

УДК 621.31

## ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПЕРЕВОДА С НАПРЯЖЕНИЯ 6 КВ НА НАПРЯЖЕНИЕ 10 КВ УЧАСТКА ГОМЕЛЬСКОЙ ГОРОДСКОЙ КАБЕЛЬНОЙ СЕТИ С РП-12 С УЧЕТОМ ИЗМЕНЕНИЯ РЕЖИМОВ ЕЕ НЕЙТРАЛИ

**Г. И. СЕЛИВЕРСТОВ, Д. О. МАРЦЕЛЕВ**

*Учреждение образования «Гомельский государственный  
технический университет имени П. О. Сухого»,  
Республика Беларусь*

**В. С. САВИЦКИЙ**

*Филиал РУП «Гомельэнерго» Гомельские электрические сети,  
Республика Беларусь*

### **Введение**

Основной задачей эксплуатации электрических сетей является передача электроэнергии потребителям надлежащего качества и в требуемом количестве при наименьших затратах. Одним из наиболее действенных способов уменьшения затрат на передачу электроэнергии является повышение номинального напряжения сети, приводящее к снижению потерь электроэнергии пропорционально квадрату напряжения. В связи с этим перевод городских электрических сетей номинальным напряжением 6 кВ на напряжение 10 кВ является сейчас актуальной проблемой. При этом уменьшения затрат на перевод с одного номинального напряжения на другое, более высокое, можно достичь одновременно изменяя режим нейтрали сети, что улучшит качество передаваемой электроэнергии и увеличит надежность существующих электрических сетей [1].

Вопросам исследования режимов работы нейтрали сложных городских кабельных электрических сетей посвящен целый ряд публикаций зарубежных и отечественных ученых.

В промышленных развитых странах Европы продолжается процесс постепенного перевода существующих сложных городских кабельных сетей с изолированной, компенсированной или заземленной через высокоомное токоограничивающее сопротивление нейтралью в режим работы с нейтралью, заземленной через малое активное или активно-индуктивное сопротивление, что признано прогрессивным решением [2].

В Республике Беларусь группой ученых во главе с профессором В. К. Плюгачевым в 60-х гг. было предложено рассредоточенное заземление нейтрали (РЗН), сущность которого заключается в заземлении только части потребительских трансформаторов путем непосредственного присоединения их нейтралей к контурам заземления [3]–[6].

В исследованиях [1], выполненных под руководством профессора М. А. Короткевича, предложен комбинированный способ заземления нейтрали, при котором в центре питания наглухо или через малое сопротивление заземляется искусственная нейтральная точка или силовой трансформатор небольшой мощности, а на части распределительных линий заземляется один или несколько потребительских транс-

форматоров при полной изоляции от земли нейтралей всех потребительских трансформаторов на остальных распределительных линиях.

Актуальность данных исследований обусловлена необходимостью повышения эффективности использования энергоресурсов и их экономии.

Целью работы является оценка эффективности перевода с напряжения 6 кВ на напряжение 10 кВ конкретного участка гомельской городской кабельной сети с учетом комбинированного способа заземления ее нейтралей.

### Результаты исследований

Для проведения исследований был рассмотрен участок гомельской городской кабельной сети с РП-12 номинальным напряжением 6 кВ, питающийся от секций шин 6 кВ подстанции «Западная». Этот участок включает в себя 19 трансформаторных подстанций (ТП), на которых установлен 31 трансформатор мощностью от 100 до 695 кВ · А и 26,7 км кабельных линий сечением от 95 до 240 мм<sup>2</sup>. Схема данного участка сети представлена на рис. 1.

Анализируя полученные данные о вводе в эксплуатацию силовых кабелей, информация о которых представлена в табл. 1, установлено, что срок службы кабельных линий уже завершился или подходит к концу.

Учитывая специфику городских электрических сетей г. Гомеля, следует отметить, что подавляющее большинство аварийных отключений в сетях 6–10 кВ – это отключения кабельных линий (КЛ) электропередач, которые составляют 90 % от протяженности всех линий электропередач электрических сетей.

