**Иркутский государственный сельскохозяйственный университет**

# Курсовая работа

**Обеспечение качества электроэнергии в распределительных сетях, питающих сельскохозяйственных потребителей**.

Работу принял.

Д.т.н. Смирнов С.С.

“ “ ноября 2004г.

Иркутск.

2004

## 1. Цель работы

1. Освоение методов расчета режимов распределительной сети.
2. . Освоение методов обеспечения качества электрической связанного с отклонениями напряжения энергии в распределительных сетях.
3. Освоение методов анализа режима сети.

## 2. Содержание работы

1.Нарисовать расчетную схему сети с отражением на ней режима зимнего максимума нагрузки в соответствии с рассчитываемым вариантом.

2.Найти каталожные данные ЛЭП и трансформаторов используемых в схеме.

3. Рассчитать электрических параметры ЛЭП и трансформаторов по каталожным данным

4. Освоить образец программы расчета режима сети (задание схемы сети, режимов узлов сети, отпаек трансформаторов, организация расчетов, отражение режима сети через таблицы и графики).

5.Внести изменения в программу связанные с изменением состава сети и мощностей нагрузок, в том числе связанные с изменением мощностей ЛЭП и отклонений напряжений узлов.

6. Выбрать номера отпаек на трансформаторах для обеспечения допустимого уровня напряжений в узлах сети. Обосновать необходимость использования РПН в узлах сети 35 и 10кВ или изменения сечений ЛЭП.

8. Составить сводные таблицы, отражающие

* добавки напряжений за счет трансформаторов,
* величины напряжений в узлах сети для 4 расчетных режимов.

9. Построить график для уровней напряжений всех узлов сети для лета и зимы с учетом изменений в составе сети (2 графика)

10. Построить графики изменения уровней напряжения от узла питания ( узел 11100) до наиболее удаленных узлов ( узлы 142 и 143)для зимы и лета( 4 графика)

9. Составить сводные таблицы, отражающие режим сети по мощности для 4 режимов.На основании таблицы оценить величину потерь в сети (% от мощности нагрузки)

10. Провести анализ степени загруженности ЛЭП по плотности тока.

11. Провести расчет и анализ режима зимнего максимума при подключении к наиболее удаленному узлу 10кВ (узел 1143) конденсаторной батареи мощностью 900кВАр

## 2. Исходные данные

В качестве исходных данных используются:

1. Схема исходной сети в виде файла WORD.
2. Мощности нагрузок узлов сети,
3. Провода, длины и напряжения ЛЭП,
4. Типы трансформаторов,
5. Образец расчета режим сети в табличном редакторе EXCEL,
6. Варианты расширения состава сети и нагрузки дополнительных узлов.

* Исходные данные сети, программа расчета и варианты изменения сети приведены в файла «Расчет 3-97. xls..

При выполнении курсовой работы схема дополняется:

* узлом 1143 с напряжением 10кВ
* узлом143 напряжением 0.4 кВ,
* ЛЭП 10кВ межу узлами 1142 и 1143с проводами АС35,
* трансформатором ТМ-63/10 между узлами 1143 и 143.
* нагрузками узлов 1143 и 143

Варианты отличаются длинами ЛЭП 10кВ между узлами 1142-1143 и нагрузками узла 1143.

.

### 2.1. Схема сети

Рассматривается схема сети приведенная на рис. 1. На схеме отражаются параметры элементов сети и величины нагрузок для режима зимнего максимума.



Рис.1. Расчетная схема сети

**2.2. Расчетные режимы нагрузок узлов**.

При оценке обеспечения качества напряжения в узлах сети проводится расчеты режимов напряжений двух периодов года: зимы и лета. При этом в каждом периоде рассчитывается режим максимальной и минимальной нагрузок. Во всех режимах напряжение на зажимах нагрузок не должно отклоняться от номинального более чем на ±5%. В сельских сетях широко используются трансформаторы с ПБВ (переключение отпаек в невозбужденном состоянии). С целью обеспечения качества напряжения обыкновенно используется переключение отпаек на трансформаторах 2 раза в году, в соответствии с изменением нагрузок узлов летом и зимой. Величины нагрузок узлов сети приведены в табл.1

