

2. Результаты расчетов вероятности появления дуги сопровождающего тока в середине пролета показывают, что при междуфазном расстоянии 50 см и длине пролета 70 м число таких случаев на 100 км линии составляет 0,07—0,1 в год. Если учесть, что удар молнии равновероятен в любую точку пролета, то эта вероятность снижается до величин, практически исключающих такую возможность.

3. При выполнении переходов через препятствия или необходимости увеличить пролет больше критического (100 м и более) целесообразно использовать опоры с увеличенным междуфазным расстоянием или применять на них обычные опоры и голый провод.

4. Поскольку грозоупорность ВЛП равна грозоупорности ВЛ 10 кВ в традиционном исполнении и основные расчетные параметры ВЛП и ВЛ 10 кВ практически одинаковы, вся система грозозащиты специальных случаев (переходы в кабель, пересечения с ВЛ других классов и т. д.) должна выполняться в соответствии с действующими правилами РУ и ПУЭ для ВЛ 10 кВ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Применение изолированных проводов на воздушных линиях электропередач напряжением 10 кВ / К. Ф. Степанчук, Г. С. Климович и др. // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). — 1999. — № 3. — С. 21—25.

2. ПАС-система ЭНСТО: Каталог СЕККО А. О. — Хельсинки, 1993. — С. 4.

3. Lee R., Fritz D., Stiller P. Prevention of cover conductor burndown on distribution circuits-arcing protection devices // IEEE Trans. On Power App. And System. — 1982. — Vol. PAS/01. — № 8. — P. 2434.

4. Перенапряжения в сетях 6—35 кВ / Ф. А. Гиндуллин, В. Г. Гольдштейн и др. — М.: Энергоатомиздат, 1989.

5. Los E. J. New studies of the transient glow discharge in parallel electrode gaps // IEEE Trans. On Power App. And System. — 1980. — Vol. PAS-99. — № 2. — P. 720.

6. Техника высоких напряжений / Под ред. М. В. Костенко. — М.: Высш. шк., 1973.

Представлена кафедрой
электрических станций

Поступила 2.04.1999

УДК 621.316

УЧЕТ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ГОРОДСКОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

**Докт. техн. наук, проф. КОРОТКЕВИЧ М. А.,
канд. техн. наук МАХМУД МОХАМАД**

Белорусская государственная политехническая академия

Драматические события на Балканах в 1999 г. убедительно показали наличие вероятности возникновения кризисных ситуаций. Это в первую очередь касается строительства устойчивых к взрывной волне трансфор-

маторных подстанций (ТП) городской электрической сети, например подземных ТП.

Известно, что стоимость отдельно стоящих трансформаторных подстанций составляет до 70 % стоимости всей городской электрической сети и имеет тенденцию к увеличению в условиях постоянного роста цен на землю, материалы и оборудование. В центральных и коммерческих частях города особенно трудно подобрать площадку для строительства новых трансформаторных подстанций.

При сооружении подземных подстанций достигаются следующие положительные результаты: появляется возможность использовать территорию города, предназначавшуюся для сооружения ТП, например, для организации зеленых насаждений; не изменяется архитектурный облик микрорайона города, а при посадке деревьев, кустарников или посева травы на месте предполагавшегося сооружения отдельно стоящих ТП он существенно улучшается; обеспечивается более высокая степень защиты подстанции от воздействия обычного оружия и оружия массового поражения (ударной волны).

Применительно к отдельно стоящим трансформаторным подстанциям наибольшую опасность представляет воздушная волна, распространяющаяся со сверхзвуковой скоростью во все стороны.

Поражающее действие ударной волны определяется временем действия избыточного (относительно атмосферного) давления и скоростным напором волны. Поражение ударной волной возникает в результате воздействия избыточного давления, воспринимаемого как резкий удар, и скоростного напора, который обладает метательным действием и может отбросить различные предметы на значительные расстояния.

По данным [1], значение избыточных давлений, вызывающих сильные разрушения (когда ремонт здания нецелесообразен) отдельно стоящих трансформаторных подстанций, составляет от 40 до 60 кПа. Такие же разрушения подземных силовых сооружений происходят при избыточных давлениях, превышающих указанные для отдельно стоящих ТП в 16,6—37,5 раза или в среднем в 25 раз. Данный фактор представляется наиболее значимым из всех других положительных эффектов от применения подземных трансформаторных подстанций. В этом случае рассматриваемую цель можно сформулировать как максимальную устойчивость здания трансформаторной подстанции в чрезвычайных ситуациях.

