

ДАУДИ Салим

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СТРУКТУРЫ И ПОВЫШЕНИЕ
НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ КРУПНЫХ
ГОРОДОВ АЛЖИРА**

Специальность 05.14.02

Электрические станции и электроэнергетические системы

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Иваново 2009

Работа выполнена на кафедре «Электрические системы» ГОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И.Ленина »

Научный руководитель доктор технических наук, профессор
Слышалов Владимир Константинович

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор
Назарычев Александр Николаевич;
кандидат технических наук, профессор
Белов Владимир Павлович

Ведущая организация ОАО "Институт "ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ",
г. Москва

Защита состоится «15» декабря 2009 г. в 13⁰⁰ часов на заседании диссертационного совета Д 212.064.01 при Ивановском государственном энергетическом университете по адресу: 153003, г. Иваново, ул. Рабфаковская, 34, корпус «Б», аудитория 237.

Отзывы на автореферат в двух экземплярах, заверенные печатью организации, просим присылать по адресу: 153003, г. Иваново, ул. Рабфаковская, 34, Ученый совет ИГЭУ. Тел.: (4932) 38-57-12, факс: (4932) 38-57-01. E-mail: uch_sovet@ispu.ru

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Ивановского государственного энергетического университета.

С авторефератом можно ознакомиться на сайте ИГЭУ: www.ispu.ru

Автореферат разослан «13» ноября 2009 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
доктор технических наук, профессор

А.В. Мошкарин

Общая характеристика работы

Актуальность темы диссертации. Для большинства развивающихся стран, в том числе для республики Алжир, характерным для электроэнергетики является наличие электрических сетей (ЭС), в которых используется изношенное оборудование и устаревшие схемы, оставшиеся в стране после получения независимости. Типичным для постколониального периода республики Алжир является значительное увеличение городского населения, вследствие чего претерпели существенные, полустихийные изменения городских электрических сетей, подключение к которым новых городских объектов и целых районов производилось без соответствующего научно-технического обоснования.

В настоящее время развитию электрических сетей городов республики препятствуют старение оборудования, объективные трудности комплексного анализа и синтеза структуры и параметров сетей, недостаточный потенциал в развитии электротехнической отрасли, слабый уровень организационного обеспечения электрических сетей (ЭС), проблема их надежности и рационального сооружения.

Важным фактором, замедляющим развитие ЭС городов Алжира, является отсутствие в практике проектирования и эксплуатации городских сетей научно-обоснованных методик и рекомендаций по рациональному формированию их структуры и выбору параметров. Необходимо разработать методы, обеспечивающие оптимизацию структуры и параметров ЭС, а также методы оценок надежности этих сетей.

Все сказанное выше предопределяет актуальность данной работы и востребованность ее результатов в практической деятельности проектных структур и в перспективе развития электрических сетей городов республики Алжир.

Цель работы и задачи исследования. Целью диссертационной работы является совершенствование структуры, оптимизация параметров и повышение надежности электрических сетей городов Алжира (на примере г. Борж Бу Арреридж).

Для достижения указанной цели решаются следующие задачи:

1. Анализ состава, характеристик и тенденций развития электроэнергетической системы республики Алжир.
2. Исследование режимов работы распределительной электрической сети города Борж Бу Арреридж и разработка мероприятий по снижению потерь мощности в ЭС городов Алжира.

3. Разработка концепции оптимизации параметров распределительных электрических сетей и прогнозирования максимальных нагрузок ЭС городов Алжира.

4. Исследование и анализ надежности ЭС города и разработка математической модели и методики расчета показателей ее надежности.

Методы исследования. Для решения поставленных в работе задач применены следующие методы: методы расчета установившихся режимов (УР) электрических сетей с использованием системы уравнений узловых напряжений (УУН), метод Ньютона для решения нелинейных уравнений, метод перебора и теории графов, метод наименьших квадратов, методы математической статистики и теории вероятности.

Научная новизна

1. Предложена методика совершенствования структуры распределительных сетей по критерию минимизации потерь активной мощности.

2. Предложена модель прогнозирования максимальных нагрузок и модели параметров ЭС, зависящих от поверхностной плотности нагрузки и мощности трансформаторной подстанции для рационального выполнения городских распределительных сетей.

3. Разработана математическая модель и методика расчета показателей надежности городских электрических сетей на основе теории Марковских процессов.

Достоверность полученных результатов подтверждается корректностью выполненных расчетов на основе фундаментальных положений электротехники с использованием математических моделей и программ на ЭВМ, применяющихся при выполнении аналогичных исследований в других задачах.

Практическая ценность результатов

1. Проведены исследования режимов работы распределительной сети 30 кВ города и разработаны рекомендации для эффективного функционирования сети в послеаварийных режимах.

2. Предложены эффективные способы снижения потерь активной мощности в распределительной сети, основанные на определении точек потокораздела между питающими фидерами сети города, получаемых на основе предложенного алгоритма; и на компенсации реактивной мощности с помощью батарей конденсаторов.

3. Предложено формирование состава оптимизируемых параметров, частных критериев для отражения закономерности выбора

рационального варианта выполнения городских распределительных сетей, актуальные для решения задач проектирования.

4. Предложена методика определения показателей надежности петлевых схем городских электрических сетей, позволяющая для существующих сетей получить расчетным путем количественную оценку их надежности, а при проектировании выполнить обоснованный выбор структурно-элементного варианта электрической схемы.

Реализация результатов работы

Материал диссертации используется в учебном процессе кафедры электрических систем ИГЭУ.

Результаты работы рекомендованы для реализации в проектной национальной организации по распределительным электрическим сетям города Борж Бу Арреридж (Алжир).

Основные положения, выносимые на защиту

1. Методика совершенствования структуры городских электрических сетей республики Алжир.

2. Математические модели прогнозирования и параметров ЭС городов для рационализации городских распределительных сетей.

3. Метод оценки надежности городских электрических сетей с использованием Марковских моделей.

Апробация работы. Основные положения диссертации докладывались и обсуждались:

- на региональных научно-технических конференциях студентов и аспирантов «Энергия 2007» и «Энергия 2008» (г. Иваново, ИГЭУ, 2007, 2008 гг.).
- II-й и III-й молодежных международных научных конференциях «Гинчуринские чтения» (г. Казань, КГЭУ, 2007, 2008 гг.).
- XIV-й и XV-й международных научно-технических конференциях «Бенардосовские чтения» (г. Иваново, ИГЭУ, 2007, 2009 гг.),
- XIV-й и XV-й международных научно-технических конференциях студентов и аспирантов (г. Москва, МЭИ, 2008, 2009 гг.),

Публикации. По теме диссертации опубликовано 10 печатных работ.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав и заключения, библиографического списка из 102 наименований и приложений. Общий объем работы составляет 174 страницы, в том числе рисунков – 61, таблиц в тексте – 17.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы диссертационной работы, сформулирована цель исследования, кратко изложено ее содержание.

В первой главе приводятся общие сведения об Алжирской Народной Демократической Республике (АНДР) и её электроэнергетической системе.

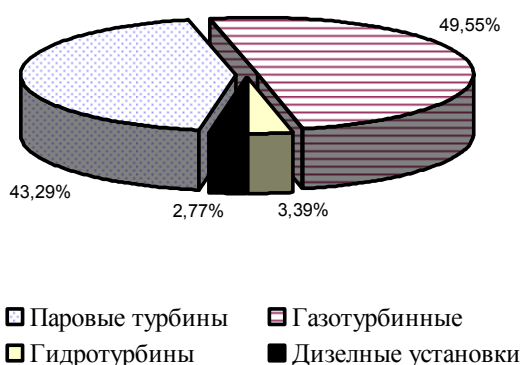


Рис.1. Структура источников электроэнергии

При производстве электроэнергии в Алжире главным образом используется природный газ (рис.1). Суммарная установленная мощность в 2007 г. составляла 8406 МВт. Эта мощность подразделяется на 2 электроэнергетические системы: северная занимает 86%, где находится большая часть экономической деятельности, и около 1200 МВт приходится на южную часть страны.

