

УДК 621.311

РАСЧЕТ, АНАЛИЗ И РЕГУЛИРОВАНИЕ ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ БОРИСОВСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Никончук В.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Прокопенко В.Г.

Борисовские электрические сети обеспечивают распределение электроэнергии и электроснабжение потребителей на территории восьми районов – Борисовского городского, Борисовского сельского, Крупского, Логойского, Березинского, Червенского, Смолевичского и Жодинского. В составе сетей одна подстанция 330 кВ и четыре воздушные линии (ВЛ) электропередачи напряжением 330 кВ, в том числе транзит г.Минск – Лукомльская ГРЭС. В структуру филиала также входят семь электросетевых районов, которые эксплуатируют ЛЭП напряжением 0,4–330 кВ.

Схема исследуемой сети состоит из 59 узлов, 5 ПС 35 кВ, 9 ПС 110 кВ, 1 ПС 330 кВ (балансирующий узел), содержит в себе ЛЭП 35 кВ общей длиной 49,2 км, ЛЭП 110 кВ – 100,3 км. В исходном режиме разомкнута ЛЭП 35 кВ ПС «Жодино» - ПС «Тарасик», а также ЛЭП 35 кВ ПС «Смолевичи» - ПС «Красное Знамя». Суммарная нагрузка в узлах сети составляет $S=305,9+j180,2$ МВ·А. Для проведения расчетов режимов используется программа RastrWin3[1]. В результате расчета исходного режима определена величина нагрузочных потерь активной мощности, потокораспределение в сети, а также значения напряжений во всех точках сети. Нагрузочные потери мощности в исходном режиме составили 4,22 МВт или 1,38% от суммарной активной нагрузки, напряжения соответствуют допустимым.

Рассмотрим послеаварийный режим сети, когда выведена в ремонт линия 110 кВ ТЭЦ-25 – ПС «Смолевичи Тяговая». При этом, с целью избежать погашения потребителей питание будет подано со стороны ПС «Красное Знамя» путем включения выключателя на этой подстанции.

Результаты расчета послеаварийного режима показали, что нагрузочные потери активной мощности увеличились и составили 10,26 МВт или 3,35% от суммарной активной нагрузки. Напряжения в девяти узлах сети выходят за пределы допустимых. Для обеспечения требуемого качества напряжения у потребителей необходимо произвести мероприятия по улучшению послеаварийного режима.

Для ввода режима в допустимую область воспользуемся алгоритмом наискорейшего спуска, который описан в [2]. Он состоит из следующих шагов:

1. Рассчитывается и формируется матрица чувствительности.
2. Вычисляется суммарное абсолютное отклонение напряжений узлов ΔM_{Σ} от допустимых значений.
3. Ранжируются коэффициенты трансформации и мощности источников реактивной мощности (компоненты x_i) (в порядке от дающих наибольшее изменение абсолютного отклонения ΔM_{Σ} до наименьшего). Компоненты, не снижающие ΔM_{Σ} далее не рассматриваются.
4. Выбирается очередной компонент x_i . Изменение компонента x_i на Δx_i (один шаг) изменяет абсолютное отклонение на ΔM_{Σ}^i (выбор из матрицы чувствительности).
5. Вычисляется новое значение компонента $x_i^{\text{нов}}$

$$x_i^{\text{нов}} = x_i + \Delta x_i \cdot \frac{\Delta M_{\Sigma}}{\Delta M_{\Sigma}^i} \quad (1)$$

6. Уточняется значение компоненты x_i с учетом дискретности изменения и его минимальное $x_i^{\text{мин}}$ и максимально возможное $x_i^{\text{макс}}$ значение

$$x_i^{\text{мин}} \leq x_i^{\text{нов}} \leq x_i^{\text{макс}} \quad (2)$$

Вычисляется новое суммарное абсолютное отклонение напряжений узлов ΔM_{Σ} от допустимых значений. Если $\Delta M_{\Sigma} > 0$, то переходим к следующему компоненту x_i .

