обозначая независимые напряжения V_{1i} и зависимые мощности Q_{1l} индексом 1, а независимые РМ источников Q_{2j} и зависимые напряжения узлов V_{2i} индексом 2, описанный выше выбор состава зависимых и независимых переменных для математических ожиданий параметров режима запишется в виде [65, 191]

$$\left\{ \begin{array}{l} (V_{1i}, Q_{2j}) \in \bar{Y} \rightarrow V_{1i} \in V_{\text{пр}}, Q_{2j} \in Q_{\text{доп}}; i = \overline{1, p}; j = \overline{1, q}; p + q = G; i \neq j, \\ (V_{2i}, \delta_j, Q_{1l}) \in \bar{X} \rightarrow i = \overline{1, N-p}; j = \overline{1, N}; l = \overline{1, p}, \end{array} \right\} \quad (3.5)$$

где $V_{\text{пр}}$, $Q_{\text{доп}}$ – множество предельных напряжений и допустимых РМ узлов генерации соответственно.

В процессе оптимизации возможно достижение предельных значений по РМ источников и напряжениям узлов сети. В этом случае производится смена базиса (координат), заключающаяся в обмене компонент векторов зависимых и независимых переменных.

Если достигают своих предельных значений напряжения генераторных узлов, то они вводятся в состав вектора независимых параметров \bar{Y} при условии пассивности ограничений (3.4) по соответствующим РМ. Последние вводятся в состав вектора \bar{X} . Если нарушаются пределы по РМ, то соответствующие мощности узлов генерации закрепляются на достигнутом пределе, а их напряжения включаются в состав вектора зависимых переменных \bar{X} .

В случае нарушения ограничений по напряжениям в нагруженных узлах соответствующие напряжения закрепляются на предельно допустимых значениях. При этом регулирование напряжений в этих узлах (поддержание допустимых значений) осуществляется за счёт изменения генерации РМ в близлежащих узлах.

Если в дальнейшем обнаруживается тенденция отхода закреплённых на пределе параметров режима, то производится обратный обмен компонент векторов зависимых и независимых переменных. Причём смена координат производится так, что количество компонент вектора \bar{Y} остаётся постоянным

и равным числу генерирующих узлов G , определяющих размерность вектора приведенного градиента.

Если ограничения (3.4) по Q и V пассивны, в качестве независимых переменных принимаются РМ источников, зависимых – модули и фазы напряжений узлов:

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_i \in \bar{Y} \rightarrow i = \overline{1, G}; \\ (V_i, \delta_i) \in \bar{X} \rightarrow i = \overline{1, N} \end{array} \right\}. \quad (3.6)$$

3.1.3. Формирование выражения приведенного градиента

Для получения выражения приведенного градиента необходимо получить уравнения, связывающие между собой зависимые и независимые переменные.

Система уравнений (2.25) в матричном виде

$$\left[\frac{\partial P}{\partial \delta} \right] \Delta \bar{\delta} + \left[\frac{\partial P}{\partial V} \right] \Delta \bar{V} = \Delta \bar{P}, \quad (3.7)$$

$$\left[\frac{\partial Q}{\partial \delta} \right] \Delta \bar{\delta} + \left[\frac{\partial Q}{\partial V} \right] \Delta \bar{V} = \Delta \bar{Q}. \quad (3.8)$$

Если сформулировать задачу оптимизации, линейризованную в окрестности базового режима ограничений баланса мощностей системы распределения ЭЭ, при условии сбалансированности режима по активной мощности вектор $\Delta \bar{\delta}$ из уравнения (3.7) запишется в виде

$$\Delta \bar{\delta} = - \left[\frac{\partial P}{\partial \delta} \right]^{-1} \left[\frac{\partial P}{\partial V} \right] \Delta \bar{V}. \quad (3.9)$$

При подстановке (3.9) в (3.8)

$$\Delta \bar{Q} = \left(\frac{\partial Q}{\partial V} - \left[\frac{\partial Q}{\partial \delta} \right] \left[\frac{\partial P}{\partial \delta} \right]^{-1} \left[\frac{\partial P}{\partial V} \right] \right) \Delta \bar{V}. \quad (3.10)$$

Для связи зависимых и независимых параметров режима удобно ввести следующие матрицы:

$$A = \begin{bmatrix} A_{11} & A_{12} \\ A_{21} & A_{22} \end{bmatrix} = \left[\frac{\partial P}{\partial \delta} \right]^{-1} \left[\frac{\partial P}{\partial V} \right]; \quad B = \begin{bmatrix} B_{11} & B_{12} \\ B_{21} & B_{22} \end{bmatrix} = \left[\frac{\partial Q}{\partial V} \right] - \left[\frac{\partial Q}{\partial \delta} \right] A. \quad (3.11)$$

С учётом (3.11) выражения (3.9), (3.10) можно переписать в виде простых уравнений, наглядно связывающих оптимизируемые параметры,

$$\Delta\bar{\delta} = -A\Delta\bar{V}; \Delta\bar{Q} = B\Delta\bar{V}. \quad (3.12)$$

В соответствии с приведённым разделением переменных (3.5) при разбиении в уравнениях (3.12) матриц A и B на блоки (3.11) получаются следующие N -мерные системы уравнений:

$$\begin{bmatrix} \Delta\bar{\delta} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} A_{11} & A_{12} \\ A_{21} & A_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\bar{V}_1 \\ \Delta\bar{V}_2 \end{bmatrix} = \bar{0}; \quad (3.13)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta\bar{Q}_1 \\ \Delta\bar{Q}_2 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} B_{11} & B_{12} \\ B_{21} & B_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\bar{V}_1 \\ \Delta\bar{V}_2 \end{bmatrix} = \bar{0}. \quad (3.14)$$

Систему (3.14) можно переписать в виде

$$\begin{bmatrix} \Delta\bar{V}_1 \\ \Delta\bar{V}_2 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} B_{11} & B_{12} \\ B_{21} & B_{22} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta\bar{Q}_1 \\ \Delta\bar{Q}_2 \end{bmatrix} = \bar{0}. \quad (3.15)$$

Если выразить из уравнений (3.14), (3.15) зависимые переменные $\Delta\bar{Q}_1$ и $\Delta\bar{V}_2$ с последующей группировкой векторов зависимых и независимых переменных, получается система уравнений, отражающая учёт математических ожиданий параметров в УУР:

$$\begin{bmatrix} E & \bar{0} & \bar{0} & A_{12} \\ \bar{0} & E & \bar{0} & A_{22} \\ \bar{0} & \bar{0} & E & -B_{12} \\ \bar{0} & \bar{0} & -B_{21}^{-1} & E \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\bar{\delta} \\ \Delta\bar{Q}_1 \\ \Delta\bar{V}_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} A_{11} & \bar{0} \\ A_{21} & \bar{0} \\ -B_{11} & \bar{0} \\ \bar{0} & -B_{22}^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\bar{V}_1 \\ \Delta\bar{Q}_2 \end{bmatrix} = \bar{0}. \quad (3.16)$$

При пассивности ограничений (3.4) и в соответствии с разбиением переменных (3.6) уравнения (3.16) упрощаются до уравнений с единичной матрицей

$$\begin{bmatrix} E & A_{22} \\ \bar{0} & E \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\bar{\delta} \\ \Delta\bar{V} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \bar{0} \\ -B_{22}^{-1} \end{bmatrix} [\Delta\bar{Q}] = \bar{0}. \quad (3.17)$$

Таким образом, при учёте нагрузок систем распределения ЭЭ только их математическими ожиданиями полученная система уравнений (3.16) моделирует физические ограничения типа равенств (2.24). Учёт режимных ограничений в форме неравенств на оптимизируемые РМ источников и напряжения

узлов (3.4) проводится контролем этих ограничений на каждом шаге оптимизации. При получении предельных оптимизируемых параметров режима применяется описанная выше смена координат.

При записи в (3.16) зависимых переменных ($\Delta\delta$, ΔQ_1 , ΔV_2) через независимые (ΔV_1 , ΔQ_2) с учётом целевой функции (3.3) при переходе к бесконечно малым приращениям переменных выражение приведенного градиента (3.1) принимает вид [65, 191]

$$\bar{\nabla}_{\Pi}^t = \left[\bar{\nabla}_{V_1}^t F \bar{\nabla}_{Q_2}^t F \right] - \left[\bar{\nabla}_{\delta}^t F \bar{\nabla}_{Q_1}^t F \bar{\nabla}_{V_2}^t F \right] \times$$

$$\times \begin{bmatrix} E & \bar{0} & \bar{0} & A_{12} \\ \bar{0} & E & \bar{0} & A_{22} \\ \bar{0} & \bar{0} & E & -B_{12} \\ \bar{0} & \bar{0} & -B_{21}^{-1} & E \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} A_{11} & \bar{0} \\ A_{21} & \bar{0} \\ -B_{11} & \bar{0} \\ \bar{0} & -B_{22}^{-1} \end{bmatrix}, \quad (3.18)$$

где $\bar{\nabla}_{\Pi}^t$ – G -мерный вектор приведенного градиента; $\bar{\nabla}_{V_1}^t F \bar{\nabla}_{Q_2}^t F$ – вектор-строка вида $[\partial F / \partial Y]$ суммарного размера G ; $\bar{\nabla}_{\delta}^t F$ – N -мерная вектор-строка; $\bar{\nabla}_{Q_1}^t F \bar{\nabla}_{V_2}^t F$ – вектор-строка вида $[\partial F / \partial X]$ суммарного размера N .

В выражении (3.18) используются матрицы производных УУР: $2N$ -мерная квадратная вида $[\partial \omega / \partial X]^{-1}$ и $(2N \times G)$ -мерная вида $[\partial F / \partial Y]$.

При пассивности ограничений (3.4) по РМ и напряжениям выражение приведенного градиента упрощается:

$$\bar{\nabla}_{\Pi}^t = \left[\bar{\nabla}_{Q_2}^t F \right] - \left[\bar{\nabla}_{\delta}^t F \bar{\nabla}_{V_2}^t F \right] \begin{bmatrix} E & A_{22} \\ \bar{0} & E \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \bar{0} \\ -B_{22}^{-1} \end{bmatrix}. \quad (3.19)$$

3.1.4. Определение шага оптимизации

После вычисления выражения приведенного градиента (3.18) или (3.19) определяются направления по независимым $\bar{\Delta}_Y$ и зависимым $\bar{\Delta}_X$ переменным по общей формуле (3.2) с учётом (3.16), (3.17).

Рассчитывается новый вектор переменных на $(k + 1)$ -м внешнем шаге:

$$\tilde{Z}^{(k+1)} = (\bar{Y}^{(k)} + \lambda \bar{\Delta}_Y^{(k+1)}, \bar{X}^{(k)} + \lambda \bar{\Delta}_X^{(k+1)}). \quad (3.20)$$

Шаг оптимизации λ определяется как

$$\lambda = \min \{ \lambda_1, \lambda_2 \}. \quad (3.21)$$

Значение шага λ_1 определяется из условия ненарушения ограничений в виде простых неравенств (3.4) на параметры режима Q , δ , V :

$$\begin{aligned} \lambda_1 &= \min \{ \lambda_1^Q, \lambda_1^\delta, \lambda_1^V \}; \\ \lambda_1^Q &= \min \left\{ \left(\frac{Q_i - Q_i^{\min}}{-\Delta Q_i} \text{ при } \Delta Q_i < 0 \right), \left(\frac{Q_i^{\max} - Q_i}{\Delta Q_i} \text{ при } \Delta Q_i > 0 \right) \right\}, \quad i = \overline{1, G}; \\ \lambda_1^\delta &= \min \left\{ \left(\frac{\delta_i - \delta_i^{\min}}{-\Delta \delta_i} \text{ при } \Delta \delta_i < 0 \right), \left(\frac{\delta_i^{\max} - \delta_i}{\Delta \delta_i} \text{ при } \Delta \delta_i > 0 \right) \right\}, \quad i = \overline{1, N}; \\ \lambda_1^V &= \min \left\{ \left(\frac{V_i - V_i^{\min}}{-\Delta V_i} \text{ при } \Delta V_i < 0 \right), \left(\frac{V_i^{\max} - V_i}{\Delta V_i} \text{ при } \Delta V_i > 0 \right) \right\}, \quad i = \overline{1, N}, \quad (3.22) \end{aligned}$$

где Q_i , δ_i , V_i – значения переменных, полученные на k -м внешнем шаге; ΔQ_i , $\Delta \delta_i$, ΔV_i – направления переменных на $(k+1)$ -м шаге; $\delta_i^{\min} = -90^\circ$, $\delta_i^{\max} = 90^\circ$ – предельные значения фаз напряжений узлов.

Значение шага λ_2 вычисляется методом параболического интерполирования [66, 67] путём аппроксимации зависимости $F(\lambda) = F(\bar{Z}^{(k)} + \lambda \Delta \bar{Z}^{(k+1)})$ полиномом второй степени

$$F_{\text{ан}} = a\lambda^2 + b\lambda + c. \quad (3.23)$$

При этом определяется псевдооптимальная длина шага

$$\lambda_2' = -\frac{b}{2a} = \frac{3F^0 - 4F' + F''}{4F^0 - 8F' + 4F''}, \quad (3.24)$$

где значения целевой функции F^0, F', F'' вычисляются в точках $\lambda = 0$, $\lambda = 0,5\lambda_1$, $\lambda = 1,0\lambda_1$ соответственно.

Тогда значение шага λ_2 представляется в виде

$$\lambda_2 = \lambda_2' \cdot \lambda_1. \quad (3.25)$$

3.1.5. Ввод в допустимую область параметров режима

Новый вектор параметров (3.20) в общем случае является недопустимым, так как определяется линейным перемещением вдоль вектора $\lambda \Delta$ относительно нелинейных ограничений (2.24).

Для получения допустимого вектора переменных $\bar{Z}^{(k+1)}$ выполняется корректировка зависимых параметров путём решения изменённых сис-

тем уравнений (3.16) или (3.17), полученных на основе (3.7), (3.8) при условии несбалансированности режима, методом Ньютона первого порядка [192–194].

При пассивности ограничений (3.4) для $(k + 1)$ -й недопустимой точки оптимизационного поиска система (3.17), полученная на основе (3.7), (3.8), запишется в виде

$$\begin{bmatrix} E & A_{22} \\ \bar{0} & E \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\bar{\delta} \\ \Delta\bar{V} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [\partial P / \partial \delta]^{-1} \Delta\bar{P} \\ B_{22}^{-1} \Delta\bar{Q} \end{bmatrix}. \quad (3.26)$$

Решение системы (3.26) ведётся до достижения заданной малости всех компонент векторов небалансов УУН (2.24) по активным $\bar{\omega}_P = -\Delta\bar{P}$ и реактивным $\bar{\omega}_Q = -\Delta\bar{Q}$ мощностям. Получение корректирующих поправок модулей $\Delta\bar{V}$ и фаз $\Delta\bar{\delta}$ напряжений из системы (3.26):

$$\Delta\bar{V} = B_{22}^{-1} \Delta\bar{Q} = -B_{22}^{-1} \bar{\omega}_Q; \quad (3.27)$$

$$\Delta\bar{\delta} = [\partial P / \partial \delta]^{-1} \Delta\bar{P} - A_{22} \Delta\bar{V} = -[\partial P / \partial \delta]^{-1} \bar{\omega}_P - A_{22} \Delta\bar{V} \quad (3.28)$$

Новые значения переменных:

$$\bar{V}^{(k+1)} = \bar{V}^{(k)} + t \Delta\bar{V}^{(k+1)}; \quad \bar{\delta}^{(k+1)} = \bar{\delta}^{(k)} + t \Delta\bar{\delta}^{(k+1)}, \quad (3.29)$$

где t – параметр, причём $t \leq 1$.

Таким образом, для ввода зависимых параметров режима в допустимую область применяется схема, реализующая «ускоренный» метод Ньютона первого порядка (метод по параметру), который позволяет увеличить сходимость итерационного процесса.

При активности ограничений (3.4) аналогичным образом выполняется решение изменённой (несбалансированной) системы (3.16) по общим выражениям:

$$\begin{bmatrix} \partial \omega \\ \partial X \end{bmatrix} [\Delta X] = -[\omega(Z)];$$

$$\bar{X}^{(k+1)} = \tilde{X}^{(k+1)} - t \begin{bmatrix} \partial \omega \\ \partial X \end{bmatrix}^{-1} [\omega(Z)]. \quad (3.30)$$

Если после ввода зависимых переменных в допустимую область произойдёт нарушение ограничений в виде неравенств (3.4), выполняется смена базиса и новый ввод в допустимую область.

3.1.6. Алгоритм оптимизации мгновенных режимов

Блок-схема алгоритма оптимизации мгновенных режимов представлена на рис. 3.1.

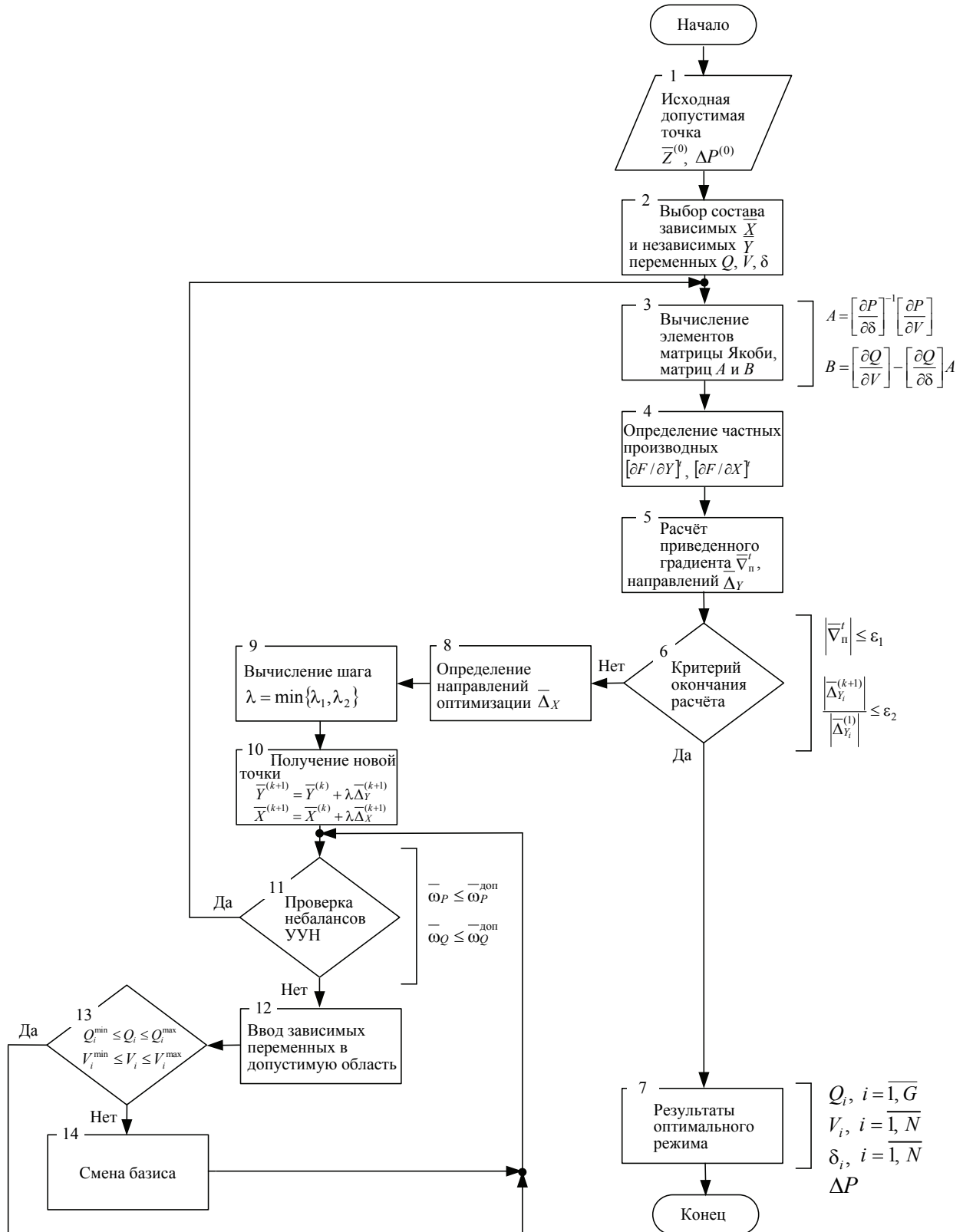


Рис. 3.1. Блок-схема алгоритма оптимизации мгновенного режима по потерям активной мощности

Расчёт можно заканчивать, если минимальная абсолютная величина градиента станет меньше заданного значения:

$$\left| \overline{\nabla}_n^t \right| \leq \varepsilon_1; \quad \varepsilon_1 = 10^{-6} - 10^{-8}. \quad (3.31)$$

Критерием окончания решения оптимизационной задачи также является уменьшение модуля вектора допустимых направлений по независимым переменным до заданного предела малости, контролируемое условием

$$\frac{\left| \overline{\Delta}_{Y_i}^{(k+1)} \right|}{\left| \overline{\Delta}_{Y_i}^{(1)} \right|} \leq \varepsilon_2, \quad i = \overline{1, G}, \quad (3.32)$$

где $\varepsilon_2 = 10^{-2} - 10^{-5}$ – кратность уменьшения градиента.

При этом на каждом шаге оптимизации можно учитывать изменения математических ожиданий независимых параметров режима и целевой функции.

3.1.7. Пример оптимизации режима средних нагрузок для сети 110 кВ

Для распределительной сети, изображённой на рис. 2.4, необходимо выполнить оптимизацию режима средних нагрузок.

Параметры исходной точки: $Q_1^{(0)} = 20$ Мвар, $\delta_1^{(0)} = -1,71^\circ$, $V_1^{(0)} = 114,0$ кВ.

Целевая функция потерь активной мощности (3.3)

$$F = \Delta P = g_{11}V_1^2 + g_{22}V_2^2 - 2g_{12}V_1V_2 \cos(\delta_1 - \delta_2) \rightarrow \min.$$

Ограничения в виде равенств – УУН (2.24):

$$P_1 = -V_1^2 Y_{11} \sin \alpha_{11} - V_1 V_2 Y_{12} \sin(\delta_1 - \delta_2 - \alpha_{12});$$

$$Q_1 = -V_1^2 Y_{11} \cos \alpha_{11} + V_1 V_2 Y_{12} \cos(\delta_1 - \delta_2 - \alpha_{12}).$$

Ограничения в виде неравенств согласно (3.4)

$$-25 \text{ МВар} \leq Q_1 \leq 25 \text{ Мвар}; \quad 110 \text{ кВ} \leq V_1 \leq 126 \text{ кВ}.$$

Потери мощности в исходной точке $\Delta P^{(0)} = 0,9637$ МВт.

Ограничения (3.4) пассивны, поэтому $Q_1 \in Y$; $\delta_1, V_1 \in \overline{X}$.

Матрицы A и B (3.11) (элементы матрицы Якоби вычислены в п. 2.6)

$$A = \left[\frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} \right]^{-1} \left[\frac{\partial P_1}{\partial V_1} \right] = 0,0037;$$

$$B = \left[\frac{\partial Q_1}{\partial V_1} \right] - \left[\frac{\partial Q_1}{\partial \delta_1} \right] A = -5,4637.$$

Частные производные целевой функции по независимым и зависимым переменным в начальной точке:

$$\nabla_{Q_1}^t F = \partial F / \partial Q_1 = 0; \quad \nabla_{\delta_1}^t F = \partial F / \partial \delta_1 = -16,329;$$

$$\nabla_{V_1}^t F = \partial F / \partial V_1 = -0,2379.$$

Приведенный градиент (3.19)

$$\begin{aligned} \bar{\nabla}_{\Pi}^{t(1)} &= \left[\nabla_{Q_1} F \right] - \left[\nabla_{\delta_1} F \quad \nabla_{V_1} F \right] \left[\begin{array}{c|c} E & A \\ \hline \bar{0} & E \end{array} \right]^{-1} \left[\begin{array}{c} \bar{0} \\ -B^{-1} \end{array} \right] = \\ &= 0 - \left[-16,329 \quad -0,2379 \right] \left[\begin{array}{cc} 1 & 0,0037 \\ 0 & 1 \end{array} \right]^{-1} \left[\begin{array}{c} 0 \\ 5,4637^{-1} \end{array} \right] = 0,0323. \end{aligned}$$

Направление поиска для независимой переменной (3.2)

$$\Delta_{Q_1}^{(1)} = -\bar{\nabla}_{\Pi}^{t(1)} = -0,0323.$$

Шаг оптимизации 1. Направления поиска для зависимых переменных

$$\bar{\Delta}_X^{(1)} = \left[\begin{array}{c} \Delta_{\delta_1}^{(1)} \\ \Delta_{V_1}^{(1)} \end{array} \right] = - \left[\begin{array}{cc} 1 & 0,0037 \\ 0 & 1 \end{array} \right]^{-1} \left[\begin{array}{c} 0 \\ 5,4637^{-1} \end{array} \right] (-0,0323) = \left[\begin{array}{c} -2,22 \cdot 10^{-5} \\ 0,0059 \end{array} \right].$$

Определение шага оптимизации (3.21)–(3.25):

$$\lambda_1 = \min \{ \lambda_1^{Q_1}, \lambda_1^{\delta_1}, \lambda_1^{V_1} \} = \min \{ 1 \ 391 \ 69509 \ 2 \ 027 \} = 1 \ 391;$$

$$\lambda_2' = 0 \rightarrow F^0 = 0,9637; \quad \lambda_2' = 0,5\lambda_1^{Q_1} \rightarrow F' = 0,6516; \quad \lambda_2'' = 1,0\lambda_1^{Q_1} \rightarrow F'' = 1,1802;$$

$$\lambda_2' = \frac{3F^0 - 4F' + F''}{4F^0 - 8F' + 4F''} = 0,4356; \lambda_2 = \lambda_2' \cdot \lambda_1^{Q_1} = 606,1;$$

$$\lambda^{(1)} = \min\{\lambda_1, \lambda_2\} = \min\{1\ 391\ 606,1\} = 606,1.$$

Новые значения переменных на шаге 1 (3.20)

$$Q_1^{(1)} = Q_1^{(0)} + \lambda^{(1)} \Delta_{Q_1}^{(1)} = 0,398 \text{ Мвар};$$

$$\begin{bmatrix} \delta_1^{(1)} \\ V_1^{(1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta_1^{(0)} \\ V_1^{(0)} \end{bmatrix} + \lambda^{(1)} \begin{bmatrix} \Delta_{\delta_1}^{(1)} \\ \Delta_{V_1}^{(1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -2,48^\circ \\ 117,59 \text{ кВ} \end{bmatrix}.$$

Расчётные значения мощностей и небалансы в узле 1:

$$P_1^{(1)} = 29,83 \text{ МВт}; Q_1^{(1)} = -0,459 \text{ Мвар};$$

$$|\omega_{P_1}| = |-0,17| \text{ МВт} > 0,02 \text{ МВт};$$

$$|\omega_{Q_1}| = |0,00| \text{ Мвар} < 0,02 \text{ Мвар}.$$

Результаты расчёта на шаге 1 после ввода зависимых переменных в допустимую область (3.27)–(3.29) при $t = 0,6$ (три итерации):

$$Q_1^{(1)} = -0,548 \text{ Мвар}, \delta_1^{(1)} = -2,50^\circ;$$

$$V_1^{(1)} = 117,59 \text{ кВ}, \Delta P^{(1)} = 0,6521 \text{ МВт};$$

$$\omega_{P_1} = -0,0097 \text{ МВт}, \omega_{Q_1} = 0,00 \text{ Мвар}.$$

Результаты оптимизации на следующих шагах сведены в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Результаты оптимизации режима средних нагрузок

№ шага	Допустимая точка			$Q_1^{\text{ирм}}$, Мвар	Градиент ∇_{Q_1}	Направления		Шаг	F , МВт
	Q_1 , Мвар	V_1 , кВ	δ_1 , °			Δ_{V_1} , кВ	Δ_{δ_1} , °		
1	20,00	114,00	-1,71	0,00	0,0323	0,0059	-0,0013	606	0,9637
2	-0,548	117,59	-2,50	-20,55	$-2,58 \cdot 10^{-4}$	$-4,40 \cdot 10^{-5}$	$9,57 \cdot 10^{-6}$	547	0,6521
3	-0,407	117,56	-2,49	-20,41	$-5,23 \cdot 10^{-5}$	–	–	–	0,6520

3.2. Стохастическая оптимизация режимов на интервале времени при моделировании нагрузок обобщёнными графиками

На основе алгоритма оптимизации мгновенного режима (3.1)–(3.32) и стохастического моделирования графиков электрических нагрузок (2.1)–(2.38) получена математическая модель ОМПГ, учитывающая всю совокупность режимов на заданном временном интервале.

3.2.1. Математическая постановка задачи

Целевая функция представляется потерями ЭЭ на заданном интервале времени (2.31) или (2.32) с учётом (3.3).

Ограничения в виде равенств (2.24) и неравенств (3.4) на математические ожидания параметров должны выполняться, причём последние на всём временном интервале (для каждого режима).

Для этого предложены два способа контроля:

1. Моделирование с помощью ОГН (2.13) графиков РМ (2.14) и напряжений (2.27) на каждом шаге оптимизации и проверка соответствия ограничениям (3.4).

2. Вычисление расчётных диапазонов изменения рассматриваемых параметров (2.38)

$$V_i^{\max p} \leq V_i^{\max}; V_i^{\min p} \geq V_i^{\min}; Q_i^{\max p} \leq Q_i^{\max}; Q_i^{\min p} \geq Q_i^{\min}. \quad (3.33)$$

3.2.2. Выбор зависимых и независимых переменных для компонент собственных векторов и моделирующих коэффициентов

Учёт режимов электропотребления M обобщёнными графиками приводит к увеличению общего количества переменных R , среди которых в рассматриваемой постановке теперь имеется $(2N + G)$ -мерное множество переменных δ, V, Q , характеризующих математические ожидания параметров режимов, и $M \times (2N + G)$ -мерное множество компонент собственных векторов и моделирующих коэффициентов γ', γ'', ν'' , учитывающих отклонения данных параметров от своих математических ожиданий.

Выбор состава зависимых и независимых переменных при решении задачи оптимизации с учётом режимов электропотребления оказывает основополагающее влияние как на моделирование ограничений, формирование основных расчётных выражений, так и на скорость оптимизационного поиска в целом.

Для математических ожиданий параметров выбор переменных осуществляется в соответствии с (3.5), (3.6). При пассивных ограничениях (3.4) или

(3.33) для всех M обобщённых графиков в соответствии с условиями эквивалентности υ'' и Q , γ'' и V в качестве независимых переменных принимаются коэффициенты υ''_k , учитывающие отклонения Q от MQ , а в качестве зависимых – коэффициенты γ''_k , учитывающие отклонения V от MV .

При активности ограничений (3.4) или (3.33) необходимо произвести изменение базиса, что выполняется только для переменных υ'' и γ'' , отражающих учёт многорежимности первым ОГН Γ_1 , и заключается в обмене соответствующих компонент между векторами $\overline{\upsilon''}$ и $\overline{\gamma''}$. По аналогии с δ коэффициенты γ' отнесены к зависимым переменным.

Обозначая индексом 1 зависимые переменные υ''_{k1i} и независимые γ''_{k1j} , индексом 2 – независимые υ''_{k2i} и зависимые γ''_{k2j} , описанный выше выбор состава зависимых и независимых переменных для компонент собственных векторов и моделирующих коэффициентов записывается в виде [65, 191]

$$\left. \begin{cases} (\upsilon''_{k2i}, \gamma''_{k1j}) \in \overline{Y} \rightarrow k = 1; i = \overline{1, q}; j = \overline{1, p}; q + p = G; i \neq j; \\ (\upsilon''_{k1i}, \gamma''_{k2j}) \in \overline{X} \rightarrow k = 1; i = \overline{1, p}; j = \overline{1, N - p}; i \neq j; \\ \upsilon''_{k1i} \in \overline{Y} \rightarrow k = 2, \overline{M}; i = \overline{1, G}; \\ \gamma''_{ki} \in \overline{X} \rightarrow k = 2, \overline{M}; i = \overline{1, N}; \\ \gamma'_{ki} \in \overline{X} \rightarrow k = \overline{1, M}; i = \overline{1, N}. \end{cases} \right\} \quad (3.34)$$

3.2.3. Формирование выражения приведенного градиента

Произведённый выбор состава зависимых и независимых переменных для компонент собственных векторов и моделирующих коэффициентов (3.34) позволяет продолжить рассмотрение моделирования режимных ограничений (2.24).

Аналогично предыдущему случаю математические ожидания параметров режима связаны между собой уравнениями (3.7)–(3.12). Учитывая на основании выражений (2.14) и (2.27) попарную эквивалентность переменных γ' и δ , γ'' и V , υ'' и Q , на основе (2.28) формируются M систем уравнений вида (3.12)

$$\overline{\gamma}'_k = -A\overline{\gamma}''_k; \overline{\upsilon}''_k = B\overline{\gamma}''_k, \quad k = \overline{1, M}. \quad (3.35)$$

В соответствии с приведённым разделением переменных (3.34) при разбиении в уравнениях (3.35) матриц A и B на блоки получают следующие N -мерные системы уравнений:

$$\left[\overline{\gamma}' \right] + \left[\begin{array}{c|c} A_{11} & A_{12} \\ \hline A_{21} & A_{22} \end{array} \right] \left[\begin{array}{c} \overline{\gamma}''_1 \\ \overline{\gamma}''_2 \end{array} \right] = \overline{0}; \quad (3.36)$$

$$\begin{bmatrix} \overline{v_1''} \\ \overline{v_2''} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} B_{11} & B_{12} \\ B_{21} & B_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \overline{\gamma_1''} \\ \overline{\gamma_2''} \end{bmatrix} = \overline{0}. \quad (3.37)$$

Систему (3.37) можно переписать в виде

$$\begin{bmatrix} \overline{\gamma_1''} \\ \overline{\gamma_2''} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} B_{11} & B_{12} \\ B_{21} & B_{22} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \overline{v_1''} \\ \overline{v_2''} \end{bmatrix} = \overline{0}. \quad (3.38)$$

Если выразить из уравнений (3.37), (3.38) зависимые переменные v_1'' и γ_2'' с последующей группировкой векторов зависимых и независимых переменных, получается система уравнений, отражающая учёт в УУР вторых моментов оптимизируемых случайных параметров посредством первого обобщённого графика Γ_1 :

$$\begin{bmatrix} E & \overline{0} & \overline{0} & A_{12} \\ \overline{0} & E & \overline{0} & A_{22} \\ \overline{0} & \overline{0} & E & -B_{12} \\ \overline{0} & \overline{0} & -B_{21}^{-1} & E \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \overline{\gamma'} \\ \overline{v_1''} \\ \overline{\gamma_2''} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} A_{11} & \overline{0} \\ A_{21} & \overline{0} \\ -B_{11} & \overline{0} \\ \overline{0} & -B_{22}^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \overline{\gamma_1''} \\ \overline{v_2''} \end{bmatrix} = \overline{0}, \quad k = 1. \quad (3.39)$$

Учёт в УУР вторых моментов оптимизируемых параметров посредством второго и последующих ОГН Γ_k отражается $(M-1)$ системами уравнений вида (3.39), которые с учётом указанного выше разбиения переменных записываются аналогично (3.17):

$$\begin{bmatrix} E & A_{22} \\ \overline{0} & E \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \overline{\gamma_k'} \\ \overline{\gamma_k''} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \overline{0} \\ -B_{22}^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \overline{v_k''} \end{bmatrix} = \overline{0}, \quad k = \overline{2, M}. \quad (3.40)$$

Таким образом, ограничения типа равенства с учётом многорежимности наиболее полно моделируются системой уравнений (3.16), учитывающей математические ожидания оптимизируемых параметров, и системами уравнений (3.39), (3.40), учитывающими отклонения параметров от математических ожиданий.

При записи в (3.16), (3.39) зависимых переменных ($\Delta\delta$, ΔQ_1 , ΔV_2 и γ' , v_1'' , γ_2'') через независимые (ΔV_1 , ΔQ_2 и γ_1'' , v_2'') с учётом целевой функции (2.31) или (2.32) совместно с (3.3) при переходе к бесконечно малым приращениям переменных выражение приведенного градиента при моделировании нагрузок только первым ОГН при активности ограничений (3.4) или (3.33) принимает вид [65, 191]

$$\bar{\nabla}'_{\Pi} = \left[\bar{\nabla}'_{V_1} F \bar{\nabla}'_{Q_2} F \bar{\nabla}'_{\gamma_1'} F \bar{\nabla}'_{v_2'} F \right] - \left[\bar{\nabla}'_{\delta} F \bar{\nabla}'_{Q_1} F \bar{\nabla}'_{V_2} F \bar{\nabla}'_{\gamma'} F \bar{\nabla}'_{v_1'} F \bar{\nabla}'_{\gamma_2'} F \right] \times$$

$$\times \left[\begin{array}{c|c} \begin{array}{cccc} E & \bar{0} & \bar{0} & A_{12} \\ \bar{0} & E & \bar{0} & A_{22} \\ \bar{0} & \bar{0} & E & -B_{12} \\ \bar{0} & \bar{0} & -B_{21}^{-1} & E \end{array} & \bar{0} \\ \hline \bar{0} & \begin{array}{cccc} E & \bar{0} & \bar{0} & A_{12} \\ \bar{0} & E & \bar{0} & A_{22} \\ \bar{0} & \bar{0} & E & -B_{12} \\ \bar{0} & \bar{0} & -B_{21}^{-1} & E \end{array} \end{array} \right]^{-1} \left[\begin{array}{c|c} \begin{array}{cc} A_{11} & \bar{0} \\ A_{21} & \bar{0} \\ -B_{11} & \bar{0} \\ \bar{0} & -B_{22}^{-1} \end{array} & \bar{0} \\ \hline \bar{0} & \begin{array}{cc} A_{11} & \bar{0} \\ A_{21} & \bar{0} \\ -B_{11} & \bar{0} \\ \bar{0} & -B_{22}^{-1} \end{array} \end{array} \right], \quad (3.41)$$

где $\bar{\nabla}'_{\Pi}$ – $G(1+M)$ -мерный вектор приведенного градиента; $\bar{\nabla}'_{V_1} F \bar{\nabla}'_{Q_2} F$ и $\bar{\nabla}'_{\gamma_1'} F \bar{\nabla}'_{v_2'} F$ – вектор-строки вида $[\partial F / \partial Y]$ суммарного размера G каждая; $\bar{\nabla}'_{\delta} F$ и $\bar{\nabla}'_{\gamma'} F$ – N -мерные вектор-строки вида $[\partial F / \partial X]$; $\bar{\nabla}'_{Q_1} F \bar{\nabla}'_{V_2} F$ и $\bar{\nabla}'_{v_1'} F \bar{\nabla}'_{\gamma_2'} F$ – вектор-строки вида $[\partial F / \partial X]$ суммарного размера N каждая.

В выражении (3.41) используются $2N(1+M)$ -мерная квадратная матрица вида $[\partial \omega / \partial X]^{-1}$ и $2N(1+M) \times G(1+M)$ -мерная матрица вида $[\partial \omega / \partial Y]$.

3.2.4. Алгоритм стохастической оптимизации на интервале времени

Блок-схема алгоритма стохастической оптимизации режимов системы распределения ЭЭ по РМ на интервале времени представлена на рис. 3.2.