Таблица 1. Нагрузки узлов сети

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | **1. Узлы и их нагрузки** | | | | |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  | Номинальное напряжение | Зимняя нагрузка | | | | Летнняя нагрузка | | | |
|  | Максимальная | | Минимальная | | Максимальная | | Минимальная | |
|  | Узлы | Uн | P | Q | P | Q | P | Q | P | Q |
|  | кВ | кВт | кВар | кВт | кВар | кВт | кВар | кВт | кВар |
| 1 | 100 | 0,38 | 60 | 40 | 30 | 20 | 20 | 10 | 15 | 10 |
| 2 | 120 | 0,38 | 60 | 40 | 30 | 20 | 20 | 10 | 15 | 10 |
| 3 | 140 | 0,38 | 40 | 40 | 30 | 20 | 10 | 3 | 5 | 2 |
| 4 | 141 | 0,38 | 10 | 6 | 8 | 3 | 10 | 3 | 5 | 2 |
| 5 | 142 | 0,38 | 8 | 6 | 5 | 3 | 10 | 3 | 5 | 2 |
| 6 | 1100 | 10 | 300 | 100 | 200 | 100 | 150 | 100 | 100 | 80 |
| 7 | 1120 | 10 | 600 | 200 | 400 | 200 | 300 | 100 | 100 | 80 |
| 8 | 1140 | 10 | 300 | 100 | 200 | 80 | 150 | 100 | 100 | 80 |
| 9 | 1141 | 10 | 300 | 100 | 200 | 80 | 150 | 100 | 100 | 80 |
| 10 | 1142 | 10 | 300 | 100 | 200 | 80 | 150 | 100 | 100 | 80 |
| 11 | 3100 | 35 | 2000 | 500 | 1000 | 400 | 1000 | 600 | 500 | 400 |
| 12 | 3120 | 35 | 1000 | 300 | 800 | 200 | 500 | 200 | 300 | 200 |
| 13 | 3140 | 35 | 1000 | 500 | 800 | 300 | 500 | 400 | 300 | 300 |
| 14 | 11100 | 110 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 15 | 143 | 0,38 | 40 | 40 | 30 | 20 | 10 | 3 | 5 | 2 |
| 16 | 1143 | 370 | 100 | 250 | 80 | 80 | 150 | 100 | 100 | 80 |

### 2.3. Трансформаторы

Типы используемых трансформаторов и узлы их подключения приведены в табл.2

Таблица 2. Подключение трансформаторов



### 2.4. Линии передачи

Узлы присоединения, марки проводов и длины ЛЭП приведены в табл.3

Таблица 3. ЛЭП расчетной схемы



## 3.Справочные и расчетные параметры элементов схемы

### 3.1. Трансформаторы

При расчете режима сети используется схема замещения трансформатора, приведенная на рис.2.

Rт

Хт

Рх+jQx

Рис.2. Схема замещения трансформатора.

По справочным данным, находим величины номинальных напряжений на обмотке низкого напряжения Uнн, на обмотке высокого напряжения Uвн, номинальную мощность трансформатора Sн, напряжение короткого замыкания Uк, тока холостого хода Iо, величины потерь холостого хода Рх, потерь короткого замыкания Рк.

На основании справочных параметров рассчитываются активное и реактивное сопротивление трансформатора, реактивные потери холостого хода Qх по следующим выражениям ( параметры рассчитаны для трансформатора ТМ-63/10)

( 1)



где в кВт и кВА,



- в кВ



( 2)



где Uк в %

( 3)



Параметры рассчитаны для трансформатора мощностью 63кВА с порядковым номером 8.

Параметры трансформаторов расчетной схемы приведены в табл.4.

Для поддержания уровней напряжения в распределительной сети широко используется переключение отпаек трансформаторов на обмотке высокого напряжения, что приводит к изменению коэффициента трансформации и эквивалентно введению добавки напряжения на обмотке низкого напряжения на величину Е. Переключение может проводиться при отключенном от сети трансформаторе ( трансформаторы с ПБВ- переключение без возбуждения) и при подключенной нагрузке ( трансформаторы с РПН- регулирование под нагрузкой). Следует отметить, что трансформаторы с РПН значительно дороже (более, чем в 2 раза) трансформаторов с ПБВ и поэтому их использование ограничено. Использование РПН оправдано в трансформаторах мощностью более 1000МВт. Это, прежде всего трансформаторы питающих центров с первичным напряжением 110кВ. В тех случаях, когда не удается обеспечить отклонение напряжения на зажимах приемников в пределах ±5% с использованием ПБВ , используются трансформаторы с РПН. ***Номинальные отпайки трансформаторов соответствуют добавке напряжения равной 5***%. Величины добавок напряжения для ПБВ и РПН приведены в табл.5.

