

И.Я. ЧЕРНОВ, инж.,
С.В. КАРАСЬ, д-р техн. наук

ПОИСК И РЕАЛИЗАЦИЯ ПУТЕЙ ПОВЫШЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО УРОВНЯ ВЗРЫВОБЕЗОПАСНЫХ КТП ПРИ ПОВЫШЕНИИ МОЩНОСТИ ДО 1600 кВ·А

Проведено пошук і реалізовані шляхи підвищення технічного рівня комплектних пересувних вибухобезпечних трансформаторних підстанцій для електрозабезпечення потужних вуглевидобувних комплексів шахт при підвищенні їхньої одиничної потужності до 1600 кВ·А.

Проведен поиск и реализованы пути повышения технического уровня комплектных передвижных взрывобезопасных трансформаторных подстанций для электрообеспечения мощных угледобывающих комплексов угольных шахт при повышении их единичной мощности до 1600 кВ·А.

Постановка проблеми. Современный этап развития топливно-энергетического комплекса Украины характеризуется ориентацией на увеличение доли каменного угля в общем объеме добычи и производства энергоносителей.

Увеличение угледобычи возможно за счет концентрации горных работ, применения современного оборудования (высокопроизводительных очистных и проходческих комплексов) в высоконагруженных лавах, позволяющих выдавать из них по 5 и более тыс. тонн угля в сутки [1].

Важнейшим элементом системы шахтного электроснабжения мощных угледобывающих комплексов, включающей в себя практически все элементы существующего электрооборудования – силовые коммутационные аппараты, устройство преобразования электроэнергии, элементы управления, защиты, сигнализации и контроля, является передвижная комплектная взрывобезопасная трансформаторная подстанция (КТП), создание которой является важной и актуальной научно-технической задачей.

Анализ исследований и публикаций. Развитие угольной отрасли в двадцатом веке, как в нашей стране, так и за рубежом, в большой степени обязано последовательной замене энергии пара и пневматической энергии на электрическую.

Электрификация угольных предприятий прошла поэтапно применение электроэнергии, вначале на поверхностном комплексе, в околоствольных дворах и в других местах, где отсутствует взрывоопасная атмосфера, вплоть до полной механизации и автоматизации, как отдельных процессов, так и технологических комплексов угледобычи и доставки горной массы на поверхность.

Основными препятствиями широкому применению электрической энер-

гии в шахтах явились наличие рудничного взрывоопасного газа метана и угольной пыли, опасность возникновения пожара в условиях ограниченного пространства, поражение персонала электрическим током. Рудничное взрывобезопасное электрооборудование, включающее в себя передвижные КТП, коммутационную и защитную электроаппаратуру, если не исключило полностью опасность ведения горных работ, то в значительной степени ослабило её влияние и явилось важным фактором развития и неуклонного роста энерговооруженности труда и производительности угольных предприятий.

На начальном этапе внедрения электроэнергии на угольных шахтах электроснабжение угледобывающих участков осуществлялось от стационарной трансформаторной подстанции, размещенной в камере, закреплённой огнестойким материалом, в которой устанавливался маслonaполненный трансформатор [2].

Из-за высокой стоимости перемещение подстанций (камеры и находящегося в ней электрооборудования) осуществлялось один или два раза в год, что приводило к увеличению длины кабельных линий и к снижению напряжения на зажимах электроприёмников, предопределяя снижение эффективности механизации и автоматизации производства.

Начиная с пятидесятих годов прошлого столетия, в нашей стране и за рубежом велись исследовательские работы по поиску технических решений, обеспечивающих глубокий ввод напряжения 6 кВ, создание взрывобезопасных КТП, располагаемых вблизи лавы и перемещаемых вслед за ней.

В конце пятидесятих годов в МакНИИ были проведены детальные исследования свойств кварцевого заполнителя для создания безмасляных КТП и определены исходные данные для проектирования взрывобезопасных кварцenaполненных трансформаторов. Конструкция этих трансформаторов и созданных на их основе передвижных подстанций типа ТКШВП, не требующих специальных камер, представлена на рис. 1. В процессе разработки таких подстанций был применен ряд технических решений, направленных на обеспечение их надёжности и безопасности применения в условиях взрывоопасной среды и повышенной влажности. Был предложен способ гидрофобизации песка и обоснована необходимость его классификации, усовершенствована система изоляции, разработана электрическая схема, обеспечивающая безопасность эксплуатации КТП в шахтных условиях [3].

На основе опыта и достижений науки и техники в нашей стране и за рубежом в 1957 г. была создана первая опытная партия сухих с воздушным охлаждением трансформаторов и подстанций, оборудованных автоматическим выключателем, в которых были предусмотрены: защита от утечек тока на землю, максимальная токовая защита, необходимые блокировки.

С конца шестидесятих годов выпуск сухих с воздушным охлаждением трансформаторов и КТП был сосредоточен на Донецком энергозаводе (ДЭЗ).

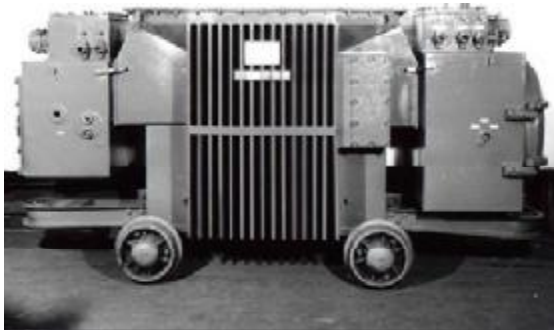


Рис. 1. Кварцenaполненная передвижная трансформаторная подстанция типа ТКШВП мощностью 320 кВ·А (1960 г.)

За это время ДЭЗ выпущена серия трансформаторов типа ТСШВ и КТП типа ТСШВП. С восьмидесятых годов эта серия трансформаторов и КТП была заменена серией ТСВ и ТСВП. Выпуск которых на ДЭЗ достигал 2,5-3 тысяч изделий в год.

