

**С. В. Горелов, С. О. Хомутов,
И. А. Поляков, Ю. М. Денчик**

**АВТОМАТИЗАЦИЯ РАСЧЁТОВ РЕЖИМОВ
ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ**

Под редакцией доктора технических наук,
профессора Горелова В. П., доктора технических
наук, профессора Сальникова В. Г.

Новосибирск 2016

УДК 621.31.03

ББК 31.2

Горелов, С. В. Автоматизация расчётов режимов перетоков активной мощности в электроэнергетических системах / С. В. Горелов, С. О. Хомутов, И. А. Поляков, Ю. М. Денчик ; под. ред. В. П. Горелова, В. Г. Сальникова. – Новосибирск : Изд-во Сиб. гос. ун-та водн. трансп., 2016. – 120 с.

Показана роль управления энергосистемой, функции которого возложены на ОАО «СО ЕЭС», на надёжность и эффективность работы крупного энергетического объединения ЕЭС России и важность расчётов электрических режимов и статической устойчивости. Обоснована необходимость автоматизации расчётов установившихся режимов электроэнергетической системы.

Монография предназначена для студентов, аспирантов, преподавателей, слушателей системы повышения квалификации и подготовки кадров.

Рецензенты:

Хрущёв Юрий Васильевич – д-р техн. наук, профессор ФГОАУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет», профессор кафедры «Электрические сети и электротехника»;

Нейман Владимир Юрьевич – д-р техн. наук, профессор ФГБОУ ВО «Новосибирский государственный технический университет», зав. кафедрой «Теоретические основы электротехники»;

Овсянников Александр Георгиевич – д-р техн. наук, профессор, филиал ОАО «Электросетьсервис ЕНЭС» НПСБ, заместитель директора по науке.

© Горелов С. В., Горелов В. П.,
Хомутов С. О., Поляков И. А.,
Денчик Ю. М., Сальников В. Г., 2016

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
ГЛАВА 1 ПРОБЛЕМА РАСЧЁТА ДОПУСТИМЫХ ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В КОНТРОЛИРУЕМЫХ СЕЧЕНИЯХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ	8
1.1 Требования к статической устойчивости в контролируемых сечениях энергосистем.....	8
1.2 Взаимосвязь между величинами контролируемого и ограничивающего параметров установившегося режима	10
1.3 Влияние выбора исходного электрического режима и вариантов его изменения.....	18
1.4 Несовместимость максимумов нагрузки	20
1.5 Схема сечения и прилегающей сети.....	27
1.6 Температура окружающей среды	32
1.7 Внешние межсистемные перетоки мощности	33
1.9 Использование устройств векторных измерений в расчётах установившихся режимов	36
1.10 Выводы.....	37
ГЛАВА 2 ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПУТЕЙ РАЗВИТИЯ МЕТОДА РАСЧЁТА ДОПУСТИМЫХ ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В КОНТРОЛИРУЕМЫХ СЕЧЕНИЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМ.....	38
2.1 Анализ факторов, осложняющих расчёты. Пути развития	38
2.2 Классификация рассматриваемых исходных режимов.....	40
2.3 Развитие метода расчёта при изменяющейся прилегающей сети	41
2.3.1 Метод оценки области существования в текущем режиме без учета возмущений	43
2.3.2 Метод оценки области допустимых режимов в текущем режиме с учетом возмущений.....	47
2.4 Выводы.....	50

ГЛАВА 3 ПРОГРАММА РАСЧЁТА ДОПУСТИМЫХ ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УСОВЕРШЕНСТВОВАННОГО МЕТОДА	51
3.1 Автоматизация и алгоритмизация процесса расчёта уравнений установившихся режимов ЭЭС	51
3.2 Расчёт установившегося режима для модели без связей между узлами примыкания	53
3.3 Расчёт установившегося режима для модели со связями между узлами примыкания	70
3.4 Расчёт допустимых перетоков активной мощности для различных электрических режимов работы электроэнергетических систем	72
3.5 Выводы.....	73
ГЛАВА 4 ПРОВЕДЕНИЕ ЭКСПЕРИМЕНТА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММЫ НА МОДЕЛЯХ ЭКВИВАЛЕНТНОЙ ВНЕШНЕЙ СЕТИ..	74
4.1 Расчёт области сходимости расчета установившегося режима для модели с двумя узлами примыкания	74
4.1.1 Сравнение области сходимости расчёта установившегося режима для модели с двумя узлами примыкания с предельными режимами полной модели.....	74
4.1.2 Влияние параметров модели эквивалента с двумя узлами примыкания на область сходимости расчета установившихся электрических режимов электроэнергетических систем.....	80
4.2 Выводы.....	84
ГЛАВА 5 ПРОВЕДЕНИЕ ЭКСПЕРИМЕНТА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММЫ НА РЕАЛЬНОЙ МОДЕЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ.....	85
5.1 Расчёт максимально допустимого и аварийно допустимого перетоков активной мощности в контролируемом сечении «ББУ-2» Алтайской энергосистемы.....	85

5.2 Выводы.....	101
ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ	102
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	105
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	106



Посвящается 65-летию (1951 – 2016 гг.) Сибирского государственного университета водного транспорта (ранее – Новосибирский институт инженеров водного транспорта)

ВВЕДЕНИЕ

В современном мире энергетика является основой всех сфер жизнедеятельности человечества. Только эффективное её использование определяет прогресс остальных отраслей хозяйственно-экономической деятельности страны.

Единая энергетическая система России (ЕЭС России) уникальна. Нигде в мире нет энергетической системы с подобным географическим размахом, разнообразием генерирующих мощностей, концентрацией нагрузок, контрастом климатических условий и т.д.

Наличие одиннадцати часовых поясов в ЕЭС России определяют сложный неодновременный характер изменения нагрузок. Электрическая нагрузка формирует локальные энергетические районы – как дефицитные, так и избыточные.

Генерация электроэнергии на территории России также не является однородной – величина её выработки в отдельных районах зависит от доступности и количества энергоресурсов (уголь, газ, вода), эксплуатационного состояния генерирующего оборудования, времени года, сложившихся рыночных условий.

Также ЕЭС России осуществляет параллельную работу (обмен мощностью) с энергосистемами Азербайджана, Белоруссии, Грузии, Казахстана, Латвии, Литвы, Монголии, Украины, Эстонии, Киргизии, Узбекистана, Молдавии.

Описанные выше особенности ЕЭС России диктуют необходимость организации мероприятий для оптимального распределения электрической мощности между узлами генерации и потребления. Для обеспечения устойчивого, надёжного и эффективного процесса передачи электрической энергии по электрическим сетям заданы более 800 сечений. В сечениях электрической сети

определяются величины допустимых перетоков активной мощности, соблюдение которых обеспечивается на всех этапах планирования и управления электроэнергетическим режимом (ЭЭР).

Этим обусловлена актуальность исследований, направленных на развитие метода расчёта допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях электроэнергетических систем (ЭЭС).

Решению обозначенной проблемы и её различных аспектов посвящены работы Боровикова Ю. С., Горелова В. П., Крюкова А. В., Лизалека Н. Н., Лукутина Б. В., Мусина А. Х., Пантелеева В. И., Сальникова В. Г., Хрущёва Ю. В., Фёдорова В. К. и др. [1-8, 13, 60, 67, 70, 76].

ГЛАВА 1 ПРОБЛЕМА РАСЧЁТА ДОПУСТИМЫХ ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В КОНТРОЛИРУЕМЫХ СЕЧЕНИЯХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

1.1 Требования к статической устойчивости в контролируемых сечениях энергосистем

ЕЭС России сегодня – крупное энергетическое объединение, состоящее из 69 параллельно работающих региональных энергосистем, в совокупности имеющих установленную мощность генерации 232,5 ГВт [9]. Надёжность и эффективность работы ЕЭС России во многом обеспечивается благодаря управлению энергосистемой, функции которого в соответствии с [10] возложены на ОАО «СО ЕЭС». Значительную роль в эффективном и безопасном управлении ЕЭС России занимают расчёты электрических режимов и статической устойчивости [11]. Для оценки статической устойчивости используются величины, нормируемые в соответствии с [12], представленные в таблице 1.1.

Для контроля величины перетоков активной мощности с целью соблюдения требований [12] заданы контролируемые сечения энергосистем. Всего в ЕЭС России переток активной мощности контролируется более чем в 700 сечениях [11].

Наиболее распространённым способом расчёта допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях является утяжеление режима [12 – 15], которое заключается в постепенном изменении параметров исходного режима до некоторого значения, соответствующего границе области допустимых значений, представленных в таблице 1.1.

Проблема определения величин допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях при использовании указанного способа заключается в том, что режим, полученный на границе области допустимых значений, в общем случае не является рассматриваемым режимом, для которого назначается допустимый переток активной мощности в контролируемом сече-

нии. Это объясняется тем, что в процессе утяжеления происходило изменение исходного режима. Более того, в общем случае сам выбранный исходный режим не является рассматриваемым режимом, т.к. электрический режим энергосистемы является областью, зависящей от множества входящих в него аргументов и принимает в процессе функционирования ЕЭС различные значения на непрерывной области своего существования [16-18].

Таблица 1.1. Величины, ограничивающие величины перетоков активной мощности в контролируемых сечениях энергосистем.

Ограничивающий фактор	Допустимый переток активной мощности		
	Максимально допустимый переток (МДП)		Аварийно допустимый переток (АДП)
	нормальный	послеаварийный	вынужденный
1	2	3	4
Коэффициент запаса по статической апериодической устойчивости	20%	8%	8%
Коэффициент запаса по напряжению	15%	10%	10%
Допустимая токовая нагрузка сетевых элементов	Длительно допустимая	С учётом перегрузки в течение 20 минут	С учётом перегрузки на время вынужденного режима

Для иллюстрации сказанного выше далее в пункте 1.1 рассмотрена зависимость нагрузки отдельной ветви, входящей в состав контролируемого сечения, являющаяся одной из величин, ограничивающих допустимые перетоки в контролируемом сечении (таблица 1.1), от перетока активной мощности в данном сечении, контроль величины которого подразумевает соблюдение всех ограничений (таблица 1.1).

1.2 Взаимосвязь между величинами контролируемого и ограничивающего параметров установившегося режима

Управление электроэнергетическим режимом энергосистемы с соблюдением допустимых величин токовых нагрузок сетевых элементов является требованием нормативных документов [12, 19, 20]. Для обеспечения допустимых токовых нагрузок сетевых элементов в нормальных, послеаварийных и вынужденных режимах энергосистем заданы контролируемые сечения [12]. В контролируемых сечениях назначаются максимально допустимые перетоки (МДП) и аварийно допустимые перетоки (АДП) активной мощности, величина которых ограничена рядом факторов (таблица 1.1), одним из которых является отсутствие превышения длительно допустимых токовых нагрузок в нормальном режиме и токовых нагрузок с учётом допустимой перегрузки в послеаварийном и вынужденном режимах [12].

Попытка назначить величины допустимых перетоков активной мощности (МДП и АДП) таким образом, чтобы при их значениях наблюдались допустимые токовые нагрузки сетевых элементов в интересующих режимах, требует в ряде случаев выделение характерных состояний энергосистемы. Например, назначение допустимых перетоков активной мощности для различных схем сечения, различных температур окружающей среды, различного состояния и настройки устройств противоаварийной автоматики, различного направления и величин внешних перетоков мощности т.д. [21 – 26]. Эти мероприятия направлены на выявление таких групп установившихся режимов, в которых величина

перетока активной мощности в контролируемых сечениях энергосистем будет как можно более точно и однозначно определять наличие или отсутствие ограничений, изложенных в таблице 1.1, например, токовую загрузку элементов сечения.

Однако, даже с учётом описанных выше мероприятий переток активной мощности в контролируемом сечении для сложных схем энергетических районов не может однозначно характеризовать загрузку входящих в него сетевых элементов по мощности и току.

Ниже рассмотрено контролируемое сечение «ББУ-2» Алтайской энергосистемы, схема которого представлена на рисунке 1.1.

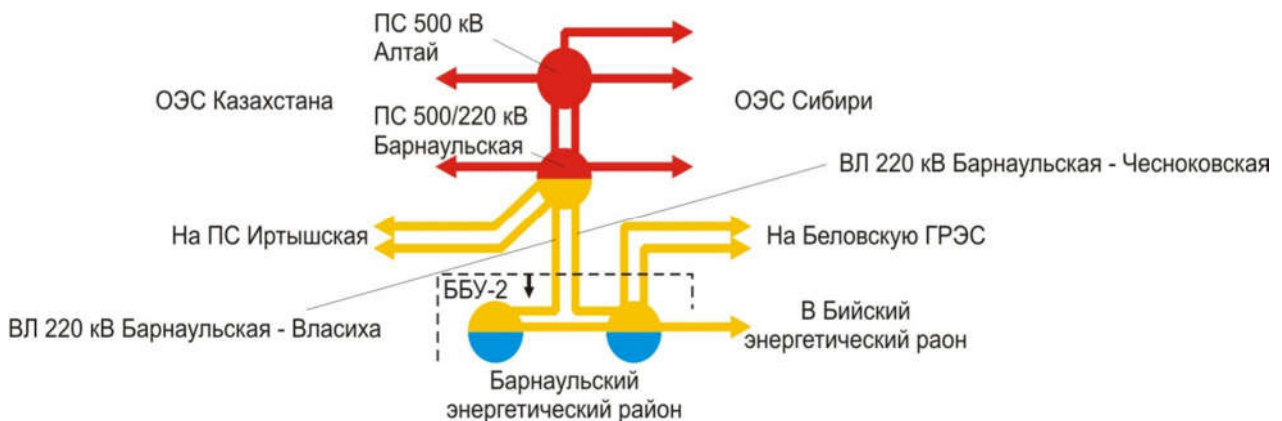


Рисунок 1.1 – Схема контролируемого сечения «ББУ-2»

В контролируемое сечение «ББУ-2» входят сетевые элементы, являющиеся участками протяжённого транзита 220 кВ Беловская ГРЭС – Барнаульская – Иртышская. Указанный транзит является шунтирующей связью по отношению к связям 500 кВ между ОЭС Сибири и ОЭС Казахстана. ВЛ 220 кВ Барнаульская – Чесноковская (рисунок 1.1) сечения «ББУ-2» не только входит в состав транзита 220 кВ, но и является связью, питающей Барнаульский и Бийский энергетические районы.

Для оценки зависимости загрузки по активной мощности и току ВЛ 220 кВ Барнаульская – Чесноковская от перетока активной мощности в контролируемом сечении «ББУ-2» проведён статистический анализ совокупности данных [22]. В качестве рассмотренных статистических данных использованы измерения, описанные в таблице 1.2. Указанные данные с целью их однородности, как указано выше, разбиты по группам (а-г) и зафиксированы в каждой группе при одинаковых схемах сечения «ББУ-2». Таким образом, исключено влияние топологии схемы сечения на результаты анализа данных каждой группы.

В результате анализа для наборов статистических данных «а-г» (Таблица 1.2):

- 1 Построены диаграммы рассеяния (рисунки 1.2, 1.3), отражающие фактические измеренные значения загрузки ВЛ 220 кВ Барнаульская – Чесноковская по активной мощности и по току в зависимости от перетока активной мощности в контролируемом сечении «ББУ-2»;

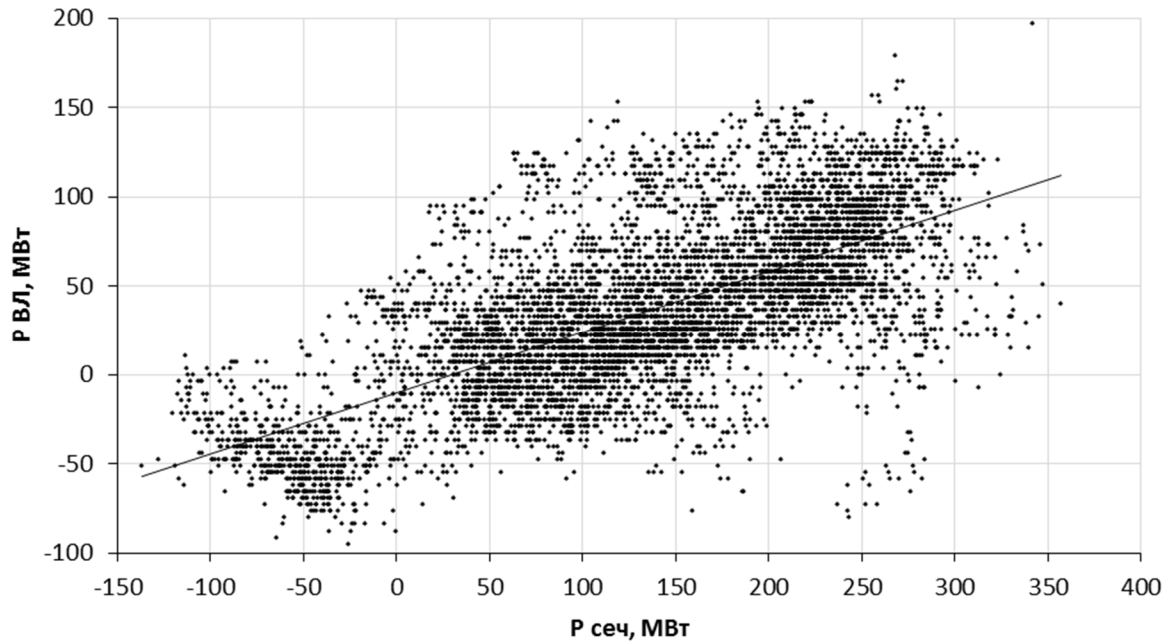
- 2 Определены величины линейного коэффициента корреляции (таблица 1.2) [27];

- 3 Определены уравнения линейной модели регрессии (таблица 1.2, рисунок 1.2) [27].

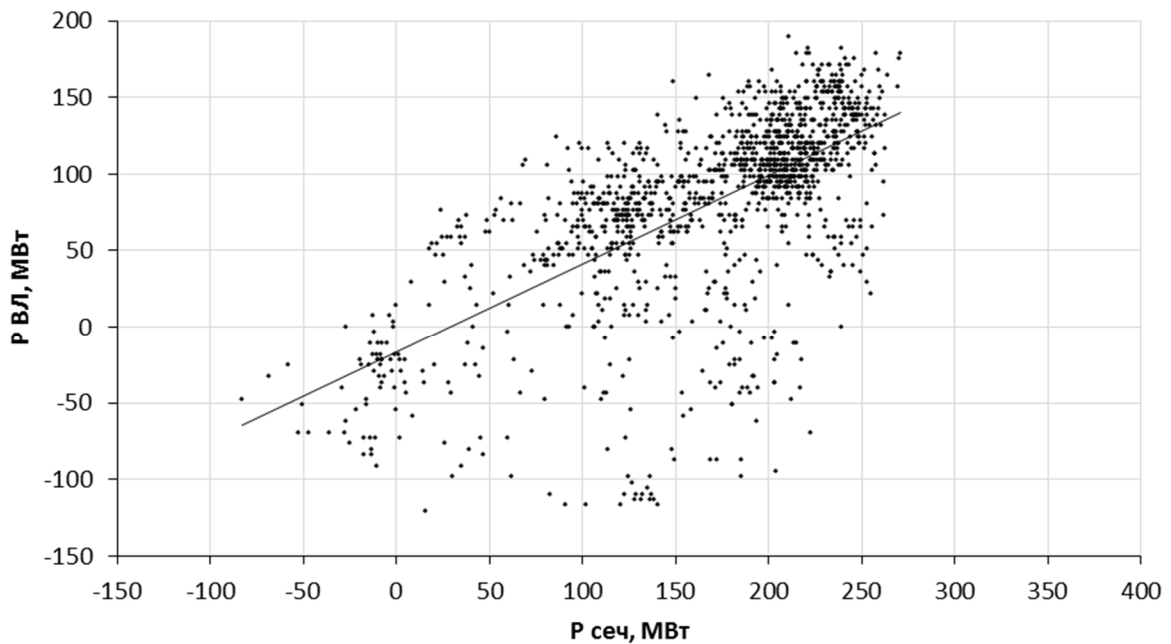
Так как токовая загрузка рассматриваемой ВЛ является ограничивающим фактором для величины перетока активной мощности в контролируемом сечении «ББУ-2», для наборов «в, г» (таблица 1.2) построены диаграммы распределения отклонений зафиксированных величин токовой загрузки от линейной модели регрессии (рисунок 1.4). Для оценки доли измерений, имеющих отклонение выше заданной величины, построены соответствующие графики распределения (рисунок 1.5).

Таблица 1.2 – Описание статистических данных

№	Описание фиксированных величин и выбранных режимов	Период фиксации значений, интервал измерений	Число зафиксированных пар данных	Линейный коэффициент корреляции	Уравнение линейной регрессии
а	Переток активной мощности по ВЛ 220 кВ Барнаулская – Чесноковская (от шин ПС 500 кВ Барнаулская) и переток активной мощности в контролируемом сечении «ББУ-2» для нормальной схемы сечения.	С 30.03.2015 07:15:00 МСК по 20.08.2015 13:00:00 МСК. Интервал измерений – 15 минут	6382	0,68	$y = 0.34x - 10.2$
б	Переток активной мощности по ВЛ 220 кВ Барнаулская – Чесноковская (от шин ПС 500 кВ Барнаулская) и переток активной мощности в контролируемом сечении «ББУ-2» для ремонтной схемы сечения. Ремонт ВЛ 220 кВ Барнаулская - Власиха		1343	0.65	$y = 0.58x - 16.8$
в	Токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Барнаулская – Чесноковская и переток активной мощности в контролируемом сечении «ББУ-2» для нормальной схемы сечения.	С 30.03.2015 07:10:00 МСК по 01.09.2015 00:00:00 МСК. Интервал измерений – 10 минут	9699	0.46	$y = 0.46x + 121.5$
г	Токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Барнаулская – Чесноковская и переток активной мощности в контролируемом сечении «ББУ-2» для ремонтной схемы сечения. Ремонт ВЛ 220 кВ Барнаулская - Власиха		2051	0.60	$y = 0.77x + 162.8$

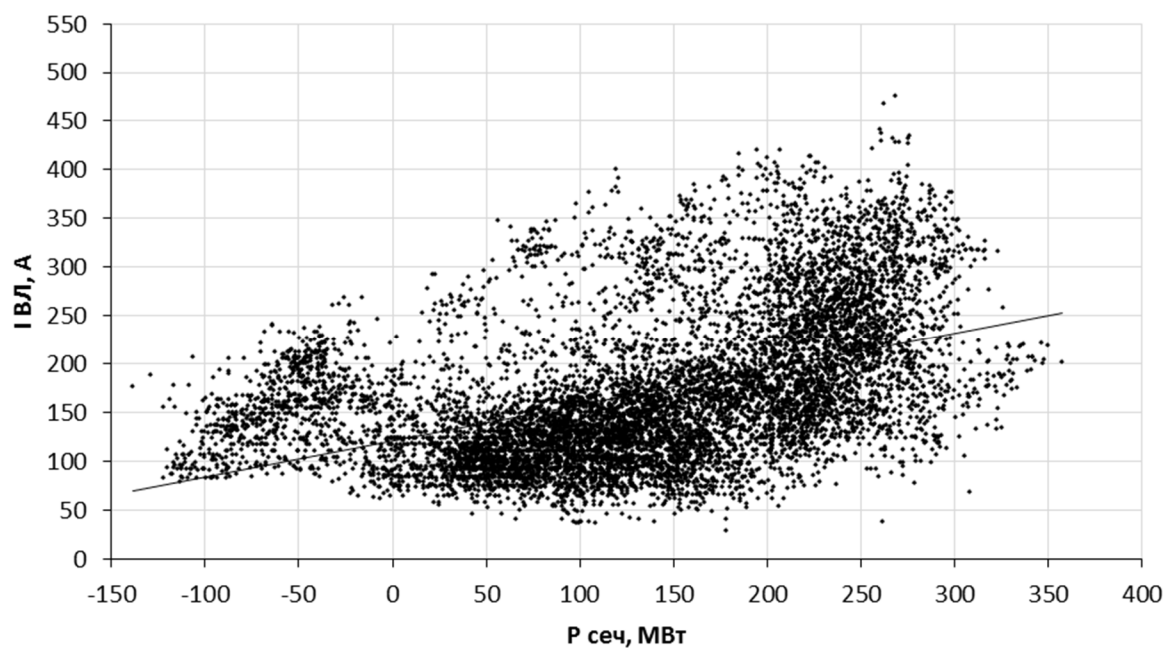


а)

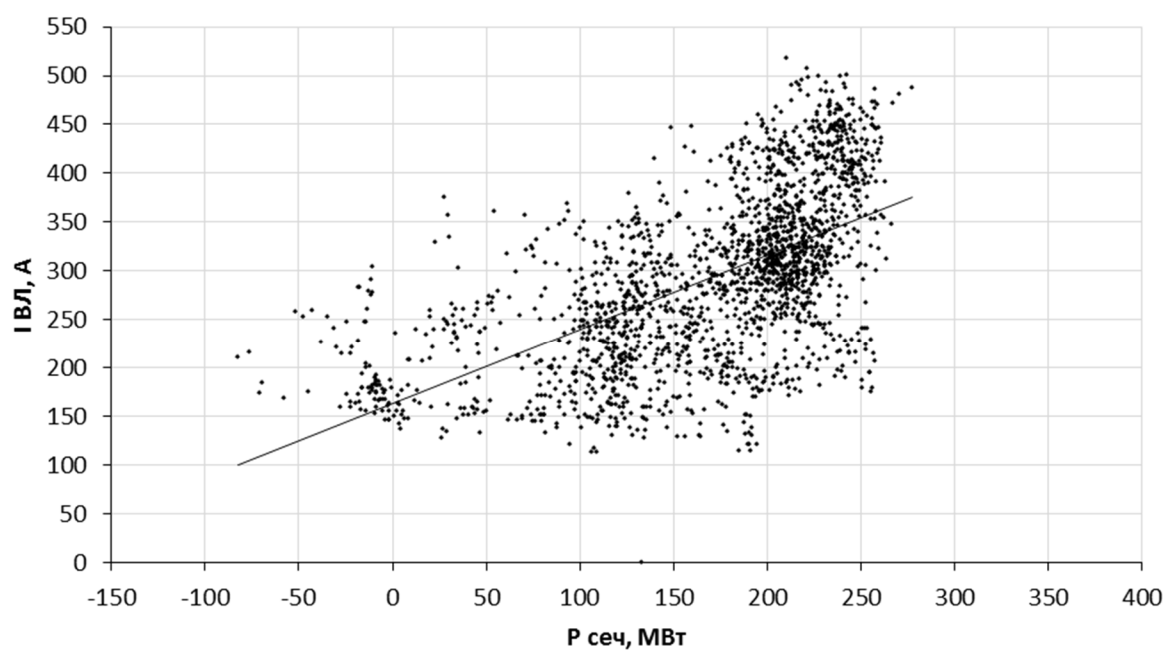


б)

Рисунок 1.2 – Диаграммы рассеяния, отражающие фактические измеренные значения загрузки ВЛ 220 кВ Барнаульская – Чесноковская по активной мощности (а – нормальная схема, б – ремонтная схема) в зависимости от перетока активной мощности в контролируемом сечении «ББУ-2». Линия на графике – модель линейной регрессии

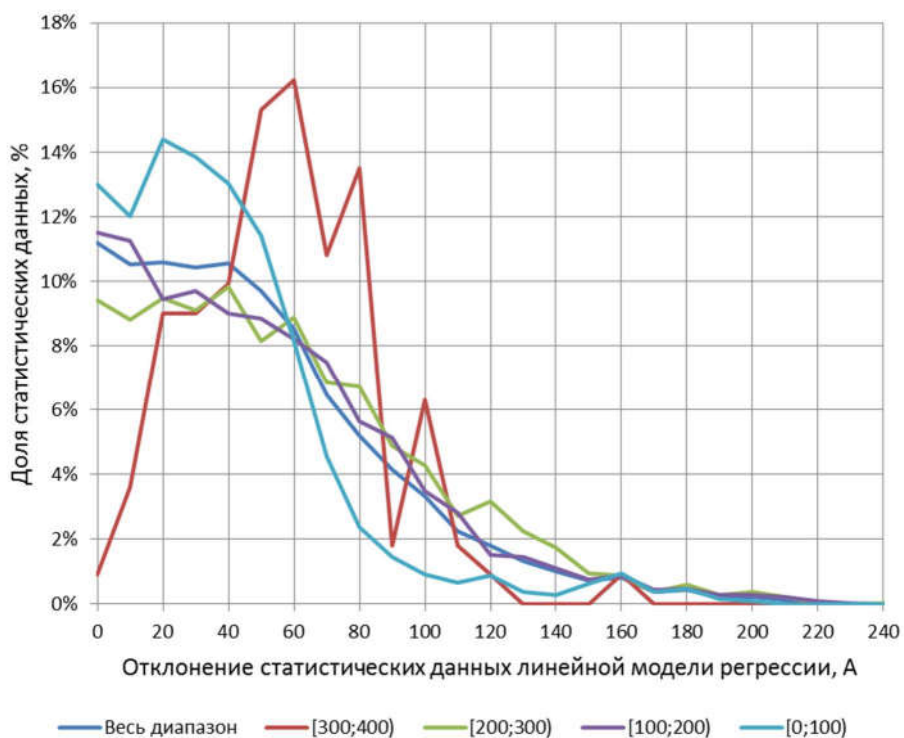


а)

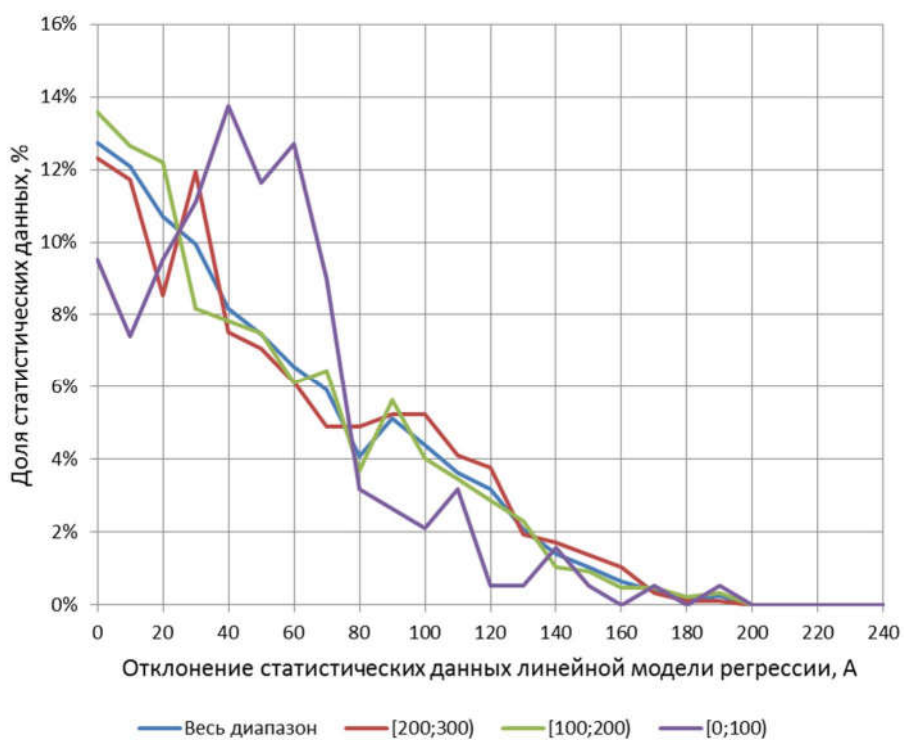


б)

Рисунок 1.3 – Диаграммы рассеяния, отражающие фактические измеренные значения загрузки ВЛ 220 кВ Барнаульская – Чесноковская по активной мощности по току (а – нормальная схема, б – ремонтная схема) в зависимости от перетока активной мощности в контролируемом сечении «ББУ-2». Линия на графике – модель линейной регрессии

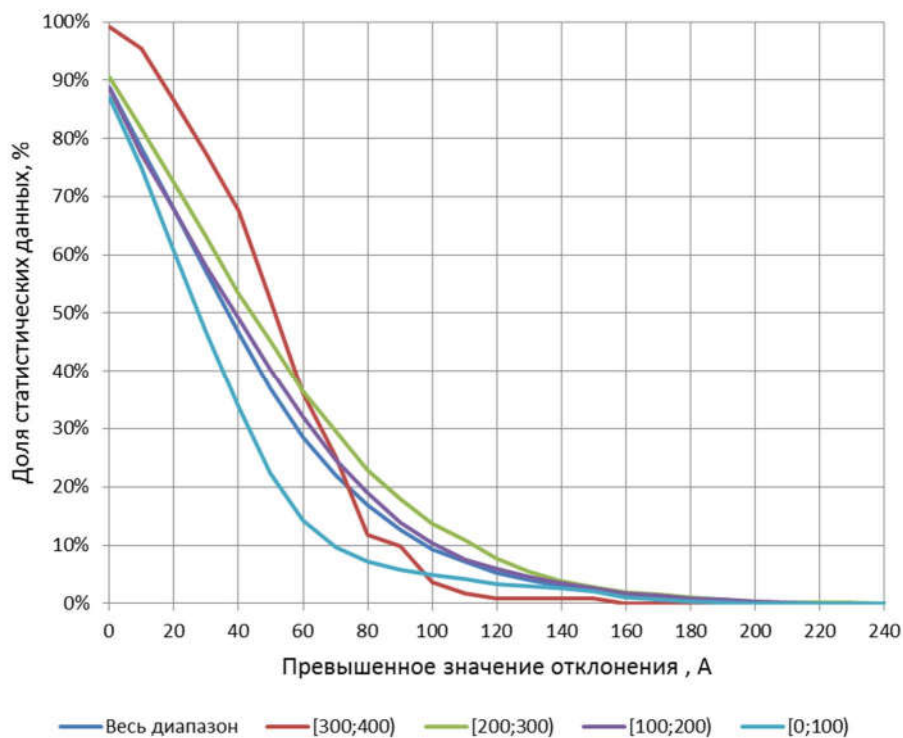


а)

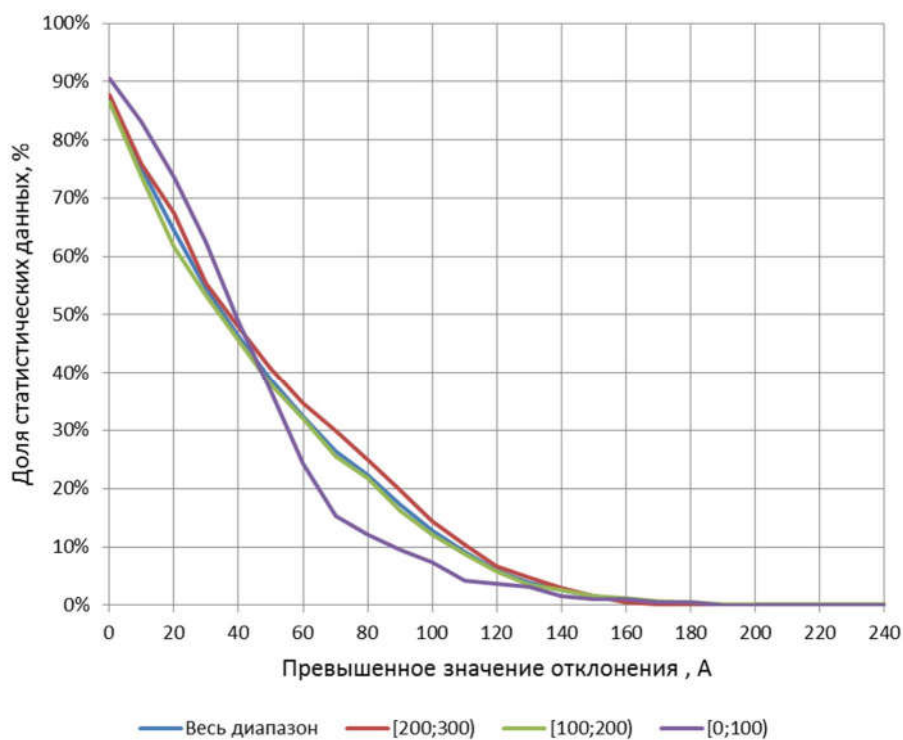


б)

Рисунок 1.4 – Диаграммы распределения отклонений зафиксированных величин токовой загрузки от линейной модели регрессии (а – нормальная схема, б – ремонтная схема)



а)



б)

Рисунок 1.5 – Графики распределения величин отклонения токовой нагрузки от допустимого значения на величину, большую заданной (а – нормальная схема, б – ремонтная схема)

На основании анализа таблицы 1.2, а также графиков и диаграмм, представленных на рисунках 1.2 – 1.5, можно сделать следующие выводы:

1 Анализ статистических данных выявил наличие корреляции между величиной перетока активной мощности в контролируемом сечении «ББУ-2» и загрузкой входящей в его состав ВЛ 220 кВ Барнаульская – Чесноковская по активной мощности и току. Для наборов «а, б, г» (таблица 1) выявлено наличие средней корреляции $r \in (0,5; 0,7]$. Для набора «в» (таблица 1) выявлено наличие слабой корреляции $r \in (0,2; 0,5]$;

2 Деления существующих электроэнергетических режимов на характерные по признаку схем сечения «ББУ-2» с учётом его топологии и топологии транзита 220 кВ Чесноковская – Беловская ГРЭС (рисунок 1.1) недостаточно. Необходимо выделение дополнительных характерных влияющих режимных величин;

3 Актуальным является разработка методов выявления и оценки величин, влияющих на зависимость токовой загрузки сетевых элементов от перетока активной мощности соответствующих контролируемых сечений энергосистем.