С учетом чрезвычайных ситуаций необходимо выбрать наиболее целесообразный вариант конструктивного устройства трансформаторных подстанций городской электрической сети, обеспечивающий:

минимум приведенных затрат (цель № 1);

максимальную надежность и качество электроснабжения потребителей (цель № 2);

минимум загрязнения окружающей среды промышленным шумом (цель № 3);

максимальную устойчивость здания трансформаторных подстанций в чрезвычайных ситуациях (цель № 4).

Общий алгоритм решения задачи выбора конструктивного исполнения трансформаторных подстанций городской электрической сети с помощью метода многоцелевой оптимизации. Структуру целевой функции зададим в виде [2]

$$E = \sum_{i=1}^n v_i e_i \rightarrow \max, \quad (1)$$

где E — критерий оптимальности;

v_i — оценка важности i -й цели ($i = 1, \dots, n$); $n = 6$;

e_i — относительная эффективность i -й цели.

При этом

$$\sum_{i=1}^n v_i = 1, 0. \quad (2)$$

Для каждого из указанных критериальных свойств необходимо найти способ, позволяющий качественно оценить, в какой мере вариант, а именно надземная отдельно стоящая или подземная трансформаторная подстанция, обладает данным свойством. На этом этапе осуществляется нормализация критериев, при которой все они приводятся к одному безразмерному виду.

Для минимизируемых целей величина e_i находится как

$$e_i = \frac{\min x_i}{x_i}, \quad (3)$$

где $\min x_i$ — минимальное значение показателя x_i в рассматриваемых вариантах.

Для максимизируемых целей величина e_i определяется по формуле

$$e_i = \frac{x_i}{\max x_i}, \quad (4)$$

где $\max x_i$ — максимальное значение показателя x_i в рассматриваемых вариантах конструктивного исполнения трансформаторных подстанций.

В тех случаях, когда требуется различить между собой близкие по значению варианты, применяется среднегармоническая структура целевой функции в виде [3]

$$E = \left(\sum_{i=1}^n \frac{v_i}{e_i} \right)^{-1}. \quad (5)$$

Оценка важности целей производится экспертным путем, и каждому критерию придается весовой коэффициент важности v_i таким образом, чтобы соблюдалось условие (2).

Достоверность важности целей v_i повышается за счет усреднения результатов работы нескольких экспертов [4].

Для ранжирования указанных целей были приглашены 10 экспертов — специалистов в области городских электрических сетей, которые независимо друг от друга присвоили ранг каждому из критериальных свойств. Обработка результатов экспертных оценок дала следующие результаты:

$$v_1 = 0,31; \quad v_2 = 0,29; \quad v_3 = 0,22; \quad v_4 = 0,18.$$

Так как важность каждой из целей составляет 0,18 и более, результаты оценок важности рассматриваемых целей вполне приемлемы. Для того чтобы исследовать влияние качественных показателей на выбор рационального конструктивного исполнения трансформаторных подстанций городской электрической сети, укажем значения показателей x_i для рассматриваемых целей (табл. 1).

Таблица 1

Значения показателей целей в относительных единицах

Номер цели	Наименование цели	Показатели x_i для ТП	
		отдельно стоящих	подземных
1	Минимум приведенных затрат		0,88
		1,00	1,3
			1,4
2	Максимум надежности и качества электроснабжения	1,00	1,2
3	Минимум загрязнения окружающей среды промышленными шумами	1,00	0,2
4	Максимум устойчивости здания ТП в чрезвычайных ситуациях	1,0	25,0

Подземные ТП в меньшей мере загрязняют окружающую среду промышленными шумами. Силовые трансформаторы, установленные в трансформаторных подстанциях, при своей работе создают постоянный шум и вибрацию. Шум силовых трансформаторов возникает главным образом от магнитострикции. Уровень звука, создаваемый силовыми трансформаторами мощностью 100, 250, 400 и 630 кВ · А, составляет соответственно 42, 47, 49 и 52 дБ [5]. Воздействие шума на вегетативную нервную систему человека проявляется при уровнях звука 40—70 дБ, т. е. шум, создаваемый силовыми трансформаторами городской сети, отрицательно воздействует на организм человека.

Вне здания ТП необходимо учитывать снижение звукового давления ΔL при прохождении звука через стены и перекрытия с учетом площади стены и объема помещения V , т. е.

$$\Delta L = 10 \lg 0,05 V \mu - 10 \lg F + R_i, \quad (6)$$

где μ — частотный множитель; $\mu = 0,7$ [6];

F — площадь ограждающей конструкции, м²;

R_i — звукоизолирующая способность перекрытий, стен и перегородок.

