

## ИССЛЕДОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ НАГРУЗОЧНЫХ ПОТЕРЬ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ МАГНИТОГОРСКОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО УЗЛА

**Ягольникова Е.Б., Савинова Г.Ю.**  
**Научный руководитель – доцент Малафеев А.В.**

*Магнитогорский государственный технический университет  
им. Г.И. Носова*

Федеральной службой тарифов России устанавливается уровень предельных тарифов на электроэнергию для юридических лиц. Тариф на электроэнергию состоит из следующих составляющих: 1) тариф на производство электроэнергии; 2) цена на услуги транспорта и распределения электроэнергии; 3) объемы и структура сбыта электроэнергии. В составляющую «цена на услуги транспорта и распределения электроэнергии» включен норматив потерь электрической энергии. Стоимость этих потерь оплачивается потребителями электроэнергии.

В настоящее время доля потерь различных потребителей оценивается в большинстве случаев по приближенным и упрощенным методам, например, пропорционально потребляемой мощности без учета точки подключения или по методу экспертных оценок. При этом возникают разногласия при расчете с потребителями. Однако, зная долю каждого потребителя в потери электроэнергии можно точно рассчитать норматив технологических потерь электроэнергии, а следовательно, и тариф на электроэнергию и избежать конфликтов при взаиморасчетах с потребителями. Поэтому определение стоимости потерь электроэнергии для каждого отдельного потребителя и определение долевого вклада в потери является актуальной задачей.

С этой целью на кафедре ЭПП МГТУ разработан алгоритм определения стоимости потерь электроэнергии и алгоритм определения долевого вклада потребителя в нагрузочные потери электроэнергии. Исходными данными являются параметры расчета установившегося режима электроэнергии и стоимость электроэнергии для каждого из источников. На основе разработанных методик были написаны программные модули, включенные в программу анализа и оптимизации режимов, разработанную на кафедре ЭПП МГТУ (Свидетельство №2007611306 Роспатента). Потери активной мощности в данном методе определяются с учетом вклада каждого отдельного потребителя в активные потери всей схемы и не зависят от иерархии элемента в системе электроснабжения. Данный метод в качестве исходных данных использует результаты расчета установившегося режима, рассчитываемого по модифицированному методу последовательного эквивалентирования. Определение долевого вклада основано на учете вклада рассматриваемого потребителя в поток мощности через каждый элемент и рассчитывается следующим образом:

$$D_m = \sum_{i=1}^N d_{\text{элемент},im} \quad (1)$$

$$d_{\text{элемент},im} = \frac{\sum \Delta \dot{S}_{\text{элемент } i} + \dot{S}_{\text{потр. } m}}{\dot{S}_{\text{элемент } i}} \cdot C_{\Delta P_i} \quad (2)$$

где  $i$  - порядковый номер элемента;  $m$  - порядковый номер потребителя;  $N$  - количество элементов схемы;  $\dot{S}_{\text{элемент},i}$  - полная мощность элемента;  $C_{\Delta P_i}$  - стоимость потерь;

Стоимость потерь электроэнергии определяется по формуле:

$$C_{\Sigma i} = \frac{\sum_{n=1}^k Re \dot{S}_{ij} \cdot C_{ij}}{Re \dot{S}_{\Sigma i}} \quad (3)$$

где С – стоимость потерь электроэнергии;  $S_{\Sigma i}$  – поток мощности для всех связей данного элемента.

Для поддержания потерь энергии в электроэнергетической системе на оптимальном уровне необходимо иметь возможность постоянно поддерживать на соответствующем уровне режим работы сети и ее параметры при изменении режима электропотребления. Существуют следующие организационные и технических мероприятия по снижению потерь. К организационным относят: 1) оптимизация режимов работы электрической сети и основного оборудования; 2) экономическое распределение потоков мощностей в неоднородных замкнутых сетях; 3) оптимизация уровня рабочего напряжения в электрических сетях; 4) комплекс мероприятий по выравниванию нагрузки фаз сети среднего и низкого напряжений; 5) повышение уровня эксплуатации сети; 6) совершенствование системы управления уровнем потерь энергии в электрических сетях. К техническим относят: 1) повышение номинального напряжения; 2) оптимизация параметров элементов электрических сетей; 3) оптимизация развития и построения сети.

