

среднегодовыми фоновыми скоростями ветра до 3,5; 3,5–4,0; 4,0–4,5; 4,5 м/с. Для установок типоряда В6, В8, В10 номинальная расчётная скорость ветра соответственно находится в диапазонах 6–8; 8–10; 10–12 м/с.

Целесообразен выбор ВЭУ с расчетной скоростью ветра 11 м/с и высотой опоры 110 м. Для ВЭС может быть использована ВЭУ Nordex S77:  $P_y = 1,5$  МВт,  $V_p = 11,1$  м/с,  $H = 110$  м. Принятая в расчётах стоимость ВЭУ 1 300 долл/кВт требует уточнения в официальном представительстве фирмы Nordex.

Целесообразен выбор ВЭУ с прямоприводным синхронным генератором, как наиболее надёжный вариант, или применение асинхронного генератора двойного питания.

Предпочтительно соединение ВЭУ с сетью через статический преобразователь частоты, который обеспечивает возможность работы ВЭУ с переменной частотой вращения и упрощает пусковые процессы.

При проектировании ВЭС следует предусмотреть возможность ее расширения и соответственно выбирать элементы электрической схемы связи с энергосистемой.

Не следует внедрять ВЭУ мощностью менее 1 МВт, демонтируемые в европейских странах в связи с техническим перевооружением мировой ветроэнергетики и предлагаемые на рынке ветроэнергетики. Оценочные расчёты показывают, что затраты на демонтаж, транспортировку и последующий монтаж таких ВЭУ перекрывают более низкую их стоимость. Ограниченное количество перспективных площадок следует заполнять установками максимальной мощности. Следует внедрять только современные ВЭУ мощностью 1 000–1 500 кВт континентального базирования.

При проектировании ВЭС должно быть учтено: наличие построек, хозяйственных или других объектов на территории площадок или вблизи, наличие лесных массивов, кустарника, крупных водоемов, наличие в радиусе 10 км линий электропередачи ЛЭП 6, 10, 35, 110 кВ и проверена возможность подключения ВЭУ 1 500 кВт и необходимость реконструкции действующей ЛЭП.

Окончательное решение о строительстве и конструктивных особенностях ВЭС может быть принято после проведения проектно-изыскательских работ с выполнением контрольных измерений ветрового режима на предполагаемых площадках специализированной метеорологическими службой.

УДК 621.316

## АНАЛИЗ ФАКТОРОВ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ ВЫБОР МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ

*Кирснун А.Ю.*

Научный руководитель – д-р техн. наук, профессор АНИЩЕНКО В.А.

Электроснабжение промышленных потребителей напряжением до 1 кВ обычно осуществляется от одно-, двух- и трехтрансформаторных подстанций. Однотрансформаторная подстанция предусматривается для питания электроприемников III-й категории. Нагрузка трансформатора однотрансформаторной подстанции должна быть примерно равна номинальной мощности (но не превышать ее). Номинальная мощность трансформатора  $S_H$  (кВА) определяется по выражению

$$S_H = \frac{S_p}{k_3}, \quad (1)$$

где  $S_p$  – расчетная нагрузка, полученная одним из методов расчета, кВА;

$k_3$  – коэффициент загрузки трансформатора, принимаемый равным 0,95–1 для однострансформаторной подстанции [1].

Неоднозначность выбора трансформатора вызвана недостоверностью расчетной нагрузки. Причиной последней является неточность расчетных коэффициентов, удельных расходов электроэнергии и других необходимых для расчета нагрузок параметров. С изменением технологических процессов, использованием в производстве нового оборудования, вводом автоматизированных систем управления технологическим процессом изменяются значения этих параметров.

Следует также учитывать тенденцию изменения нагрузок во времени. Во многих случаях эта тенденция выражается линейным законом

$$S_p[t] = S_p(1 + \alpha_1 t), \quad 0 < t < T_{пр}, \quad (2)$$

где  $S_p[t]$  – расчетная полная мощность через  $t$  лет, кВА;

$\alpha_1$  – коэффициент годового роста максимальных (расчетных) нагрузок, который колеблется от 0,03 до 0,1;

$[0; T_{пр}]$  – период времени, в течение которого оценивают рост нагрузок, лет;

$T_{пр}$  – максимальное время прогноза, лет.

