

При переходе к системе напряжений 110/10 кВ нет потока мощности через трансформатор с сети 110 кВ в сеть 35 кВ. В результате этого трехобмоточные трансформаторы на подстанциях имеют большую мощность по сравнению с трансформаторами для данных подстанций при системе напряжений 110/10 кВ. И как следствие суммарная мощность, занимаемая подстанциями сети 110/35/10 кВ, становится больше площади подстанций для сети 110/10 кВ.

В результате применения более высокого напряжения для сети при передаче одной и той же мощности происходит уменьшение значения силы тока. Следствием этого является возможность применения меньшего значения площади сечения проводов.

При переходе от сети 35 кВ к сети 110 кВ имеет место увеличение суммарных капитальных затрат. Одновременно с этим происходит уменьшение затрат по существующей сети 110 кВ. Это происходит из-за того, при выборе мощности трансформаторов с высшим напряжением обмотки на 110 кВ для сети 110/35/10 кВ учитывается дополнительный поток мощности с шин 110 кВ на шины 35 кВ, что приводит к увеличению необходимой мощности трансформатора. В связи с этим стоимость подстанций, где изначально установлены трехобмоточные трансформаторы, для сети 110/35/10 кВ будет больше стоимости этих же подстанций для сети 110/10 кВ. Это может привести к превышению затрат для сети 110/35/10 кВ над затратами для сети 110/10 кВ.

Таким образом, целесообразность перехода к иной системе напряжений является многокритериальной задачей, и решение об эффективности применения других напряжений должно осуществляться на основании многоцелевого подхода, где существует кроме приведенных затрат и другие локальные критерии.

УДК 621.311

## **ПРОБЛЕМЫ СОВРЕМЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ НА ПРИМЕРЕ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ВИТЕБСКЭНЕРГО**

*Гречуха Д.В.*

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент **ФАДЕЕВА Г.А.**

В современном мире потребность людей в средствах технического прогресса и предметах пользования растет с каждым днем. Соответственно, чтобы удовлетворить спрос, выпускается большее количество разнообразной продукции, следовательно, увеличивается общее потребление электроэнергии, что, в свою очередь, обязывает увеличивать количество источников энергии, их единичную мощность, развивать сети, увеличивая их пропускную способность.

Всю многолетнюю историю развития Белорусской энергетики можно принципиально разделить на два периода: становление и развитие до выхода БССР из Союза Советских Социалистических Республик и после, вплоть до сегодняшних дней. Во времена БССР промышленность развивалась стремительным образом. Потребление электроэнергии росло с каждым днем быстрыми темпами. Развитие энергосистемы предусматривало опережение роста общей величины потребления электроэнергии:

- увеличивалась пропускная способность электрических сетей;
- предусматривалось строительство новых электростанций и подстанций;
- производилась замена трансформаторов с целью увеличения их единичной установленной мощности;
- предпринималась установка компенсирующих устройств в целях снижения общей величины реактивной мощности, вырабатываемой генераторами электростанций,

а также для снижения потерь электроэнергии и повышения пропускной способности сетей.

Оборудование, выработавшее свой ресурс, заменялось практически всегда вовремя. Таким образом, энергетическая система Беларуси устойчиво развивалась.

Современная энергосистема Республики Беларусь, в большинстве своем, имеет вид и структуру, которые она получила за время существования в БССР. В наследство от бывшего СССР белорусской энергосистеме достались линии электропередачи, связывающие ее с энергосистемами соседних государств – странами Балтии, Украиной, Россией, и крупные электростанции – Лукомльская ГРЭС, Новополоцкая ТЭЦ, Белорусская ГРЭС, несколько гидроэлектростанций, электрические сети и подстанции различных классов напряжений и др.

Сразу после распада СССР из-за первоначально тяжелого экономического положения в стране поддерживать на должном уровне состояние оборудования энергосистемы было весьма проблематично с экономической точки зрения. Средств также не хватало для постепенной замены изношенного оборудования современным, соответствующим существующим требованиям. Учитывая, что строительство большинства подстанций и воздушных линий (ВЛ) напряжением 35 кВ и выше осуществлялось в 60–80-е годы XX столетия, срок их эксплуатации достиг 25–40 лет и более при нормативном сроке службы основного оборудования 25 лет. Физический износ основных фондов подстанций в среднем равен 60 %, в том числе по зданиям и сооружениям – примерно 40 %, по оборудованию – около 70 %. На подстанциях, построенных в 60-е годы прошлого века, практически все оборудование выработало свой остаточный ресурс, достигло предела физического износа и требует замены.