Учитывая приведённый выше способ разделения переменных, направления оптимизации в пространстве независимых параметров определяются через значения составляющих приведенного градиента следующим образом:

$$\Delta_{Q_{2j}} = -\nabla_{Q_{2j}}, \quad j = \overline{1, q}; \quad \Delta_{V_{1i}} = -\nabla_{V_{1i}}, \quad i = \overline{1, p};$$

$$\Delta_{v_{k2i}''} = -\nabla_{v_{k2i}''}, \quad \left\{ \begin{array}{l} \text{если } Q_i^{\max p} < Q_i^{\max} \\ \text{если } Q_i^{\min p} > Q_i^{\min} \end{array} \right\}, \quad i = \overline{1, q}; \quad k = 1;$$

$$\Delta_{\gamma_{k1j}''} = -\nabla_{\gamma_{k1j}''}, \quad \left\{ \begin{array}{l} \text{если } V_j^{\max p} < V_j^{\max} \\ \text{если } V_j^{\min p} > V_j^{\min} \end{array} \right\}, \quad j = \overline{1, p}; \quad k = 1. \quad (3.42)$$

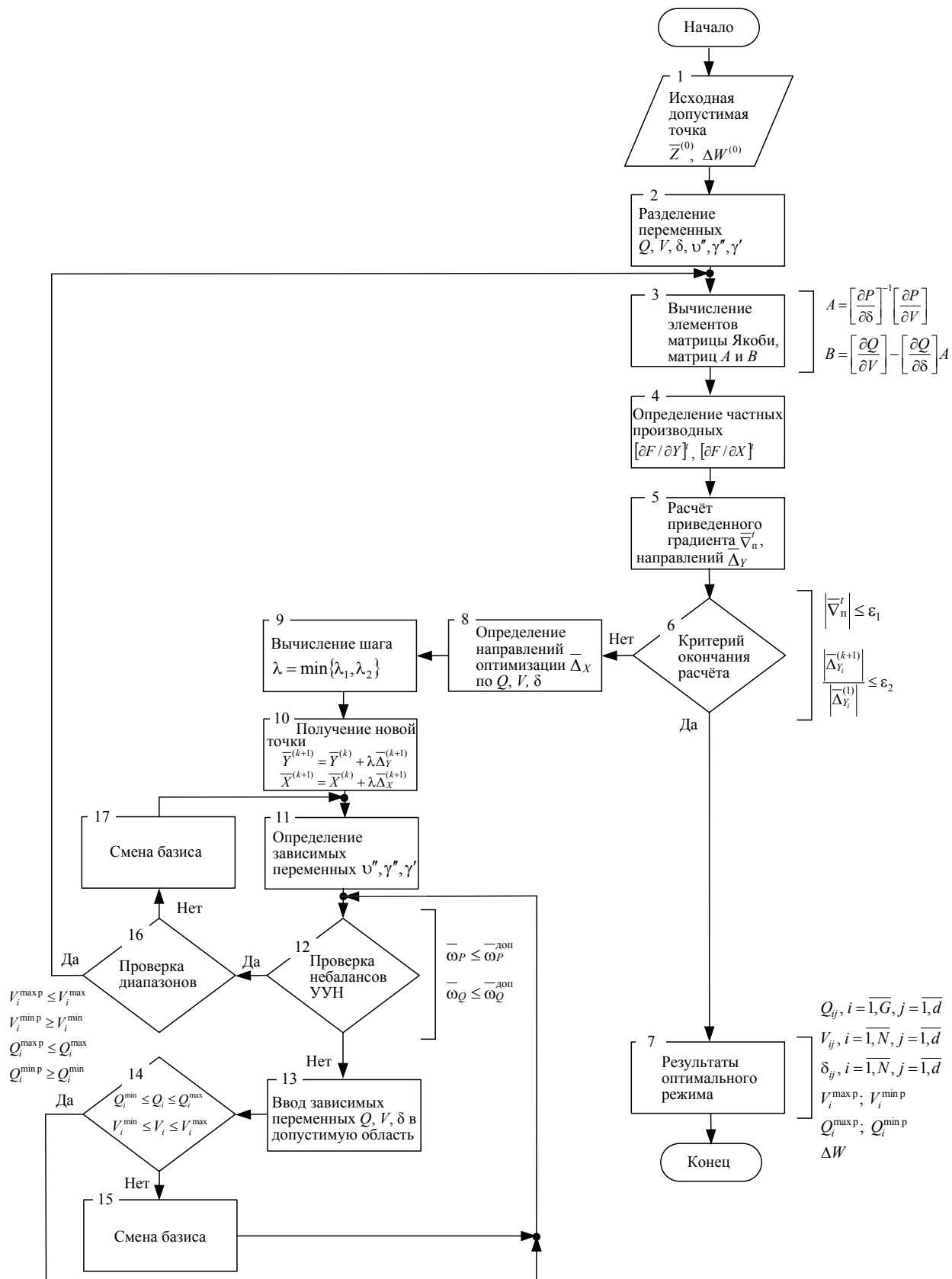


Рис. 3.2. Блок-схема алгоритма стохастической оптимизации множества режимов на интервале времени по потерям ЭЭ

Далее в соответствии с общим выражением (3.20) выполняется шаг по математическим ожиданиям параметров режима и независимым компонентам собственных векторов v_2'' и моделирующим коэффициентам γ_1'' . Минимальный шаг (3.21)–(3.25) выбирается из условий максимального уменьшения целевой функции в заданном направлении и ненарушения простых неравенств для математических ожиданий параметров.

Зависимые компоненты собственных векторов и моделирующие коэффициенты определяются из решения линеаризованных систем (2.28) или их поправки – из решения линейных систем (3.39), (3.40).

Ввод в допустимую область зависимых математических ожиданий параметров выполняется аналогично в соответствии с (3.26)–(3.30).

При нарушении контролирующих неравенств (3.4) или (3.33) производится смена базиса: закрепление диапазонов на предельно допустимых значениях; пересчёт и последующий обмен компонентов собственных векторов и моделирующих коэффициентов, соответствующих первому ОГН.

Алгоритм позволяет получить диапазоны (2.38) и графики загрузки РМ КУ (2.14), изменения напряжений (2.27) в узлах системы распределения ЭЭ, потери ЭЭ (2.31), (2.32) в исходном и оптимальном состояниях.

3.2.5. Пример стохастической оптимизации режимов на суточном интервале времени для сети 110 кВ

Для РЭС, изображённой на рис. 2.4, необходимо выполнить оптимизацию режимов на суточном интервале времени ($d = 12$).

Для удобства расчёта выполняется переход к ненормированным собственным векторам и моделирующим коэффициентам:

$$\bar{v}_1 = \sqrt{\lambda_1} \begin{bmatrix} v_{11}' \\ v_{11}'' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -7,173 \\ -9,689 \end{bmatrix}; \quad \bar{v}_2 = \sqrt{\lambda_2} \begin{bmatrix} v_{21}' \\ v_{21}'' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0,8019 \\ 0,5937 \end{bmatrix}, M = 2;$$

$$\bar{\gamma}_1 = \sqrt{\lambda_1} \begin{bmatrix} \gamma_{11}' \\ \gamma_{11}'' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,0040 \\ 2,4794 \end{bmatrix}; \quad \bar{\gamma}_2 = \sqrt{\lambda_2} \begin{bmatrix} \gamma_{21}' \\ \gamma_{21}'' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,0016 \\ -0,0297 \end{bmatrix}, M = 2.$$

В связи с таким приёмом собственные числа в выражениях потерь ЭЭ (2.31), (2.32) принимаются равными единице.

Параметры исходной точки:

$$Q_1^{(0)} = 20 \text{ Мвар}, \delta_1^{(0)} = -1,71^\circ, V_1^{(0)} = 114,0 \text{ кВ}, v_{11}''^{(0)} = -9,689, v_{21}''^{(0)} = 0,5937,$$

$$\gamma_{11}'^{(0)} = 0,0040, \gamma_{11}''^{(0)} = 2,4794, \gamma_{21}'^{(0)} = 0,0016, \gamma_{21}''^{(0)} = -0,0297.$$

Целевая функция – потери ЭЭ (2.31) с учётом (3.3):

$$F = \Delta W = \left[g_{11}V_1^2 + g_{22}V_2^2 - 2g_{12}V_1V_2 \cos(\delta_1 - \delta_2) + \frac{1}{2}(\lambda_1\gamma''_{11}\gamma''_{11} + \lambda_2\gamma''_{21}\gamma''_{21}) \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial V_1 \partial V_1} + \right. \\ \left. + (\lambda_1\gamma''_{11}\gamma'_{11} + \lambda_2\gamma''_{21}\gamma'_{21}) \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial V_1 \partial \delta_1} + \frac{1}{2}(\lambda_1\gamma'_{11}\gamma'_{11} + \lambda_2\gamma'_{21}\gamma'_{21}) \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial \delta_1 \partial \delta_1} \right] T \rightarrow \min ,$$

где $T = 24$ ч.

Ограничения в виде равенств – УУН (2.24):

$$P_1 = -V_1^2 Y_{11} \sin \alpha_{11} - V_1 V_2 Y_{12} \sin(\delta_1 - \delta_2 - \alpha_{12});$$

$$Q_1 = -V_1^2 Y_{11} \cos \alpha_{11} + V_1 V_2 Y_{12} \cos(\delta_1 - \delta_2 - \alpha_{12}).$$

Ограничения в виде неравенств (3.4)

$$-35 \text{ МВар} \leq Q_1 \leq 35 \text{ МВар}; 110 \text{ кВ} \leq V_1 \leq 126 \text{ кВ}$$

контролируются с помощью расчётных значений диапазонов (3.33).

Потери ЭЭ в исходной точке $\Delta W^{(0)} = 26,1689$ МВт·ч.

Выбор переменных:

$$Q_1, v''_{11}, v''_{21} \in Y; \delta_1, V_1, \gamma'_{11}, \gamma''_{11}, \gamma'_{21}, \gamma''_{21} \in \bar{X}.$$

Матрицы A и B (3.11):

$$A = \left[\frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} \right]^{-1} \left[\frac{\partial P_1}{\partial V_1} \right] = 0,0037; B = \left[\frac{\partial Q_1}{\partial V_1} \right] - \left[\frac{\partial Q_1}{\partial \delta_1} \right] A = -5,4637.$$

Частные производные целевой функции (без умножения на время T) по независимым и зависимым переменным:

$$[\partial F / \partial Y]^t = [\nabla_{Q_1} F \nabla_{v''_{11}} F \nabla_{v''_{21}} F] = [0 \quad 0 \quad 0];$$

$$[\partial F / \partial X]^t = [\nabla_{\delta_1} F \nabla_{V_1} F \nabla_{\gamma'_{11}} F \nabla_{\gamma''_{11}} F \nabla_{\gamma'_{21}} F \nabla_{\gamma''_{21}} F] = \\ = [-16,33 \quad -0,2379 \quad 1,8476 \quad 0,0986 \quad 0,8791 \quad -1,42 \cdot 10^{-3}].$$

Приведенный градиент вида (3.41)

$$\begin{aligned} \bar{\nabla}_{\Pi}^{(1)} &= [\nabla_{Q_1} F \nabla_{v_{11}''} F \nabla_{v_{21}''} F] - [\nabla_{\delta_1} F \nabla_{V_1} F \nabla_{\gamma_{11}'} F \nabla_{\gamma_{11}''} F \nabla_{\gamma_{21}'} F \nabla_{\gamma_{21}''} F] \times \\ &\quad \times \begin{bmatrix} E & A & 0 & 0 \\ 0 & E & 0 & 0 \\ \hline 0 & E & A & 0 \\ 0 & 0 & E & 0 \\ \hline 0 & 0 & E & A \\ 0 & 0 & 0 & E \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ -B^{-1} & 0 & 0 \\ \hline 0 & 0 & 0 \\ 0 & -B^{-1} & 0 \\ \hline 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -B^{-1} \end{bmatrix} = \\ &= [0 \ 0 \ 0] - [-16,33 \ -0,2379 \ 1,8476 \ 0,0986 \ 0,8791 \ -1,42 \cdot 10^{-3}] \times \\ &\quad \times \begin{bmatrix} 1 & 0,0037 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ \hline 0 & 1 & 0,0037 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ \hline 0 & 0 & 1 & 0,0037 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0,183 & 0 & 0 \\ \hline 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0,183 & 0 \\ \hline 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0,183 \end{bmatrix} = \\ &= [0,03234 \ -0,01678 \ 8,62 \cdot 10^{-4}]. \end{aligned}$$

Направления поиска для независимых переменных (3.2)

$$\bar{\Delta}_Y^{(1)t} = -\bar{\nabla}_{\Pi}^{(1)} = [\Delta_{Q_1}^{(1)} \ \Delta_{v_{11}''}^{(1)} \ \Delta_{v_{21}''}^{(1)}] = [-0,03234 \ 0,01678 \ -8,62 \cdot 10^{-4}].$$

Шаг оптимизации 1. Направления поиска для зависимых переменных можно вычислить по общему выражению (3.2) для математических ожиданий параметров и моделирующих коэффициентов:

$$\bar{\Delta}_X^{(1)} = \begin{bmatrix} \Delta_{\delta_1}^{(1)} \\ \Delta_{V_1}^{(1)} \\ \Delta_{\gamma_{11}'}^{(1)} \\ \Delta_{\gamma_{11}''}^{(1)} \\ \Delta_{\gamma_{21}'}^{(1)} \\ \Delta_{\gamma_{21}''}^{(1)} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} E & A & 0 & 0 \\ 0 & E & 0 & 0 \\ \hline 0 & E & A & 0 \\ 0 & 0 & E & 0 \\ \hline 0 & 0 & E & A \\ 0 & 0 & 0 & E \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ -B^{-1} & 0 & 0 \\ \hline 0 & 0 & 0 \\ 0 & -B^{-1} & 0 \\ \hline 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -B^{-1} \end{bmatrix} \bar{\Delta}_Y^{(1)} = \begin{bmatrix} -2,22 \cdot 10^{-5} \\ 5,92 \cdot 10^{-3} \\ 1,15 \cdot 10^{-5} \\ -3,07 \cdot 10^{-3} \\ -5,91 \cdot 10^{-7} \\ 1,58 \cdot 10^{-4} \end{bmatrix}.$$

Определение шага оптимизации (3.21)–(3.25):

$$\lambda_1 = \min\{\lambda_{Q_1}^{(1)}, \lambda_{\delta_1}^{(1)}, \lambda_{V_1}^{(1)}\} = \min\{1 \ 700 \ 69 \ 509 \ 2 \ 027\} = 1 \ 700;$$

$$\lambda'_2 = 0 \rightarrow F^0 = 1,0904; \lambda'_2 = 0,5\lambda_1^{Q_1} \rightarrow F' = 0,7492; \lambda''_2 = 1,0\lambda_1^{Q_1} \rightarrow F'' = 2,0018;$$

$$\lambda_2 = \frac{3F^0 - 4F' + F''}{4F^0 - 8F' + 4F''} = 0,3570; \lambda_2 = \lambda'_2 \cdot \lambda_1^{Q_1} = 607,1;$$

$$\lambda^{(1)} = \min\{\lambda_1, \lambda_2\} = \min\{1700 \ 607,1\} = 607,1.$$

Новые значения переменных на шаге 1 (3.20)

$$\begin{bmatrix} Q_1^{(1)} \\ v_{11}''^{(1)} \\ v_{21}''^{(1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Q_1^{(0)} \\ v_{11}''^{(0)} \\ v_{21}''^{(0)} \end{bmatrix} + \lambda^{(1)} \begin{bmatrix} \Delta_{Q_1}^{(1)} \\ \Delta_{v_{11}'}^{(1)} \\ \Delta_{v_{21}'}^{(1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,364 \text{ Мвар} \\ 0,4991 \\ 0,0703 \end{bmatrix};$$

$$\begin{bmatrix} \delta_1^{(1)} \\ V_1^{(1)} \\ \gamma_{11}'^{(1)} \\ \gamma_{11}''^{(1)} \\ \gamma_{21}'^{(1)} \\ \gamma_{21}''^{(1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta_1^{(0)} \\ V_1^{(0)} \\ \gamma_{11}'^{(0)} \\ \gamma_{11}''^{(0)} \\ \gamma_{21}'^{(0)} \\ \gamma_{21}''^{(0)} \end{bmatrix} + \lambda^{(1)} \begin{bmatrix} \Delta_{\delta_1}^{(1)} \\ \Delta_{V_1}^{(1)} \\ \Delta_{\gamma_{11}'}^{(1)} \\ \Delta_{\gamma_{11}''}^{(1)} \\ \Delta_{\gamma_{21}'}^{(1)} \\ \Delta_{\gamma_{21}''}^{(1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -2,48^\circ \\ 117,59 \text{ кВ} \\ 0,011 \\ 0,6148 \\ 0,0012 \\ 0,0661 \end{bmatrix}.$$

Расчётные значения мощностей и небалансы в узле 1:

$$P_1^{(1)} = 29,83 \text{ МВт}; Q_1^{(1)} = -0,496 \text{ Мвар};$$

$$|\omega_{P_1}| = |-0,17| \text{ МВт} > 0,02 \text{ МВт}; |\omega_{Q_1}| = |0,00| \text{ Мвар} < 0,02 \text{ Мвар}.$$

Результаты расчёта на шаге 1 после ввода зависимых математических ожиданий в допустимую область (3.27)–(3.29) при $t = 0,6$ (три итерации): $Q_1^{(1)} = -0,585 \text{ Мвар}$, $\delta_1^{(1)} = -2,50^\circ$, $V_1^{(1)} = 117,59 \text{ кВ}$, $v_{11}''^{(1)} = 0,4991$, $v_{21}''^{(1)} = 0,0703$, $\gamma_{11}'^{(1)} = 0,0011$, $\gamma_{11}''^{(1)} = 0,6148$, $\gamma_{21}'^{(1)} = 0,0012$, $\gamma_{21}''^{(1)} = 0,0661$; $\omega_{P_1} = -0,0098 \text{ МВт}$; $\omega_{Q_1} = 0,00 \text{ Мвар}$; $\Delta W^{(1)} = 16,6158 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$. Ограничения в виде неравенств (3.4) и (3.33) выполняются.

Результаты оптимизации на следующих шагах сведены в табл. 3.2.

В табл. 3.3 приведено сравнение результатов стохастической (совмещённой) оптимизации с результатами поинтервальной оптимизации мгновенных режимов. Последние приняты в качестве эталонных.

Таблица 3.2

Результаты совмещённой оптимизации при $M = 2$

№ шага	Допустимая точка								
	Q_1 , Мвар	U''_{11}	U''_{21}	δ_1 , °	V_1 , кВ	γ'_{11}	γ''_{11}	γ'_{21}	γ''_{21}
1	20,00	-9,689	0,594	-1,71	114,00	0,0040	2,479	0,0016	-0,030
2	-0,585	0,499	0,0703	-2,50	117,59	0,0110	0,6148	0,0012	0,0661
3	-0,424	0,409	0,0494	-2,49	117,57	0,0107	0,6100	0,0012	0,0676

№ шага	Составляющие градиента			Шаг	F , МВт·ч
	∇_{Q_1}	$\nabla_{U''_{11}}$	$\nabla_{U''_{21}}$		
1	0,0323	-0,0168	$8,62 \cdot 10^{-4}$	607	26,1689
2	$-3,12 \cdot 10^{-4}$	$1,75 \cdot 10^{-4}$	$4,05 \cdot 10^{-5}$	516	16,6158
3	$-7,72 \cdot 10^{-5}$	$4,20 \cdot 10^{-5}$	$1,00 \cdot 10^{-5}$	-	16,5794

Таблица 3.3

Сравнение расчётных и эталонных параметров режимов

d	$Q_{1н}$, Мвар	Расчётные параметры				Эталонные параметры			
		Q_1 , Мвар	$Q_1^{ИРМ}$, Мвар	V_1 , кВ	δ_1 , град.	Q_1 , Мвар	$Q_1^{ИРМ}$, Мвар	V_1 , кВ	δ_1 , град.
1	4,3	0,31	-3,99	118,65	-1,40	0,52	-3,78	118,58	-1,40
2	6,3	0,11	-6,19	118,37	-1,69	0,28	-6,02	118,32	-1,69
3	9,7	-0,09	-9,79	118,08	-1,98	0,05	-9,65	118,05	-1,98
4	27,3	-0,77	-28,07	117,06	-3,00	-1,24	-28,54	117,13	-3,02
5	29,7	-0,85	-30,55	116,93	-3,13	-1,21	-30,91	116,98	-3,15
6	29,3	-0,77	-30,07	117,06	-3,00	-1,04	-30,34	117,09	-3,02
7	28,3	-0,74	-29,04	117,09	-2,97	-1,14	-29,44	117,15	-2,99
8	27,0	-0,72	-27,72	117,12	-2,94	-0,95	-27,95	117,16	-2,94
9	28,7	-0,70	-29,4	117,15	-2,91	-1,07	-29,77	117,21	-2,92
10	23,7	-0,60	-24,3	117,31	-2,75	-0,83	-24,53	117,35	-2,76
11	17,7	-0,48	-18,18	117,50	-2,56	-0,56	-18,26	117,51	-2,56
12	8,0	0,20	-7,80	118,48	-1,57	0,40	-7,60	118,42	-1,57
M	20,0	-0,42	-20,42	117,57	-2,49	-0,56	-20,56	117,58	-2,50
σ^2	94,2	0,170	102,3	0,377	0,380	0,425	107,1	0,319	0,387
σ	9,71	0,412	10,1	0,614	0,616	0,652	10,4	0,565	0,622

Графики РМ (2.14), модулей и фаз напряжений (2.27) при совмещённой оптимизации определялись в соответствии с выражениями

$$Q_{1j} = MQ_1 + \sum_{k=1}^2 U''_{k1} \Gamma_{kj}; \quad V_{1j} = MV_1 + \sum_{k=1}^2 \gamma''_{k1} \Gamma_{kj};$$

$$\delta_{1j} = M\delta_1 + \sum_{k=1}^2 \gamma'_{k1} \Gamma_{kj}, \quad j = \overline{1, 12},$$

где компоненты собственных векторов и моделирующие коэффициенты ненормированные; ОГН Γ_{kj} в о. е. (табл. 2.9) и нормированы на среднеквадратические отклонения.

Погрешности расчёта потерь ЭЭ в исходном и оптимальном состояниях составляют $-2,10\%$ и $-0,32\%$ соответственно.

Таким образом, результаты совмещённой оптимизации оказались очень близки к эталонным. При оптимизации на суточном интервале времени без учёта инвестиционной составляющей потери ЭЭ в РЭС 110 кВ минимальны (снижение на $36,6\%$), а установленная мощность КУ максимальна и составляет $30,6$ Мвар.

3.3. Особенности формирования выражения целевой функции расчётных затрат

Рассмотренный выше алгоритм стохастической оптимизации позволяет определять оптимальные значения РМ существующих источников на заданном интервале времени T (эксплуатационная задача).

Более общей задачей является совместный выбор значений мощностей как существующих источников, так и новых КУ (проектная задача).

В соответствии со статическим критерием выбора ИРМ (1.24) выражение целевой функции расчётных приведенных затрат включает три составляющих:

- инвестиционную, связанную с установкой новых ИРМ;
- стоимость потерь ЭЭ в существующих и устанавливаемых ИРМ;
- стоимость потерь ЭЭ в РЭС рассматриваемого района.

В предположении, что установка КУ возможна во всех N узлах системы распределения ЭЭ, критерий оптимального выбора ИРМ в общем виде может быть записан следующим образом [161, 195, 196]:

$$Z = Z_1 + Z_2 + Z_3 = \sum_{i=1}^N \rho_i k_{(0)i} Q_i^{\text{уст}} + c_0 \sum_{i=1}^N (\alpha_i Q_i + \beta_i Q_i^2) t_i + c_0 \Delta W \rightarrow \min, \quad (3.43)$$

где $\rho_i = E + \rho_i^a + \rho_i^o$ – экономический коэффициент, включающий ставку дисконта, нормы амортизации и обслуживания; $k_{(0)i}$ – удельные капитальные затраты устанавливаемой мощности КУ в i -м узле; c_0 – стоимость 1 кВт·ч потерь ЭЭ; α_i, β_i – постоянные параметры, зависящие от технико-экономических характеристик генерирующего источника; t_i – время работы источника.

Затраты на установку новых ИРМ Z_1 в общем случае представляют собой разрывную функцию устанавливаемой (установленной) мощности КУ. Точное решение оптимизационной задачи с разрывными целевыми функциями можно выполнить только методами дискретной оптимизации, например, методом динамического программирования [59], которые чрезвычайно громоздки. В связи с этим предлагается действительную разрывную функцию приведенных затрат Z_1 заменить линейной.

Для БСК такая замена реализуется в соответствии с (1.15):

$$Z_{1i}^{\text{БСК}} = \rho_i k_{(0)i} Q_i^{\text{уст}}. \quad (3.44)$$

Для СТК и СК в рамках конкретного устройства линейная функция затрат может представляться аналогично (3.44). Для учёта всего множества различных СТК и СК для каждого класса напряжения необходимо получить аппроксимирующие зависимости функции затрат от установленной мощности

$$Z_{1i}^{\text{СТК}} = \varphi_i(Q_i^{\text{уст}}), \quad (3.45)$$

$$Z_{1i}^{\text{СК}} = \psi_i(Q_i^{\text{уст}}). \quad (3.46)$$

Такие линейные зависимости имеют общий вид

$$Z_1^{\text{СТК(СК)}} = a + bQ^{\text{уст}}. \quad (3.47)$$

Коэффициенты искомым линейных характеристик (3.47) можно найти по методу наименьших квадратов, используя квадратичный критерий минимизации

$$\left\{ \sum_j |Z_{1j}^{\text{э}} - Z_{1j}^{\text{т}}|^2 \right\} \rightarrow \min, \quad (3.48)$$

где $Z_{1j}^{\text{э}}$, $Z_{1j}^{\text{т}}$ – эмпирические и теоретические значения расчётных затрат по соответствующим характеристикам.

Получение таких линейных зависимостей актуально только при большой достоверности стоимостных показателей данных устройств (действительные текущие цены).

Таким образом, первое слагаемое (3.43) является линейной функцией установленной мощности КУ, значение которой в i -м узле с учётом свойства пологости функции затрат (3.43) может представляться двумя спосо-

1. С помощью моделирования по (2.14) максимального значения графика РМ

$$Q_i^{\text{уст}} = MQ_i + \max \left\{ \sum_{k=1}^M v''_{ki} \Gamma_{kj} \right\}. \quad (3.49)$$

Наиболее простым является выражение установленной мощности, когда оптимизация ведётся с помощью одного обобщённого графика:

$$Q_i^{\text{уст}} = MQ_i + v''_{1i} \Gamma_1 = MQ_i + v''_{1i} \Gamma_1(t_1). \quad (3.50)$$

где t_1 – момент времени, соответствующий максимуму графика Γ_1 .

Если оптимизация выполняется на основе двух ОГН Γ_1 и Γ_2 , то для определения максимального значения РМ можно использовать следующее выражение:

$$Q_i^{\text{уст}} = MQ_i + v''_{1i} \Gamma_1(t_m) + v''_{2i} \Gamma_2(t_m). \quad (3.51)$$

Параметр t_m выражения (3.51) определяется коэффициентом участия m графика Γ_2 в линейной комбинации $v''_{1i} \Gamma_1 + v''_{2i} \Gamma_2$:

$$m = \frac{v''_{2i}}{|v''_{1i}| + |v''_{2i}|}. \quad (3.52)$$

При малых значениях коэффициента m момент t_m , определяющий максимум суммарного графика, равен t_1 . Для m , близких к ± 1 , значение t_m равно времени наступления максимума t_2 второго обобщённого графика.

Установленные мощности ИРМ в данных случаях записываются в виде

$$\left. \begin{aligned} Q_i^{\text{уст}} &= MQ_i + v''_{1i} \Gamma_1(t_1) + v''_{2i} \Gamma_2(t_1) \text{ при } m \approx 0, \\ Q_i^{\text{уст}} &= MQ_i + v''_{1i} \Gamma_1(t_2) + v''_{2i} \Gamma_2(t_2) \text{ при } m \approx \pm 1. \end{aligned} \right\} \quad (3.53)$$

В промежуточных точках значение t_m отличается от t_1 или t_2 , однако простым перебором всех точек рассматриваемых графиков моменты t_m можно найти для любого значения m .

При использовании трёх обобщённых графиков определение максимума линейной комбинации $v''_{1i} \Gamma_1 + v''_{2i} \Gamma_2 + v''_{3i} \Gamma_3$ выполняется с помощью изменения двух параметров m_2 и m_3 – коэффициентов участия в суммарном графике второго и третьего ОГН. Поиск моментов максимума $t(m_2, m_3)$ выполняется аналогично рассмотренному выше. Поскольку соответствующий расчёт довольно громоздок, целесообразно применение приближённых методов, например метода регрессионного анализа [64].

2. В виде максимальной границы диапазона (2.38)

$$Q_i^{\text{уст}} = MQ_i + k_{\beta}^{\max} \sqrt{\sum_{k=1}^M \lambda_k v_{ki}''^2}. \quad (3.54)$$

Реализация второго способа является более простой.

В результате обобщения решений по обоим подходам рекомендуется принимать среднее значение расчётной мощности КУ.

В итоге инвестиционная составляющая расчётных затрат определяется математическими ожиданиями РМ и компонентами собственных векторов: $Z_1 = f_1(Q_i, v_{ki}'')$.

Вид второго слагаемого (3.43) зависит от типа КУ.

Удельные потери мощности в БСК не превышают 3 кВт / Мвар [8].

Затраты на потери ЭЭ в БСК в соответствии с (1.18) имеют вид

$$Z_2^{\text{БСК}} = 0,003 c_0^x T \sum_{i=1}^N Q_i (V_i / V_{\text{НОМ}})^2 \quad (3.55)$$

и являются функцией математических ожиданий РМ и модулей напряжений $Z_2^{\text{БСК}} = f_2(Q_i, V_i)$.

Потери в СТК зависят от их конструкции (соотношения мощностей конденсаторов и реакторов) и в среднем составляют 6 кВт / Мвар [8].

В соответствии с [8] затраты на потери ЭЭ в СТК могут быть представлены в том же виде, что и для БСК:

$$Z_2^{\text{СТК}} = 0,006 c_0^x T \sum_{i=1}^N Q_i \quad (3.56)$$

и являются функцией математических ожиданий РМ $Z_2^{\text{СТК}} = f_2(Q_i)$.

Потери в СК теоретически нельзя полностью отнести к потерям холостого хода, так как потери в любой электрической машине имеют и нагрузочную составляющую (как и в трансформаторе). Однако поскольку эта составляющая потерь зависит не от нагрузки сети, а от нагрузки самого СК, а последняя не имеет прямой связи с нагрузкой сети, потери в СК в целом относят к условно-постоянным [8].

Затраты на потери ЭЭ в СК в соответствии с (1.19) могут быть приближённо представлены в виде

$$Z_2^{\text{СК}} \approx c_0^x T \left[(0,004 - 0,006) \sum_{i=1}^N Q_i^{\text{уст}} + (0,0010 - 0,0015) \sum_{i=1}^N Q_i^{\text{уст}} \left(\frac{Q_i}{Q_i^{\text{уст}}} \right)^2 \right] \quad (3.57)$$

и являются функцией математических ожиданий РМ и компонентов собственных векторов $Z_2^{CK} = f_2(Q_i, v_{ki}'')$.

В третьем слагаемом $Z_3 = f_3(\delta_i, V_i, \gamma_{ki}', \gamma_{ki}'')$ необходимо разделение на две ценовые составляющие в зависимости от стоимостей нагрузочных потерь ЭЭ (2.31), (2.32) и потерь холостого хода (2.36):

$$Z_3 = c_0^H \Delta W + c_0^X \Delta W_{x.x}. \quad (3.58)$$

Таким образом, первые две составляющие целевой функции расчётных затрат (3.43) Z_1 и Z_2 формируются в зависимости от типа ИРМ, предполагаемых к установке.

В соответствии со статическим критерием расчётных затрат (3.43) интервал времени T принимается равным одному году.

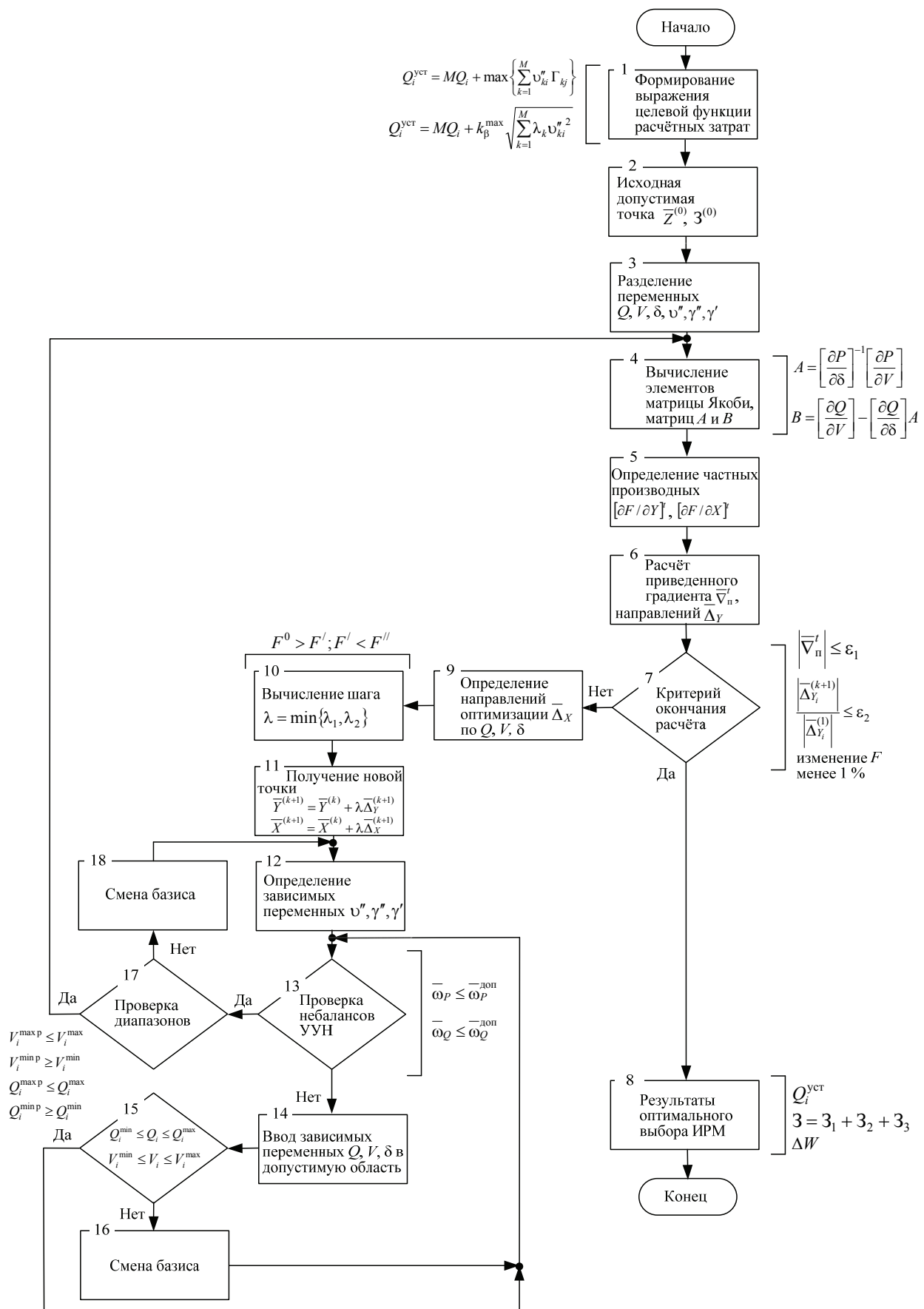
3.4. Алгоритм оптимального выбора источников реактивной мощности

Целевая функция расчётных затрат (3.43) с учётом (3.44)–(3.58) определяется математическими ожиданиями параметров режима, компонентами собственных векторов и моделирующими коэффициентами $Z = f(Q_i, \delta_i, V_i, v_{ki}'', \gamma_{ki}', \gamma_{ki}'')$. Её минимизация осуществляется с помощью рассмотренной выше стохастической модели ОМПГ по алгоритму [195, 196], блок-схема которого приведена на рис. 3.3.

В первом приближении к решению делается предположение, что установка ИРМ возможна во всех узлах рассматриваемой системы распределения ЭЭ.

1. Составляется выражение целевой функции расчётных затрат (3.43). Первые два слагаемых функции Z_1 и Z_2 формируются в зависимости от типа предполагаемых к установке КУ в узлах: для БСК по выражениям (3.44), (3.55), для СТК – (3.45), (3.56), для СК – (3.46), (3.57). Для узлов с существующими ИРМ инвестиционная составляющая равна нулю и в процессе оптимизации не изменяется. Расчётные выражения устанавливаемых мощностей КУ имеют вид (3.49)–(3.53) или (3.54).

2. Определяются параметры исходной допустимой точки $\bar{Z}^{(0)}$ и соответствующее значение целевой функции приведенных затрат $Z^{(0)}$. В качестве начальных значений переменных могут использоваться результаты расчёта установившегося режима системы ($Z_1 = 0$, $Z^{(0)}$ включает затраты на потери ЭЭ в сети Z_3 и в существующих ИРМ Z_2) или результаты решения задачи в эксплуатационной постановке без инвестиционной составляющей (в $Z^{(0)}$ затраты на установку Z_1 и на потери ЭЭ в существующих ИРМ Z_2 максимальны, а затраты на потери ЭЭ в сети Z_3 минимальны).



10
Вычисление шага $\lambda = \min \{ \lambda_1, \lambda_2 \}$

9
Определение направлений оптимизации Δ_X по Q, V, δ

11
Получение новой точки

$$\bar{Y}^{(k+1)} = \bar{Y}^{(k)} + \lambda \bar{\Delta}_Y^{(k+1)}$$

$$\bar{X}^{(k+1)} = \bar{X}^{(k)} + \lambda \Delta_X^{(k+1)}$$

12
Определение зависимых переменных v'', γ'', γ'

13
Проверка небалансов УУН

14
Ввод зависимых переменных Q, V, δ в допустимую область

15
Проверка диапазонов

$$Q_i^{\min} \leq Q_i \leq Q_i^{\max}$$

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max}$$

16
Смена базиса

17
Проверка диапазонов

18
Смена базиса

Рис. 3.3. Блок-схема алгоритма оптимального выбора ИРМ по критерию минимума расчётных приведенных затрат

3. Производится выбор зависимых и независимых переменных для математических ожиданий параметров δ , V , Q (3.5), (3.6), компонентов собственных векторов и моделирующих коэффициентов γ', γ'', v'' (3.34).

4. Вычисляются элементы матрицы Якоби (2.33), матрицы A и B (3.11).

5. Рассчитываются частные производные целевой функции затрат (3.43) по независимым $[\partial F/\partial Y]^t$ и зависимым $[\partial F/\partial X]^t$ переменным.

6. Определяются приведенный градиент вида (3.41) и направления оптимизации по независимым переменным $\bar{\Delta}_Y$ (3.2).

7. Проверяются критерии окончания оптимизационного расчёта (3.31), (3.32). Дополнительным критерием является снижение целевой функции расчётных затрат менее, чем на 1 %.

8. При выполнении любого из критериев выводятся результаты оптимального выбора ИРМ: оптимальные значения устанавливаемой мощности КУ $Q_i^{уст}$; функция расчётных затрат Z и её составляющие Z_1, Z_2, Z_3 ; потери ЭЭ ΔW в исходном и оптимальном состояниях.

9. Вычисляются направления оптимизации по зависимым $\bar{\Delta}_X$ математическим ожиданиям параметров δ , V , Q по общему выражению (3.2) с учётом (3.16), (3.17).

10. Рассчитывается шаг оптимизации (3.21)–(3.25). При этом важным условием является прохождение целевой функции затрат в точках $\lambda = 0$, $\lambda = 0,5 \lambda_1$, $\lambda = 1,0 \lambda_1$ через минимум, что подтверждается следующими условиями: $F^0 > F'$; $F' < F''$. Для этого полученный шаг λ_1 необходимо уменьшить в кратное двум число раз (2, 4, 6 ... и т. д.).

11. Выполняется шаг по математическим ожиданиям параметров режима и независимым компонентам собственных векторов v_2'' и моделирующим коэффициентам γ_1'' в соответствии с общим выражением (3.20).

12. Определяются зависимые компоненты собственных векторов и моделирующие коэффициенты из решения линеаризованных систем (2.28) или их поправки из решения линейных систем (3.39), (3.40).

13. Проверяется допустимость небалансов УУН (2.24).

14. Выполняется ввод в допустимую область зависимых математических ожиданий параметров в соответствии с (3.26)–(3.30).

15. Проверяется выполнение ограничений в виде неравенств (3.4) на математические ожидания параметров.

16. Производится смена базиса при нарушении контролирующих неравенств (3.4).

17. Выполняется проверка диапазонов (3.33).

18. Производится смена базиса при нарушении диапазонов (3.33) для компонент собственных векторов и моделирующих коэффициентов.

Во втором приближении исключаются узлы с малыми значениями расчётной устанавливаемой мощности КУ – определяются места размещения ИРМ. Расчёт по алгоритму повторяется.

3.5. Пример оптимального выбора источника реактивной мощности для сети 110 кВ

Для РЭС, изображённой на рис. 2.4, необходимо выполнить оптимальный выбор БСК.

Учитывая заданный тип ИРМ в узле, целевая функция расчётных затрат представляется в виде

$$Z = Z_1 + Z_2 + Z_3 = \rho k_0 Q_1^{\text{уст}} \frac{1}{365} + 0,003 c_0 T(Q_i - 20) + c_0 \Delta W \rightarrow \min .$$

Упрощения и исходные данные к задаче:

1) суточный график нагрузки ($T = 24$ ч) обуславливает множитель $1/365$ в первом слагаемом функции затрат;

2) $\rho = E + \rho^a + \rho^o = 0,12 + 0,064 + 0,030 = 0,214$ (табл. 1.3);

3) $k_0 = 1834$ тыс. руб. (табл. 1.1);

4) $Q_1^{\text{уст}} = Q_1 + k_{\beta}^{\max} \sqrt{\sum_{k=1}^M \lambda_k v_{k1}''^2} - 29,7$;

5) стоимость потерянной ЭЭ принимается равной $c_0 = 2,5$ руб/кВт·ч;

6) во втором слагаемом опущен множитель $(V_i / V_{\text{ном}})^2$.

Параметры исходной точки – результаты решения эксплуатационной задачи (табл. 3.2):

$$Q_1^{(0)} = -0,424 \text{ Мвар}, \delta_1^{(0)} = -2,49^\circ, V_1^{(0)} = 117,57 \text{ кВ}, v_{11}''^{(0)} = 0,409,$$

$$v_{21}''^{(0)} = 0,0494, \gamma_{11}'^{(0)} = 0,0107, \gamma_{11}''^{(0)} = 0,6100, \gamma_{21}'^{(0)} = 0,0012, \gamma_{21}''^{(1)} = 0,0676.$$

Функция расчётных затрат в исходной точке при $k_{\beta}^{\max} = 1,5$

$$\begin{aligned} Z^{(0)} &= -\rho k_0 \left(Q_1 - k_{\beta}^{\max} \sqrt{\lambda_1 v_{11}''^2 + \lambda_2 v_{21}''^2} - 29,7 \right) \frac{1}{365} - 0,003 c_0 T(Q_i - 20) + c_0 \Delta W = \\ &= 33,056 + 3,676 + 41,451 = 78,183 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

характеризуется максимальными значениями Z_1 и Z_2 , минимальным – Z_3 .

Минимизация функции осуществляется при прежних ограничениях в виде равенств и неравенств.

