

УТВЕРЖДАЮ

Директор

ООО «ДЕЦИМА»

\_\_\_\_\_ А.А. Шкляев

“ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2022

Программный комплекс КОТМИ-14

Система анализа режимов сети (САРС)

Описание применения

Лист утверждения

ЯКШГ.00067-01 91 01-49 31 - ЛУ

Руководитель разработки

Начальник лаборатории

\_\_\_\_\_ А.В. Тумаков

“ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2022

Ответственный исполнитель

Ведущий инженер-программист

\_\_\_\_\_ М.Ю. Дьяченко

“ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2022

Инв.№ подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв.№ дубл.	Подп. и дата

Утвержден  
ЯКШГ.00067-01 91 01-49 13 - ЛУ

**ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС КОТМИ-14  
СИСТЕМА АНАЛИЗА РЕЖИМОВ СЕТИ (САРС)**

**Описание применения**

**ЯКШГ.00067-01 91 01-49 31**

**Листов 49**

Инв.№ подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв.№ дубл.	Подп. и дата

**АННОТАЦИЯ**

Настоящий документ содержит описание применения программного обеспечения системы анализа режимов сети программного комплекса КОТМИ-14 (далее по тексту – САРС), сведения о логической структуре и функционировании программного обеспечения.

САРС предназначена для помощи оперативному персоналу центров управления сетями в целях расширения возможностей, предоставляемых традиционными системами SCADA и является неотъемлемой частью современных программных продуктов (Advanced SCADA), предназначенных для автоматизации оперативного управления электроэнергетическими сетями.

САРС также позволяет автоматизировать решение задач краткосрочного планирования, используя актуальную расчетную модель сети, получаемую из контура оперативного управления, а также основных задач среднесрочного планирования и планирования развития сети.

**СОДЕРЖАНИЕ**

Лист

<b><u>1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.....</u></b>	<b><u>5</u></b>
1.1. НАИМЕНОВАНИЕ И ОБОЗНАЧЕНИЕ .....	5
1.2. СОСТАВ САРС.....	5
1.3. ЯЗЫКИ ПРОГРАММИРОВАНИЯ, НА КОТОРЫХ НАПИСАН ПК КОТМИ-14 .....	6
1.4. ПОЛЬЗОВАТЕЛИ САРС .....	6
<b><u>2. НАЗНАЧЕНИЕ САРС .....</u></b>	<b><u>7</u></b>
2.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ .....	7
2.2. ОСНОВНЫЕ ФУНКЦИИ САРС.....	7
2.3. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ САРС .....	9
<b><u>3. ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИЧЕСКИМ СРЕДСТВАМ И ДРУГИМ ПРОГРАММАМ.....</u></b>	<b><u>10</u></b>
<b><u>4. АРХИТЕКТУРА САРС .....</u></b>	<b><u>12</u></b>
4.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ .....	12
4.2. ИНФОРМАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ СЕТИ .....	13
4.3. ПО САРС В РЕЖИМЕ ОНЛАЙН .....	14
4.4. ПО САРС В РЕЖИМЕ ОФЛАЙН .....	15
<b><u>5. ОСНОВНЫЕ РАСЧЕТНЫЕ ФУНКЦИИ САРС.....</u></b>	<b><u>19</u></b>
<b><u>6. АЛГОРИТМЫ ПО САРС .....</u></b>	<b><u>22</u></b>
6.1. ФОРМИРОВАНИЕ РАСЧЕТНОЙ МОДЕЛИ (ФРМ).....	22
6.2. ОБЕСПЕЧЕНИЕ УСЛОВИЯ НАБЛЮДАЕМОСТИ СЕТИ.....	25
6.3. ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ.....	26
6.4. УСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ .....	29
6.5. РАСЧЕТ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА В РАДИАЛЬНЫХ СЕТЯХ.....	32

## ЯКШГ.00067-01 91 01-49 31

6.6. АЛГОРИТМ РАСЧЕТА ВЕЛИЧИНЫ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ ОДНОФАЗНОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ И РАСЧЕТ РЕЖИМА ДУГОГАСЯЩИХ РЕАКТОРОВ.....	33
6.7. ОЦЕНКА РЕЖИМНОЙ НАДЕЖНОСТИ (НА МНОЖЕСТВЕ ВОЗМОЖНЫХ ВОЗМУЩЕНИЙ) .....	34
6.8. РАСЧЕТ ТОКА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ДЛЯ ПРОВЕРКИ ОТКЛЮЧАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ .....	37
6.9. ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА ПО НАПРЯЖЕНИЮ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ .....	38
6.10. ОПТИМИЗАЦИЯ МЕСТ НОРМАЛЬНЫХ РЕЖИМНЫХ ДЕЛЕНИЙ В СЕТИ 20-6 кВ ПО КРИТЕРИЮ МИНИМУМА ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ .....	41
6.11. ВЫБОР ПОЛОЖЕНИЯ ОТПАЕК ТРАНСФОРМАТОРОВ 20-6/0,4 кВ .....	43
6.12. РАСЧЕТ МАКСИМАЛЬНОЙ НАГРУЗКИ СЕТИ (УТЯЖЕЛЕНИЕ РЕЖИМА) .....	44
6.13. ВЫБОР ЗАКОНА РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ 35-110/6-20 кВ.....	46
<u>ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ.....</u>	<u>48</u>

## 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

### 1.1. Наименование и обозначение

Наименование – программное обеспечение (ПО) системы анализа режимов сети программного комплекса (ПК) КОТМИ-14.

Обозначение – САРС (ЯКШГ.00067-01 91 01-49).

### 1.2. Состав САРС

Функционально САРС содержит два набора программ:

1. Программы, работающие в режиме онлайн во взаимодействии с серверами приложений ПК КОТМИ-14. Запуск программ осуществляется специальной программой, формирующей расчетную модель (РМ) сети и запускающей программы, входящие в расчетный цикл (РЦ), либо циклически (цикл запуска настраивается), либо при изменении коммутационной схемы электрической сети.
2. Программы, работающие в режиме офлайн с использованием специальной версии АРМ для аналитика (режимщика), позволяющей работать с РМ сохраненных в библиотеке РМ (в том числе полученных в результате расчетов в режиме онлайн).

Набор программ САРС, работающих в режиме онлайн:

1. ПО «Формирование расчетной модели» (ЯКШГ.00067-01 91 01-31).
2. ПО «Оценивание состояния» (ЯКШГ.00067-01 91 01-32).
3. ПО «Расчет установившегося режима» (ЯКШГ.00067-01 91 01-33).
4. ПО «Расчет ТКЗ» (ЯКШГ.00067-01 91 01-34).
5. ПО «Анализ надежности режима (N-1)» (ЯКШГ.00067-01 91 01-35).

Набор программ САРС, работающих в режиме офлайн:

1. ПО «АРМ аналитика (режимщика)» (ЯКШГ.00067-01 91 01-30).
2. ПО «Формирование расчетной модели» (ЯКШГ.00067-01 91 01-31).
3. ПО «Оценивание состояния» (ЯКШГ.00067-01 91 01-32).
4. ПО «Расчет установившегося режима» (ЯКШГ.00067-01 91 01-33).
5. ПО «Расчет ТКЗ» (ЯКШГ.00067-01 91 01-34).
6. ПО «Анализ надежности режима (N-1)» (ЯКШГ.00067-01 91 01-35).

## ЯКШГ.00067-01 91 01-49 31

7. ПО «Оптимизация режима по реактивной мощности» (ЯКШГ.00067-01 91 01-36).
8. ПО «Планирование развития сети» (ЯКШГ.00067-01 91 01-37).
9. ПО «Серийные расчеты» (ЯКШГ.00067-01 91 01-38).
10. ПО «Расчет потерь электроэнергии» (ЯКШГ.00067-01 91 01-39).
11. ПО «Восстановление энергоснабжения после аварии» (ЯКШГ.00067-01 91 01-40).
12. ПО «Определение точек деления сети» (ЯКШГ.00067-01 91 01-41).
13. ПО «Анализ надежности энергоснабжения» (ЯКШГ.00067-01 91 01-42).

**1.3. Языки программирования, на которых написан ПК КОТМИ-14**

ПО САРС написано на языке C++ с использованием библиотеки Qt.

**1.4. Пользователи САРС**

Пользователями САРС являются:

- оперативный диспетчерский персонал;
- руководство предприятия;
- специалисты технологических служб.

## 2. НАЗНАЧЕНИЕ САРС

### 2.1. Общие сведения

САРС принадлежит к классу систем, которые известны за рубежом как EMS/DMS, т.е. могут использоваться для анализа режимов в центрах управления как распределительных, так и передающих (магистральных) сетей.

Хотя с точки зрения автоматизации анализа режимов сетей обоих типов много общего, они имеют существенные различия, как по структуре сети, так и по количеству оборудования. Распределительные сети имеют преимущественно древовидную структуру, а передающие – произвольную структуру, включая замкнутые контуры. При этом распределительные сети характеризуются большим количеством трансформаторных и распределительных пунктов с простой внутривидостанционной схемой электрических соединений. Магистральные сети отличаются значительно меньшим количеством подстанций, но сами подстанции имеют, как правило, существенно более сложные схемы.

Поэтому в САРС для анализа режимов в сетях каждого типа используется специализированное ПО.

### 2.2. Основные функции САРС

САРС представляет собой набор расчетных функций с возможностью расширения, сформированный в соответствии с требованиями конечного пользователя ПК КОТМИ-14.

Возможности САРС зависят от ее конфигурации:

1) в режиме онлайн (автоматизированные расчеты в темпе процесса):

а) для магистральных сетей:

- формирование текущей РМ сети по данным ТМ;
- расчет потокораспределения сети по данным телеметрии и анализ наблюдаемости расчетной схемы (оценка состояния);
- расчет установившегося режима сети (режимная блокировка переключений);
- оценка режимной надежности (на множестве возможных возмущений);
- расчет токов КЗ;



## ЯКШГ.00067-01 91 01-49 31

- расчет оптимального режима по реактивной мощности;
- расчет максимальной нагрузки сети (утяжеление режима)
- визуализация нарушенных ограничений рассчитанных режимных параметров на диспетчерской схеме и в оперативном журнале.