Анализ электропотребления показал, что за период с 1998 г. по 2008 г. ежегодный рост электропотребления составлял 7%.

Основная сеть сформирована линиями 220 и 60 кВ. Распределение электроэнергии осуществляется по сетям 30 кВ. Низковольтные сети и потребители работают при номинальном напряжении 380/220 В с частотой 50 Гц. Протяженность алжирских сетей различных напряжений превышает 380 тыс. км.

В перспективе, учитывая рост населения, потери электроэнергии в распределительных сетях и в ЛЭП и валовой внутренний продукт, установлено, что средний ежегодный рост электропотребления на период до 2015 г. составит 6,1%, достигнет по энергии 60 000 ГВт·ч и 14 ГВт по мощности, 6% из которых планируется получить за счет солнечной энергии в пустыне Сахара.

Специфической особенностью энергосистемы Алжира является её расположение в северной части страны, так как большая часть экономической деятельности локализована именно там, максимальная нагрузка – в основном летом вследствие использования кондиционеров. В связи с экспортом электроэнергии существуют связь электросетей Алжира с Марокко, Тунисом, а также с Испанской электросетью, это увеличивает алжирскую экспортную энергию.

Анализ состояния и перспектив развития электрических сетей страны показал, что питающая сеть выполняется на высшем

напряжении 220 кВ. Наиболее распространенным типом подстанции является двухтрансформаторная подстанция, мощностью 2*120 МВ·А. Основные распределительные подстанции имеют напряжение 60 кВ, мощности трансформаторов варьируются от 2*10 до 2*40 МВ·А, напряжения указанных трансформаторов соответствуют сочетанием 220/60/30 кВ, 60 /30 кВ и 220/60 кВ. На подстанциях СН/НН широко применяются трехфазные двухобмоточные трансформаторы с напряжением 30/0,4 кВ мощностью 50 до 630 кВ·А.

Типовыми схемами распределительных сетей СН являются радиальные, замкнутые, с двухсторонним питанием схемы, и широко применяются петлевые схемы для городских потребителей, которые выполняются кабельными линиями, проложенными в земле. Анализ современного состояния развития городов показал, что ежегодный рост населения составляет 1,36%, а рост количества квартир увеличивается ежегодно на 3 ÷ 4%.

Вторая глава посвящена разработке мероприятий по снижению потерь активной мощности в городских распределительных электрических сетях Алжира. Объектом исследования является сеть 30 кВ города Борж Бу Арреридж (на рис. 2 отражена её топологическая модель). Распределительная сеть выполнена по петлевой схеме, в которой имеется 220 городских трансформаторных подстанций (ТП) мощностью от 50 кВ·А до 630 кВ·А напряжением 30/0,4 кВ, большинство ТП – проходные, питание которых осуществляется по четырем фидерам напряжением 30 кВ, в основном с использованием подземных кабельных линий.

Анализ состояния сети показал, что электропотребление ежегодно увеличивается, так средний рост электрических нагрузок города составляет 8%. Расчеты установившихся режимов (УР) распределительной сети выполнялись с помощью программного комплекса «Энергия», разработанного на кафедре «Электрические системы» ИГЭУ. Формой уравнений УР является система уравнений узловых напряжений (УУН).

Удобно представить математическую модель системы УУН для i -го узла в виде

$$\dot{Y}_{ii}\dot{U}_i + \sum_{j=1}^m \dot{Y}_{ij}\dot{U}_j = J_i, \quad (1)$$

где Y_{ii} – собственная проводимость узла i ; U_i – напряжение узла i ; m – число узлов линии; Y_{ij} – взаимная проводимость узлов i, j ; U_j – напряжение узла j ; J_i – задающий ток узла i .

Систему уравнений, записанных по методу узловых напряжений, целесообразно представить в матричной форме:

$$[\dot{Y}] \cdot [\dot{U}] = [\dot{J}], \quad (2)$$

где $[\dot{Y}]$ – квадратная матрица проводимостей; $[\dot{U}]$ – матрица-столбец напряжений узлов; $[\dot{J}]$ – матрица-столбец задающих токов.

Для получения напряжения в узлах сети использовался метод Ньютона, который на каждой итерации требует решения системы линеаризованных уравнений.

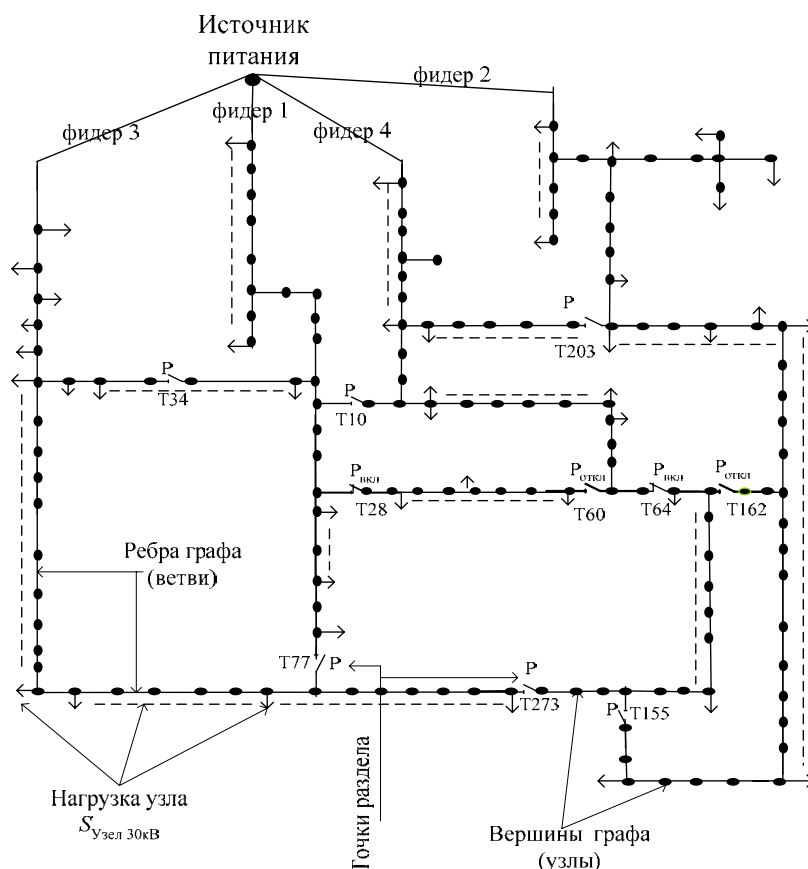


Рис. 2. Граф схемы распределительной линии сети 30 кВ города ББА с предложенными точками потокоораздела:

- P – точки потокоораздела прежние;
- P_{откл} – предложены новые точки;
- P_{вкл} – прежние точки разреза включены

При анализе послеаварийных режимов, в случае отключения питающего фидера, был выбран оптимальный вариант обеспечения питания района этого фидера с учетом минимального коэффициента загрузки фидера ($K_{зф}$), минимальных суммарных потерь мощности в сети (ΔS_{Σ}) и допустимой потери напряжения ($\Delta U\%$) в сети.

