

МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СЕТИ

Мячин А.В.

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

Основным экономическим показателем при оценке потерь энергии является их стоимость. Задача рационального построения и оптимизации развития электрической сети заключается в поддержании оптимального соотношения между стоимостью сети и потерями энергии в ней.

К методикам повышения технико-экономических показателей электрической сети относятся:

1) Повышение номинального напряжения линий электропередачи и электрической сети. Переход на более высокую степень номинального напряжения целесообразно осуществлять прежде всего по соображениям повышения пропускной способности. Одновременно эта мера эффективна с точки зрения снижения потерь мощности и электроэнергии.

2) Установка устройств принудительного распределения мощностей в неоднородных замкнутых сетях. К таким устройствам относятся вольтодобавочные трансформаторы продольно-поперечного регулирования, которые чаще всего целесообразно устанавливать в ветви трансформатора связи сетей двух различных номинальных напряжений со стороны низшего напряжения. Кроме того, принудительное распределение мощностей может быть создано настройкой сети за счет установки устройств продольной компенсации.

3) Компенсация реактивной мощности. Эта мера является одной из эффективных для снижения потерь электроэнергии и широко применяется в энергосистемах. Дополнительное компенсирующее устройство в какой-то точке сети целесообразно, если эффект от снижения потерь энергии превышает затраты на его установку и эксплуатацию.

4) Установка дополнительных регулирующих устройств. Дополнительные регулирующие устройства в системе могут быть необходимы по условию обеспечения требуемого режима напряжения. К таким устройствам относятся трансформаторы с РПН, линейные регуляторы, симметрирующие трансформаторы для снижения несимметрии напряжений в сети и др. При этом за счет рационального регулирования напряжения могут снижаться потери электроэнергии в сети.

5) Использование теплоты, отбираемой от трансформаторов подстанцией. Для охлаждения трансформаторов средней и большой мощности на подстанциях используют, как известно, системы, включающие обдув бака трансформатора, принудительную циркуляцию масла и др. При этом расходуется дополнительная электроэнергия, а теплота, отводимая от трансформатора, безвозвратно рассеивается в окружающей среде. Известны различные технические решения, позволяющие теплоту, отводимую от трансформаторов, использовать для отопления помещений подстанции и других целей. В результате снижается количество электроэнергии, расходуемой

на собственные нужды подстанции и, как следствие, повышается КПД электрической сети.

б) Применение накопителей энергии. Если в энергосистеме сооружаются накопители энергии для выравнивания суточных графиков нагрузки, то они одновременно будут способствовать снижению потерь электроэнергии в электрической сети. [1]

Для проведения мероприятий рассчитали сеть 110-35-10 кВ, содержащая: девять трансформаторов 110/10 кВ суммарной мощностью 258 МВА, четыре автотрансформатора 220/110 кВ суммарной мощностью 130 МВ·А. Связи между ПС 110 кВ выполнены проводами марок АС-120/19, АС-240/32, АС-70/11, АС-95/16 и 2хАС-120/19. В узлах ПС-4 и ПС-8 имеются источники генерации 65+j*40,3 МВА, 50+j*31 МВА. На напряжениях 35 и 10 кВ имеются нагрузочные узлы. Ежегодные издержки в электрической сети составляют 1680,13 тыс.у.е., а приведенные затраты 2631,8 тыс.у.е.

Для данной сети был произведён расчёт исходного режима с помощью программного комплекса RASTRWin. После произведения расчёта суммарные потери мощности в сети составили 3,47 МВт. Для повышения технико-экономических показателей мы будем устанавливать компенсирующие устройства.

Для начала рассчитаем приведенные затраты на установку компенсирующего устройства мощностью 3 Мвар.:

$$Z_{ку} = 0,12 \cdot Q_{ку} \cdot k_{ку}^{уд} + 0,1 \cdot Q_{ку} \cdot k_{ку}^{уд} + dP_{ку}^{уд} \cdot Q_{ку} \cdot \tau_{ср}^{\Phi} \cdot \beta \quad (1)$$

где $Q_{ку}$ – мощность компенсирующего устройства, Мвар;

$k_{ку}^{уд}$ – удельные капитальные затраты на компенсирующее устройство, у.е./Мвар;

$dP_{ку}^{уд}$ – удельные потери мощности в компенсирующем устройстве;

$\tau_{ср}^{\Phi}$ – фактическое время использования наибольших нагрузок, ч;

β – стоимость 1 кВтч электроэнергии, у.е.

