

т.е. немногим более, чем в два раза. Рассчитанные оптимальные режимы работы сети (2.09 и 2.50% потерь) близки друг к другу.

### Литература

1. Фурсанов М.И. Методология и практика расчетов потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем. - Минск: Тэхналогія, 2000.- 247 с.
2. Фурсанов М. И., Макаревич В.В. Об оптимальных уровнях потерь в электрических сетях 6...20 кВ // Энергосбережение. Электроснабжение. Автоматизация: Материалы науч.-техн. конф. – Гомель, 2001. – С. 27–29.
3. Фурсанов М. И., Макаревич В.В., Фурсанова В.М. Оптимальная нагрузка силовых трансформаторов // Актуальные проблемы электроэнергетики: Тез. докл. науч. конф. – Минск, 2001. – С. 7.
4. Фурсанов М. И., Макаревич В.В. Методика и программа построения оптимальной разомкнутой электрической сети // Новые математические методы и компьютерные технологии в проектировании, производстве и научных исследованиях: Тез. докл. науч. конф. – Гомель, 2001. – С. 198-199.

УДК 621.311.017

## **ДЕТЕРМИНИРОВАННЫЕ РАСЧЕТЫ И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ И ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 6-20 КВ**

**Фурсанов М. И.**

*Белорусский национальный технический университет  
Минск, Беларусь*

Детерминированные (позлементные) методы оценки потерь электроэнергии предназначены для определения величины технических потерь на участках распределительных линий (линейных и трансформаторных) и ориентированы на использование детализированной сетевой и режимной исходной информации. Для обеспечения качественныхazoleментных расчетов требуются режимные данные по одновременно снятым нагрузкам понижающих трансформаторных подстанций 6–20/0,38 кВ, что возможно только при оснащении всех ТП современными устройствами телемеханики.

В настоящее время из-за огромных финансовых затрат это практически невозможно, поэтому всеazoleментные методики расчета потерь в какой-то мере являются приближенными и базируются на тех или иных допущениях.

Из режимной информации в распределительных электрических сетях 6–20 кВ можно рассчитывать на значения напряжений, токов и потоков электроэнергии на головных участках распределительных линий и нагрузки ТП, которые могут отсутствовать, быть заданными частично или по всем ТП. По потребителским линиям и подстанциям, как правило, известен расход электроэнергии за расчетный период времени.

Учитывая, что некоторые из перечисленных режимных данных могут отсутствовать, предложено несколько возможных вариантов поэлементных расчетов потерь /1, с. 69–72/.

Вариант 1. Базовым (основным) вариантом расчета служит вариант, когда одновременно задаются ток и поток энергии на головном участке распределительной линии и режимная информация по всем нагрузочным узлам (нагрузки ТП). В силу того, что максимальные нагрузки ТП разнесены во времени, рассчитать потокораспределение в схеме линии простым суммированием токов по первому закону Кирхгофа не представляется возможным, поскольку расчетный ток на «головном» участке линии будет отличаться от замеренного, например, в максимум энергосистемы. Методика предлагает следующий способ уточнения режимных характеристик распределительных сетей 6–20 кВ. В основу определения потокораспределения положена итерационная процедура расчета режима сети, основанная на достижении балансов между расчетными (вычисленными аналитическим путем) и замеренными (фактическими) значениями токов и потоков энергии на «головных» участках линий. Балансы (в пределах заданной точности расчета) достигаются за счет корректировки (увеличения или уменьшения) первоначально заданных значений токов и потоков энергии по ТП.

Рассмотрим описанную процедуру на примере уточнения нагрузок максимальных токов по понижающим трансформаторным подстанциям 6–20/0,38 кВ распределительной линии:

1. Вычисляем разность  $\Delta I$  между замеренным  $I_{\text{фгу}}$  (взятым из режимной ведомости) и расчетным  $I_{\text{ргу}}$  (вычисленным по первому закону Кирхгофа по заданным нагрузкам ТП с учетом неодновременности снятия нагрузок) тока на «головном» участке линии:

$$\pm \Delta I = I_{\text{фгу}} - I_{\text{ргу}}$$

2. Определяем величину этой разности в процентах:

$$\Delta I_{\%} = \frac{|\pm \Delta I|}{I_{\text{фгу}}} 100\%$$

3. Сравниваем расчетную величину  $\pm \Delta I_{\%}$  с заданной точностью расчета по току  $\pm \Delta I_{\text{доп}\%}$ :  $(\Delta I_{\%} - \Delta I_{\text{доп}\%}) \cdot 0$ .

