

Трансформаторное оборудование

Одна из задач в сфере остро назревшей модернизации распределительных электрических сетей заключается в повышении их технико-экономической эффективности. В первую очередь – посредством снижения технологических потерь на передачу электрической энергии, значительная часть которых имеет место в силовых трансформаторах напряжением 10(6)/0,4 кВ. Поэтому возникла необходимость обратить внимание проектных и эксплуатирующих организаций на вопросы рационального выбора новых силовых трансформаторов для замены физически и морально устаревших. Об этом в своем материале рассуждает Владимир Васильевич Назаров, отмечая при этом, что он рассматривает лишь некоторые факторы, которые влияют на решение проблемы.

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ 10(6)/0,4 кВ Ключевые вопросы выбора

ЭКОНОМИКА

Какому трансформатору отдать предпочтение при проведении тендера? То есть как оценить финансовые потери эксплуатирующей организации за время использования трансформатора? Выбрать тот, который имеет меньшую закупочную цену, но большие потери энергии, или трансформатор лучшего качества, с меньшими потерями, но стоящий дороже? Или же оставить в эксплуатации старый? Эти вопросы волнуют сетевые организации не первый десяток лет.



Владимир Назаров,
д.т.н., профессор,
ПАО
«Хмельницоблэнерго»,
Украина

Сравнение стоимости эксплуатации

Объективный ответ можно получить, определив величину полной цены каждого из приобретаемых трансформаторов, которая состоит из их закупочной цены и цены потерь энергии за период дальнейшей эксплуатации трансформатора:

$$C_n = C + A_t,$$

$$A_t = \left[P_{XX} \cdot 8760 + P_{K3} \cdot \left(\frac{S_m}{S_n} \right)^2 \cdot \tau \right] \times \frac{c + c(1 + \Delta c)^{t-1}}{2} \cdot t,$$

где C_n – полная цена трансформатора;

C – закупочная цена трансформатора;

A_t – цена потерь энергии в трансформаторе за t лет его эксплуатации;

P_{XX} – потери мощности холостого хода (XX), кВт;

8760 – количество часов в году;

P_{K3} – потери мощности короткого замыкания (K3), кВт;

S_m – максимальная нагрузка трансформатора, кВА;

S_n – номинальная мощность трансформатора, кВА;

τ – время потерь, часов;

c – цена одного кВт·ч в первый год эксплуатации;

Δc – ежегодный относительный прирост цены одного кВт·ч;

t – срок эксплуатации (обычно 25 лет).

Приняв ряд допущений, корректных для дальнейших сравнений полной цены трансформаторов, а именно $S_m = 0,7S_n$; $\tau = 1500$ часов; $\Delta c = 0,05$, имеем:

$$A_{25} = 53c \cdot (8760P_{XX} + 750P_{K3})$$

или:

$$\Delta A_{25} = 53c \cdot [8760 \cdot (P_{XX1} - P_{XX2}) + 750(P_{K31} - P_{K32})],$$

где:

ΔA_{25} – разница цены потерь энергии в сравниваемых трансформаторах за 25 лет эксплуатации;

$(P_{XX1} - P_{XX2})$ – разница потерь XX;

$(P_{K31} - P_{K32})$ – разница потерь КЗ.

Вычислив ΔA_{25} для предлагаемых к закупке трансформаторов и сравнив ее с разностью $C_2 - C_1$, покупатель сможет объективно оценить выгоду приобретения трансформатора лучшего качества, но дорогого, и убытки, которые его ожидают в процессе эксплуатации дешевого трансформатора.

К примеру, разница в закупочной цене трансформаторов 10/0,4 кВ 630 кВА в среднем по СНГ в гривневом эквиваленте составляет порядка 22 000 грн (90 000 руб.), а разница цены потерь ΔA_{25} – не менее 110 000 грн (450 000 руб.), т. е. отношение ΔA_{25} к $C_2 - C_1$ находится в пределах 4–6.

Потери холостого хода

Уместно отметить, что остается еще одна проблема, а именно соответствие расчетных и измеренных изготовителем трансформатора потерь XX значениям, имеющим место в процессе эксплуатации. Они, как правило, возникают из-за повышенных относительно номинальных напряжений, воздействующих на первичную обмотку трансформатора. Этот фактор явно выражен у трансформаторов:

- эксплуатирующихся более 25 лет;
- с магнитопроводами из электротехнической стали низкого качества;
- изготовленных с высокими значениями индукции, т.е. 1,75 Тл и выше.