б) для распределительных сетей:

- формирование текущей расчетной модели сети по данным ТМ;
- пофидерный расчет установившегося режима;
- локализация мест возникновения неучтенных потерь.

2) в режиме офлайн (расчеты с использованием архивных данных):

а) для магистральных сетей:

- краткосрочный прогноз нагрузки (с использованием типовых суточных графиков);
- расчет установившегося режима сети (режимная блокировка переключений);
- оценка режимной надежности (на множестве возможных возмущений);
- расчет токов КЗ;
- расчет оптимального режима по реактивной мощности;
- варианты расчеты по расстановке средств компенсации реактивной мощности;
- расчет технических потерь электроэнергии и их структуры.

б) для распределительных сетей:

- пофидерный расчет установившегося режима;
- расчет технических потерь электроэнергии и их структуры;
- локализация мест возникновения неучтенных потерь;
- варианты расчеты по расстановке средств компенсации реактивной мощности;
- выбор мест делений в сети по критерию минимума потерь мощности;
- расчет емкостных токов короткого замыкания;

## ЯКШГ.00067-01 91 01-49 31

- формирование профиля напряжения фидера.
- выбор закона регулирования напряжения трансформаторов 35-110/6-20 кВ) для обеспечения требуемого качества напряжения на ТП 6-20/0,4 кВ
- расчет максимальной загрузки проводов и кабелей по данным контрольных замеров в нормальном и аварийном режимах

## 3) общесистемные функции:

- а) мониторинг уровней напряжения, загрузки оборудования;
- б) определение режима максимально возможной нагрузки сети (утяжеление режима);
- в) ввод режима в допустимую область по напряжению (положения отпаек трансформаторов);
- г) визуализация результатов расчетов на расчетной схеме сети (включая динамическую раскраску элементов сети по заданным параметрам режима);
- д) табличный процессор для визуализации параметров сети в табличном виде;
- е) выбор исходного состояния РМ сети из библиотеки РМ;
- ж) коррекция состояния РМ сети;
- з) сохранение анализируемого состояния РМ сети в библиотеке РМ.

**2.3. Технические характеристики САРС**

<i>Характеристика</i>	<i>Значение</i>
Предельный размер протестированной расчетной модели (узлы-ветви)	30000 узлов (что для распределительных сетей примерно соответствует 10000 ТП)
Минимальное время цикла расчетов в режиме онлайн	5 сек
Максимальное количество формул расчета	Не ограничено
Минимальная точность расчетов	Не более погрешности ТИ
Максимальное число хранимых расчетных моделей	Ограничивается возможностями аппаратной платформы
Количество форм отображения	Не ограничено

### 3. ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИЧЕСКИМ СРЕДСТВАМ И ДРУГИМ ПРОГРАММАМ

САРС может работать на серверных и персональных компьютерах, работающих под управлением операционных систем:

- Операционная система «Альт 8 СП», разработки компании ООО «Базальт СПО».
- Операционная система специального назначения «Astra Linux Special Edition» РУСБ.10015-01 (очередное обновление 1.6), разработки компании ООО «РусБИТех-Астра».
- Операционная система специального назначения «Astra Linux Special Edition» РУСБ.10152-02 (очередное обновление 4.7), разработки компании ООО «РусБИТех-Астра».
- Операционная система специального назначения «Astra Linux Special Edition» РУСБ.10265-01 (очередное обновление 8.1), разработки компании ООО «РусБИТех-Астра».
- Microsoft Windows.

ПО САРС, работающее в режиме **онлайн**, предъявляет следующие минимальные аппаратные требования к ПЭВМ:

- Процессор:
  - Центральные процессоры с архитектурой «Эльбрус» (E2K): «Эльбрус-4С», «Эльбрус-8С» и «Эльбрус-8СВ», разработанные компанией АО «МЦСТ»;
  - Центральные процессоры с архитектурой ARMv8-A: «Baikal-M», разработанный компанией АО «Байкал Электроникс»;
  - Центральные процессоры с архитектурой x86 (Intel 80x86) и x86-64 (AMD64/Intel64/EM64T).
- Оперативная память — 8 ГБ.
- Дисковое пространство — 1 ГБ.
- Скорость канала связи Ethernet — не менее 10 Мбит/сек.

Для работы ПО САРС в АРМ аналитика-режимщика (**офлайн**) предъявляются следующие минимальные аппаратные требования к ПЭВМ:

## ЯКШГ.00067-01 91 01-49 31

- Процессор:
  - Центральные процессоры с архитектурой «Эльбрус» (Е2К): «Эльбрус-4С», «Эльбрус-8С» и «Эльбрус-8СВ», разработанные компанией АО «МЦСТ»;
  - Центральные процессоры с архитектурой ARMv8-A: «Baikal-M», разработанный компанией АО «Байкал Электроникс»;
  - Центральные процессоры с архитектурой x86 (Intel 80x86) и x86-64 (AMD64/Intel64/EM64T).
- Оперативная память — 4 ГБ.
- Дисковое пространство — 1 ГБ.
- Экран размером не менее 1280 x 1024 пикселей.
- Скорость канала связи Ethernet — не менее 10 Мбит/сек.
- Наличие манипулятора «мышь» с интерфейсом PS/2 или USB.
- Наличие 101/102-кнопочной клавиатуры с русской и латинской раскладкой.

#### 4. АРХИТЕКТУРА САРС

##### 4.1. Общие сведения

ПО САРС реализует набор функций, объединяемых общей расчетной моделью сети, каждая из которых обеспечивает решение (расчет) какой-либо технологической задачи, связанной с расчетом параметров электрического режима сети (или, иначе, потокораспределения сети). Под потокораспределением понимается совокупность значений параметров электрического режима во всех объектах расчетной модели электрической сети, а именно – комплексных значений токов, мощностей и напряжений.

Online режим предполагает наличие связи с реальным объектом мониторинга/управления, т.е. с объектами электрической сети. Необходимо отметить, что на этапе внедрения ПК КОТМИ-14 (или его испытаний) телемеханический информационный обмен с объектами электрической сети может быть заменен имитатором телеизмерений в реальном (или модельном) времени с помощью, входящего в состав ПК имитатора.

Для визуализации результатов работы САРС в режиме онлайн используется АРМ диспетчера, базирующийся на модели данных, соответствующих реальным объектам сети (секциям шин, коммутационным аппаратам, участкам ЛЭП и т.п.), находящемся под управлением диспетчерского центра.

Для работы с САРС в режиме офлайн используется АРМ аналитика (режимщика), базирующийся на расчетной модели сети, которая может включать в себя и модели объектов примыкающих сетей. АРМ аналитика предназначен для автоматизации анализа исследуемых состояний электрической сети. Под состоянием сети понимается совокупность исходных параметров схемы и режима расчетной модели электрической сети.

САРС представляет собой набор различных компонент, из которых может быть собран конкретный продукт, реализующий по запросу Заказчика требуемую ему функциональность.

С помощью конфигурирования САРС можно изменить ее функциональность от минимальной, содержащей минимум функций до максимально возможной, т.е.

включающей все компоненты САРС. Кроме того, в ходе работ по проекту, по желанию Заказчика могут быть реализованы дополнительные функции.

Тем не менее, можно выделить следующие основные типы продуктов в зависимости от типов электрических сетей и организаций, в которых планируется использовать САРС.

К ним можно отнести:

- САРС для Энергоучета;
- САРС для ЦУС сетями, не входящими в Россети;
- САРС для ЦУС РЭС (филиалов);
- САРС для ЦУС МРСК;
- САРС для ЦУС сетей ФСК.

Список функций САРС постоянно пополняется.

#### **4.2. Информационная модель сети**

**Расчетная модель сети** представляет собой однолинейную схему замещения сети, которая представляет собой математическую модель однолинейной схемы замещения сети, предназначенную для расчетов режимов (потокораспределения) сети. Она состоит из объектов двух основных типов, известных как узлы и ветви схемы замещения.

Неизменные во времени параметры расчетной модели, не зависящие от режима сети и фактически определяемые только параметрами ее оборудования, называются параметрами схемы замещения сети (или просто – **параметрами схемы**).

Параметры, характеризующие режим передачи/распределения электроэнергии, называются режимными параметрами или **параметрами режима**.

Под **состоянием** сети понимается совокупность исходных параметров схемы и режима расчетной модели электрической сети.

Расчетная модель сети формируется программой формирования РМ и, если это необходимо, функцией обеспечения наблюдаемости (формирования псевдоизмерений).

### 4.3. ПО САРС в режиме онлайн

Информационное взаимодействие ПО САРС в режиме онлайн и других подсистем ПК КОТМИ-14 показано на рисунке (Рисунок 4.1).

