

Министерство образования и науки Республики Беларусь
БЕЛОРУССКАЯ ГОСУДАРСТВЕННАЯ ПОЛИТЕХНИЧЕСКАЯ
АКАДЕМИЯ

Кафедра "Электрические системы"

М.И.Фурсанов

**АЛГОРИТМЫ И ПРОГРАММЫ ДЛЯ ОЦЕНКИ РЕЖИМОВ,
НОРМИРОВАНИЯ И СНИЖЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО
РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАЗОМКНУТЫХ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ**

Учебно-методическое пособие
по разделу курсов "Электрические системы и сети",
"Оптимизация режимов энергосистем",
"Основы эксплуатации энергосистем"

Минск 1995

Министерство образования и науки Республики Беларусь
БЕЛОРУССКАЯ ГОСУДАРСТВЕННАЯ ПОЛИТЕХНИЧЕСКАЯ АКАДЕМИЯ

Кафедра "Электрические системы"

М.И.Фурсанов

АЛГОРИТМЫ И ПРОГРАММЫ ДЛЯ ОЦЕНКИ РЕЖИМОВ, НОРМИРОВАНИЯ
И СНИЖЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ
В РАЗОМКНУТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Учебно-методическое пособие
по разделу курсов "Электрические системы и сети",
"Оптимизация режимов энергосистем",
"Основы эксплуатации энергосистем"

М и н с к 1 9 9 5

Фурсанов М.И. Алгоритмы и программы для оценки режимов, нормирования и снижения технологического расхода энергии в разомкнутых электрических сетях : Учебно-метод. пособие по разделу курсов "Электрические системы и сети", "Оптимизация режимов энергосистем", "Основы эксплуатации энергосистем". - Мн.: БГА, 1995. - 178 с.

В учебном пособии описаны алгоритмы и программы для оценки режимов, анализа, снижения и нормирования потерь электроэнергии в разомкнутых электрических сетях 0,38-220 кВ.

Рассмотрены два основных направления решения задачи расчета потерь. Одно из них ориентировано на существующий в современных условиях эксплуатации уровень неполноты и достоверности режимной информации. Оно предполагает интервальную оценку потерь электроэнергии в сетях в зависимости от точности имеющихся исходных данных. Второе предназначено для более детального анализа потерь вплоть до отдельных элементов электрических сетей.

Кроме того, предлагаются некоторые алгоритмы для снижения и нормирования потерь.

Разработанные автором программы прошли опытно-промышленную эксплуатацию и внедрены в ряде энергосистем - Азглавэнерго, Эстонглавэнерго, Ставропольэнерго, Волгоградэнерго, Витебскэнерго, Ростовэнерго, Саратовэнерго, Пензаэнерго, Ярославльэнерго и других.

Пособие предназначено для студентов электроэнергетических специальностей вузов. Оно может быть полезно также инженерам и аспирантам для углубления и расширения их знаний по современным методам расчета и анализа потерь электроэнергии в электрических сетях.

Рецензенты:

В.И.Радкевич, Л.Л.Червинский

В в е д е н и е

Передача и распределение электрической энергии по электрическим сетям должны осуществляться при минимальных затратах трудовых и материальных ресурсов с заданными надежностью и качеством электроснабжения. Однако в процессе транспорта электроэнергии неизбежны ее потери, из-за которых дополнительно сжигается топливо на электростанциях и снижается пропускная способность сети.

Значительная часть электрической энергии передается по сильно разветвленным распределительным сетям 0,38-220 кВ. Эти сети, работающие, в основном, в разомкнутом режиме, характеризуются большой размерностью, динамизмом развития вследствие непрерывного увеличения электропотребления, низкой информационной обеспеченностью сетей, отсутствием необходимого числа обслуживающего персонала. Перечисленные специфические особенности распределительных сетей требуют разработки соответствующих методов оценки режимов, расчета, снижения и нормирования потерь электрической энергии, ориентированных на применение современных вычислительных средств и прежде всего персональных электронных вычислительных машин (ПЭВМ).

Данное учебное пособие в какой-то мере восполняет пробел в рассматриваемой области, т.к. в нем описано разработанное автором алгоритмическое и математическое обеспечение для оценки режимов, снижения и нормирования потерь в разомкнутых электрических сетях 0,38-220 кВ.

В настоящее время решение задачи оценки режимов и потерь энергии в выделенной группе электрических сетей осуществляется в двух основных направлениях. Наиболее близким к существующему уровню эксплуатации распределительных сетей является направление, учитывающее неполноту и достоверность режимной информации. Для этих условий автором предлагается комплекс алгоритмов и программ (VYBOR, REKVIN, VSM, REKVIS и TERAS), предназначенный для интервальной оценки значений потерь в произвольной совокупности разомкнутых электрических сетей 6-10 кВ в зависимости от имеющейся точности исходных данных и применяемого расчетного метода.

Второе направление позволяет проводить более детальный анализ режимов и потерь в распределительных сетях на основе детерминированных исходных данных. К нему можно отнести программы DW1000, DE10, REGIMR для оценки и анализа режимов и потерь в сетях, TRANS, OPTIMA и NORMA - для оптимизации и нормирования уровня потерь. Сочетанием двух подходов является программа VYBORR выборочного мето-

да оценки совокупной величины потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях 0,38-10 кВ.

По каждой программе в пособии даны ее назначение и возможности, основные методические сведения, правила подготовки данных, формы входной и выходной печати. Все программы могут работать в трех режимах: диалоговом (режим "С"), файловом (режим "D") и демонстрационном (режим "S"). В пособии подробно описан наиболее употребительный режим работы программ - файловый, когда исходные макеты данных пользователь готовит заблаговременно в соответствии с инструкцией.

Пособие должно помочь студентам расширить свои знания в области практического применения вычислительной техники в электроэнергетике.

Изложенные в пособии программы могут быть использованы при изучении курсов "Электрические системы и сети", "Оптимизация режимов энергосистем", "Основы эксплуатации энергосистем" и ряде других, в дипломном проектировании и научно-исследовательской работе студентов.

Все программы, описанные в пособии, составлены на алгоритмическом языке ФОРТРАН-77 и эксплуатируются в энергосистемах республики и за ее пределами.

В оформлении рукописи учебного пособия активное участие принимал студент специальности 10.02 "Электроэнергетические системы и сети" Жерко О.А.

1. КОМПЛЕКС АЛГОРИТМОВ И ПРОГРАММ ДЛЯ ИНТЕРВАЛЬНОЙ ОЦЕНКИ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 6-10 кВ

1.1. Краткая характеристика комплекса для оценки потерь в электрических сетях 6-10 кВ

Комплекс алгоритмов и программ /1,2/ предназначен для оценки потерь электроэнергии в электрических сетях 6-10 кВ на основе их эквивалентирования с использованием регрессионных или детерминированных моделей в зависимости от полноты имеющейся режимной и сетевой информации.

Определение потерь с использованием регрессионных моделей зак-

лючается в последовательном выполнении пяти основных этапов.

Первый этап (программа YVBOR) предназначен для формирования случайной выборки схем распределительных сетей 6-10 кВ из генеральной совокупности сетей, находящихся на б. балансе данного структурного подразделения и подлежащих эквивалентированию.

На втором этапе (программа REKVIN) для каждой схемы сети, попавшей в выборку; определяются индивидуальные эквивалентные сопротивления линий и подключенных к ней трансформаторов и обобщенные характеристики сети - суммарные: длина линии, установленная мощность и число распределительных трансформаторов.

Третий этап (программа VSM) состоит в построении и анализе регрессионных моделей эквивалентных сопротивлений. В качестве исходного статистического материала здесь используются результаты расчетов, полученные на втором этапе.

На четвертом этапе (программа REKVIS) результаты выборочных исследований в виде построенных программой VSM регрессионных моделей эквивалентных сопротивлений или на основании детерминированных исходных данных распространяются на всю генеральную совокупность электрических сетей. В результате рассчитываются обобщенные эквивалентные сопротивления линий и трансформаторов всей совокупности сетей.

На пятом этапе (программа TERAS) вычисляются потери энергии, определяются их структура и доверительные интервалы.

При расчете потерь на основе детерминированных моделей необходимость в выполнении первого, третьего, а иногда и четвертого (при расчете и анализе потерь по отдельным распределительным линиям) этапов отпадает.

1.2. Программа YVBOR формирования случайной выборки схем распределительных линий

YVBOR. Назначение и краткая характеристика программы

Программа YVBOR /2/ предназначена для автоматического формирования случайной бесповторной выборки распределительных линий из всей (генеральной) совокупности схем сетей, находящихся на балансе данного подразделения энергосистемы.

В качестве исходных данных (см. файл YVBOR.DAT) задаются процентный объем выборки и в произвольном виде координаты каждой

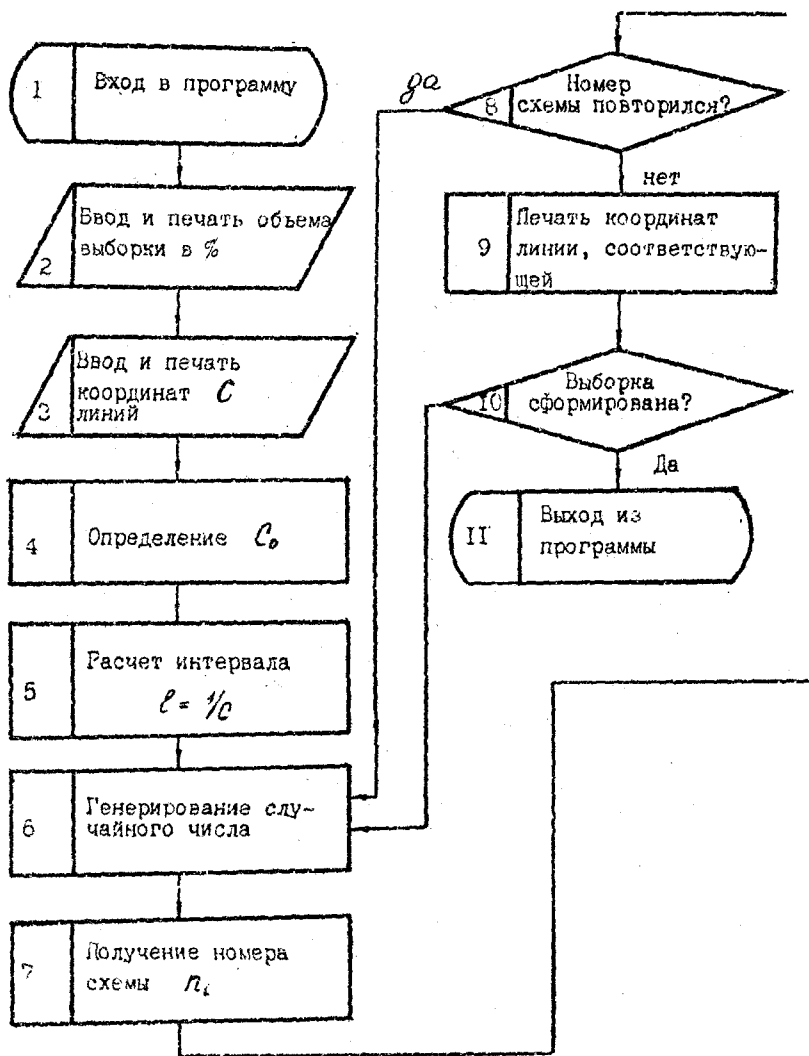


Рис. 1.1. Блок-схема программы

линии: наименование структурного подразделения и питающей подстанции, номинальное напряжение, диспетчерский номер линии и т.д.

Координаты одной линии перфорируются в отдельной строке. Порядковые номера присваиваются линиям при вводе данных.

В результате работы программы на печать выдаются искомые порядковые номера и координаты линий выборки (файл VYBOR.RES).

VYBOR. Краткие методические сведения

Алгоритм программы VYBOR разработан на основе метода статистических испытаний и реализует случайный выбор схем линий заданного объема. За счет моделирования на ЭВМ равномерного закона распределения вероятностей возможность попадания каждой из линий в выборку одинакова. Идея проста: число из диапазона $[0;1]$, полученное на ЭВМ с помощью генератора случайных чисел, преобразуется в целое, которое и определяет порядковый номер, а следовательно, и координаты искомой линии. Процентный объем выборки задается пользователем.

Блок-схема алгоритма программы показана на рис. 1.1. Алгоритм работает следующим образом.

После входа в программу (блок 1) выполняется ввод и печать заданного процентного объема выборки (блок 2) и координат всех S схем распределительных линий, составляющих генеральную совокупность сетей (блок 3). Блок 4 по заданному процентному объему выборки определяет соответствующее ему число схем S_0 , после чего блок 5 вычисляет длину интервала $l=1/S$ отрезка $[0;1]$, соответствующего одному номеру схемы. Блок 6 генерирует случайное число, которое блоком 7 преобразуется с использованием интервала l в целое число - очередной номер схемы n_1 . Блок 8 обеспечивает бесповторность выборки. Если номер схемы повторился (выполняется условие "да" блока 8), то блок 6 генерирует следующее случайное число. При выполнении условия "нет" блока 8 выполняется печать порядкового номера, соответствующего n_1 , и координат выбранной схемы линии. После того, как выборка сформирована (контроль за формированием полного состава выборки осуществляет блок 10), происходит выход из программы (блок 11).

VYBOR. Описание параметров

В список переменных включены только исходные данные:

VPROC - заданный процентный объем выборки;

A - одномерный вектор, содержащий координаты линии (наименование структурного подразделения и питающей подстанции, номинальное напряжение, диспетчерский номер линии и т.д.).

VYBOR. Правила подготовки исходных данных

Для работы программы VYBOR необходимо задать процентный объем выборки и координаты всех распределительных линий рассматриваемого структурного подразделения.

Заданный процентный объем выборки

Данный показатель перфорируется в отдельной строке по формату I2:

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1-2	VPROC	I2	30

Координаты линий

Координаты одной линии перфорируются в отдельной строке по формату 7 FORMAT(20A4):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1-80	A	20A4	п/ст. 110/10 кВ "Шушково" РЛ N 8

Длина координат по каждой распределительной линии не должна превышать 80 (восемьдесят) символов, т.е. размещаться в одной строке.

VYBOR. Структура файла данных

Структура файла исходных данных программы VYBOR следующая (см. распечатку файла VYBOR.DAT):

- 1-я строка - заданный процентный объем выборки ;
- 2-я строка - координаты первой (произвольной по счету) распределительной линии ;

3-я строка - координаты следующей линии ;

...

С-я строка - координаты последней линии (С - число распределительных линий в данном подразделении энергосистемы);

** - две ареадочки .

Файл данных -YVBOR.DAT

30

п/ст. 110/10 кВ "Филимонова" РЛ N3

п/ст. 110/10 кВ "Шушково" РЛ N8

п/ст. 110/10 кВ "Бурмакино-1" РЛ N5

п/ст. 110/10 кВ "Вятское" РЛ N2

п/ст. 110/10 кВ "Моделово" РЛ N6

п/ст. 35/10 кВ "Тузицино" РЛ N6

п/ст. 110/10 кВ "Аббакумцево" РЛ N8

п/ст. 110/10 кВ "Бурмакино-1" РЛ N6

п/ст. 110/10 кВ "Вятское" РЛ N5

п/ст. 110/10 кВ "Никольское" РЛ N5

п/ст. 110/10 кВ "Аббакумцево" РЛ N6

п/ст. 110/10 кВ "Воржа" РЛ N2

п/ст. 110/10 кВ "Некрасово" РЛ N9

п/ст. 110/10 кВ "Туношна" РЛ N1

п/ст. 35/10 кВ "Рождествено" РЛ N4

п/ст. 110/10 кВ "Шушково" РЛ N19

п/ст. 110/10 кВ "Рождествено" РЛ N2

п/ст. 110/10 кВ "Васильково" РЛ N4

п/ст. 110/10 кВ "Туношна" РЛ N12

п/ст. 110/10 кВ "Вятское" РЛ N1

**

Файл результатов YVBOR.RES

РАБОТАЕТ ПРОГРАММА YVBOR
ФОРМИРОВАНИЯ СЛУЧАЙНОЙ РЕПРЕЗЕНТАТИВНОЙ
ВЫБОРКИ СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ
6-10 кВ

ЗАДАННЫЙ ОБЪЕМ ВЫБОРКИ - 30 %

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

ВЫБОРКА ФОРМИРУЕТСЯ ИЗ СЛЕДУЮЩИХ СХЕМ:

ПОРЯДКОВЫЙ СХЕМЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ
НОМЕР

1	п/ст. 110/10 кв "Филимоново" РЛ N 3
2	п/ст. 110/10 кв "Шушково" РЛ N8
3	п/ст. 110/10 кв "Бурмакино-1" РЛ N5
4	п/ст. 110/10 кв "Вятское" РЛ N2
5	п/ст. 110/10 кв "Моделово" РЛ N6
6	п/ст. 35/10 кв "Тузицино" РЛ N6
7	п/ст. 110/10 кв "Аббакумцкво" РЛ N8
8	п/ст. 110/10 кв "Бурмакино-1" РЛ N6
9	п/ст. 110/10 кв "Вятское" РЛ N5
10	п/ст. 110/10 кв "Никольское" РЛ N5
11	п/ст. 110/10 кв "Аббакумцево" РЛ N6
12	п/ст. 110/10 кв "Воржа" РЛ N2
13	п/ст. 110/10 кв "Некрасово" РЛ N9
14	п/ст. 110/10 кв "Туношна" РЛ N1
15	п/ст. 35/10 кв "Рождествено" РЛ N4
16	п/ст. 110/10 кв "Шушково" РЛ N19
17	п/ст. 110/10 кв "Рождествено" РЛ N2
18	п/ст. 110/10 кв "Васильково" РЛ N4
19	п/ст. 110/10 кв "Туношна" РЛ N12
20	п/ст. 110/10 кв "Вятское" РЛ N1

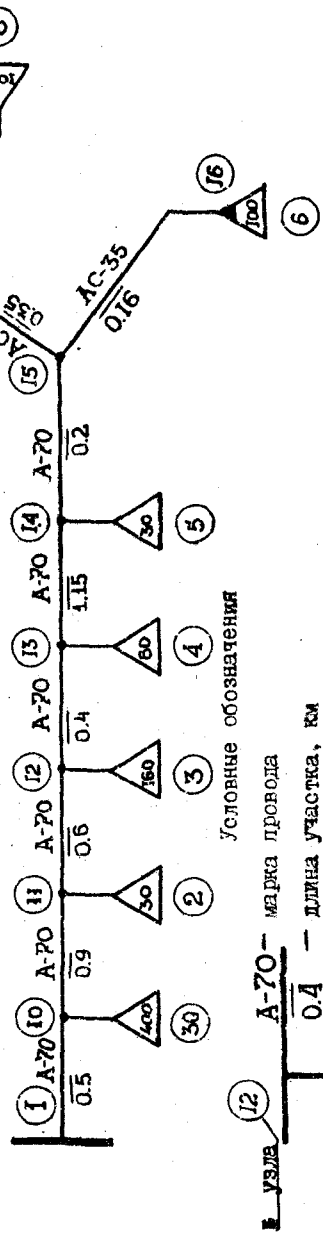
ВЫБОРКА ОБРАЗОВАНА И СОСТОИТ ИЗ NL= 6 СХЕМ

СОСТАВ ВЫБОРКИ:

ПОРЯДКОВЫЙ СХЕМЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ
НОМЕР

15	п/ст. 35/10 кв "Рождествено" РЛ N4
17	п/ст. 110/10 кв "Рождествено" РЛ N2
3	п/ст. 110/10 кв "Бурмакино-1" РЛ N5
5	п/ст. 110/10 кв "Моделово" РЛ N6
8	п/ст. 110/10 кв "Бурмакино-1" РЛ N6
13	п/ст. 110/10 кв "Некрасово" РЛ N9

Энергосистема	
Предприятие эл. сетей	
Подстанция	
Номинальное напряжение, кВ	6
Диспетчерский номер линии	5
Ток головн. участка в макс. режиме, А	20
Тангенс "φ" в макс. режиме	0,30
Активная энергия головн. участка, кВт.ч	970
Напряжение на шинах в макс. режиме, кВ	10,2



условные обозначения

- 12 — узел
- A-70 — марка провода
- 0.4 — длина участка, км
- номинальная мощность трансформатора, кВА
- 160 — трансформатор 6(10)/0,4 кВ

▲ — абонентский трансформатор

Примечание: участок линии 15-16
абонентский
число трансформаторов 6(10)/0,4 — 9 шт.

Рис. 1.2. Схема распределительной линии 6 кВ

1.3. Программа REKVIN расчета индивидуальных эквивалентных сопротивлений распределительных сетей

REKVIN. Назначение и краткая характеристика программы

Программа REKVIN /2,8/ предназначена для расчета индивидуальных эквивалентных сопротивлений и обобщенных характеристик распределительной линии 6-10 кВ и подключенных к ней трансформаторов. В качестве исходной информации (см. рис.1.2) используются данные о топологической структуре сети - номера начал и концов участков схемы сети с указанием марок проводов (кабелей) и длин участков линий, номинальных мощностей трансформаторов. В общем случае могут быть заданы нагрузки на головном участке линии. Поскольку данные о нагрузках отсутствуют, то их значения принимаются равными номинальным мощностям распределительных трансформаторов. На печать выдаются координаты сети (наименование питающей подстанции и диспетчерский номер линии), режим сети и вышеуказанные результаты расчета (файл REKVIN.RES)

REKVIN. Краткие методические сведения

При расчете индивидуальных эквивалентных сопротивлений за элементарную расчетную структурную единицу принята радиальная сеть, представленная на рис. 1.2. Для определения эквивалентных сопротивлений рассчитывается режим сети, определяются потери мощности в линии dP_L и трансформаторах dP_T и индивидуальные эквивалентные сопротивления линий $\Gamma_{эл}$ и трансформаторов $\Gamma_{эТ}$ /2/:

$$\Gamma_{эл} = \frac{dP_L}{3 \cdot (I_{гУ} \cdot I_{гУ})} ; (1.1) \quad \Gamma_{эТ} = \frac{dP_T}{3 \cdot (I_{гУ} \cdot I_{гУ})} . (1.2)$$

Расчет отдельных сетей выполняется последовательно, что фактически устраняет проблему размерности и позволяет рассчитывать сети всего структурного подразделения. Объем каждой сети ограничен 200 участками. В математической модели сети линии электропередачи представляются активно-индуктивными сопротивлениями, а трансформа-

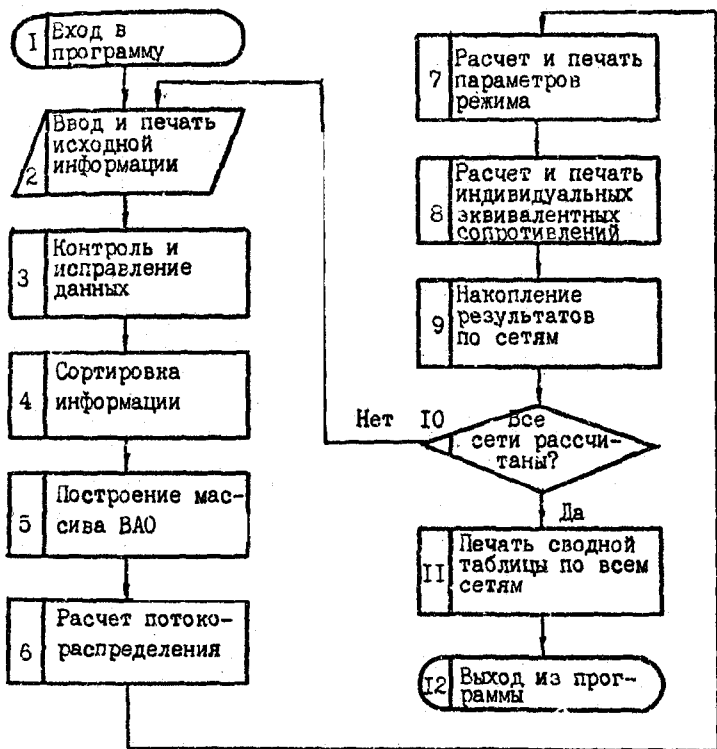


Рис. 1.3. Блок-схема программы

торы - Г-образной схемой замещения. Алгоритм программы приведен на блок-схеме рис. 1.3 и работает следующим образом. После ввода в программу (блок 1) блок 2 вводит и печатает топологическую, сетевую и режимную информацию об одной сети. Блок 3 осуществляет семантический контроль данных и по возможности автоматическое исправление ошибок, наиболее часто встречающихся при кодировке и перфорации исходной информации. К ним относятся: отсутствие источника питания, потеря связности схемы, выход числовых значений характеристик сети (марки и длины провода, установленной мощности трансформаторов и др.) за реально существующие пределы. При этом вместо ошибочных данных принимаются их статистические средние, на печать выдаются диагностические сообщения о координатах и характере ошибки, и расчет по программе продолжается. Блок 4 выполняет сортировку информации об участках сети, после чего строится массив вторых адресных отображений (ВАО). После построения конфигурационной модели сети блок 5 с использованием ВАО выполняет расчет потоко-распределения в схеме. После этого управление передается блоку 7, где выполняется расчет и печать параметров установившегося режима сети - потоков и потерь активной и реактивной мощности в ветвях схемы. Блок 8 рассчитывает потери в линии, постоянные и переменные потери в трансформаторах и суммарные потери в сети, индивидуальные эквивалентные сопротивления линии, трансформаторов и сети, а также обобщенные характеристики схемы - длину линии, установленную мощность трансформаторов, число линейных и трансформаторных участков. Результаты расчета отдельных сетей накапливаются для получения сводной таблицы по всем сетям рассматриваемого структурного подразделения (блок 9). После расчета одной распределительной сети блок 10 по условию "нет" передает управление на ввод исходной информации о следующей сети и расчет продолжается в соответствии с работой блоков 2-8. Если все сети рассчитаны (выполнение условия "да" блока 10), то печатается сводная таблица результатов расчета (блок 11). На этом программа заканчивает свою работу.

РЕКВИН. Описание параметров

В список переменных включены только исходные данные:

- ESIS - наименование энергосистемы ;
- UST - наименование участка сети ;
- МЗ - количество подстанций ;

- PST - название подстанции ;
 KL - число распределительных линий, отходящих от подстанции ;
 UNOM - номинальное напряжение ;
 NL - диспетчерский номер линии ;
 TRBU - максимальный ток, А, или активная мощность на головном участке линии, МВт ;
 AKEN - активная энергия на головном участке линии, МВт*ч ;
 N1 - номер начала участка линии ;
 N2 - номер конца участка линии ;
 MAP - марка провода или кабеля (для участка линии) или признак абонентской ТП-АБТП ;
 DLS - длина ветви (для участка линии), км, или мощность трансформатора (для трансформаторного участка), кВА ;
 MTT - одномерный вектор, содержащий числа повторения печати ;
 PTT - одномерный вектор, содержащий начала ключевых слов регулирования печати ;
 PDOP - одномерный вектор, содержащий продолжения ключевых слов повторения печати .

РЕКВИН.Правила подготовки исходных данных

В исходных данных выделяются :
 информационная карта управления печатью ;
 параметры задачи ;
 параметры подстанции ;
 параметры отходящей линии .

Информационная карта управления печатью

Составляется для каждого рассчитываемого участка сети и перфорируется в отдельной строке по формату

позиции строки	имя переменной	формат	пример
1-2	MTT(1)	I2	1
4-15	PTT(1),PDOP(1)	A4,A8	данные
16-17	MTT(2)	I2	1
19-30	PTT(2),PDOP(2)	A4,A8	режим
31-32	MTT(3)	I2	1
34-45	PTT(3),PDOP(3)	A4,A8	линия

46-47	MTT(4)	12	2
49-50	PTT(4), PDOP(4)	A4, A8	участок

Параметры задачи

Для каждого участка сети составляется одна строка параметров задачи. Эта строка состоит из трех показателей и перфорируется по формату

101 FORMAT(4A4, 4X, 4A4, 4X, I5):

позиции строки	имя переменной	формат	пример
1-12	ESIS	4A4	наименование ПЭС
21-32	UST	4A4	название ПЭС
41-45	M3	I5	4

Параметры подстанции

Параметры подстанции составляются для каждой питающей подстанции (а в случае трехобмоточных трансформаторов на питающих подстанциях - для всех питающих шин) и перфорируются в отдельной строке по формату

103 FORMAT(4A4, 4X, I5, 5X, F5.0):

позиции строки	имя переменной	формат	пример
1-11	PST	4A4	название п/ст
21-25	KL	I5	3
31-35	UNOM	F5.0	10

Параметры отходящей линии

Параметры отходящей линии включают в себя параметры головного участка и параметры ветвей.

Параметры головного участка

Перфорируются в отдельной строке по каждой распределительной

линии по формату

109 FORMAT(A4,8X,2F10.0):

позиции строки	имя переменной	формат	пример
1-4	NL	A4	PL-B
11-20	TPGU	F10.0	15.2 или - 108.3
21-30	AKEN	F10.0	900000.

----- Параметры ветвей

Под ветвью понимается звено сети (однородный участок линии или трансформатор) между двумя узлами (пунктами) схемы. В одной строке размещается информация о двух ветвях. Кодировка данных выполняется по формату

105 FORMAT(A4,1X,A4,1X,A8,2X,F10.0,10X,A4,1X,A4,1X,A8,2X,F10.0):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1-4	N1	A4	1
6-9	N2	A4	2
11-18	MAP	A8	A-35
21-30	DLS	F10.0	1.2
41-44	N1	A4	2
46-49	N2	A4	3
51-58	MAP	A8	АВТП
61-70	DLS	F10.0	-63.

REKVIN. Структура файла исходных данных

Структура файла исходных данных для программы REKVIN следующая (см. файл данных REKVIN.dat):

- 1-я строка - информационная карта управления печатью ;
- 2-я строка - параметры задачи ;
- 3-я строка - параметры подстанции ;
- 4-я строка - параметры головного участка одной из распре-

- делительных линий этой подстанции ;
- 5-я строка - исходная информация о ветвях данной линии ;
- 6-я строка - ** (две звездочки) - признак конца информации о ветвях ;
- 7-я строка - параметры головного участка второй линии этой же подстанции ;
- 8-я строка - информация о ветвях второй линии ;
- 9-я строка - ** и т.д.

Таким образом последовательно раскладывается исходная информация обо всех подстанциях рассчитываемого участка сети.

Пример. Участок сети состоит из двух подстанций. От первой подстанции питается одна распределительная линия, от второй - две. Файл данных может выглядеть следующим образом:

```

информационная карта
параметры задачи
параметры 1-й подстанции
параметры головного участка
данные о ветвях
**
параметры 2-й подстанции
параметры головного участка 1-й распределительной
линии
данные о ветвях 1-й линии
**
параметры головного участка 2-й распределительной
линии
данные о ветвях 2-й линии
**

```

Файл данных REKVIN.DAT

1 ДАННЫЕ	1 ЛИНИЯ	1 РЕЖИМ	1 УЧАСТОК
ЭНЕРГОСИСТЕМА	ЦЭС		1
ЭНГЕЛЬС 110/10	1	10.0	
5			
1 10 A-70	0.5	10 30	-400.
10 11 A-70	0.9	11 2	-30.
11 12 A-70	0.6	12 3	-160.
12 13 A-70	0.4	13 4	-60.
13 14 A-70	1.15	14 5	-30.
14 15 A-70	0.2	15 16 AC-35	0.16
16 6 АВТП	-100.	15 17 AC-35	0.35
17 18 AC-35	0.35	18 7	-180.
17 19 AC-35	0.6	19 9	-250.

**

Файл результатов REKVIN.RES

ИНФОРМАЦИОННАЯ КАРТА УПРАВЛЕНИЯ ПЕЧАТЬЮ

1 ДАННЫЕ	1 ЛИНИЯ	1 РЕЖИМ	1 УЧАСТОК	0
----------	---------	---------	-----------	---

ПАРАМЕТРЫ ЗАДАЧИ

ЭНЕРГОСИСТЕМА	УЧАСТОК СЕТИ	КОЛ-ВО ПОДСТАНЦИЙ В УЧАСТКЕ СЕТИ
ЭНЕРГОСИСТЕМА	ЦЭС	1

Продолжение файла REKVIN.RES

ПАРАМЕТРЫ ПОДСТАНЦИИ

НАИМЕНОВАНИЕ ПОД- СТАНЦИИ ИЛИ ЕЕ НОМЕР	ЧИСЛО ОТХО- ДЯЩИХ ЛИНИЙ	НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯ- ЖЕНИЕ ШИН, КВ
ЭНГЕЛЬС 110/10	1	10.0

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ N-5
ИСХОДНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ВЕТВЯХ СХЕМЫ
КОЛИЧЕСТВО ВЕТВЕЙ - 18

НОМЕР НАЧАЛА ВЕТВИ	НОМЕР КОНЦА ВЕТВИ	МАРКА ПРОВОДА	ДЛИНА ВЕТВИ, КМ ИЛИ МОЩН. ТР-РА С МИНУСОМ, КВА	НОМЕР НАЧАЛА ВЕТВИ	НОМЕР КОНЦА ВЕТВИ	МАРКА ПРОВОДА	ДЛИНА ВЕТВИ, КМ ИЛИ МОЩН. ТР-РА С МИНУСОМ, КВА
1	10	A-70	.50	10	30		-400.00
10	11	A-70	.90	11	2		-30.00
11	12	A-70	.60	12	3		-160.00
12	13	A-70	.40	13	4		-60.00
13	14	A-70	1.15	14	5		-30.00
14	15	A-70	.20	15	16	АС-35	.16
16	6	АВТН	-100.00	15	17	АС-35	.35
17	18	АС-35	.35	18	7		-160.00
17	19	АС-35	.60	19	9		-250.00

Продолжение файла REKVIN.RES

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЛИНИИ N-5
 ЭНЕРГОСИСТЕМА .ЭНЕРГОСИСТЕМ. УЧАСТОК СЕТИ .СЕТИ ПЭС ПОДСТАНЦИЯ .ЭНГЕЛЬС 110/10 .