Анализ повреждаемости кабельных линий показывает, что повреждения кабелей из-за электропробоя изоляции в ранее не повреждаемом месте происходит примерно в 52 % случаев. Около 30 % повреждений – это электропробой на соединительных муфтах, 16 % – электропробой кабельных заделок в ТП. Примерно 1% всех аварийных отключений, связанных с повреждением КЛ, происходит из-за порывов кабелей сторонними организациями и частными лицами, что свидетельствует о недостаточной разъяснительной и профилактической работе с организациями и населением, а также о неточности съемок кабельных трасс и об отсутствии в районе электрических сетей (РЭС) специальных приборов для уточнения трасс кабелей без их отключения.

Следует также отметить большое количество повреждений КЛ на муфтах. Это объясняется различными причинами, в том числе плохим качеством ремонтного материала. Кроме того, соединительные муфты частично повреждаются при поисках уже имеющегося повреждения, а также при испытаниях кабеля после его ремонта, в результате чего муфта, хотя и не выходит из строя, но надежность ее и дальнейший срок службы значительно снижается.

Большую повреждаемость кабелей на муфтах можно частично объяснить большим их количеством в сетях (удельное их количество, примерно 6 муфт на 1 км). На отдельных участках их число доходит до 12 и более на 1 км. Отсюда следует вывод, что вместо установки очередных муфт на отдельных участках необходимо менять кабель на новый, а это, конечно же, требует вложения значительных средств.

Большое количество повреждений КЛ на кабельных заделках происходит из-за плохого качества применяемых материалов, а также от попадания влаги в ТП во время дождя из-за течи в закрытых трансформаторных подстанциях. В РЭС в настоящее время проводятся работы по замене сухих и эпоксидных кабельных заделок на термоусаживаемые.

Кроме того, анализируя повреждаемость кабелей, изготовленных на номинальное напряжение 6 кВ, но работающих в сети номинальным напряжением 10 кВ (сети, переведенные с напряжения 6 на 10 кВ), следует отметить, что удельная повреждаемость таких кабелей значительно выше.