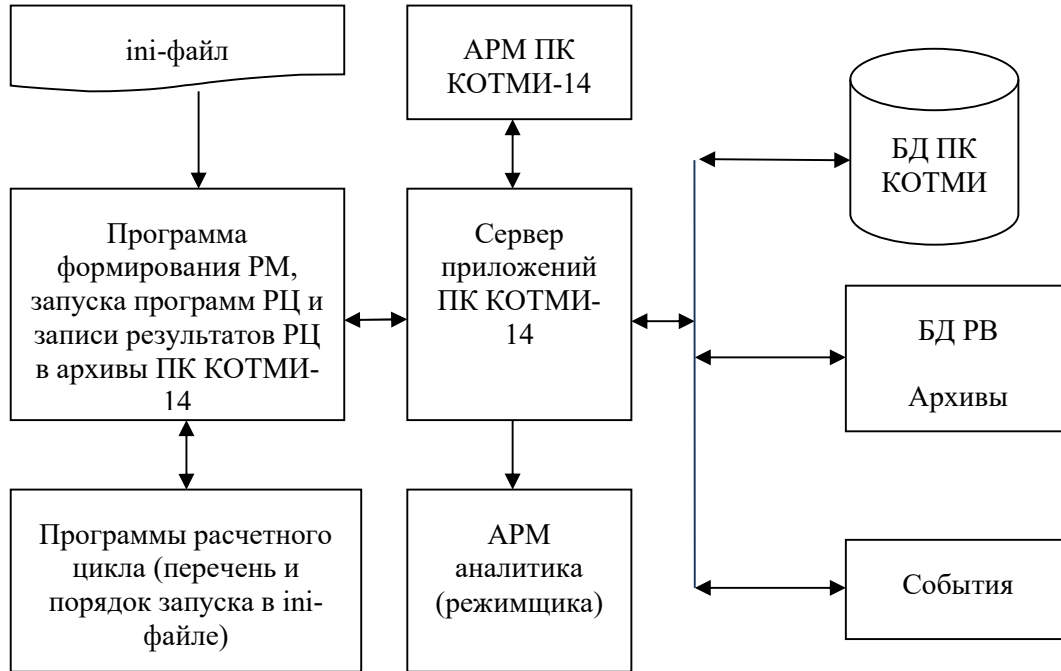


Рисунок 4.1 – Схема информационного взаимодействия ПО САРС в режиме онлайн

Алгоритм работы следующий:

1. В момент старта системы сервер приложений ПК КОТМИ-14 запускает программу формирования РМ, запуска программ РЦ и записи результатов РЦ в архивы ПК КОТМИ-14 (далее – управляющая программа САРС). Управляющая программа САРС может быть оформлена как серверная программа, запускаемая сервером приложений, который в дальнейшем контролирует ее работу или может запускаться «Сервисом серверов приложений».
2. В момент запуска управляющая программа САРС читает свой ini-файл, из которого получает параметры соединения с сервером приложений ПК КОТМИ-14, перечень и порядок запуск программ расчетного цикла, значение цикла запуска.
3. После соединения с сервером приложений управляющая программа САРС строит топологическую модель объекта путем чтения информации из БД ПК КОТМИ и постоянно ее актуализирует путем получения значений сигналов из

сервера приложений. Также программа подписывается на события изменения положения коммутационных аппаратов.

4. С заданным циклом или по событиям изменения положения коммутационных аппаратов управляющая программа САРС формирует РМ (узлы-ветви) и запускает заданные в ini-файле программы РЦ, в качестве входных данных которых оказывается сформированная РМ.
5. Результаты расчетов управляющая программа САРС записывает в архивы ПК КОТМИ-14.

АРМ ПК КОТМИ-14 служит для визуализации текущего состояния сети, в том числе параметров режима (как измеренных значений, так и рассчитанных программами расчетного цикла САРС). Результаты САРС могут быть показаны во всех типах формах отображения, поддерживаемых в АРМ ПК КОТМИ-14 (схемы, документы, наборы ретроспективы, отчеты и т.д.).

Результаты расчетов САРС в режиме online могут быть также показаны в АРМ аналитика (режимщика), в котором для этих целей реализован специальный режим работы, позволяющий подключаться к заданному серверу приложений ПК КОТМИ-14 и в режиме реального времени получать от него результаты расчетов.

#### **4.4. ПО САРС в режиме офлайн**

Информационное взаимодействие ПО САРС в режиме офлайн показано на рисунке (Рисунок 4.2).



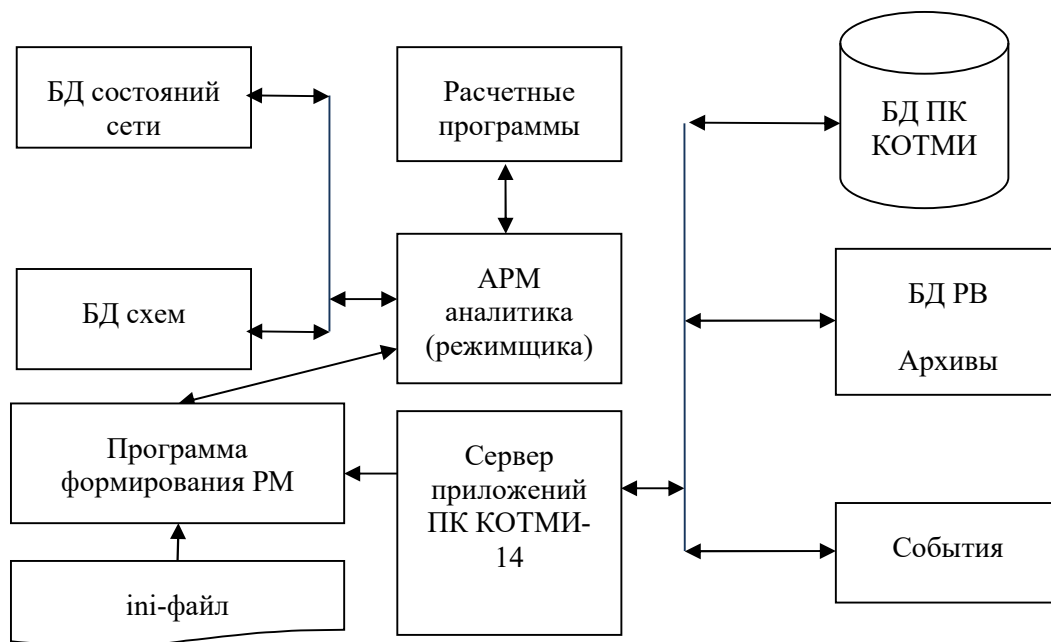


Рисунок 4.2 – Схема информационного взаимодействия ПО САРС в режиме офлайн

Управление расчетами и отображение результатов в режиме офлайн осуществляется из АРМ аналитика (режимщика) (Рисунок 4.3).

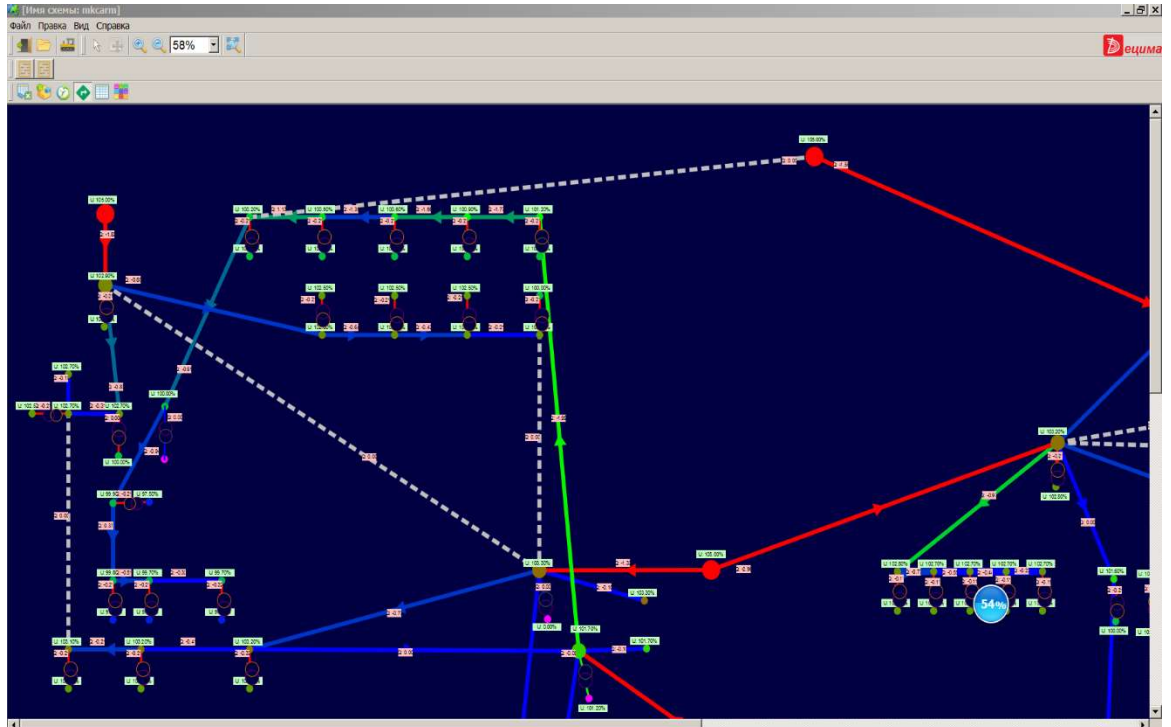


Рисунок 4.3 – Окно АРМ аналитика (режимщика)

## ЯКШГ.00067-01 91 01-49 31

АРМ аналитика (режимщика) предназначен для автоматизации работы неоперативного персонала центров управления сетями, в обязанности которого входит анализ и планирования режимов электрической сети (службы и группы электрических режимов и т.п.) и предоставляет пользователю следующие основные возможности:

- открытие/ закрытие сессии;
- формирование перечня расчетных программ, которые должны запускаться;
- ведение протокола сессии с фиксацией всех действий пользователя;
- импорт текущего состояния РМ из сервера приложений ПК КОТМИ-14;
- создание/модификация варианта РМ и ее графических схем;
- загрузка и сохранение обновленного варианта РМ и ее графических схем;
- интерактивный режим обновления РМ с возможностью автоматического запуска нужного расчета режима после каждого внесенного изменения;
- сравнение вариантов РМ между собой;
- утяжеление режима по заданной траектории;
- расчет установившегося режима сети;
- расчет оценки режимной надежности;
- расчет потерь электроэнергии;
- расчет ТКЗ;
- визуализация (вывод на монитор) параметров расчетной модели с помощью табличного процессора (сортировка, фильтрация, настройка вида таблиц);
- визуализация параметров РМ на графической схеме сети по запросу пользователя или автоматически после каждого расчета режима сети включая:
  - автоматическое управление детализацией при зуме;
  - цветовое выделение перегруженных объектов;
  - «динамическая» раскраска объектов по заданным параметрам РМС (цвет каждого объекта определяется автоматически по нахождению значения заданного параметра внутри заданного диапазона);
- завершение сессии с сохранением ее протокола.