В последнее время на фоне общей стабилизации экономического положения в стране изменилась и ситуация с заменой изношенного оборудования на принципиально новое, отвечающее современным требованиям. Масляные и воздушные выключатели заменяются на элегазовые и вакуумные, фарфоровая изоляция воздушных линий электропередачи и разъединителей – на стеклянную и полимерную соответственно. Кроме того, на многих масляных выключателях 110 кВ устанавливаются высоковольтные вводы с полимерной изоляцией, что значительно продляет возможный срок их эксплуатации. Разрядники меняются на ограничители перенапряжения (ОПН) и т. д. Сдерживающим фактором является ограниченное количество денежных средств, необходимых для комплексной модернизации большей части оборудования энергосистемы Беларуси. Поэтому выделяют первоочередные мероприятия по замене оборудования, составляются планы и проекты, рассматриваются возможные варианты, после чего выбираются наиболее приемлемые с экономической и технической точки зрения решения.

После распада СССР многие предприятия, находящиеся на территории РБ, перестали работать в нормальном режиме, некоторые со временем были закрыты. Таким образом, общая величина потребления электроэнергии значительно снизилась по сравнению с периодом существования БССР. На данный момент наблюдается малая нагрузка электрических сетей в нормальных режимах. Например, по энергосистеме Витебск-энерго средняя величина загрузки согласно результатам расчетов для линий электропередачи 110–330 кВ составляет 13,72 % в режиме наибольших нагрузок и 10,73 % в режиме наименьших нагрузок, для автотрансформаторов 38,35 % в режиме наибольших нагрузок и 22,69 % в режиме наименьших нагрузок. Для нормальных режимов наибольших нагрузок эффективность использования линий электропередачи 330 кВ составляет 19,7 %, а в режиме наименьших нагрузок 15,1 %. При изменении схемы сети (создание ремонтных и аварийных режимов) возможно значительное увеличение потоков мощности (токов) по линиям 330 кВ.

Из-за недогруженности и в целях снижения потерь электроэнергии на подстанциях 330/110 кВ Орша, Витебск и на ГРЭС-20 работают по два автотрансформатора при трех, установленных по проекту. На подстанции 330/110 кВ Полоцк работают все три автотрансформатора по требованиям надежности и для разделения сети 110 кВ на Западное и Восточное кольца в целях снижения токов коротких замыканий и поддержания напряжения при коротких замыканиях в близлежащей сети 110 кВ. Такие меры требуются для нефтехимического производства Полоцкого энергоузла.

Кроме того, по всей энергосистеме Беларуси существует проблема недогруженности трансформаторов классов напряжений 330/110/10 (6) кВ, питающих потребителей электроэнергии. Это характеризуется большой величиной потерь холостого хода. Для решения этого вопроса применяются:

– передвижка трансформаторов с заменой их на трансформаторы меньшей мощности;

– вывод некоторых трансформаторов в резерв с питанием потребителей по резервным линиям электропередачи или от соседнего трансформатора на двухтрансформаторных подстанциях.

При аварийных ситуациях или их совпадении с ремонтными режимам возможны также и перегрузки линий электропередачи и оборудования. Например, на подстанции 110 кВ «Лепель» на СОВБ 110 кВ установлена делительная автоматика (ДА), действующая с выдержкой времени 8 секунд на отключение СОВБ и запрет его АПВ при превышении током, протекающим через СОВБ, значения 450 А. Это может произойти при отключении ВЛ 330 кВ № 450 Полоцк-330 – Игналинская АЭС или ВЛ 330 кВ № 345 Полоцк-330 – Новосокольники и увеличении перетока мощности по ВЛ 110 кВ Районная–Сорочино–Лепель–Чашники–Лукомльская ГРЭС. Величина проходящего тока ограничивается величиной сечения проводов данной линии (величиной допустимого по нагреву тока). По такому же принципу действует ДА, которая установлена на ПС Шумилино на СОВБ 110 кВ. Она контролирует величину перетока по ВЛ 110 кВ Витебская ТЭЦ–Шумилино–Мясокомбинат.