Для снижения потерь активной мощности в сети 30 кВ предлагается способ компенсации реактивной мощности. Способ относится к важнейшим мероприятиям по уменьшению потерь в

распределительных сетях. Простота эксплуатации, малая масса, стоимость и другие преимущества батарей конденсаторов (БК) позволяют принимать их как эффективной способ и важное техническое мероприятие. Как известно, потери активной мощности в линии равны

$$\Delta P = 3I_l^2 r_l = \frac{S_l^2}{U_l^2} r_l = \frac{P_l^2 + Q_l^2}{U_l^2} r_l \quad (3)$$

После установки в конце линии у потребителя компенсирующих устройств (КУ) линия разгружается по реактивной мощности, увеличивается $\cos \varphi$ и уменьшаются потери в линии (рис. 3):

$$\Delta P_l = \frac{P_l^2 + (Q_l - Q_k)^2}{U_l^2} r_l \quad (4)$$

где P_l , Q_l – потоки мощностей в линии (ветви) l ; Q_k – мощность компенсирующих устройств; r_l – сопротивление ветви l ; U_l – линейное напряжение ветви l .

БК бывают регулируемые. В зависимости от суточного графика реактивной мощности ТП (рис. 4) определяется время отключения или включения отдельных секций батареи (ступень регулирования).

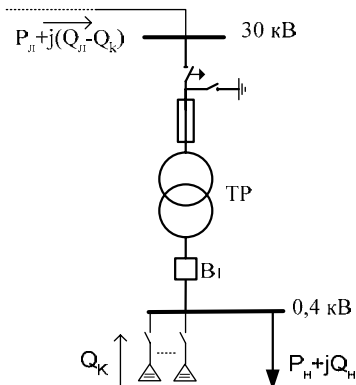


Рис. 3. Схема включения БК на ТП города

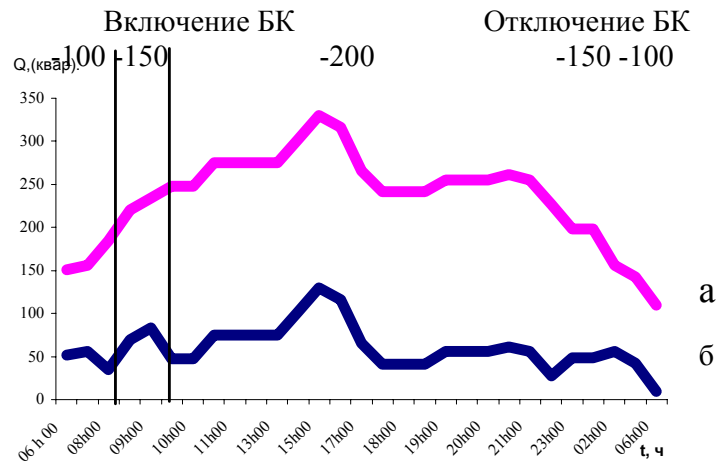


Рис. 4. Суточные графики реактивной мощности ТП 630 кВ·А: а – без БК; б – после включения БК

Второе предложенное мероприятие по критерию $\Delta P = \min$ и один из основных и дешевых способов снижения потерь активной мощности в замкнутых распределительных сетях – способ правильного выбора положений точки потокораздела (разреза) распределительной электрической сети. Для определения оптимальных положений точек потокораздела ЭС города использовались теория графов и метод перебора. Граф является топологической моделью электрической схемы, по сути – это изображение электрической схемы на рис. 2.

Вершины графа (узлы) характеризуются нагрузкой $\dot{S}_{узел}$ и соединяются ребрами графа (линиями), которые характеризуются

напряжением, током, потоком мощности, сопротивлением.

При изменении положений точек разреза не изменяются нагрузки вершин графа ЭС 30 кВ. Мощность вершины (узла 30 кВ) графа запишется так:

$$\dot{S}_{узел} = \dot{S}_{НН} + \Delta \dot{S}_{Tr\ узел}, \quad (5)$$

где $\dot{S}_{НН}$ – нагрузка НН трансформатора; $\Delta \dot{S}_{Tr\ узел}$ – потери мощности трансформатора этого узла (вершины).

Суммируя потери активной мощности в линиях L при питании нагрузок всех узлов из балансирующего узла, получаем

$$\Delta P_{L\Sigma} = \sum_{i=1}^L \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_i^2} r_i, \quad (6)$$

где L – число ветвей (участок); P_i , Q_i – потоки мощностей в линии (ветви) i ; U_i – линейное напряжение узла I ; r_i – сопротивления ветви i .

Для получения минимума потерь активной мощности методом перебора необходимо перемещать точки размыкания сети в зависимости от режима. Это осуществляется циклическим перебором всех точек разреза сети 30 кВ. На рис. 5 приведена блок-схема алгоритма для выбора оптимальных положений точек потоко-раздела распределительной линии сети

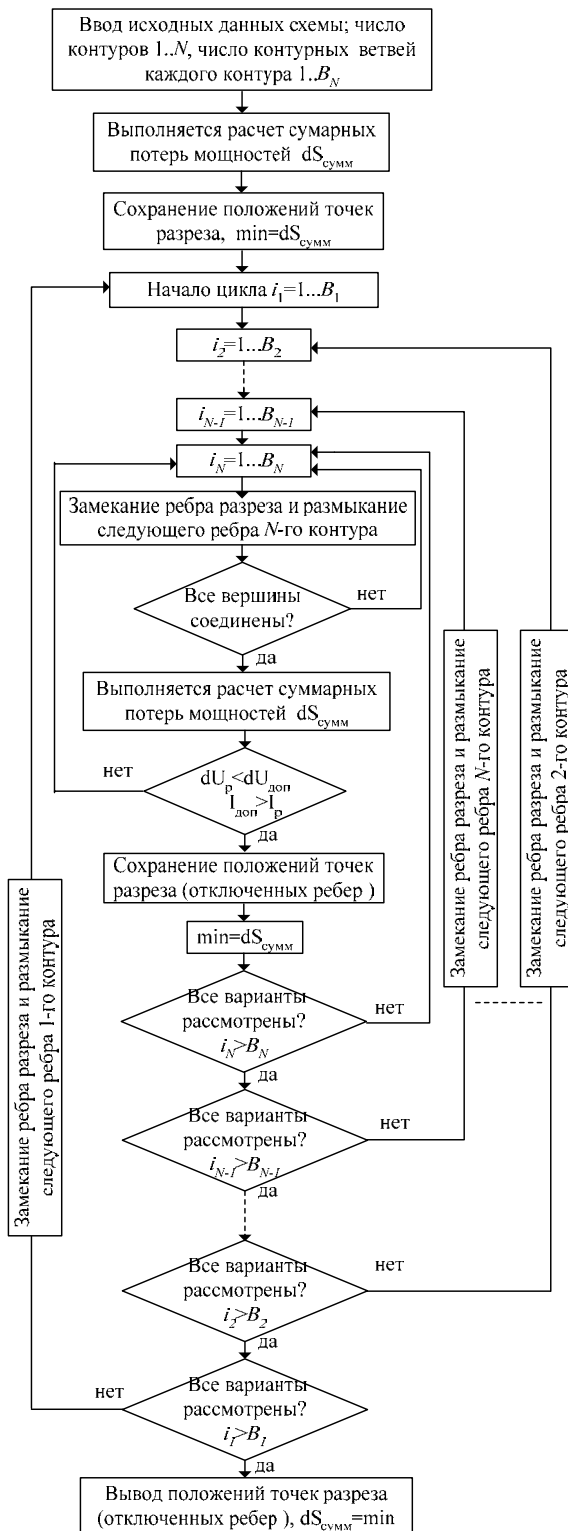


Рис. 5. Блок-схема алгоритма для выбора оптимальных положений точек потоко-раздела распределительной линии сети

делительной сети по критерию минимума потерь активной мощности.