7. После перебора всех компонент расчет заканчивается.

Матрица чувствительности представляет чувствительность отклонений напряжений узлов от допустимых значений по отношению к изменению коэффициента трансформации трансформатора (± 1 ступень РПН) или к изменению генерации реактивной мощности генераторами на станции (± 1 Мвар).

В условиях эксплуатации электрических сетей невозможно осуществить контроль качества напряжения у каждого электроприемника. Поэтому при рассмотрении режимов качество напряжения должно обеспечиваться в центрах питания распределительных сетей. При этом отклонение напряжения численно регламентируется только на выводах электроприемников. Нормы на данный показатель в точках общего присоединения потребителей электроэнергии к электрическим сетям 0,38 кВ и выше устанавливаются в договорах на пользование электрической энергией между энергоснабжающей организацией и потребителем. Вместе с тем, по условию работы изоляции электроустановок ограничиваются верхние допустимые значения напряжений, которые равны: при номинальных напряжениях 6–220кВ – 15 % [3]. Нижние значения напряжений в этих сетях допускаются такими, при которых соблюдаются нормируемые отклонения напряжения на выводах электроприемников. В соответствии с этим в узлах нагрузки приняты допустимые отклонения напряжения $\pm 10\%$ от номинального.

Основным средством регулирования напряжения являются трансформаторы и автотрансформаторы районных подстанций. По конструктивному выполнению различают два типа трансформаторов понижающих подстанций:

- с переключением регулировочных ответвлений без возбуждения, т.е. с отключением от сети (трансформаторы с ПБВ);

- с переключением регулировочных ответвлений под нагрузкой (трансформаторы с РПН). Обычно их регулировочные ответвления выполняются на стороне высшего напряжения, которая имеет меньший рабочий ток. При этом облегчается работа переключающего устройства.

Трансформаторы с ПБВ введены в схему как трансформаторы с уже известными значениями коэффициентов трансформации, используемыми в Борисовских электрических сетях. Регулирование напряжения будем осуществлять с помощью трансформаторов с РПН.

Для контроля напряжения используется программа RastrWin3, в которой сведены номинальные напряжения во всех точках сети, расчетные напряжения и потери напряжения, по которым и будет контролироваться предел отклонения напряжения от допустимого.

Ввод режима в допустимую область по алгоритму наискорейшего спуска состоял из семи шагов и закончился при суммарном абсолютном отклонении напряжения $\Delta M_{\Sigma} = 0$. При этом наибольшее отклонение напряжения в сети составило 9,92% от номинального. Нагрузочные потери мощности послеаварийного режима снизились на 40,25% и составили 6,13 МВт.

Продольная составляющая падения напряжения (потеря напряжения) ΔU связывает напряжение в центре питания U_1 с напряжением в конце сети U_2 :

$$U_2 = U_1 - \Delta U = U_1 - \frac{P_1 R + Q_1 X}{U_1}, \quad (3)$$

где P_1 , Q_1 – потоки мощности, обусловленные нагрузкой; R , X – активное и реактивное сопротивления сети.

Для уменьшения потери напряжения нужно воздействовать на переток реактивной мощности. Её источником могут служить компенсирующие устройства. Для уменьшения перетока реактивной мощности по линиям и трансформаторам компенсирующие устройства должны размещаться вблизи мест потребления реактивной мощности. При этом передающие элементы сети разгружаются по реактивной мощности. В результате происходит снижение потерь напряжения, а также достигается снижение потерь активной мощности, в соответствии с формулой:

$$\delta P = \Delta P_1 - \Delta P_2 = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U^2} \cdot R - \frac{P_1^2 + (Q_1 - Q_{KV})^2}{U^2} \cdot R, \quad (4)$$

где Q_{KV} – мощность компенсирующего устройства; ΔP_1 , ΔP_2 – потери мощности в сети до и после установки компенсирующего устройства соответственно.