С целью прогнозирования потребности в новых разработках КТП УкрНИИВЭ произведен ретроспективный анализ динамики энерговооруженности очистных работ угольных шахт стран СНГ и создания соответствующих КТП. На рис. 2 приведены данные об установленной мощности электродвигателей добычных технологических комплексов основного забойного оборудования с учетом применения высокопроизводительных добычных комбайнов, проанализированы основные этапы создания КТП [4].

Поскольку совершенствование систем электроснабжения выемочных участков определялось соответствующим созданием и внедрением новых машин и технологий угледобычи, в [5] прослеживаются следующие основные этапы их развития (рис. 2):

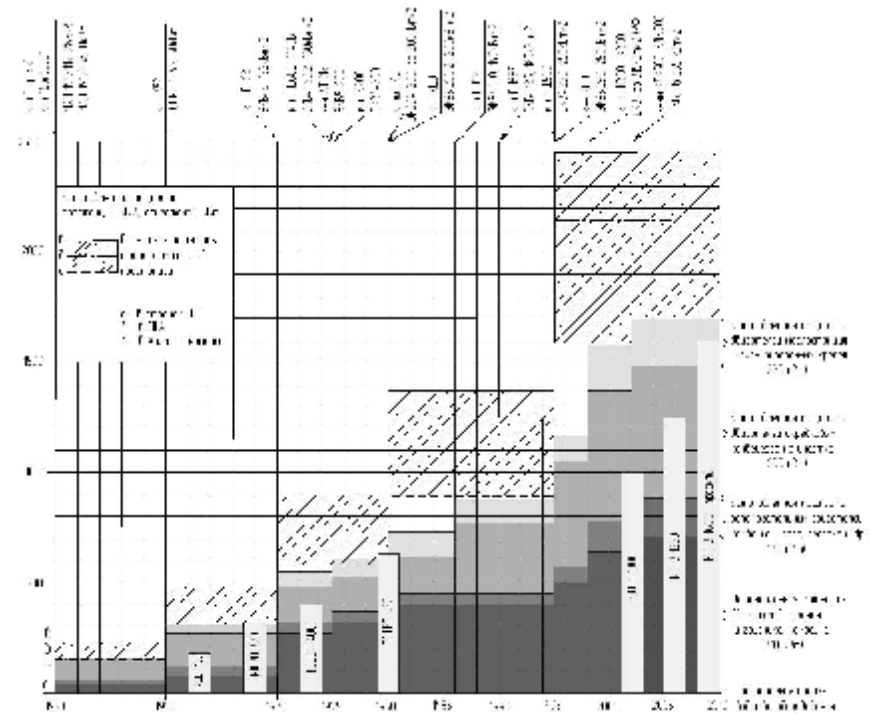


Рис. 2. Динамика роста энерговооруженности

- период до 1950 г. – завершена механизация зарубки угля с помощью врубмашин (с необдуваемыми двигателями МА, МАД) при буровзрывной его отбойке, ручной навалке и доставке качающимися конвейерами;
- период 1951-1960гг. – внедрение широкозахватных угольных комбайнов, в основном, с необдуваемыми двигателями МА, МАД и ЭДК на напряжение 380/660 В, а также разборных скребковых конвейеров;
- период 1961-1975 гг. – внедрение узкозахватных добычных комбайнов с двигателями водяного и воздушного охлаждения ЭКВ и ЭДКО на напряжение 660 В, с механизированными крепями и передвижными изгибающимися скребковыми конвейерами;
- период 1975-1995 гг. – совершенствование механизированных комплексов второго поколения и применение электродвигателей на напряжение 660/1140 В;
- период с 1995 г. – реструктуризация углепрома с закрытием нерентабельных шахт и внедрением на перспективных шахтах механизированных комплексов третьего поколения; создание двигателей ЭКВ с увеличенной мощностью в т.ч. с поперечным расположением их на комбайне, дальнейшее увеличение энерговооруженности угледобывающей техники.

Цель статьи. Поиск путей повышения единичной мощности передвиж-

ных КТП до 1600 кВ·А во взаимосвязанной системе "угледобыча – энерговооруженность угледобывающей техники – мощность КТП", расширение функциональных возможностей, эксплуатационной надежности и безопасности.

Результаты исследований. С увеличением единичной мощности до 1600 кВ·А, при существующих электромагнитных нагрузках активных материалов (плотности тока в обмотках и индукции в магнитопроводе) их масса возрастает пропорционально кубу линейных размеров, а внешняя охлаждающая поверхность растёт пропорционально квадрату линейных размеров, поэтому рост охлаждающей поверхности активной части недостаточен при растущих единичной мощности и мощностях потерь, что требует повышения эффективности охлаждения. Рост потерь мощности в активной части влечёт за собой необходимость снижения влияния выделяемого тепла на сопряжённые полости корпуса, в связи с тем, что установленная в РУНН и РУВН аппаратура допускает нагрев до определенных значений.

Для обеспечения взрывобезопасности КТП с увеличением её мощности ужесточаются требования к конструкции корпуса и технологии его изготовления.

Многовекторность рассматриваемых задач по удовлетворению требований обеспечения взрывобезопасности, эффективного охлаждения активной части и сопряженных с корпусом трансформатора оболочек, обуславливает необходимость комплексного подхода к решению этих вопросов.

Отметим, что закон роста мощности трансформатора, установленный М.О. Доливо-Добровольским и окончательно сформулированный М. Видмаром, фактически не приемлем для трансформаторов, размещаемых в герметичных оболочках. Многочисленные исследования серийных, макетных и опытных образцов КТП показывают, что мощность активной части, помещённой во взрывонепроницаемую оболочку, снижается на 27...34 %. В связи с этим возникает необходимость разработки системы охлаждения, позволяющей снизить экранирующее влияние оболочки на тепловое состояние активной части. Причем, обеспечение технических характеристик передвижных КТП возможно не только путём разработки передовых конструкторских решений, но и за счёт применения современных технологий и электротехнических материалов.