В связи с этим актуальна разработка методики выбора силовых трансформаторов в условиях неточно определенной нагрузки, то есть переход от точечной оценки расчетной нагрузки  $S_p$  к ее интервальной оценке  $S_p \pm \Delta S_p$ , характеризующей степень недостоверности определения нагрузки [2]. В таких условиях расчетная нагрузка будет лежать в интервале  $[S_p^{\min}[t], S_p^{\max}[t]]$ , а выражение для определения минимального значения  $S_p^{\min}[t]$  (кВА) будет иметь вид

$$S_p^{\min}[t] = (S_p - \Delta S_p) (1 + \alpha_1^{\min} t^{\min}), \quad (3)$$

где  $\alpha_1^{\min}$  – минимально ожидаемое значение коэффициента годового роста расчетных нагрузок;

$t^{\min}$  – минимально ожидаемое значение расчетного времени, лет.

Выражение для определения максимального значения  $S_p^{\max}[t]$ , будет иметь следующий вид

$$S_p^{\max}[t] = (S_p + \Delta S_p) (1 + \alpha_1^{\max} t^{\max}), \quad (4)$$

где  $\alpha_1^{\max}$  – максимально ожидаемое значение коэффициента годового роста расчетных нагрузок;

$t^{\max}$  – максимально ожидаемое значение расчетного времени, лет.

Аналогично расчетной нагрузке в виде интервала  $[S_H^{\min}, S_H^{\max}]$  (рисунок 1) можно представить номинальную расчетную мощность трансформатора.

С учетом (1) и (3) нижняя граница номинальной мощности трансформатора  $S_H^{\min}$  (кВА) выражается формулой

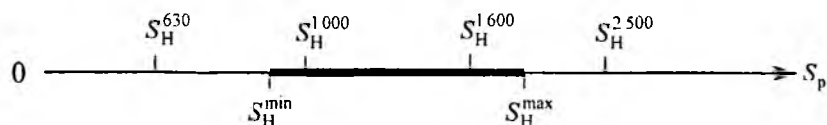


Рисунок 1. Расчетные и номинальные нагрузки трансформаторов

$$S_H^{\min} = \frac{(S_p - \Delta S_p) (1 + \alpha_1^{\min} t^{\min})}{k_3^{\max}}, \quad (5)$$

где  $k_3^{\max}$  – максимально допустимый коэффициент загрузки трансформатора.

Верхняя граница номинальной мощности трансформатора  $S_H^{\max}$  с учетом (1) и (4) определяется по формуле

$$S_H^{\max} = \frac{(S_p + \Delta S_p) (1 + \alpha_1^{\max} t^{\max})}{k_3^{\min}}, \quad (6)$$

где  $k_3^{\min}$  – минимально допустимый коэффициент загрузки трансформатора.

В общем случае при выборе типоразмеров трансформаторов следует учитывать все стандартные номинальные мощности  $S_H^{\text{СТ}}$  (кВА) которые попали в интервал  $[S_H^{\min}, S_H^{\max}]$ , а также ближайшую мощность трансформатора (250 кВА, 400 кВА, 630 кВА, 1 000 кВА, 1 600 кВА, 2 500 кВА), лежащую правее данного интервала.

Выбор наиболее подходящего типоразмера трансформатора из выделенного набора мощностей производится путем сравнения суммарных приведенных затрат для каждого варианта.

Для случая, представленного на рисунке 1, следует рассмотреть три варианта

$$Z_1 = E_H K_1 + C_1 + Y_1; \quad (7)$$

$$Z_2 = E_H K_2 + C_2 + Y_2; \quad (8)$$

$$Z_3 = E_H K_3 + C_3, \quad (9)$$

где  $Z_1$  и  $Z_2$  – приведенные затраты по первому и второму вариантам ( $S_H^{1000}, S_H^{1600}$ ), т. е. номинальные мощности трансформаторов попадают в интервал  $[S_H^{\min}, S_H^{\max}]$ , руб.;

$K_1$  и  $K_2$  – единовременные капитальные затраты по этим же вариантам, руб.;

$C_1$  и  $C_2$  – постоянные ежегодные эксплуатационные расходы по этим же вариантам, руб.;

$Y_1$  и  $Y_2$  – ущерб, вызванный ожидаемым вынужденным отключением части потребителей из-за длительного превышения фактической нагрузкой номинальной полной мощности трансформатора  $S_H^{1000}$  и трансформатора  $S_H^{1600}$ , соответственно, руб.;

$Z_3$  – приведенные затраты по третьему варианту ( $S_H^{2500}$ ), т. е. номинальная мощность трансформатора является ближайшей справа интервала  $[S_H^{\min}, S_H^{\max}]$ , руб.;

$K_3$  – единовременные капитальные затраты по третьему варианту, руб.;

$C_3$  – постоянные ежегодные эксплуатационные расходы по третьему варианту, руб.;

$E_H$  – нормативный коэффициент экономической эффективности.