НОМЕР :		ПОТЕРИ МОЩНОСТИ :													
ПОТОК МОЩНОСТИ ВЕТВИ :		ЛИНЕЙНЫЕ УЧАСТКИ :						ТРАНСФОРМАТОРЫ :							
НАЧАЛА:	КОНЦА :														
ВЕТВИ :	ВЕТВИ :	АКТИВНЫЙ:	РЕАКТИВН:	ПОЛНЫЙ :	АКТИВНОЙ :	РЕАКТИВНОЙ :	АКТИВНОЙ :	РЕАКТИВНОЙ :	АКТИВНОЙ :	РЕАКТИВНОЙ :	АКТИВНОЙ :	РЕАКТИВНОЙ :	АКТИВНОЙ :	РЕАКТИВНОЙ :	
:	:	КВТ :	КВАР :	КВ.А :	О.Е.:	КВТ :	О.Е.:	КВАР :	О.Е.:	КВТ :	О.Е.:	КВАР :	О.Е.:	КВТ :	О.Е.:
1	10	1190.00:	.00:	1190.00:	1.000:	3.26:	.302:	2.44:	.310:	.00:	.000:	.00:	.000:	.00:	.000:
10	30	400.00:	.00:	400.00:	.336:	.00:	.000:	.00:	.000:	5.77:	.317:	22.00:	.367:		
10	11	790.00:	.00:	790.00:	.664:	2.58:	.240:	1.94:	.246:	.00:	.000:	.00:	.000:		
11	2	30.00:	.00:	30.00:	.025:	.00:	.000:	.00:	.000:	.76:	.042:	1.65:	.028:		
11	12	760.00:	.00:	760.00:	.639:	1.59:	.148:	1.20:	.152:	.00:	.000:	.00:	.000:		
12	3	160.00:	.00:	160.00:	.134:	.00:	.000:	.00:	.000:	2.81:	.155:	8.80:	.147:		
12	13	600.00:	.00:	600.00:	.504:	.65:	.061:	.50:	.063:	.00:	.000:	.00:	.000:		
13	4	60.00:	.00:	60.00:	.050:	.00:	.000:	.00:	.000:	1.30:	.072:	3.30:	.055:		
13	14	540.00:	.00:	540.00:	.454:	1.54:	.143:	1.16:	.147:	.00:	.000:	.00:	.000:		
14	5	30.00:	.00:	30.00:	.025:	.00:	.000:	.00:	.000:	.76:	.042:	1.65:	.028:		
14	15	510.00:	.00:	510.00:	.429:	.24:	.022:	.18:	.023:	.00:	.000:	.00:	.000:		

Продолжение файла REKVIN.RES

:	15	:	16	:	100.00:	.00:	100.00:	.084:	.01:	.001:	.01:	.001:	.00:	.000:	.00:	.000:
:	15	:	17	:	410.00:	.00:	410.00:	.345:	.50:	.046:	.26:	.033:	.00:	.000:	.00:	.000:
:	16	:	6	:	100.00:	.00:	100.00:	.084:	.00:	.000:	.00:	.000:	.00:	.000:	.00:	.000:
:	17	:	18	:	160.00:	.00:	160.00:	.134:	.08:	.007:	.04:	.005:	.00:	.000:	.00:	.000:
:	17	:	19	:	250.00:	.00:	250.00:	.210:	.52:	.030:	.17:	.021:	.00:	.000:	.00:	.000:
:	18	:	7	:	160.00:	.00:	160.00:	.134:	.00:	.000:	.00:	.000:	2.81:	.155:	8.80:	.147:
:	19	:	9	:	250.00:	.00:	250.00:	.210:	.00:	.000:	.00:	.000:	3.99:	.219:	13.75:	.229:

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ИНДИВИДУАЛЬНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЛИНИИ N-6
 ЭНЕРГОСИСТЕМА .ЭНЕРГОСИСТЕМ. УЧАСТОК СЕТИ .СЕТИ ПЭС ПОДСТАНЦИЯ .ЭНГЕЛЬС 110/10.

НОМИНАЛЬНЫЕ ПОТЕРИ МОЩНОСТИ :		ЭКВИВАЛЕНТНЫЕ		УСТАНОВЛ. КОЛ-ВО		ПАРАМЕТРЫ РОЛ. УЧ. :									
		СОПРОТИВЛЕНИЯ		ДЛИНА		МОЩНОСТЬ									
ЛИНИЯ : ТРАНСФОРМАТОРЫ : ВСЕГО :		ЛИНИИ		ТРАНСФОР-		ЛИН. ТР-ТОК ИЛИ : АКТИВНАЯ :									
: X.X. : K.3. :		ЛИНИИ: ТР-РОВ: СЕТИ :		МАТОРОВ		УЧ.: РОВ: МОЩНОСТЬ : ЭНЕРГИЯ :									
КВТ	КВТ	КВТ	КВТ	ОМ	ОМ	ОМ	КМ	КВ.А	-	-	-	А	/-КВТ/:	МВт.Ч	:
10.79:	3.25:	18.21:	32.25:	.76:	1.53:	2.29:	5.21:	1190.00:	10:	8:	.00:	.00:			

1.4. Программа VSM построения и анализа регрессионных моделей эквивалентных сопротивлений

VSM. Назначение и краткая характеристика программы

Программа VSM /2,Б/ предназначена для построения и анализа регрессионных моделей эквивалентных сопротивлений линейного и степенного видов. Она использует в качестве исходного статистического материала (матрицы наблюдений) результаты расчета выборки схем электрических сетей по программе REKVIN. Матрица наблюдений включает массив зависимой переменной - параметра M_0 , который определяется в программе автоматически как

$$M_0 = \sum_{i=1}^n \text{Gal}_i * S_{T_i},$$

и массивы независимых переменных X_i - длины линии l_i , установленной мощности и числа трансформаторов, - соответственно S_{T_i} и N_i (см. файл VSM.DAT). В результате работы программы на печать выданы (файл VSM.RES) результаты регрессионного анализа в виде двух таблиц, где приводятся для зависимой и каждой независимой переменной оценки математических ожиданий и средних квадратических отклонений, коэффициент парной корреляции между ними, множественный коэффициент корреляции, его среднее квадратическое отклонение, значение t -критерия и доверительные интервалы, а также для линейной и нелинейной моделей коэффициенты регрессии, их средние квадратические отклонения, значения t -критерия и доверительные интервалы, расчетное и табличное значение F -критерия. Кроме этого, печатаются формулы для расчета обобщенного эквивалентного сопротивления $R_{\text{эл}}$ и области целесообразного применения этих формул.

VSM. Краткие методические сведения

В основу технологической части алгоритма положены методические проработки /1/, а математической части - теоретические положения корреляционного и регрессионного анализа. В результате обработки матрицы наблюдений определяются коэффициенты уравнений регрессии линейного (1.3) и степенного (1.4) вида, выполняется их статистический анализ, осуществляется переход к моделям обобщенного эквива-

лентного сопротивления линий типа (1.5) и (1.6), оценивается точность этих моделей и области целесообразного применения в зависимости от допустимой погрешности расчетов и количества эквивалентных линий:

$$M_0 = A_0 + A_1 * X_1 + A_2 * X_2 + A_3 * X_3 = A_0 + \sum_{i=1}^3 (A_i * X_i) \quad (1.3)$$

$$M_0 = B_0 * X_1 * X_2 * X_3 = B_0 * \Pi(X_i), \quad (1.4)$$

$$R_{эл} = \frac{1}{S_{TC} * S_{TC}} * (M * A_0 + A_1 * L + A_2 * S_{TC} + A_3 * N), \quad (1.5)$$

$$R_{эл} = \frac{1}{S_{TC} * S_{TC}} * \sum_{i=1}^M (B_0 * l_i * S_{TC} * N), \quad (1.6)$$

где L - суммарная длина всех эквивалентирующих линий,

$$L = \sum_{i=1}^M (l_i). \quad (1.5)$$

Здесь M и N - общее число линий и трансформаторов в сети.

Укрупненный алгоритм программы VSM представлен в виде блок-схемы на рис.1.4. Он работает в следующей последовательности. После ввода и печати исходной информации (блок 2) организуется цикл по моделям (линейной и степенной, блок 3). Затем вычисляются выборочные средние и средние квадратические отклонения зависимой и независимой переменной (блок 4). В блоке 5 рассчитываются парные коэффициенты корреляции Γ_{ij} (формируется корреляционная матрица), на основе анализа которых исключаются линейно зависимые переменные. Затем вычисляются коэффициенты уравнения регрессии (блок 6), определяется множественный коэффициент корреляции R (корреляционное отношение η) и доверительные границы (блок 7). Далее управление передается логическому блоку 8, где проверяется значимость уравнения регрессии по F-критерию Фишера. Если уравнение значи-

мо, т.е. предварительно рассчитанное значение F-критерия (F_p) больше табличного F_T , то работает блок 9, в противном случае управление передается блоку 16, который осуществляет печать диагностического сообщения о незначимости уравнения регрессии и передает управление блоку 13. В блоке 9 определяются расчетные значения t_p критериев Стьюдента для каждого коэффициента регрессии и выбирается наименьшее из них - $t_p \min$. В блоке 10 осуществляется проверка значимости коэффициента регрессии, для чего $t_p \min$ сравнивается с табличным значением t_T . Если этот коэффициент значим, т.е. $t_p \min > t_T$, то управление передается блоку 11, где рассчитываются доверительные интервалы коэффициентов регрессии. В противном случае коэффициент признается равным нулю, переменная при нем исключается (блок 17) и управление передается блоку 6 для расчета оставшихся коэффициентов регрессии. Блок 12 осуществляет печать результатов регрессионного анализа в виде двух таблиц. В логическом блоке 12 выполняется проверка "Все ли модели рассмотрены?". Если "нет", то управление передается блоку 6, а если "да", то - блоку 14, который на основе полученных моделей $M_0 = f(x_1, x_2, x_3)$ формирует формулы (1.5, 1.6) для расчета обобщенного эквивалентного сопротивления R_{Σ} и печатает эти формулы в естественном привычном для пользования виде. Кроме этого, определяются и выдаются на печать области целесообразного применения этих формул. В программе предусмотрена также печать универсальных формул (линейной и степенной) для расчета обобщенного эквивалентного сопротивления трансформаторов, которые получены в /1/. Их универсальность заключается в том, что они применимы для эквивалентирования сетей 6-10 кВ, расположенных в различных регионах страны.

$$R_{\Sigma T} = \frac{U_n^2}{S_{TC} * S_{TC}} * (C_0 * N + C_1 * S_{TC}) * 10^{-3}, \text{ Ом}, \quad (1.7)$$

$$R_{\Sigma T} = \frac{U_n^2}{S_{TC} * S_{TC}} * 0.0119 * \sum_{i=1}^N (S_{Ni}), \quad \text{Ом}. \quad (1.8)$$

Следует заметить, что каждый из описанных блоков программы представляет собой отдельную подпрограмму, детальное описание которых выходит за рамки данного пособия.

VSM. Описание параметров

В список переменных включены только исходные данные:

- KPRIS - признак расчета (1 - матрица данных готовится пользователем;
0 - матрица данных считывается с магнитного диска);
- ESIS - наименование энергосистемы;
- UST - наименование участка сети;
- UNOM - номинальное напряжение сети;
- N - число наблюдений;
- M - общее число переменных;
- NDEP - индекс зависимой переменной;
- K - число независимых переменных;
- ISAVE - индексы независимых переменных, индекс зависимой переменной находится в K + 1 компоненте вектора ISAVE;
- D - одна строка матрицы данных:
- D(1) - эквивалентное сопротивление линии, Ом;
- D(2) - суммарная длина линии, км;
- D(3) - суммарная мощность системных трансформаторов, МВА;
- D(4) - число трансформаторов, шт.

VSM. Правила подготовки данных

Исходные данные состоят из признака расчета, наименования энергосистемы, участка сети и номинального напряжения, управляющей строки, матрицы наблюдений.

Признак расчета

Данный показатель указывает на способ ввода матрицы наблюдений. Признак расчета перфорируется в отдельной строке по формату

позиция строки	имя переменной	формат	пример
1	KPRIS	I1	1

Наименование энергосистемы, участка сети и номинальное напряжение

Эта строка перфорируется по формату 4A4,4X,4A4,F10.0 :

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1-18	ESIS	4A4	наименование ПЭО
21-36	UST	4A4	название ПЭС
41-50	UNOM	F10.0	10.

Управляющая строка

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1-5	N	15	57
6-7	M	12	4
8-9	NDEP	12	1
10-11	K	12	3
12-77	ISAVE	3312	020304

Примечания 1. Вектор ISAVE содержит только индексы независимых переменных.

2. Нули, предшествующие значащим цифрам, перфорировать необязательно.

Матрица наблюдений

Матрица наблюдений представляет собой результаты расчета индивидуальных эквивалентных сопротивлений и обобщенные характеристики распределительных линий, полученные по программе REKVIN. Эти данные записываются на магнитный диск, печатаются в виде сводной таблицы и используются в качестве исходного статистического материала для построения регрессионных моделей эквивалентных сопротивлений. Считывание матрицы наблюдений с магнитного диска производится автоматически по признаку расчета KPRIS, равному нулю. Этот способ использования статистической информации применяется при успешном выполнении расчетов по программе REKVIN.

VSM. Формирование файла исходных данных

Файл данных для программы VSM формируется в той последовательности, в какой описаны правила подготовки данных, а именно (см. распечатку файла данных VSM.DAT):

1-я строка - признак расчета ;

2-я строка - наименование энергосистемы, участка сети и номинальное напряжение ;
 3-я строка - управляющая строка ;
 4-я строка - матрица наблюдений
 и далее

Файл данных VSM.DAT

1

ЭНЕРГОСИСТЕМА ПЭС 10.

0003604010302030402

0.034	0.220	0.320	1.000
0.06	0.12	0.320	1.0
0.20	0.95	1.540	5.0
0.56	2.36	2.960	10.0
0.21	1.23	1.940	6.0
0.46	3.27	3.930	13.0
0.13	1.73	1.740	6.0
0.23	1.45	1.713	11.0
0.33	3.73	3.990	10.0
1.38	9.65	0.725	6.0
0.98	10.32	1.796	12.0
2.64	15.72	1.44	18.0
1.14	4.15	0.476	4.0
0.92	3.87	1.000	6.0
2.10	22.29	3.302	23.0
1.18	6.05	1.870	8.0
1.21	7.20	1.626	9.0
0.49	1.80	0.223	2.0
3.90	12.61	2.368	17.0
2.054	9.070	2.600	16.000
2.15	20.21	3.045	26.0
0.40	8.96	3.511	34.0
0.19	3.26	1.903	13.0
1.91	7.37	2.506	18.0
1.87	10.46	3.445	14.0
5.13	10.71	2.290	11.0
0.63	2.45	0.450	3.0
2.27	18.25	5.263	30.0
1.63	2.54	0.25	1.0
0.4	0.56	0.1	1.0

Продолжение файла VSM.DAT

1.26	7.50	2.9	14.0
0.23	1.78	1.84	5.0
0.32	7.92	5.960	19.0
0.273	1.150	1.240	5.000
0.468	1.440	1.510	6.000
1.08	8.14	5.410	19.0

Файл результатов VSM.RES

ФАЙЛ РЕЗУЛЬТАТОВ ДЛЯ ПРОГРАММЫ VSM

 Минск.1993 г.
 * Б Г П А *

KPRIS=1 МАТРИЦА НАБЛЮДЕНИЙ ГОТОВИТСЯ ПОЛЬЗОВАТЕЛЕМ

РЕГРЕССИОННЫЙ АНАЛИЗ ЭКВИВАЛЕНТНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

1 ESIS - Наименование энергосистемы (16 символов)	-Минскэнерго
2 UST - Участок сети (16 символов)	-ПЭС - 2
1 Uном - Номинальное напряжение	10. кВ

УПРАВЛЯЮЩАЯ КАРТА

```

=====
ЧИСЛО НАБЛЮДЕНИЙ           -           36
ЧИСЛО ПЕРЕМЕННЫХ           -           4
ИНДЕКС ЗАВИСИМОЙ ПЕРЕМЕННОЙ -           1
ЧИСЛО НЕЗАВИСИМЫХ ПЕРЕМЕННЫХ -           3
ИНДЕКСЫ НЕЗАВИСИМЫХ ПЕРЕМЕННЫХ -   2   3   4

```

И С Х О Д Н Ы Е Ф У Н К Ц И И

```

-----
: ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР:                                     :
: :                                                     :
: И ТИП ФУНКЦИИ :                                       :
: :                                                     :
: 1 /ЛИНЕЙНАЯ/ : X1=A1 + A2*X2 + A3*X3 + A4*X4 :
: :                                                     :
: :                                                     :
: 2 /НЕЛИНЕЙНАЯ/ : X1=A1 * X2 * X3 * X4 :
: :                                                     :
-----

```

П Р И М Е Ч А Н И Я :

```

-----

```

- X1 - СУММА КВАДРАТОВ МОМЕНТОВ МОЩНОСТЕЙ, МВА * ОМ
 X2 - СУММАРНАЯ ДЛИНА ЛИНИЙ, КМ
 X3 - СУММАРНАЯ УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ
 ТРАНСФОРМАТОРОВ, МВА
 X4 - СУММАРНОЕ ЧИСЛО ТРАНСФОРМАТОРОВ, ШТ.

МАТРИЦА НАБЛЮДЕНИЙ

=====

	X1	X2	X3	X4
1	.034	.220	.320	1.000
2	.060	.120	.320	1.000
3	.200	.950	1.540	5.000
4	.560	2.360	2.960	10.000
5	.210	1.230	1.940	6.000
6	.460	3.270	3.930	13.000
7	.130	1.730	1.740	6.000
8	.230	1.450	1.713	11.000
9	.330	3.730	3.990	10.000
10	1.380	9.650	.725	6.000
11	.980	10.320	1.796	12.000
12	2.640	15.720	1.440	18.000
13	1.140	4.150	.476	4.000

Продолжение файла VSM.RES

14	.920	3.870	1.000	6.000
15	2.100	22.290	3.302	23.000
16	1.180	6.050	1.870	8.000
17	1.210	7.200	1.626	9.000
18	.490	1.800	.223	2.000
19	3.900	12.610	2.368	17.000
20	2.054	9.070	2.600	16.000
21	2.150	20.210	3.045	26.000
22	.400	8.960	3.511	34.000
23	.190	3.260	1.903	13.000
24	1.910	7.370	2.506	18.000
25	1.870	10.460	3.445	14.000
26	5.130	10.710	2.290	11.000
27	.630	2.450	.450	3.000
28	2.270	16.250	5.253	30.000
29	1.630	2.540	.250	1.000
30	.400	.560	.100	1.000
31	1.260	7.500	2.900	14.000
32	.230	1.760	1.840	5.000
33	.320	7.920	5.960	19.000
34	.273	1.150	1.240	5.000
35	.468	1.440	1.510	6.000
36	1.080	8.140	5.410	19.000

МОДЕЛЬ 1. ИСКЛЮЧЕНА ПЕРЕМЕННАЯ N- 4: РАСЧЕТНЫЙ КРИТЕРИЙ СТУДЕНТА = .520 МЕНЬШЕ ТАБЛИЧНОГО = 2.030

СТАТИСТИКИ УРАВНЕНИЯ РЕГРЕССИИ
МОДЕЛЬ 1

			:КОЭФФИЦИЕНТЫ РЕГРЕССИИ :							
ПЕРЕМЕННАЯ:	МАТЕМАТ.:	СРЕДНЕЕ :	НТЫ ПАРНОЙ:		-----					
:	ОЖИДАНИЕ:	КВАДРАТИЧ.:	КОРРЕЛЯЦИИ:	ВЕЛИЧИНА:	ДОВЕРИТЕЛЬНЫЙ	СТАНДАРТН.:	Т-КРИТЕРИЙ:			
:	ОТКЛОНЕНИЕ:	X1 И X1 :	:	ИНТЕРВАЛ	ОШИБКА	/ФАКТИЧ/ :				

X 1	8.4	12.892	-	-	-	-	-	-	-	-
X 2	6.3	5.714	.676	1.031	.476	1.586	.2733	3.77		
X 3	2.2	1.503	.680	3.975	1.866	6.085	1.0390	3.83		

КОЭФФИЦИЕНТЫ И СТАТИСТИКИ УРАВНЕНИЯ РЕГРЕССИИ

ANS1L -СВОБОДНЫЙ ЧЛЕН	ЛИНЕЙНОГО УРАВНЕНИЯ РЕГРЕССИИ	-	-6.720
BL(1) -КОЭФФИЦИЕНТ РЕГРЕССИИ ПРИ СУММАРНОЙ ДЛИНЕ ЛИНИЙ		-	1.031
BL(2) -ПРИ СУММАРНОЙ УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ ТР-РОВ		-	3.975
BL(3) -КОЭФФИЦИЕНТ ПРИ ОБЩЕМ ЧИСЛЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ		-	.000

Продолжение файла VSM.RES

ORLIN -СРЕДНЕЕ ЗНАЧЕНИЕ X1, ГДЕ X1-СУММА КВАДРАТОВ
 МОМЕНТОВ МОЩНОСТЕЙ - 8.382
 OSDLIN-СРЕДНЕКВАДРАТИЧЕСКОЕ ОТКЛОНЕНИЕ
 ОТ СРЕДНЕГО ЗНАЧЕНИЯ X1 - 8.141 KM
 SRTR -СРЕДНЕЕ ЗНАЧЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ К.В. - 3.198 MVA
 OSDIR -СРЕДНЕКВАДРАТИЧЕСКОЕ ОТКЛОНЕНИЕ ОТ СРЕДНЕГО
 ЗНАЧЕНИЯ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ К.В. - .544 MVA

МОДЕЛЬ 2. ИСКЛЮЧЕНА ПЕРЕМЕННАЯ N- 4: РАСЧЕТНЫЙ КРИТЕРИЙ СТЬЮДЕНТА = 1.208 МЕНЬШЕ ТАБЛИЧНОГО = 2.030

СТАТИСТИКИ УРАВНЕНИЯ РЕГРЕССИИ
МОДЕЛЬ 2

: КОЭФФИЦИЕНТЫ РЕГРЕССИИ :										
ПЕРЕМЕННАЯ:	МАТЕМАТ.:	СРЕДНЕЕ	ОЖИДАНИЕ:	КВАДРАТИЧ.:	КОРРЕЛЯЦИИ:	ВЕЛИЧИНА:	ДОВЕРИТЕЛЬНЫЙ	СТАНДАРТН.:	T-КРИТЕРИЙ:	
:	:	:	ОТКЛОНЕНИЕ:	X1 И X1	:	:	ИНТЕРВАЛ	ОШИБКА	/ФАКТИЧ/	:

X 1	:	8.4	:	12.892	:	-	:	-	:	-
X 2	:	6.3	:	5.714	:	.859	:	1.018:	.827-	1.209:
X 3	:	2.2	:	1.503	:	.903	:	1.567:	1.331-	1.803:
	:		:		:		:		:	.1163 :
	:		:		:		:		:	13.47 :

КОЭФФИЦИЕНТЫ И СТАТИСТИКИ УРАВНЕНИЯ РЕГРЕССИИ

```

=====
ANS1NL -СВОБОДНЫЙ ЧЛЕН НЕЛИНЕЙНОГО УРАВНЕНИЯ РЕГРЕССИИ          -      .207
BL(1) -КОЭФФИЦИЕНТ РЕГРЕССИИ ПРИ СУММАРНОЙ ДЛИНЕ ЛИНИИ         -      1.018
BL(2) -ПРИ СУММАРНОЙ УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ ТР-РОВА           -      1.567
BL(3) -КОЭФФИЦИЕНТ ПРИ ОБЩЕМ ЧИСЛЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ            -      .000
SRLIN -СРЕДНЕЕ ЗНАЧЕНИЕ X1, ГДЕ X1-СУММА КВАДРАТОВ              -      8.382
                                     МОМЕНТОВ МОЩНОСТЕЙ
OSDLIN-СРЕДНЕКВАДРАТИЧЕСКОЕ ОТКЛОНЕНИЕ                          -      6.331 КМ
      ОТ СРЕДНЕГО ЗНАЧЕНИЯ X1
SRTR  -СРЕДНЕЕ ЗНАЧЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ К.З.                   -      3.198 МВА
OSDTR -СРЕДНЕКВАДРАТИЧЕСКОЕ ОТКЛОНЕНИЕ ОТ СРЕДНЕГО            -      .544 МВА
      ЗНАЧЕНИЯ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ К.З.
  
```

РЕЗУЛЬТАТЫ РЕГРЕССИОННОГО АНАЛИЗА

```

-----
:НОМЕР:ЧИСЛО:ЧИСЛО:СВОБОДНЫЙ:      :      :      :КОЭФ-ЕНТ МНОЖЕСТВЕННОЙ КОРРЕЛЯЦИИ: ПОЛНАЯ :ОСТАТОЧ-:
:МОДЕ-:НАБЛЮ:НЕЗА-: ЧЛЕН   :F-КРИТ:F-КРИТ:T-КРИТ:-----: СУММА  :НАЯ ДИС-:
:ЛИ   :ДЕНИЙ:ВИСИМ:УРАВНЕНИЯ:/ТАБЛ/;/ФАКТ/;/ТАБЛ/:ВЕЛИ-:ДОВЕРИТЕЛЬНЫЙ:СТАНД. :T-КРИТ:КВАДРАТ.: ПЕРСИЯ :
:      :      :ПЕРЕМ:РЕГРЕССИИ:      :      :      :ЧИНА  : ИНТЕРВАЛ :ОШИБКА:/ФАКТ/:ОТКЛОНЕН:      :
:      :      :      :      :      :      :      :      :      :      :      :      :
-----
: 1   : 36   : 2   : -6.7197: 1.73 : 2.51: 2.03 : .790: .657- .923 : 8.1: 12.07: 5817.: 66.:
: 2   : 36   : 2   : .2070: 1.73 : 4.15: 2.03 : .980: .965- .994 : .2:139.49: 44.: 40.:
-----
  
```

Продолжение файла VSM.RES

ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ РЕГРЕССИОННЫХ МОДЕЛЕЙ ЭКВИВАЛЕНТНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

```

: ЧИСЛО ЭКВИВАЛЕ-
: НТИРУЕМЫХ ЛИНИЙ:
: И ТРАНСФОРМАТО-
: РОВ
:
: 5 % : 10 %
:
-----
: МОДЕЛИ ЭКВИВАЛЕНТНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ
:
:          -2 NL      1.018      1.567 ,      .000:
: ЭКВИВАЛЕНТНЫЕ : RL = .207 * X3(C) * SUM X2(I) * X3(I) * X4(I) : 608-377;152-94 :
:              I=1
:
: СОПРОТИВЛЕНИЯ
:
:          -2
: ЛЭП 6-10 КВ : RL = X3(C) * ( -6.720*NL + 1.031*X2(C) + 3.975*X3(C) + .000*X4(C) ) : > 377: > 94 :
:
: ЭКВИВАЛЕНТНЫЕ :      2      -2 NT      0.784
:              * U * X3(C) * SUM X3(I)
:              I=1
: СОПРОТИВЛЕНИЯ
:
:          -2
: ТРАНСФОРМАТО-
: РОВ 6-10 КВ : RT = 0.001 * U * X3(C) * (0.668*NT + 12.1*X3(C)) : > 12: > 5 :

```

ОБ ОЗНАЧЕНИЯ :

NL, NT - ЧИСЛО ЭКВИВАЛЕНТИРУЕМЫХ ЛИНИЙ И ТРАНСФОРМАТОРОВ

NL

SUM - ОПЕРАТОР СУММИРОВАНИЯ ОТ I=1 ДО NL

I=1

U - НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, КВ

ИНДЕКС "С" ХАРАКТЕРИЗУЕТ СУММАРНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭКВИВАЛЕНТИРУЕМЫХ

NL

ЛИНИЙ, НАПРИМЕР, $X2(C) = \text{SUM } X2(I)$

I=1

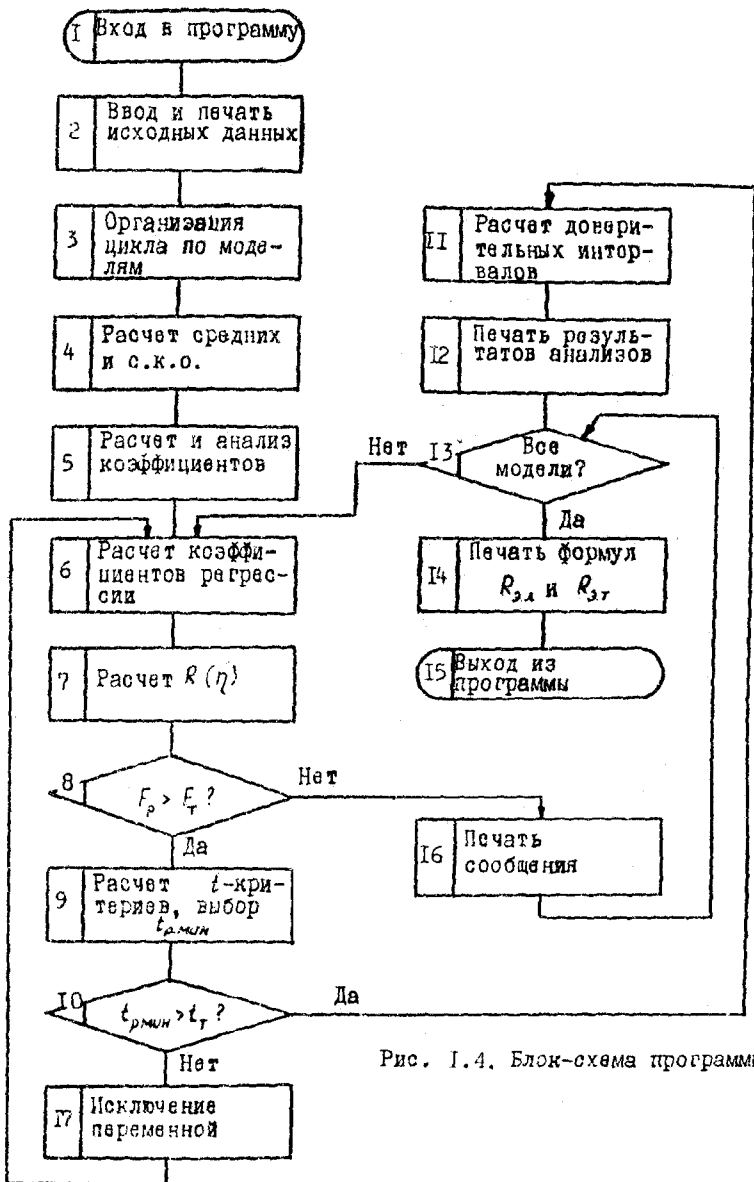


Рис. 1.4. Блок-схема программы VSM

1.5. Программа REKVIS расчета обобщенных эквивалентных сопротивлений электрических сетей

REKVIS. Наименование и краткая характеристика программы

Алгоритм и программа REKVIS /2/ предназначены для определения и оценки погрешностей обобщенных эквивалентных сопротивлений линий $R_{эл}$ и трансформаторов $R_{эт}$ распределительных сетей 6-10 кВ данного структурного подразделения.

В программе предусмотрены три варианта расчета.

Первый вариант расчета базируется на определении $R_{эл}$ и $R_{эт}$ по линейным уравнениям регрессии (1.5, 1.7), построенным программой VSM. Расчеты могут выполняться отдельно для сетей 10 и 6 кВ (при наличии уравнений регрессии по сети 10 и 6 кВ) и при совместном эквивалентировании сети 6-10 кВ.

В качестве исходной информации в данном случае используются коэффициенты и статистики уравнений регрессии (они берутся из программы VSM), а также обобщенные характеристики сети - число эквивалентируемых линий, суммарная установленная мощность и число распределительных трансформаторов (файл REKVIS.DAT). При совместном эквивалентировании сети 6-10 кВ используется и режимная информация: суммарный отпуск энергии в сеть, время использования максимальной активной нагрузки и средневзвешенный коэффициент реактивной мощности. Эта информация задается отдельно для линий и трансформаторов как для сети 6, так и для сети 10 кВ.

Во втором варианте (эквивалентирование по режимным параметрам) значения $R_{эл}$, $R_{эт}$ вычисляются по формуле вида

$$R_э = \frac{\sum (\Pi_1 * \Gamma_{э1})^2}{(\sum (\Pi_1))^2} \quad (1.9)$$

где Π_1 - заданный режимный параметр (энергия, мощность или ток);
 $\Gamma_{э1}$ - эквивалентное сопротивление линии (трансформаторов) по данным программы REKVIN.

В качестве исходной информации (файл REKVIS2.DAT) используются

режимные данные по каждой распределительной линии и ее трансформаторам, а также значения их индивидуальных эквивалентных сопротивлений.

Третий вариант расчета (файл данных REKVIS3.DAT) аналогичен второму. Разница только в том, что в третьем варианте значения $G_{эл}$, $G_{эт}$ не задаются, а вычисляются по нелинейному уравнению регрессии, полученному по программе VSM.

Результаты расчета печатаются в виде двух (для 6 и 10 кВ) или одной (для 6-10 кВ) таблиц (форма печати показана в файле REKVIS.RES).

REKVIS. Краткие методические сведения

Блок-схема программы представлена на рис. 1.5.

Алгоритм программы работает следующим образом. После входа в программу (блок 1) блок 2 вводит и распечатывает признак расчета (номер варианта расчета). Блок 3 анализирует значение признака расчета. Признак, равный 1, соответствует 1-ому варианту расчета $R_{эл}$, $R_{эт}$ - работают блоки 4,5, 10; блоки 6,7 - 2-ой вариант расчета. Третий вариант расчета групповых эквивалентных сопротивлений электрических сетей соответствует работе блоков 8,9,10. После определения $R_{эл}$ и $R_{эт}$ по одному из трех предусмотренных вариантов расчета происходит печать результатов расчета (блок 10) и выход из программы (блок 11).

REKVIS. Описание исходных данных

В список переменных включены только исходные данные:

- ESIS - наименование энергосистемы;
- UST - наименование участка сети;
- UN10 - номинальное напряжение сети 10 кВ;
- UN6 - номинальное напряжение сети 6 кВ;
- UE10 - среднее эксплуатационное напряжение сети 10 кВ;
- UE6 - то же, сети 6 кВ;
- NLIN - число эквивалентизируемых линий (при расчете сети 10 кВ - в сети 10 кВ, при расчете сети 6 кВ - в сети 6 кВ, при расчете сети 6-10 кВ - в сети 6-10 кВ);
- DLLIN - суммарная протяженность линий (при тех же условиях);

- NTRS - число системных трансформаторов, питающихся от системных линий (при тех же условиях);
- STRANS - установленная мощность системных трансформаторов, питающихся от системных линий (при тех же условиях);
- NTRA - число абонентских трансформаторов, питающихся от системных линий (при тех же условиях);
- STRANA - установленная мощность абонентских трансформаторов, питающихся от системных линий (при тех же условиях);
- NL6 - число эквивалентируемых линий в сети 6 кВ при расчете сети 6-10 кВ;
- DL6 - суммарная протяженность линий в сети 6 кВ при расчете сети 6-10 кВ;
- NTRS6 - число системных трансформаторов в сети 6 кВ, питающихся от системных линий, при расчете сети 6-10 кВ;
- NTRA6 - то же, абонентских трансформаторов;
- STRS6 - установленная мощность системных трансформаторов в сети 6 кВ, питающихся от системных линий, при расчете сети 6-10 кВ;
- W10 - пропуск активной энергии через линии 10 кВ, находящиеся на балансе сетевого предприятия;
- W6 - то же, через линии 6 кВ;
- TM10 - число часов использования максимальной активной нагрузки линий 10 кВ, находящихся на балансе сетевого предприятия;
- TM6 - то же, линий 6 кВ;
- TGF10 - коэффициент реактивной мощности линий 10 кВ;
- TGF6 - то же, линий 6 кВ;
- WT10 - пропуск активной энергии через системные трансформаторы 10 кВ;
- WT6 - то же, 6 кВ;
- TMT10 - число часов использования максимальной активной нагрузки трансформаторов 10 кВ, находящихся на балансе сетевого предприятия;
- TMT6 - то же, трансформаторов 6 кВ;
- TGFT10 - коэффициент реактивной мощности системных трансформаторов 10 кВ;
- TGFT6 - то же, трансформаторов 6 кВ;
- RSTTR - эквивалентное сопротивление трансформаторов.

Подпрограмма VAR2

2-ой вариант расчета $R_{экв}$. Используются данные программы REKVIN.

- RLKOD - код линии
- RELIN - эквивалентное сопротивление линии, Ом
- RPLIN - заданный режимный параметр ($I_{г\mu}$, А ; $S_{г\mu}$, МВА ; $W_{г\mu}$, МВт.ч ; $S_{сум\ ном}$, кВА)
- EDLIN - единица измерения режимного параметра линии (А, МВА, МВт ч, кВА)
- RETR - эквивалентное сопротивление трансформаторов, присоединенных к распределительной линии, Ом
- RPTR - заданный режимный параметр ($I_{г\mu}$, А ; $S_{г\mu}$, МВА ; $W_{г\mu}$, МВт.ч ; $S_{сум\ ном}$, кВА - суммарная установленная мощность системных трансформаторов линии)
- EDTR - единица измерения RPTR (А, МВА, МВт ч, кВА)
- SABTP - мощность абонентских трансформаторов
- NTPD - общее число трансформаторов (системных и абонентских)

Подпрограмма VAR3

3-ий вариант расчета $R_{экв}$. Используется нелинейная математическая модель.