С увеличением мощности КТП и ростом мощности короткого замыкания шахтной системы электроснабжения до 100 МВ·А определенную трудность представляет собой разработка устройств крепления обмоток на стержнях магнитопровода трансформатора в связи со значительными электродинамическими усилиями, возникающими при пусках асинхронных электродвигателей соизмеримых с трансформатором мощностей и значительных токах короткого замыкания в шахтных электрических сетях.

Остановимся на наиболее, как представляется, значимых вопросах.

Взрывобезопасные передвижные трансформаторные подстанции традиционно состоят из трех основных частей: – силового трансформатора; – распределительного устройства высшего напряжения (РУВН); – распределительного устройства низшего напряжения (РУНН).

тельного устройства низшего напряжения (РУНН).

Все составные части соединены между собой взрывонепроницаемыми соединениями и расположены на общей раме.

Силовые трансформаторы для подстанций типа КТПВ выполнены на электротехнических материалах, производимых в конце 80-х гг. прошлого столетия. Это электротехнические стали с удельными потерями не ниже 1,2 ÷ 1,4 Вт/кг, электроизоляционные материалы не выше класса нагревостойкости Н.

На сегодняшний день серийно выпускаются новые электротехнические материалы, активно используемые в современных конструкциях: электротехнические стали с удельными потерями до 0,9 Вт/кг, электроизоляционные материалы класса нагревостойкости 220 с высокой электрической прочностью.

Заметных успехов достигла технология изготовления элементов конструкции общепромышленных трансформаторов, а именно:

- изготовление магнитопровода с "косым стыком" (по типу Step – Lap);
- пропитка обмоток методом "вакуум-давление";
- применение обмоточных проводов с изоляцией арамидной бумагой, полиимидной пленкой, работающих в длительном режиме при температуре более 200 °С;
- применение конструкций обмоток прямоугольной и овальной формы;
- применение обмоток из медной ленты, благодаря чему существенно повышается их электродинамическая стойкость.

Имеются сведения, что рядом производителей КТП критерием оценки мощности принимается срок службы трансформатора, определяемый с учетом графика нагрузки. В связи с этим, при создании взрывобезопасных трансформаторов повышенной единичной мощности (1000, 1250 и 1600 кВ·А) можно заметно увеличить электромагнитные нагрузки на элементы конструкции трансформатора и тем самым снизить расход активных материалов, трудозатраты, массу и габариты силового трансформатора, и, таким образом, при снижении потерь и увеличении электродинамической стойкости сохранить неизменной мощность.

На рис. 3 и 4 показано изменение расхода меди и электротехнической стали в трансформаторах подстанций ТСШВП (1974 г), КТПВ (2002 г) и трансформаторов нового поколения. Согласно предварительным расчетам с учетом предлагаемых конструктивных решений расход активных материалов может быть снижен: меди до 10 %, электротехнической стали до 12 %.

Для выбора оптимизированных конструкций силовых трансформаторов (в зависимости от их типоразмера) с учетом существующих тенденций развития трансформаторостроения [6, 7] были проведены аналитические исследования (на примере силового трансформатора мощностью 1000 кВ·А) по эффективности:

- применения электротехнической стали с низкими удельными потерями (например, 3409) и систем электроизоляционных материалов высоких классов нагревостойкости (например, 200, 220);
- разработки конструкции трансформатора, обеспечивающей минимальные потери холостого хода и короткого замыкания.

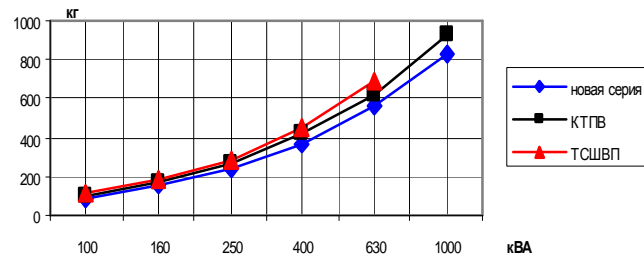


Рис. 3. Расход обмоточного провода

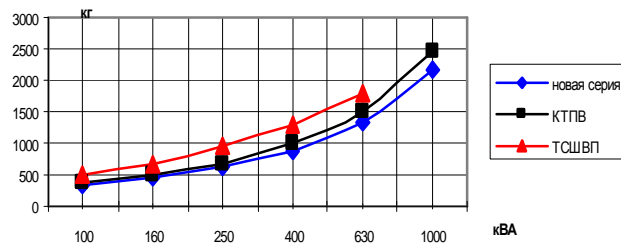


Рис. 4. Расход электротехнической стали

– перераспределения электромагнитных нагрузок и совершенствования конструкции трансформатора с учетом изменившейся ценовой политикой на электротехнические материалы;

- создания новых систем изоляции и охлаждения;
- совершенствования технологии изготовления трансформатора;

Из всего многообразия вариантов расчета с изменением марки стали, индукции в стержнях магнитопровода, плотности тока в обмотках, марок провода и электроизоляционных материалов были отобраны наиболее приемлемые варианты конструкции трансформатора.

За основу анализа приняты расчетные данные четырех вариантов конструкции активной части трехфазного трансформатора (рис. 5), в которых варьировался диаметр стержня, вид магнитопровода, обмоток, индукция и плотность тока.

На рис. 6 приведены диаграммы потерь холостого хода и короткого замыкания по пяти расчетным вариантам, а также каталожные данные трансформатора фирмы Siemens (вариант 4б), как изделия с заявленными низкими электромагнитными потерями и сравнение их с расчетным вариантом 1, а также диаграммы расхода электротехнических материалов по пяти расчетным вариантам и сравнение их с расчетным вариантом 1 (серийной конструкцией).

