

сторон, после отключения под действием АПВ через 3 с происходит включение с двух сторон ранее отключенного участка. За время без токовой паузы КЗ на линии не устранилось, следовательно, АПВ оказалось неуспешным, и рассматриваемая воздушная линия вновь попадет под действие КЗ и с помощью РЗ вновь отключается через 0,15 с. Производить анализ динамической устойчивости будем по критерию изменения угла ротора генератора электростанции в промежуток времени от КЗ до прекращения колебаний рассматриваемого угла. Ремонтная схема Брест-300 подразумевает под собой вывод в ремонт одной из трех отходящих линий 101, 102 или 103.

В результате моделирования в программном комплексе «Eurostage» были получены угловые характеристики ротора генератора Брест-300 для нормальной и ремонтной схем при различных нормативных возмущениях I и II тяжести. Из полученных результатов (табл. 1) видно, что динамическая устойчивость схемы выдачи мощности Брест-300 не нарушается. Из этого следует, что по условию динамической устойчивости СВМ Брест-300 выбрана верно, также для данной схемы необходимо провести анализ по статической устойчивости для полной уверенности в правильности выбора СВМ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Схема и программа развития электроэнергетики Томской области на период 2022–2026 годов (утверждена распоряжением Губернатора Томской области от 30.04.2021 № 95-р)
2. Методические рекомендации по проектированию и развития энергосистем (утверждены Приказом Минэнерго России от 30.06.03 № 281)
3. Методические указания по устойчивости энергосистемы (утверждены Приказом Минэнерго России от 29.08.18 № 630)

ПРОБЛЕМЫ ОТСТРОЙКИ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ В ПРОТЯЖЕННЫХ ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ 6(10) КВ

Н.Ю. Князев

АО «ТомскНИПИнефть»

Научный руководитель: Р.А. Уфа, к.т.н., доцент ОЭЭ ИШЭ ТПУ

Проблемы, связанные с усложнением сети и увеличением протяженности линии электропередач предъявляют более высокие требования к эффективности функционирования релейной защиты.

При разветвлённой сети с протяженными линиями электропередач, при добавлении дополнительных источников энергии происходит как перераспределение токов коротких замыканий, так и смена самих величин токов КЗ. Всё это приводит к тому, что необходимо пересматривать существующие уставки. А как следствие, требуется рассмотреть удовлетворяют ли существующие защиты типа МТЗ.

В связи с этим, традиционные токовые защиты мало применимы в таких сетях, потому что они не обладают необходимыми требованиями к обеспечению чувствительности и надёжности. Поэтому в данный момент актуален тренд на изменение таких защит в пользу более сложных, например, дистанционных или дифференциальных защит.

В частности, рассматриваемым объектом является нефтепровод с принципиальной схемой электроснабжения представленной на рис. 1.

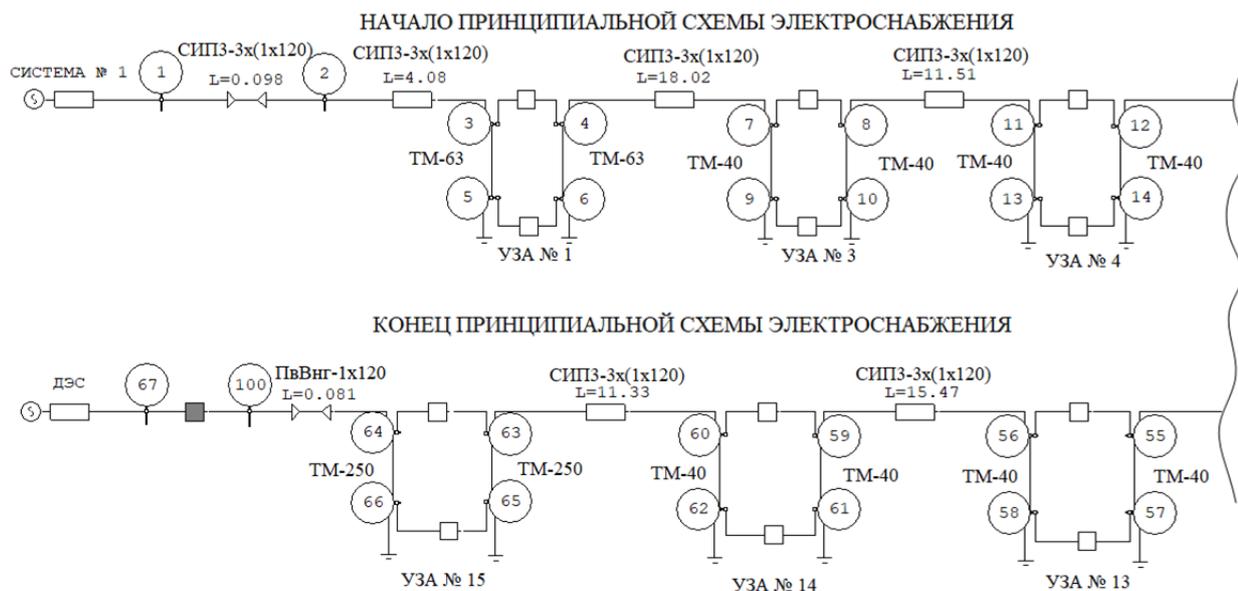


Рис. 1. Принципиальная схема электроснабжения

На рис. 1 представлена существующая схема, которая относится к объединённой энергосистеме Сибири, характеризуется как кольцевая. Питание осуществляется узлами, состоящими из комплектных трансформаторных подстанций мощностью 40, 60 и 250 кВА, которые обеспечивают электроснабжение 15 узлов запорной арматуры. Протяженность линий электропередач составляет около 200 км из трёх однофазных СИП сечением 120 мм². Так как нефтепровод считается опасным объектом его электроснабжение должно быть непрерывным. Выполнено двухстороннее питание для изоляции повреждённого объекта с двух сторон.

