

УДК 621.311.017

ОПТИМИЗАЦИЯ ДЕЙСТВУЮЩЕЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ
СЕТИ 10 КВ РАЙОНА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ
OPTIMIZATION OF THE CURRENT 10 KV DISTRIBUTION AREA OF
ELECTRIC NETWORK

Гецман Е. М., аспирант; Калентионок Е. В., к-т. техн. наук, доцент,
Белорусский национальный технический университет, г. Минск, Беларусь
E.Hetsman, Graduate student; E. Kalentionok, Candidate of technical Sciences,
Associate Professor,
Belarusian national technical University, Minsk, Belarus

Аннотация. Рассмотрена задача оптимизации распределительных электрических сетей для повышения надежности системы электроснабжения сельских потребителей действующего района электрических сетей (РЭС).

Abstract. The problem of optimizing distribution electrical networks to improve the reliability of the power supply system for rural consumers of the operating area of electrical networks (RES) is considered.

Ключевые слова: распределительная электрическая сеть, оптимизация режима, точка нормального разрыва, потери электроэнергии, режим работы.

Key words: electrical distribution network, mode optimization, normal breaking point, energy consumption, operating mode.

ВВЕДЕНИЕ

Основные проблемы электроэнергетики на сегодняшний день можно изложить следующим образом: возрастающий физический износ действующего оборудования; технологически и морально устаревший парк оборудования; высокий уровень потерь в электрических сетях; появление новых и возобновляемых источников энергии; возрастающие требования к качеству электроэнергии. На первый план в условиях постоянного снижения потерь электроэнергии в системе электроснабжения выходит тенденция по оптимизации режимов работы сетей.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Система централизованного электроснабжения сельских потребителей РЭС состоит из двух типов сетей:

- питающих (воздушных линий (ВЛ) 110 и 35 кВ и подстанций (ПС) 110/35/10, 110/10 или 35/10 кВ) сетей;
- распределительных (ВЛ 10 кВ, потребительские ПС и линии 380/220 В) сетей.

Основным принципом построения сетей 10 кВ энергорайона является магистральный принцип, предусматривающий построение (формирование) магистральных линий электропередачи в разветвленной электросети между двумя источниками электропитания через точку нормального разрыва (пункт автоматического включения резерва), с обеспечением нормированного качества напряжения потребителей при отключении одного источника питания в послеаварийном режиме. В свою очередь, это приводит к расширению цепочки электроснабжения и приводит к увеличению потерь и падению напряжения в конце схемы, а также снижению надежности снабжения энергией потребителей.

Сельские потребители разбросаны по значительным территориям, плотность электрических нагрузок низкая и составляет порядка 5–15 кВт/км². В связи с этим приходится передавать сравнительно небольшие мощности электроэнергии на большие расстояния.

Выделяется значительное преобладание протяженности воздушных линий электропередач над протяженностью кабельных линий (КЛ). Данная особенность влияет на ход расчет параметров режима работы системы, так как для кабельных линий индуктивное сопротивление невелико $x_0 = 0$, данный параметр не учитывается при расчетах либо им пренебрегают.

Максимальные и средние значения характеристик распределительных линий 10 кВ приведены в табл. 1.

Таблица 1

Техническая характеристика ВЛ 10 кВ

№ п.п	Показатель	Ед. изм.	Количество
1	Количество воздушных линий	шт.	60
2	Количество кабельных линий (вставок)	шт.	27
3	Общая протяженность воздушных линий	км	890,996
4	Общая протяженность кабельных линий (вставок)	км	183,735
5	Максимальная длина ВЛ вместе с отпайками	км	34,728
6	Максимальная длина кабельной линии (вставки)	км	9,589
7	Количество ВЛ без отпаяк	шт.	2
8	Максимальное количество отпаяк от одной ВЛ	шт.	17
9	Максимальное количество ТП, питаемых от одной ВЛ	шт.	8
10	Среднее количество ТП, питаемых от одной ВЛ	шт.	8
11	Максимальная суммарная мощность ТП, подключенных к одной ВЛ	кВА	6081
12	Средняя суммарная мощность ТП, подключенных к одной ВЛ	кВА	17520
13	Протяженность ВЛ, выполненных СИП	км	110,453
14	Протяженность кабельных линий, выполненных кабелем с изоляцией из сшитого полиэтилена в полиэтиленовой оболочке	км	35,008