Установка в сети компенсирующих устройств является затратным мероприятием по регулированию режима и снижению потерь мощности. Поэтому целесообразно устанавливать компенсирующее устройство в точке, если эффект от снижения потерь энергии превышает затраты на его установку и эксплуатацию. Места установки компенсирующих устройств выбраны исходя из величины реактивной нагрузки и качества напряжения. Также ставилась задача не допустить перекомпенсации реактивной мощности в узле. В качестве компенсирующих устройств были приняты батареи статических конденсаторов суммарной мощностью 2,5 Мвар, установленных на ПС «Смолевичи» 35 кВ на стороне 10 кВ. В результате установки компенсирующего устройства нагрузочные потери мощности в сети в послеаварийном режиме снизились на 10,44% и составили 5,49 МВт. В нормальном исходном режиме нагрузочные потери мощности снизились на 2,37% и составили 4,12 МВт.

Затраты, связанные с установкой компенсирующего устройства, определяются [4]:

$$Z_{KV} = Q_{KV} \cdot K_{y\delta} \cdot (P_{\text{эф}} + P_{\text{ам}}) + \Delta P_{y\delta} \cdot Q_{KV} \cdot T_{\text{раб}} \cdot \beta, \quad (5)$$

где Q_{KV} – мощность компенсирующего устройства, квар; $K_{y\delta}$ – стоимость 1 квар КУ; $P_{\text{эф}}$ – коэффициент эффективности капитальных вложений; $P_{\text{ам}}$ – суммарный коэффициент отчислений на амортизацию и текущий ремонт; $\Delta P_{y\delta}$ – удельные потери в компенсирующем устройстве, кВт/квар; $T_{\text{раб}}$ – число часов работы компенсирующего устройства в году.

Доход от снижения потерь энергии:

$$D_{\Delta P} = \delta P \cdot \tau \cdot \beta, \quad (6)$$

где δP – снижение потерь активной мощности; τ – время наибольших потерь; $\beta=0.1$ у.е. – стоимость 1 кВт·ч.

Эффективность установки компенсирующего устройства:

$$Z_{\text{эфKV}} = D_{\Delta P} - Z_{KV}. \quad (7)$$

Затраты на установку компенсирующих устройств составили 13,27 тыс.у.е, при этом стоимость сэкономленных потерь энергии в исходном нормальном режиме составила 48 тыс.у.е. Из результатов следует, что эффективность установки компенсирующих устройств составляет 34,73 тыс. у.е.

Таким образом, для улучшения послеаварийного режима были использованы два мероприятия: ввод режима в допустимую область по напряжению с помощью алгоритма наискорейшего спуска, который предусматривает регулирование напряжений с помощью РПН трансформаторов и автотрансформаторов, а также изменение генерации реактивной мощности генераторами на станции, и установка батарей статических конденсаторов суммарной мощностью 2,5 Мвар на ПС Смолевичи. Установка компенсирующих устройств положительно влияет на режим сети, т.к. позволяет не только более просто ввести режим в допустимую область по напряжению, но и снизить потери мощности и энергии в сети.

Литература

1. Неуймин В. Г., Машалов Е. В., Александров А. С., Багрянцев А. А. Программный комплекс «RastrWin3», руководство пользователя, 2015. – 276 с.
2. Короткевич А.М. Совершенствование методов оптимизации режимов энергосистемы по напряжению и реактивной мощности: Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук – Мн.: БГПА, 2000. – 20 с.
3. Электрические системы и сети: Учебник / Г. Е. Поспелов, В. Т. Федин, П. В. Лычев. – Мн.: УП «Технопринт», 2004. – 720 с.
4. Проектирование распределительных электрических сетей: Учебное пособие / Г. А. Фадеева, В. Т. Федин. – Мн.: Выш. шк., 2009. – 360 с.