Следует отметить, что при увеличении напряжения в сети уменьшаются потери активной мощности в ЛЭП, поэтому желательно поддерживать отклонения напряжения в узлах питания близкими к величине +5%.

Таблица 4. Параметры трансформаторов



Таблица 5. Добавки напряжения при изменении отпаек трансформаторов

Добавки для ПБВ с 5-ю позициями

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Позиция БПВ | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Добавка,% | 0 | 2.5 | 5 | 7.5 | 10 |

Добавки для РПН с 13 позициями переключений.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Позиция РПН | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| Добавка, % | -4 | -2.5 | -1 | 0.5 | 2 | 3.5 | 5 | 6.5 | 8 | 9.5 | 11 | 12.5 | 14 |

Добавки для РПН с 19 позициями

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Позиция РПН | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| Добавка, % | -11.02 | -9.24 | -7.46 | -5.68 | -3.9 | -2.12 | -0.34 | 1.44 | 3.22 | 5 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Позиция РПН | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 |  |
| Добавка, % | 6.78 | 8.56 | 10.34 | 12.12 | 13.9 | 15.68 | 17.46 | 19.24 | 21.02 |  |

### Параметры ЛЭП

Расчетная схема ЛЭП представлена на рис.3.

Параметры схемы определяются выражениями

; ;



где сопротивление и проводимости Ом/км и См/км



l- длина линии, км

X

R

-jQc

-jQc/2

Рис.3. Расчетная схема участка ЛЭП

( 4)



t-температура воздуха

ro20- сопротивление 1км провода, приводится в справочниках.

Для провода А35 при температуре –20оС



( 5)



где Dср –среднее геометрическое расстояние между проводами фаз



Зависимость Dср от напряжения сети приведена в табл.6



Таблица 6. Среднегеометрические расстояния между фазами ЛЭП

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Номинальное  Напряжение,кВ | 0.4 | 10 | 35 | 110 |
| Dcp, м | 0.8 | 1.1 | 3.5 | 5 |

Do- диаметр провода, находится в справочниках.

Для провода АС70 Do=11.4мм

Для ЛЭП 35кВ с проводом АС70 найдем Хо



. ( 6)



Реактивная мощность, генерируемая ЛЭП

. ( 7)



Таблица 4. Параметры ЛЭП схемы



Для ЛЭП 35 кВ генерация реактивной мощности становится значительной и ее необходимо учитывать в расчетах.

# 4. Расчет режима сети

Расчет режим сети проводится в два этапа:

На первом этапе рассчитываются мощности, протекающие в ЛЭП и трансформаторах, потери мощности и напряжения в ЛЭП и трансформаторах. Расчет проводится на основании величин нагрузок концов ЛЭП и вторичных обмоток трансформаторов. Расчет начинается от самых удаленных узлов и заканчивается трансформатором центра питания. На втором этапе рассчитываются отклонения напряжения в узлах при заданном отклонении питающего узла 11100. Расчет начинается с питающего трансформатора и заканчивается самыми удаленными узлами сети.

Мощность конца ЛЭП равна

( 8)



где - мощность начала следующей ЛЭП



- мощность потребляемая подключенным к узлу n трансформатором



- эквивалентна мощность подключенных к узлу нагрузок и и ЛЭП, не указанных в схеме



Аналогично рассчитывается реактивная мощность конца ЛЭП.

( 9)



Для конца ЛЭП 7 (узлы присоединения1142-1143), к которому присоединены трансформатор и местная нагрузка).