Величину ΔL можно принять в соответствии с [6] на уровне 19 дБ. Тогда уровень звука вне здания отдельно стоящей или пристроенной ТП будет 23, 28, 30 и 33 дБ (при мощности трансформаторов соответственно 100, 250, 400 и 630 кВ · А). В ТП подземного типа распространение звука в окружающую среду может происходить лишь через перекрытия и слой грунта над ними.

Принимая, что звук во всех направлениях распространяется одинаково, получим, что уровень звука над перекрытием ТП будет в 6 раз

меньшим, чем вне зданий отдельно стоящих и пристроенных подстанций. Если учесть звукоизолирующую способность грунта над перекрытием ТП, то это снижение будет еще большим.

Таким образом, если принять для отдельно стоящих ТП затраты труда на осмотр подстанции, а также уровень излучаемого шума за единицу, то соответствующие показатели для подземных ТП будут: 0,9 — затраты труда на осмотр ТП; 0,17 — уровень излучаемого шума в окружающую среду. Тогда условия эксплуатации для подземных ТП оцениваются значением, определенным аналогично величиной 0,27 против 1,0 для отдельно стоящих ТП.

Сооружение подземных ТП оправдано, если приведенные затраты на распределение электроэнергии будут меньше или равны затратам на сооружение обычных надземных ТП, т. е.

$$Z' \leq 3 \text{ или } Z' - 3 \leq 0. \quad (7)$$

Величина 3 находится как

$$Z = E_n(K_T + K_{ТП} + K_3 + k_{0,38} l_{0,38} + k_{10} l_{10}) + p_{ат}(K_T + K_{ТП}) + p_{ал}(k_{0,38} l_{0,38} + k_{10} l_{10}) + (\Delta W_{0,38} + \Delta W_{10} + \Delta W_T)\beta, \quad (8)$$

где K_T , $K_{ТП}$, K_3 — капитальные затраты на силовое электротехническое оборудование трансформаторной подстанции, строительную часть ТП и стоимость земли, отводимой для сооружения надземной ТП;

$k_{0,38}$, k_{10} — стоимость 1 км линии напряжением 0,38 и 10 кВ;

$l_{0,38}$, l_{10} — длина линий 0,38 кВ, отходящих от ТП, и длина линий 10 кВ, питающих ТП;

$p_{ал}$, $p_{ат}$ — доля отчислений от капитальных затрат на амортизацию, ремонт и обслуживание трансформаторных подстанций и линий, принимаются соответственно равными 0,104 и 0,058 [6];

$\Delta W_{0,38}$, ΔW_{10} , ΔW_T — потери энергии за год в линиях напряжением 0,38 и 10 кВ и в силовых трансформаторах;

β — стоимость 1 кВт · ч потерянной электроэнергии.

Величина приведенных затрат Z' при одном и том же электросиловом оборудовании подземной и надземной ТП определяется аналогично выражению (8), т. е.

$$Z' = E_n(K_T + K'_{ТП} + k_{0,38} l'_{0,38} + k_{10} l'_{10}) + p_{ат}(K_T + K'_{ТП}) + p_{ал}(k_{0,38} l'_{0,38} + k_{10} l'_{10}) + (\Delta W'_{0,38} + \Delta W'_{10} + \Delta W_T)\beta, \quad (9)$$

где $K'_{ТП}$ — капитальные затраты на строительную часть подземной ТП;

$l'_{0,38}$, l'_{10} — протяженность линий 0,38 и 10 кВ при сооружении ТП подземного типа.

По формулам (8), (9) определим приведенные затраты на сооружение отдельно стоящих и подземных трансформаторных подстанций.

Надежность электроснабжения потребителей, питающихся от трансформаторных подстанций городской электрической сети. Примем, что срок службы электросетевых объектов в рассматриваемых нами вариантах конструктивного исполнения трансформаторных подстанций элек-

трической сети одинаков. Тогда такой показатель надежности, как долговечность, учитывать не будем.

Поэтому применительно к потребителям, питающимся от линии 0,38 кВ, определим среднее значение параметра потока отказов, приводящее к отключению потребителей, по выражению

$$\lambda = \frac{\lambda_{10} l_{10} \tau_{10} + \lambda_{\tau} \tau_{\tau} + \lambda_{0,38} l_{0,38} \tau_{0,38}}{\lambda_{10} l_{\tau} \tau_{0,38}}, \quad (10)$$

где λ_{10} , $\lambda_{0,38}$ — соответственно параметр потока отказа линий напряжением 10 и 0,38 кВ, отказ/(км · год);

λ_{τ} — параметр потока отказов силового трансформатора напряжением 10/0,4 кВ, отказ/тр-р;

τ_{10} , τ_{τ} , $\tau_{0,38}$ — среднее время восстановления линии напряжением 10 кВ, силового трансформатора и линии напряжением 0,38 кВ, ч.