ПО САРС в режиме офлайн имеет собственную БД, которая представляет собой архив (библиотеку) состояний сети. В настоящее время она реализована в виде отдельной

папки файловой системы, в которой хранятся файлы состояния РМ сети. Каждый файл РМ представляет собой xml-файл. Обеспечена также совместимость с форматом данных РМ, ранее наиболее широко использовавшимся в РФ в подразделениях «СО ЕЭС».

## 5. ОСНОВНЫЕ РАСЧЕТНЫЕ ФУНКЦИИ САРС

- 1) Формирование расчетной модели сети. Расчетная модель сети включает в себя три группы данных: а) топологические данные (описывающие граф схемы замещения); б) параметры элементов схемы замещения; в) узловые параметры режима сети (нагрузка, генерация, напряжение), в том числе данные телеизмерений. Основу оригинальных алгоритмов определения топологии, применяемых в формировании расчетной модели, составляют преобразования графовых структур коммутационной модели сети в графовые структуры расчетной модели (модели «узлы-ветви»), выполняемые с помощью топологического процессора. Одним из важных результатов работы данной функции является определение количества и состав районов сети, электрически не связанных друг с другом («островов»).
- 2) Обеспечение наблюдаемости сети. Функция предназначена для анализа степени наблюдаемости сети и, в случае ее недостаточности, дополнения телеметрической информации на основе прочих данных. Несмотря на то что электрические сети разных классов напряжения в той или иной степени оснащены системами сбора и передачи информации (телемеханика, АСКУЭ и т.д.), зачастую имеющейся информации недостаточно для обеспечения полной наблюдаемости сети. Под полной наблюдаемостью сети имеется в виду получение телемеханической информации, достаточной для расчета установившегося режима во всех элементах расчетной модели данной сети. Алгоритм обеспечения наблюдаемости состоит из двух этапов: а) выявление ненаблюдаемых участков; б) формирование псевдоизмерений для ненаблюдаемых участков в соответствии с выбранными алгоритмами и присвоение им класса достоверности. Псевдоизмерения мощностей в узлах нагрузки могут формироваться по следующим методикам: а) по экстраполяции архивной информации; б) на основе текущего значения баланса мощности ненаблюдаемого района и номинальных мощностей потребителей; в) по типовым суточным графикам потребителей. Метод расчета псевдоизмерения может меняться автоматически в зависимости от длительности времени ненаблюдаемости участка сети от момента времени потери наблюдаемости.

- 3) Оценка состояния. Функция предназначена для расчета параметров наиболее правдоподобного установившегося режима сети по данным телеметрии и псевдоизмерений с учетом степени их достоверности и при условии обеспечения наблюдаемости сети. Другими словами, функция оценки состояния балансирует измеренные значения параметров режима таким образом, чтобы выполнялись законы Кирхгофа, описывающие режим электрической сети, а отклонения измеренных значений от расчетных было минимально. При использовании оценки состояния в темпе процесса диспетчер имеет возможность видеть на схеме текущие расчетные значения параметров режима сети, в том числе в ненаблюдаемых участках сети.
- 4) Расчет и анализ установившихся режимов. Служит для расчета потокораспределения в сети по заданным значениям узловых параметров (генерации и потребления). Может производиться для электрических сетей произвольной структуры, имеющих как кольцевые, так и радиальные участки. Функция рассчитывает значения следующих параметров: модуль и угол напряжения в узлах; потребление активной и реактивной мощности в узлах; генерацию реактивной мощности в генераторных узлах; токи, потоки и потери активной и реактивной мощности в ветвях сети; активные и реактивные потоки в шунтах; генерацию, нагрузку, потери мощности и их структуру для всей энергосистемы, по энергообъединениям и энергорайонам, в том числе в изолированных фрагментах сети.
- 5) Оптимизация режима. Позволяет определить перечень управляющих воздействий, направленных на снижение потерь электроэнергии в анализируемом режиме с учетом прогноза. В состав управляющих воздействий входят: перенос точек деления сети, управление устройствами РПН трансформаторов, отключение слабозагруженных трансформаторов. При этом учитываются следующие ограничения: по токовой нагрузке оборудования; по напряжению; по числу управляющих воздействий; по перечню оборудования, участвующего в оптимизации; по условиям режимной надежности; по отключающей способности выключателей и чувствительности релейной защиты. При расчете учитывается прогнозируемое изменение потребления,

## ЯКШГ.00067-01 91 01-49 31

планируемый вывод оборудования в ремонт. Определяется возможное снижение потерь электроэнергии за текущие сутки, неделю, месяц и год.

- 6) Анализ режимной надежности. Предназначен для оценки возможности сети противостоять внезапным возмущениям, приводящим к мгновенному изменению расчетной модели сети. Множество расчетных возмущений может быть задано пользователем и/или формироваться автоматически в виде списка поочередно отключаемых элементов силового оборудования сети (ЛЭП, силовых трансформаторов, секций шин). Результатом выполнения функции является таблица послеаварийных состояний сети, которые приводят к потере потребителей или нарушениям режимных ограничений.
- 7) Планирование развития сети. Решение задачи планирования развития сети основано на интерактивном формировании различных вариантов развития сети и выбора среди них наиболее предпочтительного. Варианты развития сети формируются пользователем из модели сети в ее текущем состоянии путем ввода новых сетевых объектов или модификации существующих. Каждый из вариантов просчитывается на предмет существования его режимов максимальной и минимальной нагрузки, их допустимости по условиям соблюдения режимных ограничений, токов короткого замыкания, потерь и т.д. В результате расчета формируется таблица, в которой представлены обобщенные характеристики каждого варианта развития.
- 8) Расчет токов короткого замыкания. Расчет выполняется для трехфазных металлических КЗ на каждой из имеющихся в сети сборных шин. Полученные в результате величины токов КЗ сравниваются с максимально допустимыми значениями для соответствующих выключателей. Алгоритм расчета токов КЗ основан на поиске пути от шины, на которой происходит КЗ, до ее центра питания. Результатом расчета является потокораспределение, токи, и напряжения в режиме КЗ.

## 6. АЛГОРИТМЫ ПО САРС

### 6.1. Формирование расчетной модели (ФРМ)

#### 6.1.1. Назначение.

Информационные модели электроэнергетической сети, используемые при оперативном управлении, включают подробные описания измерений и их привязку к объектам сети, а также коммутационных аппаратов. Такие модели обычно называют коммутационными (в стандарте МЭК 61970-456 - *node-breaker models*), поскольку соответствующие им схемы соединений сети носят название коммутационных.

Сетевые модели, используемые в планировании режимов сети, могут не иметь этого уровня детализации и обычно исключают измерения и устройства коммутации. В этой модели состояние коммутационных аппаратов может учитываться вручную, путем задания статуса ветвей в модели шины-ветви (*bus-branch model*). В отечественной литературе также встречается название этой модели сети как *модель узлы-ветви*. Чтобы избежать путаницы, в настоящем документе используется термин *расчетная модель сети*.

Функция **ФРМ** сети предназначена для формирования расчетной модели сети, представляющей собой однолинейную схему замещения сети. Схема может состоять из электрически не связанных фрагментов.

Расчетная модель сети используется для расчета параметров режимов электроэнергетической системы, в том числе для оперативной оценки ее установившегося режима по избыточному множеству измерений параметров режима.

#### 6.1.2. Входные данные

Исходную информацию образуют описание топологии коммутационной схемы электрической сети энергосистемы, физические характеристики оборудования и оперативные данные телеметрии из базы оборудования, топологии и измерений ПК КОТМИ-14.

Как и вся информационная модель всего оборудования электроэнергетической системы, моделируемого в ПТК, ее топологическая модель базируется на Общей информационной модели (СІМ, МЭК 61970-301). В ней все токопроводящие объекты электрически связаны с друг другом посредством терминалов (Terminals), которые соответствуют контактам моделируемых физических объектов (например, выключателей),

с помощью которых они присоединяются к токопроводам, соединяющих их с другими объектами электрической сети. Поскольку каждый объект ЭС должен иметь возможность быть выведенным из-под напряжения (например, для его ремонта), то он должен быть подключен не непосредственно к сети, а через какой-либо коммутационный аппарат.

Данные по основному оборудованию сети, необходимые для формирования расчетной модели, обычно представлены в заводских документах (паспортов) производителей оборудования на данный тип оборудования, в которых указаны номинальные значения их основных параметров, на которое оно рассчитано. Для сложного оборудования (трансформаторов), там же указываются и данные, полученные в результате заводских испытаний.

#### 6.1.3. Выходные данные

Расчетная модель сети включает в себя четыре группы данных:

- топологические, описывающие граф схемы замещения;
- параметры элементов схемы замещения;
- узловые параметры режима сети (нагрузка, генерация, напряжение), «привязанные» к ее узлам и ветвям;
- телеизмеряемые значения параметров режима сети, «привязанные» к ее узлам и ветвям.

#### 6.1.4. Алгоритм

Согласно МЭК 61970-456 объект оборудования может быть присоединен к другому оборудованию не непосредственно, а только через установления логической связи между терминалом и соединительным узлом (ConnectivityNode).