Аспекты указанной проблемы описаны далее в п. 1.3 – 1.9.

1.3 Влияние выбора исходного электрического режима и вариантов его изменения

Так как величина допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении определяется в результате утяжеления, то она будет зависеть от выбора исходного установившегося режима и траектории его утяжеления. Для пояснения рассмотрена область допустимых перетоков активной мощности, определённая в некоторых координатах x и y (рисунок 1.6).

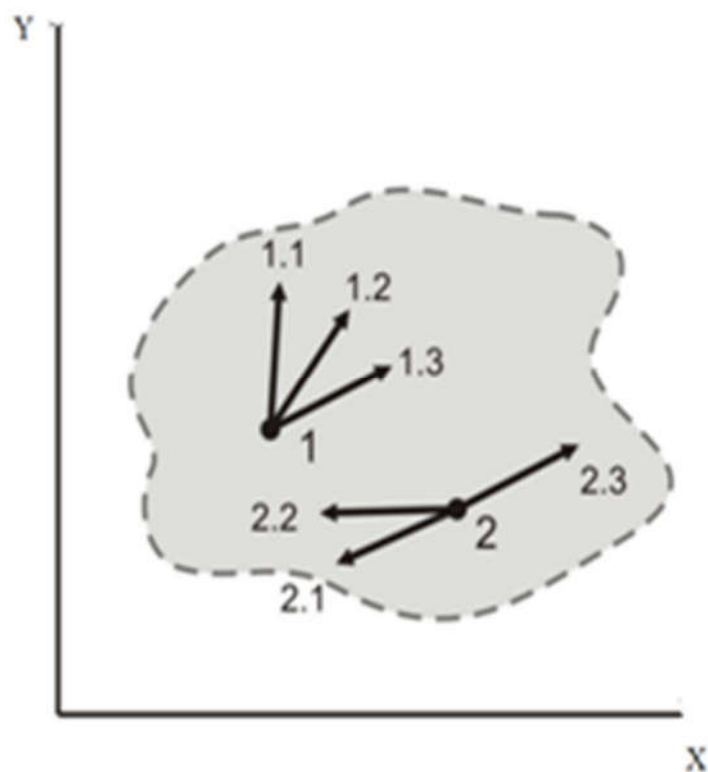


Рисунок 1.6 – Область допустимых перетоков активной мощности в контролируемом сечении и различные траектории утяжеления для различных исходных установившихся режимов. (1, 2 – исходные режимы, 1.1 – 1.3, 2.1 – 2.3 – траектории утяжеления, пунктир – граница области допустимых перетоков активной мощности)

На рисунке 1.6 изображена область существования электрических режимов, выраженная в области допустимых перетоков активной мощности в контролируемом сечении в проекции на некоторые выбранные координаты x и y . При попытке определить для этой плоскости граничные режимы, обозначенные пунктирной линией, необходимо выбрать исходный установившийся режим и произвести его последовательное утяжеление по выбранной траектории. Очевидно, что для двух выбранных исходных режимов и для каждой из трёх выбранных для них траекторий утяжеления будут получены различные координаты допустимых перетоков активной мощности в контролируемом сечении. При

этом одна и та же траектория (1.3 и 2.3 на рисунке 1.6) при рассмотрении различных исходных режимов 1 и 2 при утяжелении также даёт различные результаты.

Трудность выбора исходного режима заключается в его разнообразии. На разнообразие фактически существующих электрических режимов оказывают влияние:

1 Суточные, сезонные и иные ритмы изменения нагрузок и генерации в узлах сети [28 – 44, 59]. Пример ритмов изменения нагрузок и генерации в узлах сети представлен на рисунке 1.7.

2 Изменение коэффициента мощности нагрузки в течение суток и в зависимости от сезона [45, 46]. Пример изменение коэффициента мощности обобщённой нагрузки представлен на рисунках 1.8, 1.9. В рассматриваемом примере изменение угла нагрузки со значения $\varphi = 18,97^\circ$ до значения $\varphi = 28,85^\circ$ соответствует увеличению значения реактивной мощности на 48%.

3 Изменение топологии сети, связанное с отключением сетевых элементов и генерирующего оборудования для планового ремонта и в результате аварийных возмущений.

4 Специфика генерации мощности для ряда электрических станций, связанная с запасами гидроресурсов для ГЭС, наличием тепловой нагрузки для ТЭЦ и т.д.

1.4 Неосвещённость максимумов нагрузки

В случае, если в состав контролируемого сечения входят несколько сетевых элементов, питающих различные участки энергетической системы, то загрузка отдельных сетевых элементов рассматриваемого сечения будет зависеть не только от баланса генерируемой и потребляемой мощности в сечении, но и от их перераспределения внутри него.

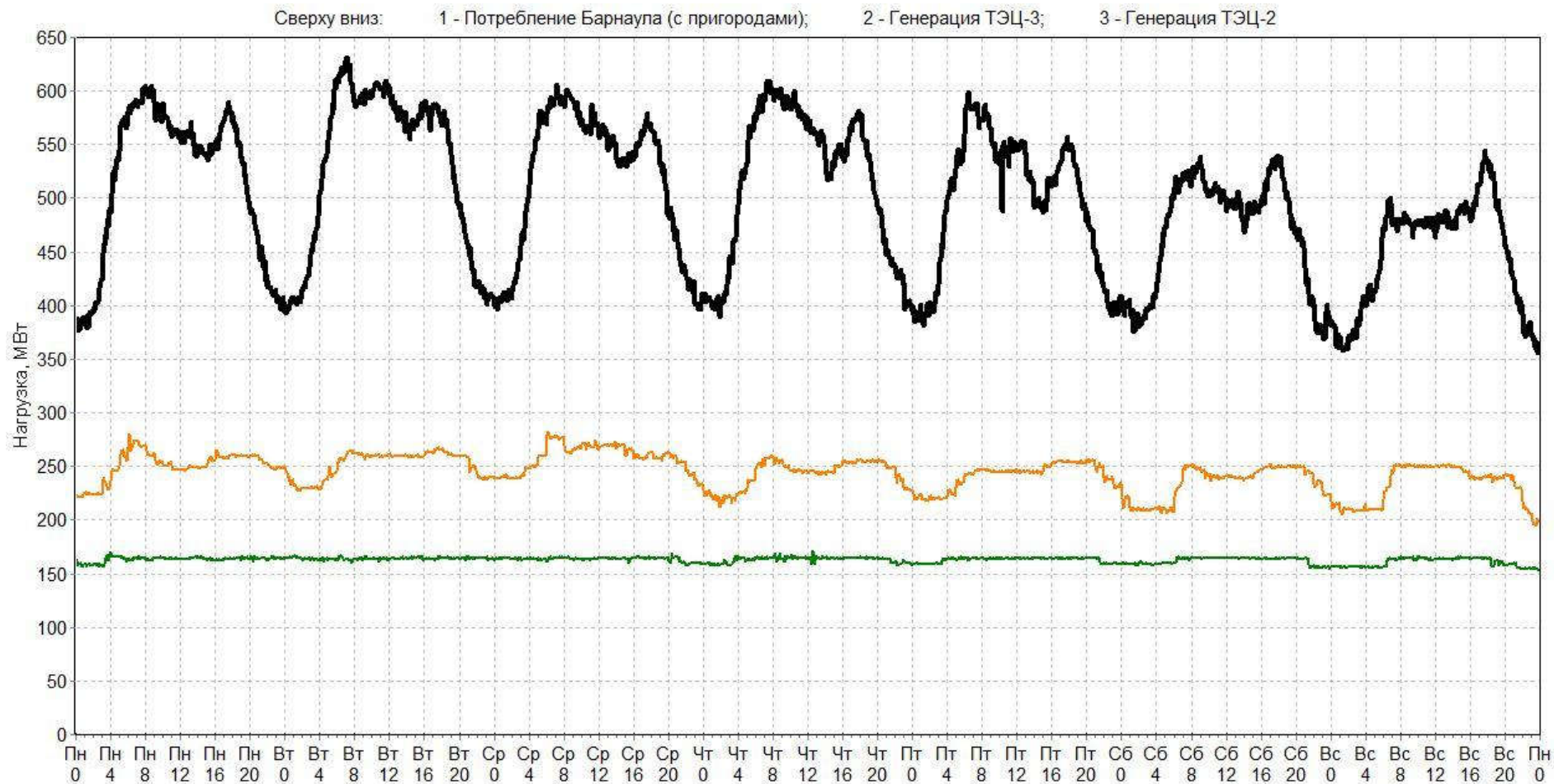


Рисунок 1 - Нагрузка по Барнаулу (с пригородами) в период с 19.03.2012 по 25.03.2012 (пн - вс) по московскому времени

Рисунок 1.7 – Суточные ритмы изменения нагрузки Барнаульского энергетического района, генерации Барнаульской ТЭЦ-2, генерации Барнаульской ТЭЦ-3 в период с 19.03.2012 по 25.03.2012

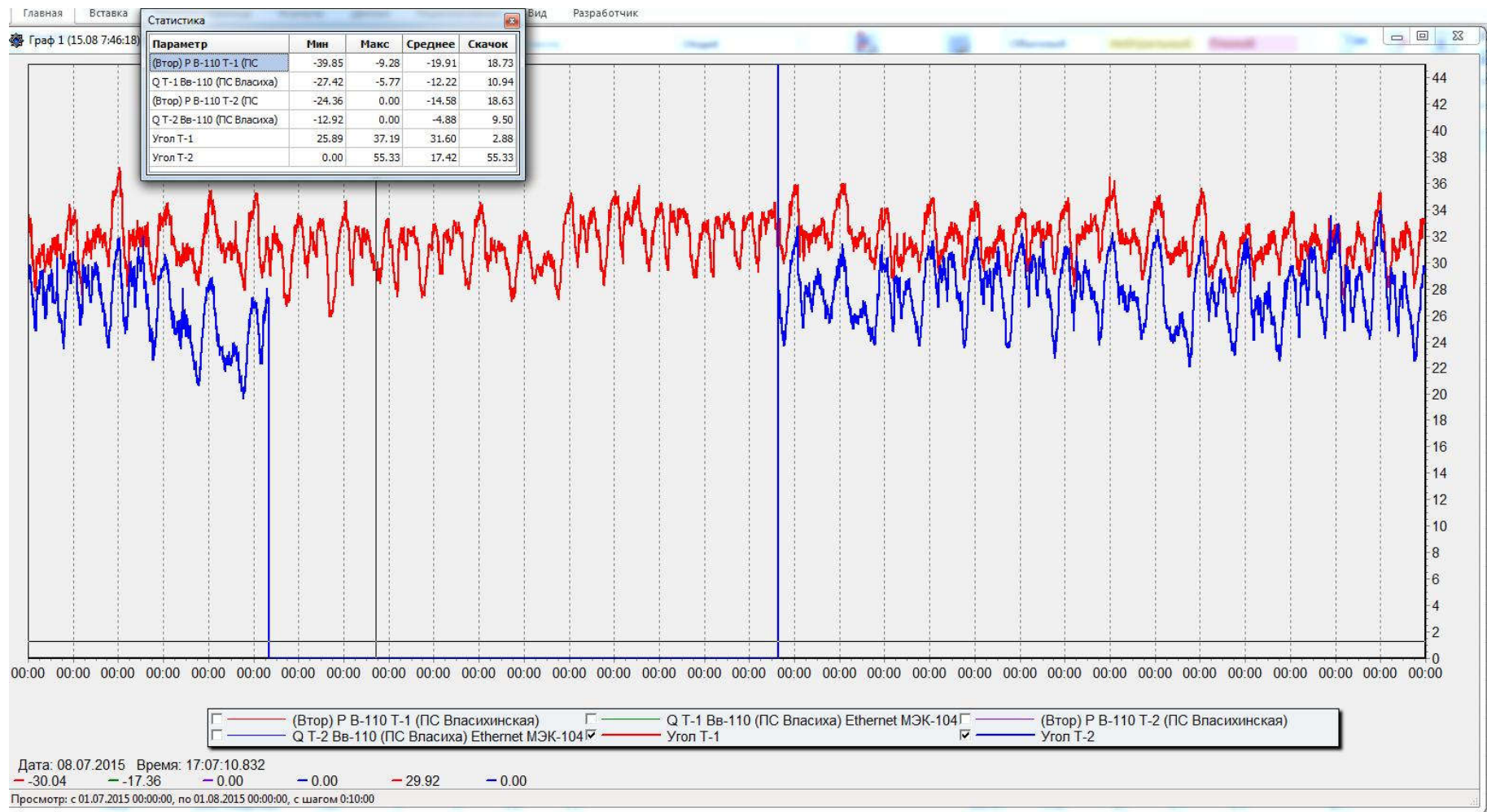


Рисунок 1.8 – График изменения за июль 2015 года угла комплекса нагрузки, подключенной к силовым трансформаторам 110/10 кВ Т-1 (красная линия) и Т-2 (синяя линия) ПС 220 кВ Власиха Алтайской энергосистемы

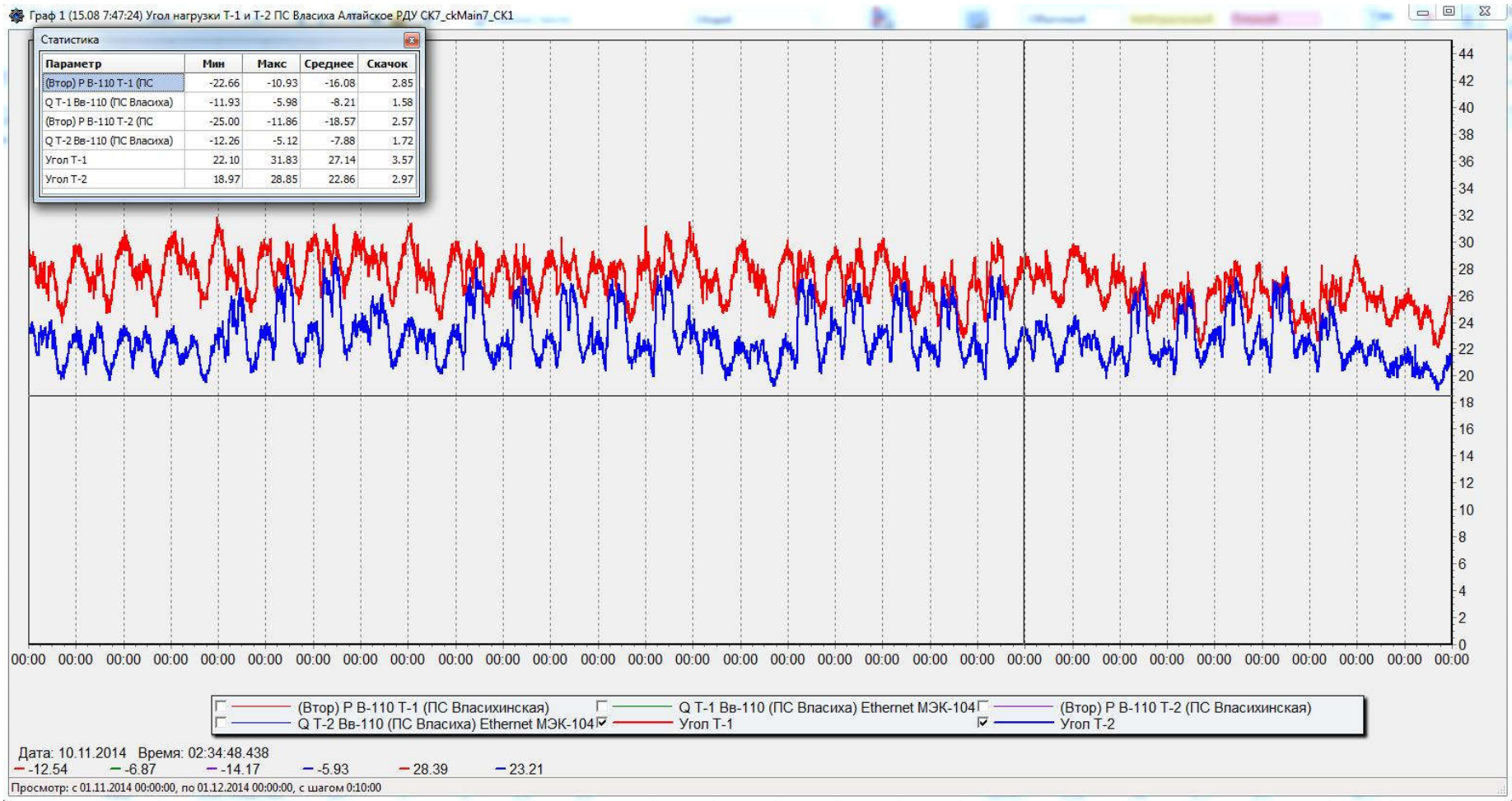


Рисунок 1.9 – График изменения за ноябрь 2014 года угла комплекса нагрузки, подключённой к силовым трансформаторам 110/10 кВ Т-1 (красная линия) и Т-2 (синяя линия) ПС 220 кВ Власиха Алтайской энергосистемы

В качестве примера рассмотрено полное сечение [12], в которое входит два энергетических района, питающихся от внешней энергосистемы по двум сетевым элементам. Схема энергосистемы и рассматриваемого сечения представлена на рисунке 1.10

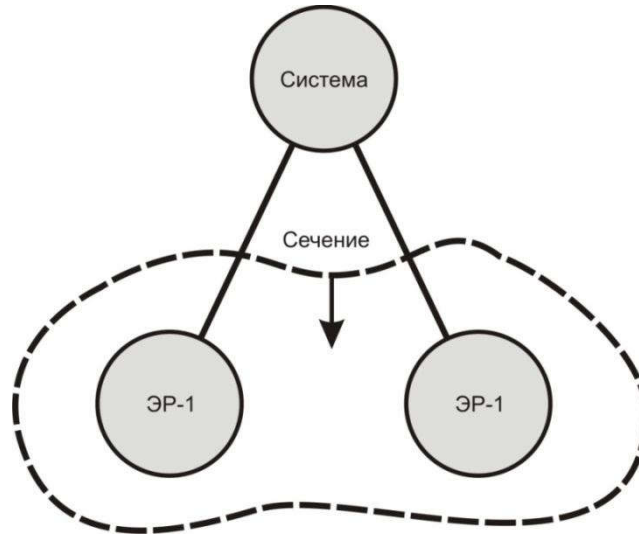


Рисунок 1.10 – Схема питания двух энергетических районов, входящих в состав полного сечения, питающихся от внешней энергосистемы.

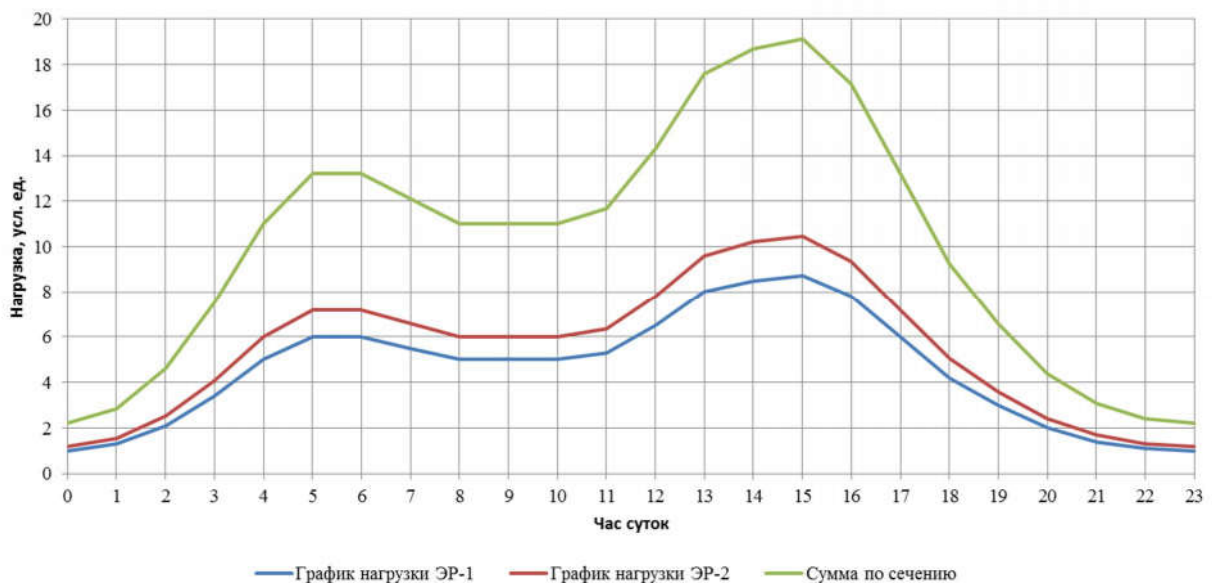


Рисунок 1.11 – суточный график нагрузки энергорайонов ЭР-1, ЭР-2, а также величина суммарного перетока активной мощности в сечении для случая одинаковых форм графиков нагрузок.

В случае, если для энергетических районов ЭР-1 и ЭР-2 (рисунок 1.10) графики нагрузок имеют одинаковую форму (рисунок 1.11), отличающуюся только объёмом нагрузки (высотой графика), то зависимость загрузки питающих их связей по активной мощности от суммарного перетока активной мощности в сечении линейна (рисунок 1.12).

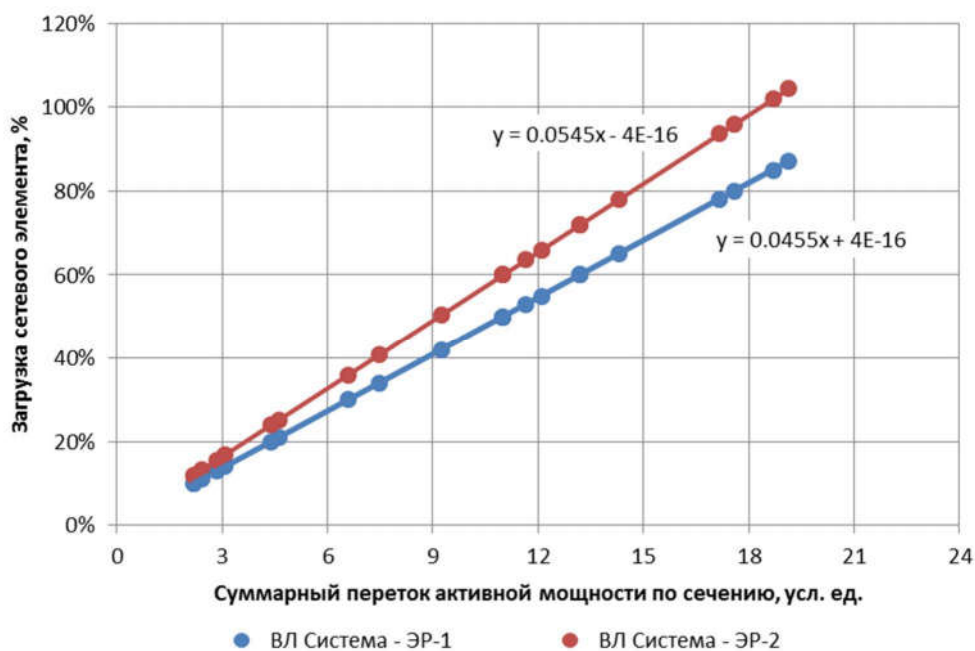


Рисунок 1.12 – Зависимость загрузки питающих связей энергорайонов ЭР-1 и ЭР-2 от величины суммарного перетока активной мощности в сечении

На практике графики нагрузок для разных энергетических районов одной энергосистемы могут отличаться. В случае, если для энергетических районов ЭР-1 и ЭР-2 графики нагрузок не имеют одинаковую форму и их максимумы расположены в различных частях графика (рисунок 1.13), то для выявления зависимости загрузки питающих их связей по активной мощности от суммарного перетока активной мощности в сечении необходимо введение дополнительных контролируемых величин. Попытка отразить данную связь как линейную приведёт к погрешности (рисунок 1.14).

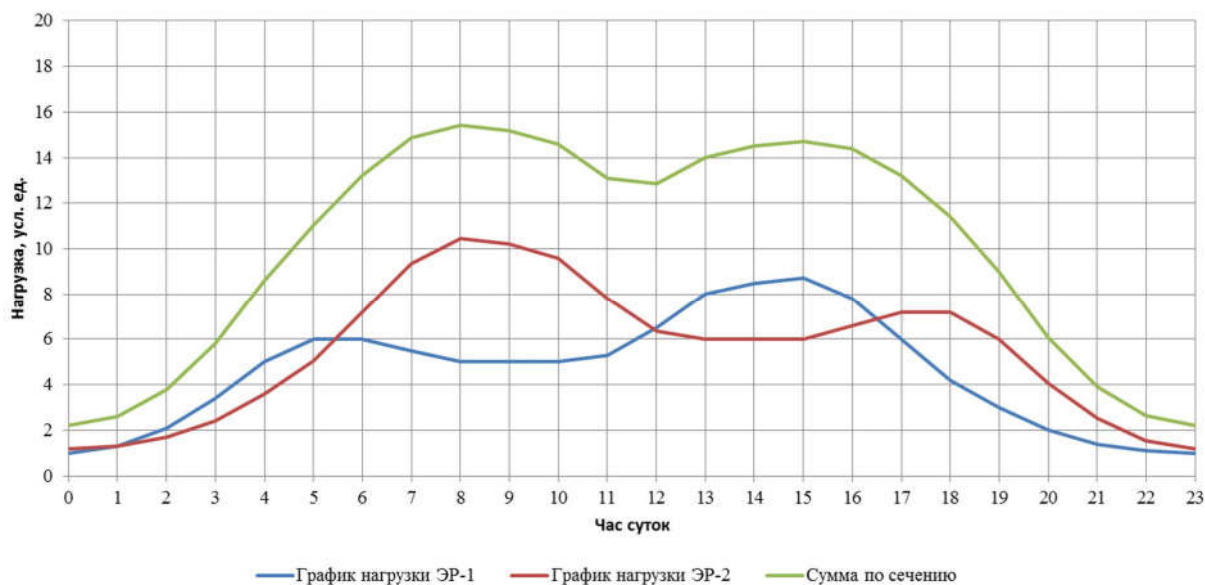


Рисунок 1.13 – суточный график нагрузки энергорайонов ЭР-1, ЭР-2, а также величина суммарного перетока активной мощности в сечении для случая различных форм графиков нагрузок

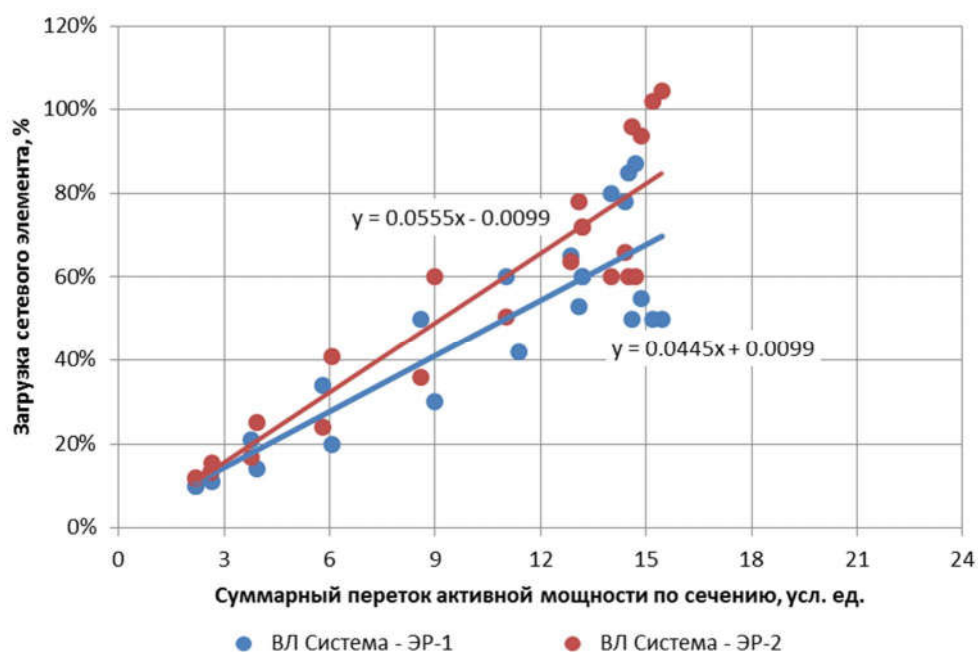


Рисунок 1.14 – Зависимость загрузки питающих связей энергорайонов ЭР-1 и ЭР-2 от величины суммарного перетока активной мощности в сечении

В качестве примера на рисунках 1.15 и 1.16 представлены графики нагрузок Барнаульского энергетического района Алтайского края и нагрузки Республики Алтай, питаемые по контролируемым сечениям Филиала ОАО «СО ЕЭС» Алтайское РДУ ББУ-1, ББУ-2 [47]. На рисунке 1.15 максимум нагрузки Барнаульского энергорайона приходится преимущественно на утреннее время, в то время как максимум нагрузки Республики Алтай приходится на вечернее время. На рисунке 1.16 представлены графики нагрузок для тех же энергетических районов, но зафиксированные в другое время. Максимумы нагрузок в этом случае уже совпадают по времени.

1.5 Схема сечения и прилегающей сети

Изменение топологии сети ведет к изменению комплексов напряжения в её узлах, потокораспределения активной и реактивной мощности по её ветвям. В [48] отмечается проблема, связанная с большим числом единиц оборудования, которое необходимо учитывать как отключённые в различных моменты времени. Отключения соответствующих элементов могут быть запланированы, однако неизбежны корректировки, связанные с возникновением аварийных ситуаций. В [49] проведён анализ задачи выбора значимых состояний энергосистемы, необходимый в виду нецелесообразности рассмотрения всех возможных её состояний.