- RLKOD - код линии
- RELIN - суммарная длина линии, км
- RPLIN - заданный режимный параметр ($I_{г\mu\ рл}$, $S_{г\mu\ рл}$, $W_{г\mu}$, $S_{сум\ ном}$)
- EDLIN - единица измерения RPLIN (А, МВА, МВт ч, кВА)
- RETR - суммарная установленная мощность присоединенных к распределительной линии системных и абонентских трансформаторов ($S_{сум\ ном}$, кВА)
- RPTR - заданный режимный параметр
- EDTR - единица измерения RPTR (А, МВА, МВт ч, кВА)
- SABTP - мощность абонентских трансформаторов
- NTPD - общее число системных и абонентских трансформаторов
- ANS1L - свободный член нелинейного уравнения регрессии
- BL - коэффициенты нелинейного уравнения регрессии:
- BL(1) - при суммарной длине линии
- BL(2) - при суммарной мощности системных и абонентских ТП

- BK(3) - при общем числе системных и абонентских ТП
 OSDLIN - среднеквадратическое отклонение длины линии, км
 SRLIN - статистическая оценка математического ожидания длины линии, км
 OSDTR - среднеквадратическое отклонение потерь мощности к. в. трансформаторов, кВА

РЕКВИС. Правила подготовки данных

Правила подготовки исходных данных разрабатывались с учетом их возможной унификации для различных вариантов расчета обобщенных эквивалентных сопротивлений.

Подготовка данных для 1-го варианта расчета (с использованием линейного уравнения регрессии)

В исходных данных выделяются: номер варианта расчета, наименование энергосистемы и участка сети, номинальные напряжения, среднее эксплуатационное напряжение, обобщенные характеристики сети, коэффициенты и статистики линейного уравнения регрессии, режимная информация.

Номер варианта расчета

Перфорируется в отдельной строке по формату
 300 FORMAT(5A4):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1-20	VAR5	5A4	1 вариант расчета

Наименование энергосистемы и участка сети

Данные показатели перфорируются в отдельной строке по формату
 230 FORMAT(4A4, 4X, 4A4, 4X, F10.0):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1-16	ESIS	4A4	наименование ПЭС
21-36	UST	4A4	название ПЭС

Номинальные напряжения

Значения номинальных напряжений перфорируются в отдельной строке. При расчете сети 10 кВ это число 10, для сети 6 кВ - число 6 и для сети 6-10 кВ - 10 и 6 по формату
250 FORMAT(F2.0,3X,F1.0):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1-2	UN10	кВ	F2.0	10
6	UN6	кВ	F1.0	6

Среднее эксплуатационное напряжение

Перфорируется в отдельной строке по формату
262 FORMAT(8F10.0):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1-10	UE10	кВ	F10.0	10.50
1-10	UE6	кВ	F10.0	6.4

Обобщенные характеристики сети

Перфорируются в отдельной строке по формату
260 FORMAT(3(15,F10.0)):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1-5	NLIN, NL6	шт	I5	155.
6-15	DLIN, DL6	км	F10.0	3018.
16-20	NTRS, NTRS6	шт	I5	690.
21-30	STRANS, STRS6	МВА	F10.0	77.3
31-35	NTRA, NTRA6	шт	I5	1133.
36-45	STRANA, STRA6	МВА	F10.0	245.

Коэффициенты и статистики уравнения регрессии

Перфорируются в отдельной строке по формату
262 FORMAT(8F10.0):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1-10	ANS1L	-	F10.0	-6.83
11-20	BL(1)	-	F10.0	1.01
21-30	BL(2)	-	F10.0	3.96
31-40	BL(3)	-	F10.0	-
41-50	OSDLIN	км	F10.0	8.24
51-60	SRLIN	км	F10.0	8.08
61-70	OSDTR	МВА	F10.0	0.544
71-80	SRTR	МВА	F10.0	3.198

Режимная информация

Режимная информация перфорируется в отдельной строке и только при совместном расчете сети 6-10 кВ по формату
262 FORMAT(8F10.0):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1-10	W10, W6	МВт ч	F10.0	349130.
11-20	TM10, TM6	ч	F10.0	3283.
21-30	TGF10, TGF6	-	F10.0	0.39
31-40	WT10, WT6	МВт ч	F10.0	83788.
41-50	TMT10, TMT6	ч	F10.0	3263.
51-60	TGFT10, TGFT6	-	F10.0	0.39

Примечание: значение статистик и коэффициентов уравнения регрессии считываются с распечаток программы VSM.

Подготовка данных для 2-го варианта расчета (с использованием значений $G_{эл}$ и $G_{эт}$, вычисленных по программе REKVIN)

Для проведения расчетов по 2-ому варианту необходимо подготовить: номер варианта расчета, наименование энергосистемы и участка сети, номинальные напряжения, среднее эксплуатационное напряжение, обобщенные характеристики сети, данные по линиям.

Правила подготовки этой информации, за исключением данных по линиям, описаны выше.

Данные по линиям

Данные об одной линии перфорируются в отдельной строке по формату

21 FORMAT(A8,2X,2F10.0,A5,2F10.0,A5,F10.0,I10):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1-8	RLKOD	-	A8	ВОЛГА 1
11-20	RELIN	Ом	F10.0	1.14
21-30	RPLIN	А,МВА, МВт ч,кВА	F10.0	23.14
31-35	EDLIN	-	A5	A
36-45	RETR	Ом	F10.0	2.06
46-55	RPTR	А,МВА, МВт ч,кВА	A10.0	2.14
56-60	EDTR	-	A5	A
61-70	SABTP	кВА	F10.0	250.
71-80	NTPO	шт	I5	

Примечания. 1. Для всех распределительных линий режимные параметры должны быть одинаковыми, т.е. единица измерения RPLIN должна совпадать с единицей измерения RPTR.

2. Если режимный параметр задан как по линии, так и по трансформаторам, то параметр SABTP (мощность абонентских трансформаторов) кодировать не обязательно.

3. Если режимный параметр по трансформаторам данной линии неизвестен, то вместо него в позициях 46-55 обязательно перфорируется суммарная установленная мощность системных трансформаторов в кВА, а в позициях 61-70 - суммарная установленная мощность абонентских трансформаторов. В этом случае режимный параметр по трансформаторам рассчитывается в программе REKVIS.

Подготовка данных для 3-го варианта расчета (с использованием нелинейного уравнения регрессии и обобщенных данных по каждой распределительной линии)

Для проведения расчетов необходимо подготовить: номер варианта расчета, наименование энергосистемы и участка сети, номинальное напряжение, среднее эксплуатационное напряжение, обобщенные характеристики сети, коэффициенты и статистики нелинейного уравнения регрессии, данные по линиям.

Правила подготовки этой информации, за исключением данных по линиям, описаны выше. Коэффициенты и статистики нелинейного уравнения регрессии считываются с распечаток программы VSM.

Коэффициенты и статистики нелинейного уравнения регрессии

Эти данные перфорируются в отдельной строке по формату

262 FORMAT(8F10.0):

ПОЗИЦИЯ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1-10	ANSIL	-	F10.0	0.222
11-20	BL(1)	-	F10.0	0.953
21-30	BL(2)	-	F10.0	1.542
31-40	BL(3)	-	F10.0	0.
41-50	OSDLIN	км	F10.0	5.714
51-60	SRLIN	км	F10.0	6.3
61-70	OSDTR	кВА	F10.0	54.4
71-80	SRTR	кВА	F10.0	319.8

Данные по линиям

Данные об одной линии перфорируются в отдельной строке по формату

2 FORMAT(A3,2X,2F10.0,A5,2F10.0,A5,F10.0,I10):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1-8	RLKOD	-	A3	ВОЛГА 1
11-20	RELIN	км	F10.0	4.15
21-30	RPLIN	А,МВА, МВт ч,кВА	F10.0	23.14
31-35	EDLIN	-	A5	A
36-45	RETR	кВА	F10.0	476.
46-55	RPTR	А,МВА, МВт ч,кВА	F10.0	23.14
56-60	EDTR	-	A5	A
61-70	SABTP	кВА	F10.0	25.
71-80	NTPO	шт	I10	4

Примечания. 1. Напоминаем, что в данном варианте расчета:

RELIN - это суммарная длина линии, км;

RETR - суммарная мощность системных и абонентских трансформаторов линии, кВА;

SABTP - суммарная мощность абонентских трансформаторов, кВА.

2. Для всех распределительных линий режимные параметры должны быть одинаковыми; т.е. единица измерения RPLIN должна совпадать с единицей измерения RPTR.

3. Параметры SABTP (суммарная мощность абонентских трансформаторов) и NTPO (общее число системных и абонентских трансформаторов) перфорируются по каждой распределительной линии.

REKVIS. Формирование файла исходных данных

1-ый вариант расчета (линейная модель)

Порядок следования и число строк в исходном файле данных зависит от цели расчета. При определении эквивалентных сопротивлений линий и трансформаторов в сети 10 кВ файл данных выглядит следующим образом:

1-я строка - номер варианта расчета

2-я строка - наименование энергосистемы и участка сети

3-я строка - номинальное напряжение 10 кВ

- 4-я строка - среднее эксплуатационное напряжение сети 10 кВ
- 5-я строка - обобщенные характеристики сети 10 кВ
- 6-я строка - коэффициенты и статистики уравнения регрессии
- 7-я строка - ** (конец файла)

При расчете сети 6 кВ:

- 1-я строка - номер варианта расчета
- 2-я строка - наименование энергосистемы и участка сети
- 3-я строка - номинальное напряжение сети 6 кВ
- 4-я строка - среднее эксплуатационное напряжение сети 6 кВ
- 5-я строка - обобщенные характеристики сети 6 кВ
- 6-я строка - коэффициенты и статистики уравнения регрессии
- 7-я строка - **

При расчете сети 6-10 кВ:

- 1-я строка - номер варианта расчета
- 2-я строка - наименование энергосистемы и участка сети
- 3-я строка - номинальные напряжения : 10 и 6 кВ
- 4-я строка - среднее эксплуатационное напряжение сети 10 кВ
- 5-я строка - обобщенные характеристики сети 10 кВ
- 6-я строка - режимная информация по сети 10 кВ
- 7-я строка - среднее эксплуатационное напряжение сети 6 кВ
- 8-я строка - обобщенные характеристики сети 6 кВ
- 9-я строка - режимная информация по сети 6 кВ
- 10-я строка - коэффициенты и статистики уравнения регрессии для сети 6-10 кВ
- 11-я строка - **

2-ой вариант расчета (по данным программы REKVIN)

Файл данных включает:

- 1-я строка - номер варианта расчета
- 2-я строка - наименование энергосистемы и участка сети
- 3-я строка - номинальное напряжение (10 или 6 кВ)
- 4-я строка - среднее эксплуатационное напряжение сети 10 или 6 кВ
- 5-я строка - обобщенные характеристики сети
- 6-я строка - данные по линиям (количество строк данных равно числу линии)
- 7-я строка - **

3-ий вариант расчета (с использованием нелинейного уравнения регрессии)

Файл данных включает:

- 1-я строка - номер варианта расчета
- 2-я строка - наименование энергосистемы и участка сети
- 3-я строка - номинальное напряжение (10 или 6 кВ)
- 4-я строка - среднее эксплуатационное напряжение сети
- 5-я строка - обобщенные характеристики сети
- 6-я строка - коэффициенты и статистики нелинейного уравнения регрессии
- 7-я строка - данные по линиям
- 8-я строка - **

Файл данных REKVIS1.DAT
(1 вариант расчета)

РАБОТАЕТ ПРОГРАММА REKVIS

1 ВАРИАНТ РАСЧЕТА Р ЭКВ. ИСПОЛЬЗУЕТСЯ ЛИНЕЙНАЯ МОДЕЛЬ

ФАЙЛ ДАННЫХ ДЛЯ ПРОГРАММЫ REKVIS	*****
	Минск. 1995 г.
	* Б Р П А *

- 1 ES(S) - Наименование энергосистемы (16 символов)-ЭНЕРГОСИСТЕМА
- 2 UST - Участок сети (16 символов)-ПЭС

НОМИНАЛЬНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ (10,6 или 10 и 6 кВ совместно)

(Все числовые данные перфорируются с 61-й по 70-ю позиции
включительно, единицы измерения - с 72-й)

- 1 UN10 - Номинальное напряжение - 10 кВ
- 2 UE10 - Среднее эксплуатационное напряжение - 10.400 кВ
- 3 UN6 - Номинальное напряжение - 0 кВ
- 4 UE6 - Среднее эксплуатационное напряжение - .000 кВ

ДАННЫЕ ПО ЛИНИЯМ

ОБЩЕНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СЕТИ

NLIN	-Число эквивалентируемых линий	-	351 ШТ.
DLIN	-Суммарная протяженность линий	-	7252.000 КМ
NTRS	-Число системных трансформаторов	-	3355 ШТ.
STRANS	-Установленная мощность системных трансформаторов	-	481.100 МВА
NTRA	-Число абонентских трансформаторов	-	266 ШТ.
STRANA	-Мощность абонентских трансформаторов	-	74.850 МВА

КОЭФФИЦИЕНТЫ И СТАТИСТИКИ УРАВНЕНИЯ РЕГРЕССИИ

ANS1L	-Свободный член линейного уравнения регрессии	-	-96.653
BL(1)	-Коэффициент регрессии при суммарной длине линий	-	3.597
BL(2)	-При суммарной установленной мощности тр-ров	-	128.758
BL(3)	-Коэффициент при общем числе трансформаторов	-	-13.926
SRLIN	-Среднее значение X_1 , где X_1 -сумма квадратов моментов мощностей	-	49.372
OSDLIN	-Среднеквадратическое отклонение от среднего значения X_1	-	83.726 КМ

Продолжение файла REKVIS1.DAT

SRTR	-Среднее значение потерь мощности К.З.	-	3.198 МВА
OSDTR	-Среднеквадратическое отклонение от среднего значения потерь мощности К.З.	-	.544 МВА

Файл данных REKVIS2.DAT
(2 вариант расчета)

РАБОТАЕТ ПРОГРАММА REKVIS

2 ВАРИАНТ РАСЧЕТА R ЭКВ. ИСПОЛЬЗУЮТСЯ ДАННЫЕ ПРОГРАММЫ REKVIN

ТАЙЛ ДАННЫХ ДЛЯ ПРОГРАММЫ REKVIS

Минск.1995 г.
* Б Г П А *

1	ESIS - Наименование энергосистемы (16 символов)	-	ЭНЕРГОСИСТЕМА
2	UST - Участок сети (16 символов)	-	ПЭС

НОМИНАЛЬНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ (10,6 или 10 и 6 кВ совместно)
(Все числовые данные перфорируются с 61-й по 70-ю позиции
включительно, единицы измерения - с 72-й)

1	UN10 - Номинальное напряжение	-	10 кВ
2	UE10 - Среднее эксплуатационное напряжение	-	10.400 кВ
3	UN6 - Номинальное напряжение	-	0 кВ

4 UEB - Среднее эксплуатационное напряжение

.000 кВ

Д А Н Н Ы Е П О Л И Н И Я М

ОБЩЕННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СЕТИ

```

=====
NLIN -Число эквивалентируемых линий - 5 ШТ.
DLLIN -Суммарная протяженность линий - .000 КМ
NTRS -Число системных трансформаторов - 31 ШТ.
STRANS-Установленная мощность системных трансформаторов - .000 МВА
NTRA -Число абонентских трансформаторов - 9 ШТ.
STRANA-Мощность абонентских трансформаторов - .000 МВА

```

ДАННЫЕ ПО ЛИНИЯМ (перфорируются построчно по формату A8,2X,2F10.0,A5,2F10.0,A5,F10.0,i10)

```

=====
                                           Позиции строки
RLKOD -Код линии                               1 - 8
RELIN -Эквивалентное сопротивление линии, Ом   11 - 20
RPLIN -Заданный режимный параметр (отпуск энергии,мощность,ток) 21 - 30
EDLIN -Единица измерения RPLIN ( мВт.ч ,кВт , А ) 31 - 35
RETR -Эквивалентное сопротивление трансформаторов, Ом 36 - 45
RPTR -Режимный параметр (отпуск энергии,мощности,ток) 46 - 55

```

89

Продолжение файла REKVIS2.DAT

EDTR -Единица измерения RPTR (мВт.ч кВт , А) 56 - 60
 SABTP -Мощность абонентских трансформаторов, кВА 61 - 70
 NTPO -Общее число трансформаторов, шт. 71 - 80

RLKOD	RELIN	RPLIN	EDLIN	RETR	RPTR	EDTR	SABTP	NTPO
Волга 1	1.14	23.10	A	2.06	23.01	A	.0	0
Волга 2	.92	36.80	A	.39	36.80	A	.0	0
Волга 3	1.26	78.10	A	.20	78.10	A	.0	0
Волга 4	.33	211.60	A	.35	211.60	A	.0	0
Волга 5	1.38	30.40	A	.00	30.40	A	.0	0

Файл данных REKVIS3.DAT

(3 вариант расчета)

РАБОТАЕТ ПРОГРАММА REKVIS

3 ВАРИАНТ РАСЧЕТА R ЭКВ. ИСПОЛЬЗУЕТСЯ НЕЛИНЕЙНАЯ МОДЕЛЬ

ФАЙЛ ДАННЫХ ДЛЯ ПРОГРАММЫ REKVIS

 Минск. 1995 г.
 * Б Г П А *

1 ESIS - Наименование энергосистемы (16 символов)
 2 UST - Участок сети (16 символов)

-ЭНЕРГОСИСТЕМА
 -ПЭС

НОМИНАЛЬНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ (10,6 или 10 и 6 кВ совместно)
 (Все числовые данные перфорируются с 61-й по 70-ю позиции
 включительно, единицы измерения - с 72-й)

1 UN10	- Номинальное напряжение	-	10 кВ
2 UE10	- Среднее эксплуатационное напряжение	-	10.400 кВ
3 UN6	- Номинальное напряжение	-	0 кВ
4 UE6	- Среднее эксплуатационное напряжение	-	.000 кВ

[Д А Н Н Ы Е П О Л И Н И Я М]

ОБОБЩЕННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СЕТИ

=====

NLIN	-Число эквивалентируемых линий	-	15 шт.
DLLIN	-Суммарная протяженность линий	-	7252.000 км
NTRS	-Число системных трансформаторов	-	3355 шт.
STRANS	-Установленная мощность системных трансформаторов	-	481.100 МВА
NTRA	-Число абонентских трансформаторов	-	266 шт.
STRANA	-Мощность абонентских трансформаторов	-	74.850 МВА

Коэффициенты и статистики уравнения регрессии

=====

Продолжение файла REKVIS3.DAT

88

ANS1L	- Свободный член нелинейного уравнения регрессии	-	-96.853
BL(1)	- Коэффициент регрессии при суммарной длине линий	-	3.597
BL(2)	- При суммарной установленной мощности тр-ров	-	128.768
BL(3)	- Коэффициент при общем числе трансформаторов	-	-13.928
SRLIN	- Среднее значение X1, где X1-сумма квадратов	-	83.726
			моментов мощностей
OSDLIN	- Среднеквадратическое отклонение от среднего значения X1	-	49.372 км
SRTR	- Среднее значение потерь мощности к.а.	-	.544 мВА
OSDTR	- Среднеквадратическое отклонение от среднего значения потерь мощности к.а.	-	3.198 мВА

ДАННЫЕ ПО ЛИНИЯМ

=====

(перфорируются построчно по формату A8,2X,2F10.0,A5,2F10.0,A5,F10.0,110)

		Позиции строки
RLKOD	- Код линии	1 - 8
RELIN	- Суммарная длина линии, км	11 - 20
RPLIN	- Заданный режимный параметр (отпуск энергии, мощность, ток)	21 - 30
EDLIN	- Единица измерения RPLIN (мВт.ч , кВт , А)	31 - 35
RETR	- Суммарная мощность всех (системных и абонентских) трансформаторов, кВА	36 - 45
RPTR	- Режимный параметр	46 - 55
EDTR	- Единица измерения RPTR	56 - 60
SABTP	- Мощность абонентских трансформаторов, кВА	61 - 70

NTPO -Общее число трансформаторов, шт.

RLKOD	RELIN	RPLIN	EDLIN	RETR	RPTR	EDTR	SABTP	NTPO
Волга 1	4.15	23.14	A	476.00	23.14	A	25.00	4
Волга 2	4.15	23.14	A	476.00	23.14	A	25.00	4
Волга 3	4.15	23.14	A	476.00	23.14	A	25.00	4
Волга 4	4.15	23.14	A	476.00	23.14	A	25.00	4
Волга 5	4.15	23.14	A	476.00	23.14	A	25.00	4
Волга 6	4.15	23.14	A	476.00	23.14	A	25.00	4
Волга 7	4.15	23.14	A	476.00	23.14	A	25.00	4
Волга 8	4.15	23.14	A	476.00	23.14	A	25.00	4
Волга 9	4.15	23.14	A	476.00	23.14	A	25.00	4
Волга 10	4.15	23.14	A	476.00	23.14	A	25.00	4
Волга 11	4.15	23.14	A	476.00	23.14	A	25.00	4
Волга 12	4.15	23.14	A	476.00	23.14	A	25.00	4
Волга 13	4.15	23.14	A	476.00	23.14	A	25.00	4
Волга 14	4.15	23.14	A	476.00	23.14	A	25.00	4
Волга 15	4.15	23.14	A	476.00	23.14	A	25.00	4

Файл результатов REKVIS.RES

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ЭКВИВАЛЕНТНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ
 ЭНЕРГОСИСТЕМА - ЭНЕРГОСИСТЕМА
 ПРЕДПРИЯТИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ - ПЭС

Продолжение файла REKVIS.RES

Л И Н И И					Т Р А Н С Ф О Р М А Т О Р Ы				
НОМЕР	НАПРЯЖЕНИЕ	КОЛИЧЕСТВО	ОБЩАЯ ПРОТЯЖЕННОСТЬ	ЭКВИВАЛЕНТНОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ	ПОГРЕШНОСТЬ	КОЛИЧЕСТВО	УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ	ЭКВИВАЛЕНТНОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ	ПОГРЕШНОСТЬ
КВ	ЛЭП	КМ	ОМ	%	%	МВА	ОМ	%	%
10	351	7252.00	.0431	9.05	3821	555.95	.003768	.29	

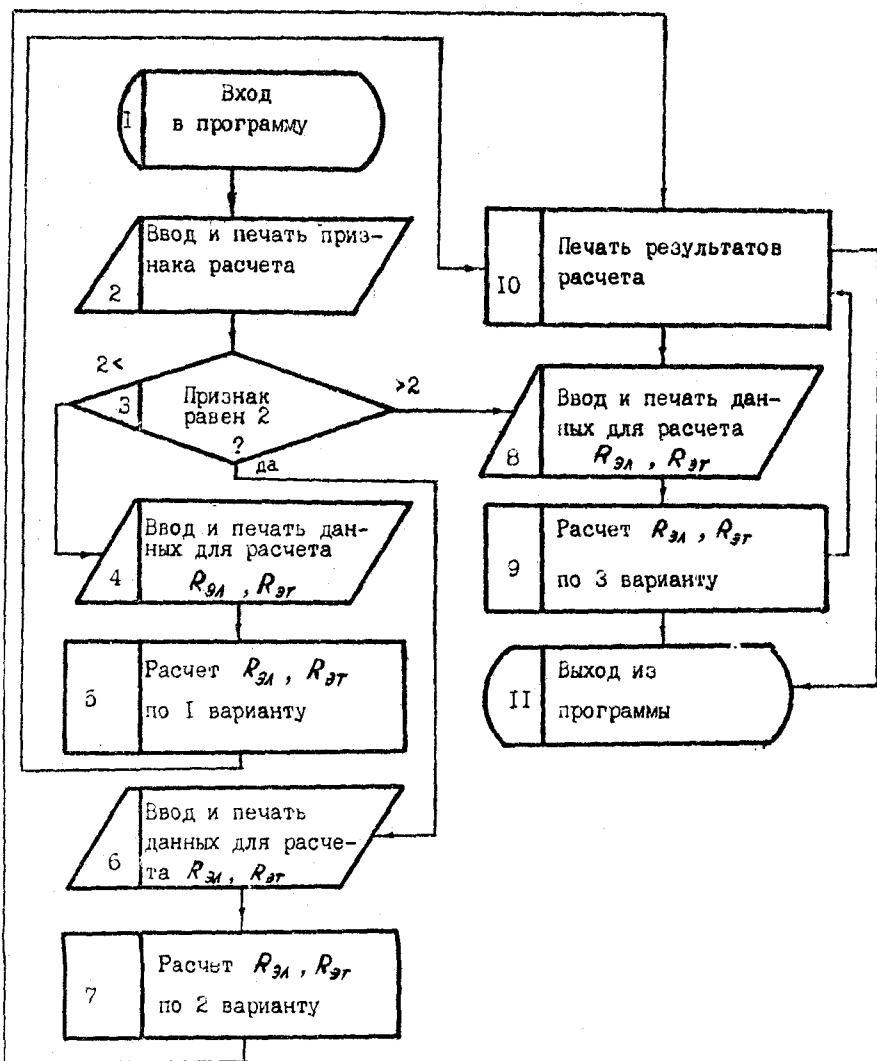


Рис. 1.5. Блок-схема программы PEKVIS расчета обобщенных эквивалентных сопротивлений

1.6. Программа TERAS расчета величины, оценки погрешностей и доверительных интервалов потерь электроэнергии в электрических сетях 6-10 кВ

TERAS. Назначение и краткая характеристика программы

Основное назначение программы /2/: расчет, оценка погрешностей и доверительных интервалов потерь электроэнергии в произвольной совокупности сетей 6(10) кВ рассматриваемого структурного подразделения энергосистемы (района, предприятия электрических сетей...). В качестве исходных данных (файлы TER10.DAT, TER6.DAT) в программе используются численные значения обобщенных эквивалентных сопротивлений линий и трансформаторов и погрешности их определения, рассчитанные по программе REKVIS, среднее эксплуатационное напряжение сети, а также в общем случае следующие режимные агрегированные (в целом по всей сети) параметры: отпуск активной и реактивной энергии в сеть (W_a, W_p), максимальные и минимальные мощности активной и реактивной нагрузки ($P_{\max}, P_{\min}, Q_{\max}, Q_{\min}$). В случае отсутствия некоторых из этих данных дополнительно задаются средневзвешенные значения коэффициентов реактивной мощности и формы графика суммарной нагрузки сети ($tg(\phi)$ и dr), а также время использования максимальной активной нагрузки сети (T_{\max}). По каждому режимному параметру в относительных единицах задается его погрешность. Если погрешность показателя не задана (или пропущена), она автоматически принимается в программе равной 5%. Расчеты могут выполняться отдельно для напряжения 6 и 10 кВ или совместно для 6-10 кВ. Результаты расчета печатаются в табличном виде отдельно для напряжений 6 и 10 кВ, а также совместно при 6-10 кВ (см., например, файл TER610.RES). В таблицах указываются: название структурного подразделения, номинальное напряжение, математические ожидания и доверительные интервалы потерь электроэнергии в линиях и трансформаторах (переменных и постоянных), суммарных потерь в сетях, в том числе переменных и постоянных. В частном случае программа TERAS может быть использована для оценки величины и структуры потерь в сети 6-10 кВ по отдельным распределительным линиям. В этом случае в качестве исходных в программе TERAS используются численные значения индивидуальных эквивалентных сопротивлений линий и трансформаторов, рассчи-

танные по программе REKVIN, а все агрегированные режимные характеристики задаются по каждой распределительной линии.

TERAS. Основные методические положения

Данные методические положения изложены применительно к оценке потерь по обобщенным эквивалентным сопротивлениям $R_{эл}$, $R_{эт}$. При определении технических потерь электроэнергии в распределительных сетях в условиях неполноты и недостоверности исходной информации целесообразно использовать обобщенное представление этих сетей и режимов их функционирования. При этом в электрических сетях указанного класса часто применяют представление распределительной линии одним эквивалентным сопротивлением / 1 - 2 /. Такой подход сохраняется и при расчете потерь в трансформаторах, подключенных к этой же распределительной линии. Дальнейшее развитие метод эквивалентного сопротивления получил при его использовании для эквивалентирования всех электрических сетей одного номинального напряжения рассматриваемого структурного подразделения энергосистемы / 2 /. И расчет численных значений обобщенных эквивалентных сопротивлений линий $R_{эл}$ и трансформаторов $R_{эт}$ распределительных сетей рассматриваемого структурного подразделения рекомендуется выполнять на основе линейных статистических моделей эквивалентных сопротивлений. Методика построения таких моделей приведена в / 2 /, а для проведения расчетов автором разработана соответствующая программа / 5 /. Зная $R_{эл}$ и $R_{эт}$ всей совокупности сетей линий рассматриваемого структурного подразделения, можно рассчитать потери электрической энергии. При этом в качестве режимных данных целесообразно использовать параметры, легко получаемые в информационном отношении и содержащиеся в соответствующих формах отчетности. Сформулированным условиям в наибольшей степени удовлетворяют методы расчета потерь электроэнергии, приведенные в работах / 3, 4 /. Эти методы рассчитаны на применение в условиях неполноты (или отсутствия) информации о графиках нагрузки. Они имеют более высокую точность, чем другие аналогичные методы, поскольку используют в качестве основного режимного параметра один из интегральных показателей режима - передаваемую электроэнергию или производные от нее величины: средние по времени ток или мощность. В большинстве практических случаев данные методы расчета потерь в разомкнутых электрических сетях обеспечивают погрешность не более 10% / 4 /. Исходя из изложенного, в основу алгоритма определения потерь электроэнергии в программе TERAS

положен метод / 4 /. Основные расчетные соотношения метода приведены ниже.

Суммарные потери электроэнергии в распределительных сетях одного номинального напряжения dW_C определяются суммой трех составляющих - нагрузочных (переменных) потерь в линиях $dW_{ЛН}$, трансформаторах $dW_{ТН}$ и потерь холостого хода (постоянных) в трансформаторах $dW_{ТХ}$:

$$dW_C = dW_{ЛН} + dW_{ТН} + dW_{ТХ}. \quad (1.10)$$

Переменные потери электрической энергии $dW_{ПП}$ могут быть определены по формуле

$$dW_{ПП} = \frac{R_0}{U_0^2} * (P_{\text{макс}} * \tau_a + Q_{\text{макс}} * \tau_p), \quad (1.11)$$

где R_0 - эквивалентное сопротивление линий или трансформаторов;

$P_{\text{макс}}, Q_{\text{макс}}$ - максимальное значение активной и реактивной мощности за расчетный период времени;

τ_a - время максимальных потерь от передачи активной мощности;

τ_p - то же, реактивной мощности;

U_0 - среднее эксплуатационное напряжение.

Выразим $P_{\text{макс}}$ и $Q_{\text{макс}}$ через потоки активной W_a и реактивной W_p энергии:

$$P_{\text{макс}} = \frac{W_a}{T_{\text{ма}}}, \quad Q_{\text{макс}} = \frac{W_p}{T_{\text{мр}}}, \quad (1.12)$$

где $T_{\text{ма}}$ - расчетная продолжительность максимума активной нагрузки;

$T_{\text{мр}}$ - расчетная продолжительность максимума реактивной нагрузки.

Подставляя значения P_m и Q_m , выраженные через W_a и W_p , в

формулу (1.11), получим:

$$dW_{пп} = \frac{R_a}{U_a^2} * \left(\frac{W_a}{T_{ма}} * \tau_a + \frac{W_p}{T_{мп}} * \tau_p \right), \quad (1.13)$$

Примем, что

$$da = \frac{\tau_a}{T_{ма}}, \quad dp = \frac{\tau_p}{T_{мп}}.$$

Тогда

$$dW_{пп} = \frac{R_a}{U_a^2} * (W_a * da + W_p * dp). \quad (1.14)$$

После простейших преобразований получим

$$dW_{пп} = \frac{R_a}{U_a^2} * W_a * (da + dp * tg(fi)). \quad (1.15)$$

Из приведенных методических положений видно, что все распределительные линии одного номинального напряжения можно представить в виде эквивалентной цепочки, состоящей из двух обобщенных эквивалентных сопротивлений - $R_{эл}$ и $R_{ат}$. Рассматривая все режимные параметры применительно к этой эквивалентной схеме с той же степенью обобщения, т.е. суммарный отпуск активной энергии в сеть W_a , среднее значение эксплуатационного напряжения шин U_a , коэффициенты реактивной мощности $tg(fi)$ и графиков нагрузки dr головных участков эквивалентруемых линий, запишем выражение для оценки потерь электроэнергии в линиях:

$$dW_{лн} = \frac{W_a^2 * [1 + (tg(fi))^2]}{(U_a)^2} * R_{эл} * dr. \quad (1.16)$$

Нагрузочные потери в трансформаторах определяются по величине $R_{\Sigma t}$ и формуле, аналогичной (1.16). В выражении (1.16) W_a может определяться, например, как сумма показаний электросчетчиков, фиксирующих энергию, переданную по головным участкам M линий $W_a = \sum (W_{a_i})$.

Величины $\overline{U_a}$, $\overline{tg(f_1)}$, \overline{dr} вычисляются как выборочные средние по формулам

$$\overline{U_a} = \frac{1}{M} \sum (U_{a_i}); \quad \overline{tg(f_1)} = \frac{1}{M} \sum (tg(f_{1_i})); \quad \overline{dr} = \frac{1}{M} \sum (dr_{1_i}).$$

Статистический анализ режимной информации электрических сетей напряжением 10 кВ одного сетевого предприятия позволил определить выборочные средние и средние квадратические отклонения интересующих параметров:

$$\overline{U_a} = 10.2 \text{ кВ}; \quad S_{U_a} = 0.067 \text{ кВ}; \quad \overline{tg(f_1)} = 0.55; \quad Stg(f_1) = 0.083; \\ \overline{dr} = 0.00015 \text{ 1/ч}; \quad S_{dr} = 0.00002 \text{ 1/ч}.$$

Формулы (1.13) и (1.14) используются для определения потерь электроэнергии как в линиях, так и трансформаторах распределительных сетей. Коэффициенты d_a и d_r зависят от формы графиков активной и реактивной нагрузки по продолжительности. Эти графики в распределительных сетях формируются под влиянием множества факторов и имеют обычно плавно убывающий вид. Для аппроксимации таких графиков рекомендуется использовать аналитические зависимости от времени вида:

$$P = P_{\max} - (P_{\max} - P_{\min}) \left(\frac{t}{t_{\phi}} \right)^{\gamma_a}, \quad (1.17)$$

$$Q = Q_{\max} - (Q_{\max} - Q_{\min}) \left(\frac{t}{t_{\phi}} \right)^{\gamma_p},$$

или

$$P = P_{\min} + (P_{\max} - P_{\min}) \left(1 - \frac{t}{t_{\phi}} \right)^{1/\gamma_a}, \quad (1.18)$$

$$Q = Q_{\min} - (Q_{\max} - Q_{\min}) * \left(1 - \frac{t}{t_{\phi}}\right)^{1/Y_{\phi}}$$

где $P_{\max}, Q_{\max}, P_{\min}, Q_{\min}$ - значения максимальных и минимальных нагрузок за расчетный период t_p ;
 t_{ϕ} - фактическое время работы сети .