Выбор переменных:

$$Q_1, v_{11}'', v_{21}'' \in Y; \delta_1, V_1, \gamma_{11}', \gamma_{11}'', \gamma_{21}', \gamma_{21}'' \in \bar{X}.$$

Матрицы A и B (3.11)

$$A = \left[\frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} \right]^{-1} \left[\frac{\partial P_1}{\partial V_1} \right] = 0,0037; \quad B = \left[\frac{\partial Q_1}{\partial V_1} \right] - \left[\frac{\partial Q_1}{\partial \delta_1} \right] A = -5,4637.$$

Частные производные целевой функции расчётных затрат по независимым и зависимым переменным

$$[\partial F / \partial Y]^t = [\nabla_{Q_1} F \nabla_{v_{11}'} F \nabla_{v_{21}'} F] = [-1,255 \quad 1,601 \quad 0,193];$$

$$\begin{aligned} [\partial F / \partial X]^t &= [\nabla_{\delta_1} F \nabla_{V_1} F \nabla_{\gamma_{11}'} F \nabla_{\gamma_{11}''} F \nabla_{\gamma_{21}'} F \nabla_{\gamma_{21}''} F] = \\ &= [-1472 \quad -5,57 \quad 354,0 \quad 1,33 \quad 39,6 \quad 0,147]. \end{aligned}$$

Приведенный градиент вида (3.41)

$$\begin{aligned} \bar{\nabla}_{\Pi}^{t(1)} &= [-1,255 \quad 1,601 \quad 0,193] - [-1472 \quad -5,57 \quad 354,0 \quad 1,33 \quad 39,6 \quad 0,147] \times \\ &\times \begin{bmatrix} 1 & 0,0037 & & & & \\ 0 & 1 & & & & \\ \hline & & 1 & 0,0037 & & \\ & & 0 & 1 & & \\ \hline & & & & 1 & 0,0037 \\ & & & & 0 & 1 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 0 & & & & & \\ & 0 & & & & \\ & 0,183 & & 0 & & 0 \\ \hline & & & 0 & & 0 \\ & & & 0,183 & & 0 \\ \hline & & & & 0 & 0 \\ & & & & 0 & 0,183 \end{bmatrix} = \\ &= [-1,245 \quad 1,600 \quad 0,194]. \end{aligned}$$

Направления поиска для независимых переменных (3.2)

$$\bar{\Delta}_Y^{(1)t} = -\bar{\nabla}_{\Pi}^{t(1)} = [\Delta_{Q_1}^{(1)} \quad \Delta_{v_{11}'}^{(1)} \quad \Delta_{v_{21}'}^{(1)}] = [1,245 \quad -1,600 \quad -0,194].$$

Шаг оптимизации 1. Направления поиска для зависимых переменных

$$\bar{\Delta}_X^{(1)} = \begin{bmatrix} \Delta_{\delta_1}^{(1)} \\ \Delta_{V_1}^{(1)} \\ \Delta_{\gamma_{11}'}^{(1)} \\ \Delta_{\gamma_{11}''}^{(1)} \\ \Delta_{\gamma_{21}'}^{(1)} \\ \Delta_{\gamma_{21}''}^{(1)} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} E & A & & & & \\ 0 & E & & & & \\ \hline & & E & A & & \\ & & 0 & E & & \\ \hline & & & & E & A \\ & & & & 0 & E \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 0 & & & & & \\ & -B^{-1} & & 0 & & 0 \\ \hline & & & 0 & & 0 \\ & & & -B^{-1} & & 0 \\ \hline & & & & 0 & 0 \\ & & & & 0 & -B^{-1} \end{bmatrix} \bar{\Delta}_Y^{(1)} = \begin{bmatrix} 8,54 \cdot 10^{-4} \\ -0,228 \\ -0,0011 \\ 0,293 \\ -1,33 \cdot 10^{-4} \\ 0,0354 \end{bmatrix}.$$

Определение шага оптимизации (3.21)–(3.25):

$$\lambda_1 = \min\{\lambda_1^{Q_1}, \lambda_1^{\delta_1}, \lambda_1^{V_1}\} = \min\{28,4 \quad 1891 \quad 33,2\} = 28,4;$$

$$\lambda_2' = 0 \rightarrow F^0 = 78,183; \lambda_2' = 0,5\lambda_1^{Q_1} / 2 \rightarrow F' = 67,442; \lambda_2'' = 1,0\lambda_1^{Q_1} / 2 \rightarrow F'' = 106,2;$$

$$\lambda_2' = \frac{3F^0 - 4F' + F''}{4F^0 - 8F' + 4F''} = 0,3586; \lambda_2 = \lambda_2' \cdot \lambda_1^{Q_1} / 2 = 5,10;$$

$$\lambda^{(1)} = \min\{\lambda_1, \lambda_2\} = \min\{28,4 \quad 5,10\} = 5,10.$$

Новые значения переменных на шаге 1 (3.20)

$$\begin{bmatrix} Q_1^{(1)} \\ v_{11}''^{(1)} \\ v_{21}''^{(1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Q_1^{(0)} \\ v_{11}''^{(0)} \\ v_{21}''^{(0)} \end{bmatrix} + \lambda^{(1)} \begin{bmatrix} \Delta_{Q_1}^{(1)} \\ \Delta_{v_{11}}^{(1)} \\ \Delta_{v_{21}}^{(1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 5,927 \text{ Мвар} \\ -7,754 \\ -0,938 \end{bmatrix};$$

$$\begin{bmatrix} \delta_1^{(1)} \\ V_1^{(1)} \\ \gamma_{11}'^{(1)} \\ \gamma_{11}''^{(1)} \\ \gamma_{21}'^{(1)} \\ \gamma_{21}''^{(1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta_1^{(0)} \\ V_1^{(0)} \\ \gamma_{11}'^{(0)} \\ \gamma_{11}''^{(0)} \\ \gamma_{21}'^{(0)} \\ \gamma_{21}''^{(0)} \end{bmatrix} + \lambda^{(1)} \begin{bmatrix} \Delta_{\delta_1}^{(1)} \\ \Delta_{V_1}^{(1)} \\ \Delta_{\gamma_{11}'}^{(1)} \\ \Delta_{\gamma_{11}''}^{(1)} \\ \Delta_{\gamma_{21}'}^{(1)} \\ \Delta_{\gamma_{21}''}^{(1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -2,24^\circ \\ 116,40 \text{ кВ} \\ 0,0051 \\ 2,104 \\ 5,20 \cdot 10^{-4} \\ 0,248 \end{bmatrix}.$$

Расчётные значения мощностей и небалансы в узле 1:

$$P_1^{(1)} = 30,02 \text{ МВт}; Q_1^{(1)} = 6,30 \text{ Мвар};$$

$$|\omega_{P_1}| = |0,02| \text{ МВт} = 0,02 \text{ МВт}; |\omega_{Q_1}| = |0,00| \text{ Мвар} < 0,02 \text{ Мвар}.$$

Полученная точка является допустимой. $3^{(1)} = 61,654$ тыс. руб. Ограничения в виде неравенств (3.4) и (3.33) выполняются.

Результаты оптимизации на следующих шагах сведены в табл. 3.4.

Предварительные результаты оптимального выбора БСК:

$$1. Q_1^{\text{уст}} = Q_1 + k_{\beta}^{\max} \sqrt{\sum_{k=1}^M \lambda_k v_{k1}''^2} - 29,7 = -10,2 \text{ Мвар};$$

$$2. 3 = 3_1 + 3_2 + 3_3 = 11,006 + 2,379 + 47,440 = 60,825 \text{ тыс. руб.};$$

$$3. \Delta W = 18,976 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

Результаты оптимального выбора БСК при $M = 2$

№ шага	Допустимая точка								
	Q_1 , Мвар	v_{11}''	v_{21}''	δ_1 , °	V_1 , кВ	γ'_{11}	γ''_{11}	γ'_{21}	γ''_{21}
1	-0,424	0,409	0,0494	-2,49	117,57	0,0107	0,610	0,0012	0,0676
2	6,30	-7,754	-0,938	-2,24	116,40	0,0051	2,104	0,0005	0,248
3	6,72	-8,310	-1,006	-2,23	116,33	0,0050	2,140	0,0005	0,253
4	6,78	-8,393	-1,016	-2,22	116,32	0,0050	2,155	0,0005	0,254

№ шага	Составляющие градиента			Шаг	F , тыс. руб.
	∇_{Q_1}	$\nabla_{v_{11}''}$	$\nabla_{v_{21}''}$		
1	-1,245	1,600	0,194	5,10	78,18
2	-0,6537	0,8613	0,1046	0,65	61,65
3	-0,6144	0,8088	0,0983	0,10	60,93
4	-	-	-	-	60,82

Если выполнить моделирование графика РМ (2.14) в соответствии с полученными компонентами собственных векторов и выделить наибольшее значение РМ, решение уточняется:

1. $Q_1^{уст} = -16,3$ Мвар;
2. $Z = Z_1 + Z_2 + Z_3 = 17,506 + 2,379 + 47,440 = 67,324$ тыс. руб.;
3. $\Delta W = 18,976$ МВт·ч (снижение на 27,5 %).

Полученные результаты оптимального выбора ИРМ являются окончательными.

3.6. Особенности вычисления приведенного градиента

3.6.1. Вычисление приведенного градиента при моделировании нагрузок математическими ожиданиями мощностей

Выпишем из выражения (3.18) векторно-матричное произведение

$$\left[\frac{\partial F}{\partial X} \right]^T \left[\frac{\partial W}{\partial X} \right]^{-1} = \bar{\lambda}^T, \quad (3.59)$$

результат которого находится из решения системы линейных уравнений, полученной умножением (3.59) справа на матрицу $[\partial W / \partial X]$,

$$\left[\frac{\partial W}{\partial X} \right]^T \bar{\lambda} = \frac{\partial F}{\partial X}. \quad (3.60)$$

Выполняя операцию транспонирования, перепишем систему (3.60) в соответствии с блочным представлением матрицы $[\partial W/\partial X]$ в следующем виде:

$$\left[\begin{array}{c|c} E & \bar{0} \\ \hline 0 & E - B_{21}^{-1} \\ \hline A_{12}^T A_{22}^T & -B_{12}^T E \end{array} \right]^T \begin{bmatrix} \bar{\lambda}_\delta \\ \lambda_{Q_1} \\ \lambda_{V_1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial F}{\partial \delta} \\ 0 \\ \frac{\partial F}{\partial V_2} \end{bmatrix}, \quad (3.61)$$

откуда получим N -мерный подвектор решения системы (3.61)

$$\bar{\lambda}_\delta = \frac{\partial F}{\partial \delta}. \quad (3.62)$$

Тогда с учётом (3.62) можно перейти от $2N$ -мерной системы к решению N -мерной системы уравнений вида

$$\left[\begin{array}{c|c} E & -B_{21}^{-1} \\ \hline -B_{12}^T & E \end{array} \right] \begin{bmatrix} \bar{\lambda}_{Q_1} \\ \bar{\lambda}_{V_2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{0} \\ \frac{\partial F}{\partial V_2} - [A_{12}^T A_{22}^T] \bar{\lambda}_\delta \end{bmatrix}, \quad (3.63)$$

определив тем самым N -мерный подвектор $[\lambda_{Q_1} \lambda_{V_1}]$. Система (3.63), матрицу которой обозначим как $[\partial W_1/\partial X]$, представлена для общего случая активности ограничений (3.4) по напряжениям части генераторных узлов. При оптимизации внутри допустимой области по напряжениям узлов (отсутствие фиксированных напряжений) система уравнений (3.63) приобретает вид

$$[E] \bar{\lambda}_{V_2} = \left[\frac{\partial F}{\partial V_2} - A_{22}^T \lambda_\delta \right], \quad (3.64)$$

решение которой сводится к вычислению N -мерного вектора свободных членов. При этом используется следующая формула:

$$\lambda_{V_{2i}} = \frac{\partial F}{\partial V_{2i}} - \sum_{j=1}^N a_{ji} \lambda_{\delta j}, \quad i = 1, \dots, N. \quad (3.65)$$

После векторно-матричного перемножения

$$\lambda^T \left[\frac{\partial W}{\partial Y} \right] = \Delta \lambda^T \quad (3.66)$$

получим G -мерный вектор $\Delta\lambda$. И, наконец, выполняя вычитание векторов $\partial F/\partial Y$ и $\Delta\lambda$:

$$\nabla_{\Pi} = [\nabla_{V_1}^T F \nabla_{Q_2}^T F] - \Delta\lambda^T, \quad (3.67)$$

определяем G -мерный вектор приведенного градиента, вычисленный при моделировании нагрузок системы распределения ЭЭ их математическими ожиданиями.

Из вышеизложенного видно, что основная трудоёмкость вычисления приведенного градиента при задании нагрузок в виде их математических ожиданий заключается в решении системы (3.63), имеющей порядок, равный количеству независимых узлов сети.

При активных ограничениях по напряжениям узлов согласно принятой модели нагрузки и алгоритма выбора базиса необходимо сформировать матрицу $[\partial W_1/\partial X]$ системы (3.63), которая также используется для вычисления приведенного градиента, направлений оптимизации по зависимым переменным и получения допустимого вектора параметров режима.

Следует ещё раз подчеркнуть, что предложенный алгоритм выбора базиса требует формирования матрицы $[\partial W_1/\partial X]$ только в случае активности ограничений по напряжениям узлов. Во всех других случаях, то есть при оптимизации внутри допустимой области, в том числе при активности ограничений по реактивной мощности генераторных узлов матрица $[\partial W/\partial X]$ становится единичной и система уравнений (3.63) преобразуется в систему (3.64) с единичной матрицей, решение которой очевидно. Эти обстоятельства и стали определяющими для того, чтобы принять предложенный выше принцип разделения переменных, когда в качестве независимых переменных приняты РМ генераторных узлов, а в качестве зависимых – напряжения узлов сети.

Однако такой принцип контроля режимных ограничений и соответствующая смена базиса при изменении состава вектора V_1 требуют переформирования матрицы системы (3.63), что в итоге ухудшает эффективность алгоритма оптимизационного поиска в целом.

Описанный алгоритм разделения переменных и учёта ограничений в форме неравенств позволяет избежать указанных трудностей и, несмотря на увеличение количества переменных при учёте многорежимности в узлах системы распределения ЭЭ, сделать вычисления на каждом шаге оптимизации по получению допустимой точки и приведенного градиента более эффективными. В п. 3.6.2. рассматривается вычисление приведенного градиента при учёте многорежимности (режимов электропотребления).

3.6.2. Вычисление приведенного градиента при моделировании нагрузок обобщёнными графиками

Применение обобщённых графиков позволяет произвести выбор КУ, ИРМ за один цикл оптимизационного расчёта по математическим ожиданиям

нагрузок. Предложенный метод разделения состава переменных вносит значительные расчётные упрощения приведенного градиента, что способствует увеличению эффективности оптимизационного поиска в целом.

Для непосредственного вычисления приведенного градиента необходимо определить ряд производных от целевой функции, формирующих вектор-строки $[\partial F/\partial Y]^T$ и $[\partial F/\partial X]^T$ в выражении градиента (3.41).

Аналогично предыдущему вычислению градиента выписываем из (3.41) векторно-матричное произведение

$$\begin{bmatrix} \partial F \\ \partial X \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} \partial W \\ \partial X \end{bmatrix}^{-1} = \lambda^T. \quad (3.68)$$

Умножив его справа на матрицу $[\partial W/\partial X]$, после транспонирования имеем следующую блочную систему линейных уравнений:

$$\begin{bmatrix} E & \bar{0} \\ A_{22}^T & E \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda_\delta \\ \lambda_V \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} E & \bar{0} \\ A_{12}^T & A_{22}^T \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda_{\gamma'} \\ \lambda_{\gamma''} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -B_{21}^{T-1} \\ -B_{21}^T \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda_{\gamma'_k} \\ \lambda_{\gamma''_k} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial F}{\partial \delta} \\ \frac{\partial V}{\partial F} \\ \frac{\partial \gamma'}{\partial F} \\ \frac{\partial \gamma''}{\partial F} \\ \frac{\partial \gamma'_k}{\partial F} \\ \frac{\partial \gamma''_k}{\partial F} \end{bmatrix}. \quad (3.69)$$

Рассмотрим решение системы (3.69).

Из блочной структуры $2N(1+M)$ -мерной системы (3.69) отчётливо видно, что её можно представить в виде решаемых порознь $(1+M)$ систем порядка $2N$. Рассмотрим «верхнюю» систему уравнений, учитывающую в выражении приведенного градиента ограничения-равенства для математических ожиданий нагрузок,

$$\begin{bmatrix} E & \bar{0} \\ A_{22}^T & E \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda_\delta \\ \lambda_V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial F}{\partial \delta} \\ \frac{\partial V}{\partial F} \end{bmatrix}. \quad (3.70)$$

Решение системы (3.70) очевидно:

$$\lambda_{\delta_i} = \frac{\partial F}{\partial \delta_i}; \quad \lambda_{V_i} = \frac{\partial F}{\partial V_i} - \sum_{j=1}^N a_{ji} \lambda_{\delta_j}, \quad i=1, \dots, M. \quad (3.71)$$

Аналогично решаются и «нижние» M систем, учитывающие в (3.69) отклонения параметров режимов от математических ожиданий с помощью второго и последующих обобщённых графиков:

$$\left[\begin{array}{c|c} E & \bar{0} \\ \hline A_{22}^T & E \end{array} \right] \begin{bmatrix} \lambda_{\gamma'_k} \\ \lambda_{\gamma''_k} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial F}{\partial \gamma'_k} \\ \frac{\partial F}{\partial \gamma''_k} \end{bmatrix}, \quad k=2, \dots, M. \quad (3.72)$$

Аналогично (3.71) имеем

$$\lambda_{\gamma'_{ki}} = \frac{\partial F}{\partial \gamma'_{ki}}; \quad \lambda_{\gamma''_k} = \frac{\partial F}{\partial \gamma''_k} - \sum_{j=1}^N a_{ji} \lambda_{\gamma'_{ki}}, \quad i=1, \dots, N. \quad (3.73)$$

Решение «средней» системы

$$\left[\begin{array}{cc|cc} E & & \bar{0} & \\ \hline & E & & -B_{21}^{T^{-1}} \\ \hline A_{12}^T & A_{22}^T & -B_{21}^T & E \end{array} \right] \begin{bmatrix} \lambda_{\gamma'} \\ \lambda_{v_1} \\ \lambda_{\gamma''_2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial F}{\partial \gamma'} \\ \bar{0} \\ \frac{\partial F}{\partial \gamma''} \end{bmatrix}, \quad (3.74)$$

учитывающей в выражении приведенного градиента (3.41) отклонения параметров режима от их математических ожиданий с помощью первого обобщённого графика, аналогично решению системы (3.61) для математических ожиданий параметров режима. Запишем его:

$$\lambda_{\gamma'_i} = \frac{\partial F}{\partial \gamma'_i}; \quad i=1, \dots, N. \quad (3.75)$$

С учётом (3.75) решение $2N$ -мерной системы уравнений (3.74) сводится к решению N -мерной системы

$$\left[\begin{array}{c|c} E & -B_{21}^{T^{-1}} \\ \hline -B_{21}^T & E \end{array} \right] \begin{bmatrix} \lambda_{v_1} \\ \lambda_{\gamma''_2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{0} \\ \frac{\partial F}{\partial \gamma''} - (A_{12}^T A_{22}^T) \lambda_{\gamma'} \end{bmatrix}. \quad (3.76)$$

Система (3.76) записана для общего случая активности ограничений вида неравенств (3.4) для части генераторных узлов. Так же, как и в расчёте по математическим ожиданиям мощностей при удовлетворении ограничений по напряжениям узлов, система уравнений (3.76) упрощается до системы с единичной матрицей

$$[E]\bar{\lambda}_{\gamma'_2} = \left[\frac{\partial F}{\partial \gamma''_2} - A_{22}^T \lambda_{\gamma'} \right]. \quad (3.77)$$

Решив таким образом системы (3.70), (3.72), (3.74), получим $2N(1 + M)$ -мерный вектор λ , результатом умножения которого на матрицу $[\partial W/\partial Y]$ является $G(1 + M)$ -мерный вектор $\Delta\lambda$.

После векторного вычитания

$$\nabla_{\pi} = \left[\nabla_{Q_1}^T F \nabla_{v_2}^T F \nabla_{\gamma_1}^T F \nabla_{v_k}^T F \right] - \Delta\lambda^T \quad (3.78)$$

получим $G(1 + M)$ -мерный вектор приведенного градиента, рассчитанный с учётом режимов электропотребления системы распределения ЭЭ.

Подведём некоторые итоги проведённых выше вычислений приведенного градиента при учёте режимов электропотребления обобщёнными графиками и математическими ожиданиями мощностей. Необходимо отметить, что расчёт в обоих случаях совершенно идентичен и благодаря предложенному методу разделения переменных сводится в основном к решению N -мерных систем линейных уравнений (3.63) или (3.76) вида

$$\left[\begin{array}{c|c} E & D_1 \\ \hline D_2 & E \end{array} \right] [\bar{X}] = [\bar{B}], \quad (3.79)$$

которые при пассивных ограничениях по напряжениям генераторных узлов упрощаются до уравнений с единичной матрицей.

Учёт режимов электропотребления обобщёнными графиками приводит к незначительному усложнению расчёта и увеличению времени вычислений. Это связано с дополнительным решением N -мерных систем (3.70), (3.72) с единичными матрицами, а также с некоторыми простейшими векторно-матричными операциями, обусловленными увеличением количества расчётных переменных.

Если ограничения по напряжениям генераторных узлов активны, то это не требует переформирования матрицы $[\partial W_1/\partial X]$ системы уравнений (3.76), что является необходимым при решении системы (3.63) в задаче оптимизации по математическим ожиданиям нагрузок. В этом случае необходимы лишь нетрудоёмкие исправления отдельных её элементов.

Выводы:

1. Установлено, что алгоритм оптимизации мгновенных режимов по РМ и напряжению является основой для создания алгоритма совмещённой оптимизации.

2. Показано, что алгоритм стохастической оптимизации режимов на интервале времени позволяет решить эксплуатационную задачу за один оптимизационный расчёт для различных циклов планирования режимов и получить: диапазоны и графики загрузки РМ КУ, установленных ранее в узлах сети; диапазоны и графики изменения напряжений; потери ЭЭ в исходном и оптимальном состояниях.

3. Сформированы и представлены принципиальные выражения целевой функции расчётных приведенных затрат, отличающиеся инвестиционной составляющей и затратами на потери ЭЭ в КУ в зависимости от типа ИРМ, предполагаемых к установке.

4. Предложены два способа определения устанавливаемой мощности КУ на основе моделирования нагрузок обобщёнными графиками: в виде максимального значения графика РМ и максимального значения диапазона в соответствии с неравенством Чебышева. В итоге расчётное значение устанавливаемой мощности принимается как среднее результатов двух способов.

5. На основе обобщения результатов исследований разработаны методика и алгоритм оптимального выбора ИРМ, которые позволяют решить проектную задачу краткосрочного планирования развития системы распределения ЭЭ и получить: оптимальные значения устанавливаемой мощности и места размещения КУ; функцию расчётных затрат и её составляющие; потери ЭЭ в исходном и оптимальном состояниях.

4. ПРОГРАММНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ АЛГОРИТМОВ И ОЦЕНКА ТОЧНОСТИ РАСЧЁТА НА ПРИМЕРЕ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ КРАСНОЯРСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Алгоритмы оптимизации мгновенных режимов и стохастической оптимизации на интервале времени реализованы в программах OPRES и ORESA соответственно. Оценка точности алгоритма стохастической оптимизации проводится путём сравнения результатов поинтервальных (по программе OPRES) и совмещённого (ORESА) оптимизационных расчётов реальной системы распределения ЭЭ 220 кВ, составляющей центральную часть Красноярской энергосистемы.

4.1. Общая характеристика программы оптимизации мгновенных режимов по реактивной мощности OPRES

Программа OPRES предназначена для оптимизации мгновенных режимов ЭЭС по РМ и напряжению.

Алгоритм программы базируется на ОМПГ.

Критерий оптимизации – минимум потерь активной мощности.

Область применения: РЭС, системы распределения ЭЭ и электроснабжения потребителей.

Программа позволяет получить следующие результаты: оптимальные значения РМ КУ и соответствующие им напряжения в узлах; потери активной мощности в исходном и оптимальном режимах.

Блок-схема программы OPRES представлена на рис. 4.1.

Программа OPRES содержит в себе следующие подпрограммы, реализующие отдельные части (функции) алгоритма.

DELX – определение направлений по зависимым переменным.

DELY – определение направлений по независимым переменным.

FORMI – формирование матрицы производных небалансов по зависимым переменным.

GELG1 – решение системы алгебраических линейных уравнений.

GRADI – вычисление приведенного градиента.

IGREK – формирование матриц активных и реактивных проводимостей.

ISDAN – ввод и обработка исходных данных.

MASSO – вычисление производных целевой функции по V и δ , определение элементов матрицы Якоби, матриц A , B , B^{-1} .

MATIS – обращение матрицы.

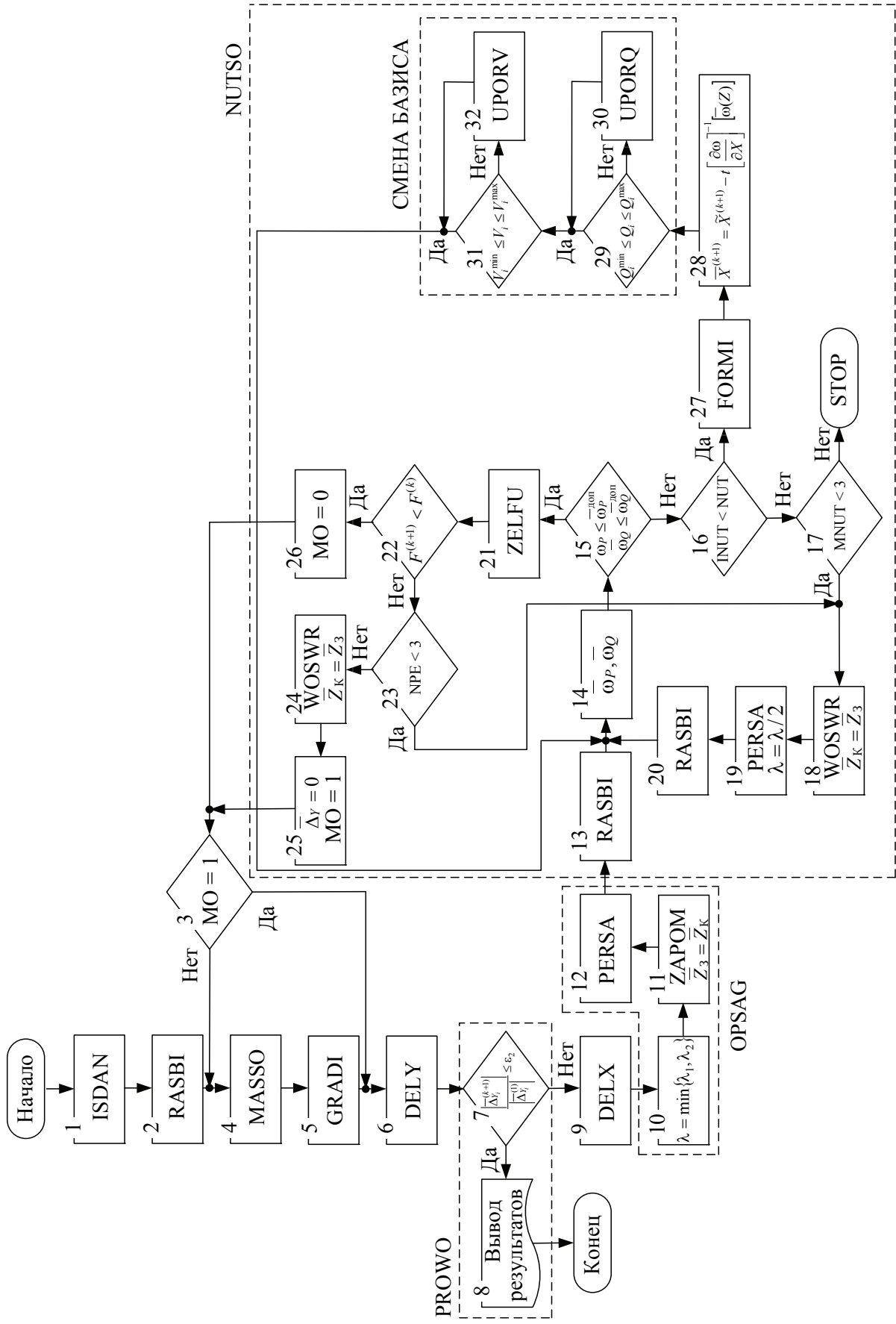


Рис. 4.1. Блок-схема программы OPRES

NUTSO – решение нелинейных УУН методом Ньютона первого порядка.
OPRES – управляющая (головная) подпрограмма.
OPSAG – вычисление шага оптимизации и нового вектора переменных.
PERSA – получение нового вектора переменных (пересчёт шага).
PROWO – проверка критериев окончания оптимизационного расчёта.
RASBI – выбор состава зависимых и независимых переменных.
UPORQ – проверка простых ограничений в виде неравенств по Q , смена базиса.

UPORV – проверка простых ограничений в виде неравенств по V , смена базиса.

WOSWR – возврат к предыдущему допустимому вектору переменных.

ZAPOM – запоминание допустимого вектора переменных.

ZELFU – вычисление целевой функции потерь активной мощности.

Каталог программы OPRES содержит следующие элементы:

- файл OPRES10.exe – основная программа;
- файл OPRES10.map – вспомогательный файл;
- файл OPRESDAN.txt – пакет исходных данных;
- файл OPRESREZ.txt – файл вывода результатов расчёта.

Системные требования: Windows 9x/ME/2000/XP/Vista.

Работа с программой осуществляется следующим образом:

1. Подготавливается пакет исходных данных в файле OPRESDAN.txt в соответствии с установленными требованиями.

2. Выполняется запуск основного модуля OPRES10.exe.

3. Результаты расчёта выводятся в файл OPRESREZ.txt.

Исходные данные для выполнения оптимизационного расчёта вводятся строго по строкам:

NQ NG NB NGF MIJ KN

NUT

DEUR

SAU

WP WQ GKV GKQ

EPS1 EPS2

U

DL

NI

NJ

Z

BG

P(I)

Q(I)

Q_{MAX}

Q_{MIN}

U_{MAX}

U_{MIN}
 $DELP$
 LH
 LB

Описание параметров представлено в табл. 4.1.

Таблица 4.1

Характеристика исходных данных к программе OPRES

№ п/п	Параметр	Описание	Размерность
1	NQ	Количество узлов схемы без базисного	–
2	NG	Количество узлов генерации (где возможна установка ИРМ)	–
3	NB	Количество базисных (балансирующих) узлов типа $V, \delta - \text{const}$	–
4	NGF	Количество фиксированных узлов генерации типа $P, V - \text{const}$	–
5	MIJ	Количество ветвей	–
6	KN	Количество узлов нагрузки	–
7	NUT	Количество итераций по Ньютону	10–20
8	$DEUR$	Коэффициент деформации УУР	0,1–1,0
9	SAU	Шаг по напряжению	1–5 кВ
10	WP	Допустимый небаланс по активной мощности	0,1–0,2 МВт
11	WQ	Допустимый небаланс по РМ	0,1–0,2 Мвар
12	GKV	Точность по напряжению	0,2–0,5 кВ
13	GKQ	Точность по РМ	0,5–2,0 Мвар
14	$EPS1$	Минимальная абсолютная величина градиента	$10^{-6} - 10^{-8}$
15	$EPS2$	Кратность уменьшения градиента	$10^{-2} - 10^{-5}$
16	U	Модули напряжений в узлах по порядку	кВ
17	DL	Фазовые углы напряжений по порядку	град.
18	NI	Номера начала ветвей	перечисляются все ветви столбцами
19	NJ	Номера конца ветвей	
20	Z	Сопротивления ветвей (R и X)	Ом
21	BG	Ёмкостные проводимости линий	мСм
22	$P(I)$	Активная нагрузка узлов	МВт
23	$Q(I)$	Реактивная нагрузка узлов	Мвар
24	Q_{MAX}	Максимальная генерация РМ узлов	Мвар
25	Q_{MIN}	Минимальная генерация РМ узлов	Мвар
26	U_{MAX}	Максимальные значения напряжений в узлах	кВ
27	U_{MIN}	Минимальные значения напряжений в узлах	кВ
28	$DELP$	Исходное значение потерь активной мощности	МВт
29	LH	Номера узлов нагрузки	–
30	LB	Номер базисного (балансирующего) узла	–

4.2. Общая характеристика программы стохастической оптимизации режимов по реактивной мощности на интервале времени ORESA

Программа ORESA предназначена для оптимизации множества режимов ЭЭС по РМ и напряжению на интервале времени.

Алгоритм программы базируется на ОМПГ с использованием стохастического моделирования электрических нагрузок.

Критерий оптимизации – минимум потерь ЭЭ.

Область применения: РЭС, системы распределения ЭЭ и электроснабжения потребителей.

Программа позволяет получить следующие результаты: диапазоны и графики загрузки РМ КУ; диапазоны и графики изменения напряжений в узлах; потери ЭЭ в исходном и оптимальном состояниях.

Блок-схема программы ORESA представлена на рис. 4.2.

Программа ORESA содержит в себе следующие подпрограммы, реализующие отдельные части (функции) алгоритма.

DELXA – определение направлений по зависимым переменным.

DELY – определение направлений по независимым переменным.

FORMI – формирование матрицы производных небалансов по зависимым переменным.

FUNZE – вычисление целевой функции потерь ЭЭ.

GELG1 – решение системы алгебраических линейных уравнений.

GRAPR – вычисление приведенного градиента.

IGREK – формирование матриц активных и реактивных проводимостей.

MATIS – обращение матрицы.

MENGE – вычисление производных целевой функции по V , δ и моделирующим коэффициентам, определение элементов матрицы Якоби, матриц A , B , B^{-1} .

NUTES – решение нелинейных УУН методом Ньютона первого порядка.

ORESА – управляющая (головная) подпрограмма.

PERSA – получение нового вектора переменных (пересчёт шага).

PROWA – проверка критериев окончания оптимизационного расчёта, проверка выполнения неравенств в виде диапазонов.

RASBI – выбор состава зависимых и независимых переменных.

SAGOP – вычисление шага оптимизации и нового вектора переменных.

UPORQ – проверка простых ограничений в виде неравенств по Q , смена базиса.

UPORV – проверка простых ограничений в виде неравенств по V , смена базиса.

WOSWR – возврат к предыдущему допустимому вектору переменных.

WWISD – ввод и обработка исходных данных.

ZAPOM – запоминание допустимого вектора переменных.

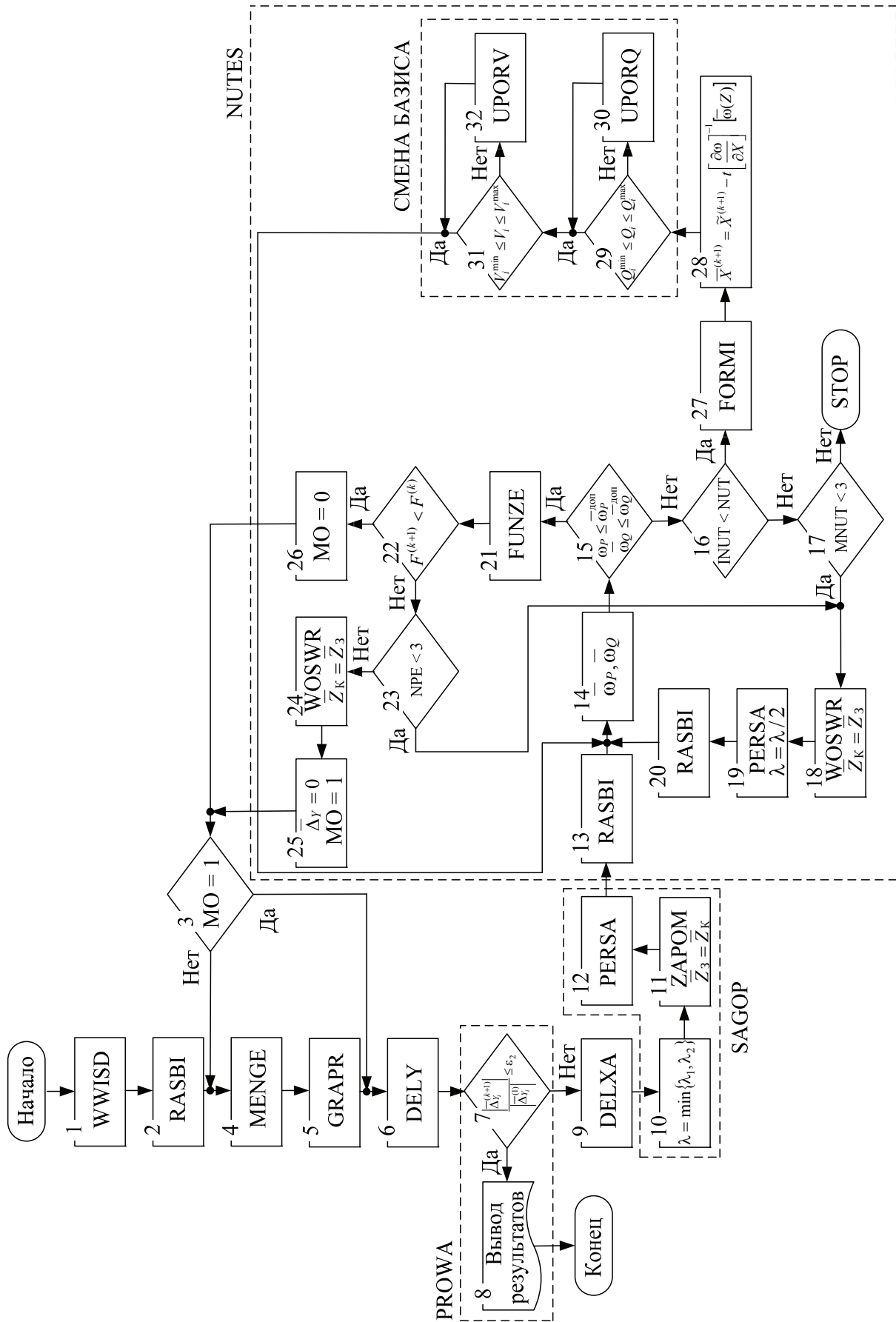


Рис. 4.1. Блок-схема программы OPESA

Каталог программы ORESA содержит следующие элементы:

- файл ORESA10.exe – основная программа;
- файл ORESA10.map – вспомогательный файл;
- файл ORESADAN.txt – пакет исходных данных;
- файл ORESAREZ.txt – файл вывода результатов расчёта.

Системные требования: Windows 9x/ME/2000/XP/Vista.

Работа с программой осуществляется следующим образом:

1. Подготавливается пакет исходных данных в файле ORESADAN.txt в соответствии с установленными требованиями.
2. Выполняется запуск основного модуля ORESA10.exe.
3. Результаты расчёта выводятся в файл ORESAREZ.txt.

Исходные данные для выполнения оптимизационного расчёта вводятся строго по строкам.

NQ NG NB NGF MIJ KSW

NUT

DEUR

SAU BK

WP WQ GKV GKQ

EPS1 EPS2

U

DL

NI

NJ

Z

BG

P(I)

Q(I)

Q_{MAX}

Q_{MIN}

U_{MAX}

U_{MIN}

DELP

LH

LB

PG

QG

ALA

GR1

GR2

GR3

Описание параметров представлено в табл. 4.2.

Программы OPRES, ORESA написаны на языке Fortran.

Характеристика исходных данных к программе ORESA

№ п/п	Параметр	Описание	Размерность
1	NQ	Количество узлов схемы без базисного	–
2	NG	Количество узлов генерации (где возможна установка ИРМ)	–
3	NB	Количество базисных (балансирующих) узлов типа $V, \delta - \text{const}$	–
4	NGF	Количество фиксированных узлов генерации типа $P, V - \text{const}$	–
5	MIJ	Количество ветвей	–
6	KSW	Количество обобщённых графиков Γ_k	1–3
7	NUT	Количество итераций по Ньютону	10–20
8	$DEUR$	Коэффициент деформации УУР	0,1–1,0
9	SAU	Шаг по напряжению	1–5 кВ
10	BK	Значение коэффициента k_β	1,5–1,6
11	WP	Допустимый небаланс по активной мощности	0,1–0,2 МВт
12	WQ	Допустимый небаланс по РМ	0,1–0,2 Мвар
13	GKV	Точность по напряжению	0,2–0,5 кВ
14	GKQ	Точность по РМ	0,5–2,0 Мвар
15	$EPS1$	Минимальная абсолютная величина градиента	$10^{-6} - 10^{-8}$
16	$EPS2$	Кратность уменьшения градиента	$10^{-2} - 10^{-5}$
17	U	Модули напряжений в узлах по порядку	кВ
18	DL	Фазовые углы напряжений по порядку	град.
19	NI	Номера начала ветвей	перечисляются все ветви столбцами
20	NJ	Номера конца ветвей	
21	Z	Сопротивления ветвей (R и X)	Ом
22	BG	Ёмкостные проводимости линий	мСм
23	$P(I)$	Активная нагрузка узлов	МВт
24	$Q(I)$	Реактивная нагрузка узлов	Мвар
25	Q_{MAX}	Максимальная генерация РМ узлов	Мвар
26	Q_{MIN}	Минимальная генерация РМ узлов	Мвар
27	U_{MAX}	Максимальные значения напряжений в узлах	кВ
28	U_{MIN}	Минимальные значения напряжений в узлах	кВ
29	$DELP$	Исходное значение потерь активной мощности	МВт
30	LH	Номера узлов нагрузки	–
31	LB	Номер базисного (балансирующего) узла	–
32	PG	График активной нагрузки узла	МВт
33	QG	График реактивной нагрузки узла	Мвар
34	ALA	Собственные числа	1
35	$GR1$	Первый обобщённый график нагрузки Γ_1	о. е.
36	$GR2$	Второй обобщённый график нагрузки Γ_2	о. е.
37	$GR3$	Третий обобщённый график нагрузки Γ_3	о. е.