Целью выполняемого функцией ФРМ преобразования коммутационной модели в расчетную модель является снижение размерности задачи расчета потокораспределения в электрической сети за счет исключения из модели сети объектов внутриподстанционных объектов с пренебрежимо малым сопротивлением, которые практически не влияют на потокораспределение в сети, но плохо влияют на точность расчетов. Под исключением здесь понимается не разрыв соединения двух его узлов (шин), а объединение их в один, с



суммарной генерацией и нагрузкой (а также шунтом на землю, если они имеются). При этом объединенный узел наследует связи обоих объединяемых узлов.

Критерием правильности преобразовании исходной сети в упрощенную (в электроэнергетике традиционно, но не совсем уместно применялся также термин эквивалентности, а самого задача упрощения сети – как эквивалентирования сети) является степень совпадения напряжения в узлах сети, вычисленных из условия выполнения обоих законов Кирхгоффа. При таком подходе широко применялся принцип последовательного преобразования фрагмента схемы замещения в многолучевую звезду.

Задача ФРМ может быть разделена на две части:

- определение топологии расчетной модели сети, путем построения ее графа;
- определение ее параметров схемы замещения.

Основные этапы ФРМ:

- Объединение соединительных узлов (Connectivity node в СИМ) подстанций и линий в топологические узлы (Topology node в СИМ).
- Формирование списка ветвей, с указанием для каждой начального и конечного топологического узла, а также параметров для построения схемы замещения.
- Сворачивание последовательностей сегментов линий в единую ветвь.
- Формирование ветвей для трансформаторов.

Кроме того, функция ФРМ обеспечивает перепривязку ТИ от оборудования (как это предписывает СИМ) непосредственно к элементам расчётной модели (узлам и ветвям) и обратно.

Основу применяемых в ФРМ оригинальных алгоритмов определения топологии лежит преобразования графовых структур входной модели в графовые структуры выходной модели. Преобразования графов осуществляются посредством операций Универсального топологического процессора, базовыми операциями которого являются операции стягивания и подстановки.

Операция стягивания графа служит для преобразования более подробного представления модели в менее подробное – для обобщения модели.

Входом в ФРМ (Network model building) являются наборы данных Оборудование и Базовое состояние (параметры режима и состояние КА) сети, например, базовый (Steady

State Hypothesis data) или любое другое состояние, позволяющее рассчитать установившийся режим сети.

Выходом ФРМ является расчетная модель сети, соответствующая использованным наборам данных Оборудования.

Существует несколько вариантов использования ФРМ в зависимости от режима применения САРС.

ФРМ генерирует узлы расчетной модели при каждом выполнении и с потенциально различными состояниями КА из набора состояний сети. Чтобы можно было сравнить различные состояния топологии сети, особенно при изменении числа узлов сети, необходимо обеспечить, чтобы идентификационные данные были связаны с главными шинами каждой подстанции, что позволит им оставаться стабильными.

## **6.2. Обеспечение условия наблюдаемости сети**

### **6.2.1. Назначение**

Функция предназначена для анализа степени наблюдаемости сети и дополнение телеметрии, в случае ее недостаточности для обеспечения наблюдаемости, на основе не телеметрической информации.

Функция обеспечение наблюдаемости сети необходима для управления магистральными сетями.

Несмотря на то, что они оснащены устройствами телеметрии (телеизмерениями и телесигнализацией) в значительно большей степени, чем распределительные сети, их обычно недостаточно для обеспечения полной наблюдаемости сети, даже если не учитывать отказы в самой системе сбора и передачи данных телеметрии.

Под наблюдаемостью сети понимается такой объем и структура телеметрии, который позволяет рассчитать параметры установившегося режима во всех элементах расчетной модели сети.

### **6.2.2. Входные данные**

Используется следующая информация о расчетной модели сети:

- Телеизмерения
- Телесигнализация

- Типовые графики нагрузки потребителей
- Журнал оперативных переключений
- Архив телеизмерений

#### 6.2.3. Выходные данные

- Наблюдаемые и ненаблюдаемые участки сети и оценки степени их наблюдаемости.
- Интегральная оценка наблюдаемости ТИ.
- Формирование «псевдо» ТИ для обеспечения наблюдаемости ненаблюдаемых участков сети.

#### 6.2.4. Алгоритм

Состоит из следующих этапов:

- Выявление ненаблюдаемых участков.
- Формирование псевдо ТИ для ненаблюдаемых участков в соответствии с выбранными алгоритмами и присвоение им класса достоверности.

Для обеспечения наблюдаемости используется формирование псевдоизмерений мощностей в узлах нагрузки по следующим методикам:

- По экстраполяции архивной информации.
- На основе текущего значения баланса мощности ненаблюдаемого района и номинальных мощностей потребителей.
- По типовым суточным графикам потребителей.

Метод расчета псевдоизмерения может меняться автоматически в зависимости от длительности времени ненаблюдаемости участка сети от момента времени потери наблюдаемости.

### **6.3. Оценка состояния**

#### 6.3.1. Назначение.

Функция оценки состояния необходима для управления магистральными сетями. Такие сети оснащены устройствами телеметрии (телеизмерениями и телесигнализацией) в объеме, достаточном для обеспечения условия наблюдаемости в значительной части управляемой сети.

Измеренные значения отличаются от реальных за счет ошибок, вносимых в них как самими средствами измерения, так и при передаче их в базу данных реального времени ПК КОТМИ-14.

Функция предназначена для расчета параметров наиболее правдоподобного установившегося режима сети по данным телеметрии и псевдоизмерений с учетом степени их достоверности и при условии обеспечения наблюдаемости сети.

Другими словами, функция оценки состояния балансирует измеренные значения параметров режима таким образом, чтобы выполнялись законы Кирхгофа, описывающие режим электрической сети, а отклонения измеренных значений от рассчитанных было минимально.

#### 6.3.2. Входные данные.

В качестве исходных данных используются параметры расчетной модели сети, сформированные функцией ФРМ.

Измеряться, в общем, могут любые параметры режима, к которым относятся действительные и мнимые составляющие комплексных значений токов, напряжений и мощностей. Но наиболее распространены следующие.

Для ветвей расчетной модели – это активные реактивные мощности вначале и/или конце ветви и модуль тока, а также текущее значение коэффициента трансформации для трансформаторных ветвей.

Для узлов – активные и реактивные мощности нагрузки и/или генерации, а также модуль напряжения

#### 6.3.3. Выходные данные.

- Потокораспределение во всех элементах сети.
- Достоверность телеизмерений как функции отклонения, измеренного от расчетного значения (статистические характеристики ошибок полученных результатов).
- Обобщенный показатель качества оценки состояния.

Результаты расчетов сохраняются в архивной БД ПК КОТМИ-14, выводятся на АРМ диспетчера и/или АРМ аналитика в различные виды форм отображения (схемы,

наборы ретроспективы, графики, документы), а также в текстовые файлы с расчетной моделью сети (предусмотрена возможность сохранения в два формата файла: «xml» и «cdu» - формат ЦДУ).

#### 6.3.4. Алгоритм.

Алгоритм расчета ОС состоит из следующих шагов:

1. Загрузка расчетной модели сети.
2. Формирование начального приближения вектора независимых переменных, в качестве которых выступают комплексы напряжений во всех узлах.
3. Формирование ковариационной матрицы ошибок измерения.
4. Для каждого телеизмерения рассчитывается невязка с учетом текущего значения комплекса напряжений в узлах, как разница между собственно значением телеизмерения и соответствующим расчетным значением.
5. Формируется матрица частных производных вектора небалансов по модулям и фазам напряжений узлов.
6. Решается система линеаризованных уравнений методом LU-разложение матриц с учетом их слабой заполненности.
7. Если найденная поправки напряжений или фазовых углов оказались больше заданных в диалоговом окне модуля оценивания состояния, осуществляется переход к пункту 8. Иначе происходит переход к пункту 9.
8. Если превышено максимальное допустимое количество итераций методом Ньютона, заданное в настройках алгоритма оценивания состояния, программа завершается с соответствующим сообщением об ошибке. В противном случае, пункты 5-8 повторяются.
9. Выполняется расчет зависимых переменных, в том числе:
  - мощности инъекций (генерация - нагрузка) в узлах;
  - перетоки мощности по линиям;
  - токи в линиях;
  - токи инъекций в узлах.

10. Результаты расчетов выводятся на АРМ диспетчера и/или АРМ аналитика, а также могут сохраняться в архивной БД, в виде текстовых файлов с расчетной моделью сети (предусмотрена возможность сохранения в два формата файла: «xml» и «sdu»).

### 6.3.5. Примеры выходных форм

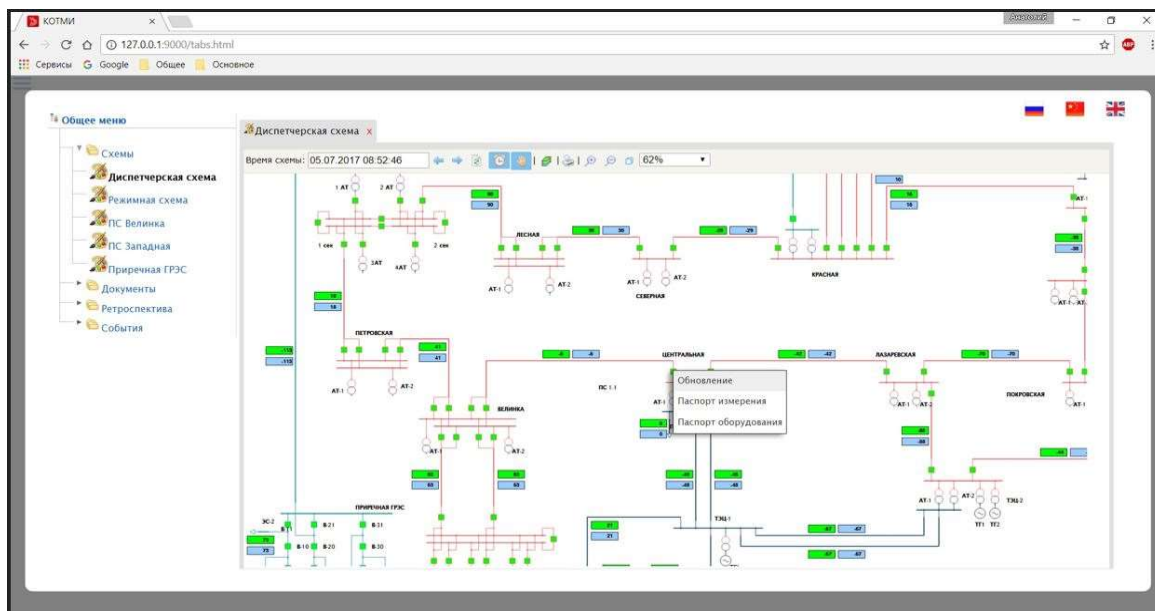


Рисунок 6.1 – Вывод оцененных значений на АРМ диспетчера

## 6.4. Установившийся режим

### 6.4.1. Назначение.

Функция предназначена для расчета установившегося режима (УР) в электрических сетях напряжением 35 кВ и выше, имеющих схему произвольной структуры, т.е. сети могут иметь как кольцевые участки, так и радиальные.