Вспомогательные коэффициенты Y_a и Y_p определяются по формулам

$$Y_a = \frac{P_{\text{ср}} - P_{\text{мин}}}{P_{\text{макс}} - P_{\text{ср}}} , \quad (1.19)$$

$$Y_p = \frac{Q_{\text{ср}} - Q_{\text{мин}}}{Q_{\text{макс}} - Q_{\text{ср}}} . \quad (1.20)$$

Для выбора аппроксимирующих зависимостей вида (1.17) или (1.18) не требуется знать форму реального графика нагрузки по продолжительности . Достаточно иметь лишь величины $P_{\max}, Q_{\max}, P_{\min}, Q_{\min}, P_{\text{ср}}, Q_{\text{ср}}$, необходимые для расчета численных значений коэффициентов d_a и d_p . При этом, если $Y_a, Y_p > 1$, рекомендуется использовать формулы (1.17), а в случае $Y_a, Y_p < 1$ - зависимости вида (1.18). Численные значения коэффициентов d_a и d_p определяются в этих случаях по формулам

$$d_a = \left(1 + \frac{D_a}{2}\right) * \frac{1}{t_{\phi}} , \quad (1.21)$$

$$d_p = \left(1 + \frac{D_p}{2}\right) * \frac{1}{t_{\phi}} , \quad (1.22)$$

где D_a и D_p - дисперсии активной и реактивной мощности.

Величина D_a рассчитывается по одному из двух соотношений:

при $Y_{\alpha} > 1$

$$D_{\alpha} = \frac{(P_{\max} - P_{\text{ср}}) * (P_{\text{ср}} - P_{\min})}{P_{\max} - P_{\text{ср}} - 2 * P_{\min}}, \quad (1.23)$$

при $Y_{\alpha} < 1$

$$D_{\alpha} = \frac{(P_{\max} - P_{\text{ср}}) * (P_{\text{ср}} - P_{\min})}{2 * P_{\max} - P_{\text{ср}} - P_{\min}}. \quad (1.24)$$

Формулы для определения D_p такие же, только вместо соответствующих значений активной мощности в выражения (1.23, 1.24) подставляются значения реактивной мощности. Формулы (1.10-1.24) используются при расчете нагрузочных потерь электроэнергии в линиях и трансформаторах распределительной сети рассматриваемого структурного подразделения энергосистемы. Постоянные потери энергии $dW_{\text{тх}}$ в трансформаторах определяются по уравнению регрессии [2]:

$$dW_{\text{тх}} = (0.09356 * N_{\text{т}} + 2.3276 * S_{\text{тс}}) * t_{\phi}, \quad (1.25)$$

где $N_{\text{т}}$ - общее число системных трансформаторов в сети;

$S_{\text{тс}}$ - суммарная установленная мощность трансформаторов.

При известной погрешности расчета потерь холостого хода в трансформаторах $d(dW_{\text{тх}})$ среднеквадратическая погрешность расчета потерь электроэнергии по сети в целом $d(dW_{\text{с}})$ определяется по формуле

$$d(dW_{\text{с}}) = \sqrt{\frac{d(dW_{\text{лн}})^2}{2} + \frac{d(dW_{\text{тн}})^2}{2} + \frac{d(dW_{\text{тх}})^2}{2}}, \quad (1.26)$$

а соответствующий ей доверительный интервал расчетных значений потерь

$$dW_{\text{с}} [1 + T_t * (d(dW_{\text{с}}))],$$

где T_t - табличное значение критерия Стьюдента. В формуле (1.26): $d(dW_{\text{лн}})$, $d(dW_{\text{тн}})$ и $d(dW_{\text{тх}})$ - это погрешности расчета потерь электроэнергии соответственно в линиях и трансформаторах, которые считаются в программе по полученным аналитическим соотношениям в зависимости от заданных погрешностей исходных данных [2].

Программа предполагает использование формулы (1.15) и ориенти-

рована на работу в условиях неполноты исходной режимной информации. Для этого в зависимости от имеющейся информации предусмотрен автоматический выбор одного из 16 запрограммированных вариантов расчета, приведенных в табл. 1. В этой же таблице приведены ориентировочные численные данные для проведения отладочных расчетов.

Таблица 1.1

: N :	WAL :	WRL :	TGFL :	TMAL :	PMAXL :	PMINL :	QMAXL :	QMINL :	DSTATL :
: п/1 :	1 :	2 :	3 :	4 :	5 :	6 :	7 :	8 :	9 :
---	МВт*ч :	МВАр*ч :	о.е. :	ч :	МВт :	МВт :	МВАр :	МВАр :	1/ч :
---	475000 :	237500 :	0.5 :	4500 :	105.6 :	63.3 :	52.77 :	31.77 :	00015 :
: 1 :	+	+	-	-	+	+	+	+	-
: 2 :	+	+	-	-	+	+	+	-	-
: 3 :	+	+	-	-	+	+	-	-	-
: 4 :	+	+	-	-	+	-	-	-	-
: 5 :	+	+	-	+	-	-	-	-	-
: 6 :	+	-	-	-	-	-	-	-	+
: 7 :	+	-	+	-	+	+	+	+	-
: 8 :	+	-	+	-	+	+	+	-	-
: 9 :	+	-	+	-	+	+	-	-	-
:10 :	+	-	+	-	+	-	-	-	-
:11 :	+	-	+	+	-	-	-	-	-
:12 :	-	-	+	+	+	+	+	+	-
:13 :	-	-	+	+	+	+	+	-	-
:14 :	-	-	+	+	+	+	-	-	-
:15 :	-	-	+	+	+	-	-	-	-
:16 :	+	-	+	-	-	-	-	-	+

В табл. 1.1 "+" указывает на наличие информации, а "-" - на ее отсутствие. Предусмотренные варианты обеспечивают максимальную "живучесть" программы: для ее работы в предельном случае информационной необеспеченности необходимо задать лишь один из режимных параметров - отпуск активной энергии или максимальную активную нагрузку, а недостающая информация определяется по среднестатистическим данным с использованием корреляционных связей, которые заложены в программе. Естественно, что в этом случае погрешность расче-

та и величина доверительного интервала потерь будут наибольшими.

TERAS. Работа с программой

Программа TERAS может работать в режиме диалога и при считывании данных с магнитного диска (гибкого или жесткого).

Диалоговый режим работы программы TERAS

В диалоговом режиме программа последовательно запрашивает необходимые исходные данные. Пользователь набирает эти данные и после набора каждого из них нажимает клавишу "Ввод". Вместо отсутствующих данных перфорируются нули (это допускается). После набора исходной информации она записывается на магнитный диск. Если в данных есть ошибки, они могут быть исправлены уже в файле данных или при повторной работе в режиме диалога. Результаты расчета записываются в соответствующие файлы (имена файлов задаются пользователем).

Работа с программой TERAS при считывании данных с магнитного диска

В указанном режиме после вызова программы пользователю достаточно на запрос программы «наберите имя файла данных» набрать имя файла данных и затем имя файла результатов расчета.

Имена файлов данных для проведения контрольных расчетов следующие:

при расчете сети 6 кВ	TER6.DAT,	TER6.RES,
при расчете сети 10 кВ	TER10.DAT,	TER10.RES,
при расчете сети 6-10 кВ	TER610.DAT,	TER610.RES.

Файл данных TER6.DAT

ФАЙЛ ДАННЫХ ДЛЯ ПРОГРАММЫ TERAS	***** Минск, 1996 г. * Б Г П А * *****
---------------------------------	---

1 ESIS - Наименование энергосистемы (16 символов) - Минскэнерго

НОМИНАЛЬНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ(Одно из двух или два совместно)
 (Все числовые данные перфорируются с 61-й по 72-ю позиции
 включительно, единицы измерения - с 74-й)

1 UN10	- Номинальное напряжение	-	0. кВ
2 UN6	- Номинальное напряжение	-	6. кВ

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

ДАННЫЕ ПО ЛИНИЯМ

(23 показателя)

1 USRL	-Среднее эксплуатационное напряжение	-	10.40 кВ
2 DUSRL	-Погрешность USRL	-	.05 %
3 NLIN	-Общее число линий в рассчитываемой сети	-	351.00 шт.
4 RSTL	-Эквивалентное сопротивление линий	-	.04310 Ом
5 DREL	-Погрешность расчета RSTL	-	.05 %
6 WAL	-Отпуск активной энергии за время TRAS	-	475000.00 МВт.ч
7 DWAL	-Погрешность WAL	-	.05 %

Продолжение файла TER6.DAT

8	WRL	-Отпуск реактивной энергии	-	237500.00	МВар.ч
9	DWRL	-Погрешность WRL	-	.05	%
10	TGFL	-Средневзвешенный коэффициент реактивной нагрузки-		.00000	
11	DTGFL	-Погрешность TGFL	-	.05	%
12	TMAL	-Расчетная продолжительность максимума нагрузки	-	.00	ч
13	DTMAL	-Погрешность TMAL	-	.05	%
14	FMAXL	-Максимальное значение активной нагрузки	-	.00	МВт
15	DFMAXL	-Погрешность FMAXL	-	.05	%
16	FMINL	-Минимальное значение	-	.00	МВт
17	DFMINL	-Погрешность FMINL	-	.05	%
18	QMAXL	-Максимальное значение реактивной нагрузки	-	.00	МВар
19	DQMAXL	-Погрешность QMAXL	-	.05	%
20	QMINL	-Минимальное значение	-	.00	МВар
21	DQMINL	-Погрешность QMINL	-	.05	%
22	DSTATL	Статистическое значение коэффициента формы графика нагрузки (0.00015)	-	.00015	
23	DDSTATL	-Погрешность DSTATL	-	.05	%

ДАННЫЕ ПО ТРАНСФОРМАТОРАМ

(Всего 25 показателей)

1	USRT	-Среднее эксплуатационное напряжение	-	9.90	кВ
2	DUSRT	-Погрешность USRT	-	.05	%
3	NTR	-Общее число трансформаторов	-	3355.00	шт.

Продолжение файла TER6.DAT

4	RSTTR -Эквивалентное сопротивление тр-ров	-	.00380 Ом
5	DRETR -Погрешность расчета RSTTR	-	.05 %
6	WAT -Отпуск активной энергии	-	475000.00 МВт.ч
7	DWAT -Погрешность WAT	-	.05 %
8	WRT -Отпуск реактивной энергии	-	237500.00 МВАр.ч
9	DWRT -Погрешность WRT	-	.05 %
10	TGFT -Средневзвешенный коэффициент реактивной нагрузки-	-	.00000
11	DTGFT -Погрешность TGFT	-	.05 %
12	TMAT -Расчетная продолжительность максимума нагрузки	-	.00 ч
13	DTMAT -Погрешность TMAT	-	.05 %
14	PMAXT -Максимальное значение активной нагрузки	-	.00 МВт
15	DPMAXT-Погрешность PMAXT	-	.05 %
16	PMINT -Минимальное значение	-	.00 МВт
17	DPMINT-Погрешность PMINT	-	.05 %
18	QMAXT -Максимальное значение реактивной нагрузки	-	.00 МВАр
19	DQMAXT-Погрешность QMAXT	-	.05 %
20	QMINT -Минимальное значение	-	.00 МВАр
21	DQMINT-Погрешность QMINT	-	.05 %
22	DSTATT-Статистическое значение коэффициента формы графика нагрузки (0.00015)	-	.00015
23	DDSTAT-Погрешность DSTATT	-	.05 %
24	STRAN -Суммарная мощность системных трансформаторов	-	481.10 МВА
25	TRAS -Расчетный период	-	744.00 ч

Файл результатов TER6.RES

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 6-10 КВ
 ЭНЕРГОСИСТЕМА - Минскэнерго
 ПРЕДПРИЯТИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ - ПЭС - 2

```

-----
: НОМИ-:СТРУКТУРА:          П О Т Е Р И  Э Л Е К Т Р И Ч Е С К О Й  Э Н Е Р Г И И          :
: НАЛЬ-: -----
: НОЕ :РЕЗУЛЬТА-:ПЕРЕМЕННЫЕ:ДОВЕРИТ. ИНТЕРВАЛ:ПОГРЕШНОСТЬ:ПОСТОЯННЫЕ:ДОВЕРИТ. ИНТЕРВАЛ:ПОГРЕШНОСТЬ:
: НАПРЯ-: -----
: ЖЕНИЕ : ТОН : МВТ.4 :      МВТ.4      :      %      : МВТ.4 :      МВТ.4      :      %      :
: -----
:      : В :      :      :      :      :      :      :      :
:      : ТРАНСФОР-: 1640.2: 1164.8 - 2115.6: 14.49 : 1066.7:1060.7 - 1072.7: .28 :
:      : МАТОРАХ :      :      :      :      :      :      :      :
: -----
:      : В ЛИНИЯХ: 16857.7:11971.9 - 21743.6: 14.49 : ** :      ** :      ** :
:      :      :      :      :      :      :      :      :
: 6 -----
:      : СУММА :      :      :      :      :      :      :      :
: КВ : ПОТЕРЬ : 18497.9:10916.0 - 26079.9: 20.49 : 1066.7:1060.7 - 1072.7: .28 :
:      : ПО ВИДАМ :      :      :      :      :      :      :      :
: -----
:      : ВСЕГО : 19564.6:11544.8 - 27584.5: 20.50 : ** :      ** :      ** :
-----

```

ПРОЦЕНТ ПОТЕРЬ В СЕТИ 6 КВ

ОТПУСК ЭНЕРГИИ В СЕТЬ	-	475000.0 МВТ*Ч		
ПРОПУСК ЭНЕРГИИ ЧЕРЕЗ ТРАНСФОРМАТОРЫ	-	475000.0 МВТ*Ч		
НАГРУЗОЧНЫЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЛИНИЯХ	-	16857.7 МВТ*Ч	ИЛИ	3.55 %
НАГРУЗОЧНЫЕ ПОТЕРИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ	-	1640.2 МВТ*Ч		.35 %
СУММАРНЫЕ НАГРУЗОЧНЫЕ ПОТЕРИ	-	18497.9 МВТ*Ч		3.89 %
ПОТЕРИ В СТАЛИ ТРАНСФОРМАТОРОВ	-	1066.7 МВТ*Ч		.22 %
СУММАРНЫЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	-	19564.6 МВТ*Ч		4.12 %

Файл данных TER10.DAT

ФАЙЛ ДАННЫХ ДЛЯ ПРОГРАММЫ TERAS

Минск.1995 г.

* В Г П А *

- | | | |
|--|---|-------------|
| 1 ESIS - Наименование энергосистемы (16 символов) | - | Минскэнерго |
| 2 JUST - Участок сети (16 символов) | - | ЦЭС - 2 |

НОМИНАЛЬНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ(Одно из двух или два совместно)
 (Все числовые данные перфорируются с 61-й по 72-ю позиции
 включительно, единицы измерения - с 74-й)

- | | | |
|---------------------------------|---|--------|
| 1 UN10 - Номинальное напряжение | - | 10. кВ |
| 2 UN6 - Номинальное напряжение | - | 0. кВ |

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ
--

ДАННЫЕ ПО ЛИНИЯМ

(23 показателя)

1	USRL	-Среднее эксплуатационное напряжение	-	10.40	кВ
2	DUSRL	-Погрешность USRL	-	.05	%
3	NLIN	-Общее число линий в рассчитываемой сети	-	351.00	шт.
4	RSTL	-Эквивалентное сопротивление линий	-	.04310	Ом
5	DREL	-Погрешность расчета RSTL	-	.05	%
6	WAL	-Отпуск активной энергии за время TRAS	-	475000.00	МВт.ч
7	DWAL	-Погрешность WAL	-	.05	%
8	WRL	-Отпуск реактивной энергии	-	237500.00	МВАр.ч
9	DWRL	-Погрешность WRL	-	.05	%
10	TGFL	-Средневзвешенный коэффициент реактивной нагрузки	-	.00000	
11	DTGFL	-Погрешность TGFL	-	.05	%
12	TMAL	-Расчетная продолжительность максимума нагрузки	-	.00	ч
13	DTMAL	-Погрешность TMAL	-	.05	%
14	FMAXL	-Максимальное значение активной нагрузки	-	.00	МВт
15	DFMAXL	-Погрешность FMAXL	-	.05	%
16	FMINL	-Минимальное значение	-	.00	МВт
17	DFMINL	-Погрешность FMINL	-	.05	%

Продолжение файла TER10.DAT

18	QMAXL -Максимальное значение реактивной нагрузки	-	.00	МВАр
19	DQMAXL -Погрешность QMAXL	-	.05	%
20	QMINL -Минимальное значение	-	.00	МВАр
21	DQMINL -Погрешность QMINL	-	.05	%
22	DSTATL -Статистическое значение коэффициента формы графика нагрузки (0.00015)	-	.00015	
23	DDSTATL -Погрешность DSTATL	-	.05	%

ДАнные по трансформаторам

(Всего 25 показателей)

1	USRT -Среднее эксплуатационное напряжение	-	9.90	кВ
2	DUSRT -Погрешность USRT	-	.05	%
3	NTR -Общее число трансформаторов	-	3355.00	шт.
4	RSTTR -Эквивалентное сопротивление тр-ров	-	.00380	Ом
5	DRETR -Погрешность расчета RSTTR	-	.05	%
6	WAT -Отпуск активной энергии	-	475000.00	МВт.ч
7	DWAT -Погрешность WAT	-	.05	%
8	WRT -Отпуск реактивной энергии	-	237500.00	МВАр.ч
9	DWRT -Погрешность WRT	-	.05	%
10	TGFT -Средневзвешенный коэффициент реактивной нагрузки	-	.00000	
11	DTGFT -Погрешность TGFT	-	.05	%
12	TMAT -Расчетная продолжительность максимума нагрузки	-	.00	ч
13	DTMAT -Погрешность TMAT	-	.05	%

94

Продолжение файла TER10.DAT

14	FMAXT -Максимальное значение активной нагрузки	-	.00	МВт
15	DFMAXT-Погрешность FMAXT	-	.05	%
16	FMINT -Минимальное значение	-	.00	МВт
17	DFMINT-Погрешность FMINT	-	.05	%
18	QMAXT -Максимальное значение реактивной нагрузки	-	.00	МВАр
19	DQMAXT-Погрешность QMAXT	-	.05	%
20	QMINT -Минимальное значение	-	.00	МВАр
21	DQMINT-Погрешность QMINT	-	.05	%
22	DSTAT-Статистическое значение коэффициента формы графика нагрузки (0.00015)	-	.00015	
23	DDSTAT-Погрешность DSTAT	-	.05	%
24	STRAN -Суммарная мощность системных трансформаторов	-	481.10	МВА
25	TRAS -Расчетный период	-	744.00	ч

Файл результатов TER10.RES

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ

ЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 6-10 КВ

ЭНЕРГОСИСТЕМА

- Минскэнерго

ПРЕДПРИЯТИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ - ПЭС - 2

ПОТЕРИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ									
НОМИНАЛЬНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ: ПЕРЕМЕННЫЕ: ДОВЕРИТЕЛЬНОСТЬ: ИНТЕРВАЛ: ПОГРЕШНОСТЬ: ПОСТОЯННЫЕ: ДОВЕРИТЕЛЬНОСТЬ: ИНТЕРВАЛ: ПОГРЕШНОСТЬ:									
НАПРЯЖЕНИЕ	ТОВ	МВт.4	МВт.4	%	МВт.4	МВт.4	%		
	В								
	ТРАНСФОРМАТОРАХ	1640.2:1164.3	-	2115.6:	14.49	1066.7:1060.7	-	1072.7:	.28
	В ЛИНИЯХ	16857.7:11971.9	-	21743.6:	14.49	**		**	**
10	СУММА								
КВ	ПОТЕРЬ	18497.9:10916.0	-	26079.9:	20.49	1066.7:1060.7	-	1072.7:	.28
	ПО ВИДАМ								
	ВСЕГО	19564.6:11544.8	-	27584.5:	20.50	**		**	**

ПРОЦЕНТ ПОТЕРЬ В СЕТИ 10 КВ

ОТПУСК ЭНЕРГИИ В СЕТЬ	-	475000.0 МВт*Ч	
ПРОПУСК ЭНЕРГИИ ЧЕРЕЗ ТРАНСФОРМАТОРЫ	-	475000.0 МВт*Ч	
НАГРУЗОЧНЫЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЛИНИЯХ	-	16857.7 МВт*Ч	ИЛИ 3.55 %
НАГРУЗОЧНЫЕ ПОТЕРИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ	-	1640.2 МВт*Ч	.35 %
СУММАРНЫЕ НАГРУЗОЧНЫЕ ПОТЕРИ	-	18497.9 МВт*Ч	3.89 %
ПОТЕРИ В СТАЛИ ТРАНСФОРМАТОРОВ	-	1066.7 МВт*Ч	.22 %
СУММАРНЫЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	-	19564.6 МВт*Ч	4.12 %

Файл данных TER610.DAT

```

*****
| ФАЙЛ ДАННЫХ ДЛЯ ПРОГРАММЫ TERAS |
*****

```

* Минск. 1995 г. *

* Б Р П А *

- 1 ESIS - Наименование энергосистемы (16 символов) - Минскэнерго
 2 UST - Участок сети (16 символов) - ПЭС - 2

НОМИНАЛЬНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ (Одно из двух или два совместно)
 (Все числовые данные перфорируются с 61-й по 72-ю позиции
 включительно, единицы измерения - с 74-й)

- 1 UN10 - Номинальное напряжение - 10. кВ
 2 UN6 - Номинальное напряжение - 6. кВ

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ
--

ДАННЫЕ ПО ЛИНИЯМ

(23 показателя)

1	USRL	-Среднее эксплуатационное напряжение	-	10.40	кВ
2	DUSRL	-Погрешность USRL	-	.00	%
3	NLIN	-Общее число линий в рассчитываемой сети	-	351.00	шт.
4	RSTL	-Эквивалентное сопротивление линий	-	.04810	Ом
5	DREL	-Погрешность расчета RSTL	-	.00	%
6	WAL	-Отпуск активной энергии за время TRAS	-	475000.00	МВт.ч
7	DWAL	-Погрешность WAL	-	.00	%
8	WRL	-Отпуск реактивной энергии	-	237500.00	МВАр.ч
9	DWRL	-Погрешность WRL	-	.00	%
10	TGFL	-Средневзвешенный коэффициент реактивной нагрузки	-	.00000	
11	DTGFL	-Погрешность TGFL	-	.00	%
12	TMAL	-Расчетная продолжительность максимума нагрузки	-	.00	ч
13	DTMAL	-Погрешность TMAL	-	.00	%
14	FMAXL	-Максимальное значение активной нагрузки	-	.00	МВт
15	DFMAXL	-Погрешность FMAXL	-	.00	%
16	FMINL	-минимальное значение	-	.00	МВт
17	DFMINL	-Погрешность FMINL	-	.00	%

18	QMAXL -Максимальное значение реактивной нагрузки	-	.00	MVar
19	DCMAXL-Погрешность QMAXL	-	.00	%
20	QMINL -Минимальное значение	-	.00	MVar
21	DQMINL-Погрешность QMINL	-	.00	%
22	DSTATL-Статистическое значение коэффициента формы графика нагрузки (0.00015)	-	.00015	
23	DDSTATL-Погрешность DSTATL	-	.00	%

ДАННЫЕ ПО ТРАНСФОРМАТОРАМ

(Всего 25 показателей)

1	USRT -Среднее эксплуатационное напряжение	-	9.90	kV
2	DUSRT -Погрешность USRT	-	.00	%
3	NTR -Общее число трансформаторов	-	3355.00	шт.
4	RSTTR -Эквивалентное сопротивление тр-ров	-	.00360	Om
5	DRETR -Погрешность расчета RSTTR	-	.00	%
6	WAT -Отпуск активной энергии	-	475000.00	MВт.ч
7	DWAT -Погрешность WAT	-	.00	%
8	WRT -Отпуск реактивной энергии	-	237500.00	MVar.ч
9	DWRT -Погрешность WRT	-	.00	%
10	TGFT -Средневзвешенный коэффициент реактивной нагрузки	-	.00000	
11	DTGFT -Погрешность TGFT	-	.00	%
12	TMAT -Расчетная продолжительность максимума нагрузки	-	.00	ч
13	DTMAT -Погрешность TMAT	-	.00	%

Продолжение файла TER610.DAT

14 PMAXT -Максимальное значение активной нагрузки	-	.00 МВт
15 DPMAXT-Погрешность PMAXT	-	.00 %
16 FMINT -Минимальное значение	-	.00 МВт
17 DFMINT-Погрешность FMINT	-	.00 %
18 QMAXT -Максимальное значение реактивной нагрузки	-	.00 МВАР
19 DQMAXT-Погрешность QMAXT	-	.00 %
20 QMINT -Минимальное значение	-	.00 МВАР
21 DQMINT-Погрешность QMINT	-	.00 %
22 DSTAT-Статистическое значение коэффициента формы графика нагрузки (0.00015)	-	.00015
23 DDSTAT-Погрешность DSTAT	-	.00 %

24 STRAN -Суммарная мощность системных трансформаторов	-	481.10 МВА
25 TRAS -Расчетный период	-	744.00 ч

ФАЙЛ ДАННЫХ ДЛЯ ПРОГРАММЫ TERAS

1 ESIS - Наименование энергосистемы (16 символов)	-	Минскэнерго
2 UST - Участок сети (16 символов)	-	ПЭС - 2

НОМИНАЛЬНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ(Одно из двух или два совместно)
(Все числовые данные перфорируются с 61-й по 72-ю позиции
включительно, единицы измерения - с 74-й)

1	UN10 - Номинальное напряжение	-	10. кВ
2	UN6 - Номинальное напряжение	-	6. кВ

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ
--

ДАННЫЕ ПО ЛИНИЯМ

(23 показателя)

1	USRL -Среднее эксплуатационное напряжение	-	10.40 кВ
2	DUSRL -Погрешность USRL	-	.00 %
3	NLIN -Общее число линий в рассчитываемой сети	-	351.00 шт.
4	RSTL -Эквивалентное сопротивление линий	-	.04310 Ом
5	DREL -Погрешность расчета RSTL	-	.00 %
6	WAL -Отпуск активной энергии за время TRAS	-	475000.00 МВт.ч
7	DWAL -Погрешность WAL	-	.00 %
8	WRL -Отпуск реактивной энергии	-	237500.00 МВар.ч
9	DWRL -Погрешность WRL	-	.00 %
10	TGFL -Средневзвешенный коэффициент реактивной нагрузки	-	.00000
11	DTGFL -Погрешность TGFL	-	.00 %
12	TMAL -Расчетная продолжительность максимума нагрузки	-	.00 ч
13	DTMAL -Погрешность TMAL	-	.00 %
14	FMAXL -Максимальное значение активной нагрузки	-	.00 МВт

Продолжение файла TER610.DAT

15	DPMAXL-Погрешность PMAXL	-	.00 %
16	PMINL -Минимальное значение	-	.00 MBт
17	DPMINL-Погрешность PMINL	-	.00 %
18	QMAXL -Максимальное значение реактивной нагрузки	-	.00 MВар
19	DQMAXL-Погрешность QMAXL	-	.00 %
20	QMINL -Минимальное значение	-	.00 MВар
21	DQMINL-Погрешность QMINL	-	.00 %
22	DSTATL-Статистическое значение коэффициента формы графика нагрузки (0.00015)	-	.00015
23	DDSTATL-Погрешность DSTATL	-	.00 %

ДАННЫЕ ПО ТРАНСФОРМАТОРАМ

(Всего 25 показателей)

1	USRT -Среднее эксплуатационное напряжение	-	9.90 кВ
2	DUSRT -Погрешность USRT	-	.00 %
3	NTR -Общее число трансформаторов	-	3355.00 шт.
4	RSTTR -Эквивалентное сопротивление тр-ров	-	.00380 Ом
5	DRETR -Погрешность расчета RSTTR	-	.00 %
6	WAT -Отпуск активной энергии	-	475000.00 МВт.ч
7	DWAT -Погрешность WAT	-	.00 %
8	WRT -Отпуск реактивной энергии	-	237500.00 MВар.ч
9	DWRT -Погрешность WRT	-	.00 %
10	TGFT -Средневзвешенный коэффициент реактивной нагрузки-	-	.00000

Продолжение файла TER610.DAT

11	DTGFT -Погрешность TGFT	-	.00 %
12	TMAT -Расчетная продолжительность максимума нагрузки	-	.00 ч
13	DTMAT -Погрешность TMAT	-	.00 %
14	PMAXT -Максимальное значение активной нагрузки	-	.00 МВт
15	DFMAXT-Погрешность PMAXT	-	.00 %
16	PMINT -Минимальное значение	-	.00 МВт
17	DPMINT-Погрешность PMINT	-	.00 %
18	QMAXT -Максимальное значение реактивной нагрузки	-	.00 МВАр
19	DQMAXT-Погрешность QMAXT	-	.00 %
20	QMINT -Минимальное значение	-	.00 МВАр
21	DQMINT-Погрешность QMINT	-	.00 %
22	DSTAT-Статистическое значение коэффициента формы графика нагрузки (0.00015)	-	.00015
23	DDSTAT-Погрешность DSTAT	-	.00 %
24	STRAN -Суммарная мощность системных трансформаторов	-	481.10 МВА
25	TRAS -Расчетный период	-	744.00 ч

Файл результатов TER610.RES

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ

ЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 6-10 КВ

ЭНЕРГОСИСТЕМА

- Минскэнерго

ПРЕДПРИЯТИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ - ПЭС - 2

НОМИНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА:		ПОТЕРИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ					
НАЗВАНИЕ:							
НОМЕР:		РЕЗУЛЬТАТ ПЕРЕМЕННЫЕ: ДОВЕРИТЕЛЬНОСТЬ ИНТЕРВАЛ: ПОГРЕШНОСТЬ ПОСТОЯННЫЕ: ДОВЕРИТЕЛЬНОСТЬ ИНТЕРВАЛ: ПОГРЕШНОСТЬ:					
НАПРЯЖЕНИЕ:							
ТОП	МВт.4	МВт.4	%	МВт.4	МВт.4	%	
В							
ТРАНСФОРМАТОРАХ	1640.2:1164.8	- 2115.6	14.49	1066.7:1060.7	- 1072.7	.28	
В ЛИНИЯХ	16857.7:11971.9	- 21743.6	14.49	**	**	**	
10							
СУММА							
КВ ПОТЕРЬ	18497.9:10916.0	- 26079.9	20.49	1066.7:1060.7	- 1072.7	.28	
ПО ВИДАМ							
ВСЕГО	19564.6:11544.8	- 27584.5	20.50	**	**	**	
ТРАНСФОРМАТОРАХ	1640.2:1164.8	- 2115.6	14.49	1066.7:1060.7	- 1072.7	.28	
МТОРАХ							

Продолжение файла TER610.RES

:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
:	:	В ЛИНИЯХ:	16857.7:11971.9 - 21743.8:	14.49	:	**	:	**	:
:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
:	6	-----							
:	:	СУММА	:	:	:	:	:	:	:
:	КВ	ПОТЕРЬ	18497.9:10916.0 - 26079.9:	20.49	:	1066.7:1060.7	-	1072.7:	.28
:	:	ПО ВИДАМ	:	:	:	:	:	:	:
:	:	-----							
:	:	ВСЕГО	19564.6:11544.8 - 27584.5:	20.50	:	**	:	**	:
:	:	-----							
:	:	ТРАНСФОР-	3280.4:1935.9 - 4625.0:	20.49	:	2133.3:2124.8	-	2141.9:	.20
:	:	МАТОРАХ	:	:	:	:	:	:	:
:	:	-----							
:	:	В ЛИНИЯХ:	33715.5:19896.2 - 47534.7:	20.49	:	**	:	**	:
:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
:	6-10	-----							
:	:	СУММА	:	:	:	:	:	:	:
:	КВ	ПОТЕРЬ	36995.9:15551.0 - 59440.8:	28.98	:	2133.3:2124.8	-	2141.9:	.20
:	:	ПО ВИДАМ	:	:	:	:	:	:	:
:	:	-----							
:	:	ВСЕГО	39129.2:16445.6 - 61812.9:	28.99	:	**	:	**	:
:	:	-----							

ПРОЦЕНТ ПОТЕРЬ В СЕТИ 6-10 КВ

ОТПУСК ЭНЕРГИИ В СЕТЬ	-	950000.0 МВТ*Ч		
ПРОПУСК ЭНЕРГИИ ЧЕРЕЗ ТРАНСФОРМАТОРЫ	-	950000.0 МВТ*Ч		
НАГРУЗОЧНЫЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЛИНИЯХ	-	33715.5 МВТ*Ч	ИЛИ	3.55 %
НАГРУЗОЧНЫЕ ПОТЕРИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ	-	3260.4 МВТ*Ч		.36 %
СУММАРНЫЕ НАГРУЗОЧНЫЕ ПОТЕРИ	-	36995.9 МВТ*Ч		3.89 %
ПОТЕРИ В СТАЛИ ТРАНСФОРМАТОРОВ	-	2133.3 МВТ*Ч		.22 %
СУММАРНЫЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	-	39129.2 МВТ*Ч		4.12 %

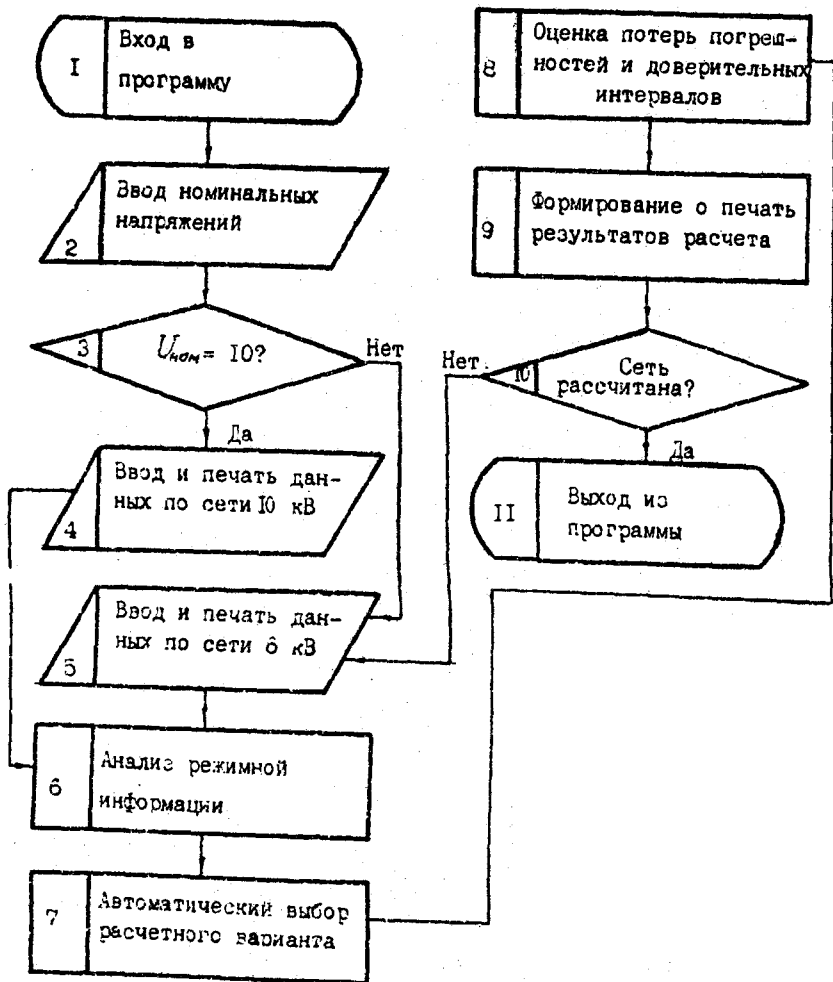


Рис. 1.6. Блок-схема программы *TERAS*

2. АЛГОРИТМЫ И ПРОГРАММЫ ДЛЯ ОЦЕНКИ РЕЖИМОВ И ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАЗОМКНУТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ НА ОСНОВЕ ДЕТЕРМИНИРОВАННЫХ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

2.1 Программа REGIMR расчета режимов и обобщенных эквивалентных сопротивлений разомкнутых электрических сетей 6-220 кВ

REGIMR. Назначение и краткая характеристика программы

Программа REGIMR предназначена для оценки и анализа режимов обобщенных эквивалентных сопротивлений разомкнутых электрических сетей 6-220 кВ. Предусмотрен одновременный расчет сетей различных номинальных напряжений - 6, 10, 20, 35, 110, 150, 220 и 230 кВ без приведения сопротивлений линий и трансформаторов к одной ступени напряжения.