P7 =0+40.4+300=340.43кВт

Q5 =0+100+43.7=143.7кВАр

находятся потери мощности в ЛЭП



( 10)



( 11)



Мощность начала ЛЭП 5

=340.6+10.6=351.2 кВт ( 12)



=143.7+4.9-3.169=145.6кВАр ( 13)



Потери напряжения в ЛЭП в % от номинального напряжения

( 14)



Мощности обмотки низкого напряжения трансформатора находятся по тем же уравнениям, что и для ЛЭП. По таким же уравнениям рассчитываются потери мощности и напряжения. Мощность обмотки высокого напряжения рассчитывается по уравнениям

( 15)



( 16)



В табл.5 отражен расчет режима ЛЭП для максимальной зимней нагрузки

В табл. 6 отражен расчет режима трансформаторов для максимальной зимней нагрузке

На втором этапе рассчитываются отклонения напряжения узлов при заданном напряжении сети 110кВ ( узел 11100)

Отклонение напряжения следующего узла сети определяется путем вычитания из отклонения напряжения предыдущего узла потери напряжения соединяющего узлы элемента –ЛЭП или трансформатора. Для трансформатора к отклонению напряжения добавляется величина добавки напряжения E за счет изменения позиции РБВ или РПН.

Пример расчета отклонений напряжений узлов отражен в табл. 7.

Анализ режима сети по величинам мощностей используется для оценки величины потребляемой мощности, величин потерь мощностей в ЛЭП и трансформаторах.

В таблице 8 отражен режим схемы для мощностей.

Таблица 5. Режим ЛЭП для максимальной зимней нагрузки



Таблица 6: Режим трансформаторов для максимальной зимней нагрузки



Таблица 7. Режим узлов сети для зимнего максимума



Таблица 8. Мощности сети для режимов зимы и лета



Из таблицы 8 видно, что потери в сети активной мощности максимальны зимой и составляют 6.39% и обусловлены в основном потерями в ЛЭП. Потери реактивной мощности обусловлены в основном трансформаторами. Потери реактивной мощности в ЛЭП и генерация реактивной мощностью ЛЭП близки по величине..

.

### 6. Обеспечение режима сети по отклонению напряжений в течение года

Для оценки изменения режима отклонений в течении года проводятся расчеты максимальных и минимальных режимов для лета и зимы. Для этой цели проводятся суточные измерения режимов в течении одной недели и по этим измерениям определяются режимы. Для лета и зимы выбираются добавки напряжения на трансформаторах. Величины добавок для рассматриваемой схемы приведены в табл.9

Таблица 9. Добавки напряжения на трансформаторах.



Величины отклонений напряжения узлов сети приведены в табл. 10

Напряжения в узлах сети 10 и 35кВ не превышают величины +10%

Отклонения напряжения в узлах сети 0.4кВ не выходят за пределы ±5%

Для наглядного отражения режима напряжений всех узлов сети зимой используется график рис 2. Из графика видно изменение напряжения узлов

Для наглядного отображения изменения напряжения узлов сети по мере их удаления от центра питания используется график отклонений напряжений, показанный на рис.3 вдоль ЛЭП до самого удаленного узла. На рис. 3 видны значительные потери напряжения в ЛЭП и влияние добавок напряжения на трансформаторах на величины отклонений напряжения

Таблица 10. Напряжения в узлах сети для зимы и лета

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Отклонения напряжения от номинального | | | |  |
| Узлы | Зима |  | Лето |  |
|  | Макс. зим | Мин. зим | Макс лет | Мин. Лет |
| 11100 | 5 | 5 | 5 | 5 |
| 3100 | 1,1 | 1,1 | 1,5 | 1,5 |
| 3120 | -3,24425 | -1,87444 | -0,91409 | -0,1875 |
| 3140 | -6,91453 | -4,32482 | -3,04104 | -1,64829 |
| 1100 | 1,1 | 1,1 | 1,5 | 1,5 |
| 1120 | -0,74425 | 0,62556 | 1,58591 | 2,312504 |
| 1140 | 3,085472 | 5,67518 | 4,45896 | 5,851706 |
| 1141 | -1,25878 | 2,70074 | 2,04488 | 4,16421 |
| 1142 | -4,92906 | 0,25035 | -0,08207 | 2,703412 |
| 1143 | -6,00 | -0,36 | -0,89 | 2,14 |
| 100 | 1,1 | 1,1 | 1,5 | 1,5 |
| 120 | -0,74425 | 0,62556 | 1,58591 | 2,312504 |
| 140 | 1,241221 | 5,20074 | 2,04488 | 4,16421 |
| 141 | -1,79131 | 3,19638 | -0,83853 | 2,662453 |
| 142 | -3,47335 | 2,19476 | -2,64312 | 1,72705 |
| 143 | -3,74 | 3,21 | 1,36 | 4,49 |