Отмеченные показатели примем по [7]: $\lambda_{10} = 0,002-0,22$ отказа/(км·год); $\lambda_{0,38} = 0,1-0,12$ отказа/(км·год); $\lambda_{\tau} = 0,002-0,08$ отказа/тр-р; $\tau_{10} = 0,7-58$ ч; $\tau_{0,38} = 1,7-3,0$ ч; $\tau_{\tau} = 7-100$ ч.

Данные по отказам отличаются между собой в 1,2 раза (линии напряжением 0,38 кВ), 40 раз (силовые трансформаторы) и 110 раз (линии напряжением 10 кВ). В то же время средние значения параметров потока отказов по линиям 10 и 0,38 кВ одинаковы и равны 0,11 отказа/год.

Данные по времени восстановления отличаются между собой в 2 раза (линии напряжением 0,38 кВ), 14,8 раза (силовые трансформаторы) и 8,2 раза (линии напряжением 10 кВ).

Если принять, что длина линии напряжением 10 кВ равна 0,525 км, а длина линии напряжением 0,38 кВ — 0,2 км, то значение λ , определенное как

$$\lambda = \lambda_{10} l_{10} + \lambda_{\tau} + \lambda_{0,38} l_{0,38},$$

будет равно от 0,023 отказа/год (при нижних значениях отказов) до 0,22 отказа/год (при верхних значениях отказов), т. е. имеет место различие в оценке λ в 10 раз.

Значение λ , вычисленное по выражению (10), равно от 0,049 отказа/год (при нижних значениях отказов) до 0,092 отказа/год (при верхних значениях отказов), т. е. имеет место различие в оценках в 1,88 раза, что вполне приемлемо для получения обобщающей характеристики надежности электроснабжения потребителей.

Если ориентироваться на среднее значение параметра потока отказов ($\lambda_{10} + \lambda_{0,38} = 0,11$ отказа/год; $\lambda_{\tau} = 0,042$ отказа/год) и среднее время восстановления отказавших элементов ($\tau_{10} = 29,35$ ч; $\tau_{0,38} = 2,35$ ч; $\tau_{\tau} = 53,5$ ч), то τ будет равно 0,067 отказа/год.

Однако если рассматривать показатель надежности как комплексный критерий, характеризующийся параметром потока отказов и продолжительностью восстановления отказавших элементов, то среднее значение параметра потока отказов, приводящее к отключению потребителей, вопреки ожиданиям возрастает с увеличением длины линии 10 кВ и со-

кращением длины линии 0,38 кВ, и этот рост оценивается значением 1,07.

Оценка отклонения напряжения у потребителей, питающихся от трансформаторных подстанций различного конструктивного исполнения. Установим вначале зависимость отклонения напряжения у потребителей, подключенных к сети 0,38 кВ, от протяженности линии напряжением 10 и 0,38 кВ.

Отклонение напряжения δU у потребителей сети 0,38 кВ представляет собой разность между отклонением напряжения на шинах центра питания $\delta U_{\text{цп}}$ и потерями напряжения в элементах системы электроснабжения ΔU_{Σ} . С учетом добавки ϵ , которую могут обеспечить трансформаторы ТП, отклонения напряжения δU могут быть записаны как:

$$\delta U = \delta U_{\text{цп}} - \Delta U_{\Sigma} + \epsilon; \quad (11)$$

$$\Delta U_{\Sigma} = \Delta U_{10} + \Delta U_{\tau} + \Delta U_{0,38}, \quad (12)$$

где ΔU_{10} , ΔU_{τ} , $\Delta U_{0,38}$ — соответственно потери напряжения в линии напряжением 10 кВ, силовом трансформаторе 10/0,4 кВ, линии напряжением 0,38 кВ.

Все величины в формулах (11) и (12) выражаются в процентах от номинального напряжения.

Результаты, полученные при расчете надежности и отклонения напряжения, позволяют определить максимум надежности и качества электроснабжения потребителей. Данный показатель для подземных подстанций превышает соответствующий показатель для пристроенных к зданию и отдельно стоящих ТП в (1,05—1,2) раза.

На основе данных матрицы рангов критериальных свойств и табл. 1 по формулам (1), (3)—(5) определим значения относительной эффективности рассматриваемых целей и критерия оптимизации E . Результаты расчетов приведены в табл. 2 и 3.