4.3. Оптимизация режимов по реактивной мощности центральной части Красноярской энергосистемы и оценка точности расчёта

Проверка точности расчёта программы стохастической оптимизации ORESA проводится на примере реальной системы распределения ЭЭ 220 кВ с помощью программы оптимизации мгновенных режимов OPRES.

4.3.1. Общая характеристика центрального энергоузла Красноярской энергосистемы

Территория центральной части Красноярского края (около 17 % его территории) разделена на 8 энергоузлов, электроснабжение потребителей которых осуществляется в настоящее время филиалом ОАО «МРСК Сибири» – «Красноярскэнерго». Для оценки точности программы стохастической оптимизации режимов рассматривается центральный и самый крупный по электропотреблению и вырабатываемой ЭЭ (мощности) из восьми энергоузлов Красноярской энергосистемы – центральный узел (доля от электропотребления энергосистемы составляет более 61,3 %). Большой объём электропотребления центрального энергоузла связан с тем, что на территории его обслуживания расположен энергоёмкий потребитель – Красноярский алюминиевый завод (доля электропотребления завода составляет 42 % от общего потребления ЭЭ системой).

Потребители центрального энергоузла представляют такие сектора экономики, как промышленность и строительство, коммунальные, транспортные и сельскохозяйственные производства.

Наиболее энергоёмкими потребителями энергоузла являются ОАО «Русал КраЗ», ОАО «КраМЗ», ООО «Енисейский ЦБК», ООО «Красноярский цемент», ФГУП «Красмаш», ООО «КрасКом» и ОАО «Дивногорский завод низковольтной аппаратуры», электробойлерные и железная дорога.

Большую долю в структуре электропотребления центрального энергоузла составляет промышленность (около 90,0 % от общего электропотребления), самую малую – потребители строительного сектора экономики (0,9 %), жилищно-коммунального хозяйства (1,6 %) и сельскохозяйственного производства (0,4 %). Расходы на потери ЭЭ в сетях 220 кВ и ниже и расходы на собственные и производственные нужды составляют около 4,0–5,5 % и 2,5–3,0 % от общего электропотребления соответственно. Потребность в ЭЭ населения оценивается в размере 4,0 % от общего электропотребления узла. Доля потребности в ЭЭ остальных потребителей в структуре общего электропотребления составляет примерно 3 %.

Генерирующие мощности центрального энергоузла Красноярской энергосистемы представлены одной гидроэлектростанцией (Красноярская

ГЭС) и двумя теплоэлектроцентралями (Красноярская ТЭЦ-1 и Красноярская ТЭЦ-2).

Территория центрального энергоузла включает г. Красноярск и его пригород (пос. Емельяново, аэропорт «Емельяново», пос. Солонцы, мкр. Славянский, пос. Миндерла, пос. Берёзовка, пос. Зыково, пос. Маганск, районы Кузнецовского и Шумковского плато). Центральный энергоузел находится в зоне действия основных и распределительных сетей напряжением 500, 220, 110, 35 кВ.

Эксплуатацию и обслуживание межсистемных, магистральных электрических сетей и подстанций напряжением 500, 220 кВ на территории центрального энергоузла осуществляет предприятие «МЭС Сибири» ФСК «ЕЭС России».

Нормальная схема электрических соединений рассматриваемого района Красноярской энергосистемы представлена на рис. 4.3.

Основным и единственным приёмным центром питания 500 кВ центрального энергоузла является ПС Красноярская (3 автотрансформатора (АТ) по 801 МВ·А), подключенная к системному транзиту 500 кВ Братск – Красноярск. ПС расположена в черте г. Красноярска на левом берегу и обеспечивает электроснабжение самого крупного потребителя Красноярской энергосистемы – Красноярского алюминиевого завода. Перетоки мощности через АТ ПС Красноярская в нормальных режимах на загрузку сетей 110 кВ и ниже центрального энергоузла влияния не оказывают.

Структура основной сети 220 кВ центрального энергоузла определяется схемой выдачи мощности Красноярской ГЭС. Схема выдачи мощности шести блоков осуществляется на напряжении 220 кВ по двум двухцепным ВЛ, имеющим по два провода в фазе, сечением 600 мм².

Данные ВЛ обеспечивают выдачу мощности Красноярской ГЭС по сети 220 кВ в распределительную сеть центрального энергоузла. Схема выдачи мощности на напряжении 500 кВ обеспечивает выдачу мощности Красноярской ГЭС в сеть 500 кВ объединённой энергосистемы Сибири. Автотрансформаторная связь между ОРУ 220 и 500 кВ Красноярской ГЭС отсутствует.

РП 220 кВ Новокрасноярская является узлом, распределяющим переток мощности от Красноярской ГЭС в следующие районы:

- центральную часть г. Красноярска к ПС 220 кВ Центр;
- район расположения крупных заводов КрАЗ и КраМЗ;
- северные районы Красноярского края к ПС 220 кВ Абалаковская.

ПС 220 кВ Левобережная (2 АТ по 200 МВ·А) обеспечивает электроснабжение котельной, потребительских ПС 110 кВ Железнодорожного и Октябрьского районов г. Красноярска, а также Транссибирского тягового транзита в западном направлении.

ПС 220 кВ Зелёная (2×100 МВ·А, 1×63 МВ·А) обеспечивает электроснабжение потребителей жилого района «Зелёная роща» Советского района г. Красноярска и питание местной электростанции. ПС Зелёная присоединена отпайкой от ВЛ 220 кВ Левобережная – ЦРП-220 КрАЗа.

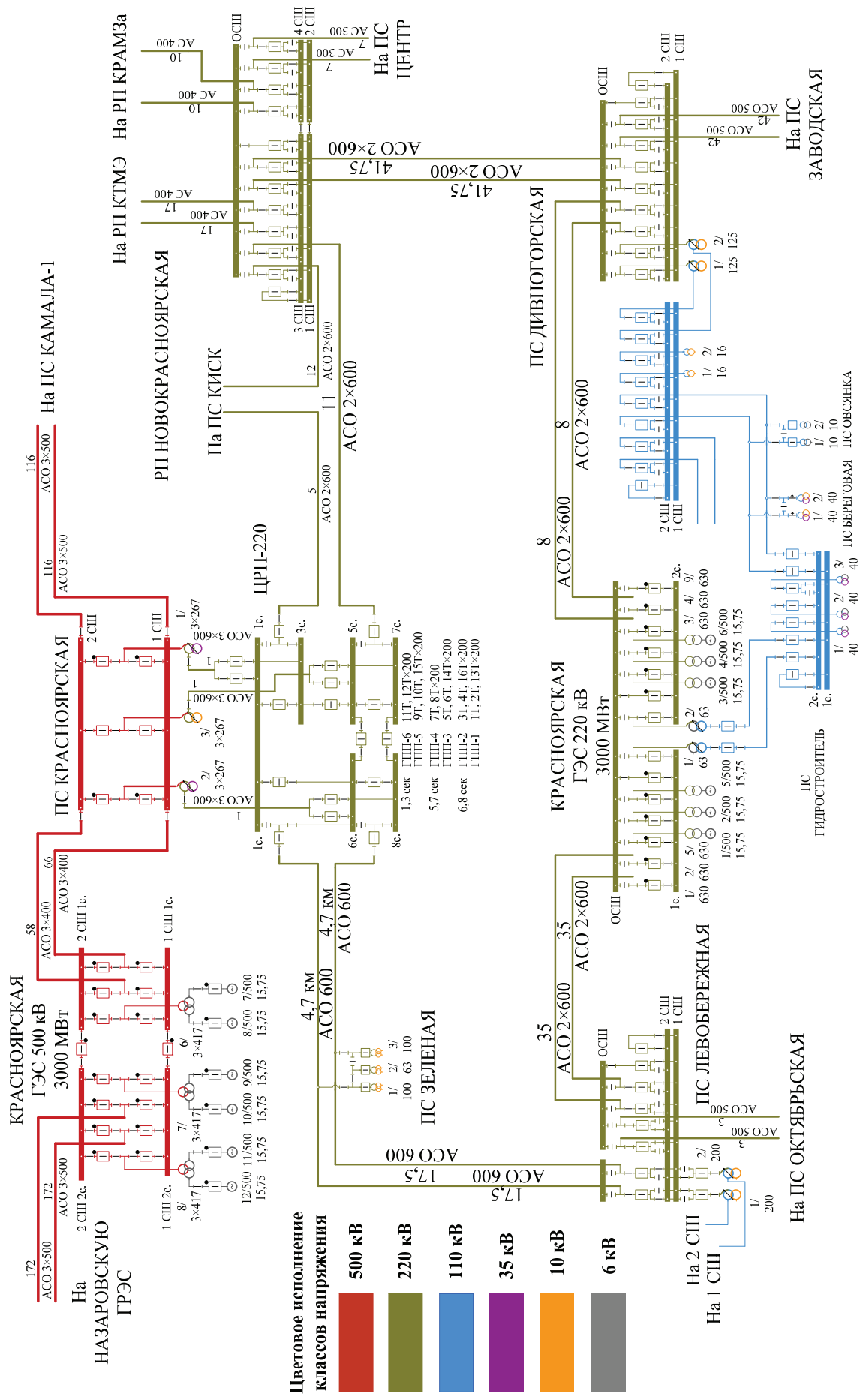


Рис. 4.3. Принципиальная схема части центрального энергоузла

ПС 220 кВ Дивногорская (2 АТ по 125 МВ·А) связывает распределительную сеть 110 кВ г. Дивногорска с Красноярской ГЭС 220 кВ, а также осуществляет электроснабжение Дивногорской электростанции. Является крупным узлом, осуществляющим транзит мощности от Красноярской ГЭС к центрам питания 220 кВ центрального энергоузла.

4.3.2. Составление схемы замещения и определение расчётных нагрузок

Для итогового расчёта и анализа оптимальных режимов выбрана система распределения ЭЭ 220 кВ центрального энергоузла Красноярской энергосистемы, включающая Красноярскую ГЭС 220 кВ и следующие ПС:

- ЦРП-220;
- ПС 110/10-10 кВ Зелёная;
- ПС 220/110/10 кВ Левобережная;
- РП 220 кВ Новокрасноярская;
- ПС 220/110/10 кВ Дивногорская.

Параметры ЛЭП приведены в табл. 4.3.

Таблица 4.3

Параметры линий системы распределения ЭЭ

ЛЭП (участок)	Провод	l , км	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	b_0 , мкСм/км	R , Ом	X , Ом	B , мкСм
ЦРП-220 – Зелёная	АСО 600	4,7	0,050	0,403	2,82	0,24	1,89	13,2
Зелёная – Левобережная	АСО 600	17,5	0,050	0,403	2,82	0,88	7,05	49,4
Левобережная – Красноярская ГЭС-220	АСО 2×600	35,0	0,025	0,303	3,80	0,88	10,60	133,0
Красноярская ГЭС-220 – Дивногорская	АСО 2×600	8,0	0,025	0,303	3,80	0,20	2,42	30,4
Дивногорская – Новокрасноярская	АСО 2×600	41,75	0,025	0,303	3,80	1,04	12,65	158,6
Новокрасноярская – ЦРП-220	АСО 2×600	11,0	0,025	0,303	3,80	0,28	3,33	41,8

Эквивалентные параметры ЛЭП нанесены на схему замещения, представленную на рис. 4.4.

Часы суток	P_1 , МВт	Q_1 , Мвар	P_2 , МВт	Q_2 , Мвар	P_3 , МВт	Q_3 , Мвар	P_4 , МВт	Q_4 , Мвар	P_5 , МВт	Q_5 , Мвар
20–22	–1314	–643,0	286,5	118,8	110,0	22,7	–4,40	153,4	389,2	170,1
22–24	–1266	–487,3	171,8	81,2	50,4	11,5	–40,5	124,8	276,9	130,0
M	–1299	–628,3	276,4	116,3	77,5	16,4	–2,48	148,7	382,2	165,0
σ^2	378,0	8056	3895	443,4	458,2	16,5	742,4	255,0	4091	426,9
σ	19,4	89,8	62,4	21,0	21,4	4,06	27,2	16,0	64,0	20,7

Расчётные нагрузки узлов, представленные в табл. 4.4, сформированы по данным суточных контрольных замеров по Красноярской энергосистеме за 25 декабря 2011 г.

4.3.3. Расчёт и анализ исходных установившихся режимов

Результаты расчёта исходных (неоптимальных) установившихся режимов системы распределения ЭЭ представлены в табл. 4.5.

Эталонные потери ЭЭ за сутки в исходном состоянии

$$\Delta W_{\text{эт}} = \sum_{j=1}^d \Delta P_j t_j = 6 \sum_{j=1}^4 \Delta P_j = 267,12 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Таблица 4.5

Результаты расчёта исходных электрических режимов на суточном интервале времени

Параметр	Часы суток				Режим средних нагрузок
	22–04	04–10	10–16	16–22	
P_6 , МВт	795,0	454,8	443,8	521,7	554,0
Q_6 , Мвар	50,4	152,3	99,4	92,8	100,3
V_1 , кВ	236,7	240,0	238,6	238,6	238,5
δ_1 , град.	6,04	5,24	5,16	5,53	5,49
V_2 , кВ	231,5	232,3	231,7	231,8	231,8
δ_2 , град.	2,35	1,59	1,57	1,80	1,83
V_3 , кВ	229,4	229,6	229,5	229,5	229,5
δ_3 , град.	0,46	0,28	0,27	0,30	0,33
V_4 , кВ	234,9	237,6	236,4	236,4	236,4
δ_4 , град.	5,34	4,53	4,43	4,81	4,78
V_5 , кВ	229,4	229,8	229,5	229,5	229,6
δ_5 , град.	1,24	0,59	0,61	0,81	0,81
ΔP , МВт	11,90	11,13	10,25	11,24	11,03

Анализ результатов расчёта исходных установившихся режимов.

1. Все четыре режима отличаются друг от друга незначительно: электрические параметры близки друг к другу.

2. Наибольшие потери мощности характерны для участков 1–2, 4–5. Путём частичной разгрузки данных связей от РМ (уменьшение выработки РМ на Красноярской ГЭС 220 кВ и увеличение – в балансирующем узле) можно уменьшить потери ЭЭ в целом по системе.

3. Одним из дополнительных мероприятий для снижения потерь ЭЭ является повышение напряжения балансирующего узла.

Полученные результаты расчёта исходных режимов являются начальными значениями переменных для оптимизации режимов посредством программы OPRES.

4.3.4. Формирование матрицы корреляционных моментов мощностей и получение обобщённых графиков нагрузки

Для выполнения совмещённой оптимизации на суточном интервале времени в программе ORESA необходимо получить обобщённые графики.

МКМ мощностей

$$K_S = \begin{bmatrix} \sigma^2 P_1 & k(P_1 P_2) & k(P_1 P_3) & k(P_1 P_4) & k(P_1 P_5) & k(P_1 Q_1) & k(P_1 Q_2) & k(P_1 Q_3) & k(P_1 Q_4) & k(P_1 Q_5) \\ k(P_2 P_1) & \sigma^2 P_2 & k(P_2 P_3) & k(P_2 P_4) & k(P_2 P_5) & k(P_2 Q_1) & k(P_2 Q_2) & k(P_2 Q_3) & k(P_2 Q_4) & k(P_2 Q_5) \\ k(P_3 P_1) & k(P_3 P_2) & \sigma^2 P_3 & k(P_3 P_4) & k(P_3 P_5) & k(P_3 Q_1) & k(P_3 Q_2) & k(P_3 Q_3) & k(P_3 Q_4) & k(P_3 Q_5) \\ k(P_4 P_1) & k(P_4 P_2) & k(P_4 P_3) & \sigma^2 P_4 & k(P_4 P_5) & k(P_4 Q_1) & k(P_4 Q_2) & k(P_4 Q_3) & k(P_4 Q_4) & k(P_4 Q_5) \\ k(P_5 P_1) & k(P_5 P_2) & k(P_5 P_3) & k(P_5 P_4) & \sigma^2 P_5 & k(P_5 Q_1) & k(P_5 Q_2) & k(P_5 Q_3) & k(P_5 Q_4) & k(P_5 Q_5) \\ \hline k(Q_1 P_1) & k(Q_1 P_2) & k(Q_1 P_3) & k(Q_1 P_4) & k(Q_1 P_5) & \sigma^2 Q_1 & k(Q_1 Q_2) & k(Q_1 Q_3) & k(Q_1 Q_4) & k(Q_1 Q_5) \\ k(Q_2 P_1) & k(Q_2 P_2) & k(Q_2 P_3) & k(Q_2 P_4) & k(Q_2 P_5) & k(Q_2 Q_1) & \sigma^2 Q_2 & k(Q_2 Q_3) & k(Q_2 Q_4) & k(Q_2 Q_5) \\ k(Q_3 P_1) & k(Q_3 P_2) & k(Q_3 P_3) & k(Q_3 P_4) & k(Q_3 P_5) & k(Q_3 Q_1) & k(Q_3 Q_2) & \sigma^2 Q_3 & k(Q_3 Q_4) & k(Q_3 Q_5) \\ k(Q_4 P_1) & k(Q_4 P_2) & k(Q_4 P_3) & k(Q_4 P_4) & k(Q_4 P_5) & k(Q_4 Q_1) & k(Q_4 Q_2) & k(Q_4 Q_3) & \sigma^2 Q_4 & k(Q_4 Q_5) \\ k(Q_5 P_1) & k(Q_5 P_2) & k(Q_5 P_3) & k(Q_5 P_4) & k(Q_5 P_5) & k(Q_5 Q_1) & k(Q_5 Q_2) & k(Q_5 Q_3) & k(Q_5 Q_4) & \sigma^2 Q_5 \end{bmatrix} =$$

$$= \begin{bmatrix} 378,0 & -1120 & -333,2 & -362,7 & -1136 & 1574 & -373,4 & -60,5 & -275,9 & -378,4 \\ -1120 & 3895 & 715,7 & 1404 & 3975 & -5355 & 1314 & 123,0 & 895,9 & 1288 \\ -333,2 & 715,7 & 458,2 & 250,2 & 677,9 & -905,2 & 233,5 & 86,8 & 166,8 & 253,8 \\ -362,7 & 1404 & 250,2 & 742,4 & 1355 & -1532 & 482,0 & 42,2 & 215,3 & 455,3 \\ -1136 & 3975 & 677,9 & 1355 & 4091 & -5610 & 1339 & 115,4 & 949,7 & 1314 \\ \hline 1574 & -5355 & -905,2 & -1532 & -5610 & 8056 & -1793 & -154,7 & -1413 & -1780 \\ -373,4 & 1314 & 233,5 & 482,0 & 1339 & -1793 & 443,4 & 39,92 & 298,2 & 433,5 \\ -60,5 & 123,0 & 86,8 & 42,2 & 115,4 & -154,7 & 39,92 & 16,49 & 29,00 & 44,07 \\ -275,9 & 895,9 & 166,8 & 215,3 & 949,7 & -1413 & 298,2 & 29,00 & 255,0 & 300,1 \\ -378,4 & 1288 & 253,8 & 455,3 & 1314 & -1780 & 433,5 & 44,07 & 300,1 & 426,9 \end{bmatrix}$$

Собственные числа МКМ мощностей

$$\begin{bmatrix} \lambda_1 \\ \lambda_2 \\ \lambda_3 \\ \lambda_4 \\ \lambda_5 \\ \lambda_6 \\ \lambda_7 \\ \lambda_8 \\ \lambda_9 \\ \lambda_{10} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 17\,687 \\ 680,5 \\ 395,5 \\ -2,30 \cdot 10^{-12} \\ 2,02 \cdot 10^{-12} \\ -3,64 \cdot 10^{-13} \\ 2,44 \cdot 10^{-13} \\ -1,91 \cdot 10^{-13} \\ -1,97 \cdot 10^{-15} \\ -6,84 \cdot 10^{-14} \end{bmatrix}.$$

Собственные векторы МКМ мощностей

$$[v] = \begin{bmatrix} v'_{11} & v'_{21} & v'_{31} & v'_{41} & v'_{51} & v'_{61} & v'_{71} & v'_{81} & v'_{91} & v'_{101} \\ v'_{12} & v'_{22} & v'_{32} & v'_{42} & v'_{52} & v'_{62} & v'_{72} & v'_{82} & v'_{92} & v'_{102} \\ v'_{13} & v'_{23} & v'_{33} & v'_{43} & v'_{53} & v'_{63} & v'_{73} & v'_{83} & v'_{93} & v'_{103} \\ v'_{14} & v'_{24} & v'_{34} & v'_{44} & v'_{54} & v'_{64} & v'_{74} & v'_{84} & v'_{94} & v'_{104} \\ v'_{15} & v'_{25} & v'_{35} & v'_{45} & v'_{55} & v'_{65} & v'_{75} & v'_{85} & v'_{95} & v'_{105} \\ v''_{11} & v''_{21} & v''_{31} & v''_{41} & v''_{51} & v''_{61} & v''_{71} & v''_{81} & v''_{91} & v''_{101} \\ v''_{12} & v''_{22} & v''_{32} & v''_{42} & v''_{52} & v''_{62} & v''_{72} & v''_{82} & v''_{92} & v''_{102} \\ v''_{13} & v''_{23} & v''_{33} & v''_{43} & v''_{53} & v''_{63} & v''_{73} & v''_{83} & v''_{93} & v''_{103} \\ v''_{14} & v''_{24} & v''_{34} & v''_{44} & v''_{54} & v''_{64} & v''_{74} & v''_{84} & v''_{94} & v''_{104} \\ v''_{15} & v''_{25} & v''_{35} & v''_{45} & v''_{55} & v''_{65} & v''_{75} & v''_{85} & v''_{95} & v''_{105} \end{bmatrix} =$$

$$\begin{bmatrix} 0,1356 & -0,0742 & 0,3529 & 0,0944 & 0,0578 & -0,6431 & -0,1204 & 0,1438 & -0,034 & -0,0412 \\ -0,4646 & 0,3313 & 0,0740 & 0,4411 & -0,3763 & 0,0330 & -0,0021 & 0,0528 & 0,0025 & -0,0122 \\ -0,0836 & 0,2400 & -0,8643 & -0,0180 & 0,0737 & -0,2663 & -0,1517 & 0,0708 & -0,2027 & 0,0184 \\ -0,1513 & 0,6784 & 0,2469 & -0,5696 & -0,1847 & -0,1565 & -0,2099 & -0,0629 & -0,0426 & -0,3726 \\ -0,4798 & 0,1214 & 0,1499 & 0,4335 & 0,8337 & 0,2534 & -0,0580 & -0,0725 & 0,0343 & 0,2025 \\ 0,6665 & 0,5406 & 0,0238 & 0,4724 & 0,2743 & 0,3280 & 0,2174 & -0,2006 & 0,0152 & 0,0716 \\ -0,1561 & 0,1274 & 0,0530 & -0,0606 & -0,1854 & 0,1355 & 0,2366 & -0,3531 & 0,0329 & 0,6061 \\ -0,0144 & 0,0442 & -0,1706 & -0,0075 & 0,0111 & -0,0722 & -0,0150 & 0,0020 & 0,9733 & -0,0242 \\ -0,1142 & -0,1789 & -0,0795 & 0,2222 & 3,57 \cdot 10^{-4} & 0,4907 & 0,2990 & -0,8323 & -0,0777 & -0,6615 \\ -0,1541 & 0,099 & -0,0289 & -0,0869 & 0,1038 & -0,2319 & 0,8498 & 0,3235 & 0,0068 & -0,0861 \end{bmatrix}.$$

Первые три собственных числа отражают более 99,9 % суммарной дисперсии исходных графиков: первое число 94,26 %, второе – 3,63 %, третье – 2,11 %.

ОГН для суточного интервала, и. е.,

$$\Gamma_{kj} = v'_{k1}\Delta P_{1j} + v'_{k2}\Delta P_{2j} + v'_{k3}\Delta P_{3j} + v'_{k4}\Delta P_{4j} + v'_{k5}\Delta P_{5j} + v''_{k1}\Delta Q_{1j} + v''_{k2}\Delta Q_{2j} + v''_{k3}\Delta Q_{3j} + v''_{k4}\Delta Q_{4j} + v''_{k5}\Delta Q_{5j}, \quad j = \overline{1, 12}, \quad k = \overline{1, 3}.$$

ОГН для суточного интервала, о. е.,

$$\Gamma_{kj} / \max\{\Gamma_{\Sigma j}\} = \Gamma_{kj} / \max\left\{\sum_{k=1}^3 \Gamma_{kj}\right\} = \Gamma_{kj} / 216,88, \quad k = \overline{1, 3}, \quad j = \overline{1, 12}.$$

Полученные обобщённые графики сведены в табл. 4.6.

Таблица 4.6

Обобщённые графики нагрузок

Часы суток	ОГН, и. е.			Γ_{Σ} , и. е.	ОГН, о. е.		
	Γ_1	Γ_2	Γ_3		Γ_1	Γ_2	Γ_3
0–2	219,29	–9,829	7,4185	216,88	1,0111	–0,0453	0,0342
2–4	219,29	–9,829	7,4185	216,88	1,0111	–0,0453	0,0342
4–6	–136,55	–33,175	11,399	–158,32	–0,6296	–0,1530	0,0526
6–8	–136,55	–33,175	11,399	–158,32	–0,6296	–0,1530	0,0526
8–10	–136,55	–33,175	11,399	–158,32	–0,6296	–0,1530	0,0526
10–12	–58,55	38,827	15,288	–4,4406	–0,2700	0,1790	0,0705
12–14	–58,55	38,827	15,288	–4,4406	–0,2700	0,1790	0,0705
14–16	–58,55	38,827	15,288	–4,4406	–0,2700	0,1790	0,0705
16–18	–24,19	4,1776	–34,105	–54,114	–0,1115	0,0193	–0,1573
18–20	–24,19	4,1776	–34,105	–54,114	–0,1115	0,0193	–0,1573
20–22	–24,19	4,1776	–34,105	–54,114	–0,1115	0,0193	–0,1573
22–24	219,29	–9,829	7,4185	216,88	1,0111	–0,0453	0,0342
M	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
σ^2	17687	680,54	395,46	18763	0,3760	0,0145	0,0084
σ	132,99	26,087	19,886	136,98	0,6132	0,1203	0,0917

4.3.5. Оценка точности стохастической оптимизации режимов

В качестве эталонных параметров приняты результаты, полученные путём поинтервальной оптимизации четырёх режимов с помощью программы OPRES. Результаты поинтервальной оптимизации представлены в прил. 3. Предварительно на тестовых и реальных схемах подтверждена правильность

оптимизационных расчётов в программе OPRES путём сравнения с результатами аналогичных комплексов, выполняющих оптимизацию мгновенных режимов – RastrWin и АНАРЭС-2000.

Расчётные параметры совмещённой оптимизации получены по программе ORESA и представлены в прил. 4.

Итоговое сравнение расчётных и эталонных параметров приведено в табл. 4.7– 4.9.

Таблица 4.7

Сравнение результатов совмещённой ($M = 3$) и поинтервальной оптимизации режимов системы распределения ЭЭ

Параметр	Расчётные значения оптимальных режимов (ORESА)				Эталонные значения оптимальных режимов (OPRES)			
	Часы суток							
	22–04	04–10	10–16	16–22	22–04	04–10	10–16	16–22
Q_1 , Мвар	–323,0	–409,4	–382,0	–384,9	–324,1	–409,8	–376,1	–387,0
V_1 , кВ	233,15	233,01	232,94	233,07	233,17	233,02	232,81	233,11
V_2 , кВ	229,84	229,04	229,06	229,24	229,84	229,04	228,99	229,26
V_3 , кВ	229,10	228,93	228,92	228,92	229,10	228,93	228,91	228,93
V_4 , кВ	231,78	231,32	231,37	231,48	231,79	231,33	231,25	231,52
V_5 , кВ	228,34	227,57	227,68	227,78	228,34	227,57	227,64	227,80
ΔP , МВт	–	–	–	–	11,703	10,242	9,6563	10,686

Таблица 4.8

Погрешность расчёта потерь ЭЭ

Состояние	Расчётные потери ЭЭ за сутки, МВт·ч	Эталонные потери ЭЭ за сутки, МВт·ч	δ , %
Исходное	267,73	267,12	0,23
Оптимальное	253,84	253,72	0,046

Таблица 4.9

Погрешность определения диапазонов изменения параметров режимов

Параметр	Q_1 , Мвар		V_1 , кВ		V_2 , кВ	
	min	max	min	max	min	max
ORESА (через k_B)	–324,0	–425,6	232,92	233,17	228,77	229,82
OPRES	–324,1	–409,8	232,81	233,17	228,99	229,84
δ , %	–0,031	3,86	0,047	0,00	–0,096	–0,009
ORESА (через k_B)	228,84	229,09	231,21	231,77	227,37	228,32
OPRES	228,91	229,10	231,25	231,79	227,57	228,34
δ , %	–0,030	–0,004	–0,017	–0,009	–0,088	–0,009

В результате совмещённой оптимизации суточные потери ЭЭ в системе уменьшились на 13,89 МВт·ч (5,2 % от исходного значения). Экономический эффект составляет 20,8 тыс. руб. в сутки и 625 тыс. руб. в месяц ($c_0 = 1,5$ руб./кВт·ч для Красноярского края) при условии постоянства режимов суточного электропотребления.

Выводы:

1. Разработана программа оптимизации режимов ЭЭС по РМ и напряжению, которая даёт результаты, идентичные результатам используемых в России программных комплексов оптимизации мгновенных режимов.

2. Разработана программа стохастической (совмещённой) оптимизации множества режимов по РМ и напряжению на интервале времени, главной особенностью которой является алгоритм, построенный на основе статистического моделирования режимов электропотребления.

3. На основе результатов расчётов на тестовых и реальных схемах показана эффективность разработанных алгоритма и программы стохастической оптимизации, возможность их применения при решении эксплуатационных задач анализа и оптимизации режимов систем распределения ЭЭ.

4. Разработанные программы OPRES, ORESA приняты в опытную эксплуатацию в ЗАО «Компания «Электропроект – Сибирь».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате комплексного учёта и обобщения многорежимности с помощью вероятностно-статистического моделирования электрических нагрузок и поправочных коэффициентов, совокупности факторов при расчёте потерь ЭЭ в ВЛ и КЛ создана необходимая теоретическая основа для разработки методики и алгоритма решения проектной задачи оптимального выбора ИРМ в системах распределения ЭЭ с достаточной для практических целей точностью, которая включает:

1. Алгоритм расчёта потерь ЭЭ, диапазонов и графиков изменения оптимизируемых параметров на основе стохастической модели нагрузок. Реализованные итоговые выражения позволяют определить потери ЭЭ в РЭС и системах любой конфигурации при уровне достоверности 0,95 с достаточной для практических целей точностью для суточного (средняя погрешность по абсолютной величине менее 1,7 %), месячного (менее 1,4 %) и других временных интервалов без проведения поинтервальных расчётов режимов; применение поправочных коэффициентов позволяет снизить погрешность отдельного расчёта до значения $\pm (0,5-1,0)$ % с достоверностью 0,95; модифицированная факторная модель даёт возможность решения задачи оптимального выбора ИРМ в условиях, когда графики нагрузок известны не во всех узлах системы.

2. Алгоритм и аналитические зависимости для определения температуры жил и погонного активного сопротивления кабелей с учётом влияния токовой нагрузки, температуры окружающей среды, особенностей конструкции и условий прокладки, которые обеспечивают среднюю погрешность вычисления температуры жил не выше ± 5 °С с достоверностью 0,90. Определение активного сопротивления КЛ по средним значениям токовых нагрузок и температур окружающей среды за рассматриваемый период позволяет улучшить точность расчёта потерь ЭЭ в КЛ и тем самым повысить ценность решения задачи оптимальной КРМ.

3. Алгоритм и программу оптимизации отдельных режимов по РМ и напряжению.

4. Алгоритм и программу стохастической (совмещённой) оптимизации на интервале времени с учётом многорежимности, которые позволяют решить эксплуатационную задачу для различных циклов планирования режимов применительно к РЭС и системам с известной (заданной) суммарной мощностью КУ, то есть распределить ИРМ по узлам сети с определением диапазонов и графиков их загрузки, диапазонов и графиков изменения напряжений в узлах, потерь ЭЭ в исходном и оптимальном состояниях. Экспериментальные исследования и оптимизация режимов тестовых и реальных схем Красноярской энергосистемы, проведённый анализ погрешностей, полученных методом статистических испытаний, показали достаточную точ-

ность решения эксплуатационной задачи: погрешность интервальных значений (диапазонов) не превышает 10 % с уровнем достоверности 0,90.

Методика и алгоритм оптимального выбора ИРМ, разработанные на основе обобщения результатов исследований, позволяют решить проектную задачу краткосрочного планирования развития системы распределения ЭЭ и получить: оптимальные значения устанавливаемой мощности и места размещения КУ; функцию расчётных затрат и её составляющие; потери ЭЭ в исходном и оптимальном состояниях.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Энергетика XXI века: системы энергетики и управление ими / С. В. Подковальников, С. М. Сендеров, В. А. Стенников [и др.]; под ред. Н. И. Воропая. – Новосибирск : Наука, 2004. 364 с.

2. Воропай, Н. И. Проблемы и направления развития систем управления в электроэнергетических системах // Энергосистема: управление, конкуренция, образование: сб. докл. III Междунар. науч.-практ. конф. В 2 т. Т. 1. – Екатеринбург : УГТУ–УПИ, 2008. С. 28–32.

3. Основные направления развития электроэнергетики России в период до 2020 г. / В. Ф. Ситников, В. И. Чемоданов, Н. В. Бобылева [и др.] // Электрические станции. 2007. № 5. С. 8–12.

4. Энергетика России: проблемы и перспективы // Тр. науч. сессии Российской академии наук / под ред. В. Е. Фортова, Ю. Г. Леонова. – М. : Наука, 2006. 499 с.

5. Papers presented in the 19-th World Energy Congress in Sydney. Australia. 5 – 09.09.2004. In WEC Global Energy Information System (GEIS). Режим доступа: <http://www.worblenergy.org/>

6. Кузнецов, А. В. О государственном управлении процессом компенсации реактивной мощности / А. В. Кузнецов, И. В. Евстифеев // Электрика. 2008. № 3. С. 9–12.

7. Основные задачи формирования баланса реактивной мощности в ЕЭС России // Электрические станции. 2007. № 3. С. 65–73.

8. Железко, Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчётов / Ю. С. Железко. – М. : ЭНАС, 2009. 456 с.

9. Герасименко, А. А. Проблема компенсации реактивной мощности в распределительных электрических сетях / А. А. Герасименко, В. Б. Нешатаев // Оптимизация режимов работы электротехнических систем: межвуз. сб. науч. тр. – Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2008. С. 245–254.

10. Задачи реализации проектов повышения качества и надёжности электроснабжения: материалы целевого совещания, проведённого Главным техническим инспектором ОАО РАО «ЕЭС России» В. К. Паули / ОАО АК «Якутскэнерго». 23–25.06.2006. Режим доступа: <http://www.matic.ru/>

11. Задачи реализации проектов повышения надёжности распределительных электрических сетей за счёт нормализации потоков реактивной мощности и уровней напряжения: материалы целевого совещания, проведённого Главным техническим инспектором ОАО РАО «ЕЭС России» В. К. Паули. – Красноярск. 30.01.2007. Режим доступа: <http://www.rao-ees.ru/>

12. Решение проблем и задач по нормализации потоков реактивной мощности и уровней напряжения в распределительных электрических сетях: материалы второго селекторного совещания, проведённого Главным техни-

ческим инспектором ОАО РАО «ЕЭС России» В. К. Паули. – М. 22.11.2006.
Режим доступа: <http://www.matic.ru/>

13. Железко, Ю. С. О нормативных документах в области качества электроэнергии и условий потребления реактивной мощности / Ю. С. Железко // Электрические станции. 2002. № 6. С. 18–24.

14. Железко, Ю. С. Новые нормативные документы, определяющие взаимоотношения сетевых организаций и покупателей электроэнергии в части условий потребления реактивной мощности / Ю. С. Железко // Электрические станции. 2008. № 5. С. 27–31.

15. Железко, Ю. С. Новые нормативные документы по условиям потребления реактивной мощности / Ю. С. Железко // Энергетик. 2009. № 1. С. 41–43.

16. Крумм, Л. А. Комплексный расчёт допустимого и оптимального краткосрочного режима электроэнергетических систем на основе метода приведенного градиента / Л. А. Крумм, Н. А. Мурашко, А. Г. Мурашко // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. 1971. № 1. С. 3–15.

17. Тимофеев, В. А. Некоторые вопросы методики расчёта оптимального режима питающей сети энергосистемы: автореф. дис. ... канд. техн. наук / В. А. Тимофеев. – М., 1975. 22 с.

18. Методика и алгоритм расчёта на ЦВМ оптимального режима электрической сети / И. С. Горелик, В. М. Горнштейн, Ю. С. Максимов [и др.] // Тр. ВНИИЭ. – М. : Энергия. 1972. Вып. 40. С. 141–161.

19. Alves, D. A. A geometric interpretation for transmission real losses minimization through the optimal power flow and its influence on voltage collapse / D. A. Alves, G. R. M. da Costa // Electric Power Systems Research. 62 (2002) P 111–116.

20. Lukman, D. Loss Minimization in Industrial Power System Operation, Proceedings of the Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC'94) / D. Lukman, T. R. Blackburn, K. Walshe. Brisbane, Australia, 24–27 September 2000.

21. Bala, J. L. An Improved Second Order Method for Optimal Load Flow. IEEE Trans. on PAS. / J. L. Bala, A. Thanikachalam. Vol. PAS-97. No 4. 1978.

22. Щербина, Ю. В. Моделирование и оптимизация установившихся режимов электрических систем градиентным методом второго порядка / Ю. В. Щербина, Д. Б. Банин, А. Г. Снежко // Изв. вузов СССР. Энергетика. 1984. № 3. С. 7–12.

23. Кононов, Ю. Г. Расчёты и оптимизация режимов электрических сетей 6–110 кВ в АСДУ ПЭС: автореф. дис. ... канд. техн. наук / Ю. Г. Кононов. – Баку, 1986. 22 с.

24. Оптимизация эксплуатационных режимов разомкнутых распределительных электрических сетей по напряжению и реактивной мощности / А. И. Афанасьев, В. И. Идельчик, В. Н. Ковалевич [и др.] // Электричество. 1995. № 3. С. 19–22.

25. Халилов, Э. Д. Оптимизация режимов электроэнергетических систем по напряжению и реактивной мощности методом линейного аппроксимирующего программирования: автореф. дис. ... канд. техн. наук / Э. Д. Халилов. – Баку, 2000. 21 с.

26. Баламетов, А. Б. Исследование решения задачи оптимизации режимов электрических сетей по напряжению и реактивной мощности методом последовательной линеаризации и линейного программирования / А. Б. Баламетов, Г. С. Мусаханова, Э. Д. Халилов // Электричество. 2003. № 3. С. 17–26.

27. Неуймин, В. Г. Комплекс «Rastr». Версия 3.4. / В. Г. Неуймин. – Екатеринбург: УНПП «УПИ-Энерго», 1999. 93 с.

28. Программный комплекс «RastrWin». Режим доступа: <http://www.rastrwin.ru/>

29. Шепилов, О. Н. Современное состояние программных средств расчёта и анализа режимов энергосистем / О. Н. Шепилов // Современные программные средства для расчёта и оценивания состояния режимов электроэнергетических систем: материалы науч.-практ. семинара. – Иркутск : ИДУЭС, 2001.

30. Программно-вычислительный комплекс «АНАРЭС-2000»: руководство пользователя. – Иркутск, 2001. 244 с.

31. ПВК «АНАРЭС-2000». Режим доступа: <http://anares.ru/>

32. Программный комплекс «КОСМОС»: руководство по эксплуатации. – Киев, 2000. 123 с.

33. Программно-вычислительный комплекс «PSS/E». Режим доступа: <http://www.energy.siemens.com/>

34. Программа Netomac. Режим доступа: <http://www.energy.siemens.com/>

35. Программный комплекс SimPow. Режим доступа: <http://www.stri.se/>

36. Программное обеспечение PowerFactory. Режим доступа: <http://www.digsilent.de/>

37. Кудрин, Б. И. История компенсации реактивной мощности: комментарий главного редактора / Б. И. Кудрин // Электрика. 2001. № 6. С. 26–29.

38. Правила пользования электрической и тепловой энергией. 1981 (с изм. на 14 июля 1992 г.). Режим доступа: <http://www.energyland.info/>

39. Нормативы уровня компенсации реактивной мощности в электрических сетях министерств и ведомств на период до 2000 г. 1987. Режим доступа: <http://www.rao-ees.ru/>

40. Постановление Правительства РФ № 530 от 31.08.2006 «Об утверждении Правил функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики». Режим доступа: <http://www.rao-ees.ru/>

41. Приказ ОАО РАО «ЕЭС России» № 893 от 11.12.2006 «О повышении устойчивости и технико-экономической эффективности распределительных электрических сетей и систем электроснабжения потребителей за счёт

управления потоками реактивной мощности и нормализации уровней напряжения». Режим доступа: <http://www.rao-ees.ru/>

42. Приказ Минпромэнерго № 49 от 22.02.07 «Порядок расчёта значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договоры энергоснабжения)». Режим доступа: <http://www.rao-ees.ru/>

43. Управление напряжением и реактивной мощностью в электроэнергетических системах. Европейский опыт / П. А. Горожанкин, А. В. Майоров, С. Н. Макаровский [и др.] // Электрические станции. 2008. № 6. С. 40–47.

44. Coordinated voltage control in transmission networks. Task Force / C4.602. February 2007. CIGRE.

45. Указания по выбору средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности при проектировании сельскохозяйственных объектов и электрических сетей сельскохозяйственного назначения. РД 34.20.112. СО 153-34.20.112.

46. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем: утв. приказом Минэнерго России № 281 от 30.06.2003. СО 153-34.20.118-2003.

47. Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям» (утв. постановлением Правительства РФ № 861 от 27.12.2004).

48. Правила недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг» в редакции постановления Правительства РФ № 530 от 31.08.2006, дополненные пунктом 14.1.

49. ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Межгосударственный стандарт. Дата введения 01.01.1999. Переиздание: январь 2002 г.

50. Арзамасцев, Д. А. Модели оптимизации развития энергосистем / Д. А. Арзамасцев, А. В. Липес, А. Л. Мызин. – М. : Высш. шк., 1987. 272 с.

51. Мелентьев, Л. А. Системные исследования в энергетике. Элементы теории, направления развития. / Л. А. Мелентьев – М. : Наука, 1983. 456 с.

52. Арзамасцев, Д. А. Оптимизационные модели развития электрических сетей энергосистем / Д. А. Арзамасцев, А. В. Липес. – Свердловск: изд-во УПИ им. С. М. Кирова, 1987. 72 с.

53. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / В. В. Ершевич, А. Н. Зейлигер, Г. А. Илларионов [и др.]; под ред. С. С. Рокотьяна и И. М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985. 380 с.

54. Федин, В. Т. Принятие решений при проектировании развития электроэнергетических систем / В. Т. Федин. – Минск : Технопринт, 2000. 165 с.

55. Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. – Ростов-н/Д. : Феникс; Красноярск: Издат. проекты, 2008. 720 с.
56. Карапетян, И. Г. Справочник по проектированию электрических сетей / И. Г. Карапетян, Д. Л. Файбисович, И. М. Шапиро; под ред. Д. Л. Файбисовича. – М. : ЭНАС, 2009. 392 с.
57. Каталог конденсаторных установок. Компания «Матик-Электро». 2009. 252 с. Режим доступа: <http://www.matic.ru/>
58. Приказ ФСТ России № 240-э/5 от 06.10.2011 «О предельных уровнях тарифов на электрическую энергию, поставляемую населению и приравненным к нему категориям потребителей, на 2012 год». Режим доступа: <http://www.fstrf.ru/>
59. Дегтярёв, Ю. И. Методы оптимизации / Ю. И. Дегтярёв. – М. : Сов. радио, 1980. 272 с.
60. О методах оптимизации режимов энергосистем и энергообъединений / Т. М. Алябышева, Ю. И. Моржин, Т. Н. Протопопова [и др.] // Электрические станции. 2005. № 1. С. 44–49.
61. Крумм, Л. А. Методы приведенного градиента при управлении электроэнергетическими системами / Л. А. Крумм. – Новосибирск : Наука, 1977. 368 с.
62. Крумм, Л. А. Методы оптимизации при управлении электроэнергетическими системами / Л. А. Крумм. – Новосибирск : Наука, 1981. 317 с.
63. Методы оптимизации режимов энергосистем / В. М. Горнштейн, Б. П. Мирошниченко, А. В. Пономарев [и др.]; под ред. В. М. Горнштейна. – М.: Энергия, 1981. 336 с.
64. Арзамасцев, Д. А. Снижение технологического расхода энергии в электрических сетях / Д. А. Арзамасцев, А. В. Липес. – М.: Высш. шк., 1989. 127 с.
65. Герасименко, А. А. Оптимизация режимов электрических систем на основе метода приведенного градиента / А. А. Герасименко, А. В. Липес // Электричество. 1989. № 9. С. 1–7.
66. Арзамасцев, Д. А. АСУ и оптимизация режимов энергосистем / Д. А. Арзамасцев, П. И. Бартоломей, А. М. Холян. – М. : Высш. шк., 1983. 208 с.
67. Бартоломей, П. И. Оптимизация режимов энергосистем / П. И. Бартоломей, Т. Ю. Паниковская. – Екатеринбург : УГТУ – УПИ, 2008. 164 с.
68. Маркович, И. М. Режимы энергетических систем / И. М. Маркович. – М. : Энергия, 1969. 351 с.
69. Da Costa, G. R. M. A new approach to the solution of the optimal power flow problem based on the modified Newton's method associated to an augmented Lagrangian function, Proceedings of the International Conference on Power System Technology / G. R. M. Da Costa, K. Langona, D. A. Alves. Beijing, China, 1998, P. 909–913.

70. Манусов, В. З. Оптимизация режимов электрических систем на основе генетического подхода / В. З. Манусов, Д. А. Павлюченко // Электрификация металлургических предприятий Сибири. Вып. 9. – Томск : Изд-во Томского ун-та, 2000. С. 256–258.

71. Манусов, В. З. Эволюционный алгоритм оптимизации режимов электроэнергетических систем по активной мощности / В. З. Манусов, Д. А. Павлюченко // Электричество. 2004. № 3. С. 2–8.

72. Ахмедова, С. Т. Оперативная оптимизация режима энергосистемы с использованием комбинированной модели нейронной сети и генетического алгоритма / С. Т. Ахмедова, Н. Р. Рахманов // Электро. 2009. № 1. С. 7–12.

73. Батищев, Д. И. Генетические алгоритмы решения экстремальных задач / Д. И. Батищев. – Воронеж : Изд-во ВГТУ, 1995. 64 с.

74. Goldberg, D. E. Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning / D. E. Goldberg. – MA: Addison-Wesley, 1989.

75. Lee, K. Y. Optimal Reactive Power Planning Using Evolutionary Algorithms: A Comparative Study for Evolutionary Programming, Evolutionary Strategy, Genetic Algorithm and Linear Programming / K. Y. Lee, F. F. Yang. – IEEE Transactions on Power Systems. February 1998. Vol. 13. No. 1.

76. Лоскутов, А. Б. Многоцелевая оптимизация компенсации реактивной мощности в электрических сетях / А. Б. Лоскутов, О. И. Еремин // Промышленная энергетика. 2006. № 6. С. 39–41.

77. Optimal Capacitor Placement Using Deterministic and Genetic Algorithms / M. Delfanti, G. Granelli, P. Marannino, M. Montagna // IEEE Trans. Power Systems. Vol. 15. 2000. № 3. Aug.

78. Reactive Power Compensation Using a Multi-objective Evolutionary Algorithm / B. Baran, J. Vallejos, R. Ramos, U. Fernandez // IEEE Porto Power Tech Conference. 2001. Sept.

79. Begovic, M. On Multiobjective Volt-VAR Optimization in Power Systems / M. Begovic, B. Radibratovic, F. Lambert // Proceedings of the Hawaii International Conference on Systems Sciences. 2004.

80. Zitzler, E. Multiobjective Evolutionary Algorithms: A comparative Case Study and the Strength Pareto Approach / E. Zitzler, L. Thiele // IEEE Trans. Evolutionary Computation. Vol. 3. № 4. 1999. Nov.

81. Morse, J. N. Reducing the size of the nondominated set: pruning by clustering / J. N. Morse // Comput. Oper. Res. Vol. 7. 1980. № 1.

82. Van Veldhuizen, D. Multiobjective Evolutionary Algorithms: Classifications, Analyses and New Innovations / D. Van Veldhuizen // PhD thesis, Department of Electrical and Computer Engineering. Graduate School of Engineering. Air Force Institute of Technology. Wright-Patterson AFB. Ohio. 1999. May.

83. Исаев, К. Н. Вопросы оптимального регулирования реактивной мощности в новых экономических условиях / К. Н. Исаев // Изв. вузов. Электромеханика. 1994. № 1–2. С. 118–119.

84. Железко, Ю. С. Компенсация реактивной мощности в сложных электрических системах / Ю. С. Железко. – М. : Энергоиздат, 1981. 200 с.
85. Арион, В. Д. Компенсация реактивной мощности в условиях неопределённости исходной информации / В. Д. Арион, В. С. Каратун, П. А. Пасинковский // Электричество. 1991. № 2. С. 6–11.
86. Ковалев, И. Н. Относительное снижение затрат в энергосистеме при оптимизации плотности тока и компенсации реактивной мощности / И. Н. Ковалев, М. А. Осипов // Электричество. 2001. № 10. С. 2–6.
87. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем / В. Э. Воротницкий, Ю. С. Железко, В. Н. Казанцев [и др.]; под ред. В. Н. Казанцева. – М. : Энергоатомиздат, 1983. 368 с.
88. Фурсанов, М. И. Методология и практика расчётов потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем / М. И. Фурсанов. – Минск : Технология, 2000. 247 с.
89. 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. : ЭНАС, 2008. 280 с.
90. Фурсанов, М. И. Определение и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем / М. И. Фурсанов. – Минск : УВИЦ при УП «Белэнергосбережение», 2005. 208 с.
91. Войтов, О. Н. Алгоритмы оценки потерь электроэнергии в электрической сети и их программная реализация / О. Н. Войтов, Л. В. Семёнова, А. В. Челпанов // Электричество. 2005. № 10. С. 45–53.
92. Войтов, О. Н. Алгоритмы определения потерь электроэнергии в электрической сети / О. Н. Войтов, И. И. Голуб, Л. В. Семёнова // Электричество. 2010. № 9. С. 38–45.
93. Войтов, О. Н. Алгоритм учёта температуры провода при расчёте потокораспределения в электрической сети / О. Н. Войтов, Е. В. Попова // Электричество. 2010. № 9. С. 24–30.
94. Герасименко, А. А. Методика, алгоритм и программа расчёта технических потерь электроэнергии в распределительных сетях энергосистем / А. А. Герасименко, Г. С. Тимофеев // Вестн. электроэнергетики. 2001. № 4. 74 с.
95. Герасименко, А. А. Расчёт потерь электроэнергии и рабочих режимов в распределительных сетях энергосистем / А. А. Герасименко, Г. С. Тимофеев // Оптимизация режимов работы систем электроприводов: межвуз. сб. науч. тр. – Красноярск, 2002. С. 75–95.
96. Герасименко, А. А. Уточнение технической и коммерческой составляющих потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях / А. А. Герасименко, Д. А. Куценов, Г. С. Тимофеев // Изв. вузов. Электромеханика. 2005. № 5. С. 38–43.
97. Лыкин, А. В. Программа расчёта потерь электрической энергии в распределительных сетях 0,4–10 кВ / А. В. Лыкин, В. М. Левин, В. Т. Чернев // Электротехника: сб. науч. тр. – Новосибирск : НГТУ, 2000. С. 93–103.

98. Воротницкий, В. Э. Программа расчёта технических потерь мощности и электроэнергии в распределительных сетях 6–10 кВ / В. Э. Воротницкий, С. В. Заслонов, М. А. Калинкина // Электрические станции. 1999. № 8. С. 38–42.

99. Алгоритмическое и программное обеспечение задач расчёта потерь энергии в электрических сетях в новых экономических условиях / Л. П. Анисимов, Е. О. Ильина, В. Р. Колин [и др.]. – М.: Информэнерго. 1990. 52 с.

100. Oliveira, C. C. B. A new method for the computation of technical losses in electrical power distribution systems / C. C. B. Oliveira, N. Kagan, A. Meffe, S. Jonathan, S. Caparros, J. L. Cavaretti. Electricity Distribution, 2001. Part 1: Contributions. CIRED. 16th International Conference and Exhibition on (IEEE Conf. Publ No. 482), Volume: 5, 18–21 June 2001. Pages: 5 pp. vol. 5.

101. Grainger, J. J. Evaluation of technical losses on electric distribution systems / J. J. Grainger, T. J. Kendrew. Electricity Distribution, 1989. CIRED. 10th International Conference on, 8–12 may 1989. P. 488–493.

102. Emad, S. Ibrahim. Management of loss reduction projects for power distribution system / S. Ibrahim Emad. Electric Power Systems Research 55 (2000), Page(s): 49–56.

103. Свешников, В. И. Анализ потерь мощности и энергии в электрических сетях / В. И. Свешников, Н. Р. Тепликов, В. А. Титов // Электрические станции. 1975. № 9. С. 28–30.

104. Сыч, Н. М. Опыт вероятностно-статистической оценки потерь энергии в распределительных электрических сетях энергосистем / Н. М. Сыч, А. Ф. Уласевич, М. И. Фурсанов // Изв. вузов. Энергетика. 1975. № 4. С. 117–120.

105. Вероятностная оценка величины потерь энергии в распределительных электрических сетях / Г. Е. Поспелов, С. К. Гурский, Н. М. Сыч [и др.] // Известия АН СССР. Энергетика и транспорт. 1973. № 5. С. 131–135.

106. Воротницкий, В. Э. Многофакторная корреляционная модель для анализа и прогнозирования потерь энергии в распределительных сетях / В. Э. Воротницкий // Электричество. 1972. № 5. С. 8–11.

107. Lin, Yang. System State Characterization and Application to Technical Energy Loss Computation / Yang Lin, Bai Xuefeng, Guo Zhizhong // IEEE Power Engineering Society General Meeting, Department of Electrical Engineering, Harbin Institute of Technology, District Nangang, Harbin, 24–28 June 2007. Page(s): 1–7.

108. A Practical Method of Calculating the Energy Losses in Distribution Systems Based on RBF Network / Jiang Hui-lan, An Min, Liu Jie, Xu Jian-qiang // IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific, Dalian, China, 2005, (6).

109. Parker, A. M. The Modeling of Power System Components / A. M. Parker. 1997 Residential School in Electrical Power Engineering, UNSW, Australia, 26 Jan – 14 Feb. 1997.

110. Шапиро, И. З. Вероятностно-статистические модели для определения и прогнозирования потерь энергии в распределительных сетях 6–10 кВ / И. З. Шапиро // Изв. вузов СССР. Энергетика. 1978. № 4. С. 15–19.

111. Шапиро, И. З. Оценка потерь электроэнергии в условиях неопределённости / И. З. Шапиро, М. И. Фурсанов // Автоматизация энергосистем и энергоустановок промышленных предприятий: сб. науч. тр. – Челябинск : ЧПИ, 1986. С. 3–4.

112. Свешников, В. И. Нормирование и анализ потерь мощности и энергии в электрических сетях энергосистем / В. И. Свешников // Электрические станции. 1974. № 2. С. 67–70.

113. Манусов, В. З. Расчёт интегральных показателей режимов работы электрических систем вероятностными методами / В. З. Манусов, Ю. Н. Кучеров, О. Н. Шепилов // Изв. СО АН СССР. Сер. техн. наук. 1981. Вып. 3. С. 130–136.

114. Арзамасцев, Д. А. Алгоритм статистического определения интегральных характеристик установившихся режимов электроэнергетических систем / Д. А. Арзамасцев, А. В. Липес, В. А. Ухалов // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. 1984. № 6. С. 39–48.

115. Герасименко, А. А. Вероятностно-статистическое определение потерь электроэнергии в задаче оптимальной компенсации реактивной мощности в распределительных сетях / А. А. Герасименко, В. Б. Нешатаев, И. В. Шульгин // Энергетика в современном мире: материалы IV Всерос. науч.-практ. конф. – Чита : ЧитГУ, 2009. Ч. 1. С. 214–221.

116. Герасименко, А. А. Расчёт потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях на основе вероятностно-статистического моделирования нагрузок / А. А. Герасименко, В. Б. Нешатаев, И. В. Шульгин // Изв. вузов. Электромеханика. 2011. № 1. С. 71–77.

117. Герасименко, А. А. Методика и алгоритм расчёта потерь электрической энергии в задаче оптимальной компенсации реактивной мощности в распределительных сетях электроэнергетических систем / А. А. Герасименко, В. Б. Нешатаев // Журнал Сиб. федер. ун-та. Техника и технологии. 2011. 4 (5). С. 567–591.

118. Харман, Г. Современный факторный анализ / Г. Харман. – М. : Статистика, 1972. 486 с.

119. Лоули, Д. Факторный анализ как статистический метод / Д. Лоули, А. Максвелл. – М. : Мир. 1967. 144 с.

120. Иберла, К. Факторный анализ / К. Иберла. – М.: Статистика, 1980. 398 с.

121. Арзамасцев, Д. А. Применение метода главных компонент для моделирования нагрузок электрических систем в задаче оптимальной компенсации реактивной мощности / Д. А. Арзамасцев, А. В. Липес, А. А. Герасименко // Изв. вузов. Энергетика. 1980. № 12. С. 18–23.

122. Надтока, И. И. Применение методов компонентного анализа для моделирования и классификации графиков электрической нагрузки /

И. И. Надтока, А. В. Седов, В. П. Холодков // Изв. вузов. Электромеханика. 1993. № 6. С. 21–29.

123. Герасименко, А. А. Факторное моделирование нагрузок распределительных сетей / А. А. Герасименко, А. В. Тихонович // Тр. 11-й междунар. науч.-практ. конф. студентов и молодых учёных СТТ – 2005. – Томск. 2005. С. 84 – 86.

124. Герасименко, А. А. Статистическое моделирование и анализ электрических нагрузок распределительных сетей / А. А. Герасименко, А. В. Тихонович // Материалы межрегион. науч.-практ. конф. «Инновационное развитие регионов Сибири». – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2006. С. 171 – 174.

125. Нешатаев, В. Б. Статистическое моделирование электрических нагрузок в задаче анализа и оптимизации режимов систем распределения электрической энергии по реактивной мощности / В. Б. Нешатаев, И. В. Шульгин // Энергоэффективность и энергобезопасность производственных процессов: сб. тр. Междунар. науч.-техн. конф. студентов, магистрантов, аспирантов. – Тольятти: ТГУ, 2009. С. 125–127.

126. Герасименко, А. А. Факторное моделирование нагрузок распределительных сетей электроэнергетических систем / А. А. Герасименко, А. В. Тихонович // Вестн. Ассоциации выпускников КГТУ. Вып. 12. – Красноярск: КГТУ, 2005. С. 147–156.

127. Липес, А. В. Статистическое определение некоторых интегральных характеристик режимов электрических систем / А. В. Липес, А. А. Герасименко, В. А. Ухалов. – М. : Информэнерго, 1978. 13 с.

128. Лыкин, А. В. Алгоритм и программа расчёта установившихся режимов электрических систем при статистически заданной исходной информации / А. В. Лыкин // Режимы и устойчивость электрических систем. – Новосибирск, 1974. С. 143–147.

129. Определение потерь энергии в питающих сетях электрических систем при управлении с помощью АСУ / Г. Е. Поспелов, С. К. Гурский, В. Г. Пекелис [и др.] // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. 1975. № 2. С. 37–42.

130. Потребич, А. А. Моделирование нагрузок для расчёта потерь энергии в электрических сетях энергосистем / А. А. Потребич // Электричество. 1997. № 3. С. 7–12.

131. Паздерин, А. В. Проблема моделирования распределения потоков электрической энергии в сети / А. В. Паздерин // Электричество. 2004. № 10. С. 2–8.

132. Нешатаев, В. Б. Анализ многорежимности распределительной электрической сети 10 кВ / В. Б. Нешатаев, А. В. Тихонович // Молодёжь и наука: начало XXI века: материалы Всерос. науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых учёных: в 4 ч. Ч. 1. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т. 2007. С. 253–255.

133. Мозгалёв, В. С. Информационное обеспечение автоматизированных систем управления распределительными электрическими сетями /

В. С. Мозгалёв, С. Н. Тодирка, В. А. Богданов // Электрические станции. 2001. № 10. С. 13–19.

134. Автоматизированная система управления электрическими сетями 35 кВ и выше / М. И. Фурсанов, А. А. Золотой, А. Н. Муха [и др.] // Изв. вузов и энергет. объединений СНГ. Энергетика. 2004. № 5. С. 23–34.

135. Пейзель, В. М. Расчёт технических потерь энергии в распределительных электрических сетях с использованием информации АСКУЭ и АСДУ / В. М. Пейзель, А. С. Степанов // Электричество. 2002. № 3. С. 10–15.

136. Герасименко, А. А. Применение ЭЦВМ в электроэнергетических расчётах / А. А. Герасименко. – Красноярск: КПИ, 1983. 116 с.

137. Кендалл, М. Многомерный статистический анализ и временные ряды / М. Кендалл, А. Стьюарт. – М. : Наука, 1976. 576 с.

138. Рао, С. Р. Линейные статистические методы и их применение / С. Р. Рао. – М. : Наука, 1968. 547 с.

139. Martin, R. S. Reduction of the symmetric eigenproblem $Ax = \lambda Bx$ and related problems to standard form / R. S. Martin, J. W. Wilkinson // Numerische Mathematik. 1968. № 11. p. 99–119.

140. Garbow, B. S. Matrix eigensystem Routines: EISPACK Guide Extension / B. S. Garbow, J. M. Boyle, J. J. Dongarra. New-York: Springer-Verlag. 1972.

141. Farebrother, R. W. A remark on Algorithm AS6: Triangular decomposition of a symmetric matrix / R. W. Farebrother, G. A. Berry // Applied Statistics. 1974. № 23.

142. Smith, B. T. Matrix Eigensystem Routines / B. T. Smith, J. M. Boyle, J. J. Dongarra. EISPACK Guide. New-York: Springer-Verlag. 1974.

143. Parlett, B. N. The symmetric Eigenvalue Problem / B. N. Parlett. New-Jersey: Englewood Cliffs. 1980.

144. Hanson, R. J. Improved performance of certain matrix eigenvalue computations for the IMSL / R. J. Hanson, R. Lehoucq, J. Stolle. MATH Library // IMSL Technical Report 9007. Houston. 1990.

145. Тихонович, А. В. Расчёт потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях на основе объединения детерминированного и стохастического методов и алгоритмов: автореф. дис. ... канд. техн. наук / А. В. Тихонович. – Красноярск, 2008. 20 с.

146. Липес, А. В. Применение методов математической статистики для решения электроэнергетических задач / А. В. Липес. – Свердловск: Изд-во УПИ им. С. М. Кирова, 1983. 88 с.

147. Колесников, В. Э. Программная реализация метода Монте-Карло для расчёта плоских магнитных полей / В. Э. Колесников // Изв. вузов. Электромеханика. 1998. № 4. С. 84–86.

148. Колесников, В. Э. Опыт применения метода Монте-Карло для расчёта магнитного поля в зазоре электрических машин / В. Э. Колесников // Изв. вузов. Электромеханика. 1998. № 1. С. 17–20.

149. Соколов, В. И. К задаче оптимизации распределения и баланса реактивной мощности в энергетической системе / В. И. Соколов // *Электричество*. 1974. № 8. С. 22–25.

150. Браун, Дж. В. Методы Монте-Карло. Современная математика для инженеров: пер. с англ. под ред. Э. Ф. Беккенбаха. – М.: Изд-во иностр. лит., 1959. 500 с.

151. Лунс, Ю. Я. Исследование интегральных параметров режимов работы электрической сети: автореф. дис. ... канд. техн. наук / Ю. Я. Лунс. – Свердловск, 1979. 22 с.

152. Веников, В. А. Погрешности математического моделирования при управлении режимами электрических систем / В. А. Веников, В. И. Идельчик // *Изв. вузов. Энергетика*. 1974. № 8. С. 3–8.

153. Ванагс, А. А. Влияние точности исходной информации на расчётные параметры режима электрических сетей 330–500 кВ / А. А. Ванагс // *Электроэнергетика*. – Рига, 1976. Вып. 10. С. 88–98.

154. Черненко, П. А. К вопросу об определении необходимого числа испытаний для оценки влияния погрешности исходных данных на результаты расчёта режимов энергосистем с помощью метода Монте-Карло / П. А. Черненко // *Проблемы технической электродинамики*. – Киев, 1972. Вып. 36. С. 70–71.

155. Гмурман, В. Е. Теория вероятностей и математическая статистика / В. Е. Гмурман. – М.: Высш. шк., 2003. 479 с.

156. Вентцель, Е. С. Теория вероятностей / Е. С. Вентцель. – М.: Высш. шк., 2001. 575 с.

157. Электрические нагрузки промышленных предприятий / С. Д. Волобринский, Г. М. Каялов, П. Н. Клейн [и др.]. – Л.: Энергия, 1971. 264 с.

158. Тимченко, В. Ф. Колебания нагрузки и обменной мощности энергосистем / В. Ф. Тимченко. – М.: Энергия, 1975. 208 с.

159. Фокин, Ю. А. Исследование случайных процессов изменения нагрузки электрических сетей / Ю. А. Фокин // *Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт*. 1970. № 6. С. 147–153.

160. Герасименко, А. А. Экспериментальное исследование погрешности определения потерь электроэнергии в задачах оптимизации режимов распределительных сетей / А. А. Герасименко, В. Б. Нешатаев // *Электроэнергия: от получения и распределения до эффективного использования: материалы Всерос. науч.-техн. конф.* – Томск, ТПУ. 2010. С. 98–100.

161. Герасименко, А. А. Определение оптимальной компенсации реактивной мощности в системах распределения электрической энергии / А. А. Герасименко, В. Б. Нешатаев // *Энергетика в глобальном мире: сб. тез. докл. первого междунар. науч.-техн. конгресса*. – Красноярск: ООО «Версо», 2010. С. 21–22.

162. Основы кабельной техники / В. А. Привезенцев, И. И. Гроднев, С. Д. Холодный [и др.]; под ред. В. А. Привезенцева. – М.: Энергия, 1975. 472 с.

163. Основы кабельной техники / В. М. Леонов, И. Б. Пешков, И. Б. Рязанов [и др.]; под ред. И. Б. Пешкова. – М.: Академия, 2006. 427 с.

164. Электротехнический справочник. В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под ред. В. Г. Герасимова [и др.]. – М.: МЭИ, 2004. 964 с.

165. Поспелов, Г. Е. Влияние температуры проводов на потери электроэнергии в активных сопротивлениях проводов воздушных линии электропередачи / Г. Е. Поспелов, В. В. Ершевич // Электричество. 1973. № 10. С. 81–83.

166. Бургсдорф, В. В. Определение допустимых токов нагрузки воздушных линий электропередачи по нагреву их проводов / В. В. Бургсдорф, Л. Г. Никитина // Электричество. 1989. № 11. С. 1–8.

167. Методика расчёта предельных токовых нагрузок по условиям нагрева проводов для действующих линий электропередачи. – М.: Союзтехэнерго, 1987. 36 с.

168. Никифоров, Е. П. Предельно допустимые токовые нагрузки на провода действующих ВЛ с учётом нагрева проводов солнечной радиацией / Е. П. Никифоров // Электрические станции. 2006. № 7. С. 56–59.

169. Никифоров, Е. П. Учёт мощности нагрева солнечной радиацией проводов ВЛ электропередачи / Е. П. Никифоров // Электрические станции. 2008. № 2. С. 49–51.

170. Герасименко, А. А. Учёт схемно-режимных и атмосферных факторов при расчёте технических потерь электроэнергии в распределительных сетях / А. А. Герасименко, Г. С. Тимофеев, А. В. Тихонович // Журнал Сиб. федер. ун-та. Техника и технологии. 2008 1 (2). С. 188–206.

171. Герасименко, А. А. Определение температуры проводов воздушных линий распределительных сетей с учётом токовой нагрузки и атмосферных условий / А. А. Герасименко, Г. С. Тимофеев // Вестн. КрасГАУ. 2001. № 7. С. 47–54.

172. Герасименко, А. А. Учёт схемно-структурных и режимно-атмосферных факторов при расчёте потерь электроэнергии по данным головного учёта / А. А. Герасименко, Г. С. Тимофеев, И. В. Шульгин // Вестн. КрасГАУ. 2008. № 3. С. 287–293.

173. Потери электроэнергии в электрических сетях, зависящие от погодных условий / Ю. С. Железко, В. А. Костюшко, С. В. Крылов [и др.] // Электрические станции. 2004. № 11. С. 42–48.

174. Бубенчиков, А. А. Расчёт температуры и потерь электрической энергии в самонесущих изолированных проводах воздушных линий электропередачи электроэнергетических систем: автореф. дис. ... канд. техн. наук / А. А. Бубенчиков. – Омск, 2012. – 20 с.

175. Воротницкий, В. Э. Оценка погрешности расчёта активных сопротивлений проводов воздушных линий и переменных потерь электроэнергии в них из-за неучёта метеоусловий / В. Э. Воротницкий, О. В. Туркина // Сб.

докл. Междунар. семинара-выставки «Нормирование и снижение потерь электрической энергии в электрических сетях – 2008». – М. : ДиалогЭлектро. 2008. С. 84–101.

176. Воротицкий, В. Э. Оценка погрешностей расчёта переменных потерь электроэнергии в ВЛ из-за неучёта метеоусловий / В. Э. Воротицкий, О. В. Туркина // Электрические станции. 2008. № 10. С. 42–49.

177. Тимофеев, Г. С. Комплексный учёт схемно-структурных и режимно-атмосферных факторов при расчёте потерь электроэнергии в распределительных сетях энергосистем: автореф. дис. ... канд. техн. наук / Г. С. Тимофеев. – Красноярск. – 2011. – 25 с.

178. Нешатаев, В. Б. Влияние внутригодового хода температуры воздуха и электропотребления на потери электроэнергии в силовых кабелях 10 кВ / В. Б. Нешатаев // Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов: сб. тр. шестой Всерос. науч.-техн. конф. с междунар. участием. В 2 т. Т. 1. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2011. – С 293–295.

179. Брагин, С. М. Электрический и тепловой расчёт кабеля / С. М. Брагин. – М.; Л. : Госэнергоиздат, 1960. – 328 с.

180. Белорусов, Н. И. Электрические кабели и провода (теоретические основы кабелей и проводов, их расчёт и конструкции) / Н. И. Белорусов. – М. : Энергия, 1971. – 512 с.

181. Барнес, С. Силовые кабели (конструкции, монтаж и эксплуатация) / С. Барнес, под ред. С. С. Городецкого. – М. Энергия, 1971. – 288 с.

182. Кранихфельд, Л. И. Теория, расчёт и конструирование кабелей и проводов / Л. И. Кранихфельд, И. Б. Рязанов. – М. : Высш. шк., 1972. – 384 с.

183. Ларина, Э. Т. Силовые кабели и высоковольтные кабельные линии / Э. Т. Ларина. – М. : Энергоатомиздат, 1996. 464 с.

184. ГОСТ Р МЭК 60287-1-1–2009. Кабели электрические. Расчёт номинальной токовой нагрузки.

185. Герасименко, А. А. Определение температуры жилы силового кабеля / А. А. Герасименко, А. Н. Касьянов, В. Б. Нешатаев // Электроэнергетика глазами молодёжи: науч. тр. Всерос. науч.-техн. конф.: сб. статей. В 2 т. Т. 2. – Екатеринбург : УрФУ, 2010. – С. 230–235.

186. Герасименко, А. А. Влияние токовой нагрузки и температуры окружающей среды на активное сопротивление силовых кабелей 10 кВ / А. А. Герасименко, А. Н. Касьянов, В. Б. Нешатаев // М75 Молодежь и наука: сб. материалов VI Всерос. науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых учёных. – Красноярск : Сиб. федер. ун-т. 2011.

187. Герасименко, А. А. О способах расчёта и измерения температуры жил силовых кабелей / А. А. Герасименко, В. Б. Нешатаев // Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов: сб. тр. шестой Всерос. науч.-техн. конф. с междунар. участием. В 2 т. Т. 2. Благовещенск : АмГУ, 2011. – С 140–144.

188. Якунин, А. В. Измерение распределённой температуры в системах передачи электрической энергии. Режим доступа: <http://www.systeccables.ru/>

189. Белорусов, Н. И. Электрические кабели, провода и шнуры / Н. И. Белорусов, А. Е. Саакян, А. И. Яковлева – М. : Энергоатомиздат, 1988. 536 с.

190. ILJIN Cable. Power Cable in Accordance With IEC-502. 36 pages. Режим доступа: <http://www.iljin.com/>

191. Герасименко, А. А. Формирование выражения приведенного градиента в задаче оптимальной компенсации реактивных нагрузок в системах распределения электрической энергии / А. А. Герасименко, В. Б. Нешатаев // Проблемы электротехники, электроэнергетики и электротехнологии: сб. тр. Междунар. науч.-техн. конф. В 3-х ч. Ч. 2. – Тольятти : ТГУ, 2009. – С. 119–122.

192. Герасименко, А. А. Решение уравнений узловых напряжений в задачах расчёта, анализа и оптимизации режимов электроэнергетических систем / А. А. Герасименко, В. Б. Нешатаев, Г. С. Тимофеев // Оптимизация режимов работы электротехнических систем: межвуз. сб. науч. тр. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2008. С. 32–47.

193. Герасименко, А. А. Математические методы решения инженерных задач электроэнергетики / А. А. Герасименко. – Красноярск: КГТУ, 1995. – 159 с.

194. Идельчик, В. И. Электрические системы и сети / В. И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 1989. 592 с.

195. Герасименко, А. А. Оптимальный выбор компенсирующих устройств в системах распределения электрической энергии / А. А. Герасименко, В. Б. Нешатаев // Энергосистема: управление, конкуренция, образование: сб. докл. III Междунар. науч.-практ. конф. В 2 т. Т. 2. – Екатеринбург : УГТУ–УПИ, 2008. – С. 19–24.

196. Герасименко, А. А. Оптимальная компенсация реактивных нагрузок в системах распределения электрической энергии / А. А. Герасименко, В. Б. Нешатаев, И. В. Шульгин // Изв. вузов. Проблемы энергетики. 2008. № 11–12/1. С. 81–88.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Параметры тестовых схем и графики нагрузок для оценки потерь ЭЭ на суточном и месячном интервалах времени

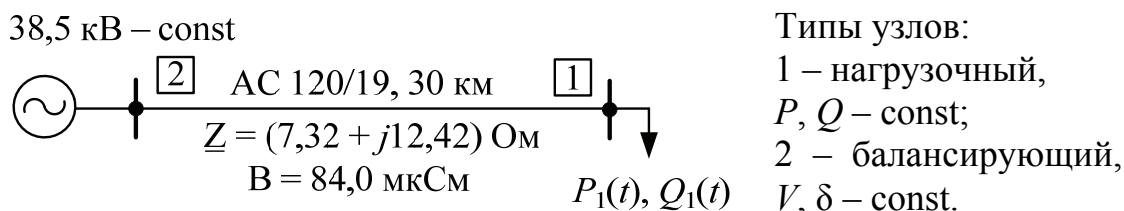


Рис. П.1.1. Модель 1 РЭС 35 кВ

Таблица П.1.1

Суточные графики нагрузки (опыт 1)

Часы	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
$P_1, \text{МВт}$	4,6	5,5	6,4	9,6	10,0	9,6	9,5	9,4	9,3	8,8	8,2	5,1
$Q_1, \text{Мвар}$	1,3	1,9	2,9	8,2	8,9	8,8	8,5	8,1	8,6	7,1	5,3	2,4

Таблица П.1.2

Суточные графики нагрузки (опыт 2)

Часы	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
$P_1, \text{МВт}$	5,6	5,6	5,6	10,4	10,4	10,4	6,4	6,4	6,4	9,6	9,6	9,6
$Q_1, \text{Мвар}$	4,8	4,8	4,8	7,2	7,2	7,2	5,4	5,4	5,4	6,6	6,6	6,6

Таблица П.1.3

Суточные графики нагрузки (опыт 3)

Часы	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
$P_1, \text{МВт}$	3,6	3,6	4,7	7,9	6,5	5,0	5,7	10,8	14,4	14,4	12,2	7,2
$Q_1, \text{Мвар}$	3,3	3,3	4,6	7,7	6,2	7,0	6,5	8,1	6,1	6,1	7,2	5,9

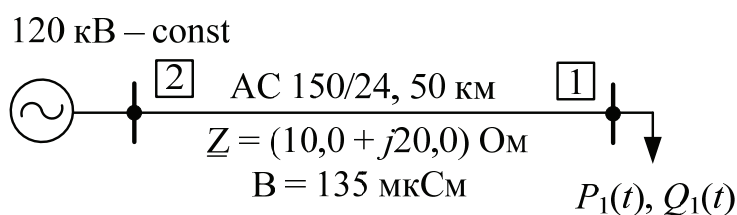


Рис. П.1.2. Модель 1 РЭС 110 кВ

Таблица П.1.4

Суточные графики нагрузки (опыт 4)

Часы	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
P_1 , МВт	17,2	20,6	24,0	36,0	37,5	36,0	35,6	35,2	34,9	33,0	30,8	19,2
Q_1 , Мвар	4,3	6,3	9,7	27,3	29,7	29,3	28,3	27,0	28,7	23,7	17,7	8,0

Таблица П.1.5

Суточные графики нагрузки (опыт 5)

Часы	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
P_1 , МВт	21,0	21,0	21,0	39,0	39,0	39,0	24,0	24,0	24,0	36,0	36,0	36,0
Q_1 , Мвар	16,0	16,0	16,0	24,0	24,0	24,0	18,0	18,0	18,0	22,0	22,0	22,0

Таблица П.1.6

Суточные графики нагрузки (опыт 6)

Часы	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
P_1 , МВт	13,5	13,5	17,6	29,6	24,4	18,8	21,4	40,5	54,0	54,0	45,7	27,0
Q_1 , Мвар	11,0	11,0	15,3	25,7	20,7	23,3	21,7	27,0	20,3	20,3	24,0	19,7

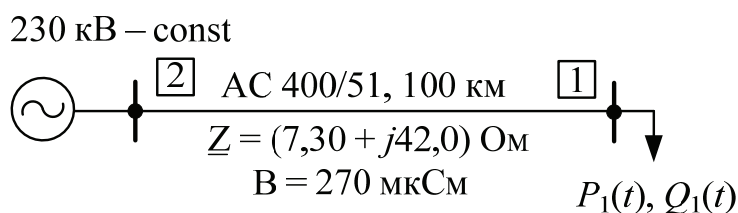


Рис. П.1.3. Модель 1 РЭС 220 кВ

Таблица П.1.7

Суточные графики нагрузки (опыт 7)

Часы	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
P_1 , МВт	45,9	54,9	64,0	96,0	100	96,0	94,9	93,9	93,1	88,0	82,1	51,2
Q_1 , Мвар	12,9	18,9	29,1	81,9	89,1	87,9	84,9	81,0	86,1	71,1	53,1	24,0

Таблица П.1.8

Суточные графики нагрузки (опыт 8)

Часы	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
P_1 , МВт	56,0	56,0	56,0	104	104	104	64,0	64,0	64,0	96,0	96,0	96,0
Q_1 , Мвар	48,0	48,0	48,0	72,0	72,0	72,0	54,0	54,0	54,0	66,0	66,0	66,0

Суточные графики нагрузки (опыт 9)

Часы	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
P_1 , МВт	36,0	36,0	46,9	78,9	65,1	50,1	57,1	108	144	144	121,9	72,0
Q_1 , Мвар	33,0	33,0	45,9	77,1	62,1	69,9	65,1	81,0	60,9	60,9	72,0	59,1

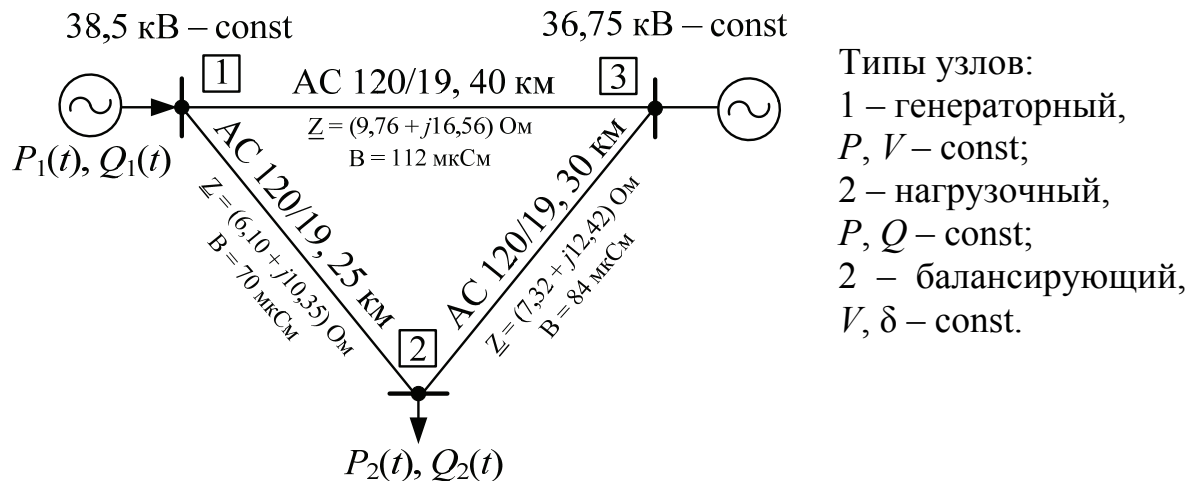


Рис. П.1.4. Модель 2 системы распределения ЭЭ 35 кВ

Суточные графики нагрузки и генерации (опыт 10)

Часы	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
$-P_1$, МВт	14,0	14,0	14,0	17,0	17,0	17,0	18,0	18,0	18,0	15,0	15,0	15,0
$-Q_1$, Мвар	3,6	5,0	6,8	14,8	16,2	15,7	14,6	14,0	14,6	13,7	10,7	4,7
P_2 , МВт	9,2	11,0	12,8	19,2	20,0	19,2	19,0	18,8	18,6	17,6	16,4	10,2
Q_2 , Мвар	2,6	3,8	5,8	16,4	17,8	17,6	17,0	16,2	17,2	14,2	10,6	4,8

Суточные графики нагрузки и генерации (опыт 11)

Часы	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
$-P_1$, МВт	14,0	14,0	14,0	17,0	17,0	17,0	18,0	18,0	18,0	15,0	15,0	15,0
$-Q_1$, Мвар	8,5	8,5	8,5	14,2	14,2	14,2	7,9	7,9	7,9	13,7	13,7	13,7
P_2 , МВт	11,2	11,2	11,2	20,8	20,8	20,8	12,8	12,8	12,8	19,2	19,2	19,2
Q_2 , Мвар	9,6	9,6	9,6	14,4	14,4	14,4	10,8	10,8	10,8	13,2	13,2	13,2