Проблема громоздких вычислений возникает также при попытке определения допустимых перетоков активной мощности в контролируемом сечении уже на этапе рассмотрения различных состояний входящих в него и других влияющих сетевых элементов (ремонтных схем). Так, например, для сечения при рассмотрении n влияющих сетевых элементов, имеющих два топологических состояния (включено, отключено), число возможных вариантов ремонтных схем определяется по выражению [27, 50]

$$N = \sum_{i=1}^k \frac{n!}{i! \cdot (n-i)!}, \quad (1.1)$$

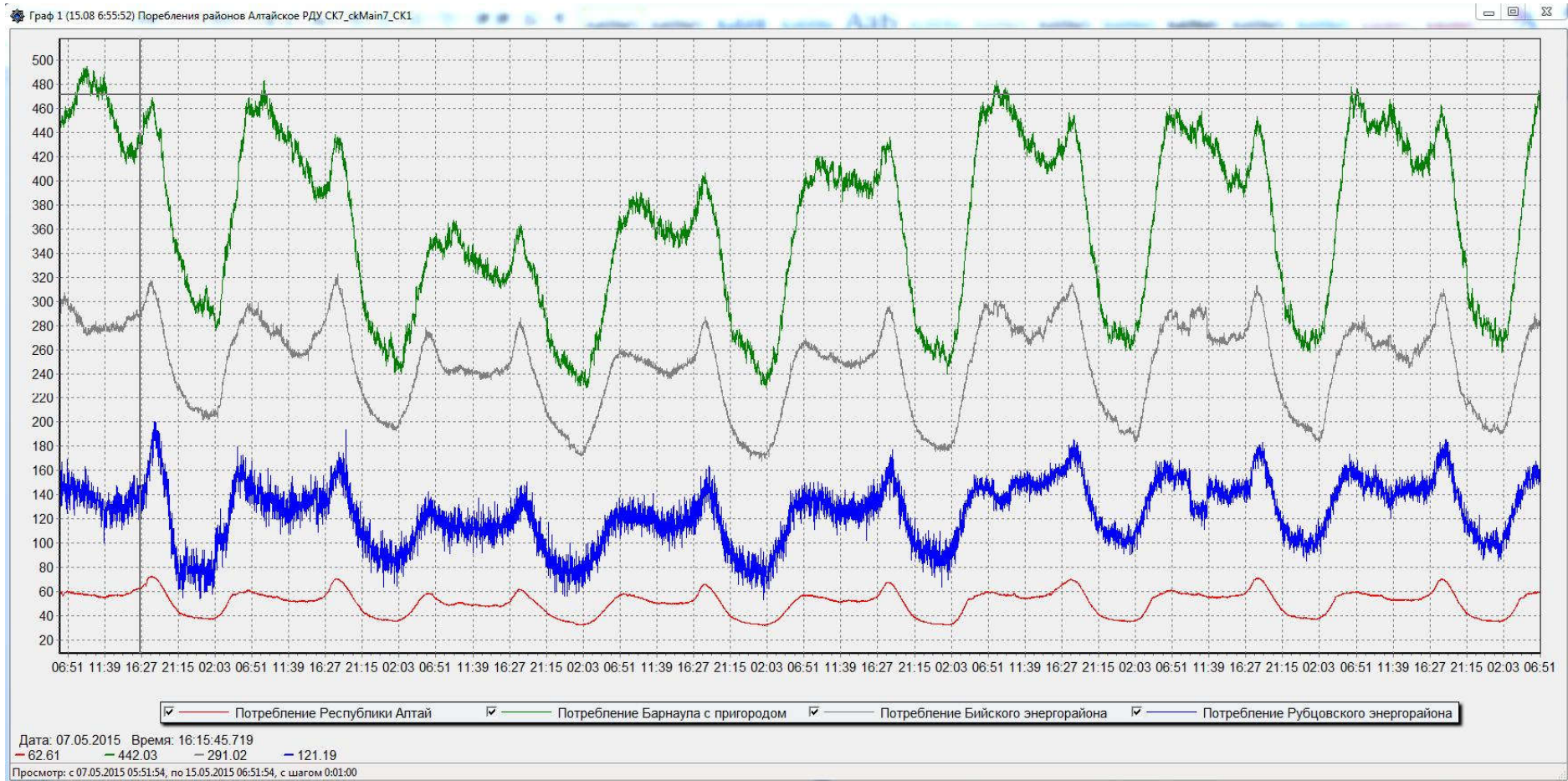


Рисунок 1.15 – Пример разновременности максимумов нагрузки. Сверху вниз: потребление Барнаульского энергорайона, МВт, потребление Бийского энергорайона, МВт, потребление Рубцовского энергорайона, МВт, потребление Республики Алтай, МВт

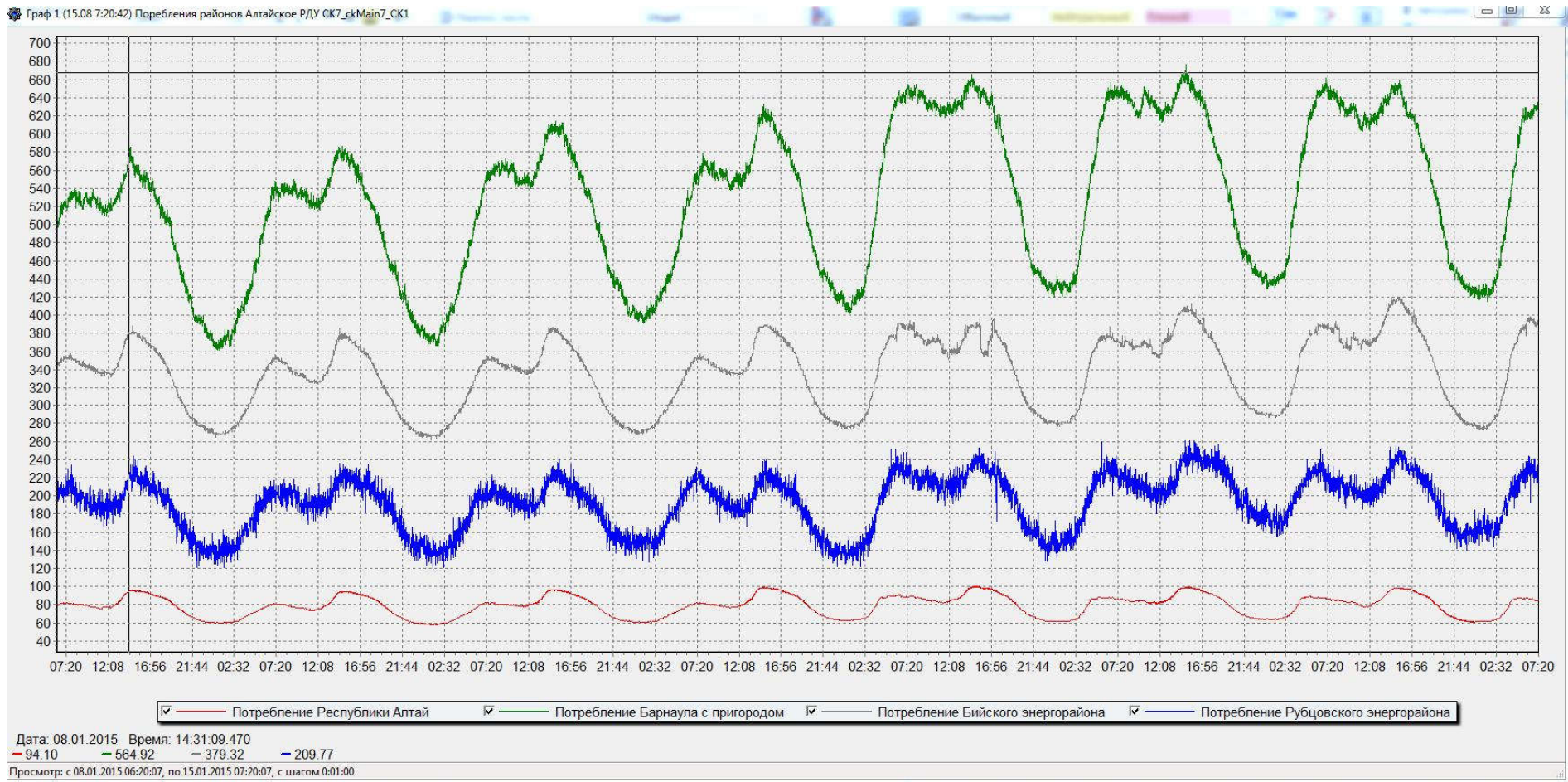


Рисунок 1.16 – Пример одновременности максимумов нагрузки. Сверху вниз: потребление Барнаульского энергорайона, МВт, потребление Бийского энергорайона, МВт, потребление Рубцовского энергорайона, МВт, потребление Республики Алтай, МВт

где N – число возможных вариантов ремонтных схем;
 n – число рассматриваемых влияющих сетевых элементов;
 k – количество одновременно отключенных сетевых элементов
(глубина ремонтной схемы).

В таблице 1.3. представлено количество вариантов различных ремонтных схем при количестве рассматриваемых сетевых элементов до 15 и глубиной ремонтных схем от 0 до 15 отключённых сетевых элементов.

Отнесение сетевого элемента к категории влияющих на величину допустимых перетоков активной мощности в контролируемом сечении зачастую носит интуитивный характер. Так, в [12] указано, что исходя из требований устойчивости ремонтная схема характерна тем, что из-за отключённого состояния одного или нескольких элементов электрической сети уменьшен максимально допустимый переток в каком-либо сечении. Соответственно, в виду того, что:

1 в [12] не установлен однозначный порядок назначения контролируемы сечений;

2 в [12] не указана величина, на которую должен быть снижен максимально допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении для признания схемы ремонтной;

3 величина максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении определяется путём расчётов установившихся режимов [12],

невозможно отнести какую-либо схему рассматриваемой сети к нормальной или ремонтной без расчёта для неё максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении.

Согласно [11], число ветвей расчётной модели ЕЭС России, используемой для расчёта установившихся электрических режимов в ОАО «СО ЕЭС», более 12000, узлов – более 8000.

Таблица 1.3 – Число возможных вариантов ремонтных схем в зависимости от числа рассматриваемых сетевых элементов и глубины ремонтной схемы

		Количество рассматриваемых влияющих сетевых элементов n														
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Глубина ремонтной схемы k	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	2		4	7	11	16	22	29	37	46	56	67	79	92	106	121
	3			8	15	26	42	64	93	130	176	232	299	378	470	576
	4				16	31	57	99	163	256	386	562	794	1093	1471	1941
	5					32	63	120	219	382	638	1024	1586	2380	3473	4944
	6						64	127	247	466	848	1486	2510	4096	6476	9949
	7							128	255	502	968	1816	3302	5812	9908	16384
	8								256	511	1013	1981	3797	7099	12911	22819
	9									512	1023	2036	4017	7814	14913	27824
	10										1024	2047	4083	8100	15914	30827
	11											2048	4095	8178	16278	32192
	12												4096	8191	16369	32647
	13													8192	16383	32752
	14														16384	32767
15															32768	

Даже при постоянстве параметров узлов (активная мощность нагрузки, реактивная мощность нагрузки, активная мощность генерации и т.д.) количество возможных вариантов схем в соответствии с (1.1) для одного отключённого сетевого элемента в модели ЕЭС России – 12000, для двух – 71994000, для трёх – 0,29 триллионов, для четырёх – 0,86 квадриллионов и т.д.

1.6 Температура окружающей среды

Одной из ограничивающих величин для определения допустимых перепадов активной мощности в контролируемом сечении является допустимая токовая нагрузка сетевых элементов.

Величина допустимой токовой нагрузки системообразующих воздушных линий обеспечивает необходимую механическую прочность и габариты и определяется с учётом влияния ряда различных факторов [19]:

- допустимой температуры провода;
- мощности конвективного теплообмена с окружающей средой;
- мощности солнечного излучения, поглощаемого проводом;
- сопротивления провода;
- температурного коэффициента сопротивления;
- поверхностного эффекта;
- магнитных потерь в стальном сердечнике;
- массы провода;
- полного поперечного сечения провода.
- длины пролёта;
- модуля упругости проводов;
- температурного коэффициента линейного удлинения;
- высоты подвеса провода;
- допустимого расстояния до земли [51];
- высоты препятствий;
- расстояния от препятствий до ближайшей опоры;

- допустимый габарит до препятствия [51];
- др.

Величина допустимой токовой нагрузки системообразующих силовых трансформаторов обеспечивает нормируемый срок эксплуатации изоляции провода и предотвращает её повышенный износ [20]. Величина допустимой токовой нагрузки определяется с учётом влияния ряда различных факторов [20]:

- температуры окружающего воздуха;
- возможности повышенного износа изоляции;
- продолжительности перегрузки;
- мощности силового трансформатора;
- системы охлаждения силового трансформатора;
- др.

В соответствии со сказанным выше, допустимая токовая нагрузка системообразующих сетевых элементов зависит от ряда параметров. Для целей управления электрическими режимами энергосистем она определяется для различных температур окружающей среды [47]. В результате, температура окружающей среды оказывает влияние на величины допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях энергосистем.

1.7 Внешние межсистемные перетоки мощности

На допустимые перетоки активной мощности в контролируемых сечениях могут влиять даже режимные величины, не имеющие непосредственное отношение к рассматриваемым энергетическим районам и их контролируемым сечениям. Так, в [24 – 26] рассмотрен пример влияния внешних межсистемных перетоков активной мощности на допустимый переток активной мощности в рассматриваемом сечении, по связям которого питается энергетический район (рисунок 1.17).

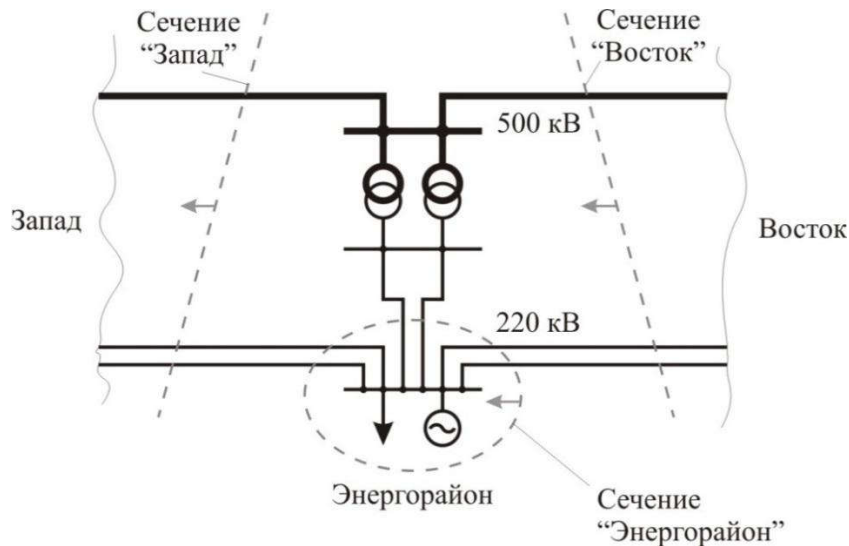
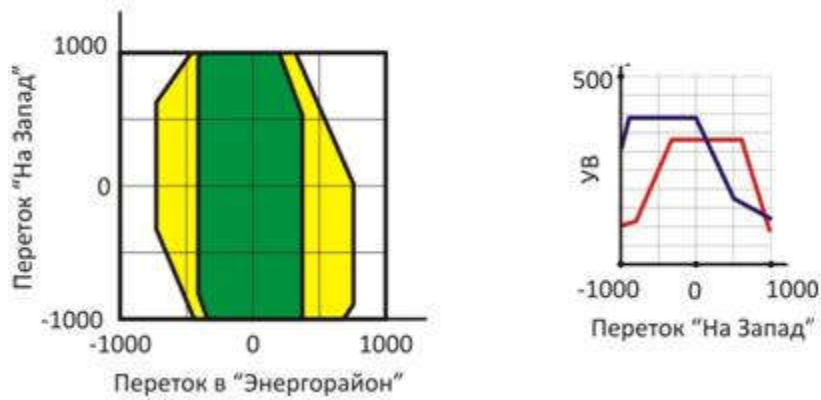


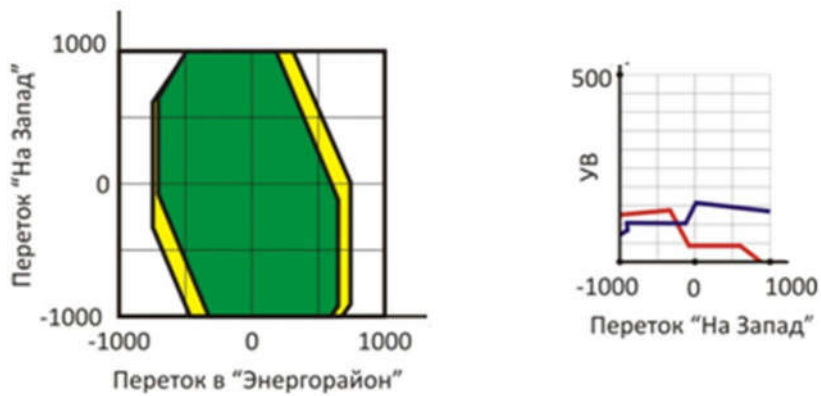
Рисунок 1.17 – Схема рассматриваемой сети

Для схемы сети (рисунок 1.17) произведены расчёты допустимых перетоков активной мощности в контролируемом сечении «Энергорайон». Для этого определены области допустимых режимов работы по факту отсутствия перегрузки по току сетевых элементов (автотрансформаторов и воздушных линий, питающих Энергорайон) (рисунок 1.18).

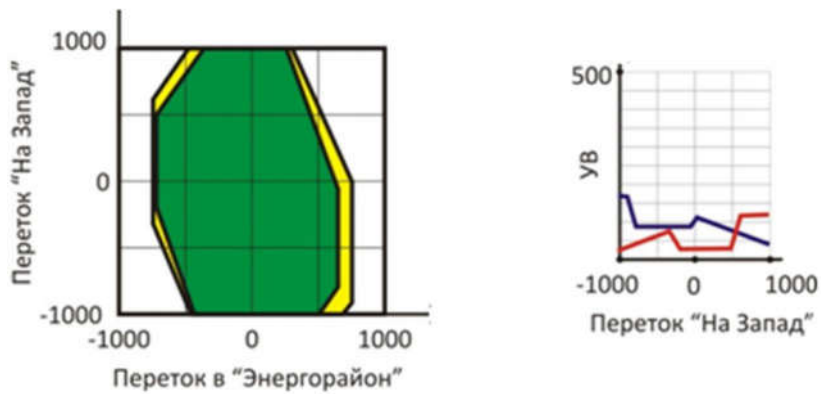
Указанные области построены для нормальной (полной) схемы, а также для ремонтных схем с отключённым состоянием одного из автотрансформаторов или одной из воздушных линий. Особенность данных расчётов заключается в определении границы области допустимых режимов в зависимости от межсистемного перетока активной мощности в сечении «На Запад». Наложение области допустимых по току режимов в ремонтных схемах (рисунок 1.18 – контур зелёных областей) на область допустимых по току режимов в нормальной (полной) схеме (рисунок 1.18 – контур жёлтых областей) позволяет наглядно отразить область режимов, при работе с которыми необходимо иметь управляющие воздействия, реализуемые по факту отключения сетевых элементов (рисунок 1.18 – жёлтые области). На рисунке 1.18 также представлены графики, отражающие необходимый объём управляющих воздействий на разгрузку сечения «Энергорайон» в зависимости от величины и направления перетоков активной мощности в сечении «На Запад».



а)



б)



в)



Рисунок 1.18 – Области допустимых по току режимов:

- а) Нормальная схема и ремонтная схема с отключённым автотрансформатором;
- б) Нормальная схема и ремонтная схема с отключённой ВЛ Энергорайон – Восток;
- в) Нормальная схема и ремонтная схема с отключённой ВЛ Энергорайон – Запад

Из рисунка 1.18 видно, что необходим учёт взаимосвязи перетоков активной мощности в указанном сечении, который позволяет оценить область допустимых режимов и произвести более тонкую настройку управляющих воздействий противоаварийной автоматики.

Описанный абстрактный пример топологии сети встречается в ЕЭС России. Например, контролируемое сечение «ББУ-1» Филиала ОАО «СО ЕЭС» Алтайское РДУ [47] (рисунок 1.19). По указанному сечению происходит питание Барнаульского, Кулундинского и Бийского энергетических районов. При этом связи 220 кВ, входящие в контролируемое сечение «ББУ-1», шунтируют внешнюю сеть 500 кВ, как в примере на рисунке 1.17.

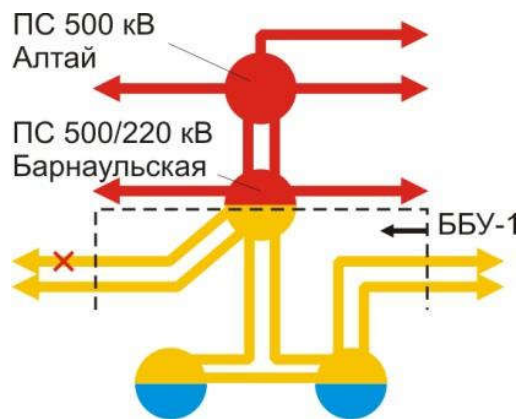


Рисунок 1.19 – Состав контролируемого сечения ББУ-1

1.9 Использование устройств векторных измерений в расчётах установившихся режимов

Другие методы, изложенные в [52 – 55] и использующие векторные измерения, на текущий момент не могут быть реализованы на территории всей ЕЭС ввиду отсутствия в необходимом количестве соответствующих измерительных устройств. Проблема недостатка устройств векторных измерений и попытки увеличения эффективности от использования ограниченного набора устройств векторных измерений также отражены и рассмотрены в [56 – 58].

1.10 Выводы

1 Применение существующего метода расчёта допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях ЭЭС для полных моделей крупных энергетических объединений осложнено большим количеством различных состояний фактически существующего установившегося режима и еще большим количеством его возможных состояний. Попытки соблюдения требований устойчивости к установившимся электрическим режимам ЭЭС [12] в настоящее время обеспечиваются за счёт расчёта, назначения и контроля величин перетоков активной мощности в контролируемых сечениях ЭЭС при попытке охватить и описать множество влияющих факторов, что приводит к значительному увеличению трудоёмкости выполняемой задачи.

2 Расчёты допустимых перетоков с учётом множества внешних факторов теряют актуальность при изменении ЭЭС и их расчётных моделей (ввод новых объектов, вывод объектов их эксплуатации, модернизация оборудования, реконструкция и т.д.);

3 Из сказанного выше вытекает необходимость:

- совершенствования метода расчёта допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях ЭЭС и расстояния до границы области допустимых режимов, позволяющих с необходимой точностью охватывать множество фактически существующих электрических режимов;

- алгоритмизации и автоматизации обработки большого количества данных при расчёте допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях энергосистем.

ГЛАВА 2 ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПУТЕЙ РАЗВИТИЯ МЕТОДА РАСЧЁТА ДОПУСТИМЫХ ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В КОНТРОЛИРУЕМЫХ СЕЧЕНИЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМ

2.1 Анализ факторов, осложняющих расчёты. Пути развития

Анализ факторов, осложняющих расчёты допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях энергосистем, представленных в главе 1, на предмет рассмотренных далее рациональных путей развития представлен в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Анализ факторов, осложняющих расчёты допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях энергосистем и предлагаемые пути решения

№, п/п	Фактор	Пути решения		Комментарий
		Автоматизация	Развитие методов	
1	2	3	4	5
1	Разнообразие исходных режимов	√	√	Выявление групп (классификация) характерных исходных режимов. Пересчёт для выявленных групп и постановка результата расчёта в соответствие текущему режиму по признаку его принадлежности к одной из групп
2	Разнообразие схем сечения	√	—	Формирование перечня рассматриваемых схем сечений. Пересчёт для выявленных схем сечений и постановка результата расчёта в соответствие текущей схеме.

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3	4	5
3	Разнообразие траекторий утяжеления	√	√	<p>Разработка алгоритмов поиска границ области допустимых режимов.</p> <p>Пересчет для различных траекторий утяжеления с формированием области допустимых режимов.</p> <p>Выявление групп (классификация) характерных траекторий утяжеления и постановка результата расчёта расстояния от текущего режима до области допустимых режимов работы в соответствие текущей траектории по признаку её принадлежности к одной из групп.</p>
4	Разнообразие схем прилегающей сети	—	√	<p>Развитие методов расчёта, позволяющее сократить количество возможных влияющих вариантов состояния прилегающей сети для расчёта всех возможных её состояний.</p>
5	Температура	√	—	<p>Пересчёт допустимого тока в зависимости от заданной температуры</p>
6	Наличие и настройка ПА	√	—	<p>Пересчет для различных состояний и настроек ПА</p>
7	Внешние межсистемные перетоки	—	√	<p>Развитие методов расчёта, позволяющее сократить количество возможных влияющих вариантов состояния прилегающей сети для расчёта всех возможных её состояний.</p>

Предлагаемые и рассматриваемые далее способы решения, представленные в таблице 2.1, основаны на материале, изложенном в главе 1, и определяются объёмом возможных вариантов изменяющейся величины.

В случае с пунктами 1, 3, 7 (таблица 2.1) имеется значительное разнообразие вариантов, описанное в главе 1.

В случае с пунктами 2, 4, 5, 6 (таблица 2.1) имеется конечное число вариантов, разумное к выполнению при помощи автоматизации.

Как видно из описанного выше, решение проблемы заключается в:

- алгоритмизации и автоматизации процесса расчёта;
- развитию методов расчёта.

2.2 Классификация рассматриваемых исходных режимов

Ввиду того, что установившийся режим работы электроэнергетической системы принимает в процессе её функционирования различные состояния, то из них по различным признакам можно выделить характерные состояния:

- 1 Временной признак:
 - a. Относительно отопительного периода. Выделение Зимнего режима, Летнего режима, межотопительного (промежуточного) режима;
 - b. Относительно недельного цикла. Выделение характерного рабочего и выходных дней;
 - c. Относительно суточного цикла. Выделение часа минимума, максимума, промежуточных часов;
- 2 Состав активных элементов электроэнергетической системы:
 - a. Состав и структура генерации;
 - b. Состав и структура средств компенсации реактивной мощности;
 - c. Положения устройств регулирования напряжения трансформаторного оборудования;

- 3 Структура потребления:
 - a. По графикам нагрузки отдельных энергорайонов (Глава 1, пункт 1.4);
 - b. По структуре потребителей комплексной нагрузки в узлах, имеющей различные;
- 4 Климатический признак:
 - a. Температура окружающей среды;
 - b. Влажность;
 - c. Естественная освещённость;
- 5 Социальный признак:
 - a. Обычный день;
 - b. Праздничный день.

Классификация существующих установившихся режимов электроэнергетических систем по перечисленным выше признакам позволяет выявить конечное количество типов установившихся режимов, которые можно рассматривать в качестве исходных для задач расчёта допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях энергосистем с применением автоматизации путём циклического расчёта различных вариантов. Задача классификации существующих установившихся режимов частично отражена в [31, 39, 41, 42] и в данной работе не рассматривается.

2.3 Развитие метода расчёта при изменяющейся прилегающей сети

Ввиду невозможности подробного описания всех процессов, происходящих в энергосистеме [60], при расчётах широко используются различные допущения и упрощения. Так, при расчёте установившихся электроэнергетических режимов широко используется эквивалентирование различных частей энергосистемы с использованием таких способов, как:

- 1 Преобразование многолучевой звезды в многоугольник с диагоналями;

- 2 Эквивалентирование в токах;
- 3 Эквивалентирование в шунтах;
- 4 Промежуточные способы.

И, хотя в результате эквивалентирования описанными выше способами векторы напряжений в узлах и потоки мощности по ветвям оставшейся части модели остаются без изменения, полученная модель является адекватной лишь исходному режиму [61, 62]. При попытке расчёта режима, отличного от исходного (отключение ветвей, изменение нагрузок и т.д.), появляется погрешность расчёта, выраженная в искажении потокораспределения мощности и уровней напряжения. Происходит это потому, что полная модель и эквивалент по-разному реагируют на изменения модели в её неэквивалентированной части. При этом [61] выгода от упрощения части энергосистемы тем больше, чем проще полученная модель, однако тем больше грубость расчёта.

Однако, интересен тот факт, что возможно без потери точности расчёта одного режима представить громоздкую часть модели энергосистемы в виде эквивалента с минимальным набором параметров. Следовательно, для любого установившегося режима можно произвести эквивалентирование части модели без внесения искажения для одного рассматриваемого режима. При этом становится возможным описать с некоторой дискретностью все состояния эквивалентируемой части модели в виде области режимов, рассчитанных в координатах параметров полученного эквивалента [63].

Ввиду того, что для расчёта максимально допустимых перетоков активной мощности необходимо рассматривать не только исходный установившийся режим, но и послеаварийный режим, вызванный нормативным возмущением [12], то для снижения ошибки в таких расчётах необходимо предусмотреть дополнительные элементы эквивалента.

Разработанные методы расчёта области допустимых режимов работы энергосистем в контролируемых сечениях с использованием эквивалентов рассмотрены далее в пунктах 2.3.1, 2.3.2.

2.3.1 Метод оценки области существования в текущем режиме без учёта возмущений

Рассматривая область допустимых режимов, ограниченных величинами, представленными в таблице 1.1, наибольший интерес представляет нахождение области сходимости процесса расчёта установившегося режима, тесно связанная с областью статической устойчивости и, соответственно, область допустимых режимов, ограниченная нормируемыми коэффициентами запаса по статической апериодической устойчивости [12 – 15, 64, 65, 67]. При этом фактические уровни напряжения в узлах сети и токовые нагрузки сетевых элементов в качестве ограничивающих факторов могут быть непосредственно измерены для текущего режима при наличии измерительных устройств.

Статическая апериодическая устойчивость обеспечивается путём ограничения перетока активной мощности в контролируемых сечениях [12]. При этом, в соответствии с таблицей 1.1, ограничение перетока активной мощности выражается в необходимости обеспечения 8% и 20% запаса перетока активной мощности относительно предельного значения, полученного на последнем шаге при установившемся режиме в процессе его утяжеления. Так как на каждом из рассматриваемых шагов утяжеления до предельного значения шага формируется рассчитанный установившийся режим, то возможно произвести эквивалентирование части модели энергосистемы, сохранив в исходном виде связи, входящие в состав контролируемого сечения, по которому происходит нарушение статической апериодической устойчивости.

В качестве примера рассмотрена некая энергосистема, имеющую n связей с внешней системой (рисунок 2.1). Далее выделена граница примыкания. Эта операция произведена таким образом, чтобы получить наименьшее число узлов примыкания, сохранив, тем не менее, состав контролируемого сечения (в данном случае – связи с внешней системой). Далее отсечена внешняя часть системы за узлами примыкания вместе со связями между узлами примыкания (рисунок 2.2).

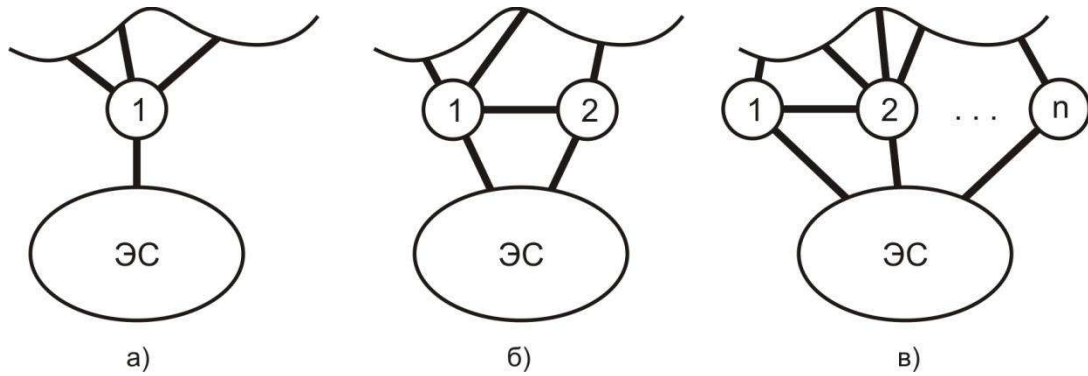


Рисунок 2.1 – Энергосистема, имеющая а) – одну, б) – две, в) - n узлов примыкания к внешней сети

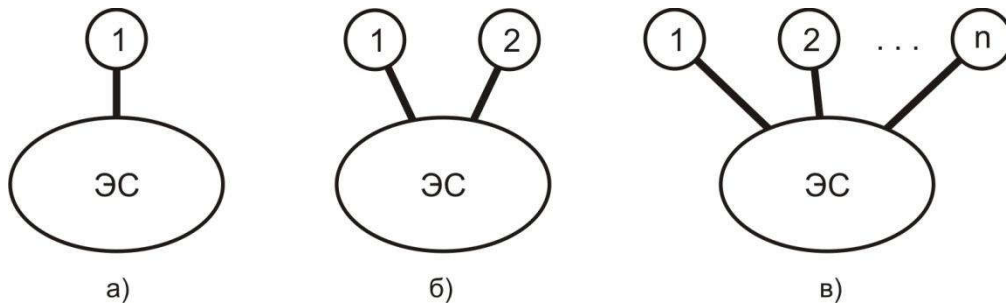


Рисунок 2.2 – Модель после отсечения внешней части с а) – одним, б) – двумя, в) - n узлами примыкания к внешней сети

Для того, чтобы электрический режим в рассматриваемой энергосистеме остался неизменным, необходимо сохранить значения перетоков полной мощности между энергосистемой и узлами примыкания. Для этого необходимо в узлах примыкания задать в виде нагрузки соответствующие перетоки.