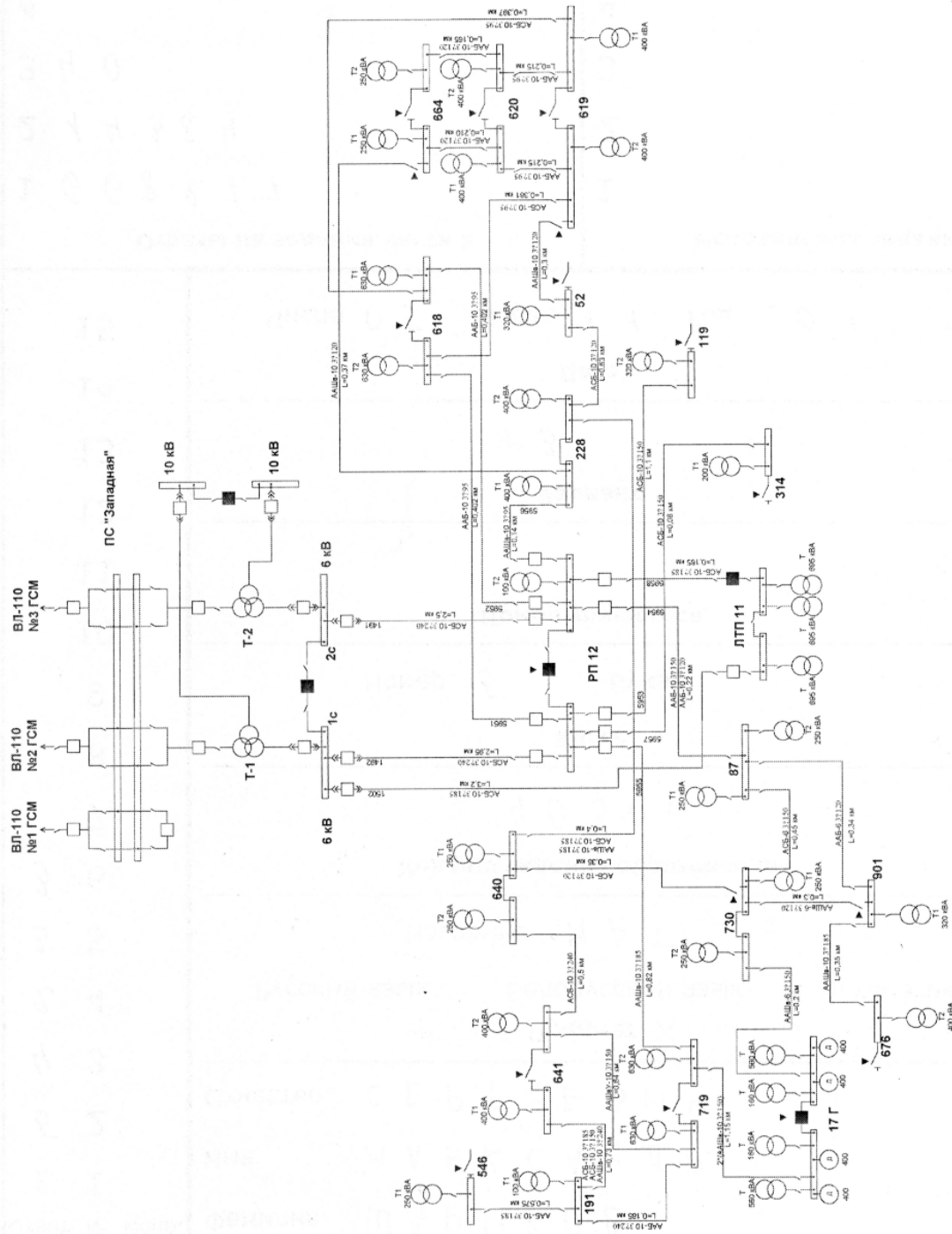


Рис. 1. Схема участка гомельской городской кабельной электрической сети с РП-12 до реконструкции

Таблица 1

Сроки амортизации и эксплуатации кабелей напряжением 6–10 кВ

Название КЛ	Марка кабеля	Год прокладки КЛ	Номинальное напряжение, кВ	Срок амортизации, лет	Срок эксплуатации, лет
1491	АСБ	1978	10	43,5	36
1492	АСБ	1978	10	43,5	36
1502	АСБ	1978	10	43,5	36
5951	ААБ	1978	10	23,25	36
5952	ААБ	1978	10	23,25	36
5953	АСБ	1978	10	43,5	36
5954	ААБ	1978	10	23,25	36
5955	ААШВ	1984	10	23,25	30
5956	ААШВ	1978	10	23,25	36
5957	АСБ	1978	10	43,5	36
5958	АСБ	1978	10	43,5	36
от ТП 228 к ТП 664	ААШВ	2000	10	23,5	14
от ТП 228 к ТП 52	АСБ	1975	10	43,5	39
от ТП 228 к ТП 640	ААШВ	1975	10	23,25	39
	АСБ	1975	10	43,5	39
от ТП 664 с1 к ТП 620 с1	ААБ	1981	10	23,25	33
от ТП 664 с2 к ТП 620 с2	ААБ	1981	10	23,25	33
от ТП 620 к ТП 619	ААБ	1978	10	23,25	36
от ТП 620 к ТП 619	ААБ	1978	10	23,25	36
от ТП 619 к ТП 618	АСБ	1978	10	43,5	36
	АСБ	1978	10	43,5	29
от ТП 619 к ТП 52	ААШВ	1985	10	23,25	38
от ТП 640 к ТП 730	АСБ	1976	10	43,5	35
от ТП 640 к ТП 641 с2	АСБ	1979	10	43,5	11
от ТП 641 с2 к ТП 719 с1	ААШВУ	2003	10	23,25	39
от ТП 641 с1 к ТП 191	АСБ	1975	10	43,5	39
	ААШВ	1975	10	23,25	39
	АСБ	1975	10	43,5	30
от 191 к ТП 719 с1	ААБ	1984	10	23,25	30
от 719 с2 к ТП 17Г	ААШВ	1984	10	23,25	30
от ТП 730 к ТП 17Г	ААШВ	1984	6	23,25	11
от ТП 730 к ТП 901	ААШВ	2003	6	23,25	36
от ТП 87 к ТП 901	ААБ	1978	6	23,25	39
от ТП 901 к ТП 676 с2	ААШВ	1975	10	23,25	36
от ТП 87 к ТП 730	АСБ	1978	6	43,5	39
от ТП 191 к ТП 546 с1	ААБ	1975	10	23,25	36
от ТП 620 к ТП 619	ААБ	1978	10	23,25	36
от ТП 619 к ТП 618	АСБ	1978	10	43,5	36