Суточные графики нагрузки и генерации (опыт 12)

Часы	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
$-P_1$, МВт	14,0	14,0	14,0	17,0	17,0	17,0	18,0	18,0	18,0	15,0	15,0	15,0
$-Q_1$, Мвар	5,3	5,3	7,6	12,6	9,5	9,4	8,7	15,3	16,3	18,1	17,2	10,7
P_2 , МВт	7,2	7,2	9,4	15,8	13,0	10,0	11,4	21,6	28,8	28,8	24,4	14,4
Q_2 , Мвар	6,6	6,6	9,2	15,4	12,4	14,0	13,0	16,2	12,2	12,2	14,4	11,8

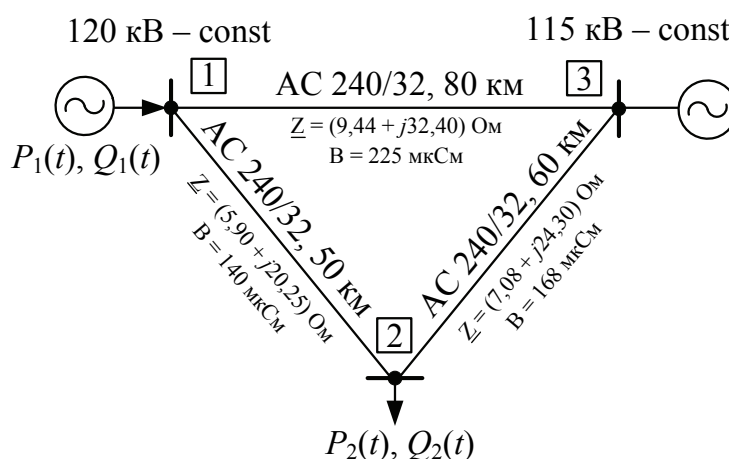


Рис. П.1.5. Модель 2 системы распределения ЭЭ 110 кВ

Суточные графики нагрузки и генерации (опыт 13)

Часы	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
$-P_1$, МВт	36,0	36,0	36,0	54,0	54,0	54,0	50,0	50,0	50,0	40,0	40,0	40,0
$-Q_1$, Мвар	26,0	28,7	32,5	46,8	49,5	48,7	48,6	47,3	48,8	46,3	40,4	28,7
P_2 , МВт	25,8	30,9	36,0	54,0	56,2	54,0	53,4	52,8	52,4	49,5	46,2	28,8
Q_2 , Мвар	6,4	9,5	14,5	40,9	44,6	44,0	42,4	40,5	43,1	35,5	26,6	12,0

Суточные графики нагрузки и генерации (опыт 14)

Часы	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
$-P_1$, МВт	36,0	36,0	36,0	54,0	54,0	54,0	50,0	50,0	50,0	40,0	40,0	40,0
$-Q_1$, Мвар	37,1	37,1	37,1	44,8	44,8	44,8	36,1	36,1	36,1	45,8	45,8	45,8
P_2 , МВт	31,5	31,5	31,5	58,5	58,5	58,5	36,0	36,0	36,0	54,0	54,0	54,0
Q_2 , Мвар	24,0	24,0	24,0	36,0	36,0	36,0	27,0	27,0	27,0	33,0	33,0	33,0

Суточные графики нагрузки и генерации (опыт 15)

Часы	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
$-P_1$, МВт	36,0	36,0	36,0	54,0	54,0	54,0	50,0	50,0	50,0	40,0	40,0	40,0
$-Q_1$, Мвар	30,8	30,8	35,6	43,4	37,6	38,4	38,6	49,0	47,6	50,4	50,7	41,1
P_2 , МВт	20,2	20,2	26,4	44,4	36,6	28,2	32,2	60,8	81,0	81,0	68,5	40,5
Q_2 , Мвар	16,5	16,5	23,0	38,5	31,0	35,0	32,5	40,5	30,4	30,4	36,0	29,7

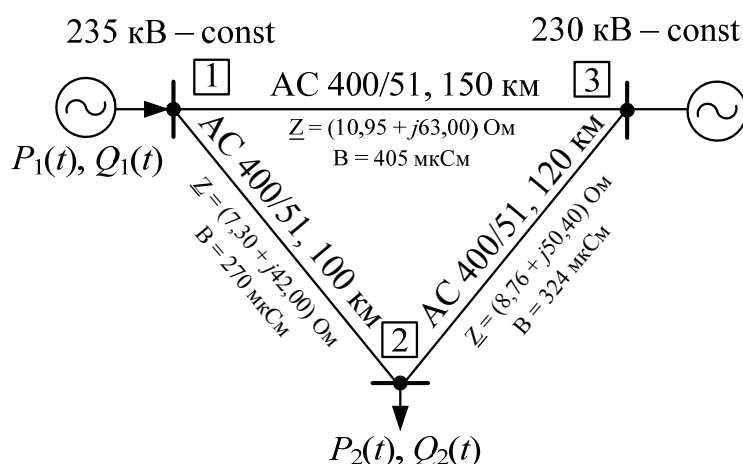


Рис. П.1.6. Модель 2 системы распределения ЭЭ 220 кВ

Суточные графики нагрузки и генерации (опыт 16)

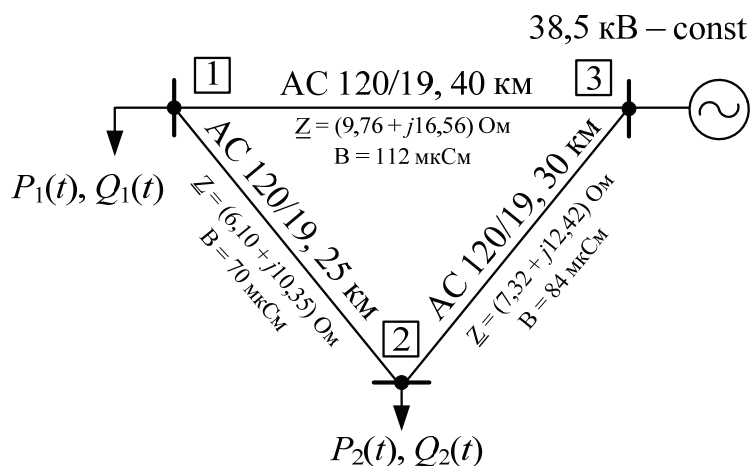
Часы	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
$-P_1$, МВт	99,0	99,0	99,0	144	144	144	130	130	130	107	107	107
$-Q_1$, Мвар	7,1	13,6	24,1	72,8	80,5	78,6	76,9	73,1	77,7	65,4	47,7	16,3
P_2 , МВт	68,8	82,4	96,0	144	150	144	142,4	140,8	139,6	132,0	123,2	76,8
Q_2 , Мвар	19,4	28,3	43,6	122,9	133,6	131,9	127,3	121,5	129,2	106,6	79,7	36,0

Суточные графики нагрузки и генерации (опыт 17)

Часы	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
$-P_1$, МВт	99,0	99,0	99,0	144	144	144	130	130	130	107	107	107
$-Q_1$, Мвар	39,0	39,0	39,0	65,4	65,4	65,4	42,3	42,3	42,3	62,5	62,5	62,5
P_2 , МВт	84,0	84,0	84,0	156	156	156	96,0	96,0	96,0	144	144	144
Q_2 , Мвар	72,0	72,0	72,0	108	108	108	81,0	81,0	81,0	99,0	99,0	99,0

Суточные графики нагрузки и генерации (опыт 18)

Часы	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
$-P_1$, МВт	99,0	99,0	99,0	144	144	144	130	130	130	107	107	107
$-Q_1$, Мвар	22,5	22,5	35,5	64,7	48,3	52,7	50,9	76,4	67,5	70,8	74,7	51,0
P_2 , МВт	54,0	54,0	70,4	118,3	97,6	75,2	85,6	162	216	216	182,9	108
Q_2 , Мвар	49,5	49,5	68,8	115,7	93,2	104,8	97,6	121,5	91,4	91,4	108	88,6



Типы узлов:

1 – нагрузочный,

 $P, Q - \text{const}$;

2 – нагрузочный,

 $P, Q - \text{const}$;

2 – балансирующий,

 $V, \delta - \text{const}$.

Рис. П.1.7. Модель 3 РЭС 35 кВ

Суточные графики нагрузки (опыт 19)

Часы	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
P_1 , МВт	4,6	5,5	6,4	9,6	10,0	9,6	9,5	9,4	9,3	8,8	8,2	5,1
Q_1 , Мвар	1,3	1,9	2,9	8,2	8,9	8,8	8,5	8,1	8,6	7,1	5,3	2,4
P_2 , МВт	5,6	5,6	5,6	10,4	10,4	10,4	6,4	6,4	6,4	9,6	9,6	9,6
Q_2 , Мвар	4,8	4,8	4,8	7,2	7,2	7,2	5,4	5,4	5,4	6,6	6,6	6,6

Суточные графики нагрузки (опыт 20)

Часы	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
P_1 , МВт	4,6	5,5	6,4	9,6	10,0	9,6	9,5	9,4	9,3	8,8	8,2	5,1
Q_1 , Мвар	1,3	1,9	2,9	8,2	8,9	8,8	8,5	8,1	8,6	7,1	5,3	2,4
P_2 , МВт	3,6	3,6	4,7	7,9	6,5	5,0	5,7	10,8	14,4	14,4	12,2	7,2
Q_2 , Мвар	3,3	3,3	4,6	7,7	6,2	7,0	6,5	8,1	6,1	6,1	7,2	5,9

Суточные графики нагрузки (опыт 21)

Часы	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
P_1 , МВт	5,6	5,6	5,6	10,4	10,4	10,4	6,4	6,4	6,4	9,6	9,6	9,6
Q_1 , Мвар	4,8	4,8	4,8	7,2	7,2	7,2	5,4	5,4	5,4	6,6	6,6	6,6
P_2 , МВт	3,6	3,6	4,7	7,9	6,5	5,0	5,7	10,8	14,4	14,4	12,2	7,2
Q_2 , Мвар	3,3	3,3	4,6	7,7	6,2	7,0	6,5	8,1	6,1	6,1	7,2	5,9

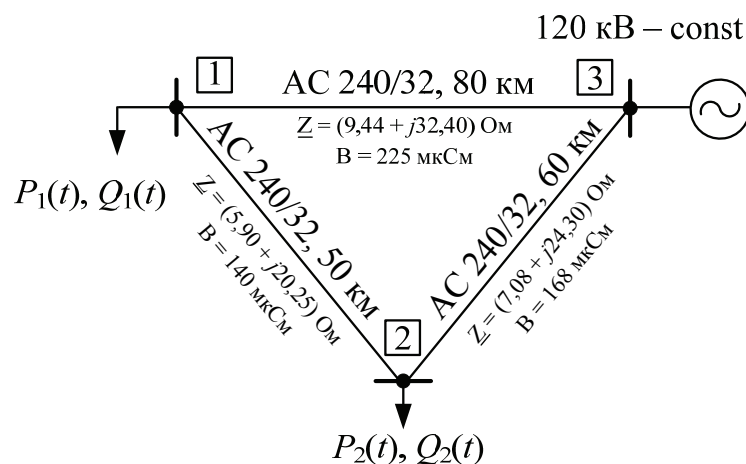


Рис. П.1.8. Модель 3 РЭС 110 кВ

Суточные графики нагрузки (опыт 22)

Часы	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
P_1 , МВт	17,2	20,6	24,0	36,0	37,5	36,0	35,6	35,2	34,9	33,0	30,8	19,2
Q_1 , Мвар	4,3	6,3	9,7	27,3	29,7	29,3	28,3	27,0	28,7	23,7	17,7	8,0
P_2 , МВт	21,0	21,0	21,0	39,0	39,0	39,0	24,0	24,0	24,0	36,0	36,0	36,0
Q_2 , Мвар	16,0	16,0	16,0	24,0	24,0	24,0	18,0	18,0	18,0	22,0	22,0	22,0

Суточные графики нагрузки (опыт 23)

Часы	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
P_1 , МВт	17,2	20,6	24,0	36,0	37,5	36,0	35,6	35,2	34,9	33,0	30,8	19,2
Q_1 , Мвар	4,3	6,3	9,7	27,3	29,7	29,3	28,3	27,0	28,7	23,7	17,7	8,0
P_2 , МВт	13,5	13,5	17,6	29,6	24,4	18,8	21,4	40,5	54,0	54,0	45,7	27,0
Q_2 , Мвар	11,0	11,0	15,3	25,7	20,7	23,3	21,7	27,0	20,3	20,3	24,0	19,7

Суточные графики нагрузки (опыт 24)

Часы	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
P_1 , МВт	21,0	21,0	21,0	39,0	39,0	39,0	24,0	24,0	24,0	36,0	36,0	36,0
Q_1 , Мвар	16,0	16,0	16,0	24,0	24,0	24,0	18,0	18,0	18,0	22,0	22,0	22,0
P_2 , МВт	13,5	13,5	17,6	29,6	24,4	18,8	21,4	40,5	54,0	54,0	45,7	27,0
Q_2 , Мвар	11,0	11,0	15,3	25,7	20,7	23,3	21,7	27,0	20,3	20,3	24,0	19,7

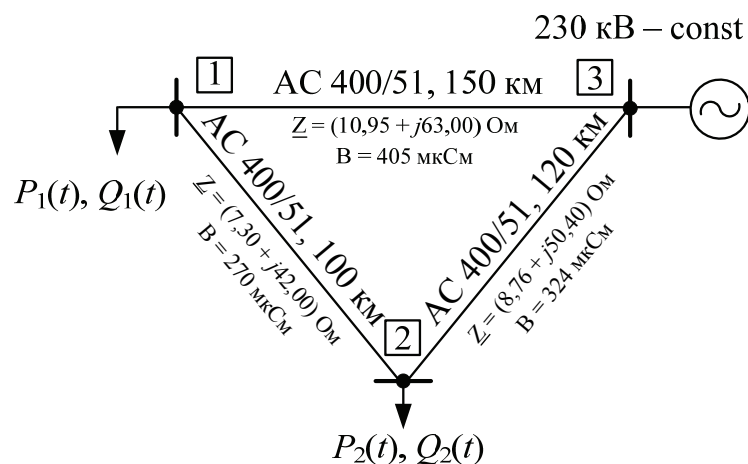


Рис. П.1.9. Модель 3 РЭС 220 кВ

Суточные графики нагрузки (опыт 25)

Часы	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
P_1 , МВт	45,9	54,9	64,0	96,0	100	96,0	94,9	93,9	93,1	88,0	82,1	51,2
Q_1 , Мвар	12,9	18,9	29,1	81,9	89,1	87,9	84,9	81,0	86,1	71,1	53,1	24,0
P_2 , МВт	56,0	56,0	56,0	104	104	104	64,0	64,0	64,0	96,0	96,0	96,0
Q_2 , Мвар	48,0	48,0	48,0	72,0	72,0	72,0	54,0	54,0	54,0	66,0	66,0	66,0

Суточные графики нагрузки (опыт 26)

Часы	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
P_1 , МВт	45,9	54,9	64,0	96,0	100	96,0	94,9	93,9	93,1	88,0	82,1	51,2
Q_1 , Мвар	12,9	18,9	29,1	81,9	89,1	87,9	84,9	81,0	86,1	71,1	53,1	24,0
P_2 , МВт	36,0	36,0	46,9	78,9	65,1	50,1	57,1	108	144	144	121,9	72,0
Q_2 , Мвар	33,0	33,0	45,9	77,1	62,1	69,9	65,1	81,0	60,9	60,9	72,0	59,1

Суточные графики нагрузки (опыт 27)

Часы	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
P_1 , МВт	56,0	56,0	56,0	104	104	104	64,0	64,0	64,0	96,0	96,0	96,0
Q_1 , Мвар	48,0	48,0	48,0	72,0	72,0	72,0	54,0	54,0	54,0	66,0	66,0	66,0
P_2 , МВт	36,0	36,0	46,9	78,9	65,1	50,1	57,1	108	144	144	121,9	72,0
Q_2 , Мвар	33,0	33,0	45,9	77,1	62,1	69,9	65,1	81,0	60,9	60,9	72,0	59,1

Типы узлов:

1 – нагрузочный, P , Q – const;2 – нагрузочный, P , Q – const;

38,5 кВ – const

2 – балансирующий, V , δ – const.

Рис. П.1.10. Модель 4 РЭС 35 кВ

Суточные графики нагрузки (опыт 28)

Часы	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
P_1 , МВт	4,6	5,5	6,4	9,6	10,0	9,6	9,5	9,4	9,3	8,8	8,2	5,1
Q_1 , Мвар	1,3	1,9	2,9	8,2	8,9	8,8	8,5	8,1	8,6	7,1	5,3	2,4
P_2 , МВт	5,6	5,6	5,6	10,4	10,4	10,4	6,4	6,4	6,4	9,6	9,6	9,6
Q_2 , Мвар	4,8	4,8	4,8	7,2	7,2	7,2	5,4	5,4	5,4	6,6	6,6	6,6

Суточные графики нагрузки (опыт 29)

Часы	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
P_1 , МВт	4,6	5,5	6,4	9,6	10,0	9,6	9,5	9,4	9,3	8,8	8,2	5,1
Q_1 , Мвар	1,3	1,9	2,9	8,2	8,9	8,8	8,5	8,1	8,6	7,1	5,3	2,4
P_2 , МВт	3,6	3,6	4,7	7,9	6,5	5,0	5,7	10,8	14,4	14,4	12,2	7,2
Q_2 , Мвар	3,3	3,3	4,6	7,7	6,2	7,0	6,5	8,1	6,1	6,1	7,2	5,9

Суточные графики нагрузки (опыт 30)

Часы	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
P_1 , МВт	5,6	5,6	5,6	10,4	10,4	10,4	6,4	6,4	6,4	9,6	9,6	9,6
Q_1 , Мвар	4,8	4,8	4,8	7,2	7,2	7,2	5,4	5,4	5,4	6,6	6,6	6,6
P_2 , МВт	3,6	3,6	4,7	7,9	6,5	5,0	5,7	10,8	14,4	14,4	12,2	7,2
Q_2 , Мвар	3,3	3,3	4,6	7,7	6,2	7,0	6,5	8,1	6,1	6,1	7,2	5,9

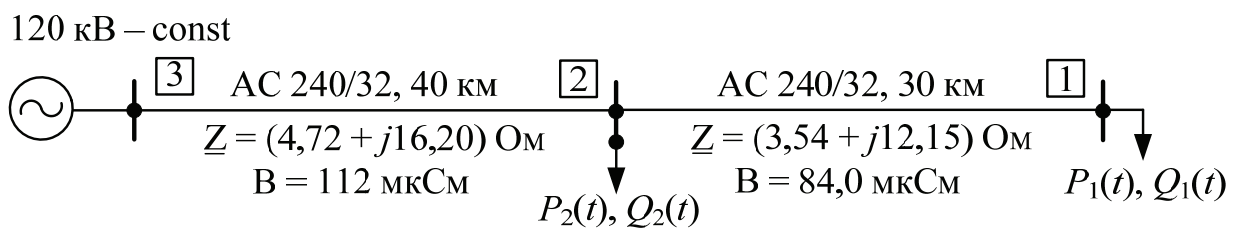


Рис. П.1.11. Модель 4 РЭС 110 кВ

Суточные графики нагрузки (опыт 31)

Часы	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
P_1 , МВт	17,2	20,6	24,0	36,0	37,5	36,0	35,6	35,2	34,9	33,0	30,8	19,2
Q_1 , Мвар	4,3	6,3	9,7	27,3	29,7	29,3	28,3	27,0	28,7	23,7	17,7	8,0
P_2 , МВт	21,0	21,0	21,0	39,0	39,0	39,0	24,0	24,0	24,0	36,0	36,0	36,0
Q_2 , Мвар	16,0	16,0	16,0	24,0	24,0	24,0	18,0	18,0	18,0	22,0	22,0	22,0

Суточные графики нагрузки (опыт 32)

Часы	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
P_1 , МВт	17,2	20,6	24,0	36,0	37,5	36,0	35,6	35,2	34,9	33,0	30,8	19,2
Q_1 , Мвар	4,3	6,3	9,7	27,3	29,7	29,3	28,3	27,0	28,7	23,7	17,7	8,0
P_2 , МВт	13,5	13,5	17,6	29,6	24,4	18,8	21,4	40,5	54,0	54,0	45,7	27,0
Q_2 , Мвар	11,0	11,0	15,3	25,7	20,7	23,3	21,7	27,0	20,3	20,3	24,0	19,7

Суточные графики нагрузки (опыт 33)

Часы	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
P_1 , МВт	21,0	21,0	21,0	39,0	39,0	39,0	24,0	24,0	24,0	36,0	36,0	36,0
Q_1 , Мвар	16,0	16,0	16,0	24,0	24,0	24,0	18,0	18,0	18,0	22,0	22,0	22,0
P_2 , МВт	13,5	13,5	17,6	29,6	24,4	18,8	21,4	40,5	54,0	54,0	45,7	27,0
Q_2 , Мвар	11,0	11,0	15,3	25,7	20,7	23,3	21,7	27,0	20,3	20,3	24,0	19,7

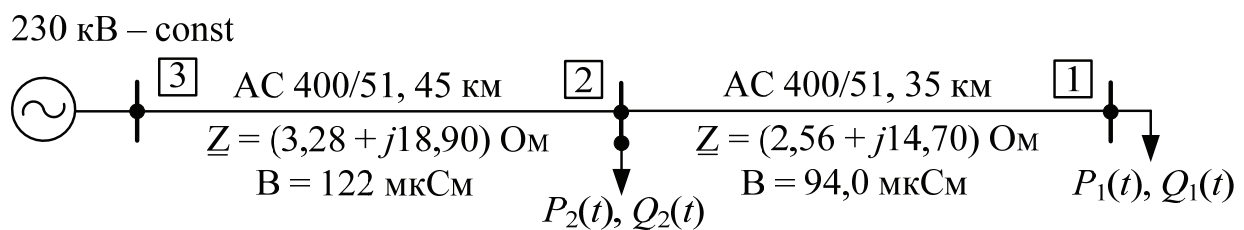


Рис. П.1.12. Модель 4 РЭС 220 кВ

Суточные графики нагрузки (опыт 34)

Часы	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
P_1 , МВт	45,9	54,9	64,0	96,0	100	96,0	94,9	93,9	93,1	88,0	82,1	51,2
Q_1 , Мвар	12,9	18,9	29,1	81,9	89,1	87,9	84,9	81,0	86,1	71,1	53,1	24,0
P_2 , МВт	56,0	56,0	56,0	104	104	104	64,0	64,0	64,0	96,0	96,0	96,0
Q_2 , Мвар	48,0	48,0	48,0	72,0	72,0	72,0	54,0	54,0	54,0	66,0	66,0	66,0

Суточные графики нагрузки (опыт 35)

Часы	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
P_1 , МВт	45,9	54,9	64,0	96,0	100	96,0	94,9	93,9	93,1	88,0	82,1	51,2
Q_1 , Мвар	12,9	18,9	29,1	81,9	89,1	87,9	84,9	81,0	86,1	71,1	53,1	24,0
P_2 , МВт	36,0	36,0	46,9	78,9	65,1	50,1	57,1	108	144	144	121,9	72,0
Q_2 , Мвар	33,0	33,0	45,9	77,1	62,1	69,9	65,1	81,0	60,9	60,9	72,0	59,1

Суточные графики нагрузки (опыт 36)

Часы	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
P_1 , МВт	56,0	56,0	56,0	104	104	104	64,0	64,0	64,0	96,0	96,0	96,0
Q_1 , Мвар	48,0	48,0	48,0	72,0	72,0	72,0	54,0	54,0	54,0	66,0	66,0	66,0
P_2 , МВт	36,0	36,0	46,9	78,9	65,1	50,1	57,1	108	144	144	121,9	72,0
Q_2 , Мвар	33,0	33,0	45,9	77,1	62,1	69,9	65,1	81,0	60,9	60,9	72,0	59,1

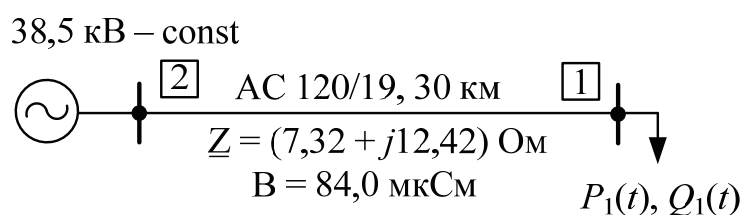


Рис. П.1.13. Модель 5 РЭС 35 кВ

Суточные графики нагрузки (опыты 37–41)

d	Опыт 37		Опыт 38		Опыт 39		Опыт 40		Опыт 41	
	P_1 , МВт	Q_1 , Мвар	P_1 , МВт	Q_1 , Мвар	P_1 , МВт	Q_1 , Мвар	P_1 , МВт	Q_1 , Мвар	P_1 , МВт	Q_1 , Мвар
1	4,1	4,7	8,8	7,0	9,5	6,6	6,2	5,6	8,1	5,1
2	5,1	3,8	9,8	7,7	10,9	8,2	8,2	6,2	6,6	5,0
3	5,2	3,9	8,8	7,0	11,4	8,6	8,2	6,2	4,7	3,5
4	5,7	4,3	9,6	7,2	11,2	8,2	9,9	7,4	4,8	3,6
5	6,7	4,0	10,0	9,0	12,4	8,8	9,1	6,8	9,0	7,8
6	8,9	6,7	9,4	7,5	11,8	8,4	7,6	5,7	10,0	7,5
7	11,6	8,7	9,3	7,4	11,2	8,4	3,3	3,5	3,1	2,3
8	12,1	9,1	9,6	7,2	11,4	8,0	3,4	3,6	6,8	5,1
9	11,5	7,6	9,7	7,6	7,6	5,7	7,8	6,8	10,1	7,6
10	9,2	6,9	8,2	8,5	7,9	5,9	9,6	7,2	10,4	8,8
11	9,3	7,0	8,0	6,0	8,1	5,1	9,4	7,0	10,3	7,7
12	9,0	6,8	9,5	6,8	7,6	5,7	3,0	4,2	10,2	7,6
13	3,8	2,8	9,6	7,2	7,6	5,7	4,8	4,6	7,6	5,7
14	3,4	5,0	10,9	8,3	7,4	5,6	11,2	7,4	6,9	5,2
15	5,4	4,0	8,1	6,1	7,6	5,7	9,7	7,3	8,0	5,0
16	9,4	7,0	7,7	5,8	7,4	7,2	10,3	7,7	9,2	6,9
17	8,1	7,1	6,8	5,1	7,1	5,8	10,2	6,6	8,3	6,2

d	Опыт 37		Опыт 38		Опыт 39		Опыт 40		Опыт 41	
	P_1 , МВт	Q_1 , Мвар	P_1 , МВт	Q_1 , Мвар	P_1 , МВт	Q_1 , Мвар	P_1 , МВт	Q_1 , Мвар	P_1 , МВт	Q_1 , Мвар
18	8,3	6,2	6,9	5,2	7,2	6,0	10,1	7,6	9,3	7,0
19	8,7	6,5	7,8	5,8	7,1	5,3	8,8	5,6	10,1	7,6
20	8,7	4,5	8,1	5,7	7,1	5,3	8,9	6,7	10,6	9,0
21	8,2	6,2	7,8	5,2	6,4	4,8	8,9	6,7	10,7	8,0
22	8,1	6,1	7,5	5,1	5,8	4,4	9,1	5,8	9,9	7,4
23	8,3	6,2	6,5	4,7	5,7	4,9	7,3	5,5	7,3	5,5
24	8,2	7,2	5,4	4,0	5,9	4,4	7,4	5,6	7,7	5,8
25	7,8	5,8	5,5	1,3	6,0	4,5	8,6	5,4	7,5	4,6
26	8,7	6,5	6,3	4,7	5,6	5,0	7,7	5,8	7,9	5,9
27	9,5	7,1	6,8	4,7	5,4	4,0	8,1	6,1	4,5	3,4
28	9,7	5,3	7,0	4,2	7,3	5,2	7,1	5,3	3,4	2,5
29	9,1	6,8	6,6	5,0	7,9	5,9	8,9	5,7	6,8	5,1
30	8,9	6,7	6,3	4,7	6,4	4,3	8,1	6,1	8,3	6,2
31	7,3	5,5	5,7	4,3	6,1	4,4	7,1	4,3	9,9	7,4

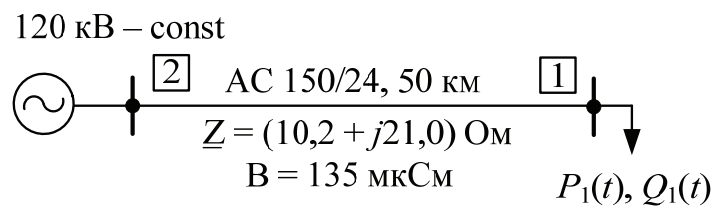


Рис. П.1.14. Модель 5 РЭС 110 кВ

Таблица П.1.38

Суточные графики нагрузки (опыты 42–46)

d	Опыт 42		Опыт 43		Опыт 44		Опыт 45		Опыт 46	
	P_1 , МВт	Q_1 , Мвар	P_1 , МВт	Q_1 , Мвар	P_1 , МВт	Q_1 , Мвар	P_1 , МВт	Q_1 , Мвар	P_1 , МВт	Q_1 , Мвар
1	15,4	15,7	33,0	23,3	35,6	22,0	23,2	18,7	30,4	17,0
2	19,1	12,7	36,8	25,7	40,9	27,3	30,8	20,7	24,8	16,7
3	19,5	13,0	33,0	23,3	42,8	28,7	30,8	20,7	17,6	11,7
4	21,4	14,3	36,0	24,0	42,0	27,3	37,1	24,7	18,0	12,0
5	25,1	13,3	37,5	30,0	46,5	29,3	34,1	22,7	33,8	26,0
6	33,4	22,3	35,2	25,0	44,2	28,0	28,5	19,0	37,5	25,0
7	43,5	29,0	34,9	24,7	42,0	28,0	12,4	11,7	11,6	7,7

d	Опыт 42		Опыт 43		Опыт 44		Опыт 45		Опыт 46	
	P_1 , МВт	Q_1 , Мвар	P_1 , МВт	Q_1 , Мвар	P_1 , МВт	Q_1 , Мвар	P_1 , МВт	Q_1 , Мвар	P_1 , МВт	Q_1 , Мвар
8	45,4	30,3	36,0	24,0	42,8	26,7	12,8	12,0	25,5	17,0
9	43,1	25,3	36,4	25,3	28,5	19,0	29,2	22,7	37,9	25,3
10	34,5	23,0	30,8	28,3	29,6	19,7	36,0	24,0	39,0	29,3
11	34,9	23,3	30,0	20,0	30,4	17,0	35,2	23,3	38,6	25,7
12	33,8	22,7	35,6	22,7	28,5	19,0	11,2	14,0	38,2	25,3
13	14,2	9,3	36,0	24,0	28,5	19,0	18,0	15,3	28,5	19,0
14	12,8	16,7	40,9	27,7	27,8	18,7	42,0	24,7	25,9	17,3
15	20,2	13,3	30,4	20,3	28,5	19,0	36,4	24,3	30,0	16,7
16	35,2	23,3	28,9	19,3	27,8	24,0	38,6	25,7	34,5	23,0
17	30,4	23,7	25,5	17,0	26,6	19,3	38,2	22,0	31,1	20,7
18	31,1	20,7	25,9	17,3	27,0	20,0	37,9	25,3	34,9	23,3
19	32,6	21,7	29,2	19,3	26,6	17,7	33,0	18,7	37,9	25,3
20	32,6	15,0	30,4	19,0	26,6	17,7	33,4	22,3	39,8	30,0
21	30,8	20,7	29,2	17,3	24,0	16,0	33,4	22,3	40,1	26,7
22	30,4	20,3	28,1	17,0	21,8	14,7	34,1	19,3	37,1	24,7
23	31,1	20,7	24,4	15,7	21,4	16,3	27,4	18,3	27,4	18,3
24	30,8	24,0	20,2	13,3	22,1	14,7	27,8	18,7	28,9	19,3
25	29,2	19,3	20,6	4,4	22,5	15,0	32,2	18,0	28,1	15,3
26	32,6	21,7	23,6	15,7	21,0	16,7	28,9	19,3	29,6	19,7
27	35,6	23,7	25,5	15,7	20,2	13,3	30,4	20,3	16,9	11,3
28	36,4	17,7	26,2	14,0	27,4	17,3	26,6	17,7	12,8	8,3
29	34,1	22,7	24,8	16,7	29,6	19,7	33,4	19,0	25,5	17,0
30	33,4	22,3	23,6	15,7	24,0	14,3	30,4	20,3	31,1	20,7
31	27,4	18,3	21,4	14,3	22,8	14,6	26,6	14,3	37,0	24,7

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Геометрические характеристики кабелей 10, 35, 110 кВ, дополнительные параметры и пример расчёта температуры жилы

Особенности конструкции кабелей типа СБУ-10:

Тип жилы: секторная.

Наличие экрана: нет.

Форма кабеля: круглый.

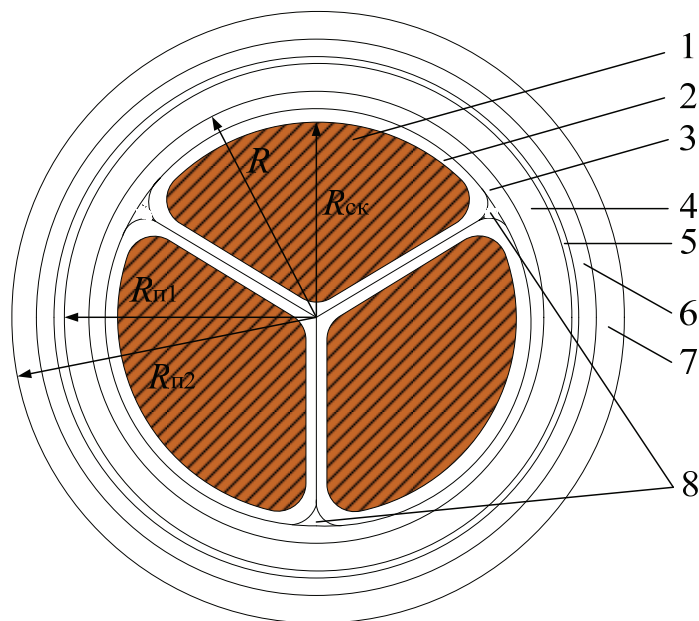


Рис. П.2.1. Конструкция кабеля СБУ-10: 1 – медная токоведущая жила;
2 – фазная изоляция; 3 – общепоясная изоляция; 4 – защитная оболочка;
5 – подушка под броней; 6 – броня из стальных лент; 7 – защитный покров;
8 – наполнитель

Дополнительные условия, принимаемые при расчётах:

- глубина прокладки кабеля в земле 0,7 м;
- температура земли 15 °С;
- удельное тепловое сопротивление земли $\sigma_3 = 1,2 \text{ }^\circ\text{С}\cdot\text{м}/\text{Вт}$ (при учёте теплоотвода во внутренние слои земли $\sigma_3 = 2/3 \cdot 1,2 = 0,8 \text{ }^\circ\text{С}\cdot\text{м}/\text{Вт}$ – используется при расчётах);
- температура воздуха 25 °С;
- удельные тепловые сопротивления изоляции, защитных покровов кабеля: $\sigma_{из} = 6,0 \text{ }^\circ\text{С}\cdot\text{м}/\text{Вт}$, $\sigma_{п} = 3,0 \text{ }^\circ\text{С}\cdot\text{м}/\text{Вт}$;

- состав защитного покрова: подушка, броня и наружный покров;
- при вычислении радиуса дуги сектора используется формула $R_{ск} = \sqrt{0,98F_{сеч}} + \Delta$, где $F_{сеч}$ – площадь сечения жилы, мм²; Δ – толщина жильной изоляции, мм;
- коэффициент теплоотдачи от поверхности кабеля в окружающую среду вычисляется при свободной конвекции $\alpha_T = \alpha_K = 4,54 \sqrt{\frac{\Delta\theta_{п}}{D}}$;
- при прокладке в земле и воздухе конструкция кабеля считается полной и неизменной;
- коэффициент укрутки $k = 0,02$;
- коэффициент электрического сопротивления $\alpha = 0,00393$ 1/°C;
- удельное активное сопротивление меди $\rho = 0,019$ Ом·мм²/м.

Таблица П.2.1

Геометрические размеры кабелей СБУ-10

Параметр	Размеры						
	3×50	3×70	3×95	3×120	3×150	3×185	3×240
$F_{сеч}$, мм ²	50	70	95	120	150	185	240
Δ , мм	2,75	2,75	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40
Δ_1 , мм	1,25	1,25	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40
Δ_0 , мм	1,32	1,32	1,52	1,56	1,62	1,62	1,72
$\Delta_п$, мм	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
$\Delta_б$, мм	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,60
$\Delta_н$, мм	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
D , мм	41,6	45,6	49,2	52,2	55,7	58,7	64,9
$R_{ск}$, мм	9,75	11,03	13,05	14,24	15,52	16,86	18,74
R , мм	13,75	15,03	17,85	19,04	20,32	21,66	23,54
$R_{п1}$, мм	15,07	16,35	19,37	20,60	21,94	23,28	25,26
$R_{п2}$, мм	19,57	20,85	23,87	25,10	26,44	27,78	30,36

Примечание. Δ_0 – толщина оболочки; $\Delta_п$ – толщина подушки; $\Delta_б$ – толщина брони; $\Delta_н$ – толщина наружного покрова.

Особенности конструкции кабелей типа АОСБ-35:

Тип жилы: круглая.

Наличие экрана: полупроводящий экран по жиле и изоляции.

Форма кабеля: круглый.

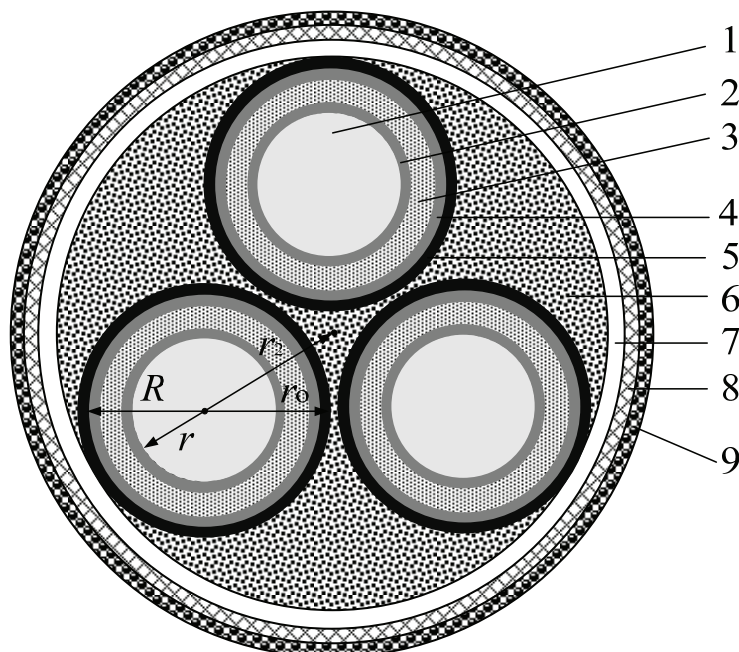


Рис. П.2.2. Конструкция кабеля АОСБ-35: 1 – алюминиевая жила; 2 – экран; 3 – фазная изоляция; 4 – экран; 5 – свинцовая оболочка; 6 – наполнитель; 7 – подушка под броню; 8 – наружный покров

Дополнительные условия, принимаемые при расчётах:

- глубина прокладки кабеля в земле 1,0 м;
- температура земли 15 °С;
- удельное тепловое сопротивление земли $\sigma_3 = 1,2 \text{ } ^\circ\text{C}\cdot\text{м/Вт}$ (при учёте теплоотвода во внутренние слои земли $\sigma_3 = 2/3 \cdot 1,2 = 0,8 \text{ } ^\circ\text{C}\cdot\text{м/Вт}$ – используется при расчётах);
- температура воздуха 25 °С;
- удельные тепловые сопротивления изоляции, защитных покровов, заполнения кабеля: $\sigma_{\text{из}} = 6,0 \text{ } ^\circ\text{C}\cdot\text{м/Вт}$, $\sigma_{\text{п}} = 3,0 \text{ } ^\circ\text{C}\cdot\text{м/Вт}$, $\sigma_{\text{зап}} = 5,0 \text{ } ^\circ\text{C}\cdot\text{м/Вт}$;
- состав защитного покрова: подушка, броня и наружный покров;
- экраны выполнены из электропроводящей бумаги, поэтому уменьшающий коэффициент для теплового сопротивления изоляции не вводится;
- коэффициент теплоотдачи от поверхности кабеля в окружающую среду вычисляется при свободной конвекции $\alpha_{\text{т}} = \alpha_{\text{к}} = 4,5 \sqrt[4]{\frac{\Delta\theta_{\text{п}}}{D}}$;
- при прокладке в земле и воздухе конструкция кабеля считается полной и неизменной.
- коэффициент потерь в оболочке $y_{\text{об}} = 0,1$;
- коэффициент укрутки $k = 0,02$;
- коэффициент электрического сопротивления $\alpha = 0,00403 \text{ } 1/^\circ\text{C}$;
- удельное активное сопротивление меди $\rho = 0,030 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м}$.