Для подтверждения описанного выше рассмотрена система уравнений баланса токов для участка энергосистемы, включающего рассматриваемую энергосистему и n узлов примыкания, имеющих k связей с эквивалентруемой внешней сетью (рисунок 2.1) [14, 15, 64, 65, 67].

$$\begin{cases} I_{ЭС} = I_{1-ЭС} + I_{2-ЭС} + \dots + I_{n-ЭС} \\ I_1 = I_{ЭС-1} + I_{\text{сист } 1-1} + I_{\text{сист } 2-1} + \dots + I_{\text{сист } k-1} \\ I_2 = I_{ЭС-2} + I_{\text{сист } 1-2} + I_{\text{сист } 2-2} + \dots + I_{\text{сист } k-2} \\ \vdots \\ I_n = I_{ЭС-n} + I_{\text{сист } 1-n} + I_{\text{сист } 2-n} + \dots + I_{\text{сист } k-n} \end{cases}$$

Для перехода к выражениям полных мощностей необходимо домножить уравнения на сопряжённый комплекс напряжения в узлах

$$\left\{ \begin{array}{l} \tilde{U}_{\text{ЭС}} \cdot I_{\text{ЭС}} = \tilde{U}_{\text{ЭС}} \cdot I_{1-\text{ЭС}} + \tilde{U}_{\text{ЭС}} \cdot I_{2-\text{ЭС}} + \dots + \tilde{U}_{\text{ЭС}} \cdot I_{n-\text{ЭС}} \\ \tilde{U}_1 \cdot I_1 = \tilde{U}_1 \cdot I_{\text{ЭС}-1} + \tilde{U}_1 \cdot I_{\text{сист } 1-1} + \tilde{U}_1 \cdot I_{\text{сист } 2-1} + \dots + \tilde{U}_1 \cdot I_{\text{сист } k-1} \\ \tilde{U}_2 \cdot I_2 = \tilde{U}_2 \cdot I_{\text{ЭС}-2} + \tilde{U}_2 \cdot I_{\text{сист } 1-2} + \tilde{U}_2 \cdot I_{\text{сист } 2-2} + \dots + \tilde{U}_2 \cdot I_{\text{сист } k-2} \\ \vdots \\ \tilde{U}_n \cdot I_n = \tilde{U}_n \cdot I_{\text{ЭС}-n} + \tilde{U}_n \cdot I_{\text{сист } 1-n} + \tilde{U}_n \cdot I_{\text{сист } 2-n} + \dots + \tilde{U}_n \cdot I_{\text{сист } k-n} \end{array} \right.$$

Выражения являются полными мощностями по ветвям

$$\left\{ \begin{array}{l} S_{\text{ЭС}} = S_{1-\text{ЭС}} + S_{2-\text{ЭС}} + \dots + S_{n-\text{ЭС}} \\ S_1 = S_{\text{ЭС}-1} + S_{\text{сист } 1-1} + S_{\text{сист } 2-1} + \dots + S_{\text{сист } k-1} \\ S_2 = S_{\text{ЭС}-2} + S_{\text{сист } 1-2} + S_{\text{сист } 2-2} + \dots + S_{\text{сист } k-2} \\ \vdots \\ S_n = S_{\text{ЭС}-n} + S_{\text{сист } 1-n} + S_{\text{сист } 2-n} + \dots + S_{\text{сист } k-n} \end{array} \right. \quad (2.1)$$

Далее необходимо переписать систему уравнений (2.1), выразив в уравнениях № 2, 3, ..., n значения перетоков мощности от узлов примыкания в рассматриваемую энергосистему

$$\left\{ \begin{array}{l} S_{\text{ЭС}} = S_{1-\text{ЭС}} + S_{2-\text{ЭС}} + \dots + S_{n-\text{ЭС}} \\ S_{\text{ЭС}-1} = S_1 - S_{\text{сист } 1-1} - S_{\text{сист } 2-1} - \dots - S_{\text{сист } k-1} \\ S_{\text{ЭС}-2} = S_2 - S_{\text{сист } 1-2} - S_{\text{сист } 2-2} - \dots - S_{\text{сист } k-2} \\ \vdots \\ S_{\text{ЭС}-n} = S_n - S_{\text{сист } 1-n} - S_{\text{сист } 2-n} - \dots - S_{\text{сист } k-n} \end{array} \right. \quad (2.2)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} S_{\text{ЭС}} = S_{1-\text{ЭС}} + S_{2-\text{ЭС}} + \dots + S_{n-\text{ЭС}} \\ S_{\text{ЭС}-1} = S'_1 \\ S_{\text{ЭС}-2} = S'_2 \\ \vdots \\ S_{\text{ЭС}-n} = S'_n \end{array} \right.$$

Система уравнений (2.2) описывает соотношения полных мощностей в модели, изображенной на рисунке 2.1.

Система уравнений, составленная аналогично системе уравнений (2.1) для модели, изображенной на рисунке 2.2, имеет вид

$$\left\{ \begin{array}{l} S_{\text{ЭС}} = S_{1-\text{ЭС}} + S_{2-\text{ЭС}} + \dots + S_{n-\text{ЭС}} \\ S_1 = S_{\text{ЭС}-1} \\ S_2 = S_{\text{ЭС}-2} \\ \vdots \\ S_n = S_{\text{ЭС}-n} \end{array} \right. \quad (2.3)$$

Очевидно, что если из полной модели перенести приведённые нагрузки в узлах примыкания S'_n (2.2) в эквивалентную модель в виде S_n (2.3), то мы получим равенство систем уравнений (2.2) и (2.3). Следовательно, решение системы уравнений (2.3) будет являться решением системы (2.2).

Так как после преобразования внешняя часть модели представлена эквивалентом в виде узлов примыкания, характеризующихся величинами узловой активной и реактивной мощности (P_n и Q_n), то при заданной траектории утяжеления в рассматриваемой энергосистеме поверхность F , являющаяся границей области сходимости расчёта установившегося режима может быть представлена в виде уравнения

$$F(P_{\text{сеч}}, P_{\text{ЭКВ } 1}, Q_{\text{ЭКВ } 1}, P_{\text{ЭКВ } 2}, Q_{\text{ЭКВ } 2}, \dots, P_{\text{ЭКВ } n}, Q_{\text{ЭКВ } n}) = 0 \quad (2.4)$$

Т.к. при расчёте установившегося режима необходимо задать базовый и балансирующий узел [14, 15, 64], то при задании в качестве него одно из узлов примыкания выражение (2.4) принимает вид

$$F(P_{\text{сеч}}, P_{\text{ЭКВ } 1}, Q_{\text{ЭКВ } 1}, P_{\text{ЭКВ } 2}, Q_{\text{ЭКВ } 2}, \dots, U_n) = 0 \quad (2.5)$$

В случае задания одного базового и балансирующего узла в одном из узлов примыкания необходимо фиксировать модуль напряжения в указанном узле, а углы напряжения во всех остальных узлах будут посчитаны относительно

заданного угла базового узла. Это означает, что при наличии лишь одного узла примыкания следует учитывать только его модуль напряжения как единственно влияющую на режим величину без фиксации перетоков мощности по связи с эквивалентом.

В случае, если узлов примыкания два и более, то узлы, следующие за принятым в качестве балансирующего и базового, будут охарактеризованы узловой мощностью P_n и Q_n . Количество параметров, описывающих состояние эквивалента без учёта возмущений с различным числом узлов примыкания, представлено в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Число переменных для описания эквивалента без учёта возмущений с различным числом узлов примыкания

Количество узлов примыкания рассматриваемой модели к эквиваленту сети	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Количество параметров, описывающих состояние эквивалента	1	3	5	7	9	11	13	15	17	19

Таким образом, фиксируя значение перетока активной мощности в контролируемом сечении, а также потоки мощности от узлов примыкания в рассматриваемую энергосистему и модуль напряжения одного из узлов примыкания, возможно определить с заданной дискретностью поверхность области сходимости расчёта установившегося режима и производить оценку положения текущего режима относительно определённых граничных областей.

2.3.2 Метод оценки области допустимых режимов в текущем режиме с учётом возмущений

При рассмотрении допустимости текущего режима с учетом ограничений, обеспечивающих запас в случае возможного возмущения (обеспечение принципа n-1) [12] метод, изложенный в п. 2.3.1 не подходит, т.к. в нём отсутствует реакция эквивалента на изменения в рассматриваемой части модели. Это обусловлено неизменными значениями узловых мощностей, заданных в узлах эк-

вивалента (рисунок 2.3.2, модель для нормального режима (НР)). В действительности узлы примыкания в сложных энергетических системах связаны между собой электрической сетью. В связи с этим после эквивалентирования части внешней энергосистемы до минимального числа узлов примыкания останутся узлы примыкания, а также эквивалентные связи между ними (рис. 2.3.2, модель для послеаварийных режимов (ПАР)). В этом случае эквивалент характеризуется большим числом переменных, чем при использовании упрощённого метода расчёта области сходимости в нормальном и вынужденном режимах. Дополнительные переменные позволяют описать параметры ветвей связи между узлами примыкания – активное сопротивление r , реактивное сопротивление x , а также коэффициент трансформации ветви $k_{тр}$.

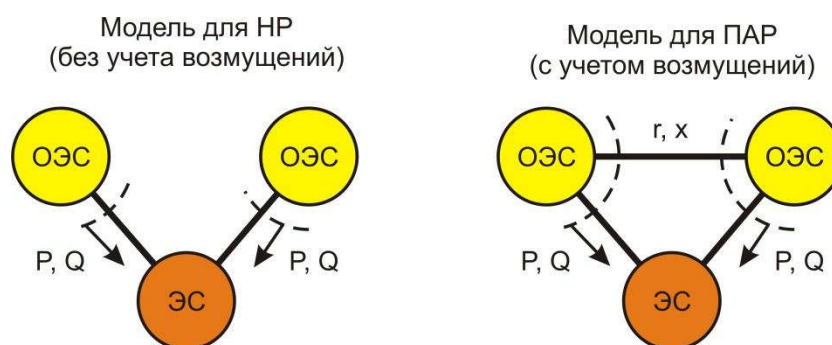


Рисунок 2.3 – модель эквивалента для нормального и вынужденного режимов (НР), а также для послеаварийных режимов (ПАР)

Количество параметров, описывающих состояние эквивалента с учётом возмущений с различным числом узлов примыкания, представлено в таблице 2.3.

Так как при эквивалентировании происходит потеря балансирующего узла (который обычно задаётся в одном из узлов внешней сети), необходимо задать в качестве балансирующего один из узлов примыкания. Данная операция внесёт погрешности в результаты расчёта, т.к. в этом случае реакция эквивалента на изменение баланса мощности будет происходить только в одном узле

примыкания. Данную проблему можно решить за счет инъекции балансирующего узла в каждый узел примыкания с соответствующим расчётным коэффициентом. Коэффициент будет определять долю участия каждого из узлов примыкания в балансировании активной и реактивной мощностей при изменении режима.

Таблица 2.3 – Число переменных для описания эквивалента с учётом возмущений с различным числом узлов примыкания

Количество узлов примыкания рассматриваемой модели к эквиваленту сети	Количество параметров, описывающих состояние узлов эквивалента	Количество ветвей между узлами примыкания	Количество параметров, описывающих состояние ветвей эквивалента	Суммарное количество параметров, описывающих состояние эквивалента
1	1	0	0	1
2	3	1	3	6
3	5	3	9	14
4	7	6	18	25
5	9	10	30	39
6	11	15	45	56
7	13	21	63	76
8	15	28	84	99
9	17	36	108	125
10	19	45	135	154

Параметры модели эквивалента с учётом возмущений являются результатом эквивалентирования и не выражены в явном виде в полной модели. Поэтому для получения актуальных параметров эквивалента с учётом возмущений необходима организация периодического эквивалентирования полной модели через заданные интервалы времени и трансляция актуальных значений параметров эквивалента в диспетчерский пункт, осуществляющую мониторинг текущего режима с использованием рассматриваемого метода.

В таблице 2.3 параметры эквивалента с учётом возмущений разделены на две группы:

1 Параметры узлов примыкания – активная узловая мощность P_n , реактивная узловая мощность Q_n . Данные параметры являются результатом эквивалентирования и определяются распределением нагрузок и генерации в узлах, потерями мощности и потокораспределением мощности в ветвях эквивалентированной части модели;

2 Параметры ветвей связи между узлами примыкания – активное сопротивление r , реактивное сопротивление x , а также коэффициент трансформации ветви $k_{тр}$. Данные параметры являются результатом эквивалентирования и определяются только параметрами и топологией сетевых элементов эквивалентированной части модели.

2.4 Выводы

Разработан усовершенствованный метод расчёта допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях ЭЭС, позволяющий:

- сократить при расчётах количество контролируемых параметров примыкающей внешней сети, участвующих в определении области допустимых режимов;
- определить с заданной величиной дискретности границу области допустимых режимов для интересующего участка сети (энергетического района);
- производить оценку близости текущего режима к границе допустимых значений в выбранном направлении его изменения.

ГЛАВА 3 ПРОГРАММА РАСЧЁТА ДОПУСТИМЫХ ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УСОВЕРШЕНСТВОВАННОГО МЕТОДА

3.1 Автоматизация и алгоритмизация процесса расчёта уравнений установившихся режимов ЭЭС

Для автоматизации процесса расчёта допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях ЭЭС и реализации усовершенствованного метода (пункт 2.3) создана и зарегистрирована программа для ЭВМ «Расчёт установившихся режимов, статической устойчивости и допустимых перетоков активной мощности в электроэнергетических системах» [68, 69], названная авторами «Рокада» (Далее - Рокада).

Работа программы Рокада с использованием усовершенствованного метода расчёта допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях ЭЭС представлена на примере моделей энергетического района с двумя узлами примыкания (рисунок 3.1, таблица 3.1). Узлы модели связаны ветвями, моделирующими воздушные линии и трансформаторные связи.

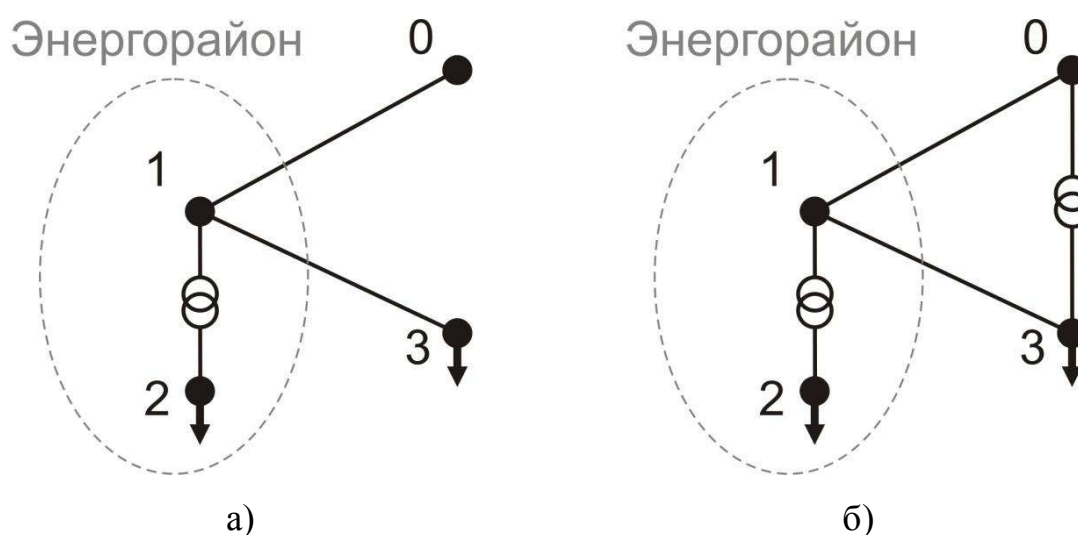


Рисунок 3.1 – рассматриваемая четырёхузловая модель (а – модель для режимов без учёта возмущений, б – модель для режимов с учётом возмущений)

Нагрузки в узлах заданы в виде активных и реактивных мощностей P_H и Q_H . Шунты на землю заданы в виде активных и реактивных проводимостей в узлах модели G_{III} , B_{III} . Генерация в узле 2 задана в виде активной мощности генерации P_G , модуля поддерживаемого (заданного) напряжения $U_{зад}$, а также диапазона регулирования реактивной мощности, заданного пределами Q_{min} и Q_{max} . Балансирующий и базовый узлы совмещены и представлены узлом «0» [14, 15, 64].

Таблица 3.1 – Характеристики рассматриваемой модели

№ узла	Тип узла	Начало ветви	Конец ветви	Тип ветви
рисунок 3.1, модель а)				
0	BU	0	1	Линия
1	PQ	1	2	Трансформаторная ветвь
2	PU	1	3	Линия
3	PQ			
рисунок 3.1, модель б)				
0	BU	0	1	Линия
1	PQ	1	2	Трансформаторная ветвь
2	PU	1	3	Линия
3	PQ	0	3	Трансформаторная ветвь

Для описания ветвей использована П-образная схема замещения для воздушной линии и Г-образная схема замещения трансформаторной связи (Рисунок 3.2) [14, 15]

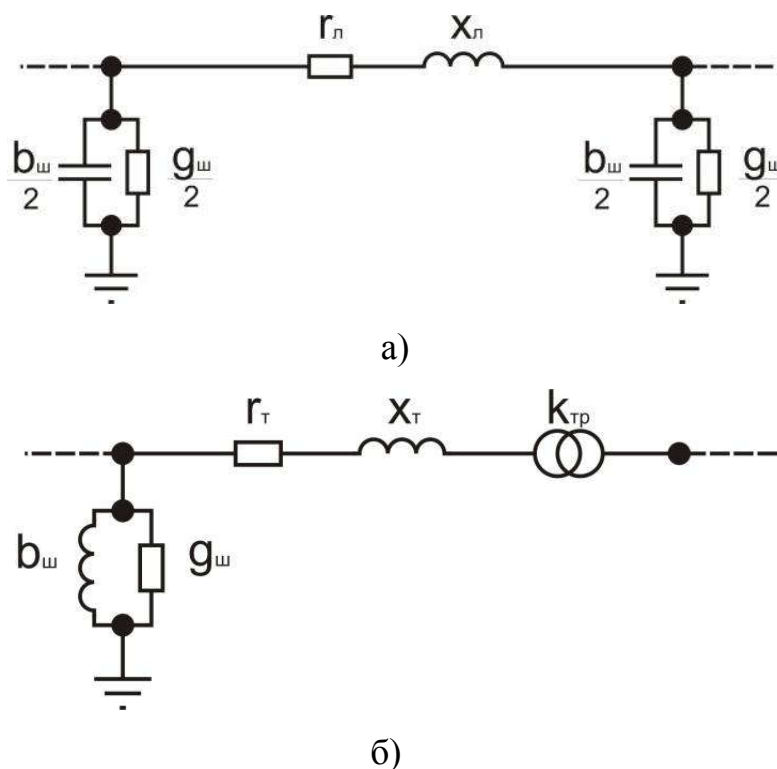


Рисунок 3.2 – П-образная схема замещения воздушной линии (а) и Г-образная схема замещения трансформаторной связи (б)

3.2 Расчёт установившегося режима для модели без связей между узлами замыкания

Для расчёта установившегося электрического режима использован метод узловых потенциалов [14, 15, 64]. Для модели (Рисунок 3.1 а) уравнения баланса токов для каждого узла, кроме базового [14, 15, 64] имеют вид

$$\begin{cases} I_{H1} + I_{ш1} + 0,5 \cdot I_{ш0-1} + I_{ш2-1} + 0,5 \cdot I_{ш3-1} - I_{0-1} - I'_{2-1} - I_{3-1} = 0; \\ I_{H2} - I_{Г2} + I_{ш2} - I''_{1-2} = 0; \\ I_{H3} + I_{ш3} + 0,5 \cdot I_{ш1-3} - I_{1-3} = 0. \end{cases}$$

где $I_{н1}, I_{н2}, I_{н3}$ – ток нагрузки в узлах 1, 2 и 3 соответственно. Положительное направление тока – из узла к нагрузке;

$I_{г2}$ – ток генерации в узле 2. Положительное направление тока – от генерирующей единицы в узел;

$I_{ш1}, I_{ш2}, I_{ш3}$ – ток шунта в узлах 1, 2 и 3 соответственно. Направление тока – из узла;

$0,5 \cdot I_{ш0-1}, 0,5 \cdot I_{ш3-1}, 0,5 \cdot I_{ш1-3}$ – ток шунта воздушной линии, отнесённый к узлам 1 и 3. Направление тока – из узла;

$I_{ш2-1}$ – Ток шунта трансформаторной ветви, отнесенный к узлу 1. Направление тока – из узла;

$I_{0-1}, I_{3-1}, I_{1-3}$ – Ток в ветвях 0-1, 3-1, 1-3. Направление тока – от узла, обозначенного первым индексом, к узлу, обозначенному вторым индексом;

I'_{2-1} – Ток в трансформаторной ветви на высокой стороне. Направление тока – от узла, обозначенного первым индексом, к узлу, обозначенному вторым индексом;

I''_{1-2} – Ток в трансформаторной ветви на низкой стороне. Направление тока – от узла, обозначенного первым индексом, к узлу, обозначенному вторым индексом;

Далее необходимо выразить токи по ветвям через напряжения в узлах

$$\left\{ \begin{array}{l} I_{н1} + I_{ш1} + 0,5 \cdot I_{ш0-1} + I_{ш2-1} + 0,5 \cdot I_{ш3-1} - (U_0 - U_1) \cdot Y_{0-1} \\ \quad - \left(\frac{1}{k_{тр}} U_2 - U_1 \right) \cdot Y_{2-1} - (U_3 - U_1) \cdot Y_{3-1} = 0 \\ I_{н2} - I_{г2} + I_{ш2} - \left(U_1 - \frac{1}{k_{тр}} U_2 \right) \cdot \frac{1}{k_{тр}} \cdot Y_{1-2} = 0 ; \\ I_{н3} + I_{ш3} + 0,5 \cdot I_{ш1-3} - (U_1 - U_3) \cdot Y_{1-3} = 0 . \end{array} \right. ;$$

Для перехода к уравнениям баланса мощностей уравнение для каждого узла домножается на сопряжённый комплекс напряжения в соответствующих узлах. С учётом [14]

$$S = \bar{U} \cdot I = P - iQ \quad (3.1)$$

система уравнений принимает вид

$$\left\{ \begin{array}{l} S_{H1} + S_{ш1} + 0,5 \cdot S_{ш0-1} + S_{ш2-1} + 0,5 \cdot S_{ш3-1} - \bar{U}_1(U_0 - U_1) \cdot Y_{0-1} \\ \quad - \bar{U}_1 \left(\frac{1}{k_{тр}} U_2 - U_1 \right) \cdot Y_{2-1} - \bar{U}_1(U_3 - U_1) \cdot Y_{3-1} = 0 \\ S_{H2} - S_{Г2} + S_{ш2} - \bar{U}_2 \left(U_1 - \frac{1}{k_{тр}} U_2 \right) \cdot \frac{1}{k_{тр}} \cdot Y_{1-2} = 0 ; \\ S_{H3} + S_{ш3} + 0,5 \cdot S_{ш1-3} - \bar{U}_3(U_1 - U_3) \cdot Y_{1-3} = 0 . \end{array} \right. ;$$

При использовании (3.1), а так же выражений

$$\begin{aligned} P_{ш} &= U^2 g_{ш} = (U_a^2 + U_r^2) g_{ш} ; \\ Q_{ш} &= U^2 b_{ш} = (U_a^2 + U_r^2) b_{ш} \end{aligned}$$

можно записать рассматриваемую систему уравнений в комплексном виде:

- первое уравнение системы

$$\begin{aligned} &P_{H1} - iQ_{H1} + (U_{1a}^2 + U_{1r}^2)g_{ш1} - i(U_{1a}^2 + U_{1r}^2)b_{ш1} \\ &+ 0,5 \cdot ((U_{1a}^2 + U_{1r}^2)g_{ш0-1} - i(U_{1a}^2 + U_{1r}^2)b_{ш0-1}) \\ &+ (U_{1a}^2 + U_{1r}^2)g_{ш2-1} - i(U_{1a}^2 + U_{1r}^2)b_{ш2-1} \\ &+ 0,5 \cdot ((U_{1a}^2 + U_{1r}^2)g_{ш3-1} - i(U_{1a}^2 + U_{1r}^2)b_{ш3-1}) \\ &- (U_{1a} - iU_{1r})(U_{0a} + iU_{0r} - U_{1a} - iU_{1r}) \cdot (g_{0-1} + ib_{0-1}) \\ &- (U_{1a} - iU_{1r}) \left(\frac{1}{k_{тр}} (U_{2a} + iU_{2r}) - U_{1a} - iU_{1r} \right) \cdot (g_{2-1} + ib_{2-1}) \\ &- (U_{1a} - iU_{1r})(U_{3a} + iU_{3r} - U_{1a} - iU_{1r}) \cdot (g_{3-1} + ib_{3-1}) = 0 \end{aligned}$$

- второе уравнение системы

$$P_{H2} - iQ_{H2} - P_{r2} + iQ_{r2} + (U_{2a}^2 + U_{2r}^2)g_{ш2} - i(U_{2a}^2 + U_{2r}^2)b_{ш2} - (U_{2a} - iU_{2r}) \left(U_{1a} + iU_{1r} - \frac{1}{k_{тр}}(U_{2a} + iU_{2r}) \right) \cdot \frac{1}{k_{тр}} \cdot (g_{1-2} + ib_{1-2}) = 0$$

- третье уравнение системы

$$P_{H3} - iQ_{H3} + (U_{3a}^2 + U_{3r}^2)g_{ш3} - i(U_{3a}^2 + U_{3r}^2)b_{ш3} + 0,5 \cdot ((U_{3a}^2 + U_{3r}^2)g_{ш1-3} - i(U_{3a}^2 + U_{3r}^2)b_{ш1-3}) - (U_{3a} - iU_{3r})(U_{1a} + iU_{1r} - U_{3a} - iU_{3r}) \cdot (g_{1-3} + ib_{1-3}) = 0$$

После преобразования уравнения принимают вид:

- первое уравнение системы

$$\begin{aligned} & P_{H1} - iQ_{H1} + (U_{1a}^2 + U_{1r}^2)g_{ш1} - i(U_{1a}^2 + U_{1r}^2)b_{ш1} \\ & + 0,5 \cdot ((U_{1a}^2 + U_{1r}^2)g_{ш0-1} - i(U_{1a}^2 + U_{1r}^2)b_{ш0-1}) \\ & + (U_{1a}^2 + U_{1r}^2)g_{ш2-1} - i(U_{1a}^2 + U_{1r}^2)b_{ш2-1} \\ & + 0,5 \cdot ((U_{1a}^2 + U_{1r}^2)g_{ш3-1} - i(U_{1a}^2 + U_{1r}^2)b_{ш3-1}) \\ & + (U_{1a}^2 + U_{1r}^2)(g_{0-1} + g_{2-1} + g_{3-1}) + i(U_{1a}^2 + U_{1r}^2)(b_{0-1} + b_{2-1} + b_{3-1}) \\ & - (U_{1a}U_{0a}g_{0-1} + U_{1r}U_{0r}g_{0-1} - U_{1a}U_{0r}b_{0-1} + U_{1r}U_{0a}b_{0-1}) \\ & - i(U_{1a}U_{0r}g_{0-1} - U_{1r}U_{0a}g_{0-1} + U_{1a}U_{0a}b_{0-1} + U_{1r}U_{0r}b_{0-1}) \\ & - \frac{1}{k_{тр}}(U_{1a}U_{2a}g_{2-1} + U_{1r}U_{2r}g_{2-1} - U_{1a}U_{2r}b_{2-1} + U_{1r}U_{2a}b_{2-1}) \\ & - i\frac{1}{k_{тр}}(U_{1a}U_{2r}g_{2-1} - U_{1r}U_{2a}g_{2-1} + U_{1a}U_{2a}b_{2-1} + U_{1r}U_{2r}b_{2-1}) \\ & - (U_{1a}U_{3a}g_{3-1} + U_{1r}U_{3r}g_{3-1} - U_{1a}U_{3r}b_{3-1} + U_{1r}U_{3a}b_{3-1}) \\ & - i(U_{1a}U_{3r}g_{3-1} - U_{1r}U_{3a}g_{3-1} + U_{1a}U_{3a}b_{3-1} + U_{1r}U_{3r}b_{3-1}) = 0 \end{aligned}$$

- второе уравнение системы

$$\begin{aligned}
& P_{H2} - iQ_{H2} - P_{r2} + iQ_{r2} + (U_{2a}^2 + U_{2r}^2)g_{ш2} - i(U_{2a}^2 + U_{2r}^2)b_{ш2} \\
& + (U_{2a}^2 + U_{2r}^2) \left(\frac{1}{k_{тр}^2} \cdot g_{1-2} \right) + i(U_{2a}^2 + U_{2r}^2) \left(\frac{1}{k_{тр}^2} \cdot b_{1-2} \right) \\
& - \frac{1}{k_{тр}} (U_{2a}U_{1a}g_{1-2} + U_{2r}U_{1r}g_{1-2} - U_{2a}U_{1r}b_{1-2} + U_{2r}U_{1a}b_{1-2}) \\
& - i \frac{1}{k_{тр}} (U_{2a}U_{1r}g_{1-2} - U_{2r}U_{1a}g_{1-2} + U_{2a}U_{1a}b_{1-2} + U_{2r}U_{1r}b_{1-2}) = 0
\end{aligned}$$

- третье уравнение системы

$$\begin{aligned}
& P_{H3} - iQ_{H3} + (U_{3a}^2 + U_{3r}^2)g_{ш3} - i(U_{3a}^2 + U_{3r}^2)b_{ш3} \\
& + 0,5 \cdot ((U_{3a}^2 + U_{3r}^2)g_{ш1-3} - i(U_{3a}^2 + U_{3r}^2)b_{ш1-3}) \\
& + g_{1-3} \cdot (U_{3a}^2 + U_{3r}^2) + i \cdot b_{1-3} (U_{3a}^2 + U_{3r}^2) \\
& - (U_{3a}U_{1a}g_{1-3} + U_{3r}U_{1r}g_{1-3} - U_{3a}U_{1r}b_{1-3} + U_{3r}U_{1a}b_{1-3}) \\
& - i(U_{3a}U_{1r}g_{1-3} - U_{3r}U_{1a}g_{1-3} + U_{3a}U_{1a}b_{1-3} + U_{3r}U_{1r}b_{1-3}) = 0
\end{aligned}$$

Система уравнений записана с использованием комплексных величин. Далее, каждое уравнение записывается в виде двух уравнений, одно из которых представляет собой действительную часть уравнения, записанного в комплексном виде, второе – мнимую часть:

- первое уравнение, действительная часть

$$\begin{aligned}
& P_{H1} + P_{ш1} + 0,5 \cdot P_{ш0-1} + P_{ш2-1} + 0,5 \cdot P_{ш3-1} \\
& + (U_{1a}^2 + U_{1r}^2)(g_{0-1} + g_{2-1} + g_{3-1}) \\
& - (U_{1a}U_{0a}g_{0-1} + U_{1r}U_{0r}g_{0-1} - U_{1a}U_{0r}b_{0-1} + U_{1r}U_{0a}b_{0-1}) \\
& - \frac{1}{k_{тр}} (U_{1a}U_{2a}g_{2-1} + U_{1r}U_{2r}g_{2-1} - U_{1a}U_{2r}b_{2-1} + U_{1r}U_{2a}b_{2-1}) \\
& - (U_{1a}U_{3a}g_{3-1} + U_{1r}U_{3r}g_{3-1} - U_{1a}U_{3r}b_{3-1} + U_{1r}U_{3a}b_{3-1}) = 0
\end{aligned}$$

- первое уравнение, мнимая часть

$$\begin{aligned}
 & -Q_{H1} - Q_{ш1} - 0,5 \cdot Q_{ш0-1} - Q_{ш2-1} - 0,5 \cdot Q_{ш3-1} \\
 & + (U_{1a}^2 + U_{1r}^2)(b_{0-1} + b_{2-1} + b_{3-1}) \\
 & - (U_{1a}U_{0r}g_{0-1} - U_{1r}U_{0a}g_{0-1} + U_{1a}U_{0a}b_{0-1} + U_{1r}U_{0r}b_{0-1}) \\
 & - \frac{1}{k_{тр}}(U_{1a}U_{2r}g_{2-1} - U_{1r}U_{2a}g_{2-1} + U_{1a}U_{2a}b_{2-1} + U_{1r}U_{2r}b_{2-1}) \\
 & - (U_{1a}U_{3r}g_{3-1} - U_{1r}U_{3a}g_{3-1} + U_{1a}U_{3a}b_{3-1} + U_{1r}U_{3r}b_{3-1}) = 0
 \end{aligned}$$

- второе уравнение, действительная часть

$$\begin{aligned}
 & P_{H2} - P_{Г2} + P_{ш2} + (U_{2a}^2 + U_{2r}^2) \left(\frac{1}{k_{тр}^2} \cdot g_{1-2} \right) \\
 & - \frac{1}{k_{тр}}(U_{2a}U_{1a}g_{1-2} + U_{2r}U_{1r}g_{1-2} - U_{2a}U_{1r}b_{1-2} + U_{2r}U_{1a}b_{1-2}) = 0
 \end{aligned}$$

- второе уравнение, мнимая часть

$$\begin{aligned}
 & -Q_{H2} + Q_{Г2} - Q_{ш2} + (U_{2a}^2 + U_{2r}^2) \left(\frac{1}{k_{тр}^2} \cdot b_{1-2} \right) \\
 & - \frac{1}{k_{тр}}(U_{2a}U_{1r}g_{1-2} - U_{2r}U_{1a}g_{1-2} + U_{2a}U_{1a}b_{1-2} + U_{2r}U_{1r}b_{1-2}) = 0
 \end{aligned}$$

- третье уравнение, действительная часть

$$\begin{aligned}
 & P_{H3} + P_{ш3} + 0,5 \cdot P_{ш1-3} + g_{1-3} \cdot (U_{3a}^2 + U_{3r}^2) \\
 & - (U_{3a}U_{1a}g_{1-3} + U_{3r}U_{1r}g_{1-3} - U_{3a}U_{1r}b_{1-3} + U_{3r}U_{1a}b_{1-3}) = 0
 \end{aligned}$$

- третье уравнение, мнимая часть

$$\begin{aligned} & -Q_{н3} - Q_{ш3} - 0,5 \cdot Q_{ш1-3} + b_{1-2}(U_{3a}^2 + U_{3r}^2) \\ & - i(U_{3a}U_{1r}g_{1-3} - U_{3r}U_{1a}g_{1-3} + U_{3a}U_{1a}b_{1-3} + U_{3r}U_{1r}b_{1-3}) = 0 \end{aligned}$$

Полученные уравнения описывают баланс активной и реактивной мощностей для узлов рассматриваемой модели. Так как узел 2 является генераторным, т.е. регулирующим по напряжению, то его реактивная мощность не является исходной величиной. Для таких узлов задается необходимый модуль напряжения, поддерживаемый на шинах ($U_{зад}$) [14, 15, 64, 65]. Следовательно, мнимая часть второго уравнения принимает вид:

- второе уравнение, мнимая часть

$$U_{2a}^2 + U_{2r}^2 = U_{зад}^2$$

Полученные шесть уравнений удобно представить в виде системы невязок:

$$\begin{cases} w_{P1}(U_{1a}, U_{2a}, U_{3a}) = 0 ; \\ w_{Q1}(U_{1r}, U_{2r}, U_{3r}) = 0 ; \\ w_{P2}(U_{1a}, U_{2a}, U_{3a}) = 0 ; \\ w_{U2}(U_{2a}, U_{2r}) = 0 ; \\ w_{P3}(U_{1a}, U_{2a}, U_{3a}) = 0 ; \\ w_{Q3}(U_{1r}, U_{2r}, U_{3r}) = 0 . \end{cases} \quad (3.2)$$

В рассматриваемой системе нелинейных уравнений неизвестными переменными являются активные и реактивные составляющие напряжений в узлах рассматриваемой модели. Аналитического решения полученной системы уравнений не существует [14]. Для нахождения решения использован итеративный метод Ньютона, обладающий хорошей сходимостью [14, 15].