Результаты выбора оптимального положения точки разреза по алгоритму показали, что включения разъединительных линий ($P_{\text{вкл}}$) Т28 и Т64 и отключения 2 новых линий ($P_{\text{откл}}$) Т60 и Т162 (см. рис. 2) приводит к минимальной потере активной мощности в сети города и к равномерному распределению нагрузки по питающим фидерам. В таблице 1 приведены результаты предложенных мероприятий по снижению потерь активной мощности в сети 30 кВ.

Табл. 1. Сравнение потерь активной мощности в сети схем

Схемы	Существующая схема	Схема с новыми точками раздела	Схема с БК	Схема с БК и новыми точками	Снижения потерь	%
Потери						
ΔP_{Σ} , кВт	613	578	545	516	97	15,8

В третьей главе сформулирована концепция оптимизации параметров распределительных электрических сетей как многокритериальная задача. Необходимо учитывать специфику назначения, условия сооружения, функционирования и эксплуатации сетей, располагающихся на территориях городов. По структуре ЭС городов, задачам их функционирования и развития можно предложить иерархическую систему условий при их оптимальном построении: социально-экономические и производственные условия; охрана экологической среды и здоровья человека; условия градостроительства и городского технического хозяйства; технико-экономические критерии; возможности технического выполнения и обеспечения качественного функционирования ЭС городов.

Решение задачи многокритериальной оптимизации параметров ЭС требует анализа оптимальной стратегии (φ) развития ЭС городов, которая рассматривается в функции от их следующих параметров: мощности ТП ($S_{ТП}$) и их количества ($N_{ТП}$), сечения кабельных линий СН и НН ($F_{СН}$, $F_{НН}$) и их количества ($M_{СН}$, $M_{НН}$), т.е.

$$\varphi = f(S_{ТП}, M_{СН}, F_{СН}, F_{НН}, M_{НН}, N_{ТП}). \quad (7)$$

Для получения обобщенных результатов и закономерностей оптимального формирования ЭС возможно применение идеализированных топологических моделей. Источниками информации являются реальные генеральные планы жилых районов территорий городов.

Многокритериальный функционал формируется с учетом капиталовложений (K) на сооружение распределительных сетей; потерь электроэнергии в сетях ($\Delta \mathcal{E}$); количества ТП ($N_{ТП}$) и суммарных

трасс кабельных линий ($\sum \text{Трасс}$) в рассматриваемых районах. Оптимизация этих параметров учитывает неопределенность характеристик: поверхностные плотности электрической нагрузки жилых районов городов (σ_p , мВт/км²); стоимость и технические параметры оборудования и сооружения сетей НН, СН, ТП; характеристики графиков нагрузки в форме времени использования наибольшей нагрузки ($T_{нб}$, ч/год).

Принимается параметр капиталовложения в качестве одного из основных экономических параметров при решении оптимизационных задач, который представлен линейной зависимостью:

$$K_L = K'_L + K''_L \cdot F, \quad K_{ТП} = K'_{ТП} + K''_{ТП} \cdot S_{ТП}, \quad (8)$$

где $K'_L, K'_{ТП}$ – часть стоимости, не зависящая от основных параметров линий и подстанций; $K''_L, K''_{ТП}$ – часть стоимости, зависящая от основных параметров линий и подстанций соответственно. Так можно представить математическую модель параметра капиталовложения:

$$K = K_{LCH} + K_{ТП} + K_{LHH} = a_1 S_{ТП}^{0.5} \sigma_p^{-0.25} K'_{LCH} + a_2 S_{ТП}^{0.5} \sigma_p^{-0.25} F_{CH} + a_3 K'_{ТП} + a_4 S_{ТП} + a_5 S_{ТП} \sigma_p^{-1} K'_{LHH} + a_6 S_{ТП} \sigma_p^{-1} F_{HH}, \quad (9)$$

где $a_1 = \lambda_{CH} M_{CH} N_{ИП} (\cos \varphi_{ТП})^{0.5}$, $a_2 = a_1 K'_{LCH}$, $a_3 = M_{CH} N_C$,

$a_4 = a_3 K''_{ТП}$, $a_5 = \lambda_{HH} N_C M_{CH} M_{HH}^{0.5} \cos \varphi_{ТП}$, $a_6 = a_5 K'_{LHH}$,

где $\lambda_{CH}, \lambda_{HH}$ – коэффициенты конфигурации сети СН и НН; N_C – количество ТП, питающихся от одной линии; $N_{ИП}$ – количество ИП.

Потери электроэнергии являются одним из основных параметров и имеют важное значение, особенно в странах, где возникает проблема дефицита электроэнергии, они определяются по выражению

$$\Delta \mathcal{E} = \sum_{i=1}^n \Delta P_{(i)нб} \sigma \tau, \quad \text{кВтч/год}, \quad (10)$$

где $\Delta P_{(i)нб}$ – наибольшие потери активной мощности в элементе i при наибольших нагрузках, кВт; τ – время наибольших потерь для i , ч/год.

Для определения ΔP_{HH} предполагается, что все линии НН, отходящие от одной ТП, имеют равную длину и несут одинаковую нагрузку. В этом случае нагрузка и потери в каждой линии (i) определяются так:

$$P_i = \frac{S_{ТП} \cos \varphi_{ТП} K_3}{M_{HH}}, \quad \Delta P_i = \frac{P_i^2 L_i 10^6}{F_{HH} U_{HH}^2 \gamma K^2}, \quad (11)$$

где K_3 – коэффициент загрузки трансформаторов ТП; γ – удельная электрическая проводимость токоведущей жилы (км/Ом.мм²); K – коэффициент распределения нагрузки по линии.

Потери активной мощности в одной кабельной линии СН

$$\Delta P_{CHi} = \frac{S_{ТП} \cdot N_C \cdot K_o \cdot \cos \varphi_{ТП} \cdot K_{\Delta P} \cdot L_{CHi} 10^6}{U_{CH}^2 \cdot \gamma \cdot F_{CH}}, \quad (12)$$

где K_o – коэффициент одновременности максимальной нагрузки трансформаторов; $K_{\Delta P}$ – коэффициент, учитывающий уменьшение потерь мощности за счет равномерного распределения нагрузки по линии.

Потери электроэнергии в трансформаторах ТП определены по уравнению

$$\Delta \mathcal{E}_{ТП} = \left(n_T \Delta P_{xx} T_B + \frac{1}{n_T} \Delta P_{кз} \tau K \frac{2}{3} \right) N_{ТП}, \quad (13)$$

где n_T – число параллельных работающих трансформаторов ТП (в данной работе $n_T = 1$); ΔP_{xx} , $\Delta P_{кз}$ – потери мощности в трансформаторе в режиме холостого хода и короткого замыкания, кВт; связаны с мощностью трансформаторов и могут быть выражены функцией от номинальной мощности трансформатора:

$$\Delta P_{xx} = \Delta P'_{xx} + \Delta P''_{xx} S_{ном}, \quad \Delta P_{кз} = \Delta P'_{кз} + \Delta P''_{кз} S_{ном} \quad (14)$$

($\Delta P'_{xx}$, $\Delta P'_{кз}$ – не зависящие от мощности трансформатора потери соответственно в сердечнике и обмотках трансформатора; $\Delta P''_{xx}$, $\Delta P''_{кз}$ – коэффициенты, учитывающие зависимости потерь мощности холостого хода и короткого замыкания от номинальной мощности трансформатора); T_B – время включения трансформатора в год (8760 ч/год); K_3 – коэффициент допустимой нагрузки трансформатора на подстанции в нормальном режиме. Можно представить математическую модель потерь электроэнергии в таком виде:

$$\begin{aligned} \Delta \mathcal{E}_C = \Delta \mathcal{E}_{CH} + \Delta \mathcal{E}_{ТП} + \Delta \mathcal{E}_{HH} = & b_1 S_{ТП}^{1.5} \sigma_{P(ТП)}^{-0.25} F_{CH}^{-1} \tau + b_2 + b_3 S_{ТП} + \\ & + b_4 \tau + b_5 S_{ТП} \tau + b_6 S_{ТП}^3 F_{HH}^{-1} \sigma_{P(ТП)}^{-1} \tau, \end{aligned} \quad (15)$$