При анализе количества отключений по месяцам и по кварталам можно сделать вывод, что во втором и третьем квартале происходит примерно на 30 % больше аварийных отключений, чем в первом и четвертом квартале. Это можно объяснить различными причинами, в том числе и подвижками грунта, активизацией грунтовых вод, а также большим числом порывов кабелей, так как в это время года больше производится земляных работ.

Данные аварийных отключений за период с 2001 по 2013 г. в гомельском городском РЭС свидетельствуют о том, что количество отключений возросло в 1,32 раз, сумма времени, когда оборудование находилось в отключенном положении, также возросла в 1,25 раза.

Также мы видим, что при увеличении общей протяженности линий электропередач в 1,53 раза и количества отключений, недоотпуск электроэнергии потребителям увеличился в 1,18 раза. Это свидетельствует о том, что скорость ликвидации аварий, а также профессионализм оперативных работников значительно выросли. Данные по аварийным отключениям представлены в табл. 2.

Таблица 2

## Информация по аварийным отключениям

Показатель	Годы												
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Всего отключений	155	134	166	163	183	217	219	205	238	260	245	218	206
Сумма времени, час	245,5	277,9	274,3	279,1	298,9	298	290,3	253,9	359,1	339,5	393,1	276,4	307,6
Среднее время, час	1,58	2,07	1,65	2,04	1,63	1,37	1,3	1,27	1,4	1,47	1,58	1,43	1,49
Удельное отключение	24,41	21,1	26,14	25,67	27,85	29,17	28,02	27,52	29,53	31,18	25,63	22,8	31,22
Недоотпуск, МВт · ч	20,13	21,1	24,35	24,6	25,34	24,88	25,2	24,45	32,47	29,9	25,2	24,4	23,95
Протяженность ЛЭП, тыс. км	6,35	6,35	6,35	6,35	6,57	6,72	7,06	7,45	8,06	8,34	9,56	9,65	9,72

Отключение кабельных линий электропередач зачастую происходит вследствие перерастания однофазного замыкания на землю в более сложные виды повреждений на сухих и эпоксидных муфтах (а такие повреждения, как было изложено выше, составляют 46 %), так как их конструкция и ненадежность сопутствуют этим процессам. Отключение кабельных линий, как правило, происходит не в трансформаторных пунктах, а на подстанции, так как коммутационные аппараты в ТП не оснащены релейной защитой. Также токи однофазного замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью не достаточны для выявления поврежденного участка, их величина обусловлена только емкостью кабельной сети. Все это приводит к обесточению нескольких или даже десятков ТП и, следовательно, большому недоотпуску электроэнергии и останову производств.

Для того чтобы повысить токи однофазного замыкания на землю данного участка сети, нами была предложена система комбинированного заземления нейтрали, при которой заземлению подлежат нейтрали обмоток высокого напряжения части трансформаторов в трансформаторных подстанциях 6/0,4 кВ. Данный тип заземления был выбран по следующим причинам:

1) необходимо увеличить уровни токов замыкания на землю и обеспечить селективность работы релейной защиты;

2) исключить возможность возникновения перемежающейся дуги вследствие отключения линии;

3) обеспечить безопасность в отношении поражения электрическим током людей и животных при обрыве проводов и др.