В качестве исходной информации (см. распечатку исходных данных в файле REGIMR.DAT) принята структура данных, аналогичная используемой в настоящее время в программах расчета замкнутых электрических сетей.

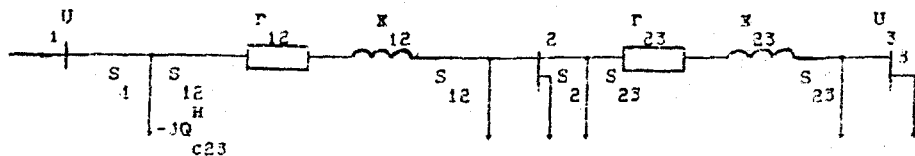
Результаты расчета по программе (файл REGIMR.RES) выдаются по каждому номинальному напряжению отдельно. В них включены традиционные результаты расчета по участкам (номера начал и концов ветвей, потоки активной и реактивной мощности в начале и конце участков, нагрузочные потери мощности в именованных и относительных единицах, потери на корону) и узлах сети (номер узла, модуль напряжения и угол, активные и реактивные нагрузки, генерации и потери холостого хода).

Кроме того, печатаются суммарные потери мощности и их структура, а также обобщенные эквивалентные сопротивления линий и трансформаторов. Последние определяются по отношению к различным потокам мощности - к току на данном номинальном напряжении и по отношению к потокам всех номинальных напряжений более высокого порядка.

REGIMR. Основные методические сведения

Расчеты режимов разомкнутых электрических сетей 6-220 кВ выпол-

а) 1-й этап $S \begin{matrix} H & K \\ KJ & KJ \end{matrix}$ при $U = U_{ном}$



б) 2-й этап U по $S \begin{matrix} H \\ K \end{matrix}$ и $R1$

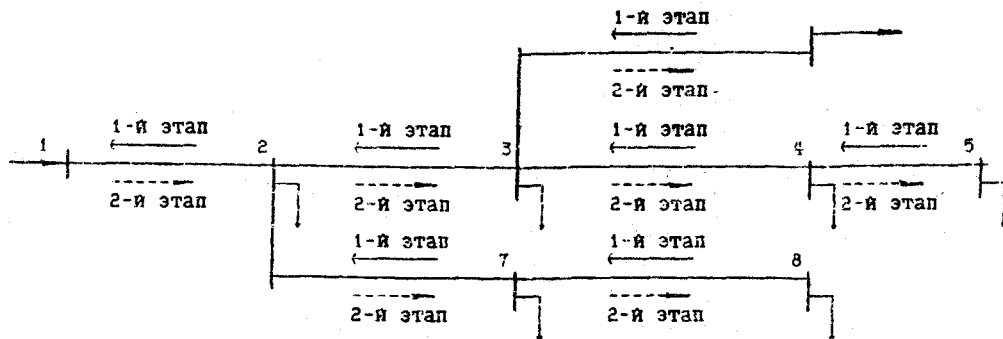


Рис. 2.1

няются, как правило, при заданных : напряжении источника питания и постоянных значениях нагрузок на стороне низшего напряжения понижающих потребительских подстанций. Именно такой способ задания наиболее отвечает условиям эксплуатации и характерен для рассматриваемых электрических сетей.

Режим разомкнутой электрической сети при задании указанных режимных параметров рассчитывается обычно в два этапа . На первом этапе (снизу вверх) определяются потоки и потери мощности в линиях и трансформаторах от нагрузок до источника питания. На втором этапе (сверху вниз) вычисляются напряжения в узлах от источника питания до нагрузок. Процедура повторяется до получения заданной точности расчета.

Рассмотрим методику расчета разомкнутой сети на примере двух участков линий (рис.2.1а). Заданы : мощности нагрузок $S_2=P_2-jQ_2$ и $S_3=P_3-jQ_3$, сопротивления и проводимости линий : $Z_{12}=R_{12}+jX_{12}$, b_{12} , $Z_{23}=R_{23}+jX_{23}$, b_{23} и напряжение источника питания U_1 . Требуется определить : неизвестные напряжения в узлах U_2 , U_3 , потоки S_1 , $S_{12н}$, $S_{12к}$, $S_{2н}$, $S_{23н}$, $S_{23к}$ и потери мощности dS_{12} и dS_{23} .

1-й этап расчета. Принимаем значения напряжений во всех узлах равными номинальному $U_{ном}$ и последовательно определяем зарядную мощность, потоки и потери мощности на участках :

$$jQ_{c23к} = U_{ном}^2 * j(b_{23}/2) , \quad (2.1)$$

$$S_{23к} = S_3 + jQ_{c23к}, \quad (2.2) \quad dS_{23} = S_{23к}^2 * Z_{23} / U_{ном}^2 , \quad (2.3)$$

$$S_{23н} = S_{23к} + dS_{23} , \quad (2.4)$$

$$S_2 = S_{23н} + jQ_{c23н} , \quad (2.5)$$

$$jQ_{c12к} = U_{ном}^2 * j(b_{12}/2) , \quad (2.6)$$

$$S_{12к} = S_2 + jQ_{c12к} , \quad (2.7) \quad dS_{12} = S_{12к}^2 * Z_{12} / U_{ном}^2 , \quad (2.8)$$

$$S_{12H} = S_{12K} + dS_{12} , \quad (2.9)$$

$$S_1 = S_{12H} + jQ_{c12H} . \quad (2.10)$$

Найденные на первом этапе потоки и потери мощности будут приближенными, т.к. найдены по Uном.

2-й этап расчета. Определяем напряжения U_2 , U_3 в узлах от источника питания к нагрузке S_3 . При этом используем потоки мощности, найденные на первом этапе :

$$dU_{12H} = \frac{P_{12H} * R_{12} + Q_{12H} * X_{12}}{U_1} , \quad (2.11)$$

$$ddU_{12H} = \frac{P_{12H} * X_{12} - Q_{12H} * R_{12}}{U_1} , \quad (2.12)$$

$$U_2 = U_1 - dU_{12H} - jddU_{12H} , \quad (2.13)$$

$$|U_2| = \sqrt{(U_1 - dU_{12H})^2 + (ddU_{12H})^2} , \quad (2.14)$$

$$tg(\delta) = \frac{ddU_{12H}}{U_1 - dU_{12H}} . \quad (2.15)$$

Аналогично выполняется расчет для U_3 .

Напряжения U_1 и U_3 вычислены неточно, т.к. найдены по приближенным значениям потоков мощностей. Для уточнения расчетов можно выполнить второй шаг, т.е. повторить оба этапа.

Приведенные методические сведения положены в основу алгоритма программы REGIMR расчета режимов разомкнутых электрических сетей 6-220 кВ произвольной конфигурации (см. рис.2.1,6). Расчеты выполняются в два этапа. Второй этап является завершающим и заканчивается при достижении заданной пользователем точности расчета по напряжению.

В программе могут учитываться статические характеристики нагрузок по напряжению $P_{Н*}(U_*)$, $Q_{Н*}(U_*)$ и удельные потери $dP_{К*}(U_*)$ мощности на корону. Они описываются полиномами вида :

$$P_{Н*}(U_*) = A_0 + A_1 * U_* + A_2 * U_*^2, \quad (2.16)$$

$$Q_{Н*}(U_*) = B_0 + B_1 * U_* + B_2 * U_*^2, \quad (2.17)$$

$$dP_{К*}(U_*) = C_0 + C_1 * U_* + C_2 * U_*^2 + C_3 * U_*^3 + C_4 * U_*^4. \quad (2.18)$$

Здесь $U_* = U/U_{ном}$, где U - фактическое значение напряжения в узле, отличное от $U_{ном}$;

$A_0, A_1, A_2, B_0, B_1, B_2, C_0, C_1, C_2, C_3, C_4$ - коэффициенты полиномов.

Значения коэффициентов вводятся пользователем (одновременно могут работать до пяти характеристик - как статических, так и для короны) или считываются заложенные в программе.

Статические характеристики по напряжению работают только в тех узлах, где они заданы. Потери на корону учитываются для выделенных ветвей.

Расчет обобщенных эквивалентных сопротивлений

Обобщенные эквивалентные сопротивления линий $R_{эл}$ и трансформаторов $R_{эт}$ в программе REGIMR определяются по каждой ступени номинального напряжения по формуле вида

$$R_{э} = \frac{\sum (P_i * R_{эi})}{(\sum (P_i))^2}, \quad (2.19)$$

где i - индекс одной разветвленной линии;
 P_i - режимный параметр (энергия, мощность или ток);
 $R_{эi}$ - эквивалентное сопротивление линии (или трансформаторов), вычисленное по формуле

$$P_{ai} = \frac{dP_i}{3 \cdot (I_{ryi})^2 \cdot (I_{ryi})}$$

где dP_i - активные потери мощности в i-й линии (трансформаторах).

REGIMR. Описание переменных

- ESIS - Наименование энергосистемы
- UST - Наименование участка
- NUNOM - Число номинальных напряжений в сети
- UNOM - Вектор номинальных напряжений
- NBU - Номер балансирующего узла
- UBY - Модуль напряжения в балансирующем узле , кВ
- EPSU - Точность расчета по напряжению , кВ
- NMAS - Номер массива исходных данных
- AO, A1, A2, BO, B1, B2, CO, C1, C2, C3, C4 - коэффициенты полиномов для учета статических характеристик нагрузки по напряжению и удельных потерь на корону
- NCXH - Вектор номеров статических характеристик
- NPK - Вектор номеров полиномов для учета потерь на корону
- NPV - Номер начала ветви
- NQV - Номер конца ветви
- RPQ - Активное сопротивление ветви, Ом
- XPQ - Реактивное сопротивление ветви, Ом
- YPCQ - Емкостная проводимость ветви в микросименсах
- TK1 - Модуль коэффициента трансформации трансформатора (отношение высшего напряжения к низшему)
- TK2 - Аргумент коэффициента трансформации трансформатора, град.

УЗЛН

- NCXH - Вектор номеров статистических характеристик нагрузки
- NY - Номер узла
- UNOM - Номинальное напряжение узла, кВ
- PH1 - Активная потребляемая мощность узла, МВт
- QH1 - Реактивная потребляемая мощность узла, МВАр
- PG1 - Активная генерируемая мощность узла, МВт
- QG1 - Реактивная генерируемая мощность узла, МВАр
- DFXX - Активные потери мощности холостого хода, МВт

REGIMR. Правила подготовки данных

В исходных данных выделяются :

- общая информация;
- информация о статических характеристиках нагрузки и удельных потерях на корону ;
- информация о ветвях ;
- информации об узлах .

Все данные перфорируются в бесформатном виде, т.е. через запятую или не менее чем через один пробел (см. файл REGIMR.DAT).

Общая информация
(4 строки)

ESIS	-	1 строка
UST	-	2 строка
NUNOM UNOM(1)UNOM(NUNOM)	-	3 строка
NBU UBY EPSU	-	4 строка

Информация о статических характеристиках
нагрузки и удельных потерях на корону

Информация о статических характеристиках нагрузки и удельных потерях на корону всегда состоит из десяти строк. Первые пять строк занимают коэффициенты полиномов для учета статических характеристик нагрузки по напряжению, в следующих пяти строках перфорируются коэффициенты полиномов для учета потерь на корону.

Если коэффициенты какого-либо полинома не перфорируются, а берутся из программы, то данная строка должна выглядеть следующим образом:

1 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
(для статических характеристик)

или

1 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
(для потерь на корону).

Значение NMAC здесь всегда равно 1.

Если пользователь не вводит свои коэффициенты для учета статических характеристик нагрузки и удельных потерь на корону, то данный вид информации будет выглядеть следующим образом:

1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Коэффициенты полиномов статических характеристик по напряжению, заложенные в программу, приведены в табл. 2.1.

Таблица 2.1

Коэффициенты полиномов	110 кВ (1 тип)	6 кВ (2 тип)	330 кВ (3 тип)
A0	0.83	0.83	0.75
A1	-0.3	-0.3	-0.4
A2	0.47	0.47	0.65
B0	3.7	4.9	4.8
B1	-7.	-10.1	-10.5
B2	4.3	6.2	6.7

Информация о ветвях (массив O3)

Данные об одной ветви перфорируются в одной строке в следующем порядке :

NMAC NPK NPV NQV RPQ XPQ YPQC TK1 TK2

Признаком окончания ввода служит строка из нулей.

Информация об узлах (массив 02)

Данные об узлах перфорируются аналогично ветвям :

.NMAC NСХН NY UNOM PH1 QH1 FQ1 QG1 DPXX DQXX

0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0

Файл данных REGIMR.DAT

ЭНЕРГОСИСТЕМА

ПРИМЕР 1

3 110 35 6

	0.011	0.017	0.011						
	1	117							
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
33 00	1	102	0.001	0.01	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0
03 00	102	2	4.740	9.48	61.6	0.0	0.0	0.0	0.0
03 00	2	4	3.98	7.96	51.7	0.0	0.0	0.0	0.0
03 00	4	3	1.4	34.7	0.0	18.33	0.0	0.0	0.0
03 00	2	5	7.95	139.0	0.0	18.33	0.0	0.0	0.0
03 00	102	6	0.8	35.5	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0
03 00	6	7	0.8	27.3	0.0	18.33	0.0	0.0	0.0
03 00	6	8	0.8	0.01	0.0	3.143	0.0	0.0	0.0
00 00	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
78	0	102	110.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3	0	2	110.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3	0	4	110.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3	0	3	6.0	30.0	17.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3	1	5	6.0	7.5	4.33	0.0	0.0	0.0	0.0
3	0	6	110.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

86

Продолжение файла REGIMR.DAT

3	0	7	6.0	20.0	11.5	0.0	0.0	0.0	0.0
3	0	8	35.0	10.0	5.77	3.0	0.0	0.0	0.0
3	0	1	110.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

00

Файл результатов REGIMR.RES

РАБОТАЕТ ПРОГРАММА REGIMR
ОЦЕНКИ РЕЖИМОВ РАЗОМКНУТЫХ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 6-220 кВ

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

ESIS -ЭНЕРГОСИСТЕМА
UST -УЧАСТОК СЕТИ

-ЭНЕРГОСИСТЕМА
-ПРИМЕР 1

НОМИНАЛЬНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ (6-330 кВ)

- 110 35 6

ОБЩИЕ ДАННЫЕ

НОМЕР БАЛАНСИРУЮЩЕГО УЗЛА
НАПРЯЖЕНИЕ БАЛАНСИРУЮЩЕГО УЗЛА

= 1
= 117 кВ

ТОЧНОСТЬ РАСЧЕТА ПО АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ =.0110 МВт
 ТОЧНОСТЬ РАСЧЕТА ПО РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ =.0170 МВар
 ТОЧНОСТЬ РАСЧЕТА ПО НАПРЯЖЕНИЮ =.0110 КВ

ИНФОРМАЦИЯ О СТАТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИКАХ НАГРУЗКИ

=====

КОЭФИЦИЕНТЫ ПОЛИНОМОВ (ДО ПЯТИ ХАРАКТЕРИСТИК)

1.	A0(1)=	.83	A1(1)=	-.30	A2(1)=	.47
	B0(1)=	3.70	B1(1)=	-7.00	B2(1)=	4.30
2.	A0(2)=	.83	A1(2)=	-.30	A2(2)=	.47
	B0(2)=	4.90	B1(2)=	-10.10	B2(2)=	6.20
3.	A0(3)=	.75	A1(3)=	-.40	A2(3)=	.65
	B0(3)=	4.80	B1(3)=	-10.50	B2(3)=	6.70
4.	A0(4)=	.00	A1(4)=	.00	A2(4)=	.00
	B0(4)=	.00	B1(4)=	.00	B2(4)=	.00
5.	A0(5)=	.00	A1(5)=	.00	A2(5)=	.00
	B0(5)=	.00	B1(5)=	.00	B2(5)=	.00

ИНФОРМАЦИЯ ОБ УДЕЛЬНЫХ ПОТЕРЯХ НА КОРОНУ

=====

КОЭФИЦИЕНТЫ ПОЛИНОМОВ (ДО ПЯТИ)

1.	C0(1=)	67.25	C1(1=)	-124.40	C2(1=)	58.32
	C3(1=)	.00	C4(1=)	.00		

001

Продолжение файла REGIMR.RES

2.	00(2=)	.00	C1(2=)	.00	C2(2=)	.00
	C3(2=)	.00	C4(2=)	.00		
3.	00(3=)	.00	C1(3=)	.00	C2(3=)	.00
	C3(3=)	.00	C4(3=)	.00		
4.	00(4=)	.00	C1(4=)	.00	C2(4=)	.00
	C3(4=)	.00	C4(4=)	.00		
5.	00(5=)	.00	C1(5=)	.00	C2(5=)	.00
	C3(5=)	.00	C4(5=)	.00		

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ О ВЕТВЯХ СЕТИ

NMAC	NPK	NPV	NQV	RPQ	XPQ	YPQC	TK1	TK2	KBL
				OM	OM	MKCM		ГРАД	
33	0	1	102	.001	.010	2.000	.000	.000	.000
3	0	102	2	4.740	9.480	61.600	.000	.000	.000
3	0	2	4	3.980	7.960	51.700	.000	.000	.000
3	0	4	3	1.400	34.700	.000	18.330	.000	.000
3	0	2	5	7.950	139.000	.000	18.330	.000	.000
3	0	102	6	.800	35.500	.000	1.000	.000	.000
3	0	6	7	.800	27.300	.000	18.330	.000	.000
3	0	6	8	.800	.010	.000	3.143	.000	.000

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ОБ УЗЛАХ СЕТИ

Продолжение файла REGIMR.RES

MMAC	NPK	NCXH	NY	UNOM	PH1	QH1	PG1	QG1	DPXX	DQXX
				KB	MBT	MBAP	MBT	MBAP	MBT	MBAP
28	0	102	110.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000
3	0	2	110.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000
3	0	4	110.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000
3	0	3	6.000	30.000	17.000	.000	.000	.000	.000	.000
3	1	5	6.000	7.500	4.330	.000	.000	.000	.000	.000
3	0	6	110.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000
3	0	7	6.000	20.000	11.500	.000	.000	.000	.000	.000
3	0	8	35.000	10.000	5.770	.000	.000	.000	.000	.000
3	0	1	110.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000

НОМЕР ИТЕРАЦИИ 1

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА

=====

ESIS -ЭНЕРГОСИСТЕМА
 UST -УЧАСТОК СЕТИ

-ЭНЕРГОСИСТЕМА
 -ПРИМЕР 1

ВЕТВИ

Продолжение файла REGIMR.RES

2	113.304	-.018	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000
4	110.803	-.031	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000
6	110.576	-.082	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000
8	35.157	-.081	10.000	5.770	.000	.000	.000	.000	.000
7	5.882	-.130	20.000	11.500	.000	.000	.000	.000	.000
5	5.852	-.101	7.358	4.150	.000	.000	.000	.000	.000
3	5.715	-.122	30.000	17.000	.000	.000	.000	.000	.000

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА СУММАРНЫХ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ

ESIS - ЭНЕРГОСИСТЕМА
 UST - УЧАСТОК СЕТИ

- ЭНЕРГОСИСТЕМА
 - ПРИМЕР 1

УЧАС- ТОК	КВ	ЧИСЛО ЛИНИЙ	ЧИСЛО ТР-ОВ	ПОТЕРИ В ЛИНИЯХ				ПОТЕРИ В ТР-РАХ				ОБЩИЕ			
				DP МВт	%	МВАР	DQ %	МВт	%	МВАР	DQ %	МВт	%	МВАР	DQ %
110	3	3	1.123	1.632	2.2492	4.715	.2964	.4309	8.558	17.936	1.419	2.063	10.806	22.651	
35	0	0	.000	.000	.0000	.000	.0000	.0000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	
6	0	0	.000	.000	.0000	.000	.0000	.0000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	
ВСЕГО	3	3	1.123	1.632	2.2492	4.715	.2964	.4309	8.558	17.936	1.419	2.063	10.806	22.651	

Продолжение файла REGIMR.RES
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ЭКВИВАЛЕНТНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ СЕТИ (ПОДПРОГРАММА EQVTR)

УНОМ	ЭКВ. СОПР. ЛИНИИ, Ом				ЭКВ. СОПР. ТР-РОВА, Ом						ВСЕГО ЭКВ. СОПР., Ом					
	по отношению к току, А				по отношению к току, А						по отношению к току, А					
КВ	ГУ СЕТИ		ГУ УНОМ		ГУ СЕТИ		ГУ УНОМ		ГУ ТР-РОВА		ГУ СЕТИ		ГУ УНОМ		ГУ ТР-РОВА	
	А	Ом	А	Ом	А	Ом	А	Ом	А	Ом	А	Ом	А	Ом	А	Ом
110	413.08	2.19	413.08	2.19	413.08	.58	413.08	.58	418.27	.56	413.08	2.77	413.08	2.77	418.27	2.76
35	413.08	.00	758.38	.00	413.08	.00	758.38	.00	.00	.00	413.08	.00	758.38	.00	.00	.00
6	413.08	.008735	91	.00	413.08	.008735	91	.00	.00	.00	413.08	.008735	91	.00	.00	.00

УНОМ	по отношению к потоку, МВт				по отношению к потоку, МВт				по отношению к потоку, МВт							
	А	Ом	А	Ом	А	Ом	А	Ом	А	Ом	А	Ом	А	Ом		
110	68.79		68.79		68.79		68.79		67.66		68.79		68.79		67.66	
35	68.79		10.00		68.79		10.00		.00		68.79		10.00		.00	
6	68.79		57.37		68.79		57.37		.00		68.79		57.37		.00	

ЭКВИВАЛЕНТНОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ СЕТИ

По отношению к току головного участка сети = 413.08 А

ЭКВ. СОПР. ЛИНИЙ, Ом	ЭКВ. СОПР. ТР-РОВА, Ом	ЭКВ. СОПР. СЕТИ, Ом
2.19	.58	2.77

Продолжение файла REGIMR.RES

СУММАРНАЯ ПОТРЕБЛЯЕМАЯ АКТИВНАЯ МОЩНОСТЬ В СЕТИ = 67.37 МВт
 СУММАРНАЯ ПОТРЕБЛЯЕМАЯ РЕАКТИВНАЯ МОЩНОСТЬ В СЕТИ = 38.42 МВАр
 СУММАРНАЯ ГЕНЕРИРУЕМАЯ АКТИВНАЯ МОЩНОСТЬ В СЕТИ = 68.79 МВт
 СУММАРНАЯ ГЕНЕРИРУЕМАЯ РЕАКТИВНАЯ МОЩНОСТЬ В СЕТИ = 47.71 МВАр

ИТОГОВАЯ ТАБЛИЦА

=====

РАЙОН	УНОМ	ПОТЕРИ В ЛИНИЯХ				ПОТЕРИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ				ВСЕГО	
		НАГРУЗОЧНЫЕ		КОРОНА		НАГРУЗОЧНЫЕ		Х.ХОД		МВт	%
		МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%		
	110	1.1225	1.6319	.0000	.0000	.2964	.4309	.0000	.0000	1.4190	2.0628
	35	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000
	6	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000
ВСЕГО		1.1225	1.6319	.0000	.0000	.2964	.4309	.0000	.0000	1.4190	2.0628

2.2. Программа DE10 детерминированной оценки режимов, потерь мощности и энергии в разомкнутых электрических сетях 6-10 кВ

DE10. Назначение и краткая характеристика программы

Программа DE10 /2,9/ предназначена для оценки режимов, элементных расчетов потерь мощности и энергии в распределительной линии 6(10) кВ и подключенных к ней трансформаторах на основе детерминированных исходных данных.

Она может применяться при расчете потерь в элементах сети, их анализе, структуризации и прогнозировании, разработке организационно-технических мероприятий по снижению потерь.

В качестве исходной информации (файл DE10.DAT) используются все топологические данные о структуре сети, приведенные на рис.1.2, и дополнительно режимные показатели. Эти показатели могут задаваться в виде максимальных токов и потоков энергии на "головных" участках распределительных линий и параметров нагрузочных узлов. Нагрузочный узел - это шины вторичного напряжения трансформаторных подстанций (ТП) 6(10) / 0.4 кВ. Для одного узла необходимо задать его номер и нагрузку (максимальный ток, замеренный в собственный максимум ТП, или отпуск энергии с шин 0.4 кВ), время использования максимальной активной нагрузки и коэффициент мощности потребителя.

Учитывая, что некоторые из перечисленных режимных данных могут отсутствовать, в программе предусмотрено пять вариантов расчета.

Базовым (основным) вариантом расчета является первый, когда одновременно задаются ток и поток энергии на "головном" участке распределительной линии и режимная информация по нагрузочным узлам. В этом случае в основу алгоритма положен итерационный расчет режима сети, основанный на достижении балансов между расчетными (найденными в процессе вычислений по программе) и фактическими (заданными в исходной информации) токами и потоками энергии на "головных" участках линий. Балансы (в пределах заданной точности расчета) достигаются за счет корректировки (увеличения или уменьшения) первоначальных значений токов и потоков энергии по ТП.

Во многих случаях сбор нагрузок по понижающим подстанциям - весьма трудоемкая, а иногда и невозможная операция. Поэтому в

программе предусмотрен вариант (4-й вариант расчета) автоматического формирования нагрузок ТП путем распределения заданного в режимной информации максимального тока "головного" участка линии пропорционально номинальным мощностям ее распределительных трансформаторов. Значения времени использования максимальной активной нагрузки и коэффициенты мощности потребителей в этом случае берутся из таблиц.

При наличии замеров нагрузок по всем ТП данной линии расчеты можно провести без режимных параметров "головного" участка (6-й вариант расчета).

Кроме указанных, в программе заложены исследовательские варианты расчета (варианты 2-5), когда искомые режимные параметры по понижающим трансформаторным подстанциям определяются автоматически по своим статистическим характеристикам - математическим ожиданиям и среднеквадратическим отклонениям.

На печать выдаются (см.файл DE10.RES):
 исходные данные (файл DE10.RES. Распечатка 1);
 откорректированная исходная информация (печатается при проведении расчетов по варианту I - файл DE10.RES. Распечатка 2);
 режим сети (файл DE10.RES. Распечатка 3);
 обобщенные режимные и топологические характеристики (файл DE10.RES. Распечатка 4);
 величина и структура расчетных и прогнозных значений потерь (файл DE10.RES. Распечатка 5).

DE10. Основные методические сведения

Основные методические положения алгоритма программы DE10 изложены в / 2 , 9 /. Здесь отметим лишь следующее.

Суммарная величина потерь электроэнергии dW_C в схеме одной распределительной линии (рис.2.2) определяется суммой трех составляющих: нагрузочных (переменных) потерь в линейных $dW_{ЛН}$ и трансформаторных $dW_{ТН}$ участках линии и потерь холостого хода $dW_{ТХ}$ (постоянных потерь) в понижающих трансформаторах 6(10)/0.4 кВ:

$$dW_C = dW_{ЛН} + dW_{ТН} + dW_{ТХ} , \quad (2.21)$$

где
$$dW_{ЛН} = \sum_{i=1}^n (dW_{ЛН i}) ; \quad (2.22)$$

$$dW_{TH} = \sum_{j=1}^m (dW_{THj}) ; \quad (2.23)$$

$$dW_{TX} = \sum_{j=1}^m (dW_{TXj}) ; \quad (2.24)$$

n и m - соответственно число линейных и трансформаторных участков (системных трансформаторов).

Для определения потерь энергии рассчитывается режим сети, потоки и потери мощности на участках. Переход от потерь мощности к активным потерям энергии осуществляется по времени потерь или через эквивалентные сопротивления и коэффициенты формы графиков нагрузки .

Индивидуальные эквивалентные сопротивления линий гал и трансформаторов гал вычисляются по формулам

$$\Gamma_{эл} = \frac{dP_L}{3 \cdot (I_{гУ}) \cdot (I_{гУ})} , \quad \Gamma_{эт} = \frac{dP_T}{3 \cdot (I_{гУТ}) \cdot (I_{гУТ})} . \quad (2.25)$$

Здесь dP_L и dP_T - потери активной мощности соответственно в линейных ветвях и системных трансформаторах,

$I_{гУ}$ - нагрузка головного участка линии,

$I_{гУТ}$ - суммарная токовая нагрузка системных трансформаторов.

Средневзвешенный коэффициент загрузки линейных участков определяется по отношению к допустимому току по нагреву проводов (кабелей), коэффициент загрузки понижающих трансформаторов рассчитывается по отношению к их номинальной мощности.

Расчеты отдельных распределительных линий выполняются последовательно друг за другом. Одновременно накапливаются потери электроэнергии и их структура по годам расчетного периода по двум структурным подразделениям энергосистемы, например, питающей подстанции и району электрических сетей (РЭС), РЭС и электросетевому предприятию (ПЭС), ПЭС и энергосистеме.

DE10. Списание параметров

RDAN - номер варианта расчета

MTT,PTT и PDOP - то же, что и в программе REKVI

KPET - признак печати откорректированной исходной информации

Параметры задачи

ESIS - наименование верхнего структурного уровня: ПЭО, ПЭС

UST - наименование участка сети: ПЭС, РЭС

M3 - число питающих подстанций

CT - годовой прирост электропотребления в сети, %

RRT - расчетный период (обычно 8760 час.)

M6, M7, M8, M9 и M10 - годы прогнозирования потерь

Параметры питающей подстанции

PST - то же, что и в REKVIN

UNNS - номинальное напряжение низковольтных шин ТП, кВ

RUNOM - эксплуатационное напряжение на шинах питающей подстанции, кВ

Параметры головного участка линии

NL - номер (код) линии

AWGU - поток энергии на головном участке линии, МВт*ч

TWGU - заданная точность расчета (допустимый небаланс) по энергии, %

TOKGU - максимальный ток на головном участке линии, А

TTOKGU - точность расчета по току, %

Параметры ветвей

N1, N2, MAP и DLS - то же, что и в REKVIN

Параметры узлов

NY - номер узла (ТП)

TE - нагрузка узла (максимальный ток в А с минусом или поток энергии в МВт*ч с плюсом)

TM - время использования максимальной активной нагрузки, час

CS - коэффициент мощности ТП, о.е.

DE10. Правила подготовки данных

Подготовка данных для разных вариантов расчета по возможности унифицирована.

В исходных данных выделяются:

- номер варианта расчета;
- информационная карта управления печатью;
- параметры задачи;
- параметры подстанции;
- параметры головного участка;
- параметры ветвей;
- параметры уялов.

Подготовка данных для первого варианта расчета
(с использованием режимных данных головного
участка и понижающих потребительских подстанций)

Номер варианта расчета

Перфорируется в отдельной строке с 1-й позиции:

1 вариант расчета

Информационная карта управления печатью

Перфорируется в отдельной строке. Числа повторения печати могут быть записаны в позициях 2, 15, 32, 47 и 62, а ключевые слова (ДАННЫЕ, РЕЖИМ, ЛИНИЯ, ПОДСТАНЦИЯ, УЧАСТОК) - начиная с позиций 4, 19, 34, 49 и 64. В 77-й позиции перфорируется значение КРЕТ (при КРЕТ=1 откорректированная информация печатается, если КРЕТ=2, то печати не будет).

Параметры задачи

Перфорируются в отдельной строке по формату

101 FORMAT(4A4,4X,4A4,4X,15,F5.0,F5.0,5I5)

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1-16	ESIS	4A4	наименование ПЭО
21-36	UST	4A4	наименование ПЭС
45	M3		3

48-50	CT	F5.0	8.
51-55	RRT	F5.0	8760.
57-60	M5		2000
62-65	M7		2001
67-70	M8		2002
72-75	M9		2003
77-80	M10		2004

Параметры подстанции

Перфорируются в отдельной строке по формату
103 FORMAT(4A4, 4X, I5, BX, F5.0, F5.2, F5.2):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1-16	PST	4A4	название п/от
25	KL		8
31-35	UNOM	F5.0	10.0
36-40	UNNS	F5.2	0.4
41-45	RUNOM		10.4

Параметры головного участка линии

Одна строка для каждой распределительной линии. Формат:
109 FORMAT(A4, 2X, F14.0, 3F10.0)

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1-4	NL	A4	РЛ-1
7-20	AWGU	F14.0	2000.
21-30	TWGU	F10.0	5.
31-40	TOKGU	F10.0	15.
41-50	TTOKGU	F10.0	5.

Параметры ветвей

Перфорируются как и для программы REKVIN по формату:
105 FORMAT(A4, 1X, A4, 1X, A8, 2X, F10.0, 10X, A4, 1X, A4, 1X, A8, 2X, F10.0):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1-4	N1	A4	1

6-9	N2	A4	2
11-18	MAP	A8	A-35
21-30	DLS	F10.0	1.2
41-44	N1	A4	2
46-49	N2	A4	3
51-58	MAP	A8	АБТП
61-70	DLS	F10.0	-63.

Параметры углов

Информация о двух углах перфорируется в одной строке по формату:

107 FORMAT(A4,1X,3(F10.0),5X,A4,1X,3(F10.0)):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ФОРМАТ	ПРИМЕР
1-4	NY	A4	4
6-15	TE	F10.0	-57.4
16-25	TM	F10.0	2500.
26-35	CS	F10.0	0.95
41-44	NY	A4	6
46-55	TE	F10.0	-86.3
56-65	TM	F10.0	2400.
66-75	CS	F10.0	0.85

Подготовка данных для четвертого варианта расчета
(по режимным данным головного участка распределительной линии)

Подготовка данных для четвертого варианта расчета выполняется точно так же, как и для первого варианта расчета, только вместо всех параметров углов оставляется пустая строка.

Подготовка данных для шестого варианта расчета
(имеются нагрузки по всем ПП)

Выполняется точно так же, как и для первого варианта расчета. Номер варианта расчета здесь следует писать: 6 вариант расчета.

Строка с режимными параметрами головного участка распределительной линии здесь присутствует, но на ней может быть только номер линии.

DE10. Формирование файла исходных данных

Структура файла исходных данных для программы DE10 зависит от используемого варианта расчета.

Первый вариант расчета (файл DE10.DAT)

1. 1 строка - номер варианта расчета
2. 2 строка - информационная карта управления печатью
3. 3 строка - параметры задачи
4. 4 строка - параметры подстанции
5. 5 строка - параметры головного участка распределительной линии
6. 6 строка - параметры ветвей (первая строка)
- ...
7. N строка - последняя строка параметров ветвей данной линии
8. N+1 строка - ** (две звездочки - признак конца ветвей)
9. N+2 строка - параметры узлов (последняя строка)
- ...
10. M строка - последняя карта параметров узлов данной линии
11. M+1 строка - **.

Пункты 5-11 повторяются для каждой линии, пункты 4-11 - для каждой питающей подстанции.

Четвертый вариант расчета (по режимным данным головного участка)

Файл данных для четвертого варианта расчета формируется точно так же, как и для первого варианта расчета, только вместо информации о нагрузочных узлах будет одна пустая строка, а в строке с номером варианта - 4 вариант расчета (файл DE14.DAT).

Шестой вариант расчета (заданы нагрузки по всем ПП)

Файл данных для шестого варианта расчета точно такой же, как и для первого варианта. Только в строке с номером варианта здесь будет - 6 вариант расчета.