При коротких замыканиях на концах линий узлов с двухсторонним питанием от Системы 1 и ДЭС не будет обеспечиваться селективность. Поэтому нужно рассмотреть другие типы защиты, такие как дифференциальная или дистанционная.

В рамках данной работы будет проводится сравнение применения дифференциальной и дистанционной защит для обеспечения нужд электропитания, так как токовая защита не обеспечивает необходимую надёжность. Фрагмент результатов ручного расчёта дифференциальной защиты представлены в табл. 1.

Таблица 1. Расчёт дифференциальной токовой защиты

Источник э/с	Участок	$I_{ном}, А$	$I_{ДТО}, о. е.$	$I_{ДЗТнач}, о. е.$	$I_{ДЗТ2}, о. е.$	$I_{ДЗТ3}, о. е.$	$k_{чув}$
Система № 1	УЗА № 15	34,99	18,3	0,41	0,34	3,66	3,0
ДЭС	УЗА № 1	49,42	58,73	0,29	0,34	11,75	2,79

- $I_{ном}$ – номинальный первичный ток линии;
- $I_{ДТО}$ – значение уставки дифференциальной токовой отсечки;
- $I_{ДЗТнач}$ – значение уставки начального тока срабатывания дифференциальной токовой защиты;
- $I_{ДЗТ2}$ – значение уставки срабатывания дифференциальной токовой защиты второго участка;
- $I_{ДЗТ3}$ – значение уставки срабатывания дифференциальной токовой защиты третьего участка;
- $k_{чув}$ – коэффициент чувствительности дифференциальной токовой защиты.

Коэффициент чувствительности при КЗ должен быть более 2. Отсюда следует, что защита обеспечивает необходимую надёжность и чувствительность. [1]

По аналогии была рассмотрена возможность исполнения дистанционного типа защиты, расчёт уставок которых был выполнен с помощью программного обеспечения АРМ СРЗА и представлен в табл. 2.

Таблица 2. Расчёт дистанционной защиты

Источник э/с	Участок	$I_{ДЗ1}, \text{Ом}$	$I_{ДЗ2}, \text{Ом}$	$I_{ДЗ3}, \text{Ом}$	$k_{\text{чувБ}}$	$k_{\text{чувД}}$
Система № 1	УЗА № 15	$1,73 + j3,24$	$5,36 + j10$	$203,2 + j379,1$	1,89	1,79
ДЭС	УЗА № 1	$2,81 + j5,24$	$16,8 + j31,3$	$113,1 + j211$	1,9	1,81

- $I_{ДЗ1}$ – уставка срабатывания 1 ступени дистанционной защиты;
- $I_{ДЗ2}$ – уставка срабатывания 2 ступени дистанционной защиты;
- $I_{ДЗ3}$ – уставка срабатывания 3 ступени дистанционной защиты;
- $k_{\text{чувБ}}$ – коэффициент чувствительности ближнего резервирования;
- $k_{\text{чувД}}$ – коэффициент чувствительности дальнего резервирования.

С помощью ПО АРМ СРЗА построим характеристику второй ступени участка УЗА № 1 при питании от дизельной электростанции, см. рис. 2.

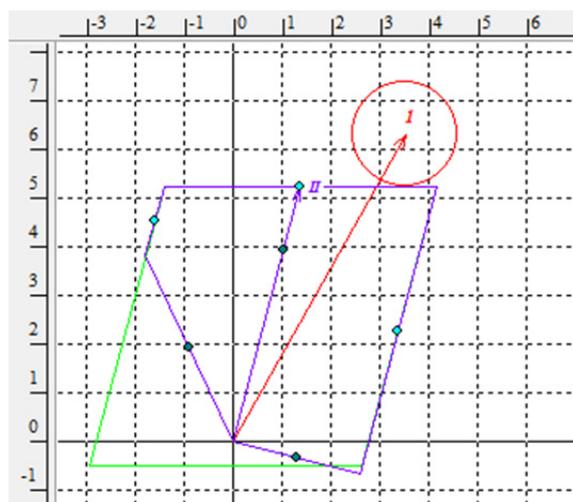


Рис. 2. Принципиальная схема электроснабжения

Полученные коэффициенты чувствительности для ближнего $k_{\text{чувБ}} \geq 1,25$ и для дальнего $k_{\text{чувД}} \geq 1,2$ резервирования удовлетворяет предъявляемым требованиям [2].

Анализ исследуемых защит показал, что обе они удовлетворяют предъявляемым требованиям. Однако, актуальным становится вопрос, какую всё-таки выбрать защиту.

Дистанционная защита основывается на её органе управления – дистанционном реле, которое определяет расстояние до повреждения линии на основе отношения напряжения к току линии и подаёт сигнал на срабатывания коммутационных аппаратов. Защита является двух-ступенчатой, не требует резервной защиты.

Суть дифференциальной защиты заключается в дифференциальном реле, которое измеряет разницу токов на концах защищаемой линии. При небалансе входного и выходного значений токов подаёт сигнал на срабатывание защиты. Имеет абсолютную селективность и нуждается в резервной защите.

В свою очередь, можно комбинировать дистанционную и дифференциальную защиту для обеспечения требуемого уровня надёжности, исходя из требований и условий системы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. – 3-е изд., перераб., доп. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1985. – 296 с.
2. Циглер Г. Цифровая дистанционная защита: принципы и применение / пер. с англ.; под ред. А.Ф. Дьякова. – М.: Энергоиздат. 2005 – 322 с.