Из вышесказанного видно, что управлять потерями можно с помощью изменения напряжения. Так как изменение напряжения достигается изменением РПН, то помощью описанных выше методик определения долевого вклада проводился расчет долевых вкладов потребителей МЭУ и анализ потерь при различных положениях РПН подстанций связи 220/110 кВ. Результаты расчетов приведены в табл. 1, 2.

Таблица 1  
Зависимость потерь и стоимости потерь электроэнергии от положения РПН автотрансформаторов узловых подстанций

Положение РПН трансформаторов	1	3	4	5	7	9	11	13
суммарные потери	8,41	8,9	9,21	9,54	10,28	11,12	12,06	13,08
потери сторонних потребителей МЭУ	3,99	4,24	4,41	4,61	5,07	5,64	6,29	7,02
потери, вносимые остальными потребителями МЭУ	4,42	4,66	4,79	4,93	5,2	5,48	5,77	6,06
стоимость потерь всех потребителей	1312	1397	1448	1506	1636	1788	1950	2135
стоимость потерь сторонних потребителей МЭУ	5	9	1	3	8	4	1	7
стоимость потерь остальных потребителей МЭУ	6364	6586	7121	7483	8346	9387	1026	1190
стоимость потерь остальных потребителей МЭУ	6761	7392	7359	7579	8021	8496	9239	9455

Таблица 2  
Изменение нагрузочных потерь основных сторонних потребителей МЭУ в зависимости от положения РПН автотрансформаторов

Основные потребители/Положение РПН трансформаторов	1	3	4	5	7	9	11	13
1	2	3	4	5	6	7	8	9
на напряжение 110кВ: Магнитогорский калибровочный завод	0,093	0,081	0,083	0,089	0,114	0,154	0,206	0,268
МП тр. «Горэлектросеть»	0,29	0,3	0,31	0,32	0,41	0,55	0,74	0,97

потребители юга Челябинской области и Башкирии	0,34	0,42	0,46	0,51	0,62	0,74	0,89	1,05
1	2	3	4	5	6	7	8	9
на напряжение 35 кВ: МП тр. «Горэлектросеть»	0,0015	0,0016	0,0017	0,0018	0,0019	0,0021	0,0022	0,0024
	0,0005	0,0007	0,0007	0,0007	0,0008	0,0008	0,0009	0,0009
тр. Магнитострой	8	3	5	8	3	8	3	7
на напряжение 10 кВ: МП тр. «Горэлектросеть ЗАО «Механоремонтный комплекс»	0,396	0,441	0,418	0,424	0,434	0,443	0,454	0,464
	0,006	0,0064	0,0065	0,0067	0,0071	0,0075	0,0079	0,0079
	0,00005	0,00005	0,00005	0,00005	0,00005	0,00006	0,00006	0,00006
Водоканал	1	3	4	6	7	1	3	7
	0,00005	0,00006	0,00006	0,00006	0,00007	0,00007	0,00007	0,00008
ОУП «Огнеупор»	8	2	4	9	1	5	9	3
ЗАО «Профит»	0,0013	0,0014	0,0015	0,0016	0,0019	0,0021	0,0023	0,0024
тр. Магнитострой	0,0055	0,0056	0,0058	0,0063	0,0076	0,009	0,0011	0,015

От положения РПН трансформатора сильно зависят нагрузочные потери от передачи активной мощности в линиях, следовательно, суммарные нагрузочные потери. Это объясняется тем, что с увеличением положения РПН трансформатора суммарные потери увеличиваются, т.к. рост нагрузки определяется квадратом напряжения и вызван ее регулирующим эффектом. Анализируя полученные данные видно, что с увеличением напряжения в узлах 110 кВ долевой вклад в нагрузочные потери как в целом по МЭУ, так и у основных сторонних потребителей увеличивается, а значит доля потерь собственных потребителей ОАО «ММК» в общих нагрузочных потерях снижается.