Файл данных DE10.DAT

1 ВАРИАНТ

1 ДАННЫЕ			1 ЛИНИЯ	1 ПОДСТАНЦИЯ			11 РЕЖИМ	1 УЧАСТОК		1
ЭНЕРГОСИСТЕМА			СЕТИ ПЭС			1				
ЭНГЕЛЬС 110/10			1	10.0	0.4	10.5				
5	1159.		5.	26.	5.					
1	10	A-70	0.5			10	30	-400.		
10	11	A-70	0.9			11	2	-30.		
11	12	A-70	0.6			12	3	-160.		
12	13	A-70	0.4			13	4	-60.		
13	14	A-70	1.15			14	5	-30.		
14	15	A-70	0.2			15	16	AC-35	0.16	
16	6	АБТП	-100.			15	17	AC-35	0.35	
17	18	AC-35	0.35			18	7	-160.		
17	19	AC-35	0.6			19	9	-250.		
**										
4	-62.8	3000.	0.9			5	-41.6	3000.	0.9	
9	-141.6	3000.	0.9			2	-50.	3000.	0.9	
30	-165.	3000.	0.9			3	-162.	3000.	0.9	
5	-46.6	3000.	0.9			7	-150.4	3000.	0.9	
**										

Файл результатов DE10.RES

(Распечатка 1)

1 ВАРИАНТ

ВВОДЯТСЯ РЕЖИМНЫЕ ДАННЫЕ: НАГРУЗКА (TE), ВРЕМЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ
 МАКСИМАЛЬНОЙ АКТИВНОЙ НАГРУЗКИ (TM) КОЭФФИЦИЕНТ МОЩНОСТИ (CS)

ИНФОРМАЦИОННАЯ КАРТА УПРАВЛЕНИЯ ПЕЧАТЬЮ

1 ДАННЫЕ 1 ЛИНИЯ 1 ПОДСТАНЦИЯ 11 РЕЖИМ 1 УЧАСТОК 1

П А Р А М Е Т Р Ы З А Д А Ч И

ЭНЕРГОСИСТЕМА	УЧАСТОК СЕТИ	КОЛ-ВО ПОДСТАНЦИЙ В УЧАСТКЕ СЕТИ	КОЭФФИЦИЕНТ ПРИРОСТА ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ, %	РАСЧЕТНЫЙ ПЕРИОД, ЧАС	ГОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПОТЕРЬ
ЭНЕРГОСИСТЕМА	СЕТИ ПЭС	1	0.	0.	0 0 0 0 0

П А Р А М Е Т Р Ы П О Д С Т А Н Ц И И

НАИМЕНОВАНИЕ ПОД- СТАНЦИИ ИЛИ ЕЕ НОМЕР	ЧИСЛО ОТХО- ДЯЩИХ ЛИНИЙ	НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯ- ЖЕНИЕ ШИН В.Н., КВ	НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯ- ЖЕНИЕ ШИН Н.Н., КВ	ЭКСПЛУАТАЦИОННОЕ НАПРЯ- ЖЕНИЕ ШИН В.Н., КВ
ЭНГЕЛЬС 110/10	1	10.00	.40	10.50

РД-5	ФАКТИЧЕСКИЙ ОТПУСК АКТИВНОЙ ЭНЕРГИИ	-	1159.0000 МВт.ч
	НЕБАЛАНС ПО ЭНЕРГИИ НЕ БОЛЕЕ	-	5.0000 %
	МАКСИМАЛЬНЫЙ ТОК НА ГОЛОВНОМ УЧАСТКЕ	-	26.0000 А
	НЕБАЛАНС ПО ТОКУ НЕ БОЛЕЕ	-	5.0000 %

Продолжение файла DE10.RES
 РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ-Б
 ИСХОДНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ВЕТВЯХ СХЕМЫ
 КОЛИЧЕСТВО ВЕТВЕЙ - 18

НОМЕР НАЧАЛА ВЕТВИ	НОМЕР КОНЦА ВЕТВИ	МАРКА ПРОВОДА	ДЛИНА ВЕТВИ, КМ ИЛИ МОЩН. ТР-РА С МИНУСОМ, КВА	НОМЕР НАЧАЛА ВЕТВИ	НОМЕР КОНЦА ВЕТВИ	МАРКА ПРОВОДА	ДЛИНА ВЕТВИ, КМ ИЛИ МОЩН. ТР-РА С МИНУСОМ, КВА
1	10	A-70	.50	10	30		-400.00
10	11	A-70	.90	11	2		-30.00
11	12	A-70	.60	12	3		-160.00
12	13	A-70	.40	13	4		-60.00
13	14	A-70	1.15	14	5		-30.00
14	15	A-70	.20	15	16	АС-35	.16
16	6	АВТП	-100.00	15	17	АС-35	.35
17	18	АС-35	.35	18	7		-160.00
17	19	АС-35	.60	19	9		-250.00

ИСХОДНАЯ ИНФОРМАЦИЯ ОБ УЗЛАХ СХЕМЫ
 КОЛИЧЕСТВО УЗЛОВ - 8

НОМЕР УЗЛА	ТОК ТП, -А ИЛИ ЭНЕР- ГИЯ, МВТ. Ч	ВРЕМЯ ИСП. КОЭФФИЦ. МАКС. НАГР. МОЩНОСТИ /ЧАС/	НОМЕР УЗЛА	ТОК ТП, -А ИЛИ ЭНЕР- ГИЯ, МВТ. Ч	ВРЕМЯ ИСП. КОЭФФИЦ. МАКС. НАГР. МОЩНОСТИ /ЧАС/
4	-62.8	3000.	6	-41.6	3000.
		.90			90

Продолжение файла DE10.RES

9	-141.6	3000.	.90	2	-50.0	3000.	.90
30	-165.0	3000.	.90	3	-162.0	3000.	.90
5	-46.6	3000.	.90	7	-150.4	3000.	.90

Файл результатов DE10.RES.

(Распечатка 2)

ОТКОРРЕКТИРОВАННАЯ ИСХОДНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

ПАРАМЕТРЫ ПОДСТАНЦИИ

* НАИМЕНОВАНИЕ ПОД- СТАНЦИИ ИЛИ ЕЕ НОМЕР	ЧИСЛО ОТХО- ДЯЩИХ ЛИНИЙ	НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯ- ЖЕНИЕ ШИН В.Н., КВ	НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯ- ЖЕНИЕ ШИН Н.Н., КВ	ЭКСПЛУАТАЦИОННОЕ НАПРЯ- ЖЕНИЕ ШИН В.Н., КВ
ЭНГЕЛЬС 110/10	1	10.00	40	10.50

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ-Б
ИСХОДНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ВЕТВЯХ СХЕМЫ
КОЛИЧЕСТВО ВЕТВЕЙ - 18

НОМЕР НАЧАЛА ВЕТВИ	НОМЕР КОНЦА ВЕТВИ	МАРКА ПРОВОДА	ДЛИНА ВЕТВИ, КМ ИЛИ МОЩН. ТР-РА С МИНУСОМ, КВА	НОМЕР НАЧАЛА ВЕТВИ	НОМЕР КОНЦА ВЕТВИ	МАРКА ПРОВОДА	ДЛИНА ВЕТВИ, КМ ИЛИ МОЩН. ТР-РА С МИНУСОМ, КВА
1	10	A-70	50	10	30		-100.00

Продолжение файла DE10.RES

10	11	A-70	.90	11	2		-30.00
11	12	A-70	.60	12	3		-160.00
12	13	A-70	.40	13	4		-60.00
13	14	A-70	1.15	14	5		-30.00
14	15	A-70	.20	15	16	AC-35	.16
15	17	AC-35	.35	16	6	АБТП	-100.00
17	18	AC-35	.35	17	19	AC-35	.60
18	7		-160.00	19	9		-250.00

ИСХОДНАЯ ИНФОРМАЦИЯ ОБ УЗЛАХ СХЕМЫ
КОЛИЧЕСТВО УЗЛОВ - 8

НОМЕР УЗЛА	ТОК ТП, -А ИЛИ ЭНЕР- ГИЯ, МВТ. Ч	ВРЕМЯ ИСП. МАКС. НАГР. /ЧАС/	КОЭФФИЦ. МОЩНОСТИ	НОМЕР УЗЛА	ТОК ТП, -А ИЛИ ЭНЕР- ГИЯ, МВТ. Ч	ВРЕМЯ ИСП. МАКС. НАГР. /ЧАС/	КОЭФФИЦ. МОЩНОСТИ
30	-125.6	3000.	.90	2	-38.1	3000.	.90
3	-123.3	3000.	.90	4	-47.8	3000.	.90
5	-35.5	3000.	.90	6	-31.7	3000.	.90
7	-114.5	3000.	.90	9	-107.8	3000.	.90

Файл результатов DE10.RES.

(Распечатка 3)

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЛИНИИ N-5
ЭНЕРГОСИСТЕМА .ЭНЕРГОСИСТЕМА. УЧАСТОК СЕТИ .СЕТИ ПЭС ПОДСТАНЦИЯ .ЭНГЕЛЬС 110/10.

Продолжение файла DE10.RES

: Н О М Е Р : ПОТОК МОЩНОСТИ ВЕТВИ: НАГРУЗКА: ЗАГРУЗКА: ЗАГРУЗКА: ПОТЕРИ МОЩНОСТИ : ПОТЕРИ: НАПРЯЖ. :											
:-----:-----:-----:-----:-----:-----:-----:-----:-----:-----:-----:-----:											
: НАЧАЛА: КОНЦА : АКТИВНЫЙ : РЕАКТИВН. : ВЕТВИ : ВЕТВИ : ТП : АКТИВН. : РЕАКТ. : НАПРЯЖ. : УЗЛОВ :											
:-----:-----:-----:-----:-----:-----:-----:-----:-----:-----:-----:-----:											
ВЕТВИ	ВЕТВИ	КВТ	КВАР	А	ОТН.ЕД.	ОТН.ЕД.	КВТ	КВАР	КВ	КВ	
:-----:-----:-----:-----:-----:-----:-----:-----:-----:-----:-----:-----:											
: 1	: 10	: 362.49	: 221.21	: 26.01	: .10	: .00	: .4	: .35	: .013	: 10.487	:
: 10	: 30	: 78.32	: 37.93	: 5.02	: .00	: .22	: .27	: 1.04	: .080	: .416	:
: 10	: 11	: 313.12	: 171.28	: 20.61	: .08	: .00	: .53	: .40	: .018	: 10.469	:
: 11	: 2	: 23.73	: 11.49	: 1.52	: .00	: .88	: .59	: 1.27	: .411	: .402	:
: 11	: 12	: 289.26	: 158.89	: 19.05	: .07	: .00	: .30	: .23	: .011	: 10.458	:
: 12	: 3	: 76.90	: 37.24	: 4.93	: .00	: .53	: .80	: 2.51	: .213	: .410	:
: 12	: 13	: 211.86	: 116.84	: 13.97	: .05	: .00	: .11	: .08	: .006	: 10.452	:
: 13	: 4	: 29.81	: 14.44	: 1.91	: .00	: .55	: .40	: 1.01	: .240	: .408	:
: 13	: 14	: 181.82	: 100.61	: 12.00	: .05	: .00	: .23	: .17	: .014	: 10.438	:
: 14	: 5	: 22.12	: 10.71	: 1.42	: .00	: .82	: .51	: 1.11	: .383	: .402	:
: 14	: 15	: 159.57	: 88.99	: 10.55	: .04	: .00	: .03	: .02	: .002	: 10.436	:
: 15	: 16	: 19.75	: 9.56	: 1.27	: .01	: .00	: .00	: .00	: .000	: 10.436	:
: 15	: 17	: 139.82	: 79.43	: 9.28	: .05	: .00	: .08	: .04	: .005	: 10.431	:
: 16	: 6	: 19.75	: 9.56	: 1.27	: .00	: .22	: .00	: .00	: .000	: .417	:
: 17	: 18	: 71.89	: 39.38	: 4.73	: .03	: .00	: .02	: .01	: .003	: 10.428	:
: 17	: 19	: 67.93	: 40.06	: 4.55	: .03	: .00	: .03	: .02	: .005	: 10.426	:
: 18	: 7	: 71.39	: 34.58	: 4.58	: .00	: .50	: .69	: 2.16	: .197	: .409	:
: 19	: 9	: 67.21	: 32.55	: 4.31	: .00	: .30	: .36	: 1.23	: .115	: .412	:

Файл результатов DE10.RES.
(Распечатка 4)

РЕЖИМНЫЕ И ОБОБЩЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ СЕТИ

ПОДСТАНЦИЯ - ЭНГЕЛЬС 110/10 РЛ- 5 У НОМ. 10. КВ

ЭКВИВАЛЕНТНОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ ЛИНИИ	-	.8823 Ом
ЭКВИВАЛЕНТНОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ	-	2.1451 Ом
ЭКВИВАЛЕНТНОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ СЕТИ	-	3.0274 Ом
СУММАРНАЯ ДЛИНА ЛИНИИ	-	5.2100 КМ
СУММАРНАЯ УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРОВ	-	1190.0000 КВА
СРЕДНЯЯ МОЩНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРА	-	155.7143 КВА
ЧИСЛО ЛИНЕЙНЫХ УЧАСТКОВ	-	10
ЧИСЛО ТРАНСФОРМАТОРОВ:		
ОБЩЕЕ	-	8 ШТ
СИСТЕМНЫХ	-	7 ШТ
АБОНЕНТСКИХ	-	1 ШТ
РАСЧЕТНЫЙ ОТПУСК АКТИВНОЙ ЭНЕРГИИ	-	1205.7860 МВТ.Ч
СУММАРНЫЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	-	38.0837 МВТ.Ч
НАГРУЗОЧНЫЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	-	9.5923 МВТ.Ч
МАКСИМАЛЬНЫЙ ТОК НА ГОЛОВНОМ УЧАСТКЕ	-	26.0117 А
СРЕДНЕВЗВЕШЕННЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ ЗАГРУЗКИ ЛИНИЙ	-	.0499
СРЕДНЕВЗВЕШЕННЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ ЗАГРУЗКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ	-	.5423
СРЕДНЯЯ ДЛИНА УЧАСТКА	-	.5210 КМ

Файл результатов DE10.RES.
(Распечатка 5)

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЛИНИИ N-6

ЭНЕРГОСИСТЕМА .ЭНЕРГОСИСТЕМА. УЧАСТОК СЕТИ .СЕТИ ПЭС ПОДСТАНЦИЯ .ЭНГЕЛЬС 110/10.

: РАСЧЕТ: ПАРАМЕТРЫ ГОЛОВН. УЧ-КА : П О Т Е Р И Э Н Е Р Г И И :									
: НЫЙ : Т О К : ЭНЕРГИЯ : ХОЛОСТОГО ХОДА : НАГРУЗОЧНЫЕ : СУММАРНЫЕ :									
ПЕРИОД:	/А/	/МВт.Ч/	/МВт.Ч/	%	/МВт.Ч/	%	/МВт.Ч/	%	:
: 0 :	26.012 :	1205.786 :	28.491 :	2.363 :	9.592 :	.796 :	38.084 :	3.158 :	:
: 0 :	26.012 :	1205.786 :	28.491 :	2.363 :	9.592 :	.796 :	38.084 :	3.158 :	:
: 0 :	26.012 :	1205.786 :	28.491 :	2.363 :	9.592 :	.796 :	38.084 :	3.158 :	:
: 0 :	26.012 :	1205.786 :	28.491 :	2.363 :	9.592 :	.796 :	38.084 :	3.158 :	:
: 0 :	26.012 :	1205.786 :	28.491 :	2.363 :	9.592 :	.796 :	38.084 :	3.158 :	:

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ ПО ПОДСТАНЦИИ .ЭНГЕЛЬС 110/10 .

ЭНЕРГОСИСТЕМА .ЭНЕРГОСИСТЕМА. УЧАСТОК СЕТИ .СЕТИ ПЭС

Продолжение файла DE10.RES.

РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ШИН ПОДСТАНЦИИ:									
П О Т Е Р И Э Н Е Р Г И И									
НУМЕР	ТОК	ЭНЕРГИЯ	ХОЛОСТОГО ХОДА		НАГРУЗОЧНЫЕ		СУММАРНЫЕ		
ПЕРИОД	/А/	/МВТ.Ч/	/МВТ.Ч/	%	/МВТ.Ч/	%	/МВТ.Ч/	%	
0	26.012	1205.786	28.491	2.363	9.592	.796	38.084	3.158	
0	26.012	1205.786	28.491	2.363	9.592	.796	38.084	3.158	
0	26.012	1205.786	29.491	2.363	9.592	.796	38.084	3.158	
0	26.012	1205.786	28.491	2.363	9.592	.796	38.084	3.158	
0	26.012	1205.786	28.491	2.363	9.592	.796	38.084	3.158	

ПАРАМЕТРЫ ПОДСТАНЦИИ

НАИМЕНОВАНИЕ ПОД- СТАНЦИИ ИЛИ ЕЕ НОМЕР	ЧИСЛО ОТХО- ДЯЩИХ ЛИНИЙ	НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯ- ЖЕНИЕ ШИН В.Н., КВ	НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯ- ЖЕНИЕ ШИН Н.Н., КВ	ЭКСПЛУАТАЦИОННОЕ НАПРЯ- ЖЕНИЕ ШИН В.Н., КВ
ЭНГЕЛЬС 110/10	1	10.00	40	10.50
РАСЧЕТНЫЙ ОТПУСК АКТИВНОЙ ЭНЕРГИИ				- 1205.7860 МВТ.Ч
СУММАРНЫЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ				- 38.0837 МВТ.Ч
НАГРУЗОЧНЫЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ				- 9.5923 МВТ.Ч
СУММАРНАЯ ДЛИНА ЛИНИЙ				- 5.2100 КМ

Продолжение файла DE10.RES.

СРЕДНЯЯ ДЛИНА УЧАСТКА	-	5210 КМ
СУММАРНАЯ УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРОВ	-	1190.0000 КВА
ЧИСЛО ТРАНСФОРМАТОРОВ:		
ОБЩЕЕ	-	8 ШТ
СИСТЕМНЫХ	-	7 ШТ
АБОНЕНТСКИХ	-	1 ШТ
СРЕДНЯЯ МОЩНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРА	-	170.0000 КВА

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ ПО УЧАСТКУ СЕТИ .СЕТИ ПЭС

ЭНЕРГОСИСТЕМА . ЭНЕРГОСИСТЕМА .

РАСЧЕТ: ПАРАМЕТРЫ УЧАСТКА СЕТИ :										П О Т Е Р И Э Н Е Р Г И И									
ПЕРИОД:		А/	МВТ.Ч/	МВТ.Ч/	%	МВТ.Ч/	%	МВТ.Ч/	%	ХОЛОСТОГО ХОДА		НАГРУЗОЧНЫЕ		СУММАРНЫЕ					
0	0	26.012	1205.786	28.491	2.363	9.592	.796	38.084	3.158										
0	0	26.012	1205.786	28.491	2.363	9.592	.796	38.084	3.158										
0	0	26.012	1205.786	28.491	2.363	9.592	.796	38.084	3.158										
0	0	26.012	1205.786	28.491	2.363	9.592	.796	38.084	3.158										
0	0	26.012	1205.786	28.491	2.363	9.592	.796	38.084	3.158										

Продолжение файла DE10.RES.

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ ПО УЧАСТКУ СЕТИ .СЕТИ ПЭС

ЭНЕРГОСИСТЕМА .ЭНЕРГОСИСТЕМА .

РАСЧЕТНЫЙ ОТПУСК АКТИВНОЙ ЭНЕРГИИ	-	1205.7860	МВт.ч
СУММАРНЫЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	-	38.0837	МВт.ч
НАГРУЗОЧНЫЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	-	9.5923	МВт.ч
ЧИСЛО ЛИНИЙ В УЧАСТКЕ СЕТИ	-	1	шт
СУММАРНАЯ ДЛИНА ЛИНИЙ	-	5.2100	км
СРЕДНЯЯ ДЛИНА УЧАСТКА	-	.5210	км
ЧИСЛО ТРАНСФОРМАТОРОВ:			
ОБЩЕЕ	-	8	шт
СИСТЕМНЫХ	-	7	шт
АБОНЕНТСКИХ	-	1	шт
СУММАРНАЯ УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРОВ	-	1190.0000	кВА
СРЕДНЯЯ МОЩНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРА	-	170.0000	кВА

Файл данных DE14.DAT

4 ВАРИАНТ

1 ДАННЫЕ	1 ЛИНИЯ	1 ПОДСТАНЦИЯ	11 РЕЖИМ	1 УЧАСТОК	1
ЭНЕРГОСИСТЕМА	УЧАСТОК	1	6.	8760.	1991 1992 1993 1994 1995

Продолжение файла DE10.DAT

ПОДСТАНЦИЯ			1	10.	0.4	10.5		
895	1159.		5.	26.		5.		
1	10	A-70	0.5			10	30	-400.
10	11	A-70	0.9			11	2	-30.
11	12	A-70	0.6			12	3	-160.
12	13	A-70	0.4			13	4	-60.
13	14	A-70	1.15			14	5	-30.
14	15	A-70	0.2			15	16	AC-35 0.16
16	6	АБТН	-100.			15	17	AC-35 0.35
17	18	AC-35	0.35			18	7	-160.
17	19	AC-35	0.6			19	9	-250.

2.3. Программа DW1000 поэлементных расчетов потерь энергии в электрических сетях 0.38 кВ

DW1000. Назначение и краткая характеристика программы

Программа DW1000 / 2 , 10 / предназначена для оценки режимов и поэлементных расчетов потерь мощности и энергии в произвольной совокупности распределительных линий 0.38 кВ с использованием детерминированных исходных данных и может применяться при оценке величины потерь, их анализе и прогнозировании, а также разработке организационно-технических мероприятий по снижению потерь.

В качестве исходной информации используются топологические данные о схеме распределительной линии (рис.2.2) - номера начал и концов схемы сети, марки и длины проводов фаз (кабелей), число фаз, марка нулевого провода; и режимные данные по головному участку линии - максимальный ток или расход энергии, время использования максимальной активной нагрузки и коэффициент мощности, по мощности, токи отдельных фаз.

DW1000. Краткие методические сведения

В зависимости от имеющейся режимной информации в программе DW1000 предусмотрены три варианта расчета.

Первый (основной) вариант используется, когда режимные показатели (токи, энергия, время использования максимума и коэффициент мощности) известны только для головного участка линии. Подробно этот вариант описан в / 2 /.

Для второго варианта должны быть заданы токовые нагрузки фаз во всех узлах сети. Третий вариант - комбинация первых двух. Для него задаются режимная информация на головном участке и фазные токи в отдельных (с ярко выраженной сосредоточенной нагрузкой) узлах сети.

Во всех случаях для определения потерь электроэнергии dW_L рассчитывается режим сети 0.38 кВ, токи и потери активной мощности на участках линии dP_L . Значение суммарных потерь dW_L в схеме одной распределительной линии вычисляется по формуле

$$dW_L = dP_L \cdot \tau , \quad (2.26)$$

где τ - время потерь (вычисляется как и в программе DE10).

Величина $dP_{л}$ определяется в зависимости от используемого варианта расчета.

Для первого и второго вариантов значение

$$dP_{л} = \sum_{i=1}^m (dP_{лi}) \quad (2.27)$$

где m - общее число участков в схеме ,
а для третьего варианта:

$$dP_{л} = dP_{л1} + dP_{л2} \quad , \quad (2.28)$$

$$\text{где } dP_{л1} = \sum_{k=1}^n (dP_{л1k}) \quad , \quad dP_{л2} = \sum_{j=1}^l (dP_{л2j}) \quad . \quad (2.29)$$

Здесь n - количество участков схемы, по которым протекают заданные узловые токи нагрузки, а $l=m-n$.

Величины $dP_{лi}$ для первого варианта расчета и $dP_{лj}$ определяются через эквивалентные токи и коэффициенты исполнения схемы или по плотности тока $/ \Sigma /$, а значения $dP_{лi}$ для второго варианта расчета и $dP_{лk}$ - по токам на участках линии l_i , найденным по первому закону Кирхгофа, и активным сопротивлениям участков r_i :

$$dP_{лi} = I_i^2 * r_i \quad . \quad (2.30)$$

DW1000. Описание параметров

- IPRIS - номер варианта расчета
- MIT, PIT - то же, что и в программе DE10
- ESIS, UST, RRT - то же, что и в программе DE10
- IP - число потребительских подстанций 6(10)/0.4 кВ в участке сети
- LET - годы прогнозирования потерь

Параметры задачи

=====

PST, UNCM - то же, что и в программе DE10

LIM - число распределительных линий 0.38 кВ одной ТП

Параметры подстанции

NOM3 - номер линии
A1 - ток фазы А, А
B1 - ток фазы В, А
C1 - ток фазы С, А
TMAX - время использования максимальной активной нагрузки, ч
COS - коэффициент мощности
RM - признак алгоритма

Параметры ветвей

N1, N2, MARKA - то же, что и в программе DE10
SF - сечение фазного провода, мм*мм
SN - сечение нулевого провода, мм*мм
DLINA - длина участка линии, км
KOL1 - число фазных проводов
KOL2 - наличие нулевого провода (1-есть, 0-нет)
TOKA - ток в узле фазы А, А
TOKB - ток в узле фазы В, А
TOKC - ток в узле фазы С, А

DW1000. Правила подготовки данных

Подготовка данных для всех трех вариантов расчета по программе DW1000 унифицирована. В программе используется бесформатный ввод, поэтому в тех случаях, когда токи в узлах сети отсутствуют, необходимо перфорировать 0 (нули). Данные перфорируются через пробел или запятую.

В исходных данных выделяются:

номер варианта расчета;
информационная строка управления печатью;
параметры задачи;
параметры подстанций;
параметры отходящей линии.

Номер варианта расчета

Номер варианта расчета - это целые числа 1, 2 или 3.

Вариант 1 - расчет выполняется по режимным данным головного участка. Токи в улах сети отсутствуют.

Вариант 2. Заданы токи фаз во всех улах сети.

Вариант 3. Заданы: режимная информация на головном участке линии и токи фаз в отдельных улах (улах с преобладающей сосредоточенной нагрузкой) сети.

Информационная строка управления печатью

В данной программе информационная строка перфорируется в виде набора:

< число повторения печати "ключевое слово" >

Все ключевые слова заключаются в апострофы, например:

1 'ДАННЫЕ' 11 'РЕЖИМ' 1 'ЛИНИЯ'

Первая цифра двузначного числа перед словом РЕЖИМ означает порядковый номер года прогнозирования, вторая цифра обозначает число экзemplаров печати.

Параметры задачи

Перфорируются в отдельной строке в виде:

'ESIS' 'UST' IP COEF RRT LET(1) LET(2) LET(3) LET(4) LET(5),

например:

'ЭНЕРГОСИСТЕМА В' 'УЧАСТОК 1' 5 8 8760. 2000 2001 2002 2003 2004

Параметры подстанции

Перфорируются в отдельной строке и имеют вид:

'PST' LIM UNOM, например:

'подстанция 1' 2 0.4

Параметры головного участка

Одна строка для отдельной распределительной линии 0.38 кВ. Эта строка имеет вид:

NOM3 AI BI CI TMAX COR 'RM' или

1 79.5 75. 79. 2000. 0.72 'J=CONST'

Признак алгоритма J=CONST пишется для радиально-лучевых линий, питающих сконцентрированные нагрузки. Для всех разветвленных линий J#CONST.

Параметры ветвей

В одной строке дисплея размещается информация об одной ветви. Она (строка) имеет вид:

N1 N2 'МАРКА' SF SN DLINA KOL1 KOL2 ТОКА ТОКВ ТОКС

Пример:

1 2 'А' 50 35 0.15 3.1 5.68 4.34 6.04

Для всех алюминиевых проводов (кабелей) вместо марки пишется только буква 'А', для медных - 'М'. Напоминаем, что если значения ТОКА, ТОКВ, ТОКС равны 0, то нули перфорируются. Последняя строка параметров ветвей всегда имеет вид:

555 1 'А' 1 1 1 1 1 1 1

DW1000. Формирование файла данных

Файл исходных данных программы DW1000 имеет следующую структуру:

- номер варианта расчета;
- информационная строка;
- строка параметров задачи;
- параметры подстанции;
- параметры отходящей линии;
- данные о ветвях данной линии;
- последняя строка параметров ветвей.

Информация о каждой распределительной линии перфорируется по пунктам 6-7, о каждой подстанции - по пунктам 4-7.

Файл данных DW1000.DAT

```

1
1 ДАННЫЕ      11 РЕЖИМ      1 ПОДСТАНЦИЯ  1 ЛИНИЯ      1 УЧАСТОК
'ЭНЕРГСИСТЕМА' 'РЭС "М"' 1 1. 8760. 1991 1992 1993 1994 1995
'2' 1 0.380
1 79.0 79.0 79.0 2000 0.72 'J#CGNST'
1 2 'А' 50 16 0.15 3 1 0.00 0.00 0.00
2 3 'А' 50 16 0.21 3 1 18.23 20.23 19.989
2 4 'А' 50 16 0.15 3 1 0.00 0.00 0.00

```

Продолжение файла DW1000.DAT

4 5 'A' 16 16 0.02 3 1 0.00 0.00 0.00
4 6 'A' 16 16 0.08 2 1 0.00 0.00 0.00
4 7 'A' 16 16 0.30 3 1 24.81 26.01 28.00
555 1 'A' 1 1 0.01 1 1 1 1 1

Файл результатов DW1000.RES

1 ВАРИАНТ РАСЧЕТА

ИНФОРМАЦИОННАЯ КАРТА УПРАВЛЕНИЯ ПЕЧАТЬЮ

1 ДАННЫЕ 11 РЕЖИМ 1 ПОДСТАНЦИЯ 1 ЛИНИЯ 1 УЧАСТОК

П А Р А М Е Т Р Ы З А Д А Ч И

ЭНЕРГОСИСТЕМА УЧАСТОК СЕТИ	КОЛ-ВО ПОДСТАНЦИЯ В УЧАСТКЕ СЕТИ	ПРИРОСТ ЭЛЕКТРО- ПОТРЕБЛЕНИЯ, %	РАСЧЕТНЫЙ ГОДЫ ПЕРИОД, ЧАС ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПОТЕРЬ
ЭНЕРГОСИСТЕМА РЭС "М"	1	1.	8760. 1991 1992 1993 1994 1995

П А Р А М Е Т Р Ы П О Д С Т А Н Ц И И

НОМЕР ПП	ЧИСЛО ОТХО- ДЯЩИХ ЛИНИЙ	НАПРЯЖЕНИЕ ШИН, КВ
2	1	380

Продолжение файла DW1000.RES

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ № 1

ПАРАМЕТРЫ ГОЛОВНОГО УЧАСТКА

ТОК ФАЗЫ А /А/	ТОК ФАЗЫ В /В/	ТОК ФАЗЫ С /С/	ВРЕМЯ МАКСИМ. НАГРУЗКИ /Ч/	КОЭФФИЦ. МОЩНОСТИ .72	ПРИЗНАК АЛГОРИТМА J#CONST
79.0	79.0	79.0	2000.	.72	J#CONST

ИСХОДНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ВЕТВЯХ СХЕМЫ

КОЛИЧЕСТВО ВЕТВЕЙ - 6

НОМЕР НАЧАЛА ВЕТВИ	НОМЕР КОНЦА ВЕТВИ	МАРКА ПРОВОДА	СЕЧЕНИЯ ФАЗНЫХ ПРОВОДОВ	СЕЧЕНИЕ НУЛЕВОГО ПРОВОДА	ДЛИНА ВЕТВИ В КМ	ЧИСЛО ФАЗ ВЕТВИ	НАЛИЧИЕ НУЛЕВОГО ПРОВОДА	ТОК ФАЗЫ А,А	ТОК ФАЗЫ В,А	ТОК ФАЗЫ С,А
1	2	А	50	16	.15	3	1	.000	.000	.000
2	3	А	50	16	.21	3	1	18.230	20.230	19.989
2	4	А	50	16	.15	3	1	.000	.000	.000
4	5	А	16	16	.02	3	1	.000	.000	.000
4	6	А	16	16	.08	2	1	.000	.000	.000
4	7	А	16	16	.30	3	1	24.810	26.010	28.000

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЛИНИИ N- 1

ЭНЕРГОСИСТЕМА .БЕЛЭНЕРГО

УЧАСТОК СЕТИ .МИ-РСКИЙ РЭС

ТП N-2

НОМЕР		ЧИСЛО	НАЛИЧИЕ	ТОК ВЕТВИ	ЭКВИВАЛЕНТ-	ПОТЕРИ		НАПРЯЖЕ-	
					ННН	ПО ПОТЕРЯМ		НИЕ	
НАЧАЛА:	КОНЦА	ФАЗНЫХ	НУЛЕВОГО:	МОЩНОСТИ:		НАПРЯЖ.	УЗЛОВ		
				МОЩНОСТИ		НАПРЯЖЕНИЯ:			
ВЕТВИ	ВЕТВИ	ПРОВОДОВ:	ПРОВОДА:	В /А/	В /А/	КВТ	КВ	КВ	
1	2	3	1	72.396	72.292	1.49	.020	.360	
2	3	3	1	10.843	9.391	.05	.004	.356	
2	4	3	1	40.283	40.096	.46	.011	.348	
4	5	3	1	1.033	.894	.00	.000	.348	
4	6	2	1	4.131	3.577	.01	.002	.346	
4	7	3	1	15.490	13.415	.43	.024	.324	

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЛИНИИ N- 1

ЭНЕРГОСИСТЕМА .БЕЛЭНЕРГО

УЧАСТОК СЕТИ .МИ-РСКИЙ РЭС

ТП N-2

Продолжение файла DW1000.RES

РАСЧЕТ: ПАРАМЕТРЫ ГЛОВН. УЧ-КА :		П О Т Е Р И					
Г	Т О К	Э Н Е Р Г И Я	М О Щ Н О С Т И		Э Н Е Р Г И И		
ПЕРИОД:	А	КВТ.Ч	КВТ	%	КВТ.Ч	%	
: 1991 :	79.000	74785.830	2.426	6.488	2952.200	3.948	
: 1992 :	79.790	75533.690	2.475	6.553	3011.539	3.987	
: 1993 :	80.588	76289.020	2.524	6.618	3072.071	4.027	
: 1994 :	81.394	77051.910	2.575	6.684	3133.820	4.067	
: 1995 :	82.208	77822.420	2.627	6.751	3196.809	4.108	

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ ПО ПОДСТАНЦИИ N-2
 ЭНЕРГОСИСТЕМА .БЕЛЭНЕРГО . УЧАСТОК СЕТИ .ММ-РКИИ РЭС .