В сложившихся условиях очевидна необходимость осуществления мероприятий по исключению недостоверных данных о потерях мощности в паспортах трансформаторов и особенно в тендерной документации. К таким мероприятиям следует отнести обязательную проверку (измерение при участии покупателя и продавца) аттестованной лабораторией названных выше параметров, а также последующие жесткие санкции к поставщику трансформаторов с реальными потерями энергии, превышающими значения, указанные в паспортных или тендерных документах.

План инвест-программы

Как составить план-график к инвестиционной программе замены морально и физически устаревших трансформаторов? Из этого общего вопроса вытекают два конкретных.

Первый: заменять трансформатор или нет? Дело в том, что по причине низкой загрузки трансформаторов 10(6)/0,4 кВ, в которых она не выше 0,35 от номинальной, процессы старения изоляции и магнитопровода замедляются настолько, что срок их эксплуатации может значительно превышать установленный производителем. Но эта проблема, как и способы ее решения, заслуживает отдельного рассмотрения.

Второй: если менять, то на какой – дешевый или на тот, который дороже?

В качестве технических мер по решению этой задачи можно предложить следующие:

- организация и проведение измерений потерь XX и КЗ эксплуатируемых в сети трансформаторов, начиная с тех, что практически выработали свой срок эксплуатации;
- определение по вышеприведенной формуле цены потерь в старом трансформаторе, который подлежит замене, за 25 лет его последующего использования;
- сравнение цены потерь в трансформаторе, который подлежит замене, с ценой потерь в новых трансформаторах – претендентах на замену (в данном случае их два) и определение эффективности предполагаемой замены:

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_1 &= (A_C - A_{H1}) - C_{H1} + C_{M.L}, \\ \mathcal{E}_2 &= (A_C - A_{H2}) - C_{H2} + C_{M.L}, \end{aligned}$$

где:

\mathcal{E} – эффективность замены в финансовом выражении;

$(A_C - A_{H1})$; $(A_C - A_{H2})$ – разница в цене потерь в трансформаторе, который подлежит замене (старый), и в трансформаторе, предназначенном для замены (новый);

C_H – закупочная цена нового трансформатора;

$C_{M.L}$ – цена металлолома трансформатора, который предполагается заменить.

Из результатов расчета делается конечный вывод относительно конкретной ситуации с заменой распределительных трансформаторов, на основании чего и составляется требуемый план-график. В среднем затраты на замену окупаются за 5–7 лет.

РЕАЛЬНЫЕ ПОТЕРИ

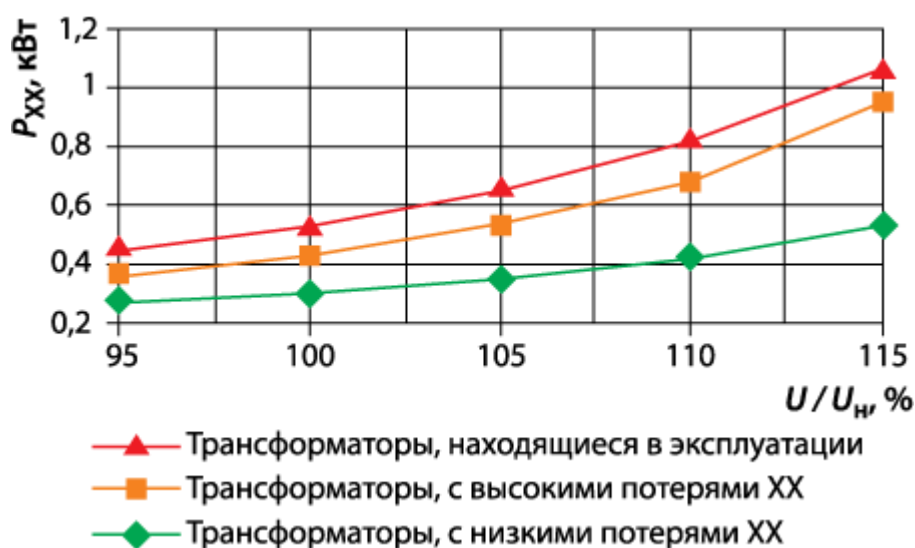
Для иллюстрации актуальности проблемы, в Хмельницких сетях с использованием изготовленного научно-производственным подразделением ПАО «Хмельницкоблэнерго» измерительного комплекса (на базе современного прибора СА-540) были проведены измерения потерь ряда трансформаторов 10/0,4 кВ мощностью 100–1000 кВА. Дополнительно выполнен анализ потерь в трансформаторах того же класса, выпускаемых в настоящее время.