Величины ущерба в (7) и (8) определяем по формуле

$$Y = y_0 W_{\text{ср}}^{\text{пер}} [t], \quad (10)$$

где  $y_0$  – удельный ущерб, обусловленный вынужденным отключением части потребителей, руб./кВт·ч;

$W_{\text{ср}}^{\text{пер}} [t]$  – ожидаемая средняя на интервале  $[0; T_{\text{пр}}]$  величина годового недоотпуска электроэнергии из-за возможной перегрузки трансформатора (рисунок 2), кВт·ч

$$W_{\text{ср п}}^{\text{пер}}[t] = T_{\text{ср п max}}^{\text{пер}}[t] P_{\text{ср п}}^{\text{max}}[t], \quad (11)$$

где  $T_{\text{ср п max}}^{\text{пер}}[t]$  – среднее на интервале  $[0; T_{\text{пр}}]$  время использования максимальной нагрузки в условиях перегрузки, ч;

$P_{\text{ср п}}^{\text{max}}[t]$  – ожидаемая средняя на интервале  $[0; T_{\text{пр}}]$  максимальная нагрузка, кВт

$$P_{\text{ср п}}^{\text{max}}[t] = S_{\text{ср п}}^{\text{max}}[t] \cos \phi, \quad (12)$$

где  $\cos \phi$  – коэффициент мощности, лежащий в пределах 0,3–1 в зависимости от вида нагрузки;

$S_{\text{ср п}}^{\text{max}}[t]$  – средняя на интервале  $[0; T_{\text{пр}}]$  максимальная полная нагрузка (кВА) при линейном законе изменения нагрузки определяется по формуле

$$S_{\text{ср п}}^{\text{max}}[t] = \frac{S_{\text{п}}^{\text{max}}[t]}{2}. \quad (13)$$

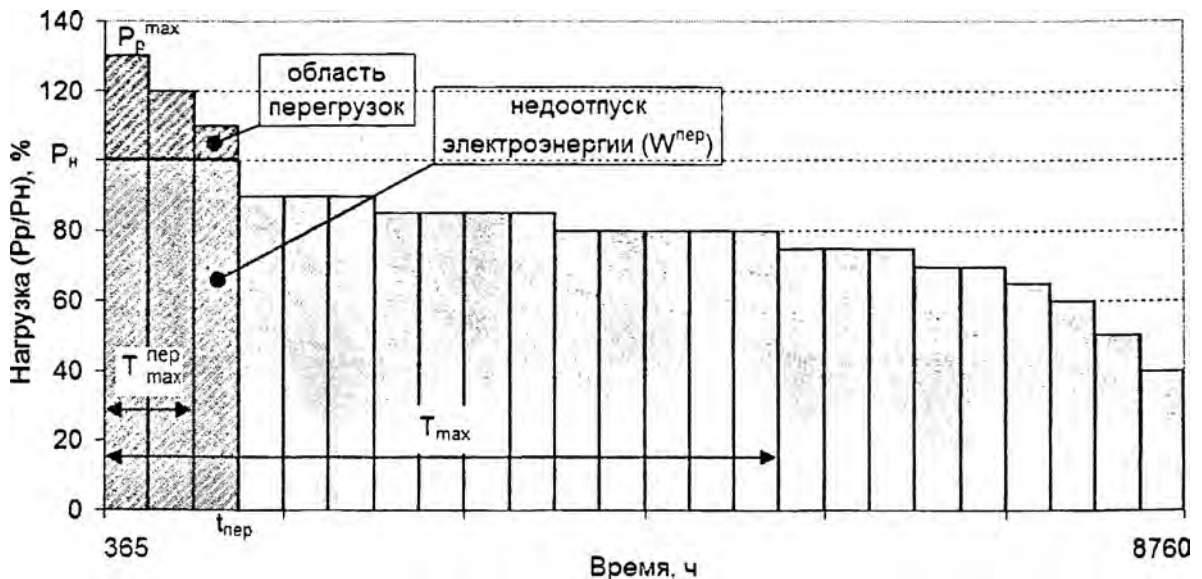


Рисунок 2. Годовой график активных нагрузок

Среднее время использования максимальной нагрузки в условиях перегрузки рассчитывается по следующему выражению

$$T_{\text{ср п max}}^{\text{пер}}[t] = T_{\text{max}} q[S_{\text{ср п}}^{\text{max}}[t] > S_{\text{H}}^{\text{CT}}], \quad (14)$$

где  $q[S_{\text{ср п}}^{\text{max}}[t] > S_{\text{H}}^{\text{CT}}]$  – вероятность превышения средней на интервале  $[0; T_{\text{пр}}]$  максимальной расчетной нагрузкой номинальной мощности трансформатора;

$T_{\text{max}}$  – время использования максимальной нагрузки, ч, зависимое от числа рабочих смен и вида предприятия [3], и принимаемое независимым от  $t$ , при неизменной конфигурации годового графика нагрузки.