В отличие от функции ОС, функция предназначена для расчета потокораспределения в сети только по заданным значениям узловых параметров режима, а именно: генерации и потребления.

- начальные приближения модуля и углов в узлах;
- генерация и потребление активной и реактивной мощности в узлах;
- потери активной мощности в линиях.

Узлы расчетной модели сети при расчете УР могут быть отнесены к одному из трех типов, которые различаются алгоритмом их обработки при формировании системы нелинейных уравнений установившегося режима сети:

- узлы типа PQ представляют собой узлы, на которых задана потребляемая или генерируемая мощность, но не задан модуль и угол напряжения- используются для представления узлов нагрузки и небольших генераторов;
- в узлах типа PU заданными являются активная мощность и модуль напряжения, а не известны генерируемая реактивная мощность и фазовый угол напряжения – такие узлы используются для представления генераторных узлов с автоматическим регулированием напряжения;
- балансирующие узлы, в которых задан модуль и угол напряжения – необходимы для каждого электрически связного фрагмента сети для обеспечения возможности сбалансирования каждого фрагмента сети согласно первому закону Кирхгофа.

Обычно фазовый угол вектора напряжения в балансирующем узле устанавливается равным нулю. Все фазовые углы векторов напряжения других узлов сети рассчитываются относительно фазового угла напряжения балансирующего узла.

Балансирующий узел должен представлять собой узел, имеющий мощную генерацию и нагрузку, т.е. обладающий достаточными резервами мощности, чтобы обеспечивать баланс мощности в сети. Обычно используется только один балансирующий узел. Однако имеются сети, в которых может быть целесообразным задать несколько балансирующих узлов.

#### 6.4.2. Входные данные.

В качестве исходных данных используются параметры схемы и режима расчетной модели сети, сформированные функцией ОС и/или УР. Данные могут быть представлены в формате ЦДУ или XML, описанные в разделе «Форматы обмена данными между программами».

Используются следующие параметры режима:

- модуль и угол напряжения в узлах (в качестве начального приближения);
- генерация и потребление активной и реактивной мощности в узлах.

#### 6.4.3. Алгоритм

Для расчета режима в программе используется метод последовательных приближений Ньютона применительно к системе нелинейных уравнений баланса активных и реактивных мощностей в узлах сети с действительными переменными.

Идея метода Ньютона состоит в последовательной замене на каждой итерации системе нелинейных уравнений некоторой линейной системой, решение которой дает значение неизвестных, более близкие к решению нелинейной системы, чем исходное приближение.

Метод Ньютона быстро сходится и имеет высокую надежность. Однако в тяжелых режимах требуется использовать модификацию метода с использованием дополнительной коррекции величины шага приращения переменных на итерации.

#### 6.4.4. Выходные данные.

Функция рассчитывает значения следующих параметров режима

- модуль и угол напряжения в узлах;
- потребление активной и реактивной мощности в узлах (если они имеют статические характеристики);
- генерацию реактивной мощности в генераторных узлах;
- токи, потоки и потери активной и реактивной мощности в ветвях сети;
- активные и реактивные потоки в шунтах.

Вывод данных параметров осуществляется в формат ЦДУ или xml.

Также рассчитываются:

- структура потерь мощности по энергообъединениям и энергорайонам, в том числе, в изолированных фрагментах сети.



Расчет потерь мощности по классам напряжения								
Район	Потери в линиях, МВт	Потери в трансформаторах, МВт	Потери ХХ, МВт	Суммарные потери, МВт	Суммарная активная нагрузка, МВт	Суммарная реактивная нагрузка, мвар	Суммарная активная генерация, МВт	Суммарная реактивная генерация, мвар
Район- 1, 10 кВ	0.00	0.00	0.00	0.00	19.5	13.4	0.0	0.0
Район- 1, 35 кВ	1.08	0.20	0.00	1.27	2.0	1.0	22.1	13.9
<b>Всего по району 1</b>	<b>1.08</b>	<b>0.20</b>	<b>0.00</b>	<b>1.27</b>	<b>21.5</b>	<b>14.4</b>	<b>22.1</b>	<b>13.9</b>
В целом 10 кВ	0.00	0.00	0.00	0.00	19.5	13.4	0.0	0.0
В целом 35 кВ	1.08	0.20	0.00	1.27	2.0	1.0	22.1	13.9
<b>В целом по сети</b>	<b>1.08</b>	<b>0.20</b>	<b>0.00</b>	<b>1.27</b>	<b>21.5</b>	<b>14.4</b>	<b>22.1</b>	<b>13.9</b>

Рисунок 6.2 – Пример вывода структуры потерь на АРМ диспетчера

- генерация, нагрузка и потери для всей энергосистемы, по энергообъединениям и энергорайонам, в том числе, в изолированных фрагментах сети.

Результаты расчетов сохраняются в архивной БД ПК КОТМИ-14, выводятся на АРМ диспетчера и/или АРМ аналитика в различные виды форм отображения (схемы, наборы ретроспективы, графики, документы), а также в текстовые файлы с расчетной моделью сети (предусмотрена возможность сохранения в два формата файла: «xml» и «cdu» - формат ЦДУ).

### 6.5. Расчет установившегося режима в радиальных сетях

Функция предназначена для расчета и анализа режимов потокораспределения и напряжения в радиальных электрических сетях напряжением 6-220 кВ.

В качестве исходных данных используются те же параметры схемы и режима расчетной модели сети, сформированные для расчета УР.

Выходные данные также унифицированы с выходными данными расчета УР

#### 6.5.1. Алгоритм расчета потокораспределения в радиальных сетях

1. Определяем ток головного участка сети по сумме всех нагрузок
2. Вычисляем падение напряжения и потери мощности на головном участке
3. Находим напряжение в следующем узле

4. Повторяем операцию п. 1-3 пока не дойдем до конечного узла сети

5. Уточняем параметры электрического режима на второй итерации по рассмотренному алгоритму расчета, заменив начальное приближение напряжения на вычисленное в первом приближении. Формально окончание расчета можно контролировать вычислением критерия для наиболее удаленной узловой точки.

Т. е. вычисления будут повторяться до тех пор, пока значение искомой переменной на двух смежных итерациях не будет отличаться на сколь угодно малую наперед заданную величину. Однако практически достаточно для неперегруженных разомкнутых сетей выполнить одно-два приближения (итерации) рассмотренного расчета.

#### **6.6. Алгоритм расчета величины емкостных токов однофазного замыкания на землю и расчет режима дугогасящих реакторов**

Ток однофазного короткого замыкания для одной линии определяется по формуле:

$$I_{кз}=1.73*U_{ф}*C_{ф}*w,$$

где  $U_{ф}$  - напряжение фазы,  $C_{ф}$  - емкостная проводимость фазы,  $w$  - частота сети

Величина мощности дугогасящих реакторов не должна превышать мощность емкостного тока КЗ более чем на 5А. Если мощность емкостного тока КЗ не превышает 20 квар, дугогасящие реакторы не ставятся. Ввиду простоты алгоритма и наличия всех входных данных, требующихся для расчета, он вставлен в блок расчета УР. Результаты расчета приведены в таблице.

**Расчет емкостных токов КЗ**

Узел	Название	Ток КЗ, А	Ток реактора, А
737	тп 10__000_5	52	52
739	тп 10__000_1	52	52
741	тп 10__010_1	52	52
743	тп 10__000_2	52	52
747	тп 10__010_2	52	52
749	тп 10__000_3	52	52
753	тп 10__010_3	52	52
755	тп 10__000_4	52	52
763	тп 10__010_4	52	52
765	рп20194__000_2	52	52
773	рп20195__000_2	39	39
775	тп28311__000_2	52	52
777	тп28311__000_1	42	42
781	тп28311__010_2	52	52
783	рп28041__000_2	0	0
917	тп 1402__010_1	0	0
919	рп27192__000_1	0	0
923	тп28425__000_1	0	0
927	тп28422__000_1	0	0
1027	рп27193__000_2	0	0
1029	пс643_10_010_1	20	0

Рисунок 6.3 – Пример вывода результатов расчета емкостных токов КЗ на АРМ диспетчера

### 6.7. Оценка режимной надежности (на множестве возможных возмущений)

Функция «Оценка надежности режима» обеспечивает, для заданного режима и состояния схемы, возможность расчета послеаварийных режимов сети по сформированному (вручную или автоматически) списку расчетных возмущений.

В качестве расчетных возмущений используется аварийное отключение (отключение со всех сторон) элементов сети – линий электропередачи и трансформаторов, а также секций шин.

Анализ рассчитанных послеаварийных режимов (на предмет их осуществимости, потери потребителей и т.п.) позволяет оценить надежность исходного состояния сети и «тяжесть» каждого возмущения.