РАСЧЕТ: ПАРАМЕТРЫ ШИН ПП :		П О Т Е Р И					
Г	Т О К	Э Н Е Р Г И Я	М О Щ Н О С Т И		Э Н Е Р Г И И		
ПЕРИОД:	А	КВТ.Ч	КВТ	%	КВТ.Ч	%	
: 1991 :	79.000	74785.830	2.426	6.488	2952.200	3.948	
: 1992 :	79.790	75533.690	2.475	6.553	3011.539	3.987	

Продолжение файла DW1000.RES

: 1993 :	80.588 :	76289.020 :	2.524 :	6.618 :	3072.071:	4.027 :
: 1994 :	81.394 :	77051.910 :	2.575 :	6.684 :	3133.820:	4.067 :
: 1995 :	82.208 :	77822.420 :	2.627 :	6.751 :	3196.809:	4.108 :

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ ПО УЧАСТКУ СЕТИ .ММ-РСКМ РЭС

ЭНЕРГОСИСТЕМА .БЕЛЭНЕРГО

РАСЧЕТ:		ПАРАМЕТРЫ УЧАСТКА СЕТИ :		П О Т Е Р И :			
НИЙ :	Т О К :	ЭНЕРГИЯ :	МОЩНОСТИ :	ЭНЕРГИИ :			
ПЕРИОД:	А :	КВТ.Ч :	КВТ :	% :	КВТ.4 :	% :	
: 1991 :	79.000 :	74785.830 :	2.426 :	6.488 :	2952.200:	3.948 :	
: 1992 :	79.790 :	75533.690 :	2.475 :	6.553 :	3011.539:	3.987 :	
: 1993 :	80.588 :	76289.020 :	2.524 :	6.618 :	3072.071:	4.027 :	
: 1994 :	81.394 :	77051.910 :	2.575 :	6.684 :	3133.820:	4.067 :	
: 1995 :	82.208 :	77822.420 :	2.627 :	6.751 :	3196.809:	4.108 :	

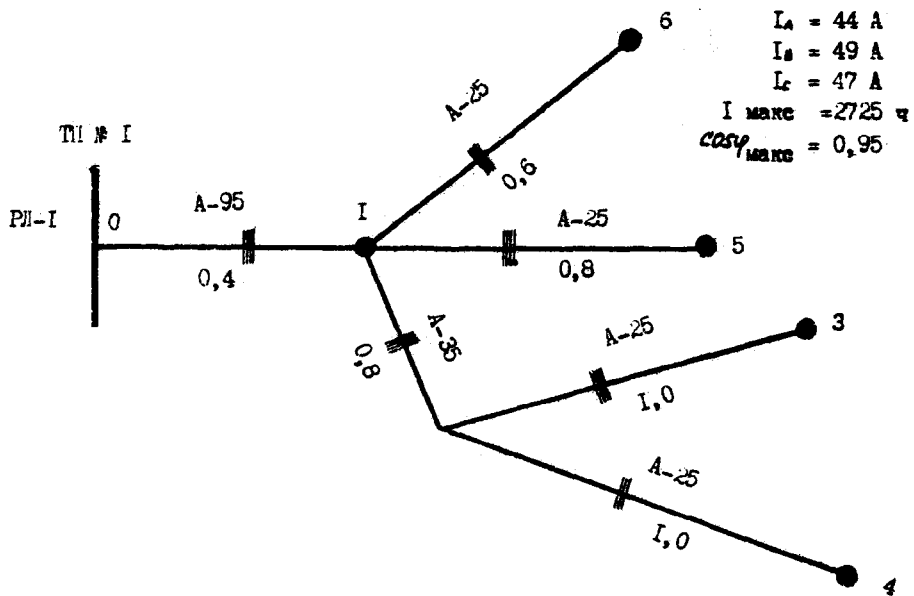


Рис. 2.2. Расчетная схема распределительной сети 0,33 кВ

2.4. Программа VYBRR выборочного метода оценки потерь электроэнергии в распре- делительных сетях 0.38-10 кВ

VYBRR. Назначение и краткая характеристика программы

Программа VYBRR /2,11/ предназначена для ориентировочной оценки суммарной величины потерь электроэнергии в генеральной совокупности электрических сетей 0.38-6-10 кВ с большим числом распределительных линий.

Программа позволяет получить искомую величину потерь в распределительных сетях рассматриваемого структурного подразделения (энергосистемы, электросетевого предприятия) на основе поэлементных расчетов потерь, выполняемых для некоторой, небольшой по сравнению с общим объемом, части сети.

В качестве исходных данных (см. файлы VYB1.DAT и VYB2.DAT) используются: полный перечень распределительных линий подразделения (VYB1.DAT), результаты поэлементных расчетов потерь электроэнергии в распределительных линиях представительной выборки (VYB2.DAT), полученные на базе детерминированной топологической и режимной информации по программам DW1000 или DE10, и некоторые общие данные (координаты рассчитываемой сети, суммарный отпуск энергии и др.).

В итоговых результатах расчета (файл VYB2.RES) имеем искомую суммарную величину потерь в районе в именованных единицах и в процентах и ее доверительный интервал.

VYBRR. Основные методические сведения

Основные методические положения алгоритма программы VYBRR разработаны и подробно изложены в / 2,11 /. Здесь отметим следующее.

Расчеты по программе VYBRR носят вероятностный характер и выполняются в два этапа. На первом этапе определяется заданный объем схем выборки (файл VYB1.RES), после чего расчеты по программе VYBRR прерываются. Схемы выборки кодируются и рассчитываются по программе DW1000 (при расчете сетей 0.38 кВ) или DE10 (для сетей 6-10 кВ). После этого работа программы VYBRR возобновляется - делается попытка распространения полученных результатов поэле-

ментных расчетов потерь в схемах выборки на всю сеть. Если она успешная (выборка оказалась репрезентативной), то определяется искомая совокупная величина потерь (файл VYB2.RES). Если нет, то первоначальный объем выборки дополняется до получения представительного числа схем и расчеты продолжаются до получения результата требуемой точности и надежности.

Следует отметить, что при расчете сетей 6-10 кВ в программе VYBDRR могут использоваться три различные аналитические оценки потерь:

$$dW_{sum} = M * \left(\frac{dW_1}{W} \right) * W_{sum} \quad (2.30)$$

$$dW_{sum} = M * \left(\frac{dW_1 - dW_{ry}}{W} \right) * W_{sum} + \sum_{i=1}^N (dW_{ryi}) \quad (2.31)$$

$$dW_{sum} = M * \left(\frac{dW_1 - dW_{ry} - dW_{xx}}{W} \right) * W_{sum} + \sum_{i=1}^N (dW_{ryi}) + \sum_{j=1}^M (dW_{xxj}) \quad (2.32)$$

В данных формулах:

- dW_{sum} - суммарная величина потерь электроэнергии в районе, включающем N распределительных линий;
- dW_1 - потери в схеме i-й линии;
- W и W_{sum} - отпуск энергии соответственно в схему одной линии (W) и в сеть всего района (W_{sum});
- dW_{ry1} - потери электроэнергии на головном участке линии;
- dW_{xxj} - потери в стали трансформаторов i-й линии (M - общее число распределительных трансформаторов в районе);
- $M*()$ - символ математического ожидания.

VYBDRR. Описание переменных

- KVR - признак расчета
- EN - энергосистема
- UCHZ - участок сети
- NOMN - номинальное напряжение
- VPROC - объем выборки в процентах
- DOFP - допустимая погрешность расчета, %

- T - параметр T
- SOTEN - отпуск электроэнергии в сеть района, МВт.ч
- KLIN - суммарное число линий в сети района
- SKOLTR - суммарное количество трансформаторов 6-10 кВ в сети района
- SKOLT1 - суммарное количество трансформаторов 6-10 кВ в схемах выборки
- PODST1, PODST2 - название питающей подстанции
- NLIN - вектор номеров распределительных линий
- OTEN - отпуск электроэнергии в сеть распределительной линии, МВт.ч
- PCTEN - потери электроэнергии в схеме линии (нагрузочные или суммарные), МВт.ч
- DWGU - потери электроэнергии на головном участке линии, МВт.ч
- DWXX - потери электроэнергии в стали понижающих трансформаторов 6-10/0.4 кВ, МВт.ч

VYBORR. Правила подготовки данных

В исходных данных выделяются:

- признак расчета;
- параметры задачи;
- объем выборки;
- координаты линий (файл VYB1.DAT);
- общие данные;
- данные для расчета потерь электроэнергии в районе (файл VYB2.DAT).

Координаты линий и данные для расчета потерь считываются с диска, остальная информация вводится с клавиатуры.

Подготовка данных для программы VYBORR зависит от вида расчета - определение первоначального состава выборки или суммарной величины потерь в районе.

Подготовка данных для определения первоначального состава выборки

1. Признак расчета

=====

Перфорируется в отдельной строке бесформатно:

0 - при определении состава выборки.

2. Параметры задачи

Параметры задачи - это параметры EN, UCSH и NOMN, каждый из которых бесформатно перфорируется в отдельной строке:

EN

UCSH

NOMN

3. Объем выборки

Объем выборки перфорируется в отдельной строке, например:
15.

4. Координаты линий

Координаты линий - это наименования питающих подстанций и номера линий. Для работы программы файл VYB1.DAT готовится заранее.

Координаты одной линии перфорируются в отдельной строке по формату

19 FORMAT(4A4,4X,15):

ПОЗИЦИИ	ИМЯ	ПРИМЕР
СТРОКИ	ПЕРЕМЕННОЙ	
1-16	PODST1,PODST2	ПОСТАВЫ
21-25	NLIN	505

В конце координат всех линий в отдельной строке записываются две звездочки - ** .

Подготовка данных для определения потерь

Признак расчета (его значение равно 1);
параметры задачи;
объем выборки;
общие данные;
данные для расчета потерь в районе (файл VYB2.DAT).

Подготовка данных по пунктам 1, 2, 3 описана выше.

4. Общие данные

Это параметры DOPP, T, SOTEN, KLIN, SKOLTR, SKOLT1, каждый из которых перфорируется бесформатно в отдельной строке.

5. Данные для расчета потерь в районе

Файл, содержащий данные по линиям, должен быть подготовлен заранее (в качестве примера см. VYB2.DAT).

По каждой распределительной линии в отдельной строке могут быть отперфорированы пять показателей:

PODST1 PODST2 NLIN OTEN POTEN DWGU DWXX.

Кодировка этих показателей производится по формату :
FORMAT(2A8,4X,15,4F10.2) .В конце данных в отдельной строке записываются две звездочки - ** .

Файл данных VYB1.GAT

ШАРКОВЩИНА	501	ПРОВОРКИ	500
ШАРКОВЩИНА	506	ПОСТАВЫ	501
ШАРКОВЩИНА	508	ПОСТАВЫ	507
ЛУЖКИ	506	КОМАИ	503
ЛУЖКИ	504	КОМАИ	508
КУРИЛОВИЧИ	502	ПОСТАВЫ	135
МИОРЫ	502	ШАРКОВЩИНА	502
ГЛУБОКОЕ	501	ШАРКОВЩИНА	506
ГЛУБОКОЕ	506	ШАРКОВЩИНА	509
ГЛУБОКОЕ	510	ЛУЖКИ	502
КОЗЬЯНЫ	501	ЛУЖКИ	505
ВОРОПАЕВО	503	КУРИЛОВИЧИ	504
ВОРОПАЕВО	506	ПРОВОРКИ	503
ЛЫНТУПЫ	501	ГЛУБОКОЕ	503
КОМАИ	501	ГЛУБОКОЕ	507
МИОРЫ	504	ГЛУБОКОЕ	511
МИОРЫ	508	ВОРОПАЕВО	501
ПОГОСТ	502	ВОРОПАЕВО	504
ЯЗНО	501	ВОРОПАЕВО	507

ЦПР ДИСНА	510	ЛЫНТУПЫ	502
ЦПР ДИСНА	513	КОМАИ	502
ВОЛКОЛАТА	501	МИОРЫ	505
ВОЛКОЛАТА	504	МИОРЫ	509
ДОКШИЦЫ	506	ПОГОСТ	503
БЕГОМЛЬ	502	ЯЗНО	502
БЕГОМЛЬ	505	ЦПР ДИСНА	511
БРАСЛАВ	506	ЦПР ДИСНА	5
БРАСЛАВ	502	ВОЛКОЛАТА	502
ОПСА	503	ДОКШИЦЫ	501
ВИДЗЫ	504	ДОКШИЦЫ	507
ВИДЗЫ	502	БЕГОМЛЬ	503
КОЗЬЯНЫ	502	БРАСЛАВ	506
ДРУЯ	503	БРАСЛАВ	504
ПУТЬ К КОММУНИЗМУ	503	БРАСЛАВ	501
ДРУЖБА НАРОДОВ	502	ОПСА	501
ВЕРХНЕЕ	505	ВИДЗЫ	505
ВЕРХНЕЕ	503	КОЗЬЯНЫ	505
ПОДСВИЛЬЕ	502	ДРУЯ	504
ПОСВИЛЬЕ	505	ДРУЯ	501
БРАСЛАВСКАЯ ГРЭС	504	ПОГОСТ	5040
ИОДЫ	502	ЯЗНО	503
ВЕРХНЕЕ	506	ЦПР ДИСНА	512
ПОДСВИЛЬЕ	500	ВЕРХНЕДВИНСК	513
ПОДСВИЛЬЕ	503	ВОЛКОЛАТА	503
ПОДСВИЛЬЕ	506	ДОКШИЦЫ	505
ПРОЗОРКИ	501	БЕГОМЛЬ	501
ПОСТАВЫ	503	БЕГОМЛЬ	504
ПОСТАВЫ	508	БРАСЛАВ	507
КОМАИ	50	БРАСЛАВ	503
ПОСТАВЫ	515	ОПСА	504
ПОСТАВЫ	136	ВИДЗЫ	506
ШАРКОВЩИНА	504	ВИДЗЫ	503
ШАРКОВЩИНА	507	КОЗЬЯНЫ	504
ЛУЖКИ	501	ДРУЯ	502
ЛУЖКИ	503	ПУТЬ К КОММУНИЗМУ	504
КУРИЛОВИЧИ	501	ДРУЖБА НАРОДОВ	505
МИОРЫ	501	ИОДЫ	504
ПРОЗОРКИ	504	ВЕРХНЕЕ	507
ГЛУБОКОЕ	504	ПОДСВИЛЬЕ	501

Продолжение файла VYB1.DAT

ГЛУБОКОЕ	509	ПОДСВИЛЬЕ	504
ГЛУБОКОЕ	512	ПОДСВИЛЬЕ	509
БОРОПАЕВО	502	ПРОЗОРКИ	502
БОРОПАЕВО	505	ПОСТАВЫ	505
БОРОПАЕВО	509	ПОСТАВЫ	509
ЛЫНТУПЫ	503	КОМАИ	507
МИОРЫ	503	ПОСТАВЫ	134
МИОРЫ	507		
ПОГОСТ	501		

**

Файл результатов VYB1.RES

ВИД РАСЧЕТА: ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОСТАВА ВЪБОРКИ СХЕМ
 ЭНЕРГОСИСТЕМА Энергосистема "М"
 УЧАСТОК СЕТИ ПЭС "М"
 НОМ.НАПРЯЖЕНИЕ СЕТИ - 6-10

И С Х О Д Н Ы Е Д А Н Н Ы Е

ЗАДАННЫЙ ОБЪЕМ ВЪБОРКИ - 15.0 %

I		I		I		I		I	
ПОДСТАНЦИЯ	ЛИНИИ	НОМЕР	ЛИНИИ	ПОДСТАНЦИЯ	ЛИНИИ	НОМЕР	ЛИНИИ	ПОДСТАНЦИЯ	ЛИНИИ
ШАРКОВЩИНА	501	ШАРКОВЩИНА	505	ШАРКОВЩИНА	508				
ЛУЖКИ	506	ЛУЖКИ	504	КУРИЛОВИЧИ	502				

Продолжение файла YUB1.RES

144

I	МИОРЫ	I	502	I	I	ГЛУБОКОЕ	I	501	I	I	ГЛУБОКОЕ	506	I
I	ГЛУБОКОЕ	I	510	I	I	КОЗЬЯНЫ	I	501	I	I	БОРОПАЕВО	503	I
I	БОРОПАЕВО	I	506	I	I	ЛЫНТУТЫ	I	501	I	I	КОМАИ	501	I
I	МИОРЫ	I	504	I	I	МИОРЫ	I	508	I	I	ПОГОСТ	502	I
I	ЯЗНО	I	501	I	I	ЦПР ДИСНА	I	510	I	I	ЦПР ДИСНА	513	I
I	ВОЛКОЛАТА	I	501	I	I	ВОЛКОЛАТА	I	504	I	I	ДОКШИЦЫ	506	I
I	БЕГОМЛЬ	I	502	I	I	БЕГОМЛЬ	I	505	I	I	БРАСЛАВ	506	I
I	БРАСЛАВ	I	502	I	I	ОПСА	I	503	I	I	ВИДЗЫ	504	I
I	ВИДЗЫ	I	502	I	I	КОЗЬЯНЫ	I	502	I	I	ДРУЯ	503	I
I	ПУТЬ К КОМУНИЗМУ	I	503	I	I	ДРУЖБА НАРОДОВ	I	502	I	I	ВЕРХНЕЕ	505	I
I	ВЕРХНЕЕ	I	508	I	I	ПОДСВИЛЬЕ	I	502	I	I	ПОСВИЛЬЕ	505	I
I	ПРОЗОРКИ	I	500	I	I	ПОСТАВЫ	I	501	I	I	ПОСТАВЫ	507	I
I	КОМАИ	I	503	I	I	КОМАИ	I	508	I	I	ПОСТАВЫ	135	I
I	ШАРКОВЩИНА	I	502	I	I	ШАРКОВЩИНА	I	506	I	I	ШАРКОВЩИНА	509	I
I	ЛУЖКИ	I	502	I	I	ЛУЖКИ	I	505	I	I	КУРИЛОВИЧИ	504	I
I	ПРОЗОРКИ	I	503	I	I	ГЛУБОКОЕ	I	503	I	I	ГЛУБОКОЕ	507	I
I	ГЛУБОКОЕ	I	511	I	I	БОРОПАЕВО	I	501	I	I	БОРОПАЕВО	504	I
I	БОРОПАЕВО	I	507	I	I	ЛЫНТУТЫ	I	502	I	I	КОМАИ	502	I
I	МИОРЫ	I	505	I	I	МИОРЫ	I	509	I	I	ПОГОСТ	503	I
I	ЯЗНО	I	502	I	I	ЦПР ДИСНА	I	511	I	I	ЦПР ДИСНА	5	I
I	ВОЛКОЛАТА	I	502	I	I	ДОКШИЦЫ	I	501	I	I	ДОКШИЦЫ	507	I
I	БЕГОМЛЬ	I	503	I	I	БРАСЛАВ	I	508	I	I	БРАСЛАВ	504	I
I	БРАСЛАВ	I	501	I	I	ОПСА	I	501	I	I	ВИДЗЫ	505	I
I	КОЗЬЯНЫ	I	505	I	I	ДРУЯ	I	504	I	I	ДРУЯ	501	I
I	БРАСЛАВСКАЯ ГРЭС	I	504	I	I	ИОДЫ	I	502	I	I	ВЕРХНЕЕ	506	I

Продолжение файла VYB1.RES

I	ПОДСВИЛЬЕ	I	500	I	I	ПОДСВИЛЬЕ	I	503	I	I	ПОДСВИЛЬЕ	I	508	I
I	ПРОЗОРКИ	I	501	I	I	ПОСТАВЫ	I	503	I	I	ПОСТАВЫ	I	508	I
I	КОМАИ	I	50	I	I	ПОСТАВЫ	I	515	I	I	ПОСТАВЫ	I	136	I
I	ШАРКОВЩИНА	I	504	I	I	ШАРКОВЩИНА	I	507	I	I	ЛУЖКИ	I	501	I
I	ЛУЖКИ	I	503	I	I	КУРИЛОВИЧИ	I	501	I	I	МИОРЫ	I	501	I
I	ПРОЗОРКИ	I	504	I	I	ГЛУБОКОЕ	I	504	I	I	ГЛУБОКОЕ	I	509	I
I	ГЛУБОКОЕ	I	512	I	I	ВОРОПАЕВО	I	502	I	I	ВОРОПАЕВО	I	505	I
I	ВОРОПАЕВО	I	509	I	I	ЛЫНТУПЫ	I	503	I	I	МИОРЫ	I	503	I
I	МИОРЫ	I	507	I	I	ПОГОСТ	I	501	I	I	ПОГОСТ	I	5040	I
I	ЯЗНО	I	503	I	I	ЦПР ДИСНА	I	512	I	I	ВЕРХНЕДВИНСК	I	513	I
I	ВОЛКОЛАТА	I	503	I	I	ДОКШИЦЫ	I	505	I	I	ВЕГОМЛЬ	I	50	I
I	ВЕГОМЛЬ	I	504	I	I	БРАСЛАВ	I	507	I	I	БРАСЛАВ	I	503	I
I	ОПСА	I	504	I	I	ВИДЗЫ	I	506	I	I	ВИДЗЫ	I	503	I
I	КОЗЬЯНЫ	I	504	I	I	ДРУЯ	I	502	I	I	ПУТЬ К КОММУНИЗМУ	I	504	I
I	ДРУЖБА НАРОДОВ	I	505	I	I	ИОДЫ	I	504	I	I	ВЕРХНЕЕ	I	507	I
I	ПОДСВИЛЬЕ	I	501	I	I	ПОДСВИЛЬЕ	I	504	I	I	ПОДСВИЛЬЕ	I	509	I
I	ПРОЗОРКИ	I	502	I	I	ПОСТАВЫ	I	505	I	I	ПОСТАВЫ	I	509	I
I	КОМАИ	I	507	I	I	ПОСТАВЫ	I	134	I	I		I		I

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

СОСТАВ ВЫБОРКИ

НОМЕР СХЕМЫ	ПОДСТАНЦИЯ	НОМЕР ЛИНИИ
1	ШАРКОВЩИНА	505
2	ВОРОПАЕВО	509
3	БРАСЛАВ	507
4	ВОЛКОЛАТА	504
5	ПОСВИЛЬЕ	505
6	БЕГОМЛЬ	502
7	ГЛУБОКОЕ	511
8	ПОСТАВЫ	136
9	ЦПР ДИСНА	510
10	ВИЗДЫ	505
11	ПРОЗОРКИ	501
12	ВОЛКОЛАТА	501
13	ПОСТАВЫ	508
14	ОПСА	503
15	БЕГОМЛЬ	501
16	ПОСТАВЫ	501
17	ДОКШИЦЫ	505
18	БЕГОМЛЬ	505
19	КУРИЛОВИЧИ	504
20	ПОДСВИЛЬЕ	502

В выборку отобрано 20 схем

Файл данных VYB2.DAT

БРАСЛАВ	508	1169.28	75.93	0.05	16.57
БРАСЛАВ	502	1340.59	125.93	3.29	31.19
КОМАИ	501	1427.84	84.16	0.57	18.62
ЦПР ДИСНА	510	2368.59	103.08	0.44	25.93
ЛЫНТУПЫ	501	2119.29	209.05	4.07	51.42
КУРИЛОВИЧИ	502	588.42	184.03	0.39	48.48
ВОЛКОЛАТА	502	1520.75	84.81	1.21	24.63
ЦПР ДИСНА	513	1271.40	119.68	1.09	33.69
ЛУЖКИ	501	1182.20	138.27	0.27	31.54
ПУТЬ К КОМУНИЗМУ	504	1240.85	82.35	0.32	21.72
ЛУЖКИ	506	1111.68	189.71	4.31	43.33
ВОРОПАЕВО	506	2491.93	152.15	3.90	18.75
ЦПР ДИСНА	5	1247.49	59.26	0.69	7.18
ШАРКОВЩИНА	501	469.44	90.85	0.31	23.73
ДРУЯ	503	824.31	54.11	0.17	17.17
БЕГОМЛЬ	502	1097.65	59.91	0.30	19.15
ПОГОСТ	502	2947.54	267.92	4.93	26.19
ВОЛКОЛАТА	501	990.01	75.16	1.27	16.70
ГЛУБОКОЕ	503	940.53	212.97	1.28	48.60

**

ВИД РАСЧЕТА: ВЕРОЯТНОСТНАЯ ОЦЕНКА ПОТЕРЬ В РАЙОНЕ
 ЭНЕРГОСИСТЕМА Энергосистема "М"
 УЧАСТОК СЕТИ ПЭС "М"
 НОМ. НАПРЯЖЕНИЕ СЕТИ - 6-10

И С Х О Д Н Ы Е Д А Н Н Ы Е

ДОПУСТИМАЯ ПОГРЕШНОСТЬ - 20.0 %
 ПАРАМЕТР T - 1.040
 ОТПУСК ЭНЕРГИИ В СЕТЬ РАЙОНА - 216.10 ГВТ.Ч
 КОЛИЧЕСТВО СХЕМ В СЕТИ РАЙОНА - 134
 КОЛИЧЕСТВО ТРАНСФОРМАТОРОВ В СЕТИ - 2451.
 КОЛИЧЕСТВО ТРАНСФОРМАТОРОВ В СХЕМАХ ВЫБОРКИ - 333.

НОМЕР СХЕМЫ	ПОДСТАНЦИЯ	НОМЕР ЛИНИИ	ОТПУСК ЭНЕРГИИ (МВТ.Ч)	ПОТЕРИ ЭНЕРГИИ (МВТ.Ч)	ПОТЕРИ ГОЛ.УЧ. (МВТ.Ч)	ПОТЕРИ В ТР-РАХ (МВТ.Ч)
1	БРАСЛАВ	506	1169.28	75.931	.05	16.57
2	БРАСЛАВ	502	1340.59	125.931	3.29	31.19
3	КОМАЙ	501	1427.84	84.161	.57	18.62
4	ЦПР ДИСНА	510	2368.59	103.081	.44	25.93
5	ЛЫНТУПЫ	501	2119.29	209.051	4.07	51.42
6	КУРИЛОВИЧИ	502	588.42	184.031	.39	48.48

Продолжение файла VVB2.RES

I	7	I	ВОЛКОЛАТА	I	502	I	1520.75	I	84.81	I	1.21	I	24.63	I
I	8	I	ЩПР ДИСНА	I	513	I	1271.40	I	119.68	I	1.09	I	33.69	I
I	9	I	ЛУЖКИ	I	501	I	1182.20	I	138.27	I	.27	I	31.54	I
I	10	I	ПУТЬ К КОММУНИЗМУ	I	504	I	1240.85	I	82.35	I	.32	I	21.72	I
I	11	I	ЛУЖКИ	I	506	I	1111.68	I	189.71	I	4.31	I	43.33	I
I	12	I	ВОРОПАЕВО	I	506	I	2491.93	I	152.15	I	3.90	I	13.75	I
I	13	I	ЩПР ДИСНА	I	5	I	1247.49	I	59.26	I	.69	I	7.18	I
I	14	I	ШАРКОВЩИНА	I	501	I	469.44	I	90.85	I	.31	I	28.73	I
I	15	I	ДРУЯ	I	503	I	824.31	I	54.11	I	.17	I	17.17	I
I	16	I	БЕГОМЛЬ	I	502	I	1097.65	I	59.91	I	.30	I	19.15	I
I	17	I	ПОГОСТ	I	502	I	2947.54	I	267.92	I	4.93	I	26.19	I
I	18	I	ВОЛКОЛАТА	I	501	I	990.01	I	75.16	I	1.27	I	16.70	I
I	19	I	ГЛУБОКОЕ	I	503	I	940.53	I	212.97	I	1.28	I	48.60	I

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

вариант - 1

I	ПОТЕРИ ЭНЕРГИИ	I	НИЖНЯЯ ГРАНИЦА	I	МАТЕМАТИЧЕСКОЕ	I	БЕРХНЯЯ ГРАНИЦА	I
I		I	ИНТЕРВАЛА	I	ОЖИДАНИЕ	I	ИНТЕРВАЛА	I
I	СРЕДНЕЕ ДЛЯ СХЕМЫ (ГВТ. Ч)	I	.1256	I	.1570	I	.1884	I

Продолжение файла VVB2.RES

I	(ГВТ.Ч)	I	16.8277	I	21.0346	I	25.2416	I
I В СЕТЯХ РАЙОНА		I	-----	I	-----	I	-----	I
I	(%)	I	7.7870	I	9.7338	I	11.6805	I

расчет окончен

вариант - 2

I	ПОТЕРИ ЭНЕРГИИ	I	НИЖНЯЯ ГРАНИЦА	I	МАТЕМАТИЧЕСКОЕ	I	ВЕРХНЯЯ ГРАНИЦА	I
I		I	ИНТЕРВАЛА	I	ОЖИДАНИЕ	I	ИНТЕРВАЛА	I
I	СРЕДНЕЕ ДЛЯ СХЕМЫ (ГВТ.Ч)	I	.1352	I	.1690	I	.2028	I

I	(ГВТ.Ч)	I	18.1143	I	22.6429	I	27.1714	I
I В СЕТЯХ РАЙОНА		I	-----	I	-----	I	-----	I
I	(%)	I	8.3824	I	10.4780	I	12.5735	I

расчет окончен

вариант - 3

I	ПОТЕРИ ЭНЕРГИИ	I	НИЖНЯЯ ГРАНИЦА	I	МАТЕМАТИЧЕСКОЕ	I	ВЕРХНЯЯ ГРАНИЦА	I
I		I	ИНТЕРВАЛА	I	ОЖИДАНИЕ	I	ИНТЕРВАЛА	I
I	СРЕДНЕЕ ДЛЯ СХЕМЫ (ГВТ.Ч)	I	.1353	I	.1691	I	.2029	I

I	(ГВТ.Ч)	I	18.1267	I	22.6583	I	27.1900	I
I В СЕТЯХ РАЙОНА		I	-----	I	-----	I	-----	I
I	(%)	I	8.3881	I	10.4851	I	12.5821	I

расчет окончен

3. АЛГОРИТМЫ И ПРОГРАММЫ ДЛЯ ПЛАНИРОВАНИЯ ОПТИМАЛЬНОГО РАЗВИТИЯ РАЗОМКНУТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

3.1. Программа TRANS построения оптимального плана замены трансформаторов в распределительных сетях 6-10 кВ

TRANS. Назначение и краткая характеристика программы

Программа TRANS / 1,12 / предназначена для построения оптимальных планов замены трансформаторов на однотрансформаторных понижающих подстанциях 6(10)/0,4. План строится по каждой трансформаторной подстанции (см. файл TRANS.RES), после чего проводится машинный анализ планов по всей сети. ЭВМ автоматически строит таблицы (см. файл TRANS.RES), из которых видно, как предприятию планировать замену трансформаторов. Первая таблица (распечатка 3), показывает какие трансформаторы, в каком году и сколько необходимо было бы иметь в случае перехода на оптимальные планы. Вторая таблица (распечатка 2) определяет общее количество трансформаторов, установленных в данной сети (по номинальным мощностям). Третья таблица (распечатка 4) - это результат обобщенного анализа данных первой и второй таблиц. Из нее видно, какие трансформаторы и в каком году надо продать, а какие купить.

В качестве исходной информации в программе TRANS используется схема сети с указанием марок и длин проводов и кабелей (как в программах REKVIN и DE10) и режимная информация по трансформаторным подстанциям (как в программе DE10).

Для оптимизационных расчетов дополнительно требуется некоторая технико-экономическая информация.

Объем рассчитываемой сети практически не ограничен.

TRANS. Краткие методические сведения

В процессе эксплуатации распределительных сетей необходимость в замене трансформаторов на однотрансформаторных понижающих подстанциях 6(10)/0,4 кВ возникает при перегрузке и повреждении трансформаторов, а также при низком коэффициенте загрузки установленной трансформаторной мощности.

Во всех случаях требуется найти: на трансформатор какой номинальной мощности следует заменить установленный (поврежденный), в каком году и с каким технико-экономическим эффектом.

Предложена следующая методика решения данной задачи / 12 /.
 Заданы: начальное значение максимальной нагрузки подстанции S_0 , степенной закон ее изменения во времени $S(t)$, расчетный период T и естественный среднегодовой коэффициент прироста нагрузки α .

По этим данным определяются нагрузки S_t на каждом году расчетного периода:

$$S_t = S_0 \cdot (1 + \alpha)^t, \quad t = \overline{1, T} \quad (3.1)$$

Получаем диапазон нагрузок $S_1 - S_T$. Из шкалы номинальных мощностей трансформаторов (25, 40, 63, 100, 160, 250, 400, 630 кВА) выбираются M трансформаторов, номинальная мощность $S_{ном}$ и нагрузочная способность которых соответствуют рассчитанному диапазону $S_1 + S_T$:

$$S_{ном} \{ S_1 + S_T \}. \quad (3.2)$$

M выбранных трансформаторов служат основой для отыскания оптимального плана замены трансформаторов на данной подстанции. Оптимальный план выбирается из 2^{M-1} допустимых планов развития подстанции по минимуму приведенных затрат.

Построение планов осуществляется путем формирования логической матрицы L , элементами l_{ij} которой являются нули и единицы. Одна строка матрицы соответствует одному плану. Она представляет собой нечетное десятичное число, вычисляемое по формуле

$$2^{n-1}, \quad n = \overline{1, 2}$$

и записанное в двоичной системе счисления. Единица в плане указывает на наличие трансформатора в плане, нуль - на его отсутствие.

Например, при $M = 3$ имеем три трансформаторные мощности S_1, S_2 и S_3 . Тогда 2^{M-1} равно 4 и по формуле 2^{n-1} имеем четыре нечетных числа - 1, 3, 5 и 7, которые в двоичной системе счисления имеют вид соответственно - 001, 011, 101 и 111. Матрица L в этом случае будет выглядеть:

$$L = \begin{pmatrix} | & 0 & 0 & 1 & | \\ | & & & & | \\ | & 0 & 1 & 1 & | \\ | & & & & | \\ | & 1 & 0 & 1 & | \\ | & & & & | \\ | & 1 & 1 & 1 & | \end{pmatrix},$$

а матрица Π допустимых планов замены трансформаторов (при принятых выше условиях) имеет вид:

$$\Pi = \begin{pmatrix} | & 0 & 0 & S_3 & | \\ | & & & & | \\ | & 0 & S_2 & S_3 & | \\ | & & & & | \\ | & S_1 & 0 & S_3 & | \\ | & & & & | \\ | & S_1 & S_2 & S_3 & | \end{pmatrix}$$

Видно, что в первом плане предусматривается эксплуатация на ТП только одного трансформатора мощностью S_3 , во втором и третьем варианте - двух: S_2, S_3 и S_1, S_3 , а в четвертом - трех: S_1, S_2, S_3 .

Во втором, третьем и четвертом вариантах необходимо искать время замены i -го трансформатора меньшей номинальной мощности на v -ю большую по техническим (перегрузка) или экономическим (минимум затрат) причинам.

Сравнение планов выполняется по приведенным затратам, вычисляемым для каждого j варианта замены по формуле

$$Z_j = \sum_{t=1}^{\tau} \left(\sum_{i=1}^M (Z_{jit} + d Z_{jivt}) (1 + E_{np})^{\tau-t} \right), \quad (3.3)$$

где τ - год приведения затрат;

E_{np} - коэффициент приведения затрат к году τ ;

dZ_{jivt} - дополнительные затраты на демонтаж "старого" трансформатора, монтаж нового, транспортные расходы и стоимость недоотпуска за время замены трансформаторов;

Z_{jit} - затраты на трансформацию электроэнергии i -м трансформатором в год t .

$$S_{jit} = (P_a + P_n) K_{ji} + [P_{oji} * T + P_{kaji} * \left(\frac{S_{tj}}{S_{номji}} \right) \tau] B, \quad (1)$$

- а здесь P_a - норма амортизационных отчислений;
 P_n - нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений;
 K_{ji} - стоимость трансформатора;
 P_{oji} , P_{kaji} - потери мощности х.к. и к.в.;
 T - число часов в году;
 τ - время потерь;
 $S_{номji}$ - номинальная мощность трансформаторов;
 B - стоимость 1 кВт*ч потерь.

TRANS. Описание параметров

В список переменных включены только исходные данные:

- NFILE - номер файла ;
PA - норма амортизационных отчислений, о.е. ;
PH - нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений ;
GP1 - коэффициент приведения затрат, о.е. ;
SP(1) - стоимость 1 кВт*ч потерянной энергии, руб/кВт*ч ;
PRN(1) - коэффициент прироста электропотребления, о.е. ;
KP - расчетный период, лет ;
KSS - число трансформаторов в стандартной шкале, шт. ;
M8 - первый год расчетного периода ;
UST - наименование участка сети ;
M3 - количество питающих подстанций в участке сети ;
PST - наименование подстанции ;
KL - число отходящих линий ;
UNOM - номинальное напряжение сети ;
N1 - номер линии ;
N1 - номер начала ветви ;
N2 - номер конца ветви ;
MAP - марка провода или признак абонентского трансформатора (АБТП) ;
DLS - длина ветви или мощность трансформатора ;
NY - номер узла ;

- TE - нагрузка узла, заданная максимальным током или отпуском энергии с шин 0,4 кВ III;
- TM - время использования максимальной активной нагрузки;
- CS - коэффициент мощности.