Для того чтобы изменить режим нейтрали, было предложено и рассчитано место установки трансформаторов и их мощность, исходя из величины токов однофазных замыканий на землю в сети, и значение сопротивления заземляющего устройства  $R_3 = 1,9 \text{ Ом}$  [7], исходя из напряжения прикосновения, которое не должно превышать 100 В [8], [9]. В ходе расчетов принято решение установить на 1 и 2 секции шин 10 кВ ПС «Западная» дополнительные трансформаторы мощностью 400 кВ · А. Заземлению подлежат обмотки высокого напряжения этих трансформаторов, а также трансформаторов в ТП-546, ТП-676, ТП-664.

После изменения режима нейтрали и перевода на более высокое напряжение токи короткого замыкания увеличились с 7,1 до 9,9 кА на шинах РП-12. Наименьший ток однофазного замыкания на землю оказался равен 865 А, что достаточно для селективной работы защит линий и отключения поврежденного участка.

При переводе участка сети на напряжение 10 кВ необходимо заменить силовое оборудование, рассчитанное на номинальное напряжение 6 кВ. Было принято решение об установке новых ячеек КРУ СЭЩ-59-10-20/630 У3 и камер КСО 298 М-1ВВ-600-10 У3, которые оснащаются вакуумными выключателями ВВ/TEL, на входящих в данный участок трансформаторных подстанциях, а также о замене некоторых кабельных линий, срок эксплуатации которых уже истек. Информация о кабелях, которые подлежали замене, представлена в табл. 3. Замена трансформаторов 6/0,4 кВ на новые 10/0,4 кВ также значительно увеличила бы затраты на реконструкцию. Исходя из этого, предложено (там, где это возможно, учитывая конструкцию трансформаторов и схему соединения обмоток высокого напряжения) переключить обмотки с «треугольника» на «звезду», что уже проводилось в гомельских электрических сетях и требует меньших капитальных вложений, чем установка новых. Недостатком данного решения является ликвидация устройств ПБВ, которые можно компенсировать путем регулирования напряжения трансформаторами, установленными на питающей подстанции «Западная», удаленность которых от потребителей не превышает 3 км.

Таблица 3

**Информация о замененных кабельных линиях**

Участок	Марка кабеля и сечение	Длина участка, км
ТП-87 – ТП-730	АПвП-10 (3×95)	0,45
ТП-87 – ТП-901	АПвП-10 (3×120)	0,34
ТП-730 – ТП-901	АПвП-10 (3×95)	0,3
ТП-17Г – ПС «Западная»	АПвП-6 (3×95)	3,2

В результате расчета режимов участка кабельной электрической сети установлено следующее.

При изменении номинального напряжения участка кабельной сети с 6 на 10 кВ потери активной мощности в нормальном режиме при 60%-й загрузке трансформаторов снижаются с 505,3 до 200 кВт, т. е. в 2,53 раза.

Расчет послеаварийного режима работы участка электрической сети показывает, что при его переводе на 10 кВ происходит уменьшение потерь активной мощности в 2,77 раза, с 709,8 до 255,8 кВт, при обрыве линии № 5956, и в 2,75 раза, с 604,1 до 219,6 кВт, при обрыве линии № 5954. Результаты расчета потерь мощности в сети в нормальном режиме при напряжении 6 и 10 кВ представлены в табл. 4.

Схема рассматриваемой сети после проведения его реконструкции и изменения режима нейтрали представлена на рис. 2.

Затраты на реконструкцию данного участка сети составили 9014 млн бел. р., в том числе стоимость устанавливаемого оборудования составила 7772 млн бел. р. Установлено, что затраты на перевод сети на более высокое напряжение окупаются прежде всего за счет снижения потерь электроэнергии, которое составило 882100 кВт · ч/год или 108,49 т у. т./год. Срок окупаемости мероприятий по замене кабельных линий электропередач составил 2,5 лет при стоимости замены 2349 млн бел. р., что свидетельствует о его экономической эффективности и целесообразности.