#### 6.7.1. Входные данные.

- Расчетная модель узлы-ветви с рассчитанным (сбалансированным) режимом.
- Список расчетных возмущений.

#### 6.7.2. Алгоритм

Алгоритм оценки надежности (ОНР) сети по известному критерию N-1 заключается в поочередном переборе одиночных отключений (“отказов”) линий или трансформаторов из списка отказов.

Предполагается, что список расчетных возмущений формируется либо вручную (статический список), либо автоматически (динамический список).

При автоматическом формировании списка отказов он формируется по результатам потокораспределения в анализируемом состоянии сети и в него отбираются ветви, нагрузка которых превышает заданную величину.

Список отказов может быть сохранен в папке отказов и выбран оттуда в случае необходимости.

#### 6.7.3. Выходные данные.

Расчетный модуль ОНР рассчитывает:

- количество рассмотренных динамических и статических возмущений;
- количество критических (т.е. сопровождающихся перегрузками элементов сети) возмущений;
- количество возмущений, сопровождающихся отключением сетевых групп;
- количество возмущений, приведших к отключению потребителей;
- количество возмущений, при которых режим отсутствует для части или всей сети.

Результаты расчетов представляются в виде таблиц. Все рассчитанные возмущения могут быть представлены в отсортированном виде в нисходящей последовательности, в зависимости от их важности.

Вариантные расчеты N-1

Вариант отключения	Отключение нагрузки, МВт	Нарушений пределов по напряжению	Нарушений пределов по реактивной мощности	Потери активной мощности, МВт	Расчет УР	Целевая функция
Исходный режим	15.60	92	0	1.27		165.20
тп28430_010_1 - тп28430_000_1	20.40	120	0	0.58		216.00
рп28041_010_1 - тп28418_010_1	20.00	118	0	0.60		211.80
рп28041_010_1 - рп28041_000_1	19.70	116	0	0.62		208.60
тп27671_010_1 - тп27670_010_1	17.80	105	0	1.18		188.50
тп29224_010_1 - тп29224_000_1	17.50	103	0	1.17		185.30
пс500_10_010_1 - фп500_1_010_1	17.20	105	0	1.22		182.50
тп27673_010_1 - тп27673_000_1	17.20	104	0	1.22		182.40
пс643_10_010_1 - рп27193_010_1	17.20	100	0	1.18		182.00
тп28419_010_1 - тп28419_000_1	17.10	102	0	0.92		181.20
рп27193_010_1 - тп28420_010_1	16.90	97	0	1.18		178.70

Рисунок 6.4 – Пример вывода результатов расчета ОНР

По результатам расчета последствий отказа должна определяться степень серьезности отказа элементов, включенных в список возмущений, и перечислены его последствия.

Результатом расчета каждого аварийного режима являются следующие последствия, к которым приводят отключения ветвей сети с указанием места нарушения:

- превышения пределов по напряжению;
- превышения пределов по току;
- разделение сети на топологически не связанные участки;
- отключения нагрузки;
- невозможность существования режима.

#### 6.7.4. Способы выполнения расчетов

Модуль обеспечивает расчеты последствий возмущений в двух режимах:

- динамический режим – для автоматически сформированного (в частности – по степени загрузки ЛЭП) списка возмущений;
- статический режим – для списка возмущений, сформированных вручную.

## **6.8. Расчет тока короткого замыкания для проверки отключающей способности выключателей**

### 6.8.1. Назначение

Расчет токов короткого замыкания (КЗ) позволяет контролировать допустимые значения токов и мощностей КЗ в сети. Расчет выполняется для трехфазных металлических КЗ на каждой из имеющихся в сети сборных шин. Полученные в результате величины КЗ сравниваются с максимальными допустимыми их значениями для соответствующих выключателей.

### 6.8.2. Входные данные.

Расчетная модель сети для расчета ТКЗ базируется на расчетной модели УР и является ее расширением за счет более детального учета параметров внешней сети, т.к. параметры внешней сети (сети по которой происходит снабжение данной подстанции) влияют на их максимальную величину.

Расчетные параметры внешней сети определяются ориентировочно и могут быть при желании уточнены. Программа производит расчет максимальных значений ТКЗ из расчета минимально возможных значений сопротивлений внешней сети. Для определения минимальных значений ТКЗ необходимо уточнить данные о внешней сети. Для ввода этих данных в Редакторе предусмотрена специальная форма. Также необходимо ввести данные о максимально допустимых токах КЗ по фидерам и трансформаторам.

### 6.8.3. Алгоритм.

Расчёт тока короткого замыкания для замкнутой сети производится методом оценки чувствительности тока, потребляемых шинами в режиме КЗ, от напряжения сети путем задания фиксированной активной нагрузки в узле по методу Тахакаши (т.е. сразу для КЗ на всех шинах). По изменению напряжения в узле определяется зависимость тока от нагрузки узла. Внутренние параметры генераторов определяются оценочно по их суммарной мощности. После этого вычисляется ТКЗ в узле с учетом дополнительного сопротивления генераторов. Дополнительно к результирующим сопротивлениям добавляются сопротивления внешней сети, если таковые имеются.

Алгоритм расчета тока КЗ для разомкнутой сети основан на поиске пути от шины, на которой происходит КЗ, до ее центра питания. Токи КЗ на каждой шине рассчитываются по формуле  $I=U/Z$ , где  $U$  – напряжение центра питания, а  $Z$  – комплексное сопротивление цепи от центра питания до шины.

**Примечание:** Токи КЗ рассчитываются только для нагрузочных шин. Для генераторных шин нужно использовать другой расчетный алгоритм с учетом параметров схемы замещения конкретных генераторов.

#### 6.8.4. Выходные данные.

Результатом расчета является список токов КЗ для каждой шины, который записывается в архивную БД ПК КОТМИ-14 и используется для сравнения отключающей способности выключателей, присоединенных к данной шине. Если отключающая способность выключателя меньше расчетного значения, то генерируется событие по данному выключателю в АРМ диспетчера.

### 6.9. Оптимизация режима по напряжению и реактивной мощности

#### 6.9.1. Назначение.

Функция предназначена для оптимизации режима по напряжению и реактивной мощности в радиальных и замкнутых электрических сетях любого класса напряжения.

Оптимальный режим энергосистемы – это такой режим из допустимых, т.е. удовлетворяющих условиям надежности и качества электроэнергии, при котором обеспечивается минимум суммарного расхода условного топлива (замыкающих затрат на топливо) при заданной в каждый момент времени нагрузке потребителей.

Основная задача – оптимизация режима электрической сети, приводящая к уменьшению суммарных потерь активной мощности в сетях, в результате оптимального выбора мощности и места размещения компенсирующих устройств, выбора коэффициентов трансформации трансформаторов связи при учете технических ограничений. Задача решается путем решения уравнений установившегося режима с использованием градиентного метода;

В качестве исходных данных используются параметры схемы и режима расчетной модели сети, сформированные функцией ОС и/или УР. Настраиваемый файл программы – **settingopt.ini**.

### 6.9.2. Входные данные.

Используются следующие параметры режима:

- модуль и угол напряжения в узлах (в качестве начального приближения);
- генерация и потребление активной и реактивной мощности в узлах.

Дополнительно задаются данные по источникам реактивной генерации и техническим ограничениям в сети:

1. Данные о пределах реактивной генерации сети (минимум-максимум).
2. Данные о пределах уровня напряжений в сети (минимум-максимум).

### 6.9.3. Алгоритм расчета оптимального режима

Расчет оптимального режима энергосистемы состоит в нахождении такого режима, в котором достигается минимум целевой функции:  $F(X,Y)=\min$ . В качестве целевой функции оптимизации режима принимают расход условного топлива или затраты на топливо.

При решении более частной задачи - оптимизации режима электрической сети по напряжению, реактивной мощности и коэффициентам трансформации в качестве целевой функции принимают минимум суммарных потерь активной мощности в сетях:  $\Delta P\Sigma=\min$ . В результате многократных расчетов установившихся режимов отыскивается такой режим, при котором суммарные потери активной мощности минимальны и выдерживаются технические ограничения:

- напряжение в каждом узле не должно выходить за технически допустимые значения (закон встречного регулирования напряжения);
- потокораспределение должно соответствовать пропускной способности электрических сетей (допустимому току нагрева);
- мощность компенсирующих устройств не должна выходить за технически допустимые значения.

Суть градиентного метода состоит в отыскании такого решения, при котором будет наибольший градиент целевой функции, т.е. наибольшее снижение потерь мощности при установке единичного компенсирующего устройства или наибольшее снижение потерь мощности при изменении коэффициента трансформации на одно ответвление.



Данный алгоритм может быть дополнен следующими расчетными функциями:

- Определение оптимальных коэффициентов трансформации.
- Выбор мощности и мест размещения компенсирующих устройств.

#### 6.9.4. Выходные данные.

По результатам расчета выводится:

- таблица со списком узлов, где предполагается изменить модули напряжения и величину реактивной генерации;
- таблица сравнения расчетов до и после оптимизации режимов

**Эффективность оптимизации (потери, тыс. квтч)**

	Нагрузочные	Хол. хода	Суммарные
Исходный режим	1.21	0.00	1.21
Оптимальный режим	1.10	0.00	1.10
Отклонение	0.11	0.00	0.11

**Оптимальные значения реактивной мощности**

Узел	Название	U нач	Q нач	U опт	Q опт
1021	Узел 102-20	21.35	10.0	21.54	9.3
2001	Узел 200-20	21.50	19.5	20.50	3.9

Рисунок 6.5 – Пример вывода результатов оптимизации

Результаты расчета УР включают в себя следующие параметры оптимального режима, которые выводятся в формат ЦДУ или xml:

- модуль и угол напряжения в узлах;
- потребление активной и реактивной мощности в узлах (если они имеют статические характеристики);
- генерацию реактивной мощности в генераторных узлах;
- токи, потоки и потери активной и реактивной мощности в ветвях сети;
- активные и реактивные потоки в шунтах.