На диаграммах показан характер изменения массы электротехнических материалов, потерь холостого хода и короткого замыкания в зависимости от варианта конструкции активной части, дающий общее представление о достоинствах каждого из них.

Для оценки анализируемых вариантов расчета трансформатора с позиций их инвестиционной привлекательности выполнен расчет технико-экономического эффекта от внедрения трансформаторов.

1. Экономический эффект у изготовителя определяется по разнице затрат на изготовление заменяемого и нового трансформаторов (трудозатраты принимаются одинаковыми и в расчете не учитываются):

$$\mathcal{E}_u = \mathcal{C}_{C1} \times G_{C1} - \mathcal{C}_{C2} \times G_{C2} + \mathcal{C}_{M1} \times G_{M1} - \mathcal{C}_{M2} \times G_{M2} + \mathcal{C}_{u1} - \mathcal{C}_{u2}; \quad (1)$$

где \mathcal{E}_u – экономия затрат за счет нового трансформатора у изготовителя, грн; \mathcal{C}_{C1} – цена электротехнической стали заменяемого трансформатора, грн; \mathcal{C}_{C2} – цена стали нового трансформатора, грн; $\mathcal{C}_{M1}, \mathcal{C}_{M2}$ – цена меди заменяемого и нового трансформаторов, грн; $\mathcal{C}_{u1}, \mathcal{C}_{u2}$ – стоимость изоляционных материалов заменяемого и нового трансформаторов, грн; $G_{C1}, G_{C2}, G_{M1}, G_{M2}$ – соответственно масса стали и обмоточной меди заменяемого и нового трансформаторов, кг.

2. Экономический эффект у потребителя определяется как разность затрат заменяемого и нового трансформатора на потребляемую электроэнергию (потери в стали и меди):

$$\mathcal{E}_u = P_1 \times \mathcal{C}_\mathcal{E} \times Q - P_2 \times \mathcal{C}_\mathcal{E} \times Q; \quad (2)$$

где \mathcal{E}_u – экономия у потребителя, грн; P_1, P_2 – потребление электроэнергии заменяемым и новым трансформаторами, кВт; $\mathcal{C}_\mathcal{E}$ – стоимость электроэнергии, грн/кВт·ч; Q – продолжительность работы трансформатора, ч.

При этом следует учитывать, что потери в стали трансформатора не изменяются с течением времени (смена, сутки), а потери в меди пропорциональны квадрату тока нагрузки, поэтому зависимость (2) приобретает вид:

$$\mathcal{E}_n = \left[(P_{10} \times Q_0 + P_{1к} \times Q_n \times b^2) - (P_{20} \times Q_0 + P_{2к} \times Q_n \times b^2) \right] \times \mathcal{C}_\mathcal{E}, \quad (3)$$

где P_{10}, P_{20} – соответственно потери в стали заменяемого и нового трансформатора, кВт; Q_0 – продолжительность работы на холостом ходу, ч; $P_{1к}, P_{2к}$ – соответственно потери в меди заменяемого и нового трансформатора, кВт; Q_n

– продолжительность нагрузки, ч; $\beta = \frac{I_{нагр}}{I_n}$ – коэффициент нагрузки (отношение тока нагрузки к номинальному току);

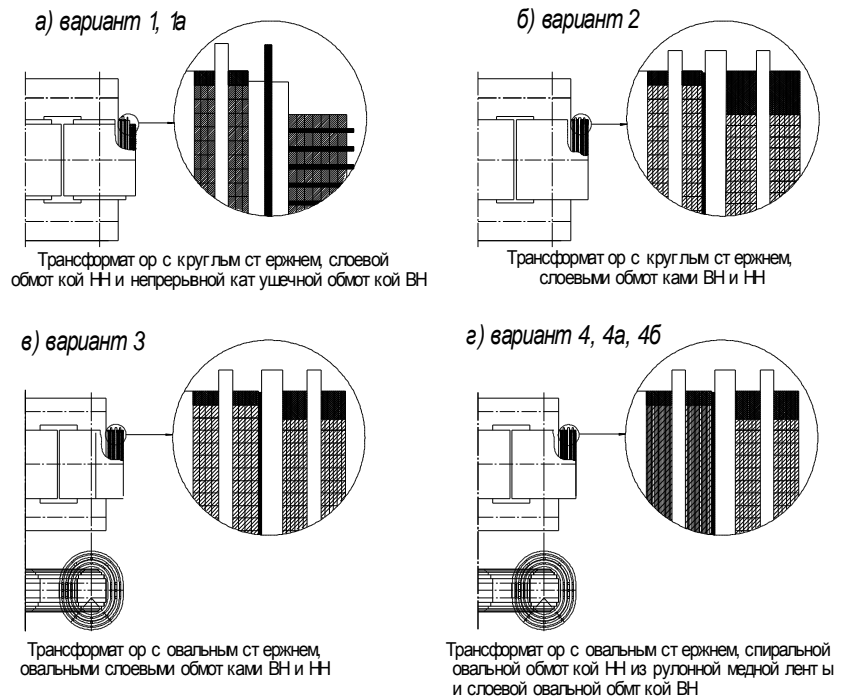
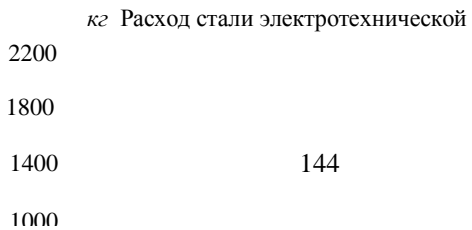
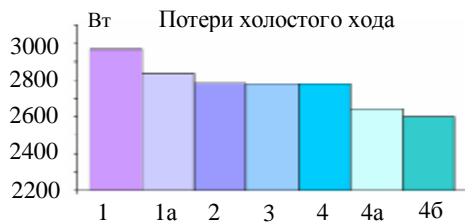
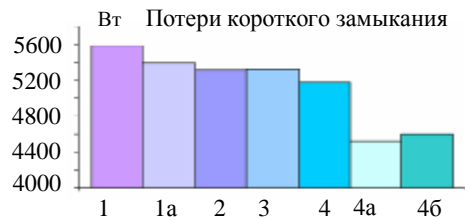