Учтены также два обстоятельства, напрямую влияющих на качество трансформаторов и последствия их эксплуатации в распределительных электрических сетях. Первое – заявки заказчиков на приобретение (не без участия посреднических организаций) трансформаторов с преобладающим требованием минимальной цены, несмотря на величину потерь в них. Второе – возможности производителей поставлять заказчику продукт, имеющий заметно меньшие потери мощности, особенно XX, но несколько большую отпускную цену.

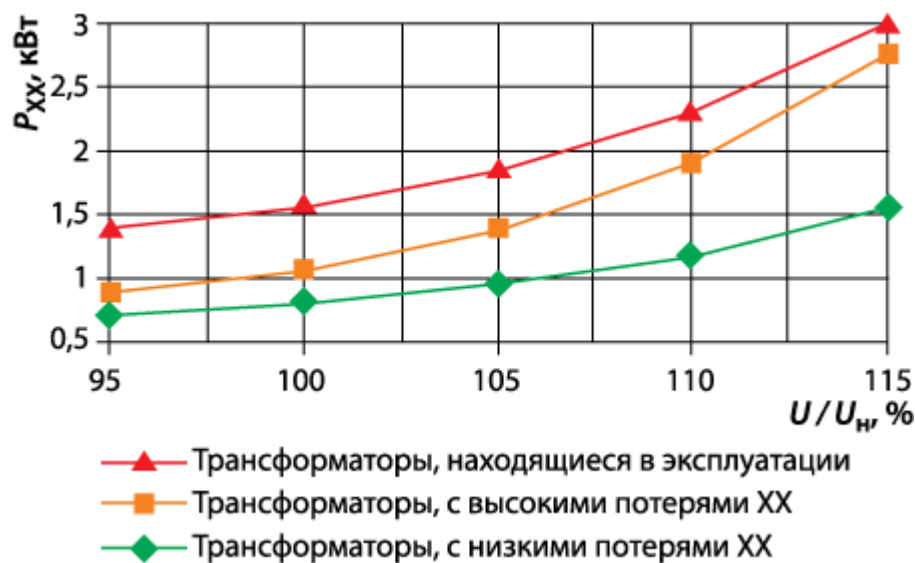
Соотношения потерь, в частности P_{XX} , в рассматриваемых распределительных трансформаторах показаны на: рис. 1а – усредненные характеристики трансформаторов мощностью 160 кВА, широко распространенных в сельских сетях, и на рис. 1б – трансформаторов мощностью 630 кВА, типичных для сетей городских. На рисунках представлены три вида потерь P_{XX} трансформаторов: эксплуатируемых в сетях СНГ (порядка двух третей от их общего количества изготовлены до 1980 года); в трансформаторах, которым часто отдает предпочтение заказчик в силу их меньшей стоимости; в трансформаторах, которые в эксплуатации позволяют получить значительный экономический эффект.

Рис. 1. Усредненные характеристики трансформаторов а) мощностью 160 кВА, б) мощностью 630 кВА

а).



б).



Характер зависимостей $P_{XX} = f(U / U_{нр}, \%)$ на данных рисунках объясняется рядом причин.

Для эксплуатируемых трансформаторов – применением электротехнической стали марок 3404, 3405 и действовавшим в то время ГОСТ 12022-66, регламентировавшим такие значения потерь.

Для выпускаемых трансформаторов с относительно большими значениями P_{XX} – завышенной величиной индукции для сталей 3408, 3409 на уровне 1,75–1,8 Тл.

Для трансформаторов, которые могут быть отнесены к разряду энергоэффективных, – индукцией в приемлемых пределах 1,5–1,6 Тл.