### **6.10. Оптимизация мест нормальных режимных делений в сети 20-6 кВ по критерию минимума потерь мощности**

Расчетная модель сети для оптимизации мест нормальных режимных делений в сети 20-6 кВ базируется на расчетной модели УР.

#### 6.10.1. Входные данные.

- Расчетная модель узлы-ветви с рассчитанным (сбалансированным) режимом.
- Список ветвей, где необходимо определить место деления.

#### 6.10.2. Алгоритм

Алгоритм оптимизации мест нормальных режимных делений заключается в поочередном переборе всех возможных мест отключения линий из предложенного списка линий. Если такого списка не представлено, то осуществляется перебор всех линий.

#### 6.10.3. Выходные данные.

Расчетный модуль рассчитывает:

- количество рассмотренных отключений;
- количество критических (т.е. сопровождающихся перегрузками элементов сети) отключений;
- количество отключений, приведших к отключению потребителей;

Результаты работы модуля представляются в табличном виде. Таблица содержит перечень всех рассчитанных отключений и вызванные ими последствия (перегрузки линий и др.). В начале списка выводятся параметры исходного режима, а затем список отключенных линий, начиная с линии с минимальным ущербом для работы сети.

**Выбор мест оптимального размыкания сети**

<b>Вариант разрыва</b>	<b>Нарушений пределов по напряжению</b>	<b>Нарушений пределов по реактивной мощности</b>	<b>Потери активной мощности, МВт</b>	<b>Целевая функция</b>
Исходный режим	22	3	120.01	123.71
Prirechn_500_1 - Prirechn_020_1	23	2	117.63	120.93
Razumovs_220_2_t - Razumovs_110_1	24	3	119.65	123.55
Lipki___110_1 - Razumovs_110_1	22	3	119.95	123.65
Lipki___110_1 - Razumovs_110_1	22	3	119.95	123.65
Petrovsk_220_1 - Velinka_220_1	22	3	119.95	123.65
Verhnaj_220_1 - Berezki_220_1	25	3	119.70	123.70

Рисунок 6.6 – Пример вывода результатов

### 6.11. Выбор положения отпаяк трансформаторов 20-6/0,4 кВ

Расчетная модель сети для выбора положение отпаяк трансформаторов 20-6/0,4 кВ базируется на расчетной модели УР.

#### 6.11.1. Входные данные.

- Расчетная модель узлы-ветви с рассчитанным (сбалансированным) режимом.
- Номера установленных отпаяк трансформаторов 20-6/0,4 кВ и величина диапазона регулирования на одну отпайку.

#### 6.11.2. Алгоритм

Производится расчет УР и определяются уровни напряжения на шинах 0,4 кВ трансформаторов. Далее вычисляется требуемые номера отпаяк, чтобы уровни напряжения на шинах 0,4 кВ соответствовали ГОСТу.

#### 6.11.3. Выходные данные.

Результаты работы модуля представляются в табличном виде. Таблица содержит перечень всех трансформаторов и с указанием текущих и рекомендуемых отпаяк.

Узел	Название	Текущее напряжение, кВ	Рекомендуемая отпайка	Оптимальное напряжение, кВ
1381	тп28696__000_1	0.41	-1	0.40
1385	тп27671__000_1	0.41	-1	0.40
1389	тп27670__000_1	0.41	-1	0.40
1405	тп27672__000_1	0.41	-1	0.40
1451	рп20195__000_1	0.41	-1	0.40
15029	тп29229__000_1	0.39	1	0.40
15033	тп29228__000_1	0.39	1	0.40
15051	тп29222__000_1	0.39	1	0.40
15053	тп29232__000_1	0.39	1	0.40
15055	рп28151__000_1	0.39	1	0.40
15057	тп29226__000_1	0.39	1	0.40

Рисунок 6.7 – Пример вывода результатов

## 6.12. Расчет максимальной нагрузки сети (утяжеление режима)

В ходе эксплуатации необходимо представлять насколько велика нагрузка в сети и какова может быть динамика нагрузки потребителей, чтобы не возникало перегрузки сетевого электрооборудования. Например, такая ситуация возникает в случае, когда из-за ремонтных работ требуется изменить топологию сети, что может привести к появлению «узких мест» по пропускной способности.

Расчет максимальной нагрузки является средством помощи при анализе степени загрузки сети. Исходя из актуального или смоделированного состояния системы, поэтапно проводится повышение нагрузки вплоть до возникновения перегрузок основного электрооборудования сети.

При этом нагрузкам могут присваиваться так называемые повышающие нагрузочные коэффициенты, которые описывают их участие в этом повышении.

Это целесообразно, поскольку изменения нагрузки происходят не одновременно и не в одинаковой степени. Например, нагрузка собственных нужд электростанции является относительно постоянной, в то время как нагрузки бытовых или промышленных потребителей сильно изменяются в течение дня.

Это обстоятельство может быть учтено с помощью графиков нагрузки.

Расчетная модель сети для утяжеления режима базируется на расчетной модели УР.

### 6.12.1. Входные данные.

- Расчетная модель узлы-ветви с рассчитанным (сбалансированным) режимом.
- Районы сети, в которых планируется проводить утяжеление режима (если районы не задаются, то рассчитывается вся сеть).
- Шаг утяжеления режима.

### 6.12.2. Алгоритм

Производится первоначальный расчет УР и определяются исходный режим. Далее нагрузки в заданном районе повышаются в соответствии с заданным шагом и производится расчет УР. На каждом шаге расчета проверяются параметры режима. Если они выходят за допустимые границы, то расчет прекращается

## 6.12.3. Выходные данные.

Расчетный коэффициент возможного утяжеления режима в %.

Исходная нагрузка, МВт	21.50
Максимальная нагрузка, МВт	38.70
Резерв увеличения, %	80.00

Рисунок 6.8 – Пример вывода результатов

Пошаговое протоколирование серии расчетов УР в виде таблицы (каждая строка соответствует одному УР). Выводятся номер шага, суммарная нагрузка и потери мощности.

Шаг	Активная мощность, МВт	Потери активной мощности, МВт	Потери хол.хода, МВт
0	21.50	1.27	0.00
1	22.58	1.39	0.00
2	23.65	1.53	0.00
3	24.73	1.68	0.00
4	25.80	1.84	0.00
5	26.88	2.01	0.00
6	27.95	2.18	0.00
7	29.02	2.37	0.00
8	30.10	2.56	0.00
9	31.17	2.76	0.00
10	32.25	2.97	0.00
11	33.33	3.19	0.00
12	34.40	3.42	0.00
13	35.47	3.66	0.00
14	36.55	3.90	0.00
15	37.62	4.16	0.00
16	38.70	4.43	0.00

Коэффициент утяжеления режима =1.80

Рисунок 6.9 – Пример вывода результатов

### 6.13. Выбор закона регулирования напряжения трансформаторов 35-110/6-20 кВ.

Расчетная модель сети для выбора закона регулирования напряжения трансформаторов 35-110/6-20 кВ базируется на расчетной модели УР.

#### 6.13.1. Входные данные.

- Расчетная модель узлы-ветви с рассчитанными (сбалансированными) режимами для режимов максимальной и минимальной нагрузки.
- Законы регулирования на каждом трансформаторе.
- Пределы регулирования напряжения на каждом трансформаторе.

#### 6.13.2. Алгоритм

Производится расчет УР и определяются уровни напряжения на шинах 6-20 кВ трансформаторов для режимов максимальных и минимальных нагрузок при заданном законе регулирования. Далее вычисляются требуемые законы регулирования, чтобы уровни напряжения на шинах 6-20 кВ не выходили за заданные пределы.

#### 6.13.3. Выходные данные.

Результаты работы модуля представляются в табличном виде. Таблица содержит перечень всех трансформаторов и с указанием текущих и рекомендуемых законов регулирования напряжения.

#### Пример:

ТП	Трансформатор	Ответвление трансформатора, %		Отклонение напряжения в линиях 0,4 кВ, %			
		исходное	расчетное	при фактическом U в ЦП		при рекомендуемом U в ЦП	
				Vнач	Vкон	Vнач	Vкон
ТП: Фабрика	ТМ- 400	0	5	8,42	4,12	2,9	-1,41
ТП: Семхоз	ТМ- 250	0	2,5	7,37	6,87	4,54	4,14
ТП: Дегунино	ТМ- 160	0	2,5	6,84	6,54	4,08	4,02
ТП: Дачи	ТМ- 100	0	2,5	6,32	6,12	3,49	3,41
ТП: Ясная	ТМ- 250	0	0	4,21	-3,19	3,94	-3,46
ТП: Богучарка	ТМ- 630	0	0	2,9	0,5	2,63	0,23
ТП: Сопка	ТМ- 1000	0	-2,5	1,58	-7,72	4,01	-5,29
ТП: Коровино	ТМ- 400	0	2,5	6,05	6,00	3,23	3,20

Напряжение ЦП в максимум нагрузки, кВ фактическое - 10,4 рекомендуемое - 10,5

Напряжение ЦП в минимум нагрузки, кВ фактическое - 9,8 рекомендуемое -10,1

Расчетное изменение нагрузочных потерь, тыс.кВтч -3,23

Расчетное изменение потерь ХХ, тыс.кВтч 0,5

*Общее изменение потерь, тыс.кВтч*

2,73



**ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ**

- АРМ - автоматизированное рабочее место
- БД - база данных
- КЗ - короткое замыкание
- НСИ - нормативно справочная информация
- ОС - операционная система
- ПК - программный комплекс
- ПО - программное обеспечение
- РМ - расчетная модель
- РЦ - расчетный цикл
- ТКЗ - ток короткого замыкания