Геометрические размеры кабелей АОСБ-35

Параметр	Размеры						
	3×35	3×50	3×70	3×95	3×120	3×150	3×185
$F_{\text{сеч}}, \text{мм}^2$	35	50	70	95	120	150	185
$r, \text{мм}$	3,78	4,45	5,35	6,30	7,10	7,88	8,82
$\Delta_3, \text{мм}$	0,10	0,10	0,10	0,10	0,20	0,20	0,20
$\Delta, \text{мм}$	9,00	9,00	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
$\Delta_0, \text{мм}$	1,32	1,53	1,60	1,66	1,73	1,73	1,79
$\Delta_{\text{п}}, \text{мм}$	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
$\Delta_6, \text{мм}$	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
$\Delta_{\text{п}}, \text{мм}$	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
$\Delta_{\text{по}}, \text{мм}$	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
$D, \text{мм}$	67,1	68,9	72,4	75,8	85,1	88,6	95,0
$R, \text{мм}$	12,98	13,65	14,55	15,5	16,50	17,28	18,22
$r_0, \text{мм}$	14,30	15,18	16,15	17,16	18,24	19,00	20,01
$r_2, \text{мм}$	16,51	17,53	18,65	19,81	21,06	21,94	23,10
$R_{\text{п1}}, \text{мм}$	30,81	32,71	34,80	36,97	39,29	40,95	43,12
$R_{\text{п2}}, \text{мм}$	35,31	37,21	39,30	41,47	43,79	45,45	47,62

Примечание. Δ_3 – толщина экрана; $\Delta_{\text{п.о}}$ – толщина подушки на каждой оболочке; r_0 – радиус по оболочке; r_2 – радиус от центра кабеля до центра жилы.

Пример расчёта температуры жил кабеля АОСБ-35-3×185 при прокладке в земле.

Тепловые сопротивления изоляции, заполнения и защитных покровов:

$$S_{\text{из}} = \frac{\sigma_{\text{из}}}{2\pi} \ln \frac{R}{r} = \frac{6,0}{2 \cdot 3,14} \ln \frac{18,22}{8,82} = 0,6928 \text{ } ^\circ\text{C} \cdot \text{м/Вт};$$

$$n = \frac{\Delta_{\text{п}}}{\Delta_{\text{п.о}}} = 1; \quad m = \frac{\Delta_{\text{п}} + \Delta_{\text{по}}}{2r_0} = 0,075;$$

$$G = (0,85 + 0,2n) \ln[(8,3 - 2,2n)m + 1] = 0,3954.$$

$$S_{\text{зап}} = \frac{\sigma_{\text{зап}}}{2\pi \cdot 3} G = \frac{5,0}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} 0,3954 = 0,1049 \text{ } ^\circ\text{C} \cdot \text{м/Вт};$$

$$S_{\text{п}} = \frac{\sigma_{\text{п}}}{2\pi} \ln \frac{R_{\text{п2}}}{R_{\text{п1}}} = \frac{3,0}{2 \cdot 3,14} \ln \frac{47,62}{43,12} = 0,0474 \text{ } ^\circ\text{C} \cdot \text{м/Вт}.$$

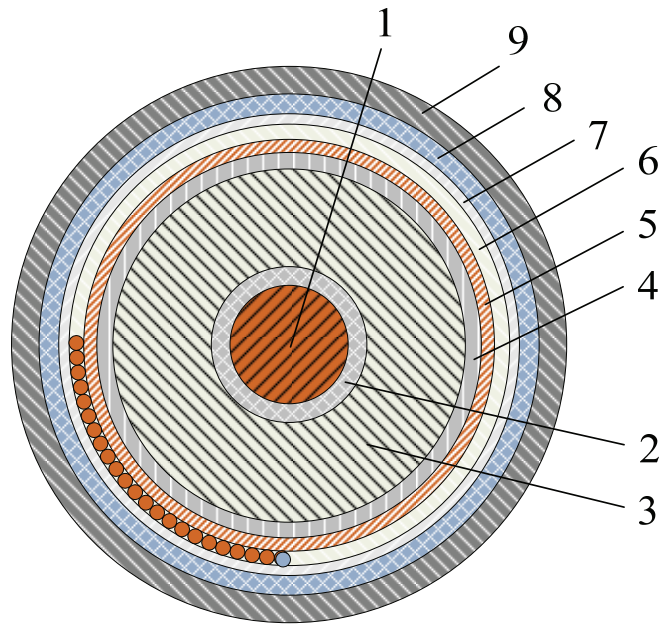


Рис. П.2.3. Конструкция кабеля *ILJIN-110*: 1 – медная жила; 2 – экран жилы; 3 – изоляция из СПЭ; 4 – экран изоляции; 5 – полупроводниковая лента; 6 – медная проволока; 7 – связывающее вещество; 8 – алюминиевая обшивка; 9 – оболочка

Тепловое сопротивление земли

$$S_3 = \frac{\sigma_3}{2\pi} \ln \frac{4L}{D} = \frac{0,8}{2 \cdot 3,14} \ln \frac{4 \cdot 1000}{95,0} = 0,4762 \text{ } ^\circ\text{C} \cdot \text{м/Вт.}$$

Расчётное значение температуры жилы

$$\theta_{\text{ж}} = \frac{\theta_{\text{ср}} + I^2 r_0 [S_{\text{из}} + (1 + y_{\text{об}}) S_{\text{зап}} + 3(1 + y_{\text{об}})(S_{\text{п}} + S_{\text{ср}})](1 - 20\alpha)}{1 - I^2 r_0 \alpha [S_{\text{из}} + (1 + y_{\text{об}}) S_{\text{зап}} + 3(1 + y_{\text{об}})(S_{\text{п}} + S_{\text{ср}})]} =$$

$$= \frac{15 + 275^2 \cdot 1,62 \cdot 10^{-4} [0,6928 + 1,1 \cdot 0,1049 + 3,3 \cdot (0,0474 + 0,4762)](1 - 0,0806)}{1 - 275^2 \cdot 1,62 \cdot 10^{-4} \cdot 0,00403 [0,6928 + 1,1 \cdot 0,1049 + 3,3 \cdot (0,0474 + 0,4762)]} =$$

$$= 50,64 \text{ } ^\circ\text{C.}$$

Геометрические размеры кабелей LLJN-110

Сечение жилы, мм ²	Диаметр жилы, мм	Толщина экрана жилы, мм	Толщина изоляции, мм	Толщина экрана изоляции, мм	Диаметр по изоляции, мм	Толщина полупроводниковой ленты, мм	Диаметр, мм × число медной проволоки	Толщина связывающего вещества, мм	Толщина алюминиевой ленты, мм	Толщина оболочки, мм	Наружный диаметр кабеля, мм	Активное сопротивление жилы r_0 , Ом/км	Ёмкость, мкФ/км
240	18,0	1,5	16,0	1,3	55,6	0,25	1,2×80	0,45	2,80	4,0	73,0	0,0754	0,16
300	20,5	1,5	16,0	1,3	58,1	0,25	1,2×80	0,45	2,55	4,0	75,0	0,0601	0,18
400	23,1	1,5	16,0	1,3	60,7	0,25	1,2×80	0,45	2,75	4,0	78,0	0,0470	0,19
500	26,4	1,5	16,0	1,3	64,0	0,25	1,2×80	0,45	2,60	4,5	82,0	0,0366	0,21
630	30,2	1,5	16,0	1,3	67,8	0,25	1,2×80	0,45	2,70	4,5	86,0	0,0283	0,22
800	33,7	2,0	16,0	1,3	72,3	0,25	1,2×80	0,45	2,95	4,5	91,0	0,0221	0,25
1 000	37,9	2,0	16,0	1,3	76,5	0,25	1,2×80	0,45	2,85	4,5	95,0	0,0176	0,27
1 200	44,0	2,0	16,0	1,3	82,6	0,25	1,2×80	0,45	1,80	4,5	99,0	0,0151	0,29

Дополнительные условия, принимаемые при расчётах:

- группа из трёх кабелей, проложенных вплотную по вершинам равностороннего треугольника;
- глубина прокладки кабеля в земле 1,4 м;
- температура земли 25 °С;
- удельное тепловое сопротивление земли $\sigma_3 = 1,0$ °С·м/Вт;
- температура воздуха 40 °С;
- коэффициент укрутки $k = 0,04$.
- удельные тепловые сопротивления $\sigma_{из} = 3,5$ °С·м/Вт, $\sigma_{п} = 3,5$ °С·м/Вт (оболочка из полиэтилена), коэффициент потерь в оболочке $\gamma_{об} = 0$.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Результаты оптимизации поинтервальных режимов в программе OPRES

Режим 1 (22.00–04.00)

OPRES: ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА СЕТИ МЕТОДОМ ПРИВЕД. ГРАДИЕНТА

ИСХОДНЫЕ ПАРАМЕТРЫ РЕЖИМА И СЕТИ

КОЛ-ВО УЗЛОВ N= 6 ЛИНЕЙ МЛJ= 6

ИЗ НИХ ГЕНЕРАТОР-Х NG= 1 НАГРУЗ-Х NH= 4

НАГРУЗОЧНЫЕ УЗЛЫ LN= 2 3 4 5

БАЗИСНЫЕ LB= 6

УЗЕЛ	P	Q	U	УГОЛ	QMIN	QMAX	UMIN	UMAX
1	-1266.00	-487.30	236.70	6.0400	930.00	-930.00	220.00	250.00
2	171.80	81.20	231.50	2.3500			220.00	250.00
3	50.40	11.50	229.40	.4600			220.00	250.00
4	-40.50	124.80	234.90	5.3400			220.00	250.00
5	276.90	130.00	229.40	1.2400			220.00	250.00
6	795.00	50.40	229.00	.0000			220.00	250.00

ПОТЕРИ АКТИВ. МОЩНОСТИ В СЕТИ DELP(1) = 11.90000

ВЕТЬ СОПРОТИВЛЕНИЕ ЕМК. ПРОВОД-ТЬ

1	.440	5.300	.1330E-03	4	5	.520	6.320	.1585E-03
2	.440	3.520	.4950E-04	5	6	.280	3.330	.2100E-04
3	.120	.950	.1300E-04	0	0	.000	.000	.0000E+00
1	.100	1.210	.3050E-04	0	0	.000	.000	.0000E+00

МАТРИЦА АКТИВНЫХ ПРОВОДИМОСТЕЙ

.0833947	.0155567	.0000000	.0678380	.0000000	.0000000	.0000000		
	.0505218	.0349650	.0000000	.0000000	.0000000	.0000000		
		.0349650	.1658408	.0000000	.0000000	.1308758		
			.0000000	.0807692	.0129312	.0000000		
				.0000000	.0380044	.0250732		
						.1559490		

МАТРИЦА РЕАКТИВНЫХ ПРОВОДИМОСТЕЙ

СТРОКА 1	СТРОКА 2	СТРОКА 3	СТРОКА 4	СТРОКА 5	СТРОКА 6
-1.0080640	-1.1873877	-1.1873877	.0000000	-1.8208398	.0000000
-1.1873877	-1.4669255	-1.4669255	-1.2797203	.0000000	.0000000
.0000000	-1.2797203	-1.2797203	-1.3157580	.0000000	.0000000
-1.8208398	.0000000	.0000000	.0000000	-1.9778147	-1.1571639
.0000000	.0000000	.0000000	.0000000	-1.1571639	-1.4551764
.0000000	.0000000	-1.0361000	.0000000	.0000000	-1.3342580

ПРИНЯТЫЕ РЕЖИМЫЕ ДОПУСКИ ПРОГРАММ ОГРАНИЧЕНИЯ

WP	WQ	GKV	GKQ	EPS1	EPS2	NUT	DEUR	SAU
.10	.10	.50	2.00	.0000001	.0000010	20	.31	5.0

ЗАКОНЧЕН ВВОД ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

ВЕКТОР ПРАВЫХ ЧАСТЕЙ

.3136E+00	-1.6005E-01	-1.4543E-01	-1.1237E+00	-1.1289E+00
.2782E-02	.5691E-03	-1.2670E-04	.1724E-02	-1.6225E-03
.2782E-02	-1.5691E-03	.2670E-04	-1.1724E-02	.6225E-03

НАПРАВЛЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПО НЕЗАВИСИМЫМ ПЕРЕМЕННЫМ

ШАГ ОПТИМИЗАЦИИ НОМЕР 1

МАССИВ SHAG1	.2708E+08	.7852E+08	.4680E+09	.3235E+08	.1627E+09	.2808E+06	.4167E+06	.1594E+07	.2803E+06	.5037E+06
.5094E+06										

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .11957E+02

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .12119E+02

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .14760E+02

ШАГ SHAG2= .21730E+00

НОВЫЙ ВЕКТОР Z

УЗЕЛ	Q	QMIN	QMAX	U	УГОЛ	UMIN	UMAX
1	-1.3178E+03	.930E+03	-1.930E+03	.23308E+03	.62289E+01	.220E+03	.250E+03
2	.8120E+02			.22982E+03	.24180E+01	.220E+03	.250E+03
3	.1150E+02			.22904E+03	.47165E+00	.220E+03	.250E+03
4	.1248E+03			.23166E+03	.54994E+01	.220E+03	.250E+03
5	.1300E+03			.22826E+03	.12732E+01	.220E+03	.250E+03
6	.5040E+02			.22900E+03	.00000E+00	.220E+03	.250E+03

ВЕКТОР НЕБАЛАНСОВ W
-.1740E+01 -.2252E+01 .6046E+01 .2224E+01 .1276E+01 .0000E+00 -.4806E+01 .1560E+02 .8294E+01 .3732E+01

ИТЕРАЦИЯ INUT= 14

ВЕКТОР НЕБАЛАНСОВ W
-.3540E-02 -.9003E-03 .4528E-02 .5478E-02 .1404E-02 .0000E+00 -.2859E-01 .8955E-01 .5121E-01 .2223E-01
ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .1170E+02

РЯД ПОТЕРЬ DELP
.1190E+02 .1171E+02
ВЕКТОР ПРАВЫХ ЧАСТЕЙ
.2002E+00 -.9724E-01 -.3037E-01 -.1210E+00 -.1297E+00
ПРИРАЩЕНИЕ ГРАДИЕНТА
.7014E-04 -.1072E-02 -.3273E-03 -.7119E-03 -.1498E-02
ПРИВЛЕД. ГРАДИЕНТ
-.7014E-04 .1072E-02 .3273E-03 .7119E-03 .1498E-02
НАПРАВЛЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПО НЕЗАВИС.ПЕРЕМЕННЫМ
.7014E-04

ШАГ ОПТИМИЗАЦИИ НОМЕР 2

МАССИВ SHAG1
.1024E+10 .3036E+10 .1837E+11 .1228E+10 .6350E+10 .8584E+07 .1379E+08 .5947E+08 .8598E+07 .1727E+08
.1794E+08

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .11707E+02

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .12473E+02

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .14811E+02

ШАГ SHAG2= .65217E-02

НОВЫЙ ВЕКТОР Z

УЗЕЛ	Q	QMIN	QMAX	U	УГОЛ	UMIN	UMAX
1	-.3241E+03	.930E+03	-.930E+03	.23317E+03	.62242E+01	.220E+03	.250E+03
2	.8120E+02			.22984E+03	.24139E+01	.220E+03	.250E+03
3	.1150E+02			.22910E+03	.47417E+00	.220E+03	.250E+03
4	.1248E+03			.23179E+03	.54976E+01	.220E+03	.250E+03
5	.1300E+03			.22834E+03	.12759E+01	.220E+03	.250E+03
6	-.1073E+03			.22900E+03	.00000E+00	.220E+03	.250E+03

ВЕКТОР НЕБАЛАНСОВ W
-.5371E-02 -.2228E-02 .5390E-02 .7362E-02 .5798E-03 .0000E+00 -.2912E-01 .9129E-01 .5708E-01 .2139E-01
ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .11703E+02

РЯД ПОТЕРЬ DELP
.1190E+02 .1171E+02 .1170E+02
ВЕКТОР ПРАВЫХ ЧАСТЕЙ
.1975E+00 -.9805E-01 -.3043E-01 -.1211E+00 -.1298E+00

ПРИРАЩЕНИЕ ГРАДИЕНТА
 -.4078E-07 -.1113E-02 -.3363E-03 -.7756E-03 -.1521E-02
 ПРИВЕД. ГРАДИЕНТ
 .4078E-07 .1113E-02 .3363E-03 .7756E-03 .1521E-02
 НАПРАВЛЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПО НЕЗАВИС. ПЕРЕМЕННЫМ
 -.4078E-07

РЕЖИМ СЕТИ ОПТИМАЛЬНЫЙ

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ= .11703E+02

УЗЕЛ	P	Q	U	УГОЛ	QMIN	QMAX	UMIN	UMAX
1	-1266.00	-324.11	233.17	6.2242	930.00	-930.00	220.00	250.00
2	171.80	81.20	229.84	2.4139			220.00	250.00
3	50.40	11.50	229.10	.4742			220.00	250.00
4	-40.50	124.80	231.79	5.4976			220.00	250.00
5	276.90	130.00	228.34	1.2759			220.00	250.00
6	795.70	-111.22	229.00	.0000			220.00	250.00

КОЛ-ВО ШАГОВ ОПТИМИЗАЦИИ NPRO= 2

РАСЧЕТ ЗАКОНЧЕН

Режим 2 (04.00-10.00)

OPRES: ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА СЕТИ МЕТОДОМ ПРИВЕД. ГРАДИЕНТА

ИСХОДНЫЕ ПАРАМЕТРЫ РЕЖИМА И СЕТИ

КОЛ-ВО УЗЛОВ N= 6 ЛИНИЙ MIJ= 6

ИЗ НИХ ГЕНЕРАТОР-Х NG= 1 НАГРУЗ-Х NH= 4

НАГРУЗОЧНЫЕ УЗЛЫ LN= 2 3 4 5

БАЗИСНЫЕ LB= 6

УЗЕЛ	P	Q	U	УГОЛ	QMIN	QMAX	UMIN	UMAX
1	-1311.00	-737.00	240.00	5.2400	930.00	-930.00	220.00	250.00
2	329.70	134.00	232.30	1.5900			220.00	250.00
3	71.10	14.90	229.60	.2800			220.00	250.00
4	-1.50	169.30	237.60	4.5300			220.00	250.00
5	445.40	182.40	229.80	.5900			220.00	250.00
6	454.80	152.30	229.00	.0000			220.00	250.00

ПОТЕРИ АКТИВ. МОЩНОСТИ В СЕТИ DELP(1)= 11.13000

ВЕТВЬ СОПРОТИВЛЕНИЕ ЕМК. ПРОВОД-ТЬ

1	2	.440	5.300	.1330E-03	4	5	.520	6.320	.1585E-03
2	3	.440	3.520	.4950E-04	5	6	.280	3.330	.2100E-04

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .11150E+02
 ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .10340E+02
 ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .12998E+02

ШАГ SHAG2= .36684E+00

НОВЫЙ ВЕКТОР Z

УЗЕЛ	Q	QMIN	QMAX	U	УГОЛ	UMIN	UMAX
1	-.3888E+03	.930E+03	-.930E+03	.23278E+03	.56057E+01	.220E+03	.250E+03
2	.1340E+03			.22894E+03	.17169E+01	.220E+03	.250E+03
3	.1490E+02			.22888E+03	.30321E+00	.220E+03	.250E+03
4	.1693E+03			.23114E+03	.48368E+01	.220E+03	.250E+03
5	.1824E+03			.22753E+03	.65116E+00	.220E+03	.250E+03
6	.1523E+03			.22900E+03	.00000E+00	.220E+03	.250E+03

ВЕКТОР НЕБАЛАНСОВ W

-.9121E+00 -.3324E+01 .6444E+01 .3581E+01 -.1560E+01 .0000E+00 -.2042E+01 .5540E+01 -.5210E+01 -.2028E+01

ИТЕРАЦИЯ INUT= 12

ВЕКТОР НЕБАЛАНСОВ W

-.2319E-02 -.1465E-02 -.1144E-02 .3482E-02 -.2441E-02 .0000E+00 -.3325E-01 .7096E-01 -.6549E-01 -.2988E-01

РЯД ПОТЕРЬ DELP

.1113E+02 .1025E+02

ВЕКТОР ПРАВЫХ ЧАСТЕЙ

.2444E+00 -.1441E+00 -.2411E-01 -.1521E+00 -.1629E+00

ПРИРАЩЕНИЕ ГРАДИЕНТА

-.2748E-03 -.1727E-02 -.4452E-03 -.1226E-02 -.2009E-02

ПРИВЕЛ. ГРАДИЕНТ

.2748E-03 .1727E-02 .4452E-03 .1226E-02 .2009E-02

НАПРАВЛЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПО НЕЗАВИС.ПЕРЕМЕННЫМ

-.2748E-03

ШАГ ОПТИМИЗАЦИИ НОМЕР 2

МАССИВ SHAG1

.3005E+09 .8697E+09 .4824E+10 .3578E+09 .1829E+10 .2862E+07 .7490E+07 .3509E+08 .3503E+07 .1182E+08

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .10248E+02

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .10799E+02

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .12617E+02

ШАГ SHAG2= .32743E-01

НОВЫЙ ВЕКТОР Z

УЗЕЛ	Q	QMIN	QMAX	U	УГОЛ	UMIN	UMAX
1	-.4110E+03	.930E+03	-.930E+03	.23305E+03	.55973E+01	.220E+03	.250E+03
2	.1340E+03			.22906E+03	.17099E+01	.220E+03	.250E+03
3	.1490E+02			.22893E+03	.30656E+00	.220E+03	.250E+03
4	.1693E+03			.23136E+03	.48343E+01	.220E+03	.250E+03
5	.1824E+03			.22758E+03	.64851E+00	.220E+03	.250E+03
6	-.1828E+03			.22900E+03	.00000E+00	.220E+03	.250E+03

ВЕКТОР НЕБАЛАНСОВ W
 .1001E-01 -.5493E-02 .3784E-02 -.1320E-02 -.5463E-02 .0000E+00 -.3215E-01 .7759E-01 -.6198E-01 -.3038E-01

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .10244E+02

РЯД ПОТЕРЬ DELP
 .1113E+02 .1025E+02 .1024E+02

ВЕКТОР ПРАВЫХ ЧАСТЕЙ
 .2565E+00 -.1404E+00 -.2393E-01 -.1517E+00 -.1625E+00

ПРИРАЩЕНИЕ ГРАДИЕНТА
 .4058E-04 -.1538E-02 -.4048E-03 -.9385E-03 -.1903E-02

ПРИВЕД. ГРАДИЕНТ
 -.4058E-04 .1538E-02 .4048E-03 .9385E-03 .1903E-02

НАПРАВЛЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПО НЕЗАВИС.ПЕРЕМЕННЫМ
 .4058E-04

ШАГ ОПТИМИЗАЦИИ НОМЕР 3

МАССИВ SHAG1	U	УГОЛ	UMIN	UMAX
.1806E+10	.5686E+10	.3249E+11	.2186E+10	.1222E+11
.3304E+08		.1463E+08	.2182E+08	.1009E+09
		.1423E+08		.2702E+08

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .10244E+02

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .10953E+02

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .13105E+02

ШАГ SHAG2= .43978E-02

НОВЫЙ ВЕКТОР Z

УЗЕЛ	Q	QMIN	QMAX	U	УГОЛ	UMIN	UMAX
1	-.4085E+03	.930E+03	-.930E+03	.23299E+03	.56002E+01	.220E+03	.250E+03
2	.1340E+03			.22903E+03	.17109E+01	.220E+03	.250E+03
3	.1490E+02			.22892E+03	.30673E+00	.220E+03	.250E+03
4	.1693E+03			.23131E+03	.48367E+01	.220E+03	.250E+03
5	.1824E+03			.22757E+03	.64896E+00	.220E+03	.250E+03
6	-.1652E+03			.22900E+03	.00000E+00	.220E+03	.250E+03

ВЕКТОР НЕБАЛАНСОВ W
 .1086E-01 -.4608E-02 -.1312E-02 -.3621E-02 -.5341E-02 .0000E+00 -.3271E-01 .7240E-01 -.6418E-01 -.2696E-01

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .10244E+02

РЯД ПОТЕРЬ DELP
 .1113E+02 .1025E+02 .1024E+02 .1024E+02
 WOSWR К ПРЕД.ДОП.ВЕКТОРУ Z
 УЗЕЛ Q U УГОЛ
 1 -.41102E+03 .23305E+03 .55973E+01
 2 .13400E+03 .22906E+03 .17099E+01
 3 .14900E+02 .22893E+03 .30656E+00
 4 .16930E+03 .23136E+03 .48343E+01
 5 .18240E+03 .22758E+03 .64851E+00
 6 -.16516E+03 .22900E+03 .00000E+00

НОВЫЙ ВЕКТОР Z

УЗЕЛ	Q	QMIN	QMAX	U	УГОЛ	UMIN	UMAX
1	-.4097E+03	.930E+03	-.930E+03	.23302E+03	.55988E+01	.220E+03	.250E+03
2	.1340E+03			.22904E+03	.17104E+01	.220E+03	.250E+03
3	.1490E+02			.22893E+03	.30665E+00	.220E+03	.250E+03
4	.1693E+03			.23133E+03	.48355E+01	.220E+03	.250E+03
5	.1824E+03			.22757E+03	.64873E+00	.220E+03	.250E+03
6	-.1652E+03			.22900E+03	.00000E+00	.220E+03	.250E+03

ВЕКТОР НЕБАЛАНСОВ W

.8301E-02 -.6561E-02 .2457E-02 -.5231E-03 -.4333E-02 .0000E+00 -.3235E-01 .7695E-01 -.6892E-01 -.2922E-01

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .10242E+02

РЯД ПОТЕРЬ DELP
 .1113E+02 .1025E+02 .1024E+02 .1024E+02
 ВЕКТОР ПРАВЫХ ЧАСТЕЙ
 .2556E+00 -.1407E+00 -.2393E-01 -.1517E+00 -.1625E+00
 ПРИРАЩЕНИЕ ГРАДИЕНТА
 .1794E-04 -.1552E-02 -.4077E-03 -.9591E-03 -.1910E-02
 ПРИВЕД. ГРАДИЕНТ
 -.1794E-04 .1552E-02 .4077E-03 .9591E-03 .1910E-02
 НАПРАВЛЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПО НЕЗАВИС.ПЕРЕМЕННЫМ
 .1794E-04

ШАГ ОПТИМИЗАЦИИ НОМЕР 4

МАССИВ SHAG1	ШАГ	УЗЕЛ	Q	U	УГОЛ	UMIN	UMAX
.4083E+10	.1286E+11	.7348E+11	.4944E+10	.2765E+11	.3302E+08	.4927E+08	.2280E+09
.7468E+08							.3212E+08

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .10242E+02

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .10959E+02

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .13105E+02

ШАГ SHAG2= -.68306E-03

НОВЫЙ ВЕКТОР Z

1	-	.4098E+03	.930E+03	-	.930E+03	.23302E+03	.55987E+01	.220E+03	.250E+03
2	.	.1340E+03				.22904E+03	.17103E+01	.220E+03	.250E+03
3	.	.1490E+02				.22893E+03	.30664E+00	.220E+03	.250E+03
4	.	.1693E+03				.23133E+03	.48354E+01	.220E+03	.250E+03
5	.	.1824E+03				.22758E+03	.64872E+00	.220E+03	.250E+03
6	-	.1664E+03				.22900E+03	.00000E+00	.220E+03	.250E+03

ВЕКТОР НЕБАЛАНСОВ W
.9521E-02 -.5615E-02 .1846E-02 -.1463E-02 -.5219E-02 .0000E+00 -.3362E-01 .7580E-01 -.6757E-01 -.2766E-01

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPR= .10242E+02

РЯД ПОТЕРЬ DELP
.1113E+02 .1025E+02 .1024E+02 .1024E+02 .1024E+02 .1024E+02

WOSWR К ПРЕД.ДОП.ВЕКТОРУ Z

УЗЕЛ	Q	U	УГОЛ
1	-.40975E+03	.23302E+03	.55988E+01
2	.13400E+03	.22904E+03	.17104E+01
3	.14900E+02	.22893E+03	.30665E+00
4	.16930E+03	.23133E+03	.48355E+01
5	.18240E+03	.22757E+03	.64873E+00
6	-.16643E+03	.22900E+03	.00000E+00

РЕЖИМ СЕТИ ОПТИМАЛЬНЫЙ

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ= .10242E+02

УЗЕЛ	P	Q	U	УГОЛ	QMIN	QMAX	UMIN	UMAX
1	-1311.00	-409.75	233.02	5.5988	930.00	-930.00	220.00	250.00
2	329.70	134.00	229.04	1.7104			220.00	250.00
3	71.10	14.90	228.93	.3066			220.00	250.00
4	-1.50	169.30	231.33	4.8355			220.00	250.00
5	445.40	182.40	227.57	.6487			220.00	250.00
6	456.07	-166.43	229.00	.0000			220.00	250.00

КОЛ-ВО ШАГОВ ОПТИМИЗАЦИИ NPRO= 4
РАСЧЕТ ЗАКОНЧЕН

Режим 3 (10.00–16.00)

OPRES: ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА СЕТИ МЕТОДОМ ПРИВЕД.ГРАДИЕНТА

ИСХОДНЫЕ ПАРАМЕТРЫ РЕЖИМА И СЕТИ

КОЛ-ВО УЗЛОВ N= 6 ЛИНИЙ MIJ= 6

ИЗ НИХ ГЕНЕРАТОР-X NG= 1 НАГРУЗ-X NH= 4
НАГРУЗОЧНЫЕ УЗЛЫ LN= 2 3 4 5

БАЗИСНЫЕ LV= 6

ПРИРАЩЕНИЕ ГРАДИЕНТА
 .4456E-02 .1199E-02 .2017E-03 .3161E-02 -.2720E-03
 ПРИВЕД. ГРАДИЕНТ
 -.4456E-02 -.1199E-02 -.2017E-03 -.3161E-02 .2720E-03
 НАПРАВЛЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПО НЕЗАВИС.ПЕРЕМЕННЫМ
 .4456E-02

ШАГ ОПТИМИЗАЦИИ НОМЕР 1

МАССИВ SHAG1
 .1808E+08 .5423E+08 .3019E+09 .2188E+08 .1134E+09 .1991E+06 .2694E+06 .1026E+07 .1963E+06 .3238E+06
 .3536E+06

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPR= .10268E+02

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPR= .98281E+01

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPR= .12398E+02

ШАГ SHAG2= .32300E+00

НОВЫЙ ВЕКТОР Z

УЗЕЛ	Q	QMIN	QMAX	U	УГОЛ	UMIN	UMAX
1	-.3634E+03	.930E+03	-.930E+03	.23268E+03	.54575E+01	.220E+03	.250E+03
2	.1312E+03			.22895E+03	.16734E+01	.220E+03	.250E+03
3	.1630E+02			.22891E+03	.28884E+00	.220E+03	.250E+03
4	.1472E+03			.23110E+03	.46780E+01	.220E+03	.250E+03
5	.1774E+03			.22764E+03	.65997E+00	.220E+03	.250E+03
6	.9940E+02			.22900E+03	.00000E+00	.220E+03	.250E+03

ВЕКТОР НЕБАЛАНСОВ W

.4310E+01 -.2354E+01 .4176E+01 -.3122E+01 -.7935E+00 .0000E+00 -.2050E+00 -.4853E+01 .9139E+01 -.5800E+01

ИТЕРАЦИЯ INUT= 13

ВЕКТОР НЕБАЛАНСОВ W

.2686E-02 .3052E-04 -.1839E-02 -.4063E-02 .4883E-03 .0000E+00 -.5402E-02 -.3386E-01 .7649E-01 -.4866E-01

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPR= .96582E+01

РЯД ПОТЕРЬ DELP

.1025E+02 .9658E+01

ВЕКТОР ПРАВЫХ ЧАСТЕЙ

.2333E+00 -.1374E+00 -.2491E-01 -.1340E+00 -.1561E+00

ПРИРАЩЕНИЕ ГРАДИЕНТА

-.4450E-04 -.1548E-02 -.4100E-03 -.9216E-03 -.1834E-02

ПРИВЕД. ГРАДИЕНТ

.4450E-04 .1548E-02 .4100E-03 .9216E-03 .1834E-02

НАПРАВЛЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПО НЕЗАВИС.ПЕРЕМЕННЫМ

-.4450E-04

ШАГ ОПТИМИЗАЦИИ НОМЕР 2

МАССИВ SHAG1
 .1886E+10 .5405E+10 .2990E+11 .2260E+10 .1128E+11 .1757E+08 .4611E+08 .2170E+09 .2142E+08 .7264E+08
 .1246E+08

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .96582E+01
 ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .10314E+02
 ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .12313E+02

ШАГ SHAG2= .54585E-02

НОВЫЙ ВЕКТОР Z

УЗЕЛ	Q	QMIN	QMAX	U	УГОЛ	UMIN	UMAX
1	-.3784E+03	.930E+03	-.930E+03	.23286E+03	.54519E+01	.220E+03	.250E+03
2	.1312E+03			.22902E+03	.16685E+01	.220E+03	.250E+03
3	.1630E+02			.22891E+03	.29180E+00	.220E+03	.250E+03
4	.1472E+03			.23130E+03	.46692E+01	.220E+03	.250E+03
5	.1774E+03			.22765E+03	.65736E+00	.220E+03	.250E+03
6	-.1655E+03			.22900E+03	.00000E+00	.220E+03	.250E+03

ВЕКТОР НЕБАЛАНСОВ W

.3052E-02 .3357E-03 -.2449E-02 -.3189E-02 -.3662E-03 .0000E+00 -.5997E-02 -.2980E-01 .7909E-01 -.4854E-01

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .96582E+01

РЯД ПОТЕРЬ DELP

.1025E+02 .9658E+01 .9658E+01

WOSWR К ПРЕД. ДОП. ВЕКТОРУ Z

УЗЕЛ	Q	U	УГОЛ
1	-.37536E+03	.54553E+01	
2	.13120E+03	.16696E+01	
3	.16300E+02	.29200E+00	
4	.14720E+03	.46721E+01	
5	.17740E+03	.65791E+00	
6	-.16552E+03	.00000E+00	

НОВЫЙ ВЕКТОР Z

УЗЕЛ	Q	QMIN	QMAX	U	УГОЛ	UMIN	UMAX
1	-.3769E+03	.930E+03	-.930E+03	.23282E+03	.54536E+01	.220E+03	.250E+03
2	.1312E+03			.22900E+03	.16691E+01	.220E+03	.250E+03
3	.1630E+02			.22891E+03	.29190E+00	.220E+03	.250E+03
4	.1472E+03			.23127E+03	.46706E+01	.220E+03	.250E+03
5	.1774E+03			.22764E+03	.65764E+00	.220E+03	.250E+03
6	-.1655E+03			.22900E+03	.00000E+00	.220E+03	.250E+03

ВЕКТОР НЕБАЛАНСОВ W

.6104E-02 .7324E-03 -.3143E-02 -.6493E-02 .3052E-04 .0000E+00 -.3342E-02 -.3186E-01 .7437E-01 -.4909E-01

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .96582E+01

РЯД ПОТЕРЬ DELP .9658E+01 .9658E+01
 .1025E+02 .9658E+01 .9658E+01
 WOSWR К ПРЕД.ДОП.ВЕКТОРУ Z
 УЗЕЛ Q U УГОЛ
 1 -.37536E+03 .23279E+03 .54553E+01
 2 .13120E+03 .22898E+03 .16696E+01
 3 .16300E+02 .22891E+03 .29200E+00
 4 .14720E+03 .23124E+03 .46721E+01
 5 .17740E+03 .22763E+03 .65791E+00
 6 -.16552E+03 .22900E+03 .00000E+00

НОВЫЙ ВЕКТОР Z
 УЗЕЛ Q QMIN QMAX U УГОЛ UMIN UMAX
 1 -.3761E+03 .930E+03 -.930E+03 .23281E+03 .54545E+01 .220E+03 .250E+03
 2 .1312E+03 .22899E+03 .22899E+03 .22899E+03 .16694E+01 .220E+03 .250E+03
 3 .1630E+02 .22891E+03 .22891E+03 .22891E+03 .29195E+00 .220E+03 .250E+03
 4 .1472E+03 .23125E+03 .23125E+03 .23125E+03 .46713E+01 .220E+03 .250E+03
 5 .1774E+03 .22764E+03 .22764E+03 .22764E+03 .65777E+00 .220E+03 .250E+03
 6 -.1655E+03 .22900E+03 .22900E+03 .22900E+03 .00000E+00 .220E+03 .250E+03

ВЕКТОР НЕБАЛАНСОВ W
 .4395E-02 .3967E-03 .1244E-02 -.4696E-02 -.9155E-04 .0000E+00 -.4852E-02 -.3128E-01 .7591E-01 -.4741E-01

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .96563E+01

РЯД ПОТЕРЬ DELP
 .1025E+02 .9658E+01 .9656E+01
 ВЕКТОР ПРАВЫХ ЧАСТЕЙ
 .2338E+00 -.1373E+00 -.2489E-01 -.1340E+00 -.1561E+00
 ПРИРАЩЕНИЕ ГРАДИЕНТА
 -.3093E-04 -.1540E-02 -.4083E-03 -.9092E-03 -.1830E-02
 ПРИВЕД. ГРАДИЕНТ
 .3093E-04 .1540E-02 .4083E-03 .9092E-03 .1830E-02
 НАПРАВЛЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПО НЕЗАВИС.ПЕРЕМЕННЫМ
 -.3093E-04
 ШАГ ОПТИМИЗАЦИИ НОМЕР 3

МАССИВ SHAG1
 .2714E+10 .7776E+10 .4301E+11 .3252E+10 .1623E+11 .2525E+08 .6632E+08 .3122E+09 .3079E+08 .1045E+09
 .1791E+08

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .96563E+01
 ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .10316E+02
 ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .12314E+02

ШАГ SHAG2= .32847E-02
 НОВЫЙ ВЕКТОР Z

УЗЕЛ	Q	QMIN	QMAX	U	УГОЛ	UMIN	UMAX
1	-.3779E+03	.930E+03	-.930E+03	.23285E+03	.54524E+01	.220E+03	.250E+03
2	.1312E+03			.22901E+03	.16687E+01	.220E+03	.250E+03
3	.1630E+02			.22891E+03	.29183E+00	.220E+03	.250E+03
4	.1472E+03			.23129E+03	.46696E+01	.220E+03	.250E+03
5	.1774E+03			.22765E+03	.65744E+00	.220E+03	.250E+03
6	-.1648E+03			.22900E+03	.00000E+00	.220E+03	.250E+03

ВЕКТОР НЕБАЛАНСОВ W

.3052E-02 -.1221E-03 .1549E-02 -.4150E-02 .3357E-03 .0000E+00 -.7309E-02 -.2886E-01 .7191E-01 -.4733E-01

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .96582E+01

РЯД ПОТЕРЬ DELP

.1025E+02 .9658E+01 .9656E+01 .9658E+01

WOSWR К ПРЕД.ДОП.ВЕКТОРУ Z

УЗЕЛ	Q	U	УГОЛ
1	-.37611E+03	.54545E+01	
2	.13120E+03	.16694E+01	
3	.16300E+02	.29195E+00	
4	.14720E+03	.46713E+01	
5	.17740E+03	.65777E+00	
6	-.16477E+03	.00000E+00	

НОВЫЙ ВЕКТОР Z

УЗЕЛ	Q	QMIN	QMAX	U	УГОЛ	UMIN	UMAX
1	-.3770E+03	.930E+03	-.930E+03	.23283E+03	.54534E+01	.220E+03	.250E+03
2	.1312E+03			.22900E+03	.16690E+01	.220E+03	.250E+03
3	.1630E+02			.22891E+03	.29189E+00	.220E+03	.250E+03
4	.1472E+03			.23127E+03	.46705E+01	.220E+03	.250E+03
5	.1774E+03			.22764E+03	.65761E+00	.220E+03	.250E+03
6	-.1648E+03			.22900E+03	.00000E+00	.220E+03	.250E+03

ВЕКТОР НЕБАЛАНСОВ W

.4272E-02 .5798E-03 -.2975E-03 -.4520E-02 .1526E-03 .0000E+00 -.2258E-02 -.3397E-01 .7172E-01 -.4787E-01

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .96602E+01

РЯД ПОТЕРЬ DELP

.1025E+02 .9658E+01 .9656E+01 .9660E+01

WOSWR К ПРЕД.ДОП.ВЕКТОРУ Z

УЗЕЛ	Q	U	УГОЛ
1	-.37611E+03	.54545E+01	
2	.13120E+03	.16694E+01	
3	.16300E+02	.29195E+00	
4	.14720E+03	.46713E+01	
5	.17740E+03	.65777E+00	
6	-.16477E+03	.00000E+00	

НОВЫЙ ВЕКТОР Z

УЗЕЛ	Q	QMIN	QMAX	U	УГОЛ	UMIN	UMAX
1	-.3766E+03	.930E+03	-.930E+03	.23282E+03	.54539E+01	.220E+03	.250E+03

2 .1312E+03 .22900E+03 .16692E+01 .220E+03 .250E+03
 3 .1630E+02 .22891E+03 .29192E+00 .220E+03 .250E+03
 4 .1472E+03 .23126E+03 .46709E+01 .220E+03 .250E+03
 5 .1774E+03 .22764E+03 .65769E+00 .220E+03 .250E+03
 6 -.1648E+03 .22900E+03 .00000E+00 .220E+03 .250E+03

ВЕКТОР НЕБАЛАНСОВ W
 .4272E-02 .1038E-02 -.2754E-02 -.5428E-02 .4883E-03 .0000E+00 -.4532E-02 -.3222E-01 .7138E-01 -.4764E-01

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .96582E+01

РЯД ПОТЕРЬ DELP
 .1025E+02 .9658E+01 .9656E+01 .9658E+01

WOSWR К ПРЕД. ДОП. ВЕКТОРУ Z
 U УГОЛ
 1 -.37611E+03 .23281E+03 .54545E+01
 2 .13120E+03 .22899E+03 .16694E+01
 3 .16300E+02 .22891E+03 .29195E+00
 4 .14720E+03 .23125E+03 .46713E+01
 5 .17740E+03 .22764E+03 .65777E+00
 6 -.16477E+03 .22900E+03 .00000E+00

