

УДК 621.311

И.В. Пантелеева

Украинская инженерно-педагогическая академия, Харьков

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Рассмотрены проблемы, возникающие при определении мероприятий по снижению потерь энергии на примере реальной электрической сети, а также некоторые пути их решения.

энергосистема, электрическая сеть, электрическая подстанция

Введение

Постановка проблемы. В настоящее время одной из основных задач персонала энергосистем

является расчет и согласование приемлемой нормативной характеристики потерь энергии (НХПЭ) для своих электрических сетей.

Анализ последних достижений и публикаций. По данной НХПЭ определяется коэффициент нормативных технологических затрат на передачу электроэнергии [1], учитываемый при расчете и согласовании тарифов на продаваемую энергосистемам активную энергию. Поэтому проблема определения мероприятий по снижению потерь энергии в электрических сетях несколько отходит на второй план. Необходимо также учитывать, что часть облэнерго уже не принадлежит государству и проводить согласованную техническую политику по определению упомянутых мероприятий становится значительно сложнее. При этом даже между государственными облэнерго и энергосистемами, обслуживающими магистральные сети 220-750 кВ, при совместном проведении этой политики могут возникнуть некоторые противоречия.

Цель работы заключается в постановке проблем, которые возникают при определении мероприятий по снижению потерь энергии на примере модели реальной электрической сети, приведенной на рис. 1.

Основной материал

Очевидно, что согласно схеме этой сети между тремя подстанциями (ПС) напряжением 220 (110) 35 кВ практически параллельно работают линии 220 и 110 кВ. При этом к данным ПС и линиям 110 кВ подключены распределительные сети 35 кВ. Аналогичные фрагменты сети характерны для электрических сетей практически всех энергосистем. При этом следует отметить, что по всем распределительным трансформаторам (РТ) ПС 35 кВ имела информация о ежемесячных пропусках электроэнергии через них, почасовые графики нагрузок за режимные дни, а по линиям и трансформаторам 110 и 220 кВ даже были данные о ежедневных пропусках электроэнергии и графики нагрузок и генераций в рабочие и выходные дни. Для повышения достоверности режимной информации использовался метод и программа оценивания состояния стационарного режима данной электрической сети. По этой информации можно определить потери энергии и мероприятия по их снижению для рассматриваемой электрической сети.

Следует отметить, что электрические сети номинальным напряжением 220 кВ и выше относятся к магистральным сетям, а 110 кВ и ниже – облэнерго. Поэтому для подобной схемы на трансформаторах между сетью 220 и 35 – 110 кВ должны стоять коммерческие счетчики активной энергии. С точки зрения упомянутых мероприятий, наиболее эффективна загрузка линий 220 кВ и, как следствие, разгрузка параллельных линий 110 кВ. Это позволит уменьшить потери энергии в линиях 110 кВ на 32,7%, при увеличении их в линиях 220 кВ на 13,5%. В целом для рассматриваемой электрической сети 110 – 220 кВ эти потери уменьшились на 17,9%. Однако, это мероприятие существ-

венно повышает потери энергии в магистральных сетях 220 кВ, где установлены трансформаторы 220/110 кВ, с помощью которых и была частично выполнена общая оптимальная загрузка данных линий 110 – 220 кВ.

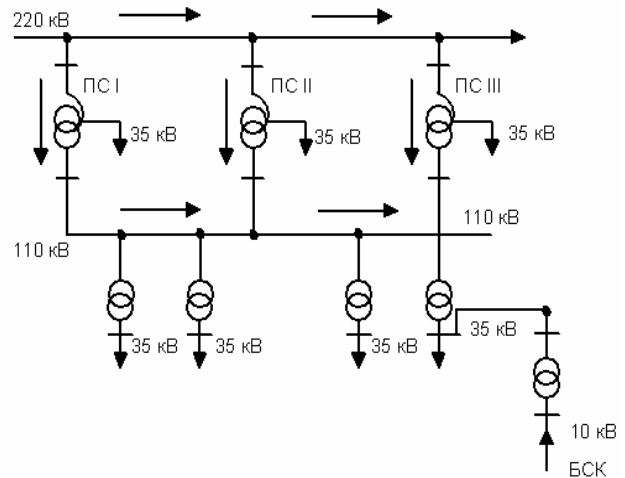


Рис. 1. Схема электрической сети

Более широкое распространение получил способ снижения потерь энергии, использующий установку батарей статических конденсаторов (БСК). При этом следует учитывать, что затраты на приобретение БСК должны нести конкретное облэнерго, а эффект от снижения потерь энергии может быть и для магистральных сетей. Чтобы обеспечить выполнение данного мероприятия, необходимо решить проблему его быстрой окупаемости.

При одном из вариантов расчета срока окупаемости БСК, цена за 100 квар установленной мощности БСК была принята порядка 2700 грн. Цена активной энергии на оптовом рынке – 100 грн за 1 МВт·ч. Были рассчитаны потери энергии для распределительных сетей 0,4 – 10 – 35 кВ с учетом установки предполагаемых БСК. При этом тангенс между реактивной и активной мощностью задавался в пределах от 0,6 до 0,67, а предполагаемое значение мощности БСК принималось не больше минимальных значений, используемых в расчетах реактивных графиков нагрузок.

Срок окупаемости устанавливаемой БСК определяется отношением ее цены к стоимости дополнительной энергии, полученной за год за счет установки данной БСК. Как показывают расчеты для конкретных распределительных электрических сетей 0,4 – 10 – 35 кВ при уменьшении потерь активной энергии при ее пропуске через эти сети на 5 – 10%, срок окупаемости устанавливаемых БСК колеблется от 6 до 10 лет. В то же время необходимо подчеркнуть, что при существующей инфляции срок окупаемости оборудования, устанавливаемого только для снижения потерь энергии в электрических сетях (БСК, синхронные компенсаторы и т.д.), должен быть сокращен до 2 – 3 лет.

Выводы

1. В настоящее время при широком развитии рыночных отношений между энергосистемами и потребителями электроэнергии можно влиять на проведение четкой и согласованной политики, направленной на снижение потерь энергии в электрических сетях энергосистем только через тарифы на продаваемую активную энергию. При этом нужно разработать четкий механизм учета результатов проводимой работы, чтобы вместо снижения реальных потерь энергии не произошло немотивированное увеличение норматива потерь энергии для электрических сетей энергосистем.

2. Срок окупаемости оборудования, устанавливаемого только для снижения потерь энергии в электрических сетях, должен быть сокращен до двух-трех лет.

Список литературы

1. Потребич А.А., Ткачев В.И. К вопросу о нормировании потерь энергии в распределительных сетях // *Энергетика и электрификация*. – 1999. – № 4. – С. 35-38.

Поступила в редколлегию 30.01.2007

Рецензент: д-р техн. наук, проф. С.Ф. Артюх, Украинская инженерно-педагогическая академия, Харьков.