Нелинейная система (3.2) заменяется на линеаризованную с разложением уравнений в ряд Тейлора

$$\left\{ \begin{array}{l} w_{P1}(U_{1a}^0, U_{2a}^0, U_{3a}^0) + \frac{\partial w_{P1}}{\partial U_{1a}}(U_{1a}^0)(U_{1a} - U_{1a}^0) + \frac{\partial w_{P1}}{\partial U_{2a}}(U_{2a}^0)(U_{2a} - U_{2a}^0) + \frac{\partial w_{P1}}{\partial U_{3a}}(U_{3a}^0)(U_{3a} - U_{3a}^0) = 0 ; \\ w_{Q1}(U_{1r}^0, U_{2r}^0, U_{3r}^0) + \frac{\partial w_{Q1}}{\partial U_{1r}}(U_{1r}^0)(U_{1r} - U_{1r}^0) + \frac{\partial w_{Q1}}{\partial U_{2r}}(U_{2r}^0)(U_{2r} - U_{2r}^0) + \frac{\partial w_{Q1}}{\partial U_{3r}}(U_{3r}^0)(U_{3r} - U_{3r}^0) = 0 ; \\ w_{P2}(U_{1a}^0, U_{2a}^0, U_{3a}^0) + \frac{\partial w_{P2}}{\partial U_{1a}}(U_{1a}^0)(U_{1a} - U_{1a}^0) + \frac{\partial w_{P2}}{\partial U_{2a}}(U_{2a}^0)(U_{2a} - U_{2a}^0) + \frac{\partial w_{P2}}{\partial U_{3a}}(U_{3a}^0)(U_{3a} - U_{3a}^0) = 0 ; \\ w_{U2}(U_{2a}^0, U_{2r}^0) + \frac{\partial w_{U2}}{\partial U_{2a}}(U_{2a}^0)(U_{2a} - U_{2a}^0) + \frac{\partial w_{U2}}{\partial U_{2r}}(U_{2r}^0)(U_{2r} - U_{2r}^0) = 0 ; \\ w_{P3}(U_{1a}^0, U_{2a}^0, U_{3a}^0) + \frac{\partial w_{P3}}{\partial U_{1a}}(U_{1a}^0)(U_{1a} - U_{1a}^0) + \frac{\partial w_{P3}}{\partial U_{2a}}(U_{2a}^0)(U_{2a} - U_{2a}^0) + \frac{\partial w_{P3}}{\partial U_{3a}}(U_{3a}^0)(U_{3a} - U_{3a}^0) = 0 ; \\ w_{Q3}(U_{1r}^0, U_{2r}^0, U_{3r}^0) + \frac{\partial w_{Q3}}{\partial U_{1r}}(U_{1r}^0)(U_{1r} - U_{1r}^0) + \frac{\partial w_{Q3}}{\partial U_{2r}}(U_{2r}^0)(U_{2r} - U_{2r}^0) + \frac{\partial w_{Q3}}{\partial U_{3r}}(U_{3r}^0)(U_{3r} - U_{3r}^0) = 0 . \end{array} \right.$$

После линеаризации уравнения системы (3.2) принимают вид
 - первое уравнение, действительная часть

$$\begin{aligned}
 & \left[P_{H1} + P_{ш1} + 0,5 \cdot P_{ш0-1} + P_{ш2-1} + 0,5 \cdot P_{ш3-1} \right. \\
 & + (U_{1a}^2 + U_{1r}^2)(g_{0-1} + g_{2-1} + g_{3-1}) \\
 & - (U_{1a}U_{0a}g_{0-1} + U_{1r}U_{0r}g_{0-1} - U_{1a}U_{0r}b_{0-1} + U_{1r}U_{0a}b_{0-1}) \\
 & - \frac{1}{k_{\text{ТР}}} (U_{1a}U_{2a}g_{2-1} + U_{1r}U_{2r}g_{2-1} - U_{1a}U_{2r}b_{2-1} + U_{1r}U_{2a}b_{2-1}) \\
 & \left. - (U_{1a}U_{3a}g_{3-1} + U_{1r}U_{3r}g_{3-1} - U_{1a}U_{3r}b_{3-1} + U_{1r}U_{3a}b_{3-1}) \right]^{(0)} \\
 & + \left[2U_{1a}(g_{0-1} + g_{2-1} + g_{3-1}) - U_{0a}g_{0-1} + U_{0r}b_{0-1} \right. \\
 & \left. - \frac{1}{k_{\text{ТР}}} (U_{2a}g_{2-1} - U_{2r}b_{2-1}) - U_{3a}g_{3-1} + U_{3r}b_{3-1} \right]^{(0)} (U_{1a} - U_{1a}^{(0)}) \\
 & + \left[2U_{1r}(g_{0-1} + g_{2-1} + g_{3-1}) - U_{0r}g_{0-1} - U_{0a}b_{0-1} \right. \\
 & \left. - \frac{1}{k_{\text{ТР}}} (U_{2r}g_{2-1} - U_{2a}b_{2-1}) - U_{3r}g_{3-1} + U_{3a}b_{3-1} \right]^{(0)} (U_{1r} - U_{1r}^{(0)}) \\
 & + \left[-\frac{1}{k_{\text{ТР}}} (U_{1a}g_{2-1} + U_{1r}b_{2-1}) \right]^{(0)} (U_{2a} - U_{2a}^{(0)}) \\
 & + \left[-\frac{1}{k_{\text{ТР}}} (U_{1r}g_{2-1} - U_{1a}b_{2-1}) \right]^{(0)} (U_{2r} - U_{2r}^{(0)}) \\
 & + [-(U_{1a}g_{3-1} + U_{1r}b_{3-1})]^{(0)} (U_{3a} - U_{3a}^{(0)}) \\
 & + [-(U_{1r}g_{3-1} - U_{1a}b_{3-1})]^{(0)} (U_{3r} - U_{3r}^{(0)}) = 0
 \end{aligned}$$

- первое уравнение, мнимая часть

$$\begin{aligned}
& \left[-Q_{H1} - Q_{\text{ш}1} - 0,5 \cdot Q_{\text{ш}0-1} - Q_{\text{ш}2-1} - 0,5 \cdot Q_{\text{ш}3-1} \right. \\
& + (U_{1a}^2 + U_{1r}^2)(b_{0-1} + b_{2-1} + b_{3-1}) \\
& - (U_{1a}U_{0r}g_{0-1} - U_{1r}U_{0a}g_{0-1} + U_{1a}U_{0a}b_{0-1} + U_{1r}U_{0r}b_{0-1}) \\
& - \frac{1}{k_{\text{тр}}} (U_{1a}U_{2r}g_{2-1} - U_{1r}U_{2a}g_{2-1} + U_{1a}U_{2a}b_{2-1} + U_{1r}U_{2r}b_{2-1}) \\
& \left. - (U_{1a}U_{3r}g_{3-1} - U_{1r}U_{3a}g_{3-1} + U_{1a}U_{3a}b_{3-1} + U_{1r}U_{3r}b_{3-1}) \right]^{(0)} \\
& + \left[2U_{1a}(b_{0-1} + b_{2-1} + b_{3-1}) - U_{0r}g_{0-1} - U_{0a}b_{0-1} \right. \\
& \left. - \frac{1}{k_{\text{тр}}} (U_{2r}g_{2-1} + U_{2a}b_{2-1}) - U_{3r}g_{3-1} - U_{3a}b_{3-1} \right]^{(0)} (U_{1a} - U_{1a}^{(0)}) \\
& + \left[2U_{1r}(b_{0-1} + b_{2-1} + b_{3-1}) + U_{0a}g_{0-1} - U_{0r}b_{0-1} \right. \\
& \left. - \frac{1}{k_{\text{тр}}} (-U_{2a}g_{2-1} + U_{2r}b_{2-1}) + U_{3a}g_{3-1} - U_{3r}b_{3-1} \right]^{(0)} (U_{1r} - U_{1r}^{(0)}) \\
& + \left[-\frac{1}{k_{\text{тр}}} (-U_{1r}g_{2-1} + U_{1a}b_{2-1}) \right]^{(0)} (U_{2a} - U_{2a}^{(0)}) \\
& + \left[-\frac{1}{k_{\text{тр}}} (U_{1a}g_{2-1} + U_{1r}b_{2-1}) \right]^{(0)} (U_{2r} - U_{2r}^{(0)}) \\
& + [-(-U_{1r}g_{3-1} + U_{1a}b_{3-1})]^{(0)} (U_{3a} - U_{3a}^{(0)}) \\
& + [-(U_{1a}g_{3-1} + U_{1r}b_{3-1})]^{(0)} (U_{3r} - U_{3r}^{(0)}) = 0
\end{aligned}$$

- второе уравнение, действительная часть

$$\begin{aligned}
& \left[P_{H2} - P_{\Gamma 2} + P_{\Pi 2} + (U_{2a}^2 + U_{2r}^2) \left(\frac{1}{k_{\text{ТР}}^2} \cdot g_{1-2} \right) \right. \\
& \left. - \frac{1}{k_{\text{ТР}}} (U_{2a} U_{1a} g_{1-2} + U_{2r} U_{1r} g_{1-2} - U_{2a} U_{1r} b_{1-2} + U_{2r} U_{1a} b_{1-2}) \right]^{(0)} \\
& + \left[-\frac{1}{k_{\text{ТР}}} (U_{2a} g_{1-2} + U_{2r} b_{1-2}) \right]^{(0)} (U_{1a} - U_{1a}^{(0)}) \\
& + \left[-\frac{1}{k_{\text{ТР}}} (U_{2r} g_{1-2} - U_{2a} b_{1-2}) \right]^{(0)} (U_{1r} - U_{1r}^{(0)}) \\
& + \left[2U_{2a} \left(\frac{1}{k_{\text{ТР}}^2} \cdot g_{1-2} \right) - \frac{1}{k_{\text{ТР}}} (U_{1a} g_{1-2} - U_{1r} b_{1-2}) \right]^{(0)} (U_{2a} - U_{2a}^{(0)}) \\
& + \left[2U_{2r} \left(\frac{1}{k_{\text{ТР}}^2} \cdot g_{1-2} \right) - \frac{1}{k_{\text{ТР}}} (U_{1r} g_{1-2} - U_{1a} b_{1-2}) \right]^{(0)} (U_{2r} - U_{2r}^{(0)}) = 0
\end{aligned}$$

- второе уравнение, мнимая часть

$$\begin{aligned}
& [U_{2a}^2 + U_{2r}^2 - U_{\text{зад}}^2]^{(0)} \\
& + (2U_{2a})^{(0)} (U_{2a} - U_{2a}^{(0)}) + (2U_{2r})^{(0)} (U_{2r} - U_{2r}^{(0)}) = 0
\end{aligned}$$

- третье уравнение, действительная часть

$$\begin{aligned}
& [P_{H3} + P_{\Pi 3} + 0,5 \cdot P_{\Pi 1-3} + g_{1-3} \cdot (U_{3a}^2 + U_{3r}^2) \\
& - (U_{3a} U_{1a} g_{1-3} + U_{3r} U_{1r} g_{1-3} - U_{3a} U_{1r} b_{1-3} + U_{3r} U_{1a} b_{1-3})]^{(0)} \\
& + [-(U_{3a} g_{1-3} + U_{3r} b_{1-3})]^{(0)} (U_{1a} - U_{1a}^{(0)}) \\
& + [-(U_{3r} g_{1-3} - U_{3a} b_{1-3})]^{(0)} (U_{1r} - U_{1r}^{(0)}) \\
& + [2U_{3a} \cdot g_{1-3} - (U_{1a} g_{1-3} - U_{1r} b_{1-3})]^{(0)} (U_{3a} - U_{3a}^{(0)}) \\
& + [2U_{3r} \cdot g_{1-3} - (U_{1r} g_{1-3} - U_{1a} b_{1-3})]^{(0)} (U_{3r} - U_{3r}^{(0)}) = 0
\end{aligned}$$

- третье уравнение, действительная часть

$$\begin{aligned}
 & [-Q_{H3} - Q_{ш3} - 0,5 \cdot Q_{ш1-3} + b_{1-2}(U_{3a}^2 + U_{3r}^2) \\
 & - i(U_{3a}U_{1r}g_{1-3} - U_{3r}U_{1a}g_{1-3} + U_{3a}U_{1a}b_{1-3} + U_{3r}U_{1r}b_{1-3})]^{(0)} \\
 & + [-(-U_{3r}g_{1-3} + U_{3a}b_{1-3})]^{(0)} (U_{1a} - U_{1a}^{(0)}) \\
 & + [-(U_{3a}g_{1-3} + U_{3r}b_{1-3})]^{(0)} (U_{1r} - U_{1r}^{(0)}) \\
 & + [2U_{3a} \cdot b_{1-3} - U_{1r}g_{1-3} - U_{1a}b_{3-1}]^{(0)} (U_{3a} - U_{3a}^{(0)}) \\
 & + [2U_{3r} \cdot b_{1-3} + U_{1a}g_{1-3} - U_{1r}b_{1-3}]^{(0)} (U_{3r} - U_{3r}^{(0)}) = 0
 \end{aligned}$$

Полученные шесть линеаризованных уравнений можно записать в матричном виде

$$[A] \cdot [U] = [B].$$

Матрицы $[A]$, $[U]$, $[B]$ представлены в приложении А (1.1 – 1.3).

Матрица-столбец активной и реактивной составляющих комплексов напряжения в узлах находится путём умножения слева матрицы В на обратную матрицу A^{-1}

$$[U] = [A]^{-1} \cdot [B].$$

Полученные результаты имеют вид

$$[U] = \begin{pmatrix} U_{1a}^{(1)} \\ U_{1r}^{(1)} \\ U_{2a}^{(1)} \\ U_{2r}^{(1)} \\ U_{3a}^{(1)} \\ U_{3r}^{(1)} \end{pmatrix}.$$

Элементы матрицы-столбца U представляют собой активные и реактивные составляющие комплексов напряжения в узлах 1-3. Они являются результатами первой итерации, после которой необходимо произвести оценку полученных значений. Для этого определяются значения невязок (небалансов) активной и реактивной мощностей в узлах, а также величины модуля напряжения в узлах, регулирующих по реактивной мощности (система уравнений 3.2).

В случае, если величина невязки в каждом узле меньше заданной величины ε (точности расчёта) по абсолютной величине, можно сделать вывод об успешном окончании расчёта установившегося режима и балансе мощностей с заданной точностью. В случае, если величины невязок в любых узлах превышают величину ε , цикл расчёта повторяется – производится следующая итерация, в которой в качестве исходных значений активных и реактивных составляющих напряжения в узлах используются значения, полученные в результате предыдущей итерации.

Процесс расчёта продолжается до тех пор, пока не произойдёт одно из следующих событий:

- 1 Все значения невязок по модулю меньше заданной величины ε ;
- 2 Достигнуто заданное конечное число итераций.

По результатам окончания процесса расчёта выполняется проверка величин невязок. Если после завершения процесса расчёта любое из значений невязок превышает заданную величину ε , то расчёт установившегося режима считается невыполненным. При достаточном количестве итераций это означает расходжение процесса расчёта установившегося режима. В случае, если после завершения процесса расчёта все значения невязок по модулю меньше заданной величины ε и не достигнуто заданное конечное число итераций, то расчёт установившегося режима считается выполненным успешно.

Значения активных и реактивных составляющих комплексов напряжения в узлах являются искомыми переменными. Полученные в результате расчёта установившегося режима, они используются для расчёта потокораспределения

активной и реактивной мощности, а также величины тока по ветвям рассматриваемой модели по формулам

$$\dot{I}_{0-1} = (\dot{U}_0 - \dot{U}_1) \cdot y_{0-1} = \frac{(\dot{U}_0 - \dot{U}_1)}{r_{0-1} + i \cdot x_{0-1}};$$

$$\dot{I}_{0-1 \text{ нач}} = \dot{I}_{0-1} + \dot{I}_{\text{ш}} = \dot{I}_{0-1} + \dot{U}_0 \frac{y_{\text{ш}}}{2};$$

$$\dot{I}_{0-1 \text{ кон}} = \dot{I}_{0-1} - \dot{I}_{\text{ш}} = \dot{I}_{0-1} - \dot{U}_1 \frac{y_{\text{ш}}}{2};$$

$$\dot{I}_{1-2} = \left(\dot{U}_1 - \frac{1}{k_{\text{тр}}} \dot{U}_2 \right) \cdot y_{1-2} = \frac{(\dot{U}_1 - \frac{1}{k_{\text{тр}}} \dot{U}_2)}{r_{1-2} + i \cdot x_{1-2}};$$

$$\dot{I}_{1-2 \text{ нач}} = \dot{I}_{1-2} + \dot{I}_{\text{ш}} = \dot{I}_{1-2} + \dot{U}_0 \cdot \dot{y}_{\text{ш}};$$

$$\dot{I}_{1-2 \text{ кон}} = \dot{I}_{1-2} \frac{1}{k_{\text{тр}}};$$

$$\dot{I}_{1-3} = (\dot{U}_1 - \dot{U}_3) \cdot y_{1-3} = \frac{(\dot{U}_1 - \dot{U}_3)}{r_{1-3} + i \cdot x_{1-3}};$$

$$\dot{I}_{1-3 \text{ нач}} = \dot{I}_{1-3} + \dot{I}_{\text{ш}} = \dot{I}_{1-3} + \dot{U}_1 \frac{y_{\text{ш}}}{2};$$

$$\dot{I}_{1-3 \text{ кон}} = \dot{I}_{1-3} - \dot{I}_{\text{ш}} = \dot{I}_{1-3} - \dot{U}_3 \frac{y_{\text{ш}}}{2};$$

где \dot{I}_{n-m} – комплекс тока в ветви n-m;

y_{n-m} – комплекс продольной проводимости ветви n-m;

r_{0-1} – активное сопротивление ветви n-m;

x_{0-1} – реактивное сопротивление ветви n-m;

\dot{U}_n – комплекс напряжения в узле n;

$\dot{I}_{n-m \text{ нач}}$ – комплекс тока начала ветви n-m;

$\dot{I}_{n-m \text{ кон}}$ – комплекс тока конца ветви n-m;

$\dot{y}_{\text{ш}}$ – комплекс проводимости шунта ветви.

Потоки активной и реактивной мощностей по ветвям модели определяются по формулам

$$\dot{S}_{0-1 \text{ нач}} = \dot{U}_0 \cdot \bar{I}_{0-1 \text{ нач}} = P_{0-1 \text{ нач}} + jQ_{0-1 \text{ нач}};$$

$$\dot{S}_{0-1 \text{ кон}} = \dot{U}_1 \cdot \bar{I}_{0-1 \text{ кон}} = P_{0-1 \text{ кон}} + jQ_{0-1 \text{ кон}};$$

$$\dot{S}_{1-2 \text{ нач}} = \dot{U}_1 \cdot \bar{I}_{1-2 \text{ нач}} = P_{1-2 \text{ нач}} + jQ_{1-2 \text{ нач}} ;$$

$$\dot{S}_{1-2 \text{ кон}} = \dot{U}_2 \cdot \bar{I}_{1-2 \text{ кон}} = P_{1-2 \text{ кон}} + jQ_{1-2 \text{ кон}} ;$$

$$\dot{S}_{1-3 \text{ нач}} = \dot{U}_1 \cdot \bar{I}_{1-3 \text{ нач}} = P_{1-3 \text{ нач}} + jQ_{1-3 \text{ нач}} ;$$

$$\dot{S}_{1-3 \text{ кон}} = \dot{U}_3 \cdot \bar{I}_{1-3 \text{ кон}} = P_{1-3 \text{ кон}} + jQ_{1-3 \text{ кон}} ;$$

где $\dot{S}_{n-m \text{ нач}}$ – комплекс потока полной мощности по ветви n-m у узла n;

$\dot{S}_{n-m \text{ кон}}$ – комплекс потока полной мощности по ветви n-m у узла m;

Генерация реактивной мощности в узле 2 определяется из баланса реактивной мощности нагрузки в узле 2 и потоков реактивной мощности по отходящим от узла 2 ветвям (рисунок 3.3) по формулам

$$Q_{2 \Gamma} = (\sum_{i=1}^n Q_{\text{ветв}}) + Q_{2 \text{ н}} ;$$

$$Q_{2 \Gamma} = -Q_{1-2 \text{ кон}} + Q_{2 \text{ н}} .$$

Полученное значение $Q_{2 \Gamma}$ после каждой итерации проверяется на соответствие диапазону регулирования реактивной мощности $[Q_{2 \Gamma \text{ min}}; Q_{2 \Gamma \text{ max}}]$. В случае выхода расчётного значения $Q_{2 \Gamma}$ за диапазон регулирования указанная величина фиксируется на соответствующей границе диапазона.

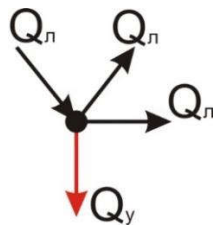


Рисунок 3.3 – Определение реактивной мощности генерации

Для определения границ сходимости процесса расчёта установившегося режима производится серия расчётов с изменением исходной модели в соответствии с заданным вектором утяжеления [12 - 15, 64, 67]. При этом происходит последовательное смещение параметров режима исходной модели до тех пор, пока не будет получена модель, процесс расчёта режима для которой будет расходящимся. При этом последний установившийся режим будет отнесён к гра-

ничным по условию сходимости процесса расчёта. Затем происходит возврат модели к стартовому состоянию, после которого процесс утяжеления повторяется с поворотом вектора утяжеления на заданный угол α (рисунок 3.4).

Заданные исходные составляющие вектора утяжеления в узлах 2, 3 - $P_{2\text{ ут}}^0$, $P_{3\text{ ут}}^0$.

Модуль вектора утяжеления

$$P_{\text{ут}} = \sqrt{(P_{2\text{ ут}}^0)^2 + (P_{3\text{ ут}}^0)^2}.$$

Угол вектора утяжеления

$$\alpha^0 = \text{arctg} \left(\frac{P_{3\text{ ут}}^0}{P_{2\text{ ут}}^0} \right).$$

Значения составляющих вектора утяжеления после его поворота на угол α

$$P_{2\text{ ут}}^1 = P_{\text{ут}} \cos(\alpha^0 + \alpha);$$

$$P_{3\text{ ут}}^1 = P_{\text{ут}} \sin(\alpha^0 + \alpha).$$

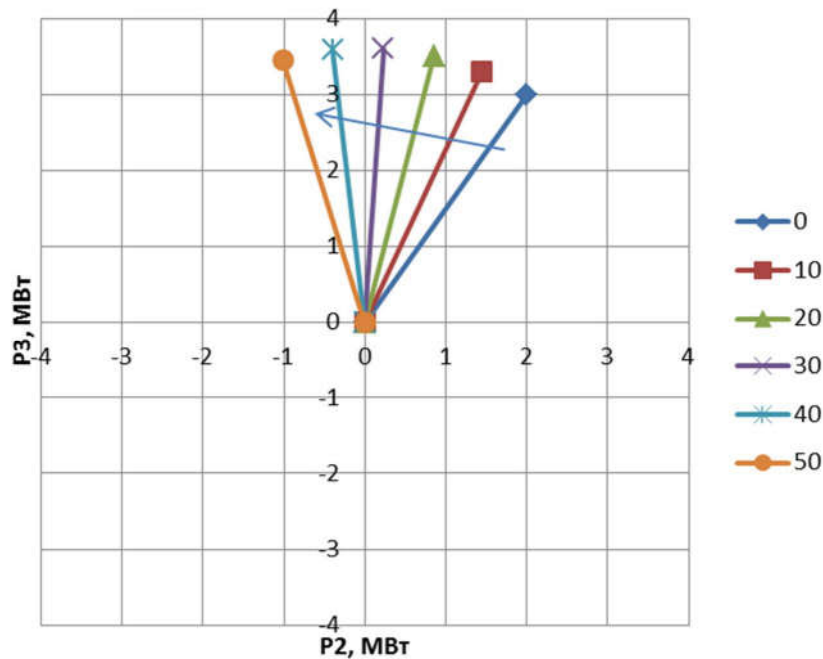


Рисунок 3.4 – Поворот вектора утяжеления

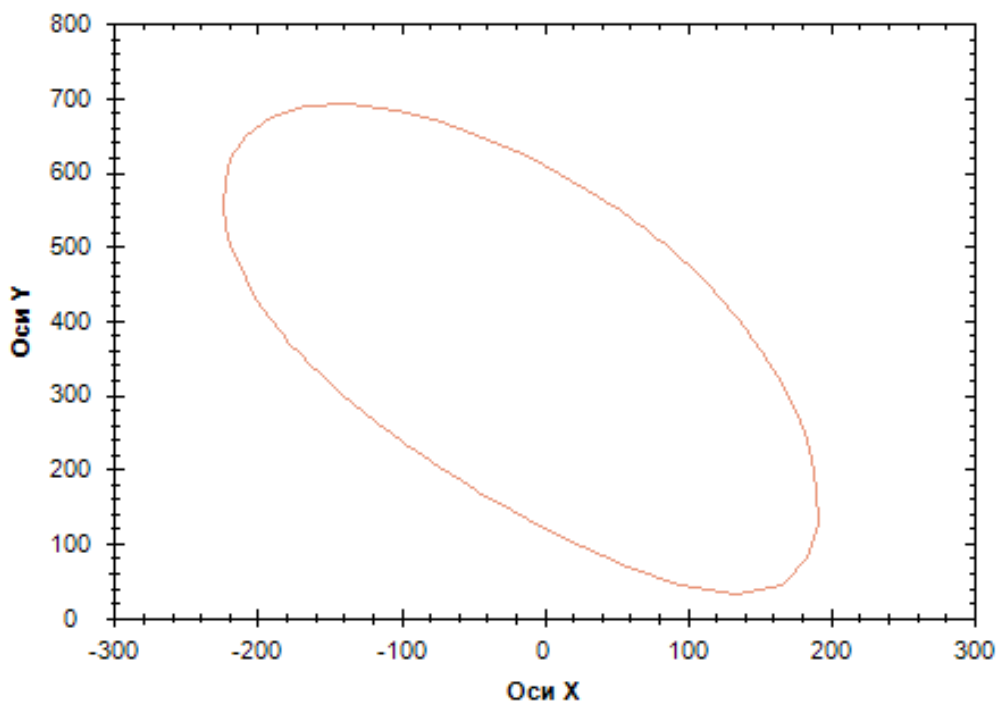


Рисунок 3.5 – Граница области сходимости расчёта установившегося режима. Ось абсцисс – P_{3H} (МВт), ось ординат – P_{2H} (МВт)

После нахождения всех граничных по условию сходимости расчёта режимов при последовательном повороте вектора утяжеления до его возврата в исходное положение (поворот на полный круг) осуществляется построение многоугольника, вписанного в область сходимости процесса расчёта установившегося режима (рисунок 3.5).

Затем процесс построения области сходимости повторяется при изменении Q_{3H} и U_0 . Получается семейство границ области сходимости расчёта установившегося режима (рисунок 3.6).

При этом формируется четырёхмерная область сходимости, аналогичная (2.5), в координатах

$$F(U_0, P_{2H}, P_{3H}, Q_{3H}) = 0. \quad (3.3)$$

В выражении (3.3) переменная P_{2H} характеризует баланс активной мощности в узле 2 (переток активной мощности в сечение энергорайона – рисунок

3.1), переменные P_{3H} , Q_{3H} , U_0 характеризуют параметры эквивалента внешней сети.

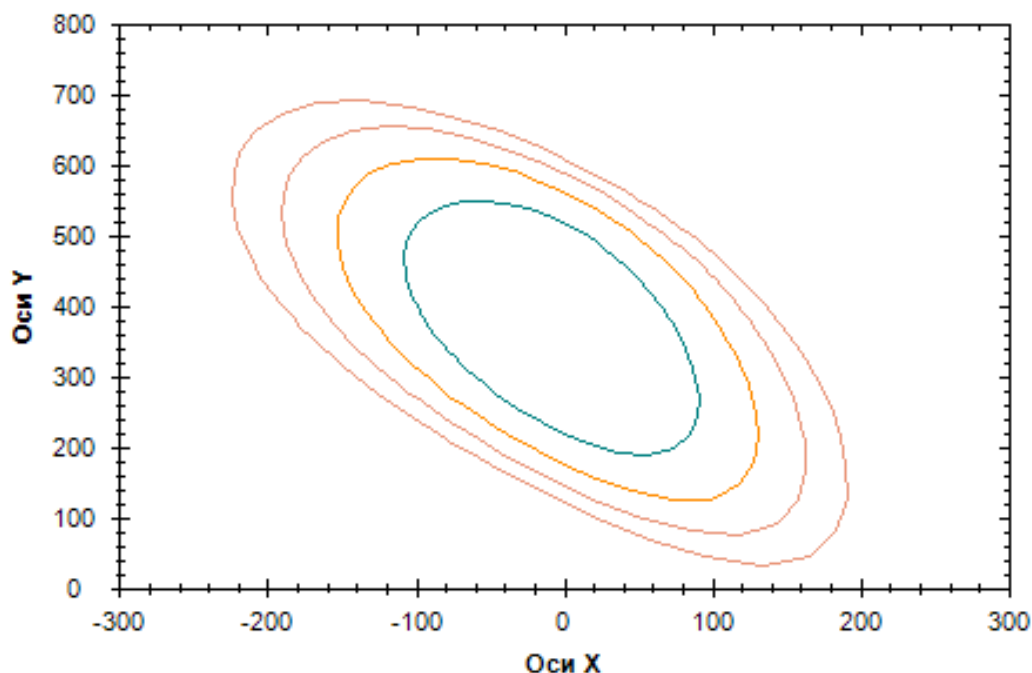


Рисунок 3.6 – Семейство границ области сходимости расчёта установившегося режима. Ось абсцисс – P_{3H} (МВт), ось ординат – P_{2H} (МВт)

Таким образом, полученная для рассматриваемой модели область является областью сходимости результатов расчёта, которую в соответствии с [12 - 15] можно рассматривать как область статической аperiodической устойчивости. Указанная область рассчитана с точностью шага утяжеления и величины точности расчёта ϵ .

3.3 Расчёт установившегося режима для модели со связями между узлами примыкания

Модель, изображённая на рисунке 3.1 (б) подразумевает использование метода оценки допустимых режимов работы в текущем режиме с учётом возмущений (пункт 2.3.2). Уравнения для рассматриваемой модели записываются аналогично уравнениям п. 3.2, записанным для модели без связей между узлами примыкания (рисунок 3.1 (а)), за исключением того, что в третьем уравнении добавляется ток по ветви 0-3:

$$\begin{cases} I_{H1} + I_{ш1} + 0,5 \cdot I_{ш0-1} + I_{ш2-1} + 0,5 \cdot I_{ш3-1} - I_{0-1} - I'_{2-1} - I_{3-1} = 0 \\ I_{H2} - I_{Г2} + I_{ш2} - I''_{1-2} = 0 \\ I_{H3} + I_{ш3} + 0,5 \cdot I_{ш1-3} - I_{1-3} - I''_{0-3} = 0 \end{cases} .$$

Вывод формул аналогичен пункту 3.2, матрицы $[A]$, $[U]$, $[B]$ представлены в приложении А (2.1 – 2.3).