Значения относительной эффективности целей e_i

Таблица 2

Номер цели	Варианты конструкции ТП	
	отдельно стоящие	подземные
1	0,88	1,00
	0,94	0,72
	0,94	0,67
2	0,83	1,0
3	0,2	1,0
4	0,04	1,0

Значения критерия оптимизации E

Форма критерия оптимизации	Варианты конструкции ТП	
	отдельно стоящие	подземные
Среднеарифметическая	0,56	1
	0,58	0,91
	0,58	0,89
Среднегармоническая	0,158	1
	0,159	0,89
	0,159	0,86

Как видно из табл. 2 и 3, при рассмотренном диапазоне изменения приведенных затрат на сооружение подземных ТП принятие решения об их строительстве не вызывает сомнений.

Аналогичный вывод получается даже при учете вероятного снижения надежности электроснабжения потребителей от подземных ТП в 1,07 раза. В этом случае значение критерия оптимизации E для варианта подземных ТП превышает аналогичное для варианта с отдельно стоящими ТП более чем в 1,5 раза.

Таким образом, влияние рассмотренных качественных показателей на выбор рационального конструктивного устройства трансформаторных подстанций городской электрической сети весьма существенно.

Представляет интерес получение тех значений показателя цели № 1, при которых сооружение подземных и надземных ТП равноценно. Для этого будем увеличивать показатель x_i для цели № 1. Результаты расчета зависимости критерия оптимизации E , определенного по (1), от увеличения приведенных затрат на сооружение подземных ТП даны в табл. 4.

Из табл. 4 видно, что равноценность вариантов достигается при допустимости увеличения приведенных затрат на сооружение и эксплуатацию подземных ТП до 10 раз по сравнению с надземными отдельно стоящими ТП.

Таблица 4

Зависимость критерия оптимизации E от соотношения приведенных затрат Z'/Z

Соотношения приведенных затрат Z'/Z		0,88	1,3	1,4	2,0	3,0	4,0	5,0	10
Значения критерия оптимизации	Подземные ТП	1,00	0,91	0,89	0,83	0,78	0,76	0,75	0,72
	Отдельно стоящие ТП	0,56	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58

ВЫВОДЫ

1. Установлено, что учет чрезвычайных ситуаций, например воздействие на здание взрывной волны, при выборе рационального конструктивного исполнения трансформаторных подстанций городской электрической сети имеет не только весьма существенное, но и в большинстве случаев определяющее значение. Так, равноценность вариантов сооружения подземных, устойчивых к взрывной волне, и надземных трансформаторных подстанций достигается даже в условиях, когда приведенные затраты на создание и эксплуатацию подземных подстанций превышают такие же затраты по надземным подстанциям до 10 раз. При этом принято во внимание, что устойчивость здания трансформаторной подстанции подземного типа в чрезвычайных ситуациях в 25 раз выше, чем зданий отдельно стоящих трансформаторных подстанций.

2. Для обеспечения живучести электросетевых объектов в условиях военного времени стоимостные показатели (капитальные и приведенные затраты), учитываемые при проектировании, играют второстепенную роль.

ЛИТЕРАТУРА

1. Защита населения и объектов народного хозяйства в чрезвычайных ситуациях / Под ред. М. И. Постника.— Мн., 1997.— 278 с.
2. А р т ю г и н а И. М., О к о р о к о в В. Р. Методы технико-экономического анализа в энергетике.— Л.: Наука, 1988.— 264 с.
3. Г у к Ю. Б., О к о р о к о в В. Р., П а п и н А. А. Многоцелевая оптимизация структуры электроэнергетических систем при планировании их развития // Электрические станции.— 1973. — № 3.— С. 9 — 13.
4. Ч е р ч м е н У., А к о ф Р., А р н о ф Л. Введение в исследование операций.— М.: Наука, 1967.— 488 с.
5. П е л и с ь е Р е н е. Энергетические системы. — М.: Высш. шк., 1982.— 568 с.
6. К о з л о в В. А., Б и л и к Н. И., Ф а й б и с о в и ч Д. Л. Справочник по проектированию электроснабжения городов.—2-е изд., перераб. и доп.— Л.: Энергоатомиздат, Ленингр. отд-ние, 1986.— 256 с.
7. К о р о т к е в и ч М. А. Основы эксплуатации электрических сетей: В 2 ч. — Ч. 1. Схемы распределительных электрических сетей. — Мн.: БГПА, 1992. — 148 с.

Представлена кафедрой
электрических систем

Поступила 21.09.1999