Рис. 5. Конструкции активных частей трансформаторов



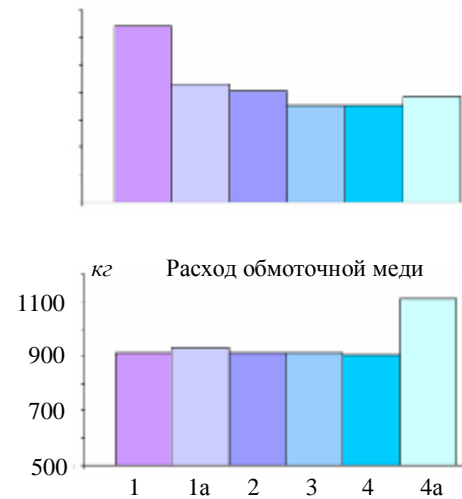


Рис. 6. Потери короткого замыкания, холостого хода, расход электротехнических материалов.

1 – серийный трансформатор; 1а – стержень вписан в круг, обмотка НН слоевая цилиндрическая, обмотка ВН – непрерывная катушечная; 2 – стержень вписан в круг, обмотки НН и ВН слоевые цилиндрические; 3 – стержень вписан в овал, обмотки НН и ВН слоевые овальные; 4 – стержень вписан в овал, обмотка НН спиральная из медной ленты, обмотка ВН – слоевая овальная; 4а – трансформатор с уменьшенными потерями КЗ; 4б – трансформатор фирмы Siemens.

Экономия за год можно рассчитать, используя следующую формулу:

$$\mathcal{E}_{nz} = \mathcal{E}_n \times 365 \times N, \quad (4)$$

где: \mathcal{E}_{nz} – экономия за год, грн; N – количество подстанций, шт.

Принимая $Q_0 = 24$ ч.; $Q_n = 17$ ч.; $\beta = 0,8$; тариф на электроэнергию – 0,285 грн/кВт.ч зависимость (3) может быть записана как:

$$\mathcal{E}_n = [(24P_{10} + 10,88P_{1к}) - (24P_{20} + 10,88P_{2к})] \times 0,285 \quad (5)$$

Для наглядности результаты расчета экономического эффекта от внедрения трансформаторов представлены в виде диаграммы (рис. 7).

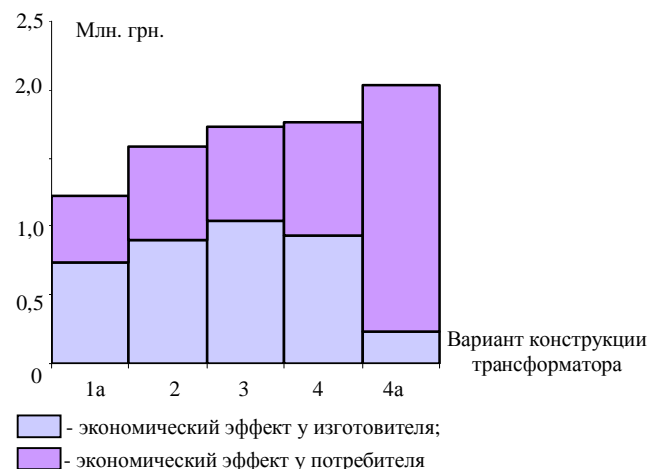


Рис. 7. Экономический эффект от внедрения 50-ти силовых трансформаторов за нормативный срок службы 15 лет

Анализ конструкций сухих трансформаторов отечественного и зарубежного производства убеждает, что только благодаря применению современных материалов и передовых технологий возможно достижение высокого технического уровня КТП.

Корпус трансформатора должен:

- обладать необходимой взрывоустойчивостью и взрывонепроницаемостью; и соответствующей защищенностью от воздействия факторов внешней среды (IP 54);
- обеспечивать требуемую эффективность теплоотдачи;
- иметь высокую технологичность и низкую себестоимость;
- быть компактным и не превышать допустимых размеров;
- иметь необходимые узлы для транспортировки, передвижки и др.

Принято считать, что в общем случае эффективность охлаждения прямо пропорциональна площади наружной поверхности корпуса. Наиболее характерные варианты конструкции взрывобезопасного корпуса трансформатора на примере КТП мощностью 1000 кВ·А, представленные в табл. 1.

С целью обеспечения единой базы в оценке вариантов конструкций корпусов при всех тепловых расчетах была принята одна и та же активная часть трансформатора мощностью 1000 кВ·А, имеющая магнитопровод с комбинированным стыком, электротехническую сталь марки 3408 толщиной 0,35 мм, стержень вписан в круг. Обмотка НН – двухслойная цилиндрическая, обмотка ВН – многослойная цилиндрическая.