где $b_1 = \lambda_{CH} K_o K_{\Delta P} N_{ТП} N_C M_{CH} 10^6 / U_{CH}^2 \gamma$; $b_2 = \Delta P'_{xx} T_B N_C M_C$;

$b_3 = \Delta P''_{xx} T_B N_C M_C$; $b_4 = \Delta P'_{кз} K \frac{2}{3} N_C M_C$; $b_5 = \Delta P''_{кз} K \frac{2}{3} N_C M_C$;

$b_6 = \lambda_{HH} K_3^2 M_{HH}^{-1.5} N_C^2 M_{CH} (\cos \varphi)^3 10^6 / U_{HH}^2 \gamma K^2$.

Ограниченность свободной территории и плотность застройки городов определяют использование кабельных линий. При выборе оптимального решения целесообразно ввести условие минимальной суммарной трассы кабельных линий, математическую модель данного параметра можно представить в виде

$$L_{TP} = L_{TP.CH} + L_{TP.HH} = C_1 S_{ТП}^{0.5} \sigma_{P(ТП)}^{-0.25} + C_2 S_{ТП} \sigma_{P(ТП)}^{-1}, \quad (16)$$

$C_1 = \lambda_{CH} \cos \varphi_{ТП}^{0.5} M_{CH} I_{III} / n_{каб}^{CH}$, $C_2 = \lambda_{HH} \cos \varphi_{HH}^{0.5} N_C M_{CH} / n_{каб}^{HH} \cdot \tau$,

где $n_{каб.ТП}^{CH,HH} = 1, 2$ – число кабелей, проложенных в траншее.

Количество ТП в районе, питающихся от одного ИП, определяется по формуле

$$N_{ТП} = \frac{\sigma_{ТП} F_P}{S_{ТП} K_o \cos \varphi_{ТП}} = d \sigma_{ТП} S_{ТП}^{-1}, \quad (17)$$

где $\sigma_{ТП}$ – плотность нагрузки на шинах ТП; F_P – площадь жилого района, км²; $d = F_P / K_o \cos \varphi_{ТП}$.

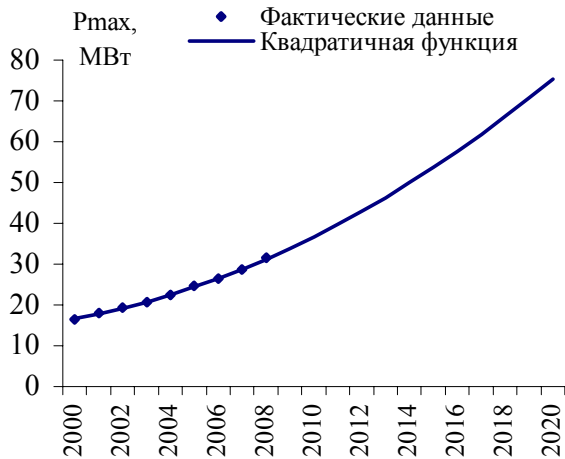


Рис. 6. Изменение прогнозируемого максимума нагрузки по годам

Одной из задач оптимизации развития ЭС городов является прогнозирование максимальных нагрузок и электропотребления. Выбранная модель прогнозирования электропотребления сопоставляется с учетом прошедших лет. При определении аппроксимации функций по методу наименьших квадратов и применении аналитических выравниваний (линейная, квадратичная и экспоненциальная модель) модель дает возможность

определить ее теоретические значения. Анализируя результаты аппроксимации модели при условии наименьшей суммы квадратов отклонений фактических уровней:

$$S^2 = \sum (y_i - \bar{y}_i)^2 = \min. \quad (18)$$

следует отметить, что наиболее близкой к реальной модели относится квадратичная функция

$$y = 0,09339 \cdot x^2 + 0,8797 \cdot x + 15,709, \quad (19)$$

где y, x – прогнозируемые факторы, т.е. максимальные нагрузки и число года (рис. 6).

В четвертый главе проведен анализ надежности городских электрических сетей и критериев надежности восстанавливаемых элементов систем. Основной задачей научно-методических разработок настоящей главы является разработка методики расчета коэффициентов готовности и эффективности для основных питающих линий (фидеры 1, 2, 3, 4), обеспечивающих электроснабжение отдельных городских районов, и вычисление полной вероятности, характеризующей обобщенный режим электроснабжения, соответствующий использованию основных и резервных линий.

Основными составляющими предлагаемой методики являются: разбивка системы на подмножество модулей, соответствующих отдельным категориям потребителей и различающихся способом резервирования; применение метода декомпозиции структуры для преобразования схемы по надежности к последовательно-параллельному соединению, определение модели надежности обобщенного элемента.

Разработка математических моделей расчета коэффициентов готовности элементов основана на Марковских процессах. Поскольку события отказа и восстановления элементов ЭС статистически характеризуются одним параметром и имеют соответственно экспоненциальный закон распределения вероятностей при условии неучета старения этих элементов, случайный процесс отказов и восстановлений при эксплуатации будет описываться уравнениями Маркова. Разработана динамическая модель показателей надежности ТП без резервирования (рис. 7).

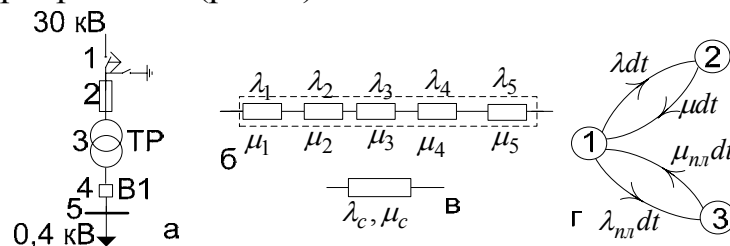


Рис.7. ТП 2-й и 3-й категории: а – система; б – расчетная схема элементов системы; в – эквивалентный блок системы; г – граф переходов и состояний системы ТП

Значения планового ремонта: $\mu_{Пл} = \mu_{Пл,Тр}$, $\lambda_{Пл} = \lambda_{Пл,Тр}$,

интенсивности отказа и восстановления системы определяются таким образом:

$$\mu_c = 1 / T_{Bc}, \quad \lambda_c = \sum_{i=1}^n \lambda_i, \quad T_c = 1 / \lambda_c, \quad T_{Bc} = \frac{1}{\lambda_c} \sum_{i=1}^b T_{B,i} \lambda_i. \quad (20)$$

Система ТП (рис. 7, а) может находиться в трех состояниях: (1) – работоспособное состояние; (2) – аварийный простой; (3) – плановый простой. Граф переходов и состояний имеет вид, представленный на рис. 7, г. Этому графу соответствует система дифференциальных уравнений вероятностей состояний с начальными условиями $\sum P_{\infty}^{(i)} = 1$:

$$\begin{cases} \frac{dP^{(1)}(t)}{dt} = -(\lambda + \lambda_{nn})P^{(1)}(t) + \mu P^{(2)}(t) + \mu_{nn}P^{(3)}(t), \\ \frac{dP^{(2)}(t)}{dt} = \lambda P^{(1)}(t) - \mu P^{(2)}(t), \\ \frac{dP^{(3)}(t)}{dt} = \lambda_{nn}P^{(1)}(t) - \mu_{nn}P^{(3)}(t). \end{cases} \quad (21)$$

Для решения системы (21) используется операторный метод, основанный на преобразовании Лапласа. Целесообразно воспользоваться правилом Крамера и с помощью обратного преобразования Лапласа по теореме разложения определить вероятность каждого состояния.