Таблица 4

## Потери мощности в сети

Загруженность трансформаторов, %	Элементы электрической сети	Напряжение электрической сети, кВ	
		6	10
		Нормальный режим	
		Источник питания 1с ПС «Западная»	
20	Кабельные линии	41,62	6,97
	Силовые трансформаторы	4,87	1,93
<b>Суммарные потери</b>		<b>46,49</b>	<b>8,9</b>
40	Кабельные линии	90,71	27,88
	Силовые трансформаторы	19,49	7,74
<b>Суммарные потери</b>		<b>110,2</b>	<b>35,62</b>
60	Кабельные линии	139,86	62,74
	Силовые трансформаторы	43,87	17,43
<b>Суммарные потери</b>		<b>183,73</b>	<b>80,17</b>

Продолжение табл. 4

Загруженность трансформаторов, %	Элементы электрической сети	Напряжение электрической сети, кВ	
		6	10
		Нормальный режим	
		Источник питания 2с ПС «Западная»	
20	Кабельные линии	47,54	9,5
	Силовые трансформаторы	10,1	3,82
<b>Суммарные потери</b>		<b>57,64</b>	<b>13,32</b>
40	Кабельные линии	122,18	37,86
	Силовые трансформаторы	40,33	15,28
<b>Суммарные потери</b>		<b>162,51</b>	<b>53,14</b>
60	Кабельные линии	232,46	85,09
	Силовые трансформаторы	89,04	34,38
<b>Суммарные потери</b>		<b>321,5</b>	<b>119,47</b>