Таблица 1 – Характеристики анализируемых корпусов КТП

Номера корпусов	Конструктивные особенности рассмотренных	Площади корпусов, участвующие в теплопередаче (теплообмене с внешней средой), м ²
-----------------	--	--

	корпусов трансформатора	наружной конвективной поверхности	внутренней конвективной поверхности	наружной излучающей поверхности
1	Вертикальные гофрированные боковые стенки и внутренние вентиляционные трубы	21,9	19,9	11,1
2	Вертикальные гофрированные боковые стенки без внутренних вентиляционных труб	20,4	17,7	10,1
3	Гофрированные стенки по всему периметру без внутренних вентиляционных труб	28,4	28,1	9,8
4	Вертикальные гофрированные боковые стенки без внутренних вентиляционных труб и гофрированный верх в виде двух стенок, расположенных под углом	23,7	20,0	10,4
5	Вертикальные гофрированные стенки без внутренних вентиляционных труб и гофрированный верх в виде полуцилиндра	23,9	20,6	12,5

Для анализа теплоотдающей способности корпусов и выбора наиболее приемлемого варианта на стадии эскизного проектирования, разработана методика теплового расчета силового трансформатора, в основу которой положен метод тепловых эквивалентных схем, разработано программное обеспечение, позволяющее оценить тепловое состояние корпусов различных конструкций с различными конфигурациями их гофрированных поверхностей (рис. 8) – расчетные средние превышения температур активной части в ее узловых точках над окружающей средой.

РУВН. Анализ существующих конструкций подстанций предлагаемых различными разработчиками и изготовителями показывает, что имеются:

- подстанции без РУВН;
- подстанции с РУВН, в которых установлен либо разъединитель холостого хода, способный отключить ток ненагруженного трансформатора, либо высоковольтный коммутационный аппарат, способный отключить ток короткого замыкания.

В первом случае и РУВН с разъединителем холостого хода функция защиты от токов короткого замыкания возложена на высоковольтную ячейку, устанавливаемую отдельно от подстанции, позволяющую также снимать напряжение с подстанции в случае ее ремонта или профилактических осмотров.

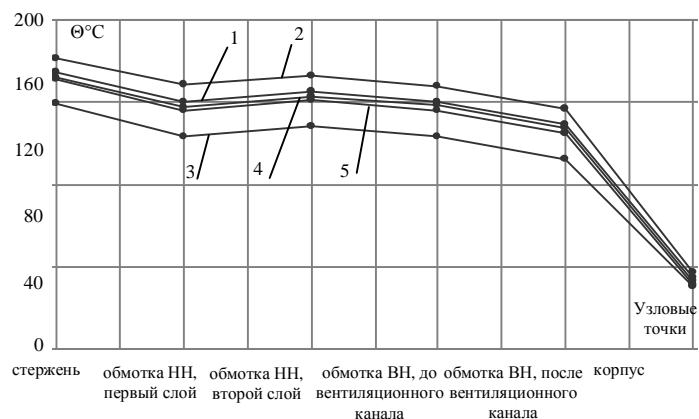


Рис. 8. Средние превышения температур активной части (номера кривых соответствуют номерам корпусов табл. 2)

РУВН с разъединителем холостого хода позволяет снять напряжение с подстанции для ремонта и осмотров, замены комплектующих изделий и т.п. В этом случае упрощается обслуживание подстанции, обеспечивается более безопасная работа с подстанцией.

РУВН с высоковольтным выключателем обеспечивает в полной мере защиту подстанции от токов короткого замыкания, позволяет снять напряжение с подстанции для ремонтов и осмотров. Однако при этом увеличиваются габариты, масса и стоимость подстанции.

В **РУНН**, как правило, имеется комплект коммутационной аппаратуры (автоматический выключатель, способный отключить ток короткого замыкания в низковольтной сети), аппаратуры защиты от токов коротких замыканий, защиты от токов утечки и контроля сопротивления изоляции, источник питания цепей защиты, сигнализации и местного освещения.

Вместе с тем имеются значительные отличия в электрических схемах РУНН. Так, в Украине, России и других странах СНГ обязательным является наличие защиты от токов утечки, обеспечивающей защиту персонала от поражения электрическим током, контроль сопротивления изоляции, компенсацию емкостных токов утечки, а также шунтирование поврежденной фазы на землю. Кроме того, такая защита контролирует сопротивление изоляции отключенной линии, блокируя подачу напряжения на линию с сопротивлением изоляции ниже допустимого предела, выполняя функцию блокировочного реле утечки.

В зарубежных подстанциях в РУНН, как правило, применяется быстродействующая аппаратура контроля изоляции, отключающая линию при снижении сопротивления изоляции ниже допустимого.

В последнее время, особенно в подстанциях больших мощностей (1000 кВ·А и выше) получило применение РУНН с несколькими (два-восемь) отходящими фидерами, причем все фидера выполнены в виде контакторных модулей,

каждый из которых снабжен полным набором аппаратов защиты, перечисленных выше.

Кроме перечисленных вариантов конструкции, имеются РУНН без коммутационного аппарата, а его функции переданы высоковольтному выключателю в РУВН, на который воздействуют аппараты максимальной токовой защиты, контроля сопротивления изоляции и др.

Схемные решения. Электрическая схема взрывобезопасных отечественных КТП помимо функции электроснабжения токоприемников добычных машин и механизмов выполняет ряд защитных функций, обеспечивающих безопасность работ, при этом РУНН содержит:

- автоматический выключатель (АВ) типа АЗ700;
- аппарат защиты, обеспечивающий контроль изоляции сети НН относительно земли, как при включенном, так и отключенном (обесточенном) отходящем присоединении и защиту от токов утечки на землю;
- блок максимальной токовой защиты с трансформаторами тока;
- трансформатор питания цепей защиты и местного освещения;
- аппарат защиты выходных цепей напряжением 36 В от токов утечки и короткого замыкания.
- другие приборы, обеспечивающие функционирование, защиту и контроль работы подстанции.

На отводах обмотки силового трансформатора установлены тепловые реле с размыкающими контактами для защиты трансформатора от перегрева.

В РУНН основным исполнительным аппаратом является АВ, снабженный нулевым, независимым и электромагнитным расцепителями, срабатывающими от действия защит, предусмотренных техническими требованиями к взрывобезопасной трансформаторной подстанции, а также защиту от отключения высоковольтного разъединителя при нагруженном трансформаторе и контроль содержания метана в месте установки подстанции (газовая защита).