$$Z_{ку} = 0,12 \cdot Q_{ку} \cdot k_{ку}^{уд} + 0,1 \cdot Q_{ку} \cdot k_{ку}^{уд} + dP_{ку}^{уд} \cdot Q_{ку} \cdot \tau_{ср}^{\Phi} \cdot \beta =$$

$$= 0,12 \cdot 3 \cdot 10 + 0,1 \cdot 3000 \cdot 10 + 0,003 \cdot 3 \cdot 4591,78 \cdot 0,08 = 9.906 \text{ тыс.у.е.}$$

Так как среднее время использования КУ составляет $T_{ср}=6000$ ч, то получаем:

$$\tau_{ср}^{\Phi} = (0,124 + T_{нб} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 0,6)^2 \cdot 8760 = 4591,78 \text{ ч.}$$

В ходе разработки мероприятия по снижению затрат будем пользоваться таким показателем, как экономический эффект:

$$Z_3 = (dP_1 - dP_2) \cdot \tau_{ср}^P \cdot \beta \text{ у.е.} \quad (2)$$

где dP_1 – потери активной мощности до установки КУ, МВт;

dP_2 – потери активной мощности после установки КУ, МВт;

β – стоимость 1 кВтч электроэнергии, у.е.

$$\tau_{ср}^P = 1,1 \cdot \tau_{ср}^{\Phi} = 1,1 \cdot 4591,78 = 5050,96 \text{ ч.}$$

Установим в узле ПС-3 на стороне низшего напряжения КУ мощностью 3 Мвар, при этом потери в сети составят $dP_2 = 3,49$ МВт. Рассчитаем экономический эффект:

$$Z_3 = (dP_1 - dP_2) \cdot \tau_{\text{ср}}^P \cdot \beta = (3,67 - 3,49) \cdot 5050,96 \cdot 0,08 = 72,733 \text{ тыс. у. е.}$$

Как видим $Z_3 > Z_{\text{ку}}$, из этого можем сделать вывод, что установка КУ дополнительных 3 Мвар реактивной мощности эффективна. Увеличиваем мощность КУ в этом узле еще на одну ступень, при этом потери в сети $dP_2 = 3,37$ МВт:

$$Z_3 = (dP_1 - dP_2) \cdot \tau_{\text{ср}}^P \cdot \beta = (3,49 - 3,37) \cdot 5050,96 \cdot 0,08 = 48,489 \text{ тыс. у. е.}$$

Как видим $Z_3 > Z_{\text{ку}}$. Увеличиваем мощность КУ в этом узле еще на одну ступень, при этом потери в сети $dP_2 = 3,27$ МВт:

$$Z_3 = (dP_1 - dP_2) \cdot \tau_{\text{ср}}^P \cdot \beta = (3,37 - 3,27) \cdot 5050,96 \cdot 0,08 = 40,408 \text{ тыс. у. е.}$$

Как видим $Z_3 > Z_{\text{ку}}$. Увеличиваем мощность КУ в этом узле еще на одну ступень, при этом потери в сети $dP_2 = 3,18$ МВт:

$$Z_3 = (dP_1 - dP_2) \cdot \tau_{\text{ср}}^P \cdot \beta = (3,27 - 3,18) \cdot 5050,96 \cdot 0,08 = 36,367 \text{ тыс. у. е.}$$

Как видим $Z_3 > Z_{\text{ку}}$. Продолжаем разработку мероприятий по снижению потерь мощности: устанавливаем КУ мощностью 3 Мвар в узле ПС-6 $dP_2 = 3,09$ МВт, рассчитаем экономический эффект от установки дополнительного источника реактивной мощности:

$$Z_3 = (dP_1 - dP_2) \cdot \tau_{\text{ср}}^P \cdot \beta = (3,18 - 3,09) \cdot 5050,96 \cdot 0,08 = 36,367 \text{ у. е.}$$

Как видим $Z_3 > Z_{\text{ку}}$. Увеличиваем мощность КУ в этом узле еще на одну ступень, при этом $dP_2 = 3$ МВт:

$$Z_3 = (dP_1 - dP_2) \cdot \tau_{\text{ср}}^P \cdot \beta = (3,09 - 3) \cdot 5050,96 \cdot 0,08 = 36,367 \text{ тыс. у. е.}$$

Как видим $Z_3 > Z_{\text{ку}}$. Увеличиваем мощность КУ в этом узле еще на одну ступень, при этом $dP_2 = 2,92$ МВт:

$$Z_3 = (dP_1 - dP_2) \cdot \tau_{\text{ср}}^P \cdot \beta = (3 - 2,92) \cdot 5050,96 \cdot 0,08 = 32,326 \text{ тыс. у. е.}$$