Вероятность безотказной работы системы: $P(t) = P^{(1)}(t)$.

Вероятность отказа системы: $Q(t) = P^{(2)}(t) + P^{(3)}(t)$.

Коэффициент готовности, приняв, что работоспособным является состояние (1), $K_{Г\infty} = P_{\infty}^{(1)}$.

Разработана динамическая модель расчета показателей надежности двухтрансформаторной подстанции с резервированием замещением (рис. 8). Поскольку РЭСГ имеет ТП (рис. 8, а), предназначенные для потребителей 1-й категории, на этих ТП находим 2 параллельных трансформатора: один работает, а другой в холодном резерве. Система может находиться в 5 состояниях: (1) – оба элемента в работоспособном состоянии, основной трансформатор работает, а резервный – готов к работе; (2) и (3) – отказы основного трансформатора при аварии и при плановом ремонте соответственно, мгновенное включение резервного; (4) и (5) – отказы резервного во время планового ремонта и аварийного основного трансформатора соответственно, т.е. отказ системы ЭС.

В зависимости от режима (дисциплины) обслуживания, в случае FIFO (First In, First Out) имеем при завершении планового ремонта в состоянии (4) переход в состояние (2).

При начальных условиях $\sum P^{(i)}(0) = 1$. Граф переходов и состояний приобретает вид, изображенный на рис. 8, в.

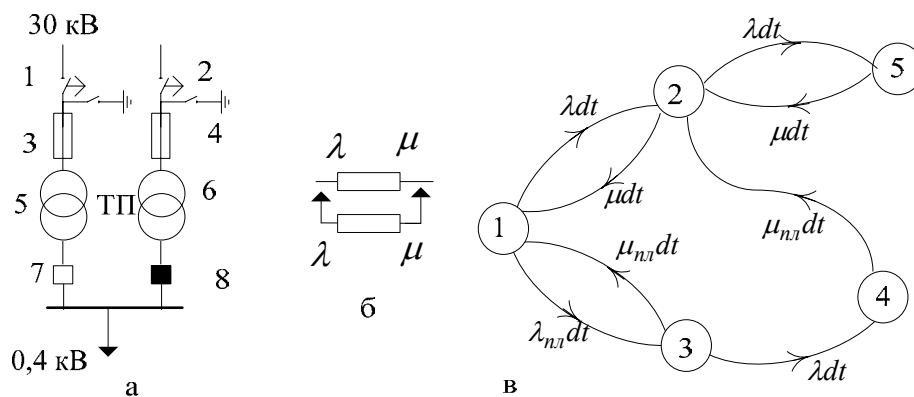


Рис. 8. ТП 1-й категории: а – система; б – расчетная схема дублированной системы; в – граф переходов и состояний системы

Этому графу соответствует система дифференциальных уравнений вероятностей состояний, которая имеет следующий вид:

$$\begin{cases} \frac{dP^{(1)}(t)}{dt} = -(\lambda + \lambda_{nn})P^{(1)}(t) + \mu P^{(2)}(t) + \mu_{nn}P^{(3)}(t), \\ \frac{dP^{(2)}(t)}{dt} = \lambda P^{(1)}(t) - (\mu + \lambda)P^{(2)}(t) + \mu_{nn}P^{(4)}(t) + \mu P^{(5)}(t), \\ \frac{dP^{(3)}(t)}{dt} = \lambda_{nn}P^{(1)}(t) - (\mu_{nn} + \lambda)P^{(3)}(t), \\ \frac{dP^{(4)}(t)}{dt} = \lambda P^{(3)}(t) - \mu_{nn}P^{(4)}(t), \\ \frac{dP^{(5)}(t)}{dt} = \lambda P^{(2)}(t) - \mu P^{(5)}(t), \end{cases} \quad (22)$$

После подстановки значений интенсивностей λ и μ , и по теореме разложения вероятность безотказной работы и вероятность отказа системы принимают следующий вид:

$$P_{\infty} = P_{\infty}^{(1)} + P_{\infty}^{(2)} + P_{\infty}^{(3)}, \quad Q_{\infty} = P_{\infty}^{(4)} + P_{\infty}^{(5)}.$$

Коэффициент готовности, приняв, что работоспособными являются состояния (1), (2), (3),

$$K_{T\infty} = P_{\infty}^{(1)} + P_{\infty}^{(2)} + P_{\infty}^{(3)}.$$

Сравним вероятности безотказной работы и отказа в структурно-резервированной системе с замещением и в системе постоянного резерва. На рисунке 9 введены следующие обозначения:

$P_{noc}(t)$, $Q_{noc}(t)$ – функция безотказной работы и функция отказа системы городской ТП с постоянным резервом, 2 бригады обслуживания;

$P_{замещ}(t)$, $Q_{замещ}(t)$ – то же с резервированием замещением, 2 бригады обслуживания и ремонта работают;

$P_{FIFO}(t)$, $Q_{FIFO}(t)$ – то же с резервированием замещением, 1 бригада.

Разработана математическая модель расчета показателей надежности обобщенного элемента (питающей линии) ЭС. В качестве иллюстрации на рис. 10 приведена схема одного питающего фидера распределительной сети 30 кВ, предназначенная для питания городских ТП. Система фидера включает в себя: выключатель (В); питающий фидер (Ф); участки ВЛ и КЛ распределительной линии; секционирующие устройства (С); группы (29) ТП без резерва и группы (3) ТП с резервированием замещением.

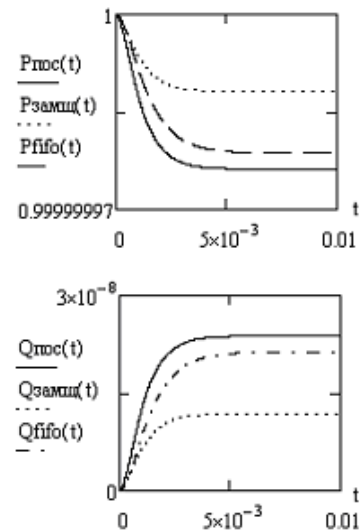


Рис. 9. Сравнение функций безотказной работы и отказа системы по типу резерва

Обозначим состояния системы обобщенного элемента: (1) – работают все элементы системы; (0) – отказ системы электроснабжения, т.е. отказ выключателя (В) или фидера (Ф); (2.*k*) и (3.*k*) – отказы *k*-й ТП без резерва при аварии и профилактике соответственно; (4.*j*) и (5.*j*) – авария и плановый ремонт соответственно основного трансформатора *j*-й ТП с резервированием замещением; (6.*j*) и (7.*j*) – отказы резервированного трансформатора при профилактике и аварии соответственно основного *j*-й ТП.