Одна из последних, освоенных в серийном производстве, подстанций, это КТПВ-1250/6-1,2 (рис. 9), в которой:

- контроль и защиту от тока утечек на "землю" выполняет аппарат АЗУР-4, который включен в цепь первой линии $L1$ отходящего присоединения низшего напряжения, защита от тока утечек линии $L2$ осуществляется тем же аппаратом АЗУР-4 через силовые контакты автоматических выключателей А1 и А2, алгоритм работы которых не позволяет включить выключатель А2 при отключенном выключателе А1;

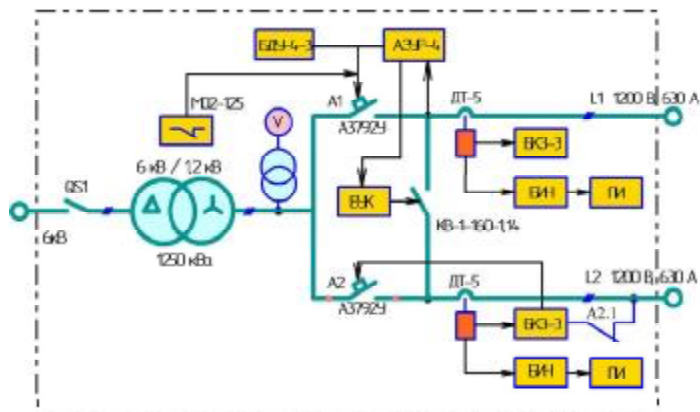


Рис. 9. Структурная схема подстанции КТПВ-1250/6-1,2

– для реализации функции защитного шунтирования повреждённой фазы на "землю", выполняемой аппаратом АЗУР-4, в схему введён контактор типа КВ-1-160-1,14, который при возникновении тока утечки на "землю" посредством блока управления контактором БУК на несколько секунд подключает аппарат АЗУР-4 к отходящей линии L2;

– контроль сопротивления изоляции в отходящей кабельной сети линии L1 осуществляется аппаратом АЗУР-4, а в отходящей кабельной сети линии L2 – блоком БК3-3;

– блоки БК3-3 совместно с датчиками тока ДТ-5 выполняют функцию защиты отходящих кабельных линий от токов короткого замыкания;

– тепловой контроль силового трансформатора осуществляется двумя дифференциальными реле температуры типа МО2-125;

– цепь дистанционного отключения подстанции выполнена на основе блока БДУ-4-3, имеющего искробезопасные выходные цепи;

– визуальный контроль за уровнем напряжения осуществляется стрелочным вольтметром V электромагнитной системы, а величина тока в фидерах отображается на светодиодных панелях индикации ПИ в процентном отношении к номиналу;

– блоки индикации БИН выполняют функцию преобразования выходного сигнала с датчиков ДТ-5 в сигнал управления светодиодами панели индикации.

Стендовые и промышленные испытания. КТПВ-1000/6-1,2 (рис. 10) и КТПВ-1250/6-1,2 (табл. 2) были подвергнуты всесторонним испытаниям в условиях лабораторной базы УкрНИИВЭ и МакНИИ. На (рис. 11) приведено распределение среднего превышения температуры обмоток ВН и НН над температурой окружающей среды [8], определенное экспериментально по изменению их омического сопротивления, которое подтверждает соответствие расчетных и реальных технических характеристик, а также правильность принятых основных конструкторских и схемных решений [9] в подстанциях повышенных единичных мощностей.

Таблица 2 – Основные технические данные передвижных КТП

	Наименование параметра	Нормированное значение	
		КТПВ-1000	КТПВ-1250
1	Номинальная мощность, кВ·А	1000	1250
2	Номинальное первичное напряжение, В	6000	6000
3	Номинальное вторичное напряжение, В	1200	1200
4	Схема и группа соединения обмоток		
5	Способ и диапазон регулирования напряжения, %	Y/Y-0	Y/Δ-11
6	Напряжение короткого замыкания, %	ПБВ, ±5	ПБВ, ±5
7	Потери КЗ трансформатора при t=115 °С, кВт		
8	Ток холостого хода, %	5,0	5,2
9	Потери ХХ трансформатора, кВт	7,25	7,7
10	Габариты, LxВxН, мм	1,0	0,95
11	Масса, кг	2,8	3,2
		3700x1080x1400	3950x1170x1475
		6000	6950

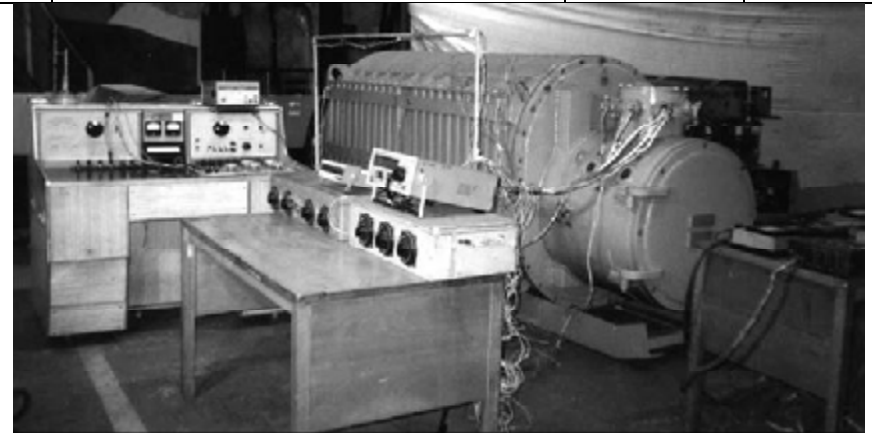


Рис. 10. Трансформаторная подстанция КТПВ-1000/6-1,2 во время проведения стендовых экспериментальных исследований

В 2002 и 2006 гг. КТПВ-1000/6-1,2 и КТПВ-12500/6-1,2 [10] соответственно успешно прошли промышленные испытания в условиях шахты "Красноармейская-Западная №1" и приняты ОАО "ДЭЗ" к серийному производству.