Как видим $Z_3 > Z_{\text{ку}}$. Увеличиваем мощность КУ в этом узле еще на одну ступень, при этом $dP_2 = 2,84$ МВт:

$$Z_3 = (dP_1 - dP_2) \cdot \tau_{\text{ср}}^P \cdot \beta = (2,92 - 2,84) \cdot 5050,96 \cdot 0,08 = 32,367 \text{ тыс. у. е.}$$

Как видим $Z_3 > Z_{\text{ку}}$. Увеличиваем мощность КУ в этом узле еще на одну ступень, при этом $dP_2 = 2,8$ МВт:

$$Z_3 = (dP_1 - dP_2) \cdot \tau_{\text{ср}}^P \cdot \beta = (2,84 - 2,8) \cdot 5050,96 \cdot 0,08 = 12,122 \text{ тыс. у. е.}$$

Так как $Z_3 > Z_{\text{ку}}$, мероприятие оказалось эффективным. Установим КУ в узле ПС-7, $dP_2 = 2,74$ МВт:

$$Z_3 = (dP_1 - dP_2) \cdot \tau_{\text{ср}}^P \cdot \beta = (2,8 - 2,74) \cdot 5050,96 \cdot 0,08 = 24,245 \text{ тыс. у. е.}$$

Как видим $Z_3 > Z_{\text{ку}}$. Увеличиваем мощность КУ в этом узле еще на одну ступень, при этом $dP_2 = 2,72$ МВт:

$$Z_3 = (dP_1 - dP_2) \cdot \tau_{\text{ср}}^P \cdot \beta = (2,74 - 2,72) \cdot 5050,96 \cdot 0,08 = 8,082 \text{ тыс. у. е.}$$

Так как $Z_3 < Z_{\text{ку}}$, установка последнего КУ в узле ПС-7 оказалась неэффективной.

Стоимость потерянной электроэнергии в электрической сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_x \cdot \beta_x + \Delta W_n \cdot \beta_n, \text{ тыс.у.е.}, \quad (3)$$

где ΔW_n , ΔW_x – годовые нагрузочные потери энергии и холостого хода, кВт·ч,

β_x , β_n – стоимость 1 МВт·ч потерь электроэнергии холостого хода и нагрузочных потерь принимаем равным 0,08 тыс.у.е./МВт·ч.

$$I_{\Delta W} = 0,403 \cdot 8760 \cdot 0,08 + 2,74 \cdot 3241,45 \cdot 0,08 = 992,95 \text{ тыс.у.е}$$

Ежегодные издержки электрической сети:

$$I = I_a + I_3 + I_{\Delta W} = p_a \cdot K + p_3 \cdot K + \Delta W_x \cdot \beta_x + \Delta W_n \cdot \beta_n, \text{ тыс.у.е.}, \quad (4)$$

где K – полные капитальные затраты тыс.у.е.;

ΔW_x - потери энергии холостого хода, кВт·ч;

ΔW_n - нагрузочные потери энергии, кВт·ч;

p_a и p_3 – нормы в долях от капитальных затрат на амортизацию и на текущий ремонт и обслуживание.

$$I = 992,95 + 349,69 + 136,9 = 1479,54 \text{ тыс.у.е}$$

Затраты на компенсирующие устройства:

$$\begin{aligned} Z_{ку} &= 0,12 \cdot Q_{ку\Sigma} \cdot k_{ку}^{уд} + 0,1 \cdot Q_{ку\Sigma} \cdot k_{ку}^{уд} + dP_{ку}^{уд} \cdot Q_{ку\Sigma} \cdot \tau_{ср}^{\Phi} \cdot \beta = \\ &= 0,12 \cdot (12 + 15 + 3) \cdot 10 + 0,1 \cdot (12 + 15 + 3) \cdot 10 + 0,003 \cdot (12 + 15 + 3) \cdot \\ &\quad \cdot 4591,78 \cdot 0,08 = 99,06 \text{ тыс.у.е} \end{aligned}$$

Приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z = E \cdot K + I \quad (5)$$

где E – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений,

$$Z = 0,12 \cdot 7930,68 + 1479,54 + 99,06 = 2530,3 \text{ тыс.у.е.}$$

После того, как мы установили КУ в узлах ПС-3, ПС-6 и ПС-7 потери активной мощности снизились на 0,73 МВт, ежегодные издержки в электрической сети уменьшились на 200,59 тыс.у.е. и приведенные затраты уменьшились на 101,5 тыс.у.е. Из этого можно сделать вывод, что мероприятия по повышению технико-экономических показателей сети прошли эффективно.

Литература

1. Поспелов, Г.Е. Электрические системы и сети / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин, П.В. Лычев. – Минск: Технопринт, 2004. – 720 с.