Рис.7

***7. Анализ загруженности ЛЭП по величинам плотности тока***.

По мере роста плотности тока увеличиваются потери активной мощности в ЛЭП. Экономически оправданной плотностью тока для сельских ЛЭП лежат в пределах 1.1-1.3 А/мм2. Линия считается мало загруженной если плотность тока менее 0.6 А/мм2 , считается нормально загруженной если плотности тока лежат в пределах 0.6-1.4 А/мм2,  сильно загруженной , если плотности тока составляют 1.4-2 А/ мм2, и если плотности тока превышают величину 2А/мм2. Применительно к таким ЛЭП необходимо рассмотреть вопрос об увеличения сечения проводов ЛЭП.

Таблица 11. Загруженность ЛЭП по величине плотности тока



Из таблицы видно, что ЛЭП 3 и 4 сильно загружены по величине тока.

## 8.Влияние подключения батареи конденсаторов мощностью 900КВАр в узле 1143 на напряжения узлов сети.

Включение конденсаторной батареи в режиме зимнего максимума отклонения напряжений узлов сети отражено на рис.4. Подключение батареи отражается путем изменения реактивной мощности узла с 100кВАр на -800кВАр.Подключение батареи привело к значительному повышению уровней напряжений в узлах сети 10кВ и 0.4КВ. и превышению в узле 143 допустимой величины (кривая кондес.1). Для уменьшения отклонений напряжения уменьшена добавка напряжения напряжения на трансформаторе 7 ( узлы 1143-143) с 10% до 7.5%. Напряжения в узлах стали в допустимых пределах кривая конд.2). Приведенные кривые показывают:

* подключение конденсаторов приводит к повышению напряжения в сети и может использоваться для поддержания напряжения в удаленных узлах,
* переключение обмоток трансформатора можно заменить подключением конденсаторной батареи.



Рис.4. Изменеие напряжений узлов при подключении конденсаторной батареи к узлу 1142.

## Выводы по работе.

1. Требующиеся уровни отклонений напряжения на зажимов приемников можно обеспечить за счет сезонного изменения отпаек на 3-ех трансформаторах.
2. РПН необходим на трансформаторе центра питания (узлы 11100-3100)
3. Подключение батареи конденсаторов можно использовать для полвышения напряжения отдаленного узла ( узел 143)

# Литература к курсовому проекту :

1.Методичесмкие указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

Часть 1. Контроль качества электрической энергии

Москва Министерство энергетики Российской федерации

2000г. 29с. С.14-18. Приложение А

2. Электротехнический справочник в 3т

Том 2 1981- 640с., с. 91-100

Том 3 кн.2 1988 - 880с, с.302-314, .757-776

3. Электроэнергетические системы в примерах и иллюстрациях. М., Энергоатомиздат, 1983 - 500 с. с29-82

4. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования. Энергоатомиздат.1991.,464с. с. 35-45, 169-179

5. И.В. Наумов, М.Р. Василевич, Г.В. Лукин. Электроснабжение сельскохозяйственного населенного пункта. Учебное пособие. Иркутск, ИСХИ, 1999-61с.

6. М.Б. Петрова, В.Н.Санько. Управление качеством сельского электроснабжения. Вологда «ИПЦ Легия», 1999- 184с.

7. М.С. Левин и др. Качество электрической энергии в сетях сельских районов. Под ред. И.А.Будско. М., Энергия, 1975- 224 с.

8. В.Н.Курапин Управление регулированием напряжения в электрических сетях. Механизация и электрификация сельского хозяйства. 2001 г. №10.

9. В.С. Зарицкий и др. Методы и средства повышения надежности электроснабжения , улучшения качества электрической энергии и снижение потерь ее в электрических сетях сельских районов. ЛСХИ 1987- 70с.