Затем рассматривается ремонтная схема (рисунок 3.7)

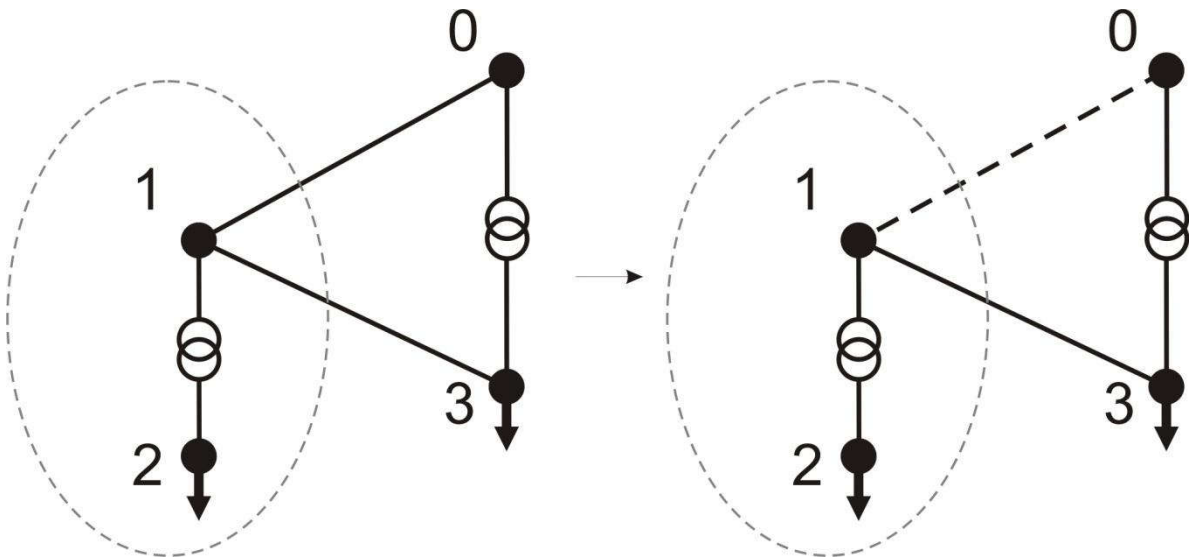


Рисунок 3.7 – нормальная и ремонтная схемы

Уравнения для модели ремонтной схемы записываются аналогично, за исключением того, что в первом и третьем уравнении отсутствует ток по отключённой ветви 0-1

$$\begin{cases} I_{H1} + I_{ш1} + 0,5 \cdot I_{ш0-1} + I_{ш2-1} + 0,5 \cdot I_{ш3-1} - I'_{2-1} - I_{3-1} = 0 \\ I_{H2} - I_{Г2} + I_{ш2} - I''_{1-2} = 0 \\ I_{H3} + I_{ш3} + 0,5 \cdot I_{ш1-3} - I_{1-3} - I''_{0-3} = 0 \end{cases} .$$

Вывод формул аналогичен пункту 3.2, матрицы $[A]$, $[U]$, $[B]$ представлены в приложении А (3.1 – 3.3).

Для моделей с нормальной схемой и с отключенной линией определяется область допустимых режимов [12] с использованием последовательного поворота вектора утяжеления (п. 3.2) (рисунок 3.7).

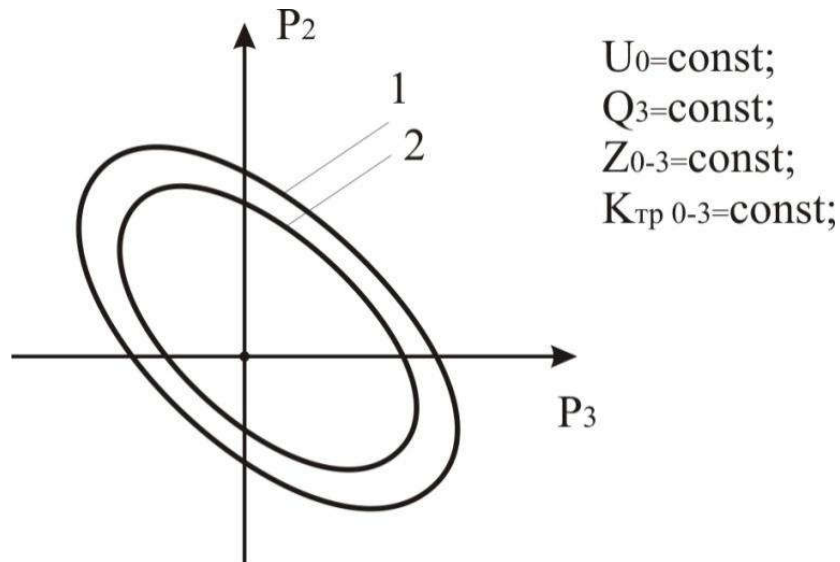


Рисунок 3.7 – Области допустимых режимов работы.

1 – исходная схема, 2 – отключена связь 0-1.

Контур 2 на рисунке 3.7 ограничивает контур 1. Таким образом, учёт возможности аварийного отключения ветви 0-1 уменьшает область допустимых режимов работы.

3.4 Расчёт допустимых перетоков активной мощности для различных электрических режимов работы электроэнергетических систем

Для охвата всех интересующих режимов при расчёте допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях ЭЭС необходимо производить расчёт области допустимых режимов для:

- различных состояний исходного режима рассматриваемого энергорайона (пункт 2.2);
- различных параметров эквивалентов (пункты 3.2, 3.3);
- различных схем рассматриваемого сечения (нормальной и ремонтных).

Поясняющая схема с элементами расчётов представлена на рисунке 3.8.

Изменение параметров эквивалента заложено в алгоритм программы для ЭВМ «Рокада». Выбор схемы сечения и выбор исходного режима осуществляется пользователем путём загрузки соответствующей модели.

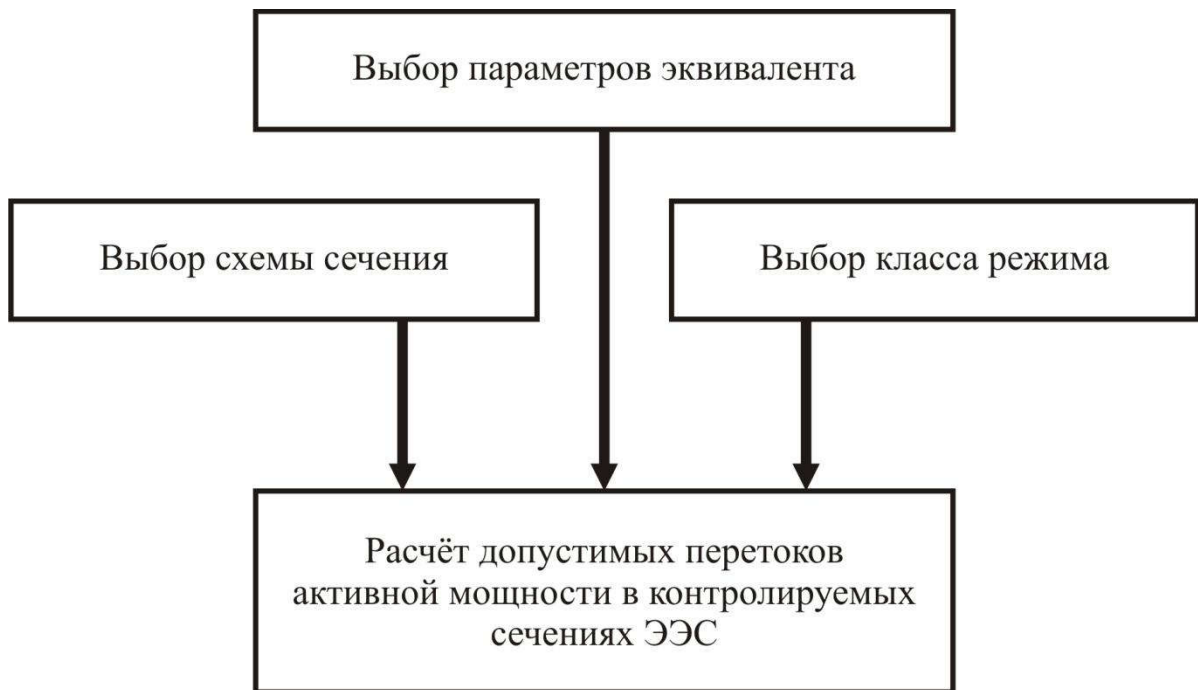


Рисунок 3.8 – Схема расчёта допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях ЭЭС с использованием усовершенствованного метода

3.5 Выводы

Разработанная программа для ЭВМ «Рокада» позволяет повысить эффективность расчётов допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях ЭЭС путём автоматизации и алгоритмизации и использования усовершенствованного метода расчёта (пункт 2.3).

ГЛАВА 4 ПРОВЕДЕНИЕ ЭКСПЕРИМЕНТА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММЫ НА МОДЕЛЯХ ЭКВИВАЛЕНТНОЙ ВНЕШНЕЙ СЕТИ

4.1 Расчёт области сходимости расчёта установившегося режима для модели с двумя узлами примыкания

Автоматизация расчёта области сходимости с применением метода оценки области существования в текущем режиме без учёта возмущений реализована в программе для ЭВМ «Рокада» [68, 69], предназначенной для расчёта установившихся режимов, статической устойчивости и допустимых перетоков активной мощности в электроэнергетических системах.

Реализация работы программа «Рокада» для расчёта области сходимости в моделях с двумя узлами примыкания рассмотрена далее в пунктах 4.1.1, 4.1.2.

4.1.1 Сравнение области сходимости расчёта установившегося режима для модели с двумя узлами примыкания с предельными режимами полной модели

В качестве примера реализации метода, изложенного в пункте 3.2, рассмотрена область сходимости процесса расчёта установившегося режима (далее – область сходимости), связанная с областью существования установившегося режима [12 – 15, 64, 65, 67], для модели, изображённой на рисунке 4.1 с параметрами, представленными в таблицах 4.1 и 4.2. В качестве эквивалента рассмотрена модель с двумя узлами примыкания в изображённая на рисунке 4.2 с параметрами, представленными в таблицах 4.1 и 4.2.

Построение области сходимости результатов расчёта производится путём утяжеления режима, заданного вектором утяжеления в координатах $P_{ЭКВ}$ (ось x), $P_{ЭР}$ (ось y), из исходного установившегося режима, соответствующего балансу нагрузок в узлах и минимальным перетокам мощности по ветвям. После нахождения границы области сходимости процесс повторяется с поворотом вектора утяжеления на заданный угол α до тех пор, пока вектор утяжеления не вернётся в исходное положение. Результатом такого расчёта является граница

области сходимости в эквивалентной модели в координатах $P_{ЭКВ}$ (ось x), $P_{ЭР}$ (ось y) для выбранного $Q_{ЭКВ}$. Указанные границы области сходимости, рассчитанные программой «Рокада» для эквивалентной модели при значениях $Q_{ЭКВ}$, находящихся в диапазоне от -40 до 80 Мвар с шагом в 10 Мвар, представлены на рис. 5.

Таблица 4.1 – Параметры узлов рассматриваемых моделей

№, п/п	Название	Тип	Uном	Pнагр	Qнагр	Pген	Qген
			кВ	МВт	Мвар	МВт	Мвар
Полная модель							
1	Система	BU	220	0	0	0	0
2	Энергорайон	PQ	220	400	100	400	100
3	Поток	PQ	220	50	10	0	0
4	Закат	PQ	220	0	0	0	0
5	Камень	PQ	110	200	80	100	50
Эквивалент							
1	Система	BU	220	0	0	0	0
2	Энергорайон	PQ	220	400	100	400	100
3	Эквивалент	PQ	220	0	0	0	0

Таблица 4.2 – Параметры ветвей рассматриваемых моделей

№, п/п	№ нач.	№ кон.	г	х	Ктр
			Ом	Ом	отн. ед.
Полная модель					
1	1	2	15	100	1
2	2	3	10	50	1
3	3	4	15	50	1
4	4	1	20	80	1
5	4	5	2	15	0,5
Эквивалент					
1	1	2	15	100	1
2	2	3	10	50	1

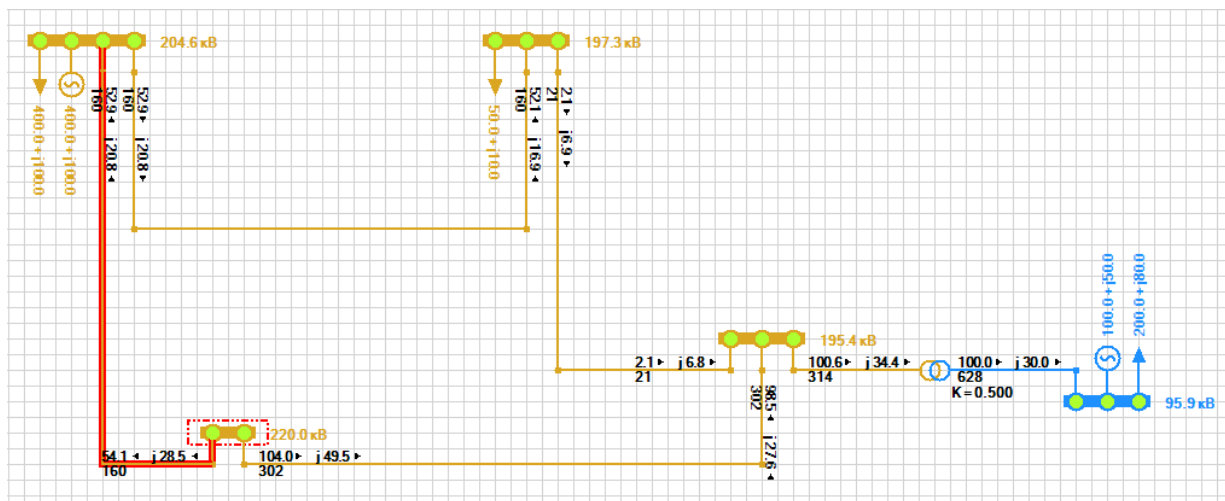


Рисунок 4.1 – Полная модель в интерфейсе программы «Рокада»

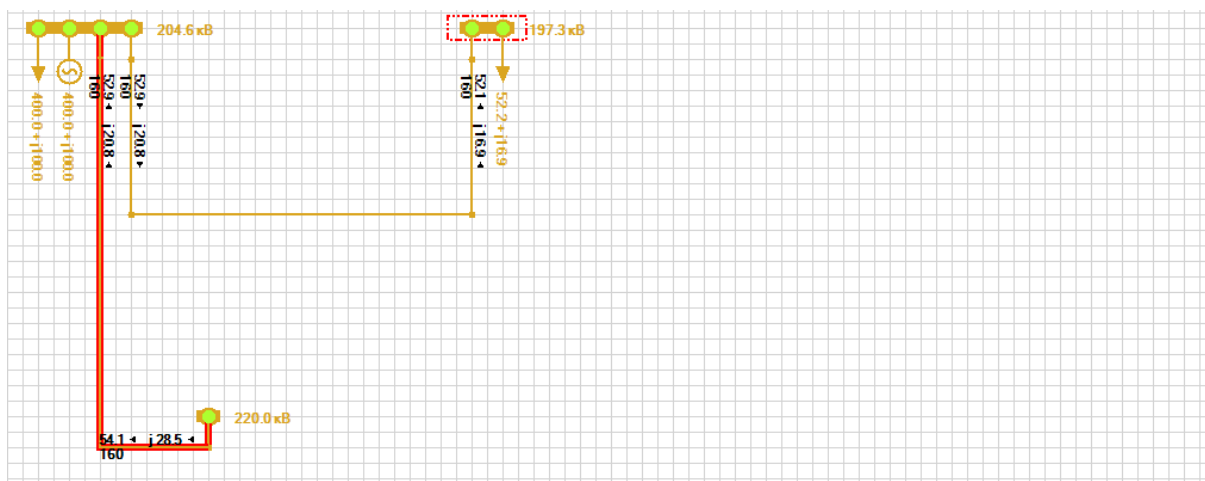


Рисунок 4.2 – эквивалент модели в интерфейсе программы «Рокада»

Для проверки соответствия предельных по сходимости режимов полной модели (рисунок 4.1) границам области сходимости эквивалентной модели (рисунок 4.2) были произведены различные расчёты с определением предельного по сходимости режима для полной модели:

- 1 Увеличение нагрузки в узле ЭР (Энергорайон);
- 2 Уменьшение нагрузки в узле ЭР (Энергорайон);
- 3 Увеличение нагрузки в узле ЭР (Энергорайон) при изменении нагрузки в узле 110 кВ Камень с 200 Мвт до 100 МВт;

4 Увеличение нагрузки в узле ЭР (Энергорайон) при изменении нагрузки в узле 110 кВ Камень с 200 Мвт до 300 МВт;

5 Увеличение нагрузки в узле ЭР (Энергорайон) при изменении нагрузки в узле 110 кВ Камень с 200 Мвт до 330 МВт.

Параметры предельных по сходимости режимов полной модели для вариантов расчёта 1-5 представлены в таблице 4.3 и изображены на рисунке 4.3. Для наглядности на рисунке 4.4 также нанесены области сходимости расчёта установившегося режима для эквивалентной модели при значениях $Q_{\text{ЭКВ}}$, соответствующих результатам расчета (таблица 4.3).

Анализ полученных результатов показывает, что предельные режимы 1-3 полной модели находятся на границе сходимости, определённой для эквивалентной модели. Предельные режимы 4 и 5 не находятся на границе сходимости для эквивалентной модели, а находятся внутри её области. Причём с увеличением нагрузки в узле 110 кВ Камень до 300 МВт и выше происходит увеличение отклонения от указанной границы. Это означает нарушение сходимости расчёта, вызванное перегрузкой связей, не связанных с узлом «Энергорайон» (связи Система-Закат-Камень). Таким образом, в данных режимах (4, 5) происходит недоиспользование пропускной способности рассматриваемых связей узла «Энергорайон».

Таблица 4.3 – Параметры предельных режимов полной модели

№, п/п	Нагрузка энергорайона	Переток из узла примыкания	
	$P_{\text{ЭР}}$	$P_{\text{ЭКВ}}$	$Q_{\text{ЭКВ}}$
	МВт	МВт	Мвар
1	621	-25	11,5
2	-27	176,2	-32,4
3	660	-67,3	4,2
4	481	59,5	32,8
5	336	112,1	35,3

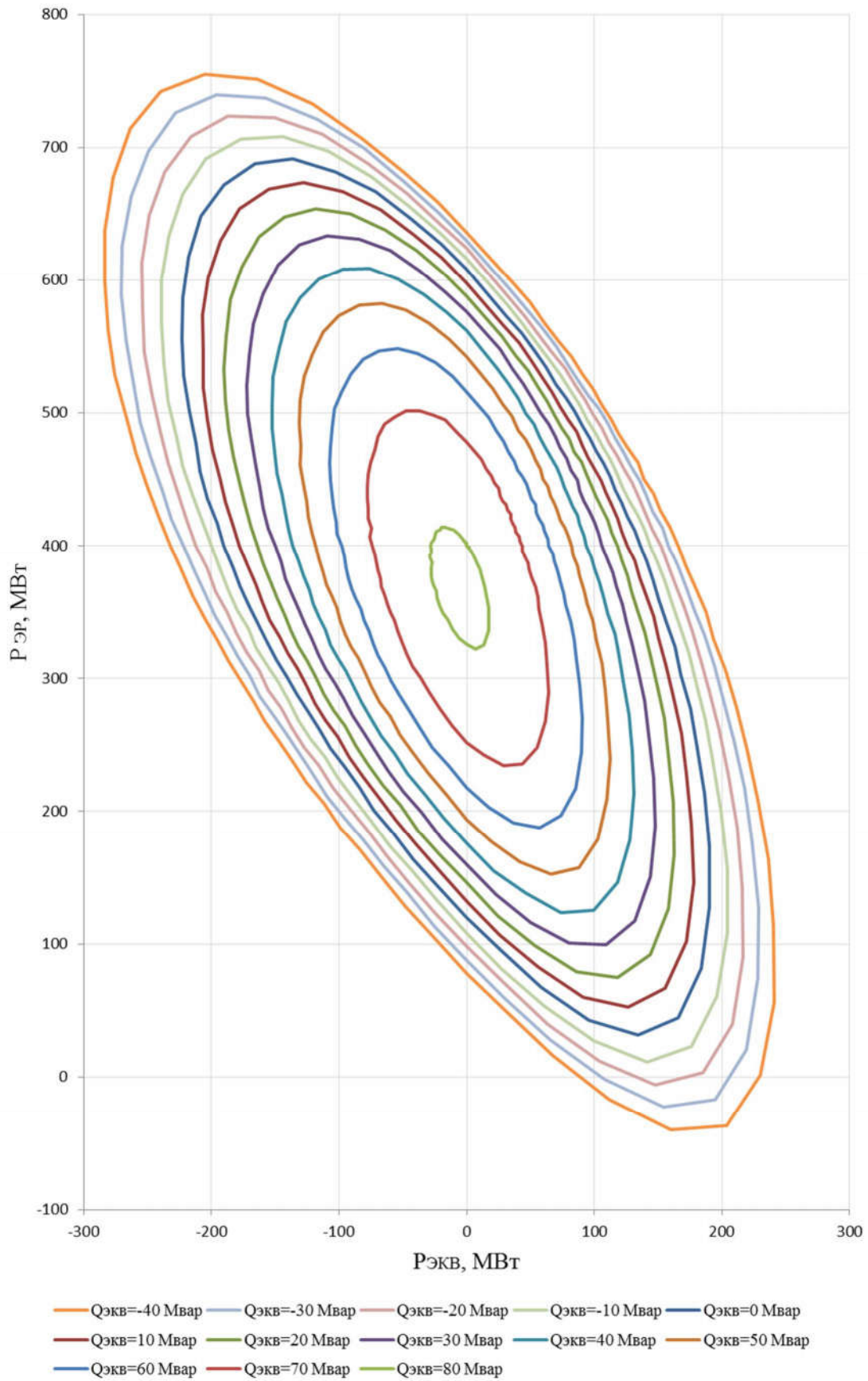


Рисунок 4.3 – Границы области сходимости расчёта для эквивалентной модели

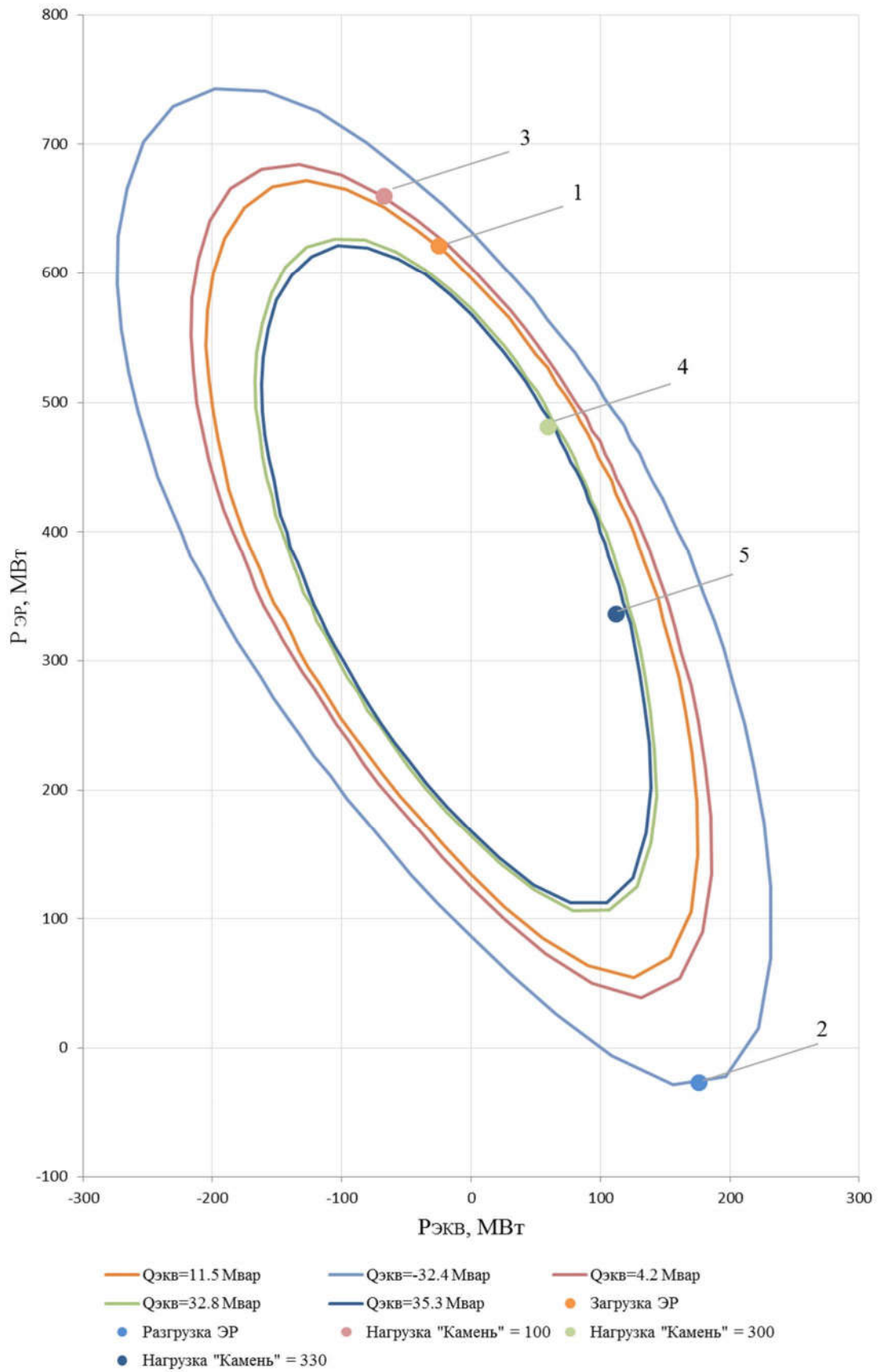


Рисунок 4.4 – Границы области сходимости расчёта для эквивалентной модели с нанесёнными на график предельными режимами 1-5 для полной модели

Результаты проведённых расчётов показывают, что использование метода оценки области существования в текущем режиме без учёта возмущений для модели, изображённой на рисунке 4.1, в рассмотренном примере позволяет определить область сходимости расчёта установившихся режимов при любом сочетании потоков активной и реактивной мощности по связи с узлами примыкания. При этом рассматриваемая область не зависит от топологии и распределения нагрузок во внешней (отсекаемой) сети.

Полученная в результате расчётов область сходимости расчёта установившихся режимов зависит только от топологии и состояния входящих в эквивалент элементов (рисунок 4.2).

Граница области сходимости может быть использована для мониторинга состояния текущего режима работы рассматриваемого сечения и оценки соблюдения нормируемых запасов устойчивости в любом направлении изменения текущего электрического режима [12].

4.1.2 Влияние параметров модели эквивалента с двумя узлами примыкания на область сходимости расчёта установившихся электрических режимов электроэнергетических систем

Для определения влияния параметров модели эквивалента с двумя узлами примыкания на область сходимости расчёта установившихся режимов энергосистем рассмотрена модель, изображённая на рисунке 4.5 с параметрами, представленными в таблице 4.4. Расчёты произведены с использованием программы «Рокада» [66, 68, 69].

Результаты работы программы «Рокада» при построении областей сходимости расчёта установившегося режима для модели энергорайона, имеющего два узла примыкания к внешней сети (рисунок 1, таблица 1).

Области сходимости построены на плоскости в координатах активных мощностей узла эквивалента $P_{ЭКВ}$ (ось абсцисс), активной мощности энергорайона $P_{ЭР}$ (ось ординат).

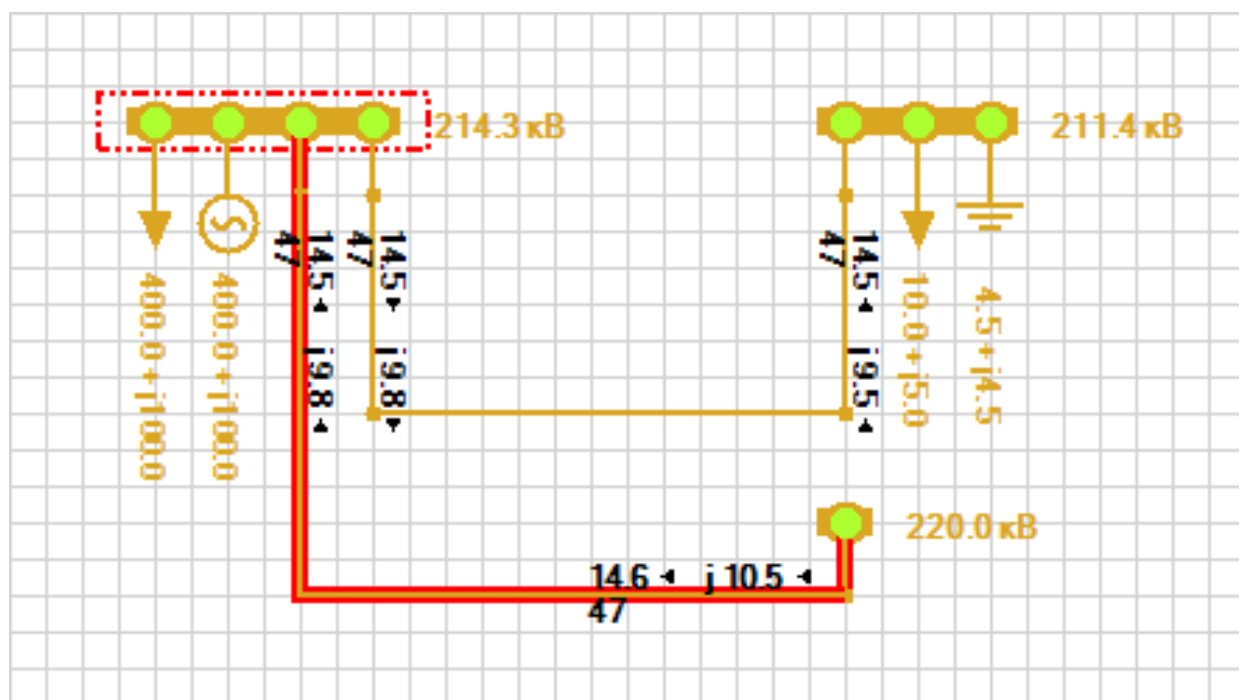


Рисунок 4.5 – Рассматриваемая модель в интерфейсе программы «Рокада»

Таблица 4.4 – Параметры рассматриваемой модели

№, п/п	Название	Тип	$U_{\text{ном}}$	$P_{\text{нагр}}$	$Q_{\text{нагр}}$	$B_{\text{шунт}}$	$G_{\text{шунт}}$	$P_{\text{ген}}$	$Q_{\text{ген}}$
			кВ	МВт	Мвар	мкСм	мкСм	МВт	Мвар
1	Система	BU	220	0	0	0	0	0	0
2	Энергорайон	PQ	220	400	100	0	0	400	100
3	Эквивалент	PQ	220	10	5	100	100	0	0
№, п/п	№ нач.	№ кон.	r	x	$K_{\text{тр}}$				
			Ом	Ом	отн. ед.				
1	1	2	15	100	1				
2	2	3	10	50	1				

Для оценки влияния параметров модели на области сходимости рассчитаны семейства областей (рисунки 4.6, 4.7 и 4.8), характеризующиеся изменением параметров модели в соответствии с таблицей 4.5.

Таблица 4.5 – Описание вариантов изменения исходной модели для получения семейств областей сходимости.