Исходя из нормального закона распределения годовой нагрузки [4], вероятность  $q[S_{\text{ср п}}^{\text{max}}[t] > S_{\text{H}}^{\text{CT}}]$  определяем следующим образом

$$q[S_{\text{ср п}}^{\text{max}}[t] > S_{\text{H}}^{\text{CT}}] = \frac{1}{2} (\Phi_0[S_{\text{ср п}}^{\text{max}}[t]] - \Phi_0[S_{\text{H}}^{\text{CT}}]), \quad (15)$$

где  $\Phi_0$  – функция Лапласа.

С учетом (11), (12), (13), (14), (15) формула (10) принимает вид

$$Y = y_0 \frac{1}{2} \left( \Phi_0 [S_{\text{ср п}}^{\text{max}} [t]] - \Phi_0 [S_{\text{H}}^{\text{CT}}] \right) (S_{\text{p}} + \Delta S_{\text{p}}) (1 + \alpha_1^{\text{max}} t^{\text{max}}) \cos \varphi.$$

Таким образом, можно заключить, что граница перехода от одного типоразмера трансформатора к другому зависит от следующих параметров:  $y_0$ ,  $S_{\text{p}}$ ,  $\Delta S_{\text{p}}$ ,  $\alpha_1^{\text{max}}$ ,  $t^{\text{max}}$ ,  $\cos \varphi$ , а также  $S_{\text{H}}^{\text{CT}}$ , который в свою очередь зависит от  $\alpha_1^{\text{min}}$ ,  $t^{\text{min}}$ ,  $k_3^{\text{min}}$ ,  $k_3^{\text{max}}$ .

### Литература

1. Ермилов, А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 208 с.
2. Анищенко, В.А., Кирспу, А.Ю. Учет неопределенности исходной информации при проектировании систем электроснабжения // Вестник ГГТУ им. П.О. Сухого. – 2005. – № 3. – С. 25–29.
3. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю.Б. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
4. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. – Т. 1: Электроснабжение / Под общ. ред. А.А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 568 с.

УДК 621.114

## ТУРБОГЕНЕРАТОРЫ БОЛЬШОЙ МОЩНОСТИ С ПОЛНЫМ ВОЗДУШНЫМ ОХЛАЖДЕНИЕМ ТФП-40-2УЗ И ТЗФП-110-2УЗ

*Халматов А.В., Садовский В.А.*

Научный руководитель – канд. техн. наук МАКОСКО Ю.В.

В течении длительного времени в отечественной энергетике доминировали турбогенераторы с водородным охлаждением. Такое положение дел явилось следствием выбранного направления при конструировании крупных турбогенераторов, при котором с увеличением мощности генераторов другие охладители (воздух или вода) не обеспечивали необходимый отвод тепла. Преимущества водорода перед воздухом заключаются в том, что водород имеет более высокую теплопроводность и значительно меньшую плотность, чем воздух. Поэтому в атмосфере водорода теплоотдача с охлаждаемой поверхности примерно в 1,5 раза выше, чем в атмосфере воздуха. Кроме того, применение водорода, позволяет существенно уменьшить вентиляционные потери и потери на трение ротора об охлаждающую среду и повысить долговечность изоляции.

Но водородное охлаждение так же имеет и ряд недостатков:

- оболочка турбогенераторов должна обладать хорошей газонепроницаемостью;
- в помещениях с турбогенераторами должны соблюдаться повышенные меры пожарной безопасности;

- на территории станции должна находиться дорогая и громоздкая электролизерная установка для получения водорода, а так же удалённое от основных сооружений взрыво- и пожарозащищённое хранилище водорода.

Всё это ведёт к дополнительным затратам при установке и эксплуатации турбогенераторов с водородным охлаждением. А так же к повышению уровня требований к безопасности объекта.

В связи с этим в недавнее время были разработаны, испытаны и пущены в производство турбогенераторы с полным воздушным охлаждением средней и большой мощности ТФП-40-2УЗ и ТЗФП-110-2УЗ (один из них ТФП-40-2УЗ уже больше года экс-