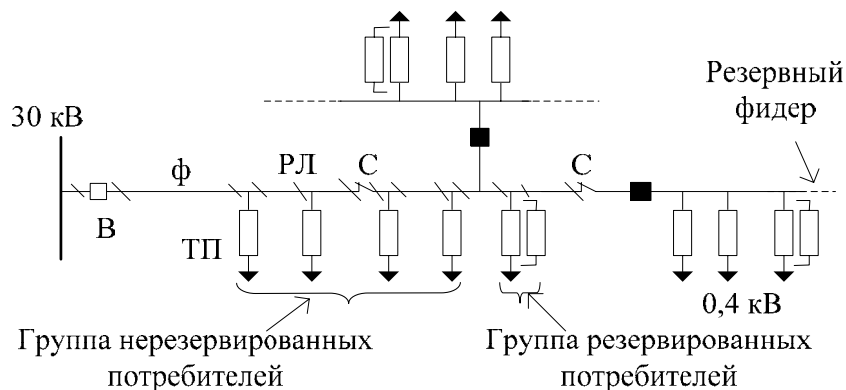


Рис. 10. Система электроснабжения группы потребителей (обобщенный элемент)

Граф переходов и состояний имеет вид:

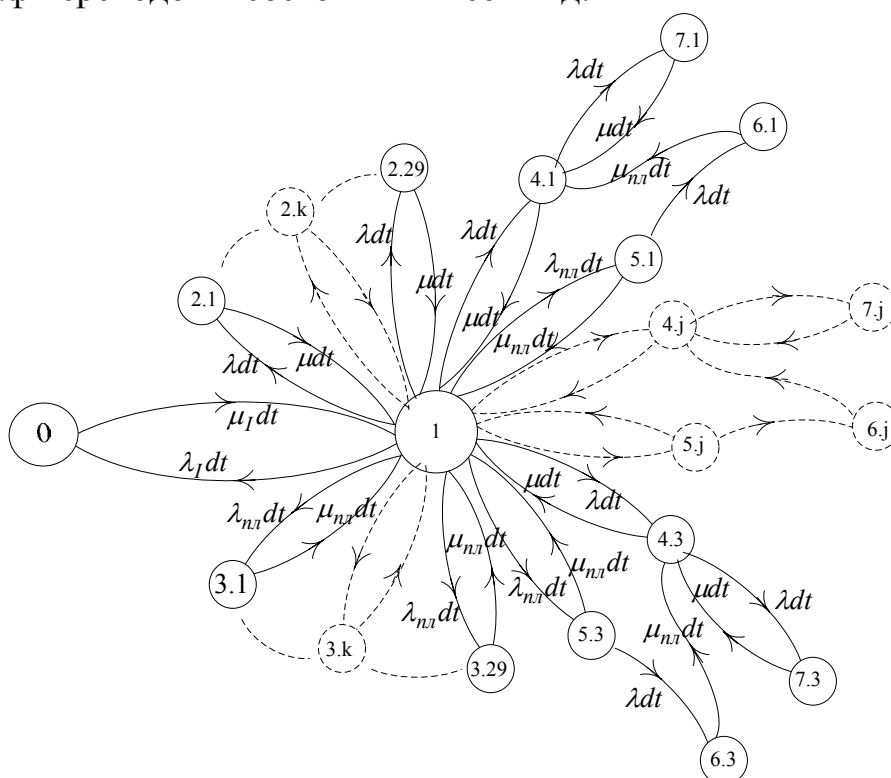


Рис. 11. Граф переходов и состояний обобщенного элемента

В данном примере значения интенсивностей отказа и восстановления ТП одинаковые, а λ_I, μ_I – интенсивности отказа и восстановления системы (В, Ф, РЛ, С) (рис. 10).

Коэффициент готовности для стационарного режима, приняв, что работоспособным является состояние (1),

$$K_{Г\infty} = P_{\infty}^{(1)}.$$

Систему алгебраических уравнений стационарного режима обобщенного элемента для графа выражаем в виде статической модели надежности обобщенного потребителя:

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{\infty}^{(0)} = \frac{\lambda_I}{\mu_I} P_{\infty}^{(1)} \Rightarrow P_{\infty}^{(0)} = K_{Г} \frac{\lambda_I}{\mu_I}, \\ P_{k\infty}^{(2)} = \frac{\lambda_k}{\mu_k} P_{\infty}^{(1)} \Rightarrow P_{\infty}^{(2)} = K_{Г} \sum_{i=1}^k \frac{\lambda_i}{\mu_i}, \\ P_{k\infty}^{(3)} = \frac{\lambda_{Пл,k}}{\mu_{Пл,k}} P_{\infty}^{(1)} \Rightarrow P_{\infty}^{(3)} = K_{Г} \sum_{i=1}^k \frac{\lambda_{Пл,i}}{\mu_{Пл,i}}, \\ \text{----- } k = \text{число ТП одного Тр - ра -----}, \\ P_{j\infty}^{(4)} = \frac{\lambda_j}{\mu_j} + \frac{\lambda_j \lambda_{Пл,j}}{\mu_j (\mu_{Пл,j} + \lambda_j)} P_{\infty}^{(1)} \Rightarrow P_{\infty}^{(4)} = K_{Г} \sum_{i=1}^j \left(\frac{\lambda_i}{\mu_i} + \frac{\lambda_i \lambda_{Пл,i}}{\mu_i (\mu_{Пл,i} + \lambda_i)} \right), \\ P_{j\infty}^{(5)} = \left(\frac{\lambda_{Пл,j}}{\mu_{Пл,j} + \lambda_j} \right) P_{\infty}^{(1)} \Rightarrow P_{\infty}^{(5)} = K_{Г} \sum_{i=1}^j \left(\frac{\lambda_{Пл,i}}{\mu_{Пл,i} + \lambda_i} \right), \\ P_{j\infty}^{(6)} = \frac{\lambda_j \lambda_{Пл,j}}{\mu_{Пл,j} (\mu_{Пл,j} + \lambda_j)} P_{\infty}^{(1)} \Rightarrow P_{\infty}^{(6)} = K_{Г} \sum_{i=1}^j \left(\frac{\lambda_i \lambda_{Пл,i}}{\mu_{Пл,i} (\mu_{Пл,i} + \lambda_i)} \right), \\ P_{j\infty}^{(7)} = \frac{\lambda_j^2}{\mu_j^2} \left(1 + \frac{\lambda_{Пл,j}}{(\mu_{Пл,j} + \lambda_j)} \right) P_{\infty}^{(1)} \Rightarrow P_{\infty}^{(7)} = K_{Г} \sum_{i=1}^j \left(\frac{\lambda_i^2}{\mu_i^2} \left(1 + \frac{\lambda_{Пл,i}}{(\mu_{Пл,i} + \lambda_i)} \right) \right), \end{array} \right. \quad (23)$$

----- $j = \text{число ТП с резервированием}$ -----,

При результатах расчета вероятности безотказной работы ТП с резервированием замещением можно для инженерных расчетов не учитывать вероятности состояний (6.j) и (7.j) т.е. $P_j^{(6)}$ и $P_j^{(7)}$ аналогичны $P^{(4)}$ и $P^{(5)}$. На (рис. 8, в) эти состояния практически не бывают, так как они порядка 10^{-8} .

При условии полноты состояний системы $\sum P_{\infty}^{(i)} = 1$, получим:

$$K_{Г} = 1 / \left(1 + \frac{\lambda_I}{\mu_I} + \sum_{i=1}^k \frac{\lambda_i}{\mu_i} + \sum_{i=1}^k \frac{\lambda_{Пл,i}}{\mu_{Пл,i}} + \sum_{i=1}^j \frac{\lambda_i}{\mu_i} + \sum_{i=1}^j \frac{\lambda_{Пл,i}}{\mu_{Пл,i}} \right). \quad (24)$$

Рассмотрен расчет коэффициента эффективности функционирования системы, который определяет средний уровень качества функционирования системы. Коэффициенты эффективности для линий W_k $k=1,2,3,4$ рассчитываются по формуле

$$W_k = \sum_{i=1}^{n_k} K_{Gi} R_{ki} \delta_{ki}, \quad (25)$$

где K_{Gi} – коэффициент готовности i -го исполнительного элемента (ТП); R_{ki} – произведение коэффициентов готовности элементов в цепочке управления i -м элементом (линия, коммутационная аппаратура и т.д.); δ_{ki} – комплексно характеризует мощность, время работы и стоимость электроэнергии, потребляемой i -м элементом. Данная система электроснабжения имеет ветвящуюся иерархическую структуру по надежности.