№ варианта, п/п	Описание варианта
1	Увеличение полного сопротивления ветви 1-2 (Система - Энергорайон) на 10% (на $1,5+j10$ Ом) за шаг
2	Увеличение полного сопротивления ветви 2-3 (Энергорайон - Эквивалент) на 10% (на $1+j5$ Ом) за шаг
3	Увеличение величины реактивной мощности нагрузки узла примыкания «Эквивалент» $Q_{экв}$ на 10 Мвар за шаг
4	Увеличение величины активной проводимости шунта на землю в узле примыкания «Эквивалент» $G_{шунт}$ на 0,0005 См за шаг
5	Увеличение величины реактивной проводимости шунта на землю в узле примыкания «Эквивалент» $B_{шунт}$ на 0,0005 См за шаг
6	Снижение модуля заданного напряжения в балансирующем узле примыкания «Система» на 10 кВ за шаг

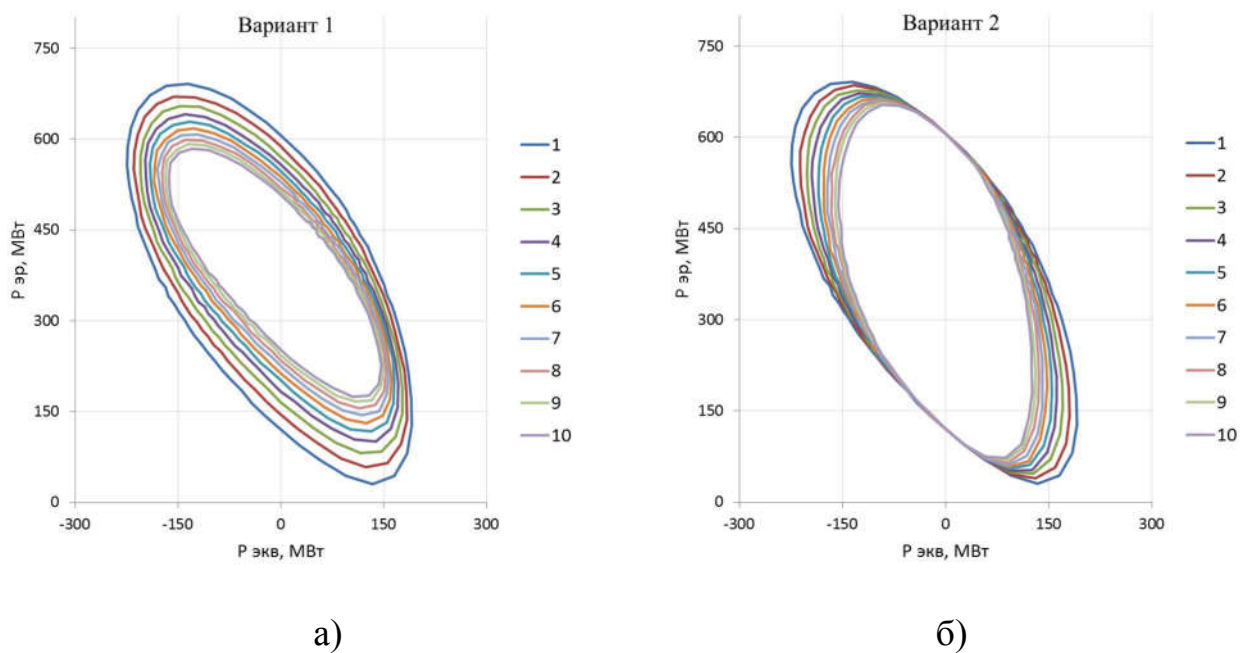


Рисунок 4.6 – Области сходимости (контур «1» - исходный режим)

а) вариант 1; б) вариант 2

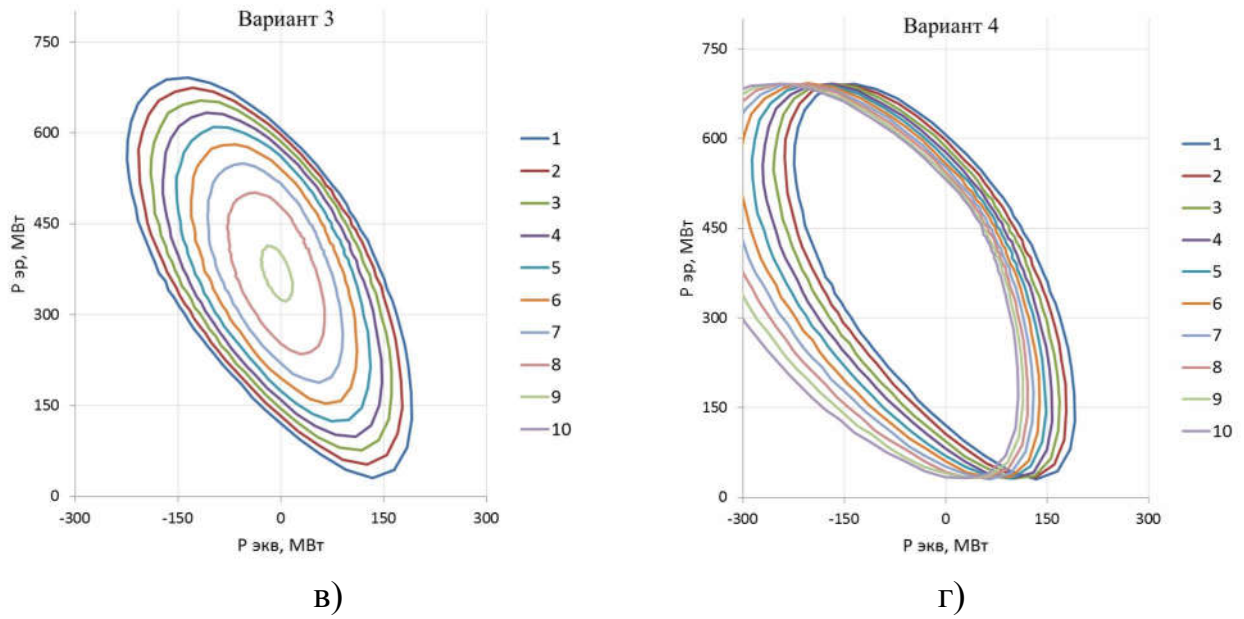


Рисунок 4.7 – Области сходимости (контур «1» - исходный режим)
в) вариант 3; г) вариант 4

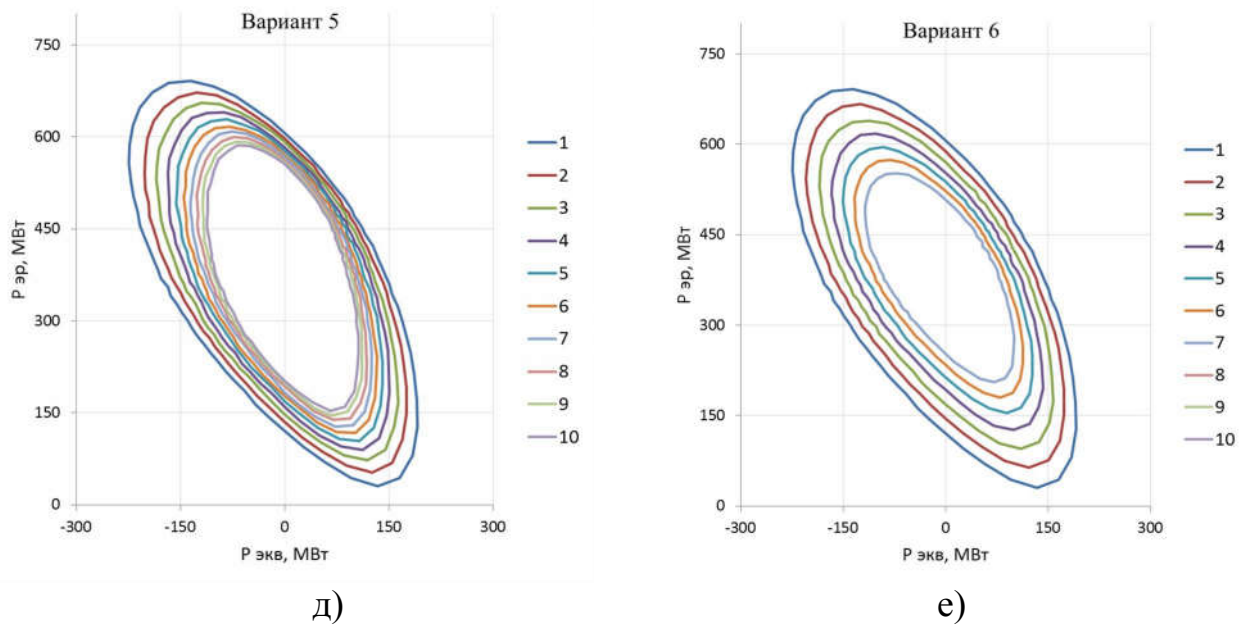


Рисунок 4.8 – Области сходимости (контур «1» - исходный режим)
д) вариант 5; е) вариант 6

4.2 Выводы

1 Результаты расчётов допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях ЭЭС с использованием усовершенствованного метода:

- позволяют оценить пропускную способность сечений ЭЭС без учёта ограничений во внешней сети;
- зависят только от параметров рассматриваемой части модели энергосистемы и не теряют актуальность при изменениях, происходящих во внешней сети;

2 Изменение параметров рассматриваемой модели и параметров эквивалента внешней сети влияет на область сходимости расчёта установившихся режимов.

ГЛАВА 5 ПРОВЕДЕНИЕ ЭКСПЕРИМЕНТА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММЫ НА РЕАЛЬНОЙ МОДЕЛЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

В качестве реальной модели энергетической системы рассмотрена модель энергосистемы Алтайского края и Республики Алтай (далее – Алтайская ЭС), предоставленная Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Алтайское РДУ. Модель включает в себя 405 узлов и 579 ветвей. Параметры Модели представлены в приложении В. Схема Алтайской энергосистемы представлена в приложении С.

5.1 Расчёт максимально допустимого и аварийно допустимого пере- токов активной мощности в контролируемом сечении «ББУ-2» Алтайской энергосистемы

В качестве реального сечения рассмотрено контролируемое сечение «ББУ-2» Алтайской ЭС, состоящее из четырёх сетевых элементов:

- ВЛ 220 кВ Барнаульская – Чесноковская;
- ВЛ 220 кВ Барнаульская – Власиха;
- ВЛ 220 кВ Смазнево – Чесноковская с отпайкой на ПС Шпагино;
- ВЛ 220 кВ ТЭЦ АКХЗ – Чесноковская с отпайкой на ПС Шпагино.

Место замера активной мощности по сетевым элементам и положительное направление замера активной мощности соответствует:

- по ВЛ 220 кВ Барнаульская – Чесноковская – на ПС 500 кВ Барнаульская от шин 220 кВ;
- ВЛ 220 кВ Барнаульская – Власиха - на ПС 500 кВ Барнаульская от шин 220 кВ;
- ВЛ 220 кВ Смазнево – Чесноковская с отпайкой на ПС Шпагино – на ПС 220 кВ Чесноковская к шинам 220 кВ;
- ВЛ 220 кВ ТЭЦ АКХЗ – Чесноковская с отпайкой на ПС Шпагино - на ПС 220 кВ Чесноковская к шинам 220 кВ.

Схема контролируемого сечения «ББУ-2» представлена на рисунке 5.1

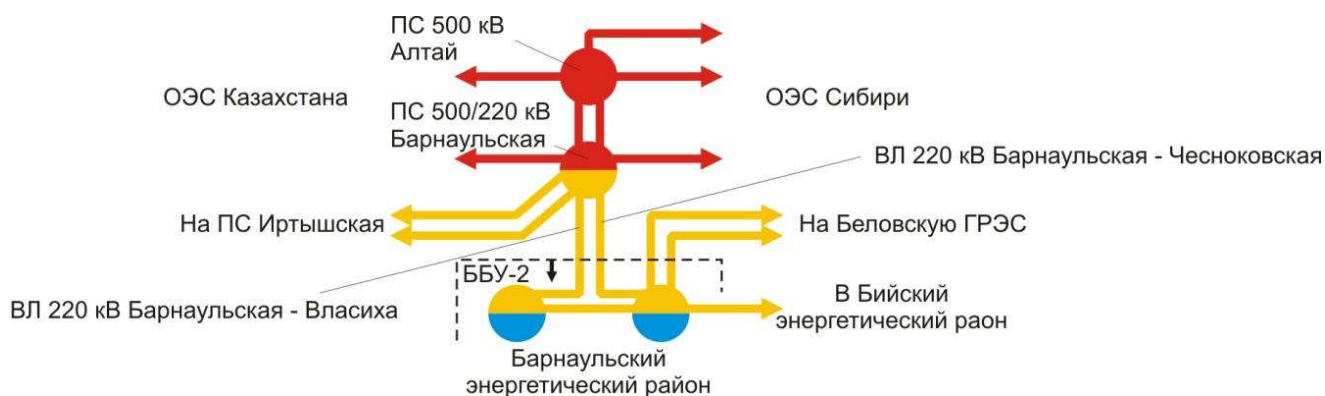


Рисунок 5.1 – Схема контролируемого сечения «ББУ-1»

Величины максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемом сечении рассмотрены для нормальной (полной) схемы сечения и рассчитаны в соответствии с [12]. Для оценки упрощённого метода оценки области существования в текущем режиме и области допустимых режимов с учётом возмущений проведены аналогичные расчёты допустимых перетоков с использованием эквивалентов, рассмотренных в пунктах 2.3.1 и 2.3.2. Выделение эквивалента произведено таким образом, чтобы достичь минимального количества узлов примыкания рассматриваемого энергорайона к внешней сети. Разделение Алтайской ЭС на энергорайоны с выделением связей между рассматриваемым энергорайоном и эквивалентуемой внешней сетью представлено на рисунке 5.2. Выделенные узлы примыкания и сформированный внешний эквивалент представлены на рисунке 5.3. Для упрощения дальнейших расчётов связи 110 кВ, соединяющие рассматриваемый энергетический район и внешнюю сеть, приняты разомкнутыми.

Для расчёта максимально допустимых перетоков и аварийно допустимых перетоков активной мощности в нормальной (полной) схеме контролируемого сечения «ББУ-2» с использованием рассматриваемой Модели в соответствии с требованиями [12] выбрана траектория утяжеления, параметры которой представлены в таблице 5.1.

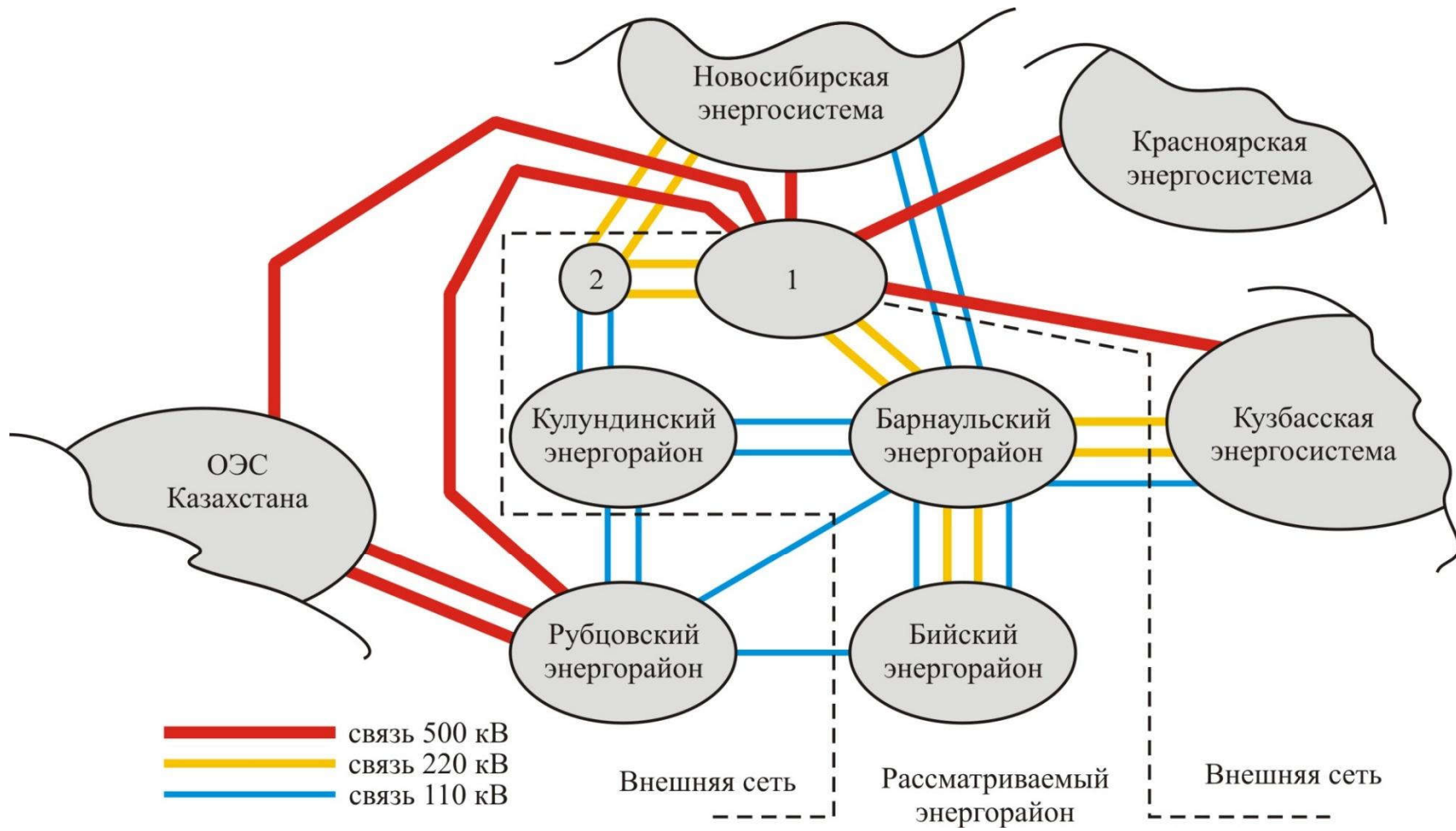
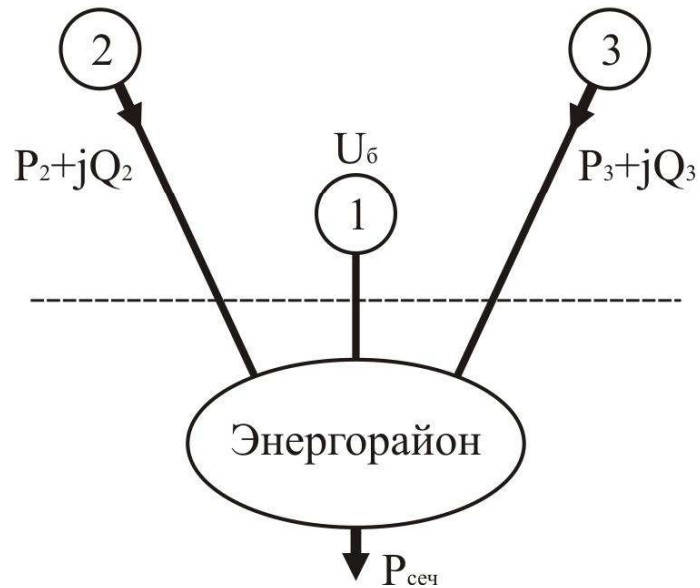


Рисунок 5.2 – Разделение Алтайской ЭС на рассматриваемый энергорайон и внешнюю сеть

1 – Узел ПС 500 кВ Алтай, ПС 500 кВ Барнаульская, 2 – ПС 220 кВ Урываево

Модель без учёта
возмущений



Модель с учётом
возмущений

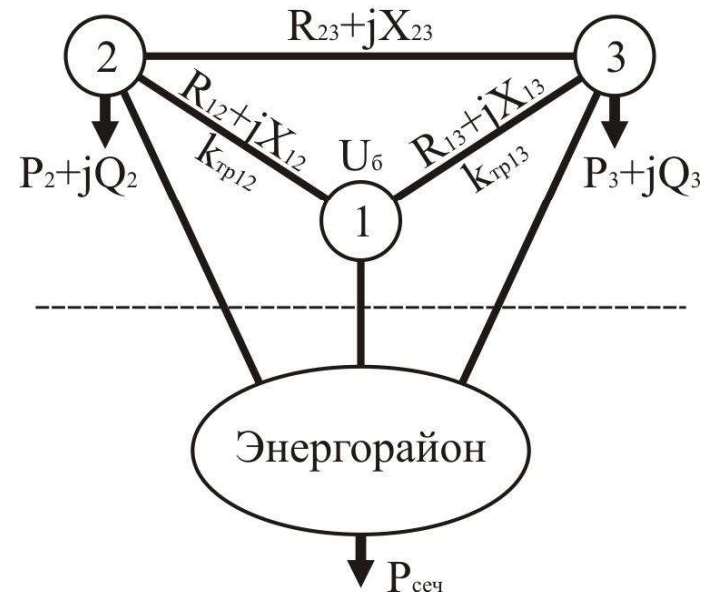


Рисунок 5.3 – Эквиваленты внешней сети

узел 1 – ПС 500 кВ Барнаульская, узел 2 – ПС 220 кВ Урожай, узел 3 – Беловская ГРЭС

Приращение мощности в узлах осуществляется пропорционально доле их нагрузки в нагрузке соответствующего энергорайона. Приращение мощности в узлах нагрузки осуществляется с сохранением коэффициента мощности нагрузки.

Таблица 5.1 – Параметры траектории утяжеления.

№ п/п	Энергообъект (Энергорайон)	Приращение активной мощности за шаг
1	Барнаулский энергорайон	+7,94 МВт нагрузки
2	Бийский энергорайон	+3,57 МВт нагрузки
3	Кулундинский энергорайон	+0,92 МВт нагрузки
4	Барнаулская ТЭЦ-2	+0.09 МВт нагрузки -0,5 МВт генерации
5	Барнаулская ТЭЦ-3	+0.26 МВт нагрузки -1,2 МВт генерации
6	Бийская ТЭЦ	+0.24 МВт нагрузки -2,5 МВт генерации

Процесс утяжеления произведён для различных схем сечения «ББУ-2», представленных в таблице 5.2. Нормальная схема соответствует нормальному и вынужденному режимам, ремонтные схемы соответствуют послеаварийным режимам после отключения сетевых элементов.

Таблица 5.2 – Перечень рассмотренных схем сечения.

№, п/п	Схема сечения «ББУ-2»	Число отключённых элементов в сечении	Категория схемы
1	2	3	4
1	Нормальная (включены все элементы)	0	Нормальная
2	Отключена ВЛ 220 кВ Артышта - Смазнево	1	Ремонтная
3	Отключена ВЛ 220 кВ Барнаулская - Власиха		

Продолжение таблицы 5.2

1	2	3	4
4	Отключена ВЛ 220 кВ Барнаульская – Чесноковская	1	Ремонтная
5	Отключена ВЛ 220 кВ Бачатская – Артышта		
6	Отключена ВЛ 220 кВ Бачатская – Тягун		
7	Отключена ВЛ 220 кВ Беловская ГРЭС – Бачатская I (II) цепь		
8	Отключена ВЛ 220 кВ Смазнево – ТЭЦ АКХЗ		
9	Отключена ВЛ 220 кВ Тягун - Смазнево		
10	Отключена ВЛ 220 кВ Смазнево – Чесноковская с отпайкой на ПС Шпагино		
11	Отключена ВЛ 220 кВ ТЭЦ АКХЗ – Чесноковская с отпайкой на ПС Шпагино		

В процессе утяжеления на каждом его шаге произведена фиксация величин перетока активной мощности в контролируемом сечении «ББУ-2», уровней напряжения в отдалённых узлах энергорайонов, а также токов по элементам контролируемого сечения «ББУ-2» и всех других воздушных линий, входящих в транзит 220 кВ Чесноковская – Беловская ГРЭС (рисунок 5.1). Результаты расчёта установившихся режимов с утяжелением представлены в таблицах 1 – 11 приложения Е.

В качестве ограничений для определения величин допустимых перетоков активной мощности в контролируемом сечении «ББУ-2» использованы величины [12], представленные в таблице 1.1.

Для определения перетоков активной мощности в контролируемом сечении «ББУ-2», удовлетворяющих требованиям [12] в части коэффициента запаса

статической апериодической устойчивости по активной мощности (8% и 20%) для каждой схемы сечения (таблица 5.2) выбрано предельное значение перетока активной мощности в контролируемом сечении «ББУ-2», соответствующее последнему шагу утяжеления. Исходя из определения коэффициента запаса статической апериодической устойчивости [12]

$$K_P = \frac{P_{\text{пр}} - (P + \Delta P_{\text{нк}})}{P_{\text{пр}}}$$

получено

$$(P + \Delta P_{\text{нк}}) = P_{\text{пр}} - K_P P_{\text{пр}} ;$$

$$(P + \Delta P_{\text{нк}})_{8\%} = 0,92 P_{\text{пр}} ;$$

$$(P + \Delta P_{\text{нк}})_{20\%} = 0,80 P_{\text{пр}} ,$$

- где: K_P – коэффициент запаса статической апериодической устойчивости;
 $P_{\text{пр}}$ – предельный по апериодической статической устойчивости переток активной мощности в рассматриваемом сечении;
 P – переток в сечении в рассматриваемом режиме, $P > 0$;
 $\Delta P_{\text{нк}}$ – амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности в сечении;
 $(P + \Delta P_{\text{нк}})_{8\%}$ – переток активной мощности в сечении, соответствующий 8% запасу статической апериодической устойчивости;
 $(P + \Delta P_{\text{нк}})_{20\%}$ – переток активной мощности в сечении, соответствующий 20% запасу статической апериодической устойчивости;

С целью упрощения расчётов величина нерегулярных колебаний активной мощности в контролируемом сечении «ББУ-2» принята равной значению «ноль».

Для определения перетоков активной мощности в контролируемом сечении «ББУ-2», удовлетворяющих требованиям [12] в части коэффициента запаса по напряжению (10% и 15%) для каждой схемы сечения (таблица 5.2) выбрано

максимальное значение перетока активной мощности в контролируемом сечении «ББУ-2», при котором величина модуля напряжения в узлах Модели наиболее близка, но не ниже значений, соответствующих коэффициентам запаса по напряжению. Исходя из определения коэффициента запаса по напряжению [12]:

$$K_U = \frac{U - U_{кр}}{U}$$

получено

$$U = \frac{U_{кр}}{1 - K_U};$$

$$U_{10\%} = \frac{U_{кр}}{0,90};$$

$$U_{15\%} = \frac{U_{кр}}{0,85};$$

где: K_U – коэффициент запаса по напряжению;

U – напряжение в узле в рассматриваемом режиме;

$U_{кр}$ – критическое напряжение в узле, соответствующее границе статической устойчивости электродвигателей;

$U_{10\%}$ - напряжение в узле, соответствующее 10% запасу по напряжению;

$U_{15\%}$ - напряжение в узле, соответствующее 15% запасу по напряжению;

Согласно [12], при отсутствии точных данных в качестве величины критического напряжения в сети 110 кВ можно принимать значение $0,7U_{ном} = 77$ кВ. Тогда $U_{10\%} = 85,6$ кВ, $U_{15\%} = 90,6$ кВ.

Для определения перетоков активной мощности в контролируемом сечении «ББУ-2», удовлетворяющих требованиям [12] в части обеспечения допустимых токовых нагрузок сетевых элементов, для каждой схемы сечения (таблица 5.2) выбрано максимальное значение перетока активной мощности в кон-

тролируемом сечении «ББУ-2», при котором величина фактической токовой нагрузки рассматриваемых сетевых элементов сечения «ББУ-2» и воздушных линий транзита 220 кВ Чесноковская – Беловская ГРЭС не превышает допустимую. Величины допустимых токовых нагрузок рассматриваемых сетевых элементов [19, 47] представлены в таблице 1 приложения D. Температура окружающей среды в соответствии с зимним расчётным периодом принята равной -5°C и ниже.

Максимальные значения перетоков активной мощности в контролируемом сечении «ББУ-2», удовлетворяющих описанным выше требованиям для рассматриваемых схем, представлены в таблице 5.3.

Из результатов расчёта установившихся режимов с утяжелением для различных схем (таблица 5.3) следует, что:

1 Максимально допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении «ББУ-2» ограничен восемнадцатым шагом утяжеления и соответствует значению 560 МВт. Ограничивающий фактор – величина допустимой токовой нагрузки ВЛ 220 кВ Барнаульская – Чесноковская в послеаварийном режиме при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Барнаульская – Власиха.

2 Аварийно допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении «ББУ-2» ограничен тридцать первым шагом утяжеления и соответствует значению 735 МВт. Ограничивающий фактор – необходимость соблюдения 10% запаса по напряжению в узлах нагрузки. Так как фактическая величина уровней напряжения в узлах нагрузки в нормальном и вынужденном режимах может быть измерена непосредственно, то далее рассмотрено ограничение по статической апериодической устойчивости – необходимость соблюдения 8% запаса по активной мощности. В этом случае при контроле уровней напряжения в узлах нагрузки аварийно допустимый переток может быть задан с учетом его ограничения тридцать вторым шагом утяжеления и величиной перетока активной мощности, соответственно, 750 МВт.

Таблица 5.3 – Результаты расчёта ограничений величины перетока активной мощности в контролируемом сечении «ББУ-2» для нормальной и основных ремонтных схем

№ п/п	Схема	Величина перетока активной мощности в контролируемом сечении «ББУ-2», соответствующая ограничениям, МВт / шаг утяжеления						
		Ограничение по статической аperiodической устойчивости			Ограничение по напряжению в узлах нагрузки		Ограничение по токовой нагрузке сетевых элементов	
		Предельная величина перетока	Величина перетока с 8% запасом по активной мощности	Величина перетока с 20% запасом по активной мощности	Величина перетока с 10% запасом по напряжению	Величина перетока с 15% запасом по напряжению	Величина перетока с максимально допустимой токовой нагрузкой	Ограничивающий сетевой элемент
		$P_{пр}$	$P_{8\%}$	$P_{20\%}$	$P_{U10\%}$	$P_{U15\%}$	$P_{I_{доп}}$	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Нормальная (включены все элементы)	823	750 / 32	653 / 25	735 / 31	680 / 27	795 / 35	ВЛ 220 кВ Барнаульская - Чесноковская
2	Отключена ВЛ 220 кВ Артышта - Смазнево	813	747 / 32		733 / 31		718 / 30	ВЛ 220 кВ Барнаульская - Чесноковская
3	Отключена ВЛ 220 кВ Барнаульская - Власиха	788	725 / 32		710 / 31		538 / 18	ВЛ 220 кВ Барнаульская - Чесноковская

Продолжение таблицы 5.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	Отключена ВЛ 220 кВ Бачатская – Артышта	818	747 / 32		732 / 31		718 / 30	ВЛ 220 кВ Барнаулская - Чесноковская
6	Отключена ВЛ 220 кВ Бачатская – Тягун	813	747 / 32		732 / 31		704 / 29	ВЛ 220 кВ Барнаулская - Чесноковская
7	Отключена ВЛ 220 кВ Беловская ГРЭС – Бачатская I (II) цепь	818	748 / 32		734 / 31		748 / 32	ВЛ 220 кВ Барнаулская - Чесноковская
8	Отключена ВЛ 220 кВ Смазнево – ТЭЦ АКХЗ	818	749 / 32		734 / 31		734 / 31	ВЛ 220 кВ Барнаулская - Чесноковская
9	Отключена ВЛ 220 кВ Тягун - Смазнево	818	747 / 32		732 / 31		718 / 30	ВЛ 220 кВ Барнаулская - Чесноковская
10	Отключена ВЛ 220 кВ Смазнево – Чесноковская с отпайкой на ПС Шпагино	812	746 / 32		731 / 31		731 / 31	ВЛ 220 кВ Барнаулская - Чесноковская
11	Отключена ВЛ 220 кВ ТЭЦ АКХЗ – Чесноковская с отпайкой на ПС Шпагино	812	746 / 32		731 / 31		746 / 32	ВЛ 220 кВ Барнаулская - Чесноковская
4	Отключена ВЛ 220 кВ Барнаулская – Чесноковская	721	656 / 30		656 / 30		643 / 29	ВЛ 220 кВ Барнаулская - Власиха

Для оценки упрощённого метода оценки области существования в текущем режиме и области допустимых режимов с учётом возмущений необходимо определить параметры эквивалентов, представленных на рисунке 5.3, соответствующих ограничениям, изложенным выше. Для этого рассмотрены следующие режимы:

1 Нормальная схема, 37,0625 шаг утяжеления, соответствующий предельному режиму. В данном режиме зафиксированы параметры эквивалента без учёта возмущений – перетоки активной и реактивной мощности от узлов примыкания, а также величина напряжения базового и балансирующего узла.

2 Нормальная схема, восемнадцатый шаг утяжеления. В данном режиме произведено эквивалентирование внешней сети до уровня эквивалента с учётом возмущений и зафиксированы его параметры – активная и реактивная мощность нагрузки в узлах примыкания, величины сопротивления и коэффициенты трансформации связей между узлами примыкания, а также величина напряжения базового и балансирующего узла.

Полученные параметры эквивалентов представлены в таблицах 5.4, 5.5.

Далее произведены расчёты установившихся режимов с утяжелением, в которых вместо внешней сети использованы эквиваленты.

Для расчёта аварийно допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении «ББУ-2», ограниченного предельным по статической аperiodической устойчивости режимом при нормальной схеме сечения использован эквивалент без учёта возмущений (рисунок 5.3 слева) с параметрами, полученными на последнем шаге утяжеления для полной модели (таблица 5.4, строка №39). Результаты расчёта установившихся режимов с утяжелением представлены в таблице 1 приложения F. Сравнение результатов определения предельных по статической аperiodической устойчивости перетоков активной мощности в контролируемом сечении «ББУ-2», а также перетоков активной мощности по условию сохранения 8% и 20% запаса по активной мощности, полученных с использованием полной модели и модели с эквивалентом, представлены в таблице 5.6.

Таблица 5.4 – Параметры эквивалента без учёта возмущений

№ п/п	Шаг	Параметры эквивалента на каждом шаге утяжеления для нормальной схемы				
		U_6	P_2	Q_2	P_3	Q_3
		кВ	МВт	Мвар	МВт	Мвар
1	2	3	4	5	6	7
1	0	62.6	-7.2	208.8	69.4	517.10
2	1	64.2	-6.6	213.6	70.2	516.74
3	2	65.9	-6.1	218.2	71.0	516.37
4	3	67.5	-5.4	223.0	71.8	515.99
5	4	69.2	-4.7	227.8	72.6	515.59
6	5	70.8	-4.0	232.6	73.4	515.18
7	6	72.6	-3.2	237.4	74.4	514.76
8	7	74.2	-2.4	242.2	75.4	514.33
9	8	75.9	-1.7	247.0	76.2	513.88
10	9	77.7	-0.9	252.0	77.2	513.42
11	10	79.3	0.1	256.8	78.4	512.94
12	11	81.1	1.2	261.8	79.4	512.44
13	12	82.8	2.4	266.6	80.6	511.93
14	13	84.6	3.6	271.6	81.8	511.40
15	14	86.3	4.8	276.6	83.2	510.85
16	15	88.0	6.1	281.6	84.4	510.29
17	16	89.8	7.3	286.8	85.8	509.71
18	17	91.6	8.7	291.8	87.2	509.11
19	18	93.4	10.1	297.0	88.6	508.49
20	19	95.1	11.5	302.0	90.2	507.85
21	20	97.0	12.9	307.2	91.8	507.20
22	21	98.8	14.4	312.4	93.4	506.52
23	22	100.6	15.9	317.8	95.2	505.82

Продолжение таблицы 5.4

1	2	3	4	5	6	7
24	23	102.6	17.4	323.0	97.0	505.10
25	24	104.4	19.1	328.4	98.8	504.35
26	25	106.3	20.8	333.8	100.6	503.57
27	26	108.2	22.6	339.2	102.6	502.77
28	27	110.2	24.4	344.8	104.8	501.94
29	28	112.1	26.2	350.2	106.8	501.08
30	29	114.1	28.2	355.8	109.2	500.18
31	30	116.1	30.3	361.6	111.6	499.23
32	31	118.2	32.5	367.4	114.0	498.24
33	32	120.3	34.8	373.4	116.8	497.19
34	33	122.4	37.4	379.4	119.8	496.06
35	34	124.6	40.0	385.8	123.0	494.86
36	35	126.9	42.9	392.2	126.4	493.57
37	36	129.3	46.2	399.0	130.2	492.14
38	37	132.0	50.2	406.6	134.8	490.42
39	37.0625	132.2	50.6	407.6	135.4	490.20

88

Таблица 5.5 – Параметры эквивалента с учётом возмущений.