При выполнении данного условия переходим к уточнению потоков энергии. В противном случае уточняем первоначально заданные токовые нагрузки ТП (пункты 4, 5).

4. Приводим величину  $\Delta I$  к стороне 0,38 кВ с учетом  $k_T$  и  $k_H$ :

$$\pm \Delta I_{нн} = \frac{\pm \Delta I}{k_m k_n},$$

где  $k_T$  — коэффициент трансформации ТП;  $k_H$  — коэффициент неодновременности снятия нагрузок.

5. Распределяем величину  $\pm \Delta I_{нн}$  пропорционально первоначально заданным токовым нагрузкам ТП  $I_{cj}$ . Для этого вначале определяем сумму  $I_c$  токов  $I_{cj}$ :

$$I_c = \sum_1^m I_{cj}, \quad j = \overline{1, m},$$

а затем для каждого  $j$ -о ТП вычисляем откорректированный («новый») ток  $I_{nj}$ :

$$I_{nj} = \left| \frac{\pm \Delta I_{нн}}{I_c} I_{cj} + I_{cj} \right|.$$

Корректировка токов (максимальных, средних или других) выполняется один раз и может осуществляться за несколько итераций, после чего аналогичным образом с учетом потерь в сети уточняются потоки энергии.

В ряде случаев сбор нагрузок по понижающим трансформаторным подстанциям — весьма трудоемкая, а иногда и невыполнимая задача. В такой ситуации нагрузки ТП рассчитываются по режимным данным «головного» участка распределительной линии пропорционально номинальным мощностям трансформаторов. При этом возможны следующие основные комбинации.

Вариант 2. Из режимной информации задано только значение  $I_{фгу}$ . Точные нагрузки ТП неизвестны. Здесь вычисляются

$$I_{nj} = \frac{I_{фгу}}{S_m} S_{nj}, \quad (1)$$

и по ним проводятся поэлементные расчеты потерь. При этом необходимо помнить, что

$$W_{фгу} = P_{\max} T_{ма} = \overline{PT},$$

$$P_{\text{макс}} = \sqrt{3}U_m I_{\text{мфзУ}} \cos \varphi_m,$$

$$\bar{P} = \sqrt{3}\bar{U}\bar{I}_{\text{фзУ}} \cos \bar{\varphi}.$$

Здесь индекс «макс» относится к максимальному режиму; «-» (черточка) к режиму средних нагрузок. В обоих случаях:

$$\Delta W_{\text{ЛН}} = \sum_1^n \Delta W_{\text{ЛН}i},$$

$$\Delta W_{\text{ТН}} = \sum_1^m \Delta W_{\text{ТН}j},$$

$$\Delta W_{\text{ТХ}} = \sum_1^m \Delta W_{\text{ТХ}j}.$$

Для расчета совокупных значений потерь в линии рассчитывается режим сети (в первом варианте после осуществления процедуры уточнения режимной информации), потоки и потери мощности на участках сети. Переход к активным потерям электроэнергии осуществляется: в режиме максимальных нагрузок — по времени потерь  $t$ , в режиме средних нагрузок — с использованием коэффициента формы графика нагрузки  $k_\phi$ .

Вариант 3. Заданы значения  $I_{\text{фзУ}}$  и  $k$  токовых нагрузок ТП  $I_{\text{с}j}$ . В этом случае будем иметь:

$$I_{\text{кзУ}} = \sum_1^k I_{\text{с}j},$$

$$I_{\text{фзУ}}^p = I_{\text{фзУ}} - I_{\text{кзУ}}$$

$$I_{\text{н}j} = \frac{I_{\text{фзУ}}^p}{S_m} S_{\text{н}j}, \quad j = \overline{k+1, m}.$$

и затем отметим, что для распределительных электрических сетей 6–20 кВ расчет режима можно вести как в токах, так и в мощностях. Другие варианты расчета будут производными от описанных выше.