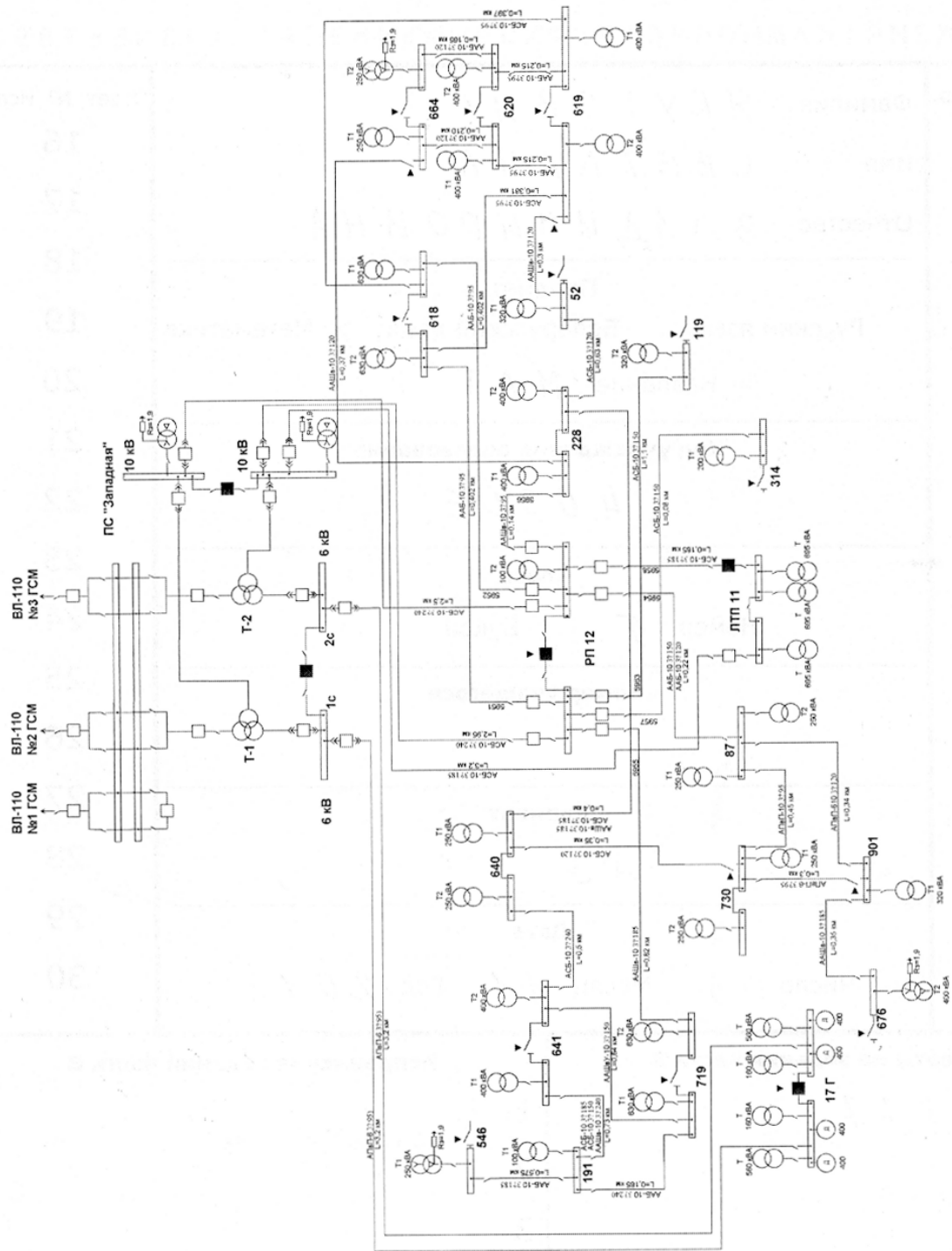


Рис. 2. Схема участка гомельской кабельной электрической сети с РП-12 после реконструкции



### Заключение

Из результатов исследований следует, что имеются все предпосылки для постепенного перевода городских кабельных сетей номинальным напряжением 6 кВ на более высокое номинальное напряжение. Это значительно сократит потери мощности при передаче, увеличит пропускную способность существующих сетей, а также увеличит качество и надежность электроснабжения потребителей. Одновременно изменяя режим нейтрали электрической сети, достигается возможность отключения поврежденного участка релейной защитой, поврежденный участок локализуется, не приводя к длительным отключениям и значительным недоотпускам электроэнергии. Также изменение режима нейтрали позволит использовать имеющийся запас по уровню фазной изоляции кабельных линий и обеспечит повышение их срока службы или позволит увеличить номинальное напряжение сетей, как было предложено выше для конкретного участка кабельной электрической сети.

### Литература

1. Короткевич, М. А. Режимы нейтрали городской электрической сети / М. А. Короткевич, Д. Л. Жив. – Минск : БелНИИагроэнерго, 1997. – С. 68.
2. Заземление нейтрали в сетях напряжением до 110 кВ / под ред. Л. М. Фингера. – М. : ОРГРЭС, 1964. – С. 88.
3. Рассредоточенное заземление нейтрали в электрических сетях. – Препринт / ЦНИИМЭСХ, 1972. – С. 99.
4. Плюгачев, В. К. О режиме нейтрали в электрических распределительных сетях // Электричество. – 1963. – № 2. – С. 62–65.
5. Гневко, Д. Г. Перевод сети 10 кВ на повышенное напряжение при рассредоточенном заземлении нейтрали / Вопросы электрификации сельского хозяйства. – Минск : Польша, 1965. – С. 44–51.
6. Гневко, Д. Г. О работе электросети в режиме РЗН / Механизация и электрификация сельского хозяйства. – Минск : Ураджай, 1970. – С. 25–33.
7. Карякин, Р. Н. Заземляющие устройства электроустановок : справочник / 2-е изд. – М. : Энергосервис, 2006. – 520 с.
8. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжения прикосновения и токов. Технические условия : ГОСТ 12.1.038–82. – Введ. 30.07.82. Срок действия неограничен. – М. : Из-во стандартов, 1982. – 5 с.
9. Правила устройства электроустановок. – Минск : ДИЭКОС, 2003 – С. 632.

*Получено 28.05.2014 г.*