На Новополоцкой ТЭЦ одновременно могут работать только турбоагрегаты №№ 1–4, а турбогенераторы №№ 5–8 выведены в резерв в связи с нецелесообразностью их работы. Потребность города Новополоцка в тепловой энергии небольшая, а мощности ТЭЦ рассчитаны на выработку тепловой энергии для находящегося рядом нефтехимического комплекса, состоящего из заводов «Нафтан» и «Полимир», которые уже организовали собственную выработку тепловой энергии. Турбогенераторы №№ 5–8 Новополоцкой ТЭЦ поддерживают в исправном техническом состоянии путем проведения плановых текущих, средних и капитальных ремонтов для возможного использования их как резервных источников генерации электроэнергии.

Таким образом, на балансе энергосистемы находится определенное количество оборудования, которое не может быть использовано в полной мере в связи со сложившейся ситуацией по величине нагрузок. На поддержание технического состояния данного оборудования используются денежные средства, чтобы оно всегда было в исправном состоянии и готово в любой момент к вводу в работу.

В связи с малой величиной нагрузок в электрических сетях в режиме наименьших нагрузок наблюдается избыток реактивной мощности, генерируемой за счет емкостной проводимости линий электропередачи напряжением 110–330 кВ, что может вызвать в узлах сети энергосистемы повышение напряжения выше допустимых значений. Это может отрицательно сказаться на работе электрооборудования энергосистемы и потребителей электрической энергии, вызвать их повреждение. Поэтому в режиме наименьших нагрузок на Лукомльской ГРЭС происходит вынужденное потребление генераторами излишней реактивной мощности. Этот режим работы для них является тяжелым и

неэкономичным. Очевидно, что для компенсации избытка реактивной мощности в сетях напряжением 110–330 кВ целесообразно применять управляемые реакторы.

При оценке возможности использования батарей статических конденсаторов в качестве средств снижения потерь электроэнергии в сети энергосистемы Витебскэнерго выявлено, что снижение общей величины потерь активной мощности в режиме наибольших нагрузок составляет около 300 кВт. В режиме наименьших нагрузок применение батарей конденсаторов не имеет смысла, т. к. существует избыток реактивной мощности. После более детального рассмотрения этого вопроса выявлено, что при использовании батарей конденсаторов 0,75 года экономический эффект от снижения потерь электроэнергии за год получается отрицательным. Более того, годовые эксплуатационные расходы на их техническое обслуживание более чем на 38 % превышают экономический эффект от снижения потерь электроэнергии. Следовательно, применение батарей конденсаторов с целью снижения потерь электроэнергии в энергосистеме Витебскэнерго экономически не выгодно.

УДК 621.311

## ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ КЛИМАТИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА РАСЧЕТНЫЕ НАГРУЗКИ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ДЛЯ ВЫБОРА КОНСТРУКЦИЙ ОПОР

*Млынчик М.И.*

Научный руководитель – МЫШКОВЕЦ Е.В.

В данной работе оценивалось влияние климатических факторов (толщина стенки гололеда и скоростной напор ветра) на величину расчетных нагрузок. Другими словами были рассмотрены все возможные сочетания различных климатических районов (7 по ветру и 5 по гололеду), и их влияние на нагрузки.

Исследования производились на примере одноцепной воздушной линии электропередачи номинальным напряжением 220 кВ с железобетонными опорами (в данной работе рассматривались только промежуточные опоры на прямых участках линии). В качестве исходных данных были приняты следующие: промежуточные опоры – одностоечные с вертикальным расположением проводов, марка провода АС-300/39.

В качестве нагрузок рассматривали вертикальные (от собственного веса проводов и троса и от веса гололеда на них) и горизонтальные (от действия ветра на провода, трос и опору) нагрузки на провода, трос и опору в двух нормальных режимах: с максимальной толщиной стенки гололеда ( $b$ ) при 0,25 максимального скоростного напора ветра ( $q$ ) и при отсутствии гололеда с максимальной скоростью ветра ( $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ ;  $q$ ;  $b = 0$  и  $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ ;  $0,25q$ ;  $b$ ).

Согласно [1] территория СНГ подразделена на районы по ветру и по гололеду с соответствующими величинами скоростного напора ветра и стенки гололеда.

Нормативная величина скоростного напора ветра

Район по ветру	Величина скоростной напора ветра, даН/м <sup>2</sup>
I	40
II	40
III	50
IV	65
V	80
VI	100
VII	125