РЕЖИМ СЕТИ ОПТИМАЛЬНЫЙ

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ= .96563E+01

УЗЕЛ	P	Q	U	УГОЛ	QMIN	QMAX	UMIN	UMAX
1	-1304.00	-376.11	232.81	5.4545	930.00	-930.00	220.00	250.00
2	317.60	131.20	228.99	1.6694			220.00	250.00
3	78.50	16.30	228.91	.2920			220.00	250.00
4	36.50	147.20	231.25	4.6713			220.00	250.00
5	417.30	177.40	227.64	.6578			220.00	250.00
6	444.45	-164.77	229.00	.0000			220.00	250.00

КОЛ-ВО ШАГОВ ОПТИМИЗАЦИИ NPRO= 3

РАСЧЕТ ЗАКОНЧЕН

Режим 4 (16.00-22.00)

OPRES: ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА СЕТИ МЕТОДОМ ПРИВЕД. ГРАДИЕНТА

ИСХОДНЫЕ ПАРАМЕТРЫ РЕЖИМА И СЕТИ

КОЛ-ВО УЗЛОВ N= 6 ЛИНИЙ MIJ= 6
 ИЗ НИХ ГЕНЕРАТОР-Х NG= 1 НАГРУЗ-Х NH= 4

НАГРУЗОЧНЫЕ УЗЛЫ LN= 2 3 4 5

БАЗИСНЫЕ LB= 6

УЗЕЛ	P	Q	U	УГОЛ	QMIN	QMAX	UMIN	UMAX
1	-1314.00	-643.00	238.60	5.5300	930.00	-930.00	220.00	250.00
2	286.50	118.80	231.80	1.8000			220.00	250.00
3	110.00	22.70	229.50	.3000			220.00	250.00
4	-4.40	153.40	236.40	4.8100			220.00	250.00
5	389.20	170.10	229.50	.8100			220.00	250.00
6	521.70	92.80	229.00	.0000			220.00	250.00

ПОТЕРИ АКТИВ. МОЩНОСТИ В СЕТИ DELP(1) = 11.24000

ВЕТЬ	СОПРОТИВЛЕНИЕ	ЕМК. ПРОВОД-ТЬ	4	5	520	6.320	.1585E-03
1	.440	5.300	.1330E-03		.280	3.330	.2100E-04
2	.440	3.520	.4950E-04		.000	.000	.0000E+00
3	.120	.950	.1300E-04		.000	.000	.0000E+00
1	.100	1.210	.3050E-04		.000	.000	.0000E+00

МАТРИЦА АКТИВНЫХ ПРОВОДИМОСТЕЙ

.0833947	.0155567	.0000000	.0678380	.0000000	.0000000	.0000000
.0155567	.0505218	.0349650	.0000000	.0000000	.0000000	.0000000
.0000000	.0349650	.1658408	.0000000	.0000000	.1308758	.0000000
.0678380	.0000000	.0000000	.0807692	.0129312	.0000000	.0000000
.0000000	.0000000	.0000000	.0129312	.0380044	.0250732	.0000000
.0000000	.0000000	.1308758	.0000000	.0250732	.1559490	.0000000

МАТРИЦА РЕАКТИВНЫХ ПРОВОДИМОСТЕЙ

-1.0080640	-1.1873877	.0000000	-.8208398	.0000000	.0000000	.0000000
-1.1873877	-.4669255	-.2797203	.0000000	.0000000	.0000000	.0000000
.0000000	-.2797203	-1.3157580	.0000000	.0000000	.0000000	-1.0361000
-.8208398	.0000000	.0000000	-.9778147	-.1571639	.0000000	.0000000
.0000000	.0000000	.0000000	-.1571639	-.4551764	-.2981921	.0000000
.0000000	.0000000	-1.0361000	.0000000	-.2981921	-1.3342580	.0000000

ПРИНЯТЫЕ РЕЖИМНЫЕ ДОПУСКИ ПРОГРАММ ОГРАНИЧЕНИЯ

WF	WQ	GKV	GKQ	EPS1	EPS2	NUT	DEUR	SAU
.10	.10	.50	2.00	.0000001	.0000010	20	.31	5.0

ЗАКОНЧЕН ВВОД ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

ВЕКТОР ПРАВЫХ ЧАСТЕЙ
 .4139E+00 -.7999E-01 -.2207E-01 -.1383E+00 -.1503E+00
 ПРИРАЩЕНИЕ ГРАДИЕНТА
 .4273E-02 .1128E-02 .1695E-03 .2975E-02 -.3772E-03
 ПРИВЕД. ГРАДИЕНТ
 -.4273E-02 -.1128E-02 -.1695E-03 -.2975E-02 .3772E-03
 НАПРАВЛЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПО НЕЗАВИС.ПЕРЕМЕННЫМ
 .4273E-02

ШАГ ОПТИМИЗАЦИИ НОМЕР 1

МАССИВ SHAG1
 .1831E+08 .5497E+08 .3144E+09 .2200E+08 .1138E+09 .2074E+06 .2829E+06 .1068E+07 .2045E+06 .3370E+06
 .3681E+06

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPR= .11281E+02

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPR= .10926E+02

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPR= .13574E+02

ШАГ SHAG2= .30917E+00

НОВЫЙ ВЕКТОР Z

УЗЕЛ	Q	QMIN	QMAX	U	УГОЛ	UMIN	UMAX
1	-.3729E+03	.930E+03	-.930E+03	.23293E+03	.58217E+01	.220E+03	.250E+03
2	.1188E+03			.22916E+03	.19014E+01	.220E+03	.250E+03
3	.2270E+02			.22894E+03	.31803E+00	.220E+03	.250E+03
4	.1534E+03			.23133E+03	.50548E+01	.220E+03	.250E+03
5	.1701E+03			.22772E+03	.85955E+00	.220E+03	.250E+03
6	.9280E+02			.22900E+03	.00000E+00	.220E+03	.250E+03

ВЕКТОР НЕБАЛАНСОВ W

-.3077E+01 .8194E+00 -.3123E+01 .2922E+01 -.8335E+00 .0000E+00 .2934E+01 -.9153E+01 .4086E+01 .1395E+01

ИТЕРАЦИЯ INUT= 13

ВЕКТОР НЕБАЛАНСОВ W

.8545E-03 .1007E-02 .2098E-02 -.1054E-03 -.1770E-02 .0000E+00 .2714E-01 -.8112E-01 .4121E-01 .1208E-01

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPR= .10693E+02

РЯД ПОТЕРЬ DELP

.1124E+02 .1069E+02

ВЕКТОР ПРАВЫХ ЧАСТЕЙ

.2367E+00 -.1295E+00 -.3485E-01 -.1408E+00 -.1549E+00

ПРИРАЩЕНИЕ ГРАДИЕНТА

-.3765E-04 -.1481E-02 -.4286E-03 -.9447E-03 -.1829E-02

ПРИВЕД. ГРАДИЕНТ

.3765E-04 .1481E-02 .4286E-03 .9447E-03 .1829E-02

НАПРАВЛЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПО НЕЗАВИС.ПЕРЕМЕННЫМ

-.3765E-04

ШАГ ОПТИМИЗАЦИИ НОМЕР 2

МАССИВ SHAG1
 .2189E+10 .6243E+10 .3536E+11 .2603E+10 .1287E+11 .2049E+08 .5392E+08 .2563E+09 .2505E+08 .8532E+08
 .1452E+08

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .10693E+02

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .11328E+02

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .13268E+02

ШАГ SHAG2= .67365E-02

НОВЫЙ ВЕКТОР Z

УЗЕЛ	Q	QMIN	QMAX	U	УГОЛ	UMIN	UMAX
1	-.3870E+03	.930E+03	-.930E+03	.23311E+03	.58078E+01	.220E+03	.250E+03
2	.1188E+03			.22926E+03	.18966E+01	.220E+03	.250E+03
3	.2270E+02			.22893E+03	.31551E+00	.220E+03	.250E+03
4	.1534E+03			.23152E+03	.50455E+01	.220E+03	.250E+03
5	.1701E+03			.22780E+03	.85555E+00	.220E+03	.250E+03
6	-.1613E+03			.22900E+03	.00000E+00	.220E+03	.250E+03

ВЕКТОР НЕБАЛАНСОВ W

.2563E-02 .4272E-03 .6332E-02 -.1019E-02 -.2136E-02 .0000E+00 .2666E-01 -.7706E-01 .4124E-01 .1158E-01

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .10688E+02

РЯД ПОТЕРЬ DELP

.1124E+02 .1069E+02 .1069E+02

ВЕКТОР ПРАВЫХ ЧАСТЕЙ

.2392E+00 -.1287E+00 -.3481E-01 -.1407E+00 -.1548E+00

ПРИРАЩЕНИЕ ГРАДИЕНТА

.2803E-04 -.1442E-02 -.4201E-03 -.8849E-03 -.1807E-02

ПРИВЕД. ГРАДИЕНТ

-.2803E-04 .1442E-02 .4201E-03 .8849E-03 .1807E-02

НАПРАВЛЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПО НЕЗАВИС.ПЕРЕМЕННЫМ

.2803E-04

ШАГ ОПТИМИЗАЦИИ НОМЕР 3

МАССИВ SHAG1
 .2587E+10 .8045E+10 .4718E+11 .3128E+10 .1697E+11 .2128E+08 .3230E+08 .1459E+09 .2090E+08 .4022E+08
 .4699E+08

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .10688E+02

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .11426E+02

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .13635E+02

ШАГ SHAG2= -.19947E-02

НОВЫЙ ВЕКТОР Z

УЗЕЛ	Q	QMIN	QMAX	U	УГОЛ	UMIN	UMAX
1	-.3882E+03	.930E+03	-.930E+03	.23314E+03	.58065E+01	.220E+03	.250E+03
2	.1188E+03			.22927E+03	.18961E+01	.220E+03	.250E+03
3	.2270E+02			.22893E+03	.31543E+00	.220E+03	.250E+03
4	.1534E+03			.23154E+03	.50444E+01	.220E+03	.250E+03
5	.1701E+03			.22780E+03	.85533E+00	.220E+03	.250E+03
6	-.1576E+03			.22900E+03	.00000E+00	.220E+03	.250E+03

ВЕКТОР НЕБАЛАНСОВ W

.3296E-02 -.2441E-03 .2693E-02 -.2420E-02 -.1526E-02 .0000E+00 .2658E-01 -.7834E-01 .3952E-01 .1202E-01

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .10688E+02

РЯД ПОТЕРЬ DELP

.1124E+02 .1069E+02 .1069E+02 .1069E+02

WOSWR К ПРЕД.ДОП.ВЕКТОРУ Z

УЗЕЛ	Q	U	УГОЛ
1	-.38698E+03	.23311E+03	.58078E+01
2	.11880E+03	.22926E+03	.18966E+01
3	.22700E+02	.22893E+03	.31551E+00
4	.15340E+03	.23152E+03	.50455E+01
5	.17010E+03	.22780E+03	.85555E+00
6	-.15765E+03	.22900E+03	.00000E+00

НОВЫЙ ВЕКТОР Z

УЗЕЛ	Q	QMIN	QMAX	U	УГОЛ	UMIN	UMAX
1	-.3876E+03	.930E+03	-.930E+03	.23313E+03	.58072E+01	.220E+03	.250E+03
2	.1188E+03			.22927E+03	.18963E+01	.220E+03	.250E+03
3	.2270E+02			.22893E+03	.31547E+00	.220E+03	.250E+03
4	.1534E+03			.23153E+03	.50450E+01	.220E+03	.250E+03
5	.1701E+03			.22780E+03	.85544E+00	.220E+03	.250E+03
6	-.1576E+03			.22900E+03	.00000E+00	.220E+03	.250E+03

ВЕКТОР НЕБАЛАНСОВ W

.1221E-03 .1129E-02 .6042E-02 .5531E-03 -.1373E-02 .0000E+00 .2751E-01 -.8786E-01 .3868E-01 .1181E-01

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .10688E+02

РЯД ПОТЕРЬ DELP

.1124E+02 .1069E+02 .1069E+02 .1069E+02

WOSWR К ПРЕД.ДОП.ВЕКТОРУ Z

УЗЕЛ	Q	U	УГОЛ
1	-.38698E+03	.23311E+03	.58078E+01
2	.11880E+03	.22926E+03	.18966E+01
3	.22700E+02	.22893E+03	.31551E+00
4	.15340E+03	.23152E+03	.50455E+01

5 .17010E+03 .22780E+03 .85555E+00
 6 -.15765E+03 .22900E+03 .00000E+00

НОВЫЙ ВЕКТОР Z

УЗЕЛ	Q	QMIN	QMAX	U	УГОЛ	UMIN	UMAX
1	-.3873E+03	.930E+03	-.930E+03	.23312E+03	.58075E+01	.220E+03	.250E+03
2	.1188E+03			.22926E+03	.18965E+01	.220E+03	.250E+03
3	.2270E+02			.22893E+03	.31549E+00	.220E+03	.250E+03
4	.1534E+03			.23152E+03	.50453E+01	.220E+03	.250E+03
5	.1701E+03			.22780E+03	.85549E+00	.220E+03	.250E+03
6	-.1576E+03			.22900E+03	.00000E+00	.220E+03	.250E+03

ВЕКТОР НЕБАЛАНСОВ W
 .1099E-02 .7629E-03 .5943E-02 .3181E-03 -.1740E-02 .0000E+00 .2611E-01 -.8442E-01 .4338E-01 .1218E-01

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPR= .10688E+02

РЯД ПОТЕРЬ DELP

.1124E+02 .1069E+02 .1069E+02 .1069E+02

WOSWR К ПРЕД. ДОП. ВЕКТОРУ Z

УЗЕЛ	Q	U	УГОЛ
1	-.38698E+03	.23311E+03	.58078E+01
2	.11880E+03	.22926E+03	.18966E+01
3	.22700E+02	.22893E+03	.31551E+00
4	.15340E+03	.23152E+03	.50455E+01
5	.17010E+03	.22780E+03	.85555E+00
6	-.15765E+03	.22900E+03	.00000E+00

РЕЖИМ СЕТИ ОПТИМАЛЬНЫЙ

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ= .10688E+02

УЗЕЛ	P	Q	U	УГОЛ	QMIN	QMAX	UMIN	UMAX
1	-1314.00	-386.98	233.11	5.8078	930.00	-930.00	220.00	250.00
2	286.50	118.80	229.26	1.8966			220.00	250.00
3	110.00	22.70	228.93	.3155			220.00	250.00
4	-4.40	153.40	231.52	5.0455			220.00	250.00
5	389.20	170.10	227.80	.8555			220.00	250.00
6	522.02	-157.65	229.00	.0000			220.00	250.00

КОЛ-ВО ШАГОВ ОПТИМИЗАЦИИ NPRO= 3

РАСЧЕТ ЗАКОНЧЕН

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

Результаты стохастической оптимизации режимов на суточном интервале времени в программе ORESA

ORESА: СТОХАСТИЧЕСКАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ НА ИНТЕРВАЛЕ ВРЕМЕНИ МЕТОДОМ ПРИВЕД.ГРАДИЕНТА

ИСХОДНЫЕ ПАРАМЕТРЫ РЕЖИМА И СЕТИ

КОЛ-ВО УЗЛОВ N= 6 ЛИНИЙ MIJ= 6

ИЗ НИХ ГЕНЕРАТОР-Х NG= 1 НАГРУЗ-Х NH= 4

НАГРУЗОЧНЫЕ УЗЛЫ LN= 1 2 3 4

БАЗИСНЫЕ LB= 6

УЗЕЛ	P	Q	U	УГОЛ	QMIN	QMAX	UMIN	UMAX
1	-1299.00	-628.30	238.50	5.4900	930.00	-930.00	220.00	250.00
2	276.40	116.30	231.80	1.8300			220.00	250.00
3	77.50	16.40	229.50	.3300			220.00	250.00
4	-2.48	148.70	236.40	4.7800			220.00	250.00
5	382.20	165.00	229.60	.8100			220.00	250.00
6	554.00	100.30	229.00	.0000			220.00	250.00

ПОТЕРИ АКТИВ. МОЩНОСТИ В СЕТИ DELP(1) = 11.03000

СУТОЧНЫЙ РЕЖИМ АКТИВ. МОЩНОСТИ В УЗЛАХ НАГРУЗКИ

ЧАС	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
УЗЕЛ												
1	-1266.00	-1266.00	-1311.00	-1311.00	-1311.00	-1304.00	-1304.00	-1304.00	-1314.00	-1314.00	-1314.00	-1266.00
2	171.80	171.80	329.70	329.70	329.70	317.60	317.60	317.60	286.50	286.50	286.50	171.80
3	50.40	50.40	71.10	71.10	71.10	78.50	78.50	78.50	110.00	110.00	110.00	50.40
4	-40.50	-40.50	-1.50	-1.50	-1.50	36.50	36.50	36.50	-4.40	-4.40	-4.40	-40.50
5	276.90	276.90	445.40	445.40	445.40	417.30	417.30	417.30	389.20	389.20	389.20	276.90

СУТОЧНЫЙ РЕЖИМ РЕАКТИВ. МОЩНОСТИ В УЗЛАХ НАГРУЗКИ

УЗЕЛ	1	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
1	-487.30	-487.30	-737.00	-737.00	-737.00	-737.00	-646.00	-646.00	-646.00	-643.00	-643.00	-643.00	-487.30
2	81.20	81.20	134.00	134.00	134.00	134.00	131.20	131.20	131.20	118.80	118.80	118.80	81.20

СОБСТВЕННЫЙ ВЕКТОР 1
 .1792E+02 -.6179E+02 -.1112E+02 -.2013E+02 -.6381E+02 .8864E+02 -.2077E+02 -.1910E+01 -.1519E+02 -.2049E+02

СОБСТВЕННЫЙ ВЕКТОР 2
 -.1753E+01 .8632E+01 .6262E+01 .1769E+02 .3156E+01 .1412E+02 .3320E+01 .1154E+01 -.4670E+01 .2580E+01

СОБСТВЕННЫЙ ВЕКТОР 3
 .6826E+01 .1478E+01 -.1719E+02 .4910E+01 .2989E+01 .4608E+00 .1057E+01 -.3392E+01 -.1578E+01 -.5718E+00

СОБСТВЕННЫЕ ЧИСЛА
 .1000E+01 .1000E+01 .1000E+01

ПРИНЯТЫЕ РЕЖИМ. ДОПУСКИ И ПРОГРАММ.ОГРАНИЧЕНИЯ

WF	WQ	GKV	GKQ	EPS1	EPS2	NUT	DEUR	SAU	KB	KSW
.10	.10	.50	2.00	.0000001	.0000010	20	.31	5.0	1.6	3

ЗАКОНЧЕНЫ ВВОД И ОБРАБОТКА ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPR= .11053E+02

.56522E-01 -.96367E-03 .15106E+00
 ПОТЕРИ АКТИВ. МОЩНОСТИ ПРИ УЧЕТЕ ГЭН= .11156E+02
 ВЕКТОР ПРАВЫХ ЧАСТЕЙ
 .3993E+00 -.7704E-01 -.2617E-01 -.1275E+00 -.1428E+00
 ПРИРАЩЕНИЕ ГРАДИЕНТА
 .4247E-02 .1137E-02 .1581E-03 .3010E-02 -.2923E-03
 ПРИВЕД. ГРАДИЕНТ
 -.4247E-02 -.1137E-02 -.1581E-03 -.3010E-02 .2923E-03
 ПРИВЕД.ГРАДИЕНТ ОТ Г1,Г2,Г3
 .9073E-03 .1755E-03 -.3774E-04
 НАПРАВЛЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПО НЕЗАВИС.ПЕРЕМЕННЫМ
 .4247E-02

ШАГ ОПТИМИЗАЦИИ НОМЕР 1

НАПРАВЛЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПО ЗАВИС. ПЕРЕМЕННЫМ
 НАПРАВЛЕНИЯ ДЛЯ УГЛОВ
 .7954E-07 .2791E-07 .4981E-08 .6679E-07 .1355E-07

НАПРАВЛЕНИЯ ДЛЯ Q И V

-.8921E-04 -.4147E-04 -.8848E-05 -.7975E-04 -.2802E-04
 НАПРАВ. ОПТИМ. ПО X-ПЕР-М ОТ Г1
 -.1699E-07 -.5964E-08 -.1064E-08 -.1427E-07 -.2895E-08 .1906E-04 .8860E-05 .1890E-05 .1704E-04 .5986E-05
 НАПРАВ. ОПТИМ. ПО X-ПЕР-М ОТ Г2
 -.3288E-08 -.1154E-08 -.2059E-09 -.2761E-08 -.5602E-09 .3688E-05 .1714E-05 .3658E-06 .3297E-05 .1158E-05

НАПРАВ. ОПТИМ. ПО X-ПЕР-М ОТ ГЗ
.7069E-09 .2481E-09 .4427E-10 .5936E-09 .1204E-09 -.7928E-06 -.3685E-06 -.7864E-07 -.7088E-06 -.2490E-06

МАССИВ SHAG1
.1854E+08 .5513E+08 .3142E+09 .2227E+08 .1149E+09 .2074E+06 .2846E+06 .1074E+07 .2056E+06 .3426E+06
.3670E+06

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .11053E+02

.56522E-01 -.96367E-03 .15106E+00

ПОТЕРИ АКТИВ. МОЩНОСТИ ПРИ УЧЕТЕ ГЭН= .11156E+02

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .10713E+02

.43764E-01 .84213E-03 .12781E+00

ПОТЕРИ АКТИВ. МОЩНОСТИ ПРИ УЧЕТЕ ГЭН= .10800E+02

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .13377E+02

.31931E+00 -.43060E-02 .11716E+00

ПОТЕРИ АКТИВ. МОЩНОСТИ ПРИ УЧЕТЕ ГЭН= .13591E+02

ШАГ SHAG2= .30656E+00

НОВЫЙ ВЕКТОР Z

КОЛ-ВО УЗЛОВ N= 6

УЗЕЛ	Q	QMIN	QMAX	U	УГОЛ	UMIN	UMAX
1	-.3606E+03	.930E+03	-.930E+03	.23288E+03	.57773E+01	.220E+03	.250E+03
2	.1163E+03			.22919E+03	.19308E+01	.220E+03	.250E+03
3	.1640E+02			.22894E+03	.34799E+00	.220E+03	.250E+03
4	.1487E+03			.23137E+03	.50213E+01	.220E+03	.250E+03
5	.1650E+03			.22783E+03	.85894E+00	.220E+03	.250E+03
6	.1003E+03			.22900E+03	.00000E+00	.220E+03	.250E+03

ВЕКТОР НЕБАЛАНСОВ W
.5191E+01 -.2261E+01 .8493E+00 -.4366E+01 .1047E+01 .0000E+00 .2987E+01 .5922E+00 -.6151E+01 -.3205E+01

ИТЕРАЦИЯ INUT= 12

ВЕКТОР НЕБАЛАНСОВ W
.7568E-02 -.2167E-02 -.2563E-02 -.6432E-02 -.9460E-03 .0000E+00 .3304E-01 .1037E-01 -.8768E-01 -.3668E-01

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .10506E+02
.14696E-01 .10292E-02 .13667E+00

ПОТЕРИ АКТИВ. МОЩНОСТИ ПРИ УЧЕТЕ ГЭН=	.10583E+02			
РЯД ПОТЕРЬ DELP				
.1116E+02	.1058E+02			
ВЕКТОР ПРАВЫХ ЧАСТЕЙ				
.2230E+00	-.1285E+00	-.2839E-01	-.1371E+00	-.1508E+00
ПРИРАЩЕНИЕ ГРАДИЕНТА				
-.2118E-03	-.1538E-02	-.4193E-03	-.1077E-02	-.1836E-02
ПРИБЕД. ГРАДИЕНТ				
.2118E-03	.1538E-02	.4193E-03	.1077E-02	.1836E-02
ПРИБЕД.ГРАДИЕНТ ОТ Г1,Г2,Г3				
-.8608E-06	.5826E-06	.4271E-06		
НАПРАВЛЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПО НЕЗАВИС.ПЕРЕМЕННЫМ				
-.2118E-03				
ШАГ ОПТИМИЗАЦИИ НОМЕР 2				
НАПРАВЛЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПО ЗАВИС. ПЕРЕМЕННЫМ				
НАПРАВЛЕНИЯ ДЛЯ УГЛОВ				
-.4285E-08	-.1450E-08	-.2527E-09	-.3573E-08	-.6915E-09
НАПРАВЛЕНИЯ ДЛЯ Q И V				
.4670E-05	.2172E-05	.4635E-06	.4177E-05	.1468E-05
НАПРАВ. ОПТИМ. ПО X-ПЕР-М ОТ Г1				
.1741E-10	.5895E-11	.1027E-11	.1452E-10	.2810E-11
НАПРАВ. ОПТИМ. ПО X-ПЕР-М ОТ Г2				
-.1179E-10	-.3990E-11	-.6951E-12	-.9829E-11	-.1902E-11
НАПРАВ. ОПТИМ. ПО X-ПЕР-М ОТ Г3				
-.8640E-11	-.2925E-11	-.5096E-12	-.7205E-11	-.1394E-11
МАССИВ SHAG1				
.3902E+09	.1106E+10	.6240E+10	.4642E+09	.2293E+10
.2683E+07				
ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP=	.10506E+02			
.14696E-01	.10292E-02	.13667E+00		
ПОТЕРИ АКТИВ. МОЩНОСТИ ПРИ УЧЕТЕ ГЭН=	.10583E+02			
ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP=	.11148E+02			
.14386E-01	.97899E-03	.13711E+00		
ПОТЕРИ АКТИВ. МОЩНОСТИ ПРИ УЧЕТЕ ГЭН=	.11225E+02			
ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP=	.13207E+02			
.14156E-01	.92672E-03	.13756E+00		
ПОТЕРИ АКТИВ. МОЩНОСТИ ПРИ УЧЕТЕ ГЭН=	.13284E+02			

ШАГ SHAG2= .23103E-01

НОВЫЙ ВЕКТОР Z

КОЛ-ВО УЗЛОВ N= 6

УЗЕЛ	Q	QMIN	QMAX	U	УГОЛ	UMIN	UMAX
1	-.3750E+03	.930E+03	-.930E+03	.23305E+03	.57721E+01	.220E+03	.250E+03
2	.1163E+03			.22930E+03	.19233E+01	.220E+03	.250E+03
3	.1640E+02			.22897E+03	.34719E+00	.220E+03	.250E+03
4	.1487E+03			.23149E+03	.50133E+01	.220E+03	.250E+03
5	.1650E+03			.22785E+03	.86010E+00	.220E+03	.250E+03
6	-.1618E+03			.22900E+03	.00000E+00	.220E+03	.250E+03

ВЕКТОР НЕВАЛАНСОВ W

.1147E-01 -.3174E-02 .6943E-03 -.8179E-02 -.3540E-02 .0000E+00 .3469E-01 .1083E-01 -.9163E-01 -.3590E-01

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPR= .10502E+02

.14670E-01 .10238E-02 .13662E+00

ПОТЕРИ АКТИВ. МОЩНОСТИ ПРИ УЧЕТЕ ГЭН= .10579E+02

РЯД ПОТЕРЬ DELP

.1116E+02 .1058E+02 .1058E+02

ВЕКТОР ПРАВЫХ ЧАСТЕЙ

.2320E+00 -.1258E+00 -.2823E-01 -.1368E+00 -.1505E+00

ПРИРАЩЕНИЕ ГРАДИЕНТА

.2387E-04 -.1397E-02 -.3890E-03 -.8630E-03 -.1757E-02

ПРИВЕД. ГРАДИЕНТ

-.2387E-04 .1397E-02 .3890E-03 .8630E-03 .1757E-02

ПРИВЕД. ГРАДИЕНТ ОТ Г1, Г2, Г3

.7801E-07 -.7797E-07 -.5469E-07

НАПРАВЛЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПО НЕЗАВИС. ПЕРЕМЕННЫМ

.2387E-04

ШАГ ОПТИМИЗАЦИИ НОМЕР 3

НАПРАВЛЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПО ЗАВИС. ПЕРЕМЕННЫМ

НАПРАВЛЕНИЯ ДЛЯ УГЛОВ

.4811E-09 .1632E-09 .2846E-10 .4013E-09 .7786E-10

НАПРАВЛЕНИЯ ДЛЯ Q И V

-.5251E-06 -.2442E-06 -.5212E-07 -.4696E-06 -.1651E-06

НАПРАВ. ОПТИМ. ПО X-ПЕР-М ОТ Г1

-.1572E-11 -.5331E-12 -.9299E-13

НАПРАВ. ОПТИМ. ПО X-ПЕР-М ОТ Г2

.1571E-11 .5328E-12 .9295E-13

.1716E-08 .7980E-09 .1703E-09 .1535E-08 .5395E-09

-.1715E-08 -.7976E-09 -.1702E-09 -.1534E-08 -.5392E-09

НАПРАВ. ОПТИМ. ПО X-ПЕР-М ОТ ГЗ
.1102E-11 .3737E-12 .6519E-13 .9192E-12 .1783E-12 -.1203E-08 -.5594E-09 -.1194E-09 -.1076E-08 -.3782E-09

МАССИВ SHAG1
.3056E+10 .9422E+10 .5498E+11 .3696E+10 .1998E+11 .2485E+08 .3806E+08 .1721E+09 .2447E+08 .4752E+08
.5466E+08

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPR= .10502E+02

.14670E-01 .10238E-02 .13662E+00

ПОТЕРИ АКТИВ. МОЩНОСТИ ПРИ УЧЕТЕ ГЭН= .10579E+02

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPR= .11236E+02

.15026E-01 .10747E-02 .13620E+00

ПОТЕРИ АКТИВ. МОЩНОСТИ ПРИ УЧЕТЕ ГЭН= .11313E+02

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPR= .13443E+02

.15462E-01 .11236E-02 .13578E+00

ПОТЕРИ АКТИВ. МОЩНОСТИ ПРИ УЧЕТЕ ГЭН= .13520E+02

ШАГ SHAG2= .66279E-03

НОВЫЙ ВЕКТОР Z

КОЛ-ВО УЗЛОВ N= 6

УЗЕЛ	Q	QMIN	QMAX	U	УГОЛ	UMIN	UMAX
1	-.3746E+03	.930E+03	-.930E+03	.23304E+03	.57725E+01	.220E+03	.250E+03
2	.1163E+03			.22929E+03	.19234E+01	.220E+03	.250E+03
3	.1640E+02			.22897E+03	.34721E+00	.220E+03	.250E+03
4	.1487E+03			.23148E+03	.50136E+01	.220E+03	.250E+03
5	.1650E+03			.22784E+03	.86017E+00	.220E+03	.250E+03
6	-.1486E+03			.22900E+03	.00000E+00	.220E+03	.250E+03

ВЕКТОР НЕВАЛАНСОВ W

.1123E-01 -.2686E-02 -.1610E-02 -.6791E-02 -.2533E-02 .0000E+00 .3531E-01 .3679E-02 -.8388E-01 -.3906E-01

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPR= .10504E+02

.14671E-01 .10240E-02 .13662E+00

ПОТЕРИ АКТИВ. МОЩНОСТИ ПРИ УЧЕТЕ ГЭН= .10581E+02

РЯД ПОТЕРЬ DELP

.1116E+02 .1058E+02 .1058E+02 .1058E+02

WOSWR К ПРЕД.ДОП.ВЕКТОРУ Z

УЗЕЛ	Q	U	УГОЛ
1	-.37500E+03	.23305E+03	.57721E+01
2	.11630E+03	.22930E+03	.19233E+01
3	.16400E+02	.22897E+03	.34719E+00
4	.14870E+03	.23149E+03	.50133E+01
5	.16500E+03	.22785E+03	.86010E+00
6	-.14856E+03	.22900E+03	.00000E+00

НОВЫЙ ВЕКТОР Z

КОЛ-ВО УЗЛОВ N= 6

УЗЕЛ	Q	QMIN	QMAX	U	УГОЛ	UMIN	UMAX
1	-.3748E+03	.930E+03	-.930E+03	.23304E+03	.57723E+01	.220E+03	.250E+03
2	.1163E+03			.22929E+03	.19234E+01	.220E+03	.250E+03
3	.1640E+02			.22897E+03	.34720E+00	.220E+03	.250E+03
4	.1487E+03			.23149E+03	.50135E+01	.220E+03	.250E+03
5	.1650E+03			.22784E+03	.86013E+00	.220E+03	.250E+03
6	-.1486E+03			.22900E+03	.00000E+00	.220E+03	.250E+03

ВЕКТОР НЕВАЛАНСОВ W

.8301E-02 -.2472E-02 -.4349E-03 -.4888E-02 -.2991E-02 .0000E+00 .3403E-01 .9237E-02 -.8995E-01 -.3700E-01

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPR= .10500E+02

.14670E-01 .10239E-02 .13662E+00

ПОТЕРИ АКТИВ. МОЩНОСТИ ПРИ УЧЕТЕ ГЭН= .10577E+02

РЯД ПОТЕРЬ DELP
.1116E+02 .1058E+02 .1058E+02 .1058E+02

ВЕКТОР ПРАВЫХ ЧАСТЕЙ

.2319E+00 -.1258E+00 -.2824E-01 -.1368E+00 -.1505E+00

ПРИРАЩЕНИЕ ГРАДИЕНТА

.2031E-04 -.1399E-02 -.3895E-03 -.8663E-03 -.1758E-02

ПРИВЕД. ГРАДИЕНТ

-.2031E-04 .1399E-02 .3895E-03 .8663E-03 .1758E-02

ПРИВЕД.ГРАДИЕНТ ОТ Г1,Г2,ГЗ

.6674E-07 -.6655E-07 -.4674E-07

НАПРАВЛЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПО НЕЗАВИС.ПЕРЕМЕННЫМ

.2031E-04

ШАГ ОПТИМИЗАЦИИ НОМЕР 4

НАПРАВЛЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПО ЗАВИС. ПЕРЕМЕННЫМ

НАПРАВЛЕНИЯ ДЛЯ УГЛОВ

.4092E-09 .1388E-09 .2421E-10 .3413E-09 .6622E-10

НАПРАВЛЕНИЯ ДЛЯ Q И V
 -.4466E-06 -.2077E-06 -.4433E-07 -.3994E-06 -.1404E-06
 НАПРАВ. ОПТИМ. ПО X-ПЕР-М ОТ Г1
 -.1345E-11 -.4561E-12 -.7956E-13 -.1122E-11 -.2177E-12 .1468E-08 .6828E-09 .1457E-09 .1313E-08 .4616E-09
 НАПРАВ. ОПТИМ. ПО X-ПЕР-М ОТ Г2
 .1341E-11 .4548E-12 .7933E-13 .1119E-11 .2170E-12 -.1464E-08 -.6808E-09 -.1453E-09 -.1309E-08 -.4602E-09
 НАПРАВ. ОПТИМ. ПО X-ПЕР-М ОТ Г3
 .9420E-12 .3195E-12 .5572E-13 .7857E-12 .1524E-12 -.1028E-08 -.4782E-09 -.1020E-09 -.9195E-09 -.3233E-09

МАССИВ SHAG1
 .3593E+10 .1108E+11 .6464E+11 .4346E+10 .2349E+11 .2921E+08 .4474E+08 .2023E+09 .2876E+08 .5586E+08
 .6426E+08

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .10500E+02

.14670E-01 .10239E-02 .13662E+00

ПОТЕРИ АКТИВ. МОЩНОСТИ ПРИ УЧЕТЕ ГЭН= .10577E+02

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .11236E+02

.15029E-01 .10750E-02 .13620E+00

ПОТЕРИ АКТИВ. МОЩНОСТИ ПРИ УЧЕТЕ ГЭН= .11313E+02

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .13443E+02

.15467E-01 .11241E-02 .13578E+00

ПОТЕРИ АКТИВ. МОЩНОСТИ ПРИ УЧЕТЕ ГЭН= .13520E+02

ШАГ SHAG2= -.33151E-03

НОВЫЙ ВЕКТОР Z

КОЛ-ВО УЗЛОВ N= 6

УЗЕЛ	Q	QMIN	QMAX	U	УГОЛ	UMIN	UMAX
1	-.3750E+03	.930E+03	-.930E+03	.23305E+03	.57721E+01	.220E+03	.250E+03
2	.1163E+03			.22930E+03	.19233E+01	.220E+03	.250E+03
3	.1640E+02			.22897E+03	.34719E+00	.220E+03	.250E+03
4	.1487E+03			.23149E+03	.50133E+01	.220E+03	.250E+03
5	.1650E+03			.22785E+03	.86010E+00	.220E+03	.250E+03
6	-.1488E+03			.22900E+03	.00000E+00	.220E+03	.250E+03

ВЕКТОР НЕБАЛАНСОВ W

.1147E-01 -.3174E-02 .6943E-03 -.8179E-02 -.3540E-02 .0000E+00 .3469E-01 .1083E-01 -.9163E-01 -.3590E-01

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .10502E+02

.14670E-01 .10238E-02 .13662E+00

ПОТЕРИ АКТИВ. МОЩНОСТИ ПРИ УЧЕТЕ ГЭН= .10579E+02

РЯД ПОТЕРЬ DELP
.1116E+02 .1058E+02 .1058E+02 .1058E+02 .1058E+02
WOSWR К ПРЕД.ДОП.ВЕКТОРУ Z
УЗЕЛ Q U УТОЛ
1 -.37481E+03 .23304E+03 .57723E+01
2 .11630E+03 .22929E+03 .19234E+01
3 .16400E+02 .22897E+03 .34720E+00
4 .14870E+03 .23149E+03 .50135E+01
5 .16500E+03 .22784E+03 .86013E+00
6 -.14876E+03 .22900E+03 .00000E+00

НОВЫЙ ВЕКТОР Z

КОЛ-ВО УЗЛОВ N= 6

УЗЕЛ	Q	QMIN	QMAX	U	УТОЛ	UMIN	UMAX
1	-.3749E+03	.930E+03	-.930E+03	.23305E+03	.57722E+01	.220E+03	.250E+03
2	.1163E+03			.22930E+03	.19233E+01	.220E+03	.250E+03
3	.1640E+02			.22897E+03	.34719E+00	.220E+03	.250E+03
4	.1487E+03			.23149E+03	.50134E+01	.220E+03	.250E+03
5	.1650E+03			.22785E+03	.86011E+00	.220E+03	.250E+03
6	-.1488E+03			.22900E+03	.00000E+00	.220E+03	.250E+03

ВЕКТОР НЕБАЛАНСОВ W

.9766E-02 -.1892E-02 -.1083E-02 -.6289E-02 -.2289E-02 .0000E+00 .3378E-01 .8097E-02 -.8664E-01 -.3651E-01

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ DELPP= .10504E+02

.14670E-01 .10238E-02 .13662E+00

ПОТЕРИ АКТИВ. МОЩНОСТИ ПРИ УЧЕТЕ ГЭН= .10581E+02

РЯД ПОТЕРЬ DELP
.1116E+02 .1058E+02 .1058E+02 .1058E+02 .1058E+02
WOSWR К ПРЕД.ДОП.ВЕКТОРУ Z
УЗЕЛ Q U УТОЛ
1 -.37481E+03 .23304E+03 .57723E+01
2 .11630E+03 .22929E+03 .19234E+01
3 .16400E+02 .22897E+03 .34720E+00
4 .14870E+03 .23149E+03 .50135E+01
5 .16500E+03 .22784E+03 .86013E+00
6 -.14876E+03 .22900E+03 .00000E+00

НОВЫЙ ВЕКТОР Z

УЗЕЛ
 1 -322.96 -322.96 -409.37 -409.37 -409.37 -382.03 -382.03 -384.88 -384.88 -322.96 -323.98 -425.64

СУТОЧНЫЙ РЕЖИМ НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЕТИ

ЧАС	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	UWMIN	UWMAX
УЗЕЛ	1	233.15	233.15	233.01	233.01	232.94	232.94	232.94	233.07	233.07	233.07	233.15	232.92	233.17
	2	229.84	229.84	229.04	229.04	229.06	229.06	229.06	229.24	229.24	229.24	229.84	228.77	229.82
	3	229.10	229.10	228.93	228.93	228.92	228.92	228.92	228.92	228.92	228.92	229.10	228.84	229.09
	4	231.78	231.78	231.32	231.32	231.37	231.37	231.37	231.48	231.48	231.48	231.78	231.21	231.77
	5	228.34	228.34	227.57	227.57	227.68	227.68	227.68	227.78	227.78	227.78	228.34	227.37	228.32

КОЛ-ВО ШАГОВ ОПТИМИЗАЦИИ NPRO= 4

РАСЧЕТ ЗАКОНЧЕН

Научное издание

**Герасименко Алексей Алексеевич
Нешатаев Владимир Борисович**

**ОПТИМАЛЬНАЯ КОМПЕНСАЦИЯ
РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СИСТЕМАХ
РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ**

Монография

Редактор *Л. Ф. Калашник*
Корректоры: *Т. А. Загидулина, В. А. Степанова*
Компьютерная верстка: *О. А. Кравченко*

Подписано в печать 28.09.2012. Печать плоская. Формат 60×84/16.
Бумага офсетная. Усл. печ. л. 12,67. Тираж 100 экз. Заказ № 8759

Редакционно-издательский отдел
Библиотечно-издательского комплекса
Сибирского федерального университета
660041, г. Красноярск, пр. Свободный, 79
Тел./факс (391) 206-21-49, e-mail: rio@lan.krasu.ru

Отпечатано Полиграфическим центром
Библиотечно-издательского комплекса
Сибирского федерального университета
660041, г. Красноярск, пр. Свободный, 82а
Тел./факс (391) 206-26-58, 206-26-49
E-mail: print_sfu@mail.ru; <http://lib.sfu-kras.ru>