Разработанная методика алгоритмизирована и реализована в программе DE10 /271, с. 190-198/ предназначенной для поэлементных расчетов потерь мощности и энергии в распределительных линиях 6–20 кВ и подключенных к ним трансформаторах на основе детерминированных исходных данных.

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

В качестве исходной информации используются полные топологические данные о структуре сети — номера начал и концов участков схемы сети с указанием марок проводов (кабелей) участков и номинальных мощностей (типов) трансформаторов, и обязательно режимные показатели. Эти показатели задаются 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) 6-20/0,38 кВ. Для одного узла необходимо задать его номер и нагрузку (максимальный ток, замеренный в собственный максимум ТП, или отпуск энергии с шин 0.38 кВ), время использования максимальной активной нагрузки и коэффициент мощности потребителя. Если для некоторых ТП нагрузки отсутствуют, то они рассчитываются распределением максимального тока «головного» участка пропорционально номинальным мощностям трансформаторов данной линии.

В результате поэлементного расчета сети определяются: режим сети, потоки и потери мощности на участках (нагрузочные и постоянные), индивидуальные эквивалентные сопротивления и потери электроэнергии по годам расчетного периода.

В итоге имеем: результаты расчета установившегося режима и поэлементных потерь энергии сети (номер начала и конца участка схемы, потоки и потери активной и реактивной мощности и энергии, токовая нагрузка участка, загрузка линейных и трансформаторных ветвей, потери напряжения и напряжения в узлах); результаты расчета потерь энергии и их структура по распределительной линии и ее трансформаторам по годам прогнозируемого периода (расчетный ток и поток энергии на «головном» участке и потери энергии — суммарные, нагрузочные и постоянные в именованных единицах и процентах); обобщенные режимные и топологические характеристики сети — суммарный отпуск энергии, число линейных и трансформаторных участков, протяженность сети, суммарная установленная мощность подключенных трансформаторов и другие.

За основную расчетную единицу принята разомкнутая сеть распределительной линии типа дерево. Расчеты сетей выполняются последовательно, что практически устраняет проблему размерности задачи и позволяет рассчитывать все сети рассматриваемого структурного подразделения.

Режимная информация по нагрузочным узлам может быть задана с погрешностью, поэтому в основу алгоритма программы положен итерацион-

ный расчет режима сети, основанный на достижении балансов между расчетными (найденными в процессе счета) и фактическими (заданными в исходной информации) токами и потоками энергии на «головных» участках распределительных линий.

Алгоритм задачи работает следующим образом. После ввода исходной топологической и режимной информации об одной сети осуществляется семантический контроль данных и по возможности автоматическое исправление типовых ошибок, наиболее часто встречающихся при кодировке исходной информации. К ним относятся – отсутствие источника питания, потеря связности схемы, выход числовых значений характеристик сети (марки и длины провода, установленной мощности трансформатора, токовой нагрузки ТП, времени использования максимальной активной нагрузки и других) 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 продолжается.

После построения конфигурационной модели сети с использованием ВАО выполняется расчет потокораспределения в схеме и осуществляется проверка небалансов между расчетными и заданными токами и потоками энергии на «головном» участке линии. Если небаланс находится в допустимых пределах, то режимная информация об узлах не содержит погрешностей и расчет по программе продолжается. В противном случае максимальные токовые нагрузки узлов корректируются в требуемую (большую или меньшую) сторону и итерационный расчет продолжается до достижения балансов по токам.

Корректировка токов осуществляется за счет надбавок (положительных или отрицательных), определяемых для каждого ТП по небалансу между максимальными расчетным и заданным токами на «головном» участке линии, распределяемому пропорционально токам ТП, найденным на предыдущей итерации.

1. Фурсанов М.И. Методология и практика расчетов потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем. - Минск: Тэхналогія, 2000.- 247 с.