Доля ВЛ 10 кВ со 100 % износом составляют 60,5 % (539,215 км). Доля КЛ 10 кВ со 100 % износом составляют 3,9 % (7,08 км). Кабельные линии (вставки) составляют не более 6,1 %. Доля кабелей (вставок) с алюминиевыми жилами, с изоляцией из сшитого полиэтилена в полиэтиленовой оболочке составляют не более 13 %. Подавляющее большинство линий имеют длину не менее 4 км и несколько отпаяк. Длины отдельных отпаяк от большинства ВЛ не превышают 100 м.

Структура потерь электроэнергии в сетях сельскохозяйственного назначения в последние годы характеризуется данными табл. 2.

Таблица 2

Структура потерь электроэнергии в сетях 10 кВ

№ п.п	Наименование элемента Электрической сети 10 кВ	Доля потерь электроэнергии в рассматриваемом элементе в % от общего количества
1	Трансформаторные подстанции (ТП) 10/0,4 кВ	31
2	Линии электропередачи напряжением 10 кВ	8,93
3	Линии электропередачи напряжением 0,4 кВ	32,98

Основное влияние на величину потерь оказывают потери в сети 0,4 кВ. Однако, следует отметить существенное значение потерь на трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ. Это говорит о том, что необходимо обратить внимание на составление небаланса на подстанциях, следовательно, требуется произвести суточные замеры по загрузке трансформаторов. На основании замеров делается вывод о рационализации работы силовых трансформаторов, для проведения анализа динамики их загрузки.

В качестве исходных данных использованы сведения о суточном энергопотреблении вводных трансформаторов по стороне 10 кВ каждой из ПС. В табл. 3 приведены полученные контрольные замеры для зимнего периода (15 декабря месяца 2021) года.

Таблица 3

Сведения о суточном потреблении вводных трансформаторов по стороне 10 кВ

№ п.п	Наименование питающего центра (ПС)	Диспетчерский номер трансформатора	Суточное энергопотребление, кВт*ч			
			Е+	Е-	Р+	Р-
1	ПС «1» 110/35/10 кВ	Т1	62 135,45	–	181 468,14	–
		Т2	8 129,53	–	26 152,66	–
2	ПС «2» 110/35/10 кВ	Т	16 120,20	–	10 450,08	–

3	ПС «3» 110/35/10 кВ	T1	36 744,70	–	21 098,67	–
		T2	411	–	210,86	–
4	ПС «4» 110/10 кВ	T-1 1СШ	55 227	–	4 727	–
		T-1 3СШ	20 393	–	1 023	–
		T-2 2СШ	49 985	–	4 775	–
		T-2 4СШ	1 9087	–	134	–
5	ПС «5» 110/35/10 кВ	T1	6 209,77	–	1 053,09	–
		T2	20 589,69	–	7 275,8	–
6	ПС «6» 35/10 кВ	T1	70 660 810	–	3 960 3386	–
		T2	37 023,33	–	15 161,16	–
7	ПС «7» 35/10 кВ	T	14 195 572	–	9 909 121	–
8	ПС «8» 35/10 кВ	T1	168,9	–	69,55	–
		T2	8 975,22	–	3 333,08	–
9	ПС «9» 110/10 кВ	T-1 1СШ	1 686,2	–	5,6	–
		T-1 3СШ	3 239,6	–	47,6	–
		T-2 2СШ	1846	–	7,8	–
		T-2 4СШ	2 037,1	–	17,7	–

Основная задача оптимизации распределительной сети, основывается на использовании первоначально метода поочередного переноса точек нормального разрыва (ТНР) [1]. Выделяются два критерия выбора ТНР в зависимости от времени года. В летнее время точка разрыва определяется путем проведения расчета режима электрической сети или по равенству моментов нагрузки. А в зимнее время по минимальному значению недоотпуска электроэнергии потребителям.