Каждая система питающей линии городской сети имеет два варианта резервирования, которые обеспечивают питание ТП в случае отказа соответствующего фидера.

Вероятность отказа системы определяется формулой полной вероятности, примененной для гипотез нормального функционирования по первому и второму резервам.

Классификация отказов выполняется по условиям эксплуатации оборудования в схеме с учетом категоричности потребителей, длительности расчетного периода оценки надежности и других инженерных требований, являясь, таким образом, итогом анализа практических требований к схеме электроснабжения. Эффективность функционирования электрической сети, обеспечение её безотказности и долговечности связаны с анализом и оценкой показателей надежности отдельных элементов ЭС.

Выводы

1. Определены состав, структура энергосистемы республики Алжир. Дан анализ состояния системы. Выявлены ее специфические особенности и намечены перспективы развития.

2. Исследованы расчеты установившихся режимов городской распределительной электрической сети и предложены варианты обеспечения питания городских ТП в различных аварийных ситуациях, при которых отключаются основные питающие фидеры.

3. Предложен способ компенсации реактивной мощности, относящийся к важнейшим мероприятиям по уменьшению потери активной мощности в распределительных сетях. Простота эксплуатации, малая масса, стоимость и другие преимущества батарей

конденсаторов позволяют принимать их как эффективной способ и важное мероприятие в оптимизации режимов электрической сети по критерию минимизации потери активной мощности в сетях.

4. Предложен вариант реконструкции схемы распределительной электрической сети среднего напряжения, обеспечивающий в ней снижение потери активной мощности по сравнению с существующей схемой, основан на самом дешевом способе, заключающемся в оптимальном выборе положений точек разреза, получаемых на основе предложенного алгоритма.

5. Разработан алгоритм выбора оптимальных мест размыкания петлевой схемы сети, заключающийся в перемещении точки разреза. Для осуществления экономичных режимов распределительной сети рекомендуется ежегодно или несколько раз в год персоналу электросети разрабатывать так называемую «нормальную схему эксплуатации» с определенными точками размыкания и условиями работы устройств релейной защиты и автоматики.

6. Предложены модели параметров рационального построения городских ЭС (капиталовложение, потери электроэнергии, суммарная длина трасс КЛ и количество площадок ТП), которые в зависимости от поверхностной плотности нагрузки и мощности ТП достаточно полно отражают закономерности выполненных городских распределительных электрических сетей. Они указывают пути к созданию сетей с действительно наивыгоднейшими показателями.

7. Разработана модель прогнозирования максимальных нагрузок, которая описывает динамику изменения максимума роста электрических нагрузок города с учетом количества статистической информации. Наиболее близкой реальной модели является квадратичная модель.

8. Разработана методика расчета показателей надежности городских электрических сетей на основе применения Марковских процессов. Метод позволяет строго и в общем виде получать вероятности всех состояний и их изменений во времени для элементов ЭС и для системы в целом. Данную методику предлагается применять в случаях и краткосрочной, и долгосрочной перспективы, в проектировании системы электроснабжения и ее расширении. Разработанная методика допускает распространение и на другие электрические сети, использована для сравнительных оценок вариантов проектируемых сетей, выбора их структуры, способов резервирования оборудования и т.д. Методика может быть рекомендована для выполнения расчетов надежности электрических сетей при курсовом и дипломном проектировании в учебном процессе.

Основные публикации по теме

Статьи, опубликованные в изданиях ВАК

1. **Дауди С.** Оптимизация режимов работы распределительных городских электрических сетей 30 кВ города Борж Бу Арреридж (Алжир) / В.К. Слышалов, О.А. Бушуева, С. Дауди // Вестник ИГЭУ. – 2005. – Вып. 5. – С. 82.

2. **Дауди С.** Методика расчета показателей надежности городских электрических сетей петлевого типа / В.К. Слышалов, О.А. Бушуева, С. Дауди, Г. В. Чекан // Вестник ИГЭУ. – 2009. – Вып. 3. – С. 60.

Другие публикации

3. **Дауди С.** Концепция совершенствования электрических сетей города Борж Бу Арреридж (Алжир) / В.К. Слышалов, О.А. Бушуева, С. Дауди // Тез. докл. Региональной научно-технической конференции студентов и аспирантов. «Энергия 2007» / Иван. гос. энерг. ун-т. – Иваново, 2007. – Том 3. – С. 13.

4. **Дауди С.** Анализ состояния электрических сетей города Борж Бу Арреридж / В.К. Слышалов, О.А. Бушуева, С. Дауди // Тез. докл. II-й молодежной международной научной конференции. «Тинчуринские чтения» / КГЭУ. – Казань, 2007. – Том 1. – С. 29.

5. **Дауди С.** Анализ состояния городских электрических сетей города Борж Бу Араррыж и перспектива их развития / В.К. Слышалов, О.А. Бушуева, С. Дауди // Тез. докл. международной научно-технической конференции. «Состояние и перспективы развития электротехнологии» (XIV Бенардосовские чтения) / Иван. гос. энерг. ун-т. – Иваново, 2007. – Том 1. – С. 43.

6. **Дауди С.** Развитие электрических сетей города Борж Бу Арреридж (Алжир) / В.К. Слышалов, О.А. Бушуева, С. Дауди // Тез. докл. XIV-й международной научно-технической конференции студентов и аспирантов. «Радиоэлектроника, электротехника и энергетика». – М.: МЭИ, 2008. – Том 3. – С. 274.

7. **Дауди С.** Выбор оптимальных точек разрезков в схемах городских электрических сетей / В.К. Слышалов, О.А. Бушуева, С. Дауди // Тез. докл. III-й молодежной международной научной конференции. «Тинчуринские чтения», посвященной 40-летию КГЭУ / КГЭУ – Казань, 2008. – Том 1. – С. 113.

8. **Дауди С.** Оптимизация режимов работы распределительных городских электрических сетей 30 кВ города Борж Бу Арреридж (Алжир) / В.К. Слышалов, О.А. Бушуева, С. Дауди // Тез. докл. Региональной научно-технической конференции студентов и

аспирантов. «Энергия 2008» / Иван. гос. энерг. ун-т. – Иваново, 2008. – Том 3. – С. 20.

9. **Дауди С.** Выбор оптимальной схемы распределительной электрической сети города / В.К. Слышалов, О.А. Бушуева, С. Дауди // Тез. докл. XV-й международной научно-технической конференции студентов и аспирантов. «Радиоэлектроника, электротехника и энергетика». – М.: МЭИ, 2009. – Том 3. – С. 220.

10. **Дауди С.** Концепция оценки надежности схемы электроснабжения г. Борж Бу Арреридж (Алжир) / В.К. Слышалов, О.А. Бушуева, С. Дауди, Г.В. Чекан // Тез. докл. международной научно-технической конференции. «Состояние и перспективы развития электротех-нологии» (XV Бенардосовские чтения) / Иван. гос. энерг. ун-т. – Иваново, 2009. – Том 1. – С. 28.

ДАУДИ Салим

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СТРУКТУРЫ И ПОВЫШЕНИЕ
НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ КРУПНЫХ
ГОРОДОВ АЛЖИРА.**

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Подписано в печать 11.11.2009. Формат 60x84 1/16.

Печать плоская. Усл. печ. л. 1,39.

Тираж 100 экз. Заказ № 122

ГОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический
университет имени В.И.Ленина»

153003, Иваново, ул. Рабфаковская, 34.

Отпечатано в УИУНЛ ИГЭУ.