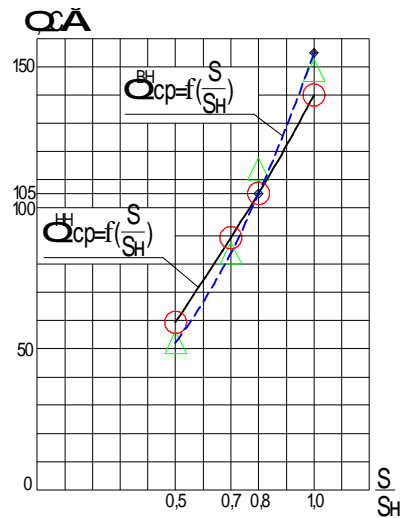


Рис. 11. Распределение среднего превышения температуры обмоток ВН и НН КТПВ-1000/2-1,2 над температурой окружающей среды в зависимости от нагрузки

Пользующиеся спросом КТП повышенной единичной мощности (рис. 12) успешно выпускаются ОАО "Донецкий энергозавод".



Рис. 12. Подстанции КТПВ-630, 1000, 1250/6-1,2 на выставке "Уголь-мйнинг", Донецк, 2004 г.

Постоянно совершенствуя взрывобезопасные шахтные КТП [11, 12], УкрНИИВЭ совместно с ОАО "ДЭЗ" (НПК "Горные машины ведет разработку подстанции нового технического уровня ТВКП-1000/6-1,2, отличительной особенностью которой являются: меньшие габаритные размеры, более низкие электромагнитные потери трансформатора, наличие коммутационного аппарата на высокой стороне, а также наличие дополнительной аппаратуры управления, диагностики, учета электроэнергии, контроля и передачи инфор-

мации о состоянии КТП.

Выводы. Требования эксплуатации обуславливают необходимость постоянного совершенствования взрывобезопасных передвижных КТП. Это достигается путем: обеспечения более высоких технических характеристик (при повышенной единичной мощности в ограниченных габаритных размерах), снижения удельного расхода активных и изоляционных материалов, технических решений, повышающих надёжность и безопасность применения КТП, удобства их обслуживания и расширения функциональных возможностей, что и воплощено в КТП мощностью 1000, 1250 и 1600 кВ·А.

Список литературы: 1. *Сургай Н.С.* Перспективы и направления развития угольной промышленности // Уголь Украины. – 2004. – № 12. – С. 11-13. 2. *Нагорный М.А., Чернов И.Я.* и др. Трансформаторные источники электроснабжения угледобывающих участков // Использование электроэнергии в горной технологии. Национальный научный центр горного производства – Институт горного дела им. А.А.Скочинского. Научные сообщения. Выпуск № 329/2005. 3. *Зайцев И.И., Кубрак А.И., Плетнёв А.И., Шилов В.В.* Кварцenaполненные взрывобезопасные шахтные трансформаторы и подстанции (Серия "Трансформаторы" вып. 21). // – М.: Энергия, 1970. – 176 с. 4. *Чернов И.Я., Ландкоф Л.Б., Харченко В.Д.* Динамика энерговооруженности и основных экономических показателей очистных забоев // Уголь Украины. – 2004. – № 1. – С. 18-20. 5. *Разумняк Н.Л., Мышляев Б.К.* Основные направления развития технологий и средств комплексной механизации очистных работ для отработки пологих угольных пластов // Уголь. – 2001. – № 1. – С. 34-40. 6. *Лизунов С.Д., Лоханин А.К.* Проблемы современного трансформаторостроения в России // Электричество. – 2000. – № 8. – С. 2-10; № 9. – С.4-12. 7. *Пуило Г.В., Кузьменко В.С., Тонгалюк В.В.* Современные тенденции совершенствования распределительных трансформаторов // Электротехника і електромеханіка. – 2008. – № 2. – С. 48-52. 8. *Чернов И.Я., Грушко В.М., Волков Н.А.* Экспериментальные исследования теплового состояния трансформаторной подстанции КТПВ 1000/6-1,2. // Взрывозащищенное электрооборудование: Сб. науч. тр. УкрНИИВЭ. – Донецк: ООО "Юго-Восток Лтд, 2003. – С. 50-61. 9. Патент на корисну модель. № 18567. Украина. МПК (2006) H01F 27/08. Вибухозахищена трансформаторна підстанція / *Вареник С.О., Чернов І.Я., Налбатов В.Е.*, та ін. – № u200605095; Заявл. 10.05.2006; Опубл. 15.11.2006. Бюл. № 11, 2006 р. 10. Патент на промисловий зразок. № 9870. Україна. Підстанція трансформаторна рудникова вибухобезпечна пересувна / *Чернов І.Я., Вареник С.О., Грушко В.М.* та ін. – № 2003071335; Заявл. 28.07.2003; Опубл. 15.02.2005. Бюл. № 2. 11. Патент на корисну модель. № 32827. Украина. МПК (2006) H01F 27/00. Корпус трансформатора / *Чернов І.Я., Вареник С.О., Налбатов В.Е.*, та ін. – № u200802867; Заявл. 05.03.2008; Опубл. 26.05.2008. Бюл. № 10, 2008 р. 12. Патент № 2299506. Российская Федерация. МПК H02B 13/00 (2006.01). Рудничная взрывобезопасная трансформаторная подстанция / *М.А. Нагорный, Г.Л. Локтионов, И.Я. Чернов* и др. № 2005111623/09; Заявл. 19.04.2005; Опубл. 20.05.2007. Бюл. № 14.

Поступила в редколлегию 26.10.2008

УДК 621.314

ШУТЕНКО О.В.

Национальный технический университет "Харьковский политехнический институт"