шаг	Параметры эквивалента для нормальной схемы								
	U_6	$P_2 + jQ_2$	$P_3 + jQ_3$	$R_{12} + jX_{12}$	$k_{тр12}$	$R_{13} + jX_{13}$	$k_{тр13}$	$R_{23} + jX_{23}$	$k_{тр23}$
	кВ	МВА	МВА	Ом	отн. ед.	Ом	отн. ед.	Ом	отн. ед.
18	508,49	85,5-j51,9	-536.7-j82.0	48.2+j358.1	0.442	4.09+j56.2	0.465	94.0+j648.6	1

Таблица 5.6 – Сравнение результатов, полученных с использованием полной модели и модели с эквивалентом без учёта возмущений.

Используемая модель	Ограничение по статической апериодической устойчивости		
	Предельная величина перетока	Величина перетока с 8% запасом по активной мощности	Величина перетока с 20% запасом по активной мощности
	$P_{пр}$	$P_{8\%}$	$P_{20\%}$
	МВт		
Полная модель	829	762,7	663,2
Модель с эквивалентом без учёта возмущений	829	762,7	663,2

Для расчёта максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении «ББУ-2», ограниченного допустимой токовой нагрузкой ВЛ 220 кВ Барнаульская – Чесноковская в послеаварийном режиме при отключении ВЛ 220 кВ Барнаульская – Власиха в соответствующей ремонтной схеме сечения использован эквивалент с учётом возмущений (рисунок 5.3 справа) с параметрами, полученными на восемнадцатом шаге утяжеления для полной модели (таблица 5.5). Для определения ограничения в исходной схеме сечения (до возмущения) расчёты установившихся режимов с утяжелением проведены также для нормальной схемы сечения. Результаты расчёта установившихся режимов с утяжелением представлены в таблицах 2, 3 приложения F. Сравнение результатов определения допустимых перетоков активной мощности в контролируемом сечении «ББУ-2» по условию соблюдения допустимой токовой нагрузки ВЛ 220 кВ Барнаульская - Чесноковская, а также соответствующей

щих этим перетокам значений токовой загрузки ВЛ 220 кВ Барнаульская – Чесноковская в послеаварийном режиме, полученных с использованием полной модели и модели с эквивалентом, представлены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Сравнение результатов, полученных с использованием полной модели и модели с эквивалентом с учётом возмущений

Используемая модель	Ограничение по допустимой токовой нагрузке сетевых элементов	
	Максимально допустимый переток в нормальной схеме	Соответствующая величина токовой загрузки ВЛ 220 кВ Барнаульская – Чесноковская
	$P_{\text{МДП}}$	$I_{\text{ВЛ-238}}$
	МВт	А
Полная модель	560	986,03
Модель с эквивалентом без учёта возмущений	560	985,57

Сравнение результатов, полученных с использованием существующего метода для полной модели и с помощью усовершенствованного метода для модели с эквивалентом внешней сети, показывает:

- совпадение результатов расчёта допустимого перетока в текущем режиме по критерию обеспечения 8% запаса по статической аperiodической устойчивости (отклонение 0%);

- совпадение (с учётом дискретности шага утяжеления) результатов расчёта допустимого перетока в текущем режиме по критерию обеспечения допустимой токовой нагрузки сетевых элементов (отклонение 0%) в послеаварийном режиме;

- отклонение величины рассчитанной токовой нагрузки ограничивающего сетевого элемента (ВЛ 220 кВ Барнаульская - Чесноковская) в послеаварийном режиме с использованием модели с эквивалентом внешней сети на 0,047% от соответствующей токовой нагрузки, рассчитанной для полной модели.

5.2 Выводы

Усовершенствованный метод может быть использован для расчёта допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях реальных ЭЭС. Для обеспечения функционирования усовершенствованного метода необходимо обеспечить:

- фиксацию величин перетоков активной и реактивной мощностей между рассматриваемым энергорайоном и узлами примыкания, а также величины напряжения одного из узлов примыкания для определения параметров эквивалента без учёта возмущений;

- циклическое эквивалентирование внешней сети за узлами примыкания для определения параметров эквивалента с учётом возмущений.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1 Применение существующего метода расчёта допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях ЭЭС для полных моделей крупных энергетических объединений осложнено большим количеством различных состояний фактически существующего установившегося режима и еще большим количеством его возможных состояний. Количество возможных вариантов схем для одного отключённого сетевого элемента в модели ЕЭС России – $12 \cdot 10^3$, для двух – $72 \cdot 10^6$, для трёх – $29 \cdot 10^2$ триллионов, для четырёх – $86 \cdot 10^2$ квадриллионов и т.д. Расчёт установившегося электрического режима для каждой их указанных схем даже при постоянстве нагрузок, генерации и других параметров в узлах модели уже теряет смысл;

2 Расчёты допустимых перетоков с учётом множества внешних факторов теряют актуальность при изменении ЭЭС и их расчётных моделей (ввод новых объектов, вывод объектов их эксплуатации, модернизация оборудования, реконструкция и т.д.);

3 Разработан усовершенствованный метод расчёта допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях ЭЭС, позволяющий:

- сократить при расчётах количество контролируемых параметров примыкающей внешней сети, участвующих в определении области допустимых режимов. Так, для одного узла примыкания без учёта возмущений возможно сократить количество контролируемых параметров до одного, для двух узлов примыкания – до 3, для трёх – до 5 и т.д. Для одного узла примыкания с учётом возмущений возможно сократить количество контролируемых параметров до одного, для двух – до 6, для трёх – до 14 и т.д.

- определить с заданной величиной дискретности границу области допустимых режимов для интересующего участка сети (энергетического района). Точность расчёта границ определяется точностью расчёта установившегося режима ϵ , шагом в изменении параметров узлов эквивалента (активная узловая мощность P_n , реактивная узловая мощность Q_n), ветвей эквивалента (активное

сопротивление r , реактивное сопротивление x , а также коэффициент трансформации ветви $k_{тр}$), углом поворота вектора утяжеления α ;

- производить оценку близости текущего режима к границе допустимых значений в выбранном направлении его изменения;

4 Разработанная программа для ЭВМ «Рокада» позволяет повысить эффективность расчётов допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях ЭЭС путём автоматизации и алгоритмизации и использования усовершенствованного метода расчёта;

5 Результаты расчётов допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях ЭЭС с использованием усовершенствованного метода:

- позволяют оценить пропускную способность сечений ЭЭС без учёта ограничений во внешней сети;

- зависят только от параметров рассматриваемой части модели энергосистемы и не теряют актуальность при изменениях, происходящих во внешней сети;

6 Изменение параметров рассматриваемой модели и параметров эквивалента внешней сети влияет на область сходимости расчёта установившихся режимов;

7 Усовершенствованный метод может быть использован для расчёта допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях реальных ЭЭС. Результаты расчёта допустимых перетоков активной мощности в сечении «ББУ-2» Алтайской ЭС с использованием усовершенствованного метода показали отклонение результатов расчёта для аварийно допустимого перетока (без учёта возмущений) – 0 %, для максимально допустимого перетока (с учётом возмущений) – 0,047 % по току (ограничивающий фактор) и 0 % по активной мощности с учётом дискретности шага утяжеления.

Для обеспечения функционирования усовершенствованного метода необходимо обеспечить:

- фиксацию величин потоков активной и реактивной мощностей между рассматриваемым энергорайоном и узлами примыкания, а также величины напряжения одного из узлов примыкания для определения параметров эквивалента без учёта возмущений;

- циклическое эквивалентирование внешней сети за узлами примыкания для определения параметров эквивалента с учётом возмущений.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

Алтайская ЭС	– Энергосистема Алтайского края и Республики Алтай;
ББУ-1	– Контролируемое сечение, по которому осуществляется связь Барнаульского, Бийского и Кулундинского энергетических районов Алтайской ЭС с ЕЭС России;
ББУ-2	– Контролируемое сечение, по которому осуществляется связь Барнаульского и Бийского энергетических районов Алтайской ЭС с ЕЭС России;
ВЛ	– Воздушная линия;
ЕЭС	– Единая энергетическая система;
РДУ	– Региональное диспетчерское управление, Филиал открытого акционерного общества «Системный оператор Единой энергетической системы»;
Рокада	– Программа для ЭВМ «Расчёт установившихся режимов, статической устойчивости и допустимых потоков активной мощности в электроэнергетических системах»;
ПА	– Противоаварийная автоматика;
УВ	– Управляющее воздействие ПА;
ЭЭР	– Электроэнергетический режим;
ЭЭС	– Электроэнергетическая система.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 **Полищук, В.И.** Общая энергетика [Электронный ресурс] : учебное пособие / В. И. Полищук, Ю. С. Боровиков; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Энергетический институт (ЭНИН), Кафедра электрических сетей и электротехники (ЭСиЭ). — 1 компьютерный файл (pdf; 3.8 МВ). — Томск: Изд-во ТПУ, 2013.
- 2 **Боровиков, Ю.С.** Принципы построения средств моделирования в реальном времени интеллектуальных энергосистем / Ю.С. Боровиков, А.С. Гусев, А.О. Сулайманов // Электричество : теоретический и научно-практический журнал / Российская академия наук (РАН), Отделение энергетики, машиностроения, механики и процессов управления; Научно-техническое общество энергетики и электротехнической промышленности. — 2012. — № 6 . — С. 10-13.
- 3 **Хрущёв, Ю.В.** Принципы формирования схем моделирования для построения всережимных моделирующих комплексов сложных электроэнергетических систем / Ю. В. Хрущёв [и др.] // Науч. пробл. трансп. Сиб. и Дал. Вост.. — 2012. — № 1 . — С. 411-417.
- 4 **Гусев, А.С.** Всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем / Гусев А.С., Хрущев Ю.В., Гурин С.В. и др. // Электричество, 2009. — № 12. — С. 5-8.
- 5 **Пантелеев, В.И.** Структурное проектирование информационно-технологической подсистемы многоцелевой оптимизации управления качеством электроснабжения / В.И. Пантелеев, Л.Ф. Поддубных // Техника и технологии. — 2015. — Т8. — №6. — С. 194 – 202.
- 6 **Филатов, А.Н.** Статические характеристики и методы расчёта установившихся режимов работы синхронных двигателей / А.Н. Филатов, Е.Ю. Сизганова, В.И. Пантелеев и др. // Техника и технологии. — 2015. — Т8. — №6. — С. 795 – 801.

- 7 **Фёдоров, В.К.** Возникновение и идентификация хаотических режимов в электроэнергетических системах / В.К. Фёдоров, П.В. Рысев, Е.Ю. Свешникова // Омский научный вестник. – 2009. – №1-77. – С. 117 – 121.
- 8 **Фёдоров, В.К.** Неустойчивость и хаос в электроэнергетических системах / В.К. Фёдоров, П.В. Рысев, С.В. Бирюков и др. // Омский научный вестник. – 2011. – №3-103. – С. 232 – 236.
- 9 **Официальный сайт ОАО «СО ЕЭС»** [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://so-ups.ru/index.php?id=ees> <13.08.2015>.
- 10 **Об электроэнергетике** : [федеральный закон: принят Гос. Думой 21 февраля 2003 г.]. – Москва, 2003. – 35 с.
- 11 **Официальный сайт ОАО «СО ЕЭС»** [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://so-ups.ru/index.php?id=regime_calc <16.08.2015>.
- 12 **Методические указания по устойчивости энергосистем.** Утв. приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277. – 12 с.
- 13 **Хрущёв, Ю.В.** Методы расчета устойчивости энергосистем. Учебное пособие / Ю.В. Хрущёв; – Томск: STT, 2005. – 176 с.: ил.
- 14 **Гуревич, Ю.Е.** Расчёты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах / Ю.Е. Гуревич, Л.Е. Либова, А.А. Окин; - М.: Энергоатомиздат, 1990. – 390 с.: ил.
- 15 **Идельчик, В.И.** Расчёты установившихся режимов электрических систем / В.И. Идельчик; под ред. В.А. Веникова. – М.: «Энергия», 1977. – 192 с. ил.
- 16 **Поляков, И.А.** Автоматическое текущее определение величин допустимых по выбранным критериям перетоков в контролируемых сечениях энергосистем / И.А. Поляков // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. IV междунар. науч.-техн. конф., Т.1., г. Новочеркасск, 14–18 октября 2013 г. / Мин-во образования и науки РФ, Юж.-

- Рос. гос. политехн. ун-т (НПИ) имени М.И. Платова. – Новочеркасск: Лик, 2013. – С. 204–206.
- 17 **Поляков, И.А.** Автоматизация расчётов максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в заданных сечениях для различных вариантов топологии прилегающей сети / И.А. Поляков, С.Д. Капустин // Электронный журнал «Горизонты образования». – 2013. – №15. – С. 30 – 31.
- 18 **Поляков, И.А.** Автоматическое определение допустимых перетоков в контролируемых сечениях энергосистем / И.А. Поляков, С.Д. Капустин // Современные проблемы электроэнергетики. Алтай – 2013: сборник статей I Международной научно-технической конференции / Алт. гос. техн. ун-т. им. И.И. Ползунова. – Барнаул : Изд-во АлтГТУ, 2013. – С. 88 – 90.
- 19 **СТО 56947007-29.240.55.143-2013.** Методика расчёта предельных токовых нагрузок по условиям сохранения механической прочности проводов и допустимых габаритов воздушных линий, 2013. – 67 с.
- 20 **СТО 56947007-29.180.01.116-2012.** Инструкция по эксплуатации трансформаторов, 2012. – 52 с.
- 21 **Алюшенко, А.И.** Анализ схемно-режимных факторов на пропускную способность первого сечения московского кольца / А.И. Алюшенко, В.А. Дьячков // Электроэнергетика глазами молодежи: : науч. тр. IV междунар. науч.-техн. конф., Т.1., г. Новочеркасск, 14-18 октября 2013 г. / Мин-во образования и науки РФ, Юж.-Рос. гос. политехн. ун-т (НПИ) имени М.И. Платова. – Новочеркасск: Лик, 2013. – С. 48–52.
- 22 **Поляков, И.А.** Анализ зависимости загрузки отдельных сетевых элементов от перетока активной мощности в контролируемых сечениях энергосистем / И.А. Поляков // Перспективы науки. – 2015. – №9. – С. 79 – 83.

- 23 **Михайленко, А.Ф.** Модернизация централизованной системы противоаварийного управления ОЭС Средней Волги / А.Ф. Михайленко, Е.А. Репина // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. V междунар. науч.-техн. конф., Т.1., г. Томск, 10–14 ноября 2014 г. / Мин-во образования и науки РФ, Томский политехнический университет. – Томск, 2014. – С. 435–443.
- 24 **Поляков, И.А.** Влияние внешних перетоков активной мощности на область допустимых режимов работы контролируемых сечений / И.А. Поляков // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. V междунар. науч.-техн. конф., Т.1., г. Томск, 10-14 ноября 2014 г. / Мин-во образования и науки РФ, Томский политехнический университет. – Томск, 2014. – С. 331–334.
- 25 **Поляков, И.А.** Влияние внешних перетоков активной мощности на область допустимых режимов работы контролируемых сечений / И.А. Поляков // Науч. пробл. Трансп. Сиб. и Дал. Вост. – 2014. – №4. – С. 172 – 174.
- 26 **Поляков, И.А.** Влияние внешних перетоков активной мощности на область допустимых режимов работы контролируемых сечений / И.А. Поляков // Современные проблемы электроэнергетики. Алтай – 2014: сборник статей II Международной научно-технической конференции / Алт. гос. техн. ун-т. им. И.И. Ползунова. – Барнаул : Изд-во АлтГТУ, 2014.
- 27 **Гмурман, В.Е.** Теория вероятностей и математическая статистика: Учеб. Пособие для вузов / В.Е. Гмурман. – 9-е изд., стер. – М.: Высш. шк., 2003. – 479 с. ил.
- 28 **Поляков, И.А.** Пиковые электростанции для барнаульского узла / И.А. Поляков, М.Ю. Макаров, С.Д. Капустин // Электронный журнал «Горизонты образования». – 2011. – №13. – С. 18.

- 29 **Поляков, И.А.** Выравнивание графиков электрических нагрузок энергосистем / И.А. Поляков, С.Д. Капустин // Электронный журнал «Горизонты образования». – 2012. – №14. – С. 39 – 40.
- 30 **Поляков, И.А.** Выравнивание графиков электрических нагрузок энергосистем / И.А. Поляков, С.Д. Капустин // Тинчуринские чтения: материалы докладов VII Международной молодежной научной конференции. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т., 2012.
- 31 **Валь, П.В.** Краткосрочное прогнозирование электропотребления региональной ЭЭС с использованием метода поиска подобных суток / П.В. Валь, А.С. Торопов // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. IV междунар. науч.-техн. конф., Т.1., г. Новочеркасск, 14-18 октября 2013 г. / Мин-во образования и науки РФ, Юж.-Рос. гос. политехн. ун-т (НПИ) имени М.И. Платова. – Новочеркасск: Лик, 2013. – С. 79 - 82.
- 32 **Надтока, И.И.** Модель прогнозирования электропотребления энергорайонов на территории операционных зон РДУ с учётом влияния метеофакторов на основе нейро-нечеткой сети и вейвлет-разложения / И.И. Надтока, В.А. Бугаец // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. IV междунар. науч.-техн. конф., Т.1., г. Новочеркасск, 14-18 октября 2013 г. / Мин-во образования и науки РФ, Юж.-Рос. гос. политехн. ун-т (НПИ) имени М.И. Платова. – Новочеркасск: Лик, 2013. – С. 183 - 186.
- 33 **Надтока, И.И.** Анализ характеристик графиков электрических нагрузок многоквартирных жилых домов / И.И. Надтока, А.В. Павлов // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. IV междунар. науч.-техн. конф., Т.1., г. Новочеркасск, 14-18 октября 2013 г. / Мин-во образования и науки РФ, Юж.-Рос. гос. политехн. ун-т (НПИ) имени М.И. Платова. – Новочеркасск: Лик, 2013. – С. 186 – 190.

- 34 **Надтока, И.И.** Сравнительный анализ методов одномерного и многомерного спектрального анализа при очистке от шумовой составляющей временного ряда электропотребления 2012-2013 годов / И.И. Надтока, С.А. Вялкова, О.А. Корнюкова // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. IV междунар. науч.-техн. конф., Т.1., г. Новочеркасск, 14-18 октября 2013 г. / Мин-во образования и науки РФ, Юж.-Рос. гос. политехн. ун-т (НПИ) имени М.И. Платова. – Новочеркасск: Лик, 2013. – С. 194 – 197.
- 35 **Соколов, Д.В.** Определение факторов, влияющих на электропотребление в регионах с высоким уровнем промышленного производства (на примере Республики Татарстан) / Д.В. Соколов // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. IV междунар. науч.-техн. конф., Т.1., г. Новочеркасск, 14-18 октября 2013 г. / Мин-во образования и науки РФ, Юж.-Рос. гос. политехн. ун-т (НПИ) имени М.И. Платова. – Новочеркасск: Лик, 2013. – С. 221 – 223.
- 36 **Беляев, Н.А.** Влияние точности прогноза и режимов потребления электроэнергии на величину оперативного резерва мощности в энергосистеме / Н.А. Беляев, Н.В. Коровкин, В.С. Чудный // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. IV междунар. науч.-техн. конф., Т.1., г. Новочеркасск, 14-18 октября 2013 г. / Мин-во образования и науки РФ, Юж.-Рос. гос. политехн. ун-т (НПИ) имени М.И. Платова. – Новочеркасск: Лик, 2013. – С. 295 – 298.
- 37 **Постникова, Н.О.** Влияние изменения температуры наружного воздуха на потребление электрической энергии / Н.О. Постникова // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. IV междунар. науч.-техн. конф., Т.1., г. Новочеркасск, 14-18 октября 2013 г. / Мин-во образования и науки РФ, Юж.-Рос. Гос. политехн. ун-т (НПИ) имени М.И. Платова. – Новочеркасск: Лик, 2013. – С. 387 – 391.

- 38 **Бальсим М. Аль-Зихери**, Краткосрочное прогнозирование электропотребления на основе адаптивной нейро-нечёткой сети / Бальсим М. Аль-Зихери // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. V междунар. науч.-техн. конф., Т.1., г. Томск, 10-14 ноября 2014 г. / Мин-во образования и науки РФ, Томский политехнический университет. – Томск, 2014. – С. 164–169.
- 39 **Валь, П.В.** Повышение качества краткосрочного прогнозирования электропотребления с помощью метода на основе поиска подобных суток / П.В. Валь, Д.Ю. Карандеев // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. V междунар. науч.-техн. конф., Т.1., г. Томск, 10-14 ноября 2014 г. / Мин-во образования и науки РФ, Томский политехнический университет. – Томск, 2014. – С. 223–227.
- 40 **Вялкова, С.А.** Краткосрочное прогнозирование электропотребления г. Москвы при помощи нейронной сети / С.А. Вялкова, И.И. Надтока // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. V междунар. науч.-техн. конф., Т.1., г. Томск, 10-14 ноября 2014 г. / Мин-во образования и науки РФ, Томский политехнический университет. – Томск, 2014. – С. 386–389.
- 41 **Валь, П.В.** Краткосрочное прогнозирование электропотребления промышленного предприятия методом сезонной декомпозиции / П.В. Валь, А.Е. Воевода, А.А. Думаницкая // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. V междунар. науч.-техн. конф., Т.1., г. Томск, 10-14 ноября 2014 г. / Мин-во образования и науки РФ, Томский политехнический университет. – Томск, 2014. – С. 446–450.
- 42 **Валь, П.В.** Использование деревьев регрессии для краткосрочного прогнозирования электропотребления / П.В. Валь, А.А. Думаницкая, А.Е. Воевода // Электроэнергетика глазами молодежи: труды VI международной научно-технической конференции, 9-13 ноября 2015, Т.1.

- Иваново: ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина», 2015. – С. 61–66.
- 43 **Вялкова, С.А.** Учёт свойств шумовой составляющей ряда электропотребления при краткосрочном прогнозировании / С.А. Вялкова, И.И. Надтока // Электроэнергетика глазами молодежи: труды VI международной научно-технической конференции, 9-13 ноября 2015, Т.1., - Иваново: ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина», 2015. – С. 85–88.
- 44 **Калачев, В.А.** Учет влияния продолжительности периода низких температур наружного воздуха в зимний период на величину потребления электрической мощности в энергосистеме Республики Башкортостан / А.В. Калачев, А.А. Шабалина // Электроэнергетика глазами молодежи: труды VI международной научно-технической конференции, 9-13 ноября 2015, Т.1. – Иваново: ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина», 2015. – С. 255–258.
- 45 **Барсуков, Д.А.** Исследование динамики изменения тангенса угла мощности нагрузки в энергорайонах Ставропольского края / Д.А. Барсуков, С.М. Волков // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. IV междунар. науч.-техн. конф., Т.1., г. Новочеркасск, 14-18 октября 2013 г. / Мин-во образования и науки РФ, Юж.-Рос. гос. политехн. ун-т (НПИ) имени М.И. Платова. – Новочеркасск: Лик, 2013. – С. 56 – 59.
- 46 **Барсуков, Д.А.** Исследование динамики изменения тангенса угла мощности нагрузки в энергорайонах Ставропольского края / Д.А. Барсуков, С.М. Волков // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. V междунар. науч.-техн. конф., Т.1., г. Томск, 10-14 ноября 2014 г. / Мин-во образования и науки РФ, Томский политехнический университет. – Томск, 2014. – С. 107–111.

- 47 **Положение по управлению режимами работы энергосистемы Алтайского края и Республики Алтай.** Утверждено распоряжением Филиала ОАО «СО ЕЭС» Алтайское РДУ от 31.07.2015 № 65 «О вводе в действие ПУР», 2015. – 363 с.
- 48 **Беляев, С.В.** Алгоритм оптимизации планирования графика ремонтов электросетевого оборудования с возможностью оперативных корректировок при учете системной надежности / С.В. Беляев, А.В. Малафеев // Электроэнергетика глазами молодежи: труды VI международной научно-технической конференции, 9-13 ноября 2015, Т.1. – Иваново: ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина», 2015. – С. 39 – 44.
- 49 **Игнатъев, Д.А.** Анализ послеаварийных режимов при оценке режимной надежности тестовой схемы IEEE / Д.А. Игнатъев, В.А. Федюшин, С.А. Гусев и др. // Электроэнергетика глазами молодежи: труды VI международной научно-технической конференции, 9-13 ноября 2015, Т.1. – Иваново: ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина», 2015. – С. 229 – 232.
- 50 **Стенли, Р.** Перечислительная комбинаторика / Р. Стенли . — М.: Мир, 1990. – 440 с.
- 51 **Правила устройства электроустановок .ПУЭ,** седьмое издание, утверждено приказом Минэнерго России от 20.06.2003 № 242; глава 4.2. Распределительные устройства и подстанции напряжением выше 1 кВ.
- 52 **Савченко, Д.С.** Оценка предельных перетоков по ЛЭП с помощью СМНР / Д.С. Савченко // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. V междунар. науч.-техн. конф., Т.2., г. Томск, 10-14 ноября 2014 г. / Мин-во образования и науки РФ, Томский политехнический университет. – Томск, 2014. – С. 137–139.

- 53 **Аюев, Б.И.** О системе мониторинга переходных режимов / Б.И. Аюев // Энергорынок.– 2006. – № 2.
- 54 **Павлушко, С.А.** Инновационные направления развития электроэнергетики / С.А Павлушко, Ю.А. Куликов, В.Н. Вольнев // Электроэнергетика глазами молодежи: : науч. тр. IV междунар. науч.-техн. конф., Т.1., г. Новочеркасск, 14-18 октября 2013 г. / Мин-во образования и науки РФ, Юж.-Рос. Гос. политехн. ун-т (НПИ) имени М.И. Платова. – Новочеркасск: Лик, 2013. – С. 17–26.
- 55 **Жуков, А.В.** Развитие системы мониторинга переходных режимов (СМНР) в ОЭС Урала для оценки тяжести режима. Подходы и решения / А.В Жуков, А.М. Гельфанд, С.В. Бровко и др. // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем. – 2011. – PS5 – S6 – 03.
- 56 **Бартоломей, П.И.** Оптимизация расстановки устройств РМУ для ускорения расчетов режимов ЭЭС / П.И. Бартоломей, Л.В. Плетнёва // Электроэнергетика глазами молодежи: : науч. тр. IV междунар. науч.-техн. конф., Т.1., г. Новочеркасск, 14-18 октября 2013 г. / Мин-во образования и науки РФ, Юж.-Рос. Гос. политехн. ун-т (НПИ) имени М.И. Платова. – Новочеркасск: Лик, 2013. – С. 60–63.
- 57 **Бартоломей, П.И.** Исследование влияния априорной фильтрации и синхронизированных векторных измерений на качество оценивания состояния энергосистемы / П.И. Бартоломей, Е.Н. Котова, Е.М. Лебедев и др. // Электроэнергетика глазами молодежи: труды VI международной научно-технической конференции, 9-13 ноября 2015, Т.1., - Иваново: ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина», 2015. – С. 131–134.
- 58 **Бартоломей, П.И.** Минимизация количества векторных измерений для ускоренных расчетов режимов ЭЭС / П.И. Бартоломей, С.И. Семенов // Электроэнергетика глазами молодежи: труды VI междуна-

родной научно-технической конференции, 9-13 ноября 2015, Т.1., - Иваново: ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина», 2015. – С. 207–212.

- 59 **Поляков, И.Д.** Анализ возможности выравнивания графика суточного потребления энергосистемы при помощи потребителей с регулируемой нагрузкой / И.Д. Поляков, С.А. Дмитриев, П.В. Чусовитин и др. // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. V междунар. науч.-техн. конф., Т.2., г. Томск, 10-14 ноября 2014 г. / Мин-во образования и науки РФ, Томский политехнический университет. – Томск, 2014. – С. 234–238.
- 60 **Хрущев, Ю.В.** Электромеханические переходные процессы в электроэнергетических системах / Ю.В. Хрущев, К.И. Заповодников, А.Ю. Юшков; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во: Томского политехнического университета, 2010. – 160 с.
- 61 **Савина, Н.В.** Декомпозиция электрических сетей как средство упрощения расчета установившихся режимов в условиях рыночной энергетики / Н. В. Савина, С. В. Тагиров // Вестник Амурского государственного университета. Естеств. и экон. науки. – 2008. – Вып. 43.– С. 60 – 64.
- 62 **Программный комплекс «RastrWin3».** Руководство пользователя. – 2014. – 271 с.
- 63 **Поляков, И.А.** Упрощенный метод определения допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях энергосистем / И.А. Поляков // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2015. – Т.326. – №10. – С. 35 – 45.
- 64 **Конторович, А.М.** Предельные режимы энергосистем. Основы теории и методы расчётов: учебное пособие / А.М. Конторович, А.В. Крюков. – Иркутск, Иркутск. ун-т., 1985. – 72 с.

- 65 **Вайнштейн, Р.А.** Математические модели элементов электроэнергетических систем в расчётах установившихся режимов и переходных процессов: учебное пособие / Р.А. Вайнштейн, Н.В. Коломиец, В.В. Шестакова. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 115 с.
- 66 **Поляков, И.А.** Влияние параметров модели эквивалента с двумя узлами примыкания на область сходимости расчета установившихся режимов энергосистем [текст] / И.А. Поляков, Г.А. Чугунов, С.Д. Капустин // Глобальный научный потенциал. – 2015. – №9. – С. 136 – 139.
- 67 **Крюков, А.В.** Предельные режимы электроэнергетических систем / А.В. Крюков. – Иркутск: ИрГУПС. – 2012. – 236 с.
- 68 **Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ.** Расчёт установившихся режимов, статической устойчивости и допустимых перетоков мощности в электроэнергетических системах / И.А. Поляков [и др.]. – № 2015660900, заявл. 25.08.2015; опубл. 13.10.2015
- 69 **Поляков, И.А.** Программа расчёта области допустимых режимов работы в контролируемых сечениях энергосистем / И.А. Поляков, Г.А. Чугунов, С.О. Хомутов и др. // Электроэнергетика глазами молодежи: труды VI международной научно-технической конференции, 9-13 ноября 2015, Т.1. – Иваново: ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина», 2015. – С. 175–180.
- 70 **Горелов, В.П.** Системы электроснабжения транспорта и предприятий: учебник / В.П. Горелов, С.В. Горелов, Е.В. Иванова; под. ред. В.П. Горелова, В.Г. Сальникова. – Новосибирск: Изд-во Сиб. гос. ун-та водн. трансп., 2015. – 526 с.
- 71 **Лизалек, Н.Н.** Оценка и обеспечение динамической устойчивости при управляемом переходе к последовательному режиму с нормиро-

- ванным запасом статической устойчивости / Н.Н. Лизалек, А.С. Вторушин, С.Г. Аржанников, Д.Н. Бородин // Науч. пробл. трансп. Сиб. и Дал. Вост. – 2014. – №4. – С. 244–249.
- 72 **Лизалек, Н.Н.** Исследование структуры неустойчивых взаимных движений энергосистем для определения состава задач противоаварийного управления / Н.Н. Лизалек, В.Ф. Тонышев, К.С. Мочалин, Д.Н. Бородин // Науч. пробл. трансп. Сиб. и Дал. ВОст. – 2014. – №4. – С.233–239.
- 73 **Мусин А.Х.** Имитационное моделирование рисков в электроснабжении в условиях неопределённости / А.Х. Мусин, А.А.Зарубин // Науч. пробл. трансп. Сиб. и Дал. Вост. – 2015. – №1. – С. 205–208.
- 74 **ГОСТ Р 7.01.11-2011.** Диссертация и автореферат диссертации. Структура и правила оформления. – М.: Стандартинформ, 2012. – 12 с.
- 75 **Горелов, В.П.** Путь от магистранта до профессора / В.П. Горелов, С.В. Горелов, Ю.С. Боровиков, В.Ю. Нейман; под ред. В.П. Горелова. – 8-е изд. перераб. и доп. – Новосибирск: Изд-во Сиб. гос. ун-та. водн. трансп., 2015. – 571 с.
- 76 **Лизалек Н.Н.** Прогнозирование и идентификация неустойчивости в электроэнергетических системах / Н.Н. Лизалек, В.Ф. Тонышев – Новосибирск: Новосиб. гос. акад. водн. трансп., 2013. – 231 с.

Авторы благодарны научному консультанту Хомутову Олегу Ивановичу
за помощь в выполнении исследований.

НАУЧНОЕ ИЗДАНИЕ

Горелов Сергей Валерьевич
Хомутов Станислав Олегович
Поляков Иван Александрович
Денчик Юлия Михайловна

АВТОМАТИЗАЦИЯ РАСЧЁТОВ РЕЖИМОВ ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

Научный редактор – В. П. Горелов
Ответственный за выпуск – В. Г. Сальников
Операторы компьютерной вёрстки – Н. А. Рыковский, К. И. Прищепа

Подписано в печать с оригинал-макета
Бумага офсетная №1, формат 60x84 1/16, печать офсетная.
Усл. печ. л. 7,2 Тираж 500 экз. Заказ № . Цена договорная.

ФГБОУ ВО «Сибирский государственный университет водного транспорта»
(ФГБОУ ВО «СГУВТ»), 630099, г. Новосибирск, ул. Щетинкина, 33

Отпечатано в издательстве ФГБОУ ВО «СГУВТ»