Для оптимизации схемы электроснабжения потребителей РЭС применялся алгоритм и программа для расчета и анализа режимов и потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях 6–20 кВ Gorsg разработки энергетического факультета Белорусского национального технического университета [2].

На основании выше изложенного произведен расчет по отысканию оптимальных мест размыкания электрической сети 10 кВ существующего района по критерию наименьших потерь.

Красными треугольниками на схеме сети и синие в расчетной программе показаны точки нормальных разрывов (рис. 1). Они обозначены на секционных выключателях как в распределительном пункте РП-1101 так и на трансформаторных подстанциях (ЗТП-1, ЗТП-16, ЗТП-2). Приведенные на схеме точки нормального разрыва обозначают, что в данных местах схемы коммутационный аппарат (секционный выключатель либо разъединитель) должен быть отключен в нормальном режиме работы сети, таким образом, точки разделяют сеть, которая питается от двух разных источников, что говорит об их не параллельной работе. В данном случае применяется критерий надежности, показывающий, что при погашении одной магистрали, остается напряжение на второй секции всех ЗТП второй магистрали.

- до оптимизации [кВт]: 558,281;
- после оптимизации [кВт]: 463,303.

Снижение нагрузочных потерь в сети 6–10 кВ: 94,978 кВт (17,01 %).

Суммарное снижение потерь мощности: 94,98 кВт.

Сложность расчетов определяется, прежде всего, двумя причинами:

- большой объем сети, достигающей многих десятков элементов в исходной схеме;

- вариантность режимов работы сети, связанная с изменением конфигурации сети при оперативных и аварийных переключениях, различными режимами работы электротехнического оборудования, приводящим к существенным изменениям ТНР, а также параметров оборудования в схемах замещения.

Исходя из особенностей получения эффекта, в первую очередь для рассматриваемого РЭС рекомендуется:

- установка на подстанциях средств телеизмерений параметров режима сети и средств АСКУЭ (эффект от установки средств телеизмерений параметров режима и средств АСКУЭ определяется дополнительным снижением потерь за счет использования более точной информации при оптимизации режимов электрических сетей и принятия других решений, обусловленных уточнением расчетных значений технических потерь);

- замена измерительных трансформаторов на трансформаторы с повышенными классами точности и номинальными параметрами, соответствующими фактическим нагрузкам;

- замена существующих приборов учета электроэнергии на новые приборы с улучшенными характеристиками;

- проведение переключений в схеме сети, обеспечивающих снижение потерь электроэнергии за счет перераспределения ее потоков по линиям, в том числе за счет оптимизации мест размыкания контуров различных номинальных напряжений – о поиске лучшего места размыкания;

- отключение в режимах малых нагрузок одного из трансформаторов на подстанциях с двумя и более трансформаторами.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основе выполненных расчетов распределительной электрической сети 10 кВ РЭС по алгоритму и программе Gorsr показана необходимость рассмотрения переноса порядка 45 % точек нормального разрыва в тот или иной узел для снижения нагрузочных потерь мощности до 17,01 % и существенно улучшить условия работы потребителей электроэнергии. Следует отметить, что целесообразность изменения существующих точек нормального разрыва принимается во внимание при разработке технических мероприятий по автоматизации наиболее проблемных линий электропередачи 10 кВ с низкой надежностью электроснабжения потребителей района.

ЛИТЕРАТУРА

1. Опалева Г. Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник: Учеб. пособие. – М.: ФОРУМ: ИНФРА, 2006. – 480 с.
2. Фурсанов М. И., Гапанюк С. Г. Алгоритм и программа для расчета и анализа режимов и потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях 6–20 кВ. Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. 2013; (2): С 11–20.