Зависимости учитывают допусковое Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей превышение напряжения на первичную обмотку трансформатора для ее конкретного ответвления длительно на 10% и кратковременно в течение 20 минут с повторением через 2 часа – на 15%.

Реально в эксплуатируемых распределительных сетях отношение U / U_n составляет 1,03–1,07 (в сельских сетях, особенно с протяженными ВЛ 0,4 кВ, не исключено и 1,10). В связи с этим следовало бы в расчетах экономической эффективности эксплуатации трансформаторов принимать во внимание потери ХХ при напряжении питания 1,05 U_n , а их производителю – указывать этот параметр в паспортах на свои изделия.

ГРУППЫ СОЕДИНЕНИЯ ОБМОТОК

К перечню параметров силовых трансформаторов, которые определяют эффективность как производства, так и эксплуатации, относится сопротивление нулевой последовательности.

Из возможных вариантов групп соединений обмоток силовых трансформаторов 10(6)/0,4 кВ применяются: «звезда–звезда с нулем» $Y/Y-0$, «треугольник–звезда с нулем» $\Delta/Y-0$, «звезда–зигзаг с нулем» $Y/Z-0$. Преимущества и недостатки этих соединений, от которых и зависит сопротивление нулевой последовательности, общеизвестны.

Наиболее простым в изготовлении и надежным в эксплуатации признан трансформатор с группой $Y/Y-0$. Но при этом действующими нормативными документами предписывается ограничивать ток в нулевом проводе обмотки 0,4 кВ величиной 25% от номинального тока трансформатора из-за относительно больших значений сопротивления нулевой последовательности трансформатора. К тому же асимметрия фазных нагрузок является причиной так называемых «перекосов» фазных напряжений уже на выводах данных трансформаторов. Уменьшить асимметрию напряжений возможно за счет включения между нулевым выводом обмотки 0,4 кВ и «землей» симметрирующих устройств. Однако в таком случае не выполняется важное требование ПУЭ – необходимость глухого заземления непосредственно нейтрали или одной из фаз этой обмотки.

Кроме вышеперечисленных групп соединения силовых трансформаторов 40–1000 кВА, есть еще один известный, но практически не применявшийся вариант дополнения трансформатора $Y/Y-0$ третьей обмоткой, соединенной в «треугольник». Оптимизация параметров дополнительной обмотки, расположение ее непосредственно на изоляционном цилиндре обмотки НН, т.е. ближе к стержням магнитопровода, позволяет конструктивно упростить трансформатор, уменьшить затраты рабочего времени на изготовление обмоток, повысить механическую (электродинамическую) стойкость обмотки ВН,

обеспечить достаточную симметрию фазных напряжений на выводах 0,4 кВ в режимах неравномерной нагрузки фаз трансформатора.

Сопrotивление нулевой последовательности такого трансформатора в 1,5–2 раза выше, чем у аналогов $\Delta/Y-0$ и $Y/Z-0$, но, ориентировочно, в 10 раз меньше, чем $Y/Y-0$. Этот фактор, с одной стороны, способствует повышению срока службы коммутационных аппаратов при отключениях токов однофазных КЗ в сети 0,4 кВ, с другой – практически полностью обеспечивает надежность и селективность отключения поврежденной линии 0,4 кВ в указанных аварийных режимах сети и срабатывание, в случае необходимости, предохранителей на высокой стороне трансформатора.

Трансформаторы, дополненные симметрирующей обмоткой, имеют свою нишу применения в общепромышленных, городских, сельских сетях. Выводы симметрирующей обмотки, соединенной в «треугольник», как и нейтраль первичной обмотки, по требованию заказчика могут быть расположены на крышке бака для отбора мощности (до 10% от номинальной мощности трансформатора) с целью питания потребителей в системе 220 В с изолированной нейтралью, например, устройств релейной защиты и автоматики в сетях собственных нужд подстанций 110(35)/10(6) кВ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В качестве мероприятий по снижению уровня потерь энергии в электрических сетях следовало бы принять решение, обязывающее эксплуатирующие организации, независимо от форм собственности и частных интересов, внедрять в системах энергоснабжения силовые трансформаторы с параметрами потерь, не превышающими установленные соответствующим документом, разработка которого объективно уже давно назрела.