TRANS. Правила подготовки данных

Исходные данные описаны в том порядке, в каком они вводятся в память ЭВМ.

В исходных данных выделяются:

- номер файла;
- информационная карта управления печатью;
- параметры задачи;
- параметры подстанции;
- параметры головного участка;
- параметры ветвей;
- параметры углов.

Номер файла

Номер файла перфорируется в отдельной строке:

позиции строки	имя переменной	формат	пример
1	FILE	I1	1

Нормативно-справочная информация

Нормативно-справочные показатели перфорируются в отдельной строке. Перфорация данных осуществляется следующим образом:

позиции строки	имя переменной	формат	пример
1-10	PA	F10.0	0.063
11-20	PH	F10.0	0.12
21-30	GRI	F10.0	0.08
31-40	SP(1)	F10.0	0.02
41-50	FRN(1)	F10.0	0.06
51-60	KP	I10	15
61-70	KSS	I10	9
71-80	MG	I10	2000

Параметры задачи, параметры подстанции, параметры головного участка линии, параметры ветвей и узлов готовятся так же, как и для программы DE10, это означает, что файлы данных, подготовленные для программы DE10, можно использовать для расчетов программой TRANS.

Файл данных TRANS.DAT

1

1 ДАННЫЕ	1 ЛИНИЯ	1 ПОДСТАНЦИЯ	1 УЧАСТОК	5 ПЕЧАТЬ
0.053	0.12	0.08	0.02	0.1 15 21 2000
ЭНЕРГОСИСТЕМА		СЕТИ ПЭС		1
ЭНГЕЛЬС	110/10	1	10.0	0.4
5	1159.	5.	26.	5.
1	10 A-70	0.5	10	30 -400.
10	11 A-70	0.9	11	2 -30.
11	12 A-70	0.6	12	3 -160.
12	13 A-70	0.4	13	4 -80.
13	14 A-70	1.15	14	5 -30.
14	15 A-70	0.2	15	16 AC-35 0.16
16	6 АВТП	-100.	15	17 AC-35 0.35
17	18 AC-35	0.35	18	7 -160.
17	19 AC-35	0.6	19	9 -250.
**				
4	-62.8 3000.	0.9	6	-41.6 3000. 0.9
9	-141.6 3000.	0.9	2	-50. 3000. 0.9
30	-165. 3000.	0.9	3	-162. 3000. 0.9
5	-46.6 3000.	0.9	7	-150.4 3000. 0.9
**				

Файл результатов TRANS.RES

(распечатки 1-4)

NFILE=1

ИНФОРМАЦИОННАЯ КАРТА УПРАВЛЕНИЯ ПЕЧАТЬЮ

1 ДАННЫЕ 1 ЛИНИЯ 1 ПОДСТАНЦИЯ 1 УЧАСТОК 5 ПЕЧАТЬ

НОРМА АМОРТИЗАЦИОННЫХ ОТЧИСЛЕНИЙ = .053

НОРМАТИВНЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ = .120

КОЭФФИЦИЕНТ ПРИВЕДЕНИЯ ЗАТРАТ = .08

Продолжение файла TRANS.RES

НОМЕР НАЧАЛА ВЕТВИ	НОМЕР КОНЦА ВЕТВИ	МАРКА ПРОВОДА	ДЛИНА ВЕТВИ, КМ ИЛИ МОЩН. ТР-РА С МИНУСОМ, КВА	НОМЕР НАЧАЛА ВЕТВИ	НОМЕР КОНЦА ВЕТВИ	МАРКА ПРОВОДА	ДЛИНА ВЕТВИ, КМ ИЛИ МОЩН. ТР-РА С МИНУСОМ, КВА
1	10	A-70	.50	10	30		-400.00
10	11	A-70	.90	11	2		-30.00
11	12	A-70	.60	12	3		-160.00
12	13	A-70	.40	13	4		-60.00
13	14	A-70	1.15	14	5		-30.00
14	15	A-70	.20	15	16	AC-35	.18
16	6	АВТН	-100.00	15	17	AC-35	.35
17	18	AC-35	.35	18	7		-160.00
17	19	AC-35	.60	19	9		-250.00

И С Х О Д Н А Я И Н Ф О Р М А Ц И Я О Б У З Л А Х С Х Е М Ы
К О Л И Ч Е С Т В О У З Л О В - 8

НОМЕР УЗЛА	ТОК ТП, -А ИЛИ ЭНЕР- ГИЯ, МВТ. Ч	ВРЕМЯ ИСП. МАКС. НАГР. /ЧАС/	КОЭФФИЦ. МОЩНОСТИ	НОМЕР УЗЛА	ТОК ТП, -А ИЛИ ЭНЕР- ГИЯ, МВТ. Ч	ВРЕМЯ ИСП. МАКС. НАГР. /ЧАС/	КОЭФФИЦ. МОЩНОСТИ
4	-62.8	3000.	.90	6	-41.6	3000.	.90
9	-141.6	3000.	.90	2	-50.0	3000.	.90
30	-165.0	3000.	.90	3	-162.0	3000.	.90
5	-46.6	3000.	.90	7	-150.4	3000.	.90

ПАРАМЕТРЫ ОПТИМИЗАЦИИ

НАИМЕНОВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ	НОМЕР ЛИНИИ	НОМЕР ТП	УСТАНОВЛ. МОЩНОСТЬ ТР-РА	ЗАГРУЗ- КА %	РЕКОМЕНД. ГОДЫ		ПРИЧИНА ЗАМЕНЫ	НАГРУЗКА А/КВА	ЗАГРУЗ- КА %	СНИЖЕНИЕ ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ КВТ.Ч	ЭКОНОМ. ЭФФЕКТ РУБ	
					МОЩНОСТЬ ТР-РА	МОЩНОСТЬ ТР-РА						
ЭНГЕЛЬС	110/10	5	30	28.58	160	2000		165.0/114.3	71.45	-452.4	271.76	
					250	2010	ТЕХН	428.0/296.5	118.60			
					400	2014	ТЕХН	626.6/434.1	108.53			
ЭНГЕЛЬС	110/10	5	2	115.47	40	2000	ТЕХН	50.0/ 34.6	86.60	697.8	47.96	
ЭНГЕЛЬС	110/10	5	3	70.15	250	2010	ТЕХН	420.2/291.1	116.45	-52.7	80.05	
					400	2014	ТЕХН	615.2/426.2	106.55			
ЭНГЕЛЬС	110/10	5	4	60	72.52	63	2000	ТЕХН	62.8/ 43.5	69.06	1526.7	104.58
ЭНГЕЛЬС	110/10	5	5	30	107.62	40	2000		46.6/ 32.3	80.71	782.7	51.75
ЭНГЕЛЬС	110/10	5	6	100	28.62	40	2000		41.6/ 28.8	72.05	112.5	24.43

Продолжение файла TRANS.RES

ЭНГЕЛЬС 110/10 5	7	160	65.13	250	2011	ТЕХН	429.1/297.3	118.92	-170.5	67.63
ЭНГЕЛЬС 110/10 5	9	250	39.24	160	2000		141.6/ 98.1	61.31	-168.1	40.62
				250	2011	ТЕХН	404.0/279.9	111.96		

Распечатка 2

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ №5
ПОДСТАНЦИЯ -ЭНГЕЛЬС 110/10

КОЛИЧЕСТВО УСТАНОВЛЕННЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

КВА	25	40	63	100	160	250	400	630	1000	20	30	50	100	135	180	240	320	420	560	750	1000	
шт.	0	0	0	1	2	1	1	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Распечатка 3

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ №5
ПОДСТАНЦИЯ -ЭНГЕЛЬС 110/10

КОЛИЧЕСТВО НЕОБХОДИМЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ
ПО ГОДАМ РАСЧЕТНОГО ПЕРИОДА

КВА	25	40	63	100	160	250	400	630	1000
ГОД									
2000	0	3	1	0	4	0	0	0	0

Продолжение файла TRANS.RES

2001	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2002	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2003	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2004	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Распечатка 4

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ N-5
ПОДСТАНЦИЯ -ЭНГЕЛЬС 110/10

КОЛИЧЕСТВО НЕОБХОДИМЫХ И ИЗБЫТОЧНЫХ

ТРАНСФОРМАТОРОВ ПО ГОДАМ РАСЧЕТНОГО ПЕРИОДА

КВА	25	40	63	100	160	250	400	630	1000	20	30	50	100	135	180	240	320	420	560	750	1000	
ГОД																						
2000	0	3	1	-1	2	-1	-1	0	0	0	-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2001	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2002	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2003	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2004	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

3.2. Программа OPTIMA разработки оптимального плана замены проводов воздушных линий

OPTIMA. Назначение и краткая характеристика программы

Программа OPTIMA /1, 13/ предназначена для построения оптимальных планов замены проводов воздушных линий распределительных сетей 6-20 кВ.

Планы строятся для выделенных участков линий. Это будут все участки со стальными проводами и те, двигаясь по которым в направлении от питающих шин линии к ее понижающим трансформаторам, суммарные потери напряжения больше допустимых. Это означает, что для выделенного участка величина потерь напряжения, вычисленная в виде разности суммарных допустимых потерь и расчетной суммы потерь на указанном пути, на всех участках, кроме данного, будет отрицательной.

В каждом плане (файл OPTIMA.RES) указаны: токовая нагрузка и провод, подвешенный на участке, а также сечение провода, рекомендуемое к подвеске вместо установленного, и динамика его изменения в пределах принятого расчетного периода.

В качестве исходной информации используются те же данные, что и в программе TRANS. Разница будет лишь в нормативно-справочной информации.

OPTIMA. Основные методические сведения

Методические проработки по программе OPTIMA в полном объеме приведены в / 13 /.

Здесь отметим следующее.

В основу методики положен расчет режима распределительной сети с одновременной оптимизацией (построением планов) выделенных участков линии.

Построение планов осуществляется как и в программе TRANS - строится область допустимых планов, которые сравниваются между собой по приведенным затратам, и по критерию минимума затрат определяется оптимальный план замены провода на данном участке линии.

OPTIMA. Описание параметров

В список переменных включены только нормативно-справочные показатели:

- PA - норма амортизационных отчислений, о. е.;
- PH - нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, о. е.;
- GPI - коэффициент приведения затрат, о. е.;
- DUDOR - допустимые потери напряжения в сети, %;
- SLK - коэффициент ликвидной стоимости, о. е.;
- SP(1) - стоимость 1 кВт.ч потерянной энергии, руб/кВт.ч;
- PRN(1) - коэффициент прироста электропотребления, о. е.;
- KP - расчетный период;
- KSS - число сечений проводов в стандартной шкале;
- M6 - год оптимизации.

OPTIMA. Правила подготовки исходных данных

Исходные данные для проведения расчетов по программе OPTIMA готовятся так же, как и для программы TRANS, кроме нормативно-справочной информации.

Нормативно-справочная информация

Нормативно-справочные показатели перфорируются в отдельной строке. Перфорация данных осуществляется следующим образом:

позиции строки	имя переменной	формат	пример
1-10	PA	F10.0	0.063
11-20	PH	F10.0	0.12
21-30	GPI	F10.0	0.08
31-40	DUDOR	F10.0	10.0
41-50	SLK	F10.0	0
51-60	SP(1)	F10.0	0.02
61-70	PRN(1)	F10.0	0.1
71-72	KP	I2	15
73-75	KSS	I3	4
76-80	M6	I5	2000

Параметры задачи, параметры подстанции, параметры головного участка линии, параметры ветвей и узлов готовятся так же, как и для программы DE10, это означает, что файлы данных, подготовленные для программы DE10, можно использовать для расчетов программой OPTIMA.

Файл данных OPTIMA.DAT

1

1 ДАННЫЕ		1 ЛИНИЯ	1 ПОДСТАНЦИЯ	1 УЧАСТОК	5 ПЕЧАТЬ		
0.003	0.12	0.08	10.	0.	0.02	0.1	15 4 2000
БЕЛГЛАВЭНЕРГО		УЧЕБНЫЙ		1			
ЭНГЕЛЬС 110/10		1	10.0	0.4			
5	1159.	5.	25.	5.			
1	2	A-25	.60	41	42		-60.00
2	4	ПС-25	1.20	4	5	A-50	.40
5	6	A-35	.30	6	7		-30.00
5	8	A-35	1.40	8	9	A-35	1.40
9	10		-63.00	8	11	A-35	1.50
11	12		-63.00	11	13	A-35	.10
13	14	A-25	.20	14	15		-250.00
14	16	A-35	.30	16	17		-100.00
16	18	A-35	1.20	18	19		-10.00
18	20	A-35	.07	20	21		-40.00
4	22	A-35	2.40	22	23	A-25	.01
23	24		-63.00	22	25	A-35	.80
25	26		-25.00	25	27	A-35	.20
27	28	A-35	1.10	26	29		-10.00
27	30	A-35	1.00	30	31		-25.00
30	32	A-35	.70	32	33		-25.00
32	34	A-35	.60	34	35	A-35	.20
35	36		-25.00	35	37	A-35	.70
37	38		-100.00	37	29	AC-35	.30
39	40		-63.00	34	41	A-35	1.23
13	140		-100.00				
**							
7	-190.8	3000.	0.9	10	-41.6	3000.	0.9
12	-41.6	3000.	0.9	140	-66.	3000.	0.9
15	-105.	3000.	0.9	17	-66.	3000.	0.9
19	-6.6	3000.	0.9	21	-28.4	3000.	0.9
24	-41.6	3000.	0.9	26	-16.5	3000.	0.9
29	-6.6	3000.	0.9	31	-16.5	3000.	0.9

Продолжение файла OPTIMA.DAT

33	-160.5	3000.	0.9	38	-66.	3000.	0.9
40	-410.5	3000.	0.9	42	-35.6	3000.	0.9
36	-66.	3000.	0.9				

**

Файл результатов OPTIMA.RES

NGFILE=1

ИНФОРМАЦИОННАЯ КАРТА УПРАВЛЕНИЯ ПЕЧАТЬЮ

1 ДАННЫЕ 1 ЛИНИЯ 1 ПОДСТАНЦИЯ 1 УЧАСТОК 5 ПЕЧАТЬ

НОРМА АМОРТИЗАЦИОННЫХ ОТЧИСЛЕНИЙ = .063

НОРМАТИВНЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ = .120

КОЭФФИЦИЕНТ ПРИВЕДЕНИЯ ЗАТРАТ = .08

ДОПУСТИМЫЕ ПОТЕРИ НАПЯЖЕНИЯ = 10.000 ПРОЦ

КОЭФФИЦИЕНТ ЛИКВИДНОЙ СТОИМОСТИ = .000

СТОИМОСТЬ 1 КВТ.Ч ПОТЕРЯННОЙ ЭНЕРГИИ = .020РУБ/КВТ.Ч

КОЭФФИЦИЕНТ ПРИРОСТА ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ = .100

РАСЧЕТНЫЙ ПЕРИОД = 15 ЛЕТ

ЧИСЛО СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ В СТАНДАРТНОЙ ШКАЛЕ = 4 ШТ.

ГОД ОПТИМИЗАЦИИ - 2000 ГОД

ПАРАМЕТРЫ ЗАДАЧИ

ЭНЕРГОСИСТЕМА УЧАСТОК СЕТИ КОЛ-ВО ПОДСТАНЦИЙ
 В УЧАСТКЕ СЕТИ

БЕЛГЛАЭСНЕРГО УЧЕБНЫЙ

1

Продолжение файла OPTIMA.RES
ПАРАМЕТРЫ ПОДСТАНЦИИ

НАИМЕНОВАНИЕ ПОД- СТАНЦИИ ИЛИ ЕЕ НОМЕР	ЧИСЛО ОТХО- ДЯЩИХ ЛИНИЙ	НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯ- ЖЕНИЕ ШИН, КВ
УЩАЧИ	2	10.0

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ N-505

ИСХОДНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ВЕТВЯХ СХЕМЫ

КОЛИЧЕСТВО ВЕТВЕЙ - 41

НОМЕР НАЧАЛА ВЕТВИ	НОМЕР КОНЦА ВЕТВИ	МАРКА ПРОВОДА	ДЛИНА ВЕТВИ, КМ ИЛИ МОЩН. ТР-РА С МИНУСОМ, КВА	НОМЕР НАЧАЛА ВЕТВИ	НОМЕР КОНЦА ВЕТВИ	МАРКА ПРОВОДА	ДЛИНА ВЕТВИ, КМ ИЛИ МОЩН. ТР-РА С МИНУСОМ, КВА
1	2	A-25	.60	41	42		-60.00
2	4	ПС-25	1.20	4	5	A-50	.40
5	6	A-35	.30	6	7		-30.00
5	8	A-35	1.40	8	9	A-35	1.40
9	10		-63.00	8	11	A-35	1.50
11	12		-63.00	11	13	A-35	.10
13	14	A-35	.20	14	15		-250.00
14	16	A-35	.30	16	17		-100.00

Продолжение файла OPTIMA.RES

16	18	A-35	1.20	18	19		-10.00
18	20	A-35	.07	20	21		-40.00
4	22	A-35	2.40	22	23	A-25	.01
23	24		-63.00	22	25	A-35	.80
25	26		-25.00	25	27	A-35	.20
27	28	A-35	1.10	28	29		-10.00
27	30	A-35	1.00	30	31		-25.00
30	32	A-35	.70	32	33		-25.00
32	34	A-35	.60	34	35	A-35	.20
35	36		-25.00	35	37	A-35	.70
37	38		-100.00	37	39	AC-35	.30
39	40		-63.00	34	41	A-35	1.28
13	140		-100.00				.00

ИСХОДНАЯ ИНФОРМАЦИЯ ОБ УЗЛАХ СХЕМЫ

КОЛИЧЕСТВО УЗЛОВ - 17

НОМЕР УЗЛА	ТОК ПП,-А ИЛИ ЭНЕР- ГИЯ,МВТ.Ч	ВРЕМЯ ИСП. МАКС.НАГР. /ЧАС/	КОЭФФИЦ. МОЩНОСТИ	НОМЕР УЗЛА	ТОК ПП,-А ИЛИ ЭНЕР- ГИЯ,МВТ.Ч	ВРЕМЯ ИСП. МАКС.НАГР. /ЧАС/	КОЭФФИЦ. МОЩНОСТИ
7	-190.8	3000.	.90	10	-41.6	3000.	.90
12	-41.6	3000.	.90	140	-66.0	3000.	.90
15	-165.0	3000.	.90	17	-66.0	3000.	.90

Продолжение файла OPTIMA.RES

19	-6.5	3000.	.90	21	-28.4	3000.	.90
24	-41.6	3000.	.90	26	-16.5	3000.	.90
29	-6.6	3000.	.90	31	-16.5	3000.	.90
33	-160.5	3000.	.90	38	-66.0	3000.	.90
40	-410.5	3000.	.90	42	-35.6	3000.	.90
36	-66.0	3000.	.90		.0	0.	.00

ПАРАМЕТРЫ ОПТИМИЗАЦИИ

НАИМЕНОВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ	НОМЕР ЛИНИИ	НОМЕР НАЧАЛА ВЕТВИ	НОМЕР КОНЦА ВЕТВИ	УСТАНОВЛ. МАРКА ПРОВОДА	РЕКОМЕНД. МАРКА ПРОВОДА	ГОДЫ ЗАМЕНЫ	ПРИЧИНА ЗАМЕНЫ	ПЕРИОД	КОЭФИЦИЕНТ	СТОИМОСТЬ 1 КВТ.Ч	ИЗМЕНЕНИЕ ЭКСПЛУАТ. РАСХОДОВ	ЭКОНОМ. ЭФФЕКТ	
								ОПТИМИЗАЦИИ ЛЕТ	ТРИРОСТА ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ	ПОТЕРЯНОЙ ЭНЕРГИИ РУБ/КВТ.Ч			
								15	.10	.02			
УШАЧИ	505	1	2	A-25	A-70	2000				47.1	40499.38	325.47	346.61
УШАЧИ	505	2	4	ПС-25	A-70	2000				47.1	589508.80	5502.52	4384.56

4. НОРМИРОВАНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

4.1. Программа NORMA расчета нормативов потерь электроэнергии для структурных подразделений энергосистемы

NORMA. Назначение и краткая характеристика программы

Программа NORMA /1,14 /предназначена для расчета месячных (квартальных) нормативов потерь электроэнергии электросетевым предприятиям энергосистемы путем распределения между ними заданного месячного (квартального) общесистемного норматива.

В качестве приоритетных исходных данных (файл NORMA.DAT) используются -

по энергосистеме в целом:

распределяемый норматив потерь электроэнергии;
суммарный коэффициент отчислений от капиталовложений;
общее число структурных подразделений энергосистемы, участвующих в расчете;

количество структурных подразделений энергосистемы, для которых выполняется расчет нормативов потерь,

по каждому структурному подразделению:

порядковый номер и наименование подразделения;
отпуск энергии в сеть (по отчетным данным);
отчетные потери электроэнергии;
коэффициент эффективности мероприятий по снижению потерь в подразделении;
стоимость 1 кВт.ч потерянной электроэнергии.

В результате работы программы на печать выдаются (файл NORMA.RES) искомые нормативы потерь и их коэффициенты напряженности.

NORMA. Основные методические сведения

В основу методики нормирования потерь электроэнергии подчиненным энергосистеме структурным подразделениям (например, предприятиям электрических сетей - ПЭС) положен принцип, когда вначале устанавливается величина потерь $dW_{сн}$ для энергосистемы в целом, а затем уже определяются нормативы потерь электроэнергии для каждого предприятия электрических сетей. При этом

распределение между сетевыми предприятиями подлежит часть $dW_{\text{ср}}^{\text{н}}$ общесистемного норматива потерь $dW_{\text{сн}}$, определяемая как

$$dW_{\text{ср}}^{\text{н}} = dW_{\text{сн}} - \sum_{i=m+1}^n (dW_i) \quad (3.5)$$

где n - общее число структурных подразделений энергосистемы, участвующих в расчете;

m - число структурных подразделений, не участвующих в распределении норматива.

Для подразделений, не участвующих в распределении системного норматива, норматив потерь dW_i приравнивается к их отчетным потерям $dW_i^{\text{отч}}$ за любой месяц (квартал):

$$dW_i = dW_i^{\text{отч}}, \quad i = m+1, n \quad (3.6)$$

Математически модель задачи имеет вид:

$$Z = \sum_{i=1}^m (P_c * \alpha_i * d_i - \alpha_i * \beta_i) * dW_i^{\text{отч}} \rightarrow \min, \quad (3.7)$$

$$dW_{\text{ср}}^{\text{н}} = \sum_{i=1}^m (1 - \alpha_i) * dW_i^{\text{отч}}, \quad \alpha_i > 0 \quad (3.8)$$

где Z - целевая функция (суммарные приведенные затраты);

α - параметры оптимизации;

P_c - суммарный коэффициент отчислений от капиталовложений;

d_i - коэффициент эффективности мероприятий по снижению потерь, определяемый по данным отчетного года.

$$d = \frac{K}{ddW}, \quad \text{руб} / \text{кВт.ч}$$

K - капиталзатраты на выполнение мероприятий по снижению потерь ddW в отчетном году (приближенно коэффициент d можно определить как

$$d_i = \frac{100}{\text{отч } d\%} \cdot \frac{\text{отч}}{d\%}, \text{ где } d\% - \text{ отчетные потери в процентах за рассматриваемый месяц или квартал ;}$$

B_i - стоимость потерь электроэнергии.

В результате решения сформулированной задачи определяются параметры оптимизации $\alpha_i(\star)$, обеспечивающие минимум функции Z , на основе которых рассчитываются искомые нормативы потерь:

$$dw_i = (1 - \alpha_i(\star)) \cdot \frac{\text{отч}}{d\%} \cdot \frac{1}{i=1, m},$$

и вычисляются нижние и верхние границы их доверительных интервалов, а также коэффициенты напряженности нормативов:

$$R_i = \frac{\frac{\text{отч}}{d\%}}{n} = \frac{1}{n(1 - \alpha_i)}$$

Разработанная математическая модель обеспечивает сбалансированность нормативов потерь, т. е.

$$\sum_{i=1}^n (dw_i) = dw_c.$$

NORMA. Описание переменных

В список переменных включены только те имена, которые относятся к исходным данным:

- VARS - номер варианта расчета ;
- RR - время расчета ;
- PEO - наименование системы ;
- PLGOD - год расчета ;
- DWSDIR - норматив потерь электроэнергии по энергосистеме в целом, млн. кВт.ч. ;
- PS - суммарный коэффициент отчислений от капиталовложений ;
- N - общее число структурных подразделений энергосистемы,

- участвующих в расчете ;
- M - число структурных подразделений энергосистемы, для которых выполняется расчет нормативов потерь ;
 - NPOR - порядковый номер подразделения ;
 - PODRAS - наименование подразделения ;
 - WOCO - отпуск энергии в сеть (по отчетным данным), млн. кВт.ч. ;
 - DWSO - отчетные потери электроэнергии, млн. кВт.ч ;
 - A - коэффициент эффективности мероприятий по снижению потерь в подразделении, руб./кВт.ч ;
 - BETTA - стоимость 1 кВт.ч потерянной электроэнергии, коп./кВт.ч.

NORMA. Правила подготовки исходных данных

В исходные данные входят:

номер варианта расчета (одна строка) ;

время расчета (одна строка) ;

общие данные (одна строка) ;

число подразделений (одна строка) ;

данные по подразделениям (N строк) ;

**- признак конца файла.

Перфорация данных выполняется следующим образом:

Номер варианта расчета

В данной модификации программы номер варианта расчета всегда один - 1 вариант расчета.

Перфорируется в позициях строки дисплея 1-20:

3 FORMAT(5A4):

ПОЗИЦИИ СТРОКИ	ИМЯ ПЕРЕМЕННОЙ	ПРИМЕР
1-20	VARS	1 вариант расчета

Время расчета

298 FORMAT(20A4):

ПОЗИЦИИ	ИМЯ	ПРИМЕР
---------	-----	--------

СТРОКИ ПЕРЕМЕННОЙ
 1-80 RR март 1992 г.

Общие данные

270 FORMAT(4A4, 4X, I4, 5X, 4F10.0):

ПОЗИЦИИ	ИМЯ	ПРИМЕР
СТРОКИ	ПЕРЕМЕННОЙ	
1-16	PEO	ЭНЕРГОСИСТЕМА "П"
21-24	PLGOD	1992
30-39	DWSDIR	90.
40-49	PS	0.16

Число подразделений

271 FORMAT(12, 1X, I2)

ПОЗИЦИИ	ИМЯ	ПРИМЕР
СТРОКИ	ПЕРЕМЕННОЙ	
1-2	N	3
4-5	M	2

Данные по подразделениям

Данные об одном подразделении перфорируются в одной строке дисплея. Число строк данных всегда равно N. В конце файла данных перфорируются две звездочки - **. Структура одной строки данных по подразделениям определяется форматом:

234 FORMAT(12, 1X, 4A4, 1X, 4F10.0):

ПОЗИЦИИ	ИМЯ	ПРИМЕР
СТРОКИ	ПЕРЕМЕННОЙ	
1-2	NFOR	1
4-19	PODRAS	ПОДРАЗДЕЛЕНИЕ-1
21-30	WOCO	500.
31-40	DWSO	30.
41-50	A	3.
51-60	BETTA	1.8

Файл данных NORMA.DAT

1	ВАРИАНТ РАСЧЕТА				
1	КВАРТАЛ 2000 ГОДА				
	ЭНЕРГОСИСТЕМА "П	2000	90.00	.16	
3	2				
1	ПОДРАЗДЕЛЕНИЕ-1	500.0	30.0	3.0	1.8
2	ПОДРАЗДЕЛЕНИЕ-2	400.0	20.0	8.0	1.8
3	ЦЕНТР. РЕЗЕРВ	1250.0	50.0	.0	.0

**

Файл результатов NORMA.RES

РАБОТАЕТ ПРОГРАММА NORMA1 РАСЧЕТА НОРМАТИВОВ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

1 ВАРИАНТ РАСЧЕТА. ВЫПОЛНЯЕТСЯ РАСЧЕТ НОРМАТИВНЫХ ЗАДАНИЙ
 ПО ПОТЕРЯМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ С УЧЕТОМ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ
 ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ

У Т В Е Р Ж Д А Ю

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР ЦЭО ЭНЕРГОСИСТЕМА "П

Продолжение файла NORMA.RES

: ИТОГО ПО ЦЭС	: 900.0:	: 50.0:	: 850.0:	: 38.0:	: 40.0:	: 42.0:	: 1.2:
:	:	:	:	:	:	:	:
:	:	: 5.58:	:	: 4.22:	: 4.44:	: 4.67:	:
:	:	:	:	:	:	:	:
: З ЦЕНТР. РЕЗЕРВ	: 1250.0:	: 50.0:	: 1200.0:	: 47.5:	: 50.0:	: 52.5:	: 1.0:
:	:	:	:	:	:	:	:
:	:	: 4.00:	:	: 3.80:	: 4.00:	: 4.20:	:
:	:	:	:	:	:	:	:
: ИТОГО ПО ПОСЗ	: 2150.0:	: 100.0:	: 2050.0:	: 85.5:	: 90.0:	: 94.5:	: 1.1:
:	:	:	:	:	:	:	:
:	:	: 4.65:	:	: 3.98:	: 4.19:	: 4.40:	:
:	:	:	:	:	:	:	:

Л и т е р а т у р а

1. Поспелов Р.Е., Шапиро И.З., Фурсанов М.И. Совершенствование системы планирования потерь электроэнергии и мероприятий по их снижению в электрических сетях энергосистем. - Минск: БелНИИЭТ, 1981. - 38с.
2. Поспелов Р.Е., Шапиро И.З., Фурсанов М.И. Применение вычислительной техники для расчета, снижения и планирования технологического расхода электроэнергии в электрических сетях. - Минск: БПИ, 1987. - 89с.
3. Каялов Р.М. Определение потерь энергии в электрической сети по средним значениям нагрузок в ее узлах // Электричество. - 1976. - №. - С. 19-24.
4. Анисимов Л.П., Левин М.С., Пекелис В.Г. Методика расчета потерь энергии в действующих распределительных сетях // Электричество. - 1975. - №4. - С. 27-30.
5. Фурсанов М.И., Поспелов Р.Е., Шапиро И.З. Алгоритм и программа вероятностно-статистического эквивалентирования электрических сетей на ЕС ЭВМ / Информационный листок. - Минск: БелНИИЭТ, 1985.
6. Гмурман В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика: Учебное пособие для вузов. 4-е изд., доп. - М.: Высш. школа, 1972. - 368 с.
7. Математическая статистика: Учебник / В.М.Иванова, В.Н.Калинина, Л.А.Нешумова и др. - 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Высш. школа, 1981. - 371 с.
8. Фурсанов М.И., Поспелов Р.Е., Шапиро И.З. Алгоритм и программа для расчета режимов эквивалентных параметров электрических сетей на ЕС ЭВМ / Информационный листок. - Мн.: БелНИИЭТ, 1985.
9. Фурсанов М.И., Сыч Н.М., Уласевич А.Ф. Прогнозирование и анализ потерь энергии и режимов в распределительных электрических сетях 6-35 кВ на ЭЦВМ БЭСМ-4 (М-220) / Изв. вузов СССР // Энергетика. - 1974. - № 6.
10. Фурсанов М.И., Сыч Н.М., Уласевич А.Ф. Расчеты потерь энергии и режимов в электрических сетях до 1000 В при неполной исходной информации / Изв. вузов СССР // Энергетика. - 1976. - № 8.
11. Фурсанов М.И., Уласевич А.Ф. Эффективность оценки потерь электроэнергии в распределительных сетях методом статистических испытаний / Изв. вузов СССР // Энергетика. - 1988. - № 1.
12. Фурсанов М.И. Планирование замены трансформаторов в распределительных сетях / Изв. вузов СССР // Энергетика. - 1983. - № 7.

13. Фурсанов М.И. Методика планирования замены проводов воздушных линий в распределительных сетях / Изв. вузов СССР // Энергетика. - 1985. - N 1.
14. Фурсанов М.И., Шапиро И.В. Математическое обеспечение для нормирования потерь энергии в электрических сетях предприятий электрических сетей энергосистемы "Пенаазэнерго": Научно-технический отчет, Минск, 1992.
15. Брич Э.С. и др. Фортран 77 для ПЭВМ ЕС: Справ. изд./Э.С. Брич, Д.В. Капилевич, Н.А. Клецкова - М.: Финансы и статистика, 1991. - 288 с.; илл.

Содержание

Введение	3
1. КОМПЛЕКС АЛГОРИТМОВ И ПРОГРАММ ДЛЯ ИНТЕРВАЛЬНОЙ ОЦЕНКИ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 6-10 кВ	4
1.1 Краткая характеристика комплекса для оценки потерь в электрических сетях 6-10 кВ	4
1.2 Программа VYBOR формирования случайной выборки схем распределительных линий	5
1.3 Программа REKVIN расчета индивидуальных экви- валентных сопротивлений распределительных сетей	10
1.4 Программа VSM построения и анализа регрессионных моделей эквивалентных сопротивлений	23
1.5 Программа REKVIS расчета обобщенных эквивалентных сопротивлений электрических сетей	39
1.6 Программа TERAS расчета величины, оценки погреш- ностей и доверительных интервалов потерь электро- энергии в электрических сетях 6-10 кВ	60
2. АЛГОРИТМЫ И ПРОГРАММЫ ДЛЯ ОЦЕНКИ РЕЖИМОВ И ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАЗОМКНУТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ НА ОСНОВЕ ДЕТЕРМИНИРОВАННЫХ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ	89
2.1 Программа REGIMR расчета режимов и обобщенных эквивалентных сопротивлений разомкнутых электри- ческих сетей 6-220 кВ	89
2.2 Программа DE10 детерминированной оценки режимов, потерь мощности и энергии в разомкнутых электри- ческих сетях 6-10 кВ	106
2.3 Программа DW1000 поэлементных расчетов потерь энергии в электрических сетях 0,38 кВ	126
2.4 Программа VYBORR выборочного метода оценки потерь электроэнергии в распределительных сетях 0,38-10 кВ ..	137
3. АЛГОРИТМЫ И ПРОГРАММЫ ДЛЯ ПЛАНИРОВАНИЯ ОПТИМАЛЬНОГО РАЗВИТИЯ РАЗОМКНУТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ	151
3.1 Программа TRANS построения оптимального плана замены трансформаторов в распределительных сетях 6-10 кВ.....	151
3.2. Программа OPTIMA разработки оптимального плана замены	

проводов воздушных линий	I62
4. НОРМИРОВАНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ	I69
4.1 Программа NORMA расчета нормативов потерь электроэнергии для структурных подразделений энергосистемы . . .	I69
Л и т е р а т у р а	I77

Учебное издание

ФУРСАНОВ Михаил Иванович

АЛГОРИТМЫ И ПРОГРАММЫ ДЛЯ ОЦЕНКИ РЕЖИМОВ, НОРМИРОВАНИЯ И СНИЖЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАЗОМКНУТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Учебно-методическое пособие
по разделу курсов "Электрические системы и сети",
"Оптимизация режимов энергосистем",
"Основы эксплуатации энергосистем"

Редактор Г.В.Шаркина. Корректор М.П.Антонова

Подписано в печать 06.01.95.

Формат 60x84¹/₁₆. Бумага тип. № 2. Offset. печать.

Усл. печ. л. 10,7. Уч.-изд. л. 8,2. Тир. 130. Зек. 70.

Белорусская государственная политехническая академия.

Отпечатано на ротационной АППА. 220027, Минск